Rte
Réseau de transport d'électricité

SCHÉMA DÉCENNAL 2012
DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ



La responsabilité de RTE ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

TABLE DES MATIERES

1. UNE CONTRIBUTION AU DEBAT NATIONAL SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE 5

2. LES ENJEUX DU DEVELOPPEMENT DE RESEAU 8

2.1 Pourquoi des réseaux ? Pourquoi « interconnecter » les territoires ? 8
2.2 Missions de RTE 9
2.3 Objectifs et enjeux du développement du réseau 11
2.4 La concertation 13

3. RESEAU EXISTANT : Patrimoine, Performance, Potentiel de raccordement et travaux finalisés en 2012 17

3.1 Patrimoine RTE au 31/12/2011 17
3.2 Potentiels de raccordement pour l'accueil de production 24
3.3 Principaux travaux finalisés en 2012 26

4. HYPOTHESES DE TRAVAIL ET SCENARIOS 29

4.1 Les moteurs de la transition énergétique 29
4.2 Quatre scénarios d'évolution de la consommation et du mix énergétique à long terme 35
4.3 Grandes tendances d'évolution des flux électriques en France à long terme 39

5. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE GRAND TRANSPORT A 10 ANS 53

5.1 La France, carrefour des flux en Europe 55
5.2 Fluidifier les flux et faciliter les secours entre les territoires 69
5.3 Sécuriser l'alimentation en période de pointes 82
5.4 Accueillir la production 98
5.5 Veiller à la sûreté du système électrique 105
5.6 Tableau de synthèse des projets du volet à 10 ans 111

6. PLAN DE DEVELOPPEMENT A 3 ANS 124

6.1 Région Nord-Est 126
6.2 Région Est 133
6.3 Région Rhône-Alpes Auvergne 141
6.4 Région Sud-Est 151
6.5 Région Sud-Ouest 158
6.6 Région Ouest 166
6.7 Région Normandie-Paris 174

7. CONCLUSION 183

7.1 L'objet du schéma décennal de développement de réseau 183
7.2 Une démarche concertée 184
7.3 Analyse de l'évolution du portefeuille entre les éditions 2011 et 2012 186
7.4 10 milliards d'euros pour le développement du réseau dans la décennie 191

ANNEXES 193

Annexe n°1 : Retours sur la consultation menée par RTE autour de l'édition 2011 du Schéma décennal 193

Annexe n°2 : Processus et principes des études de développement 198

A2-1 Les études de développement du réseau : un processus dynamique et ouvert 198
A2-2 Les études de réseau 199
A2-3 L'évaluation des projets au regard des finalités du développement 202

Annexe n°3 : le Système Electrique 205

A3-1 Les chemins de l'électricité 205
A3-2 Comment transporte-t-on l'électricité ? 207
A3-3 Un marché européen de l'électricité 209
A3-4 Comment fonctionne le réseau grand transport ? 209
A3-5 Relier production et consommation 210
A3-6 Un réseau interconnecté 210
A3-7 La sûreté du système électrique 211
A3-8 Le centre de contrôle du réseau 213

1. UNE CONTRIBUTION AU DEBAT NATIONAL SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE présente ici une nouvelle édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Ce document précise les conséquences sur les infrastructures du réseau des évolutions en cours ou à venir du système électrique. Ce document permet ainsi de présenter le réseau à l'horizon de dix ans, dans la continuité des visions déjà publiées au sein du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Comme le bilan prévisionnel, ce schéma décennal se veut un outil de dialogue pour clarifier les enjeux associés aux choix de politique énergétique et d'investissement dans le secteur électrique. Quand le bilan prévisionnel décrit des scénarios contrastés possibles d'évolution de la consommation d'électricité et du mix de production, le schéma décennal en déduit une vision synthétique des besoins de développement du réseau à haute et très haute tension français à court, moyen et long terme :

- à l'horizon trois ans, y est décrit l'avancement de l'ensemble des projets d'investissement réseau de RTE (cf. §6) ;
- à l'horizon dix ans, y sont présentées les principales infrastructures à construire ou adapter pour accompagner la transition énergétique (cf. §5).

Les ouvrages du réseau ont une durée de vie longue (typiquement de 50 à 80 ans) ; leur temps de développement est très long par rapport à celui du parc de production (cf. § 2.4). Ils doivent donc être soigneusement planifiés pour répondre dans la durée aux besoins d'approvisionnement en électricité de la société et il importe de les inscrire dans les tendances de long terme. Cette deuxième édition décrit donc les grandes tendances d'évolution des flux électriques sur le territoire national à l'horizon 2030 (cf. § 4). Comme d'autres compléments d'information introduits dans cette édition 2012, cette nouvelle section répond directement aux questions et remarques reçues par RTE à la suite de la publication de la première édition 2011.

Avec la validation des premiers schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) par les pouvoirs publics fin juin 2012, RTE a engagé la réalisation des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER) correspondants. Les premières validations sont attendues d'ici fin 2012 et les éventuels besoins et renforcements complémentaires issus de cette démarche ne seront incorporés au schéma décennal qu'à partir de l'édition 2013.

Après la publication du bilan prévisionnel 2012 le 5 septembre dernier, RTE soumet à consultation publique cette version « projet » du schéma décennal. Comme le bilan prévisionnel, ce document a vocation à contribuer au débat national sur la transition énergétique. Il sera finalisé en prenant en compte les remarques reçues, avant d'être transmis aux autorités compétentes.

Les enjeux de la transition énergétique

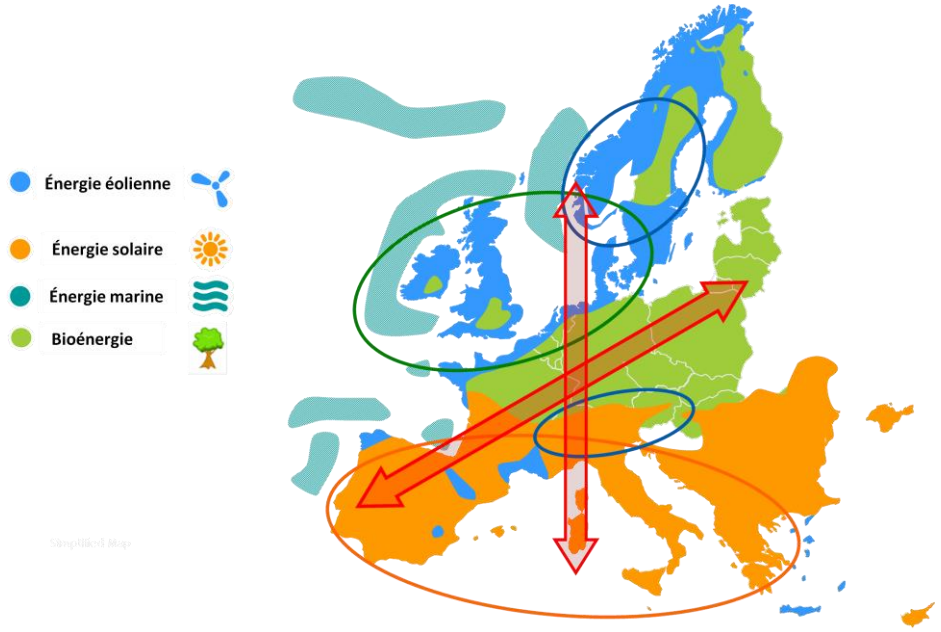
Dès l'horizon dix ans, l'analyse prospective montre d'importants défis à relever à l'échelle européenne et par suite au niveau de chaque pays. Comme la conférence inaugurale du débat national sur la transition énergétique l'a souligné, la croissance de la population mondiale (environ 9 milliards d'individus en 2050), l'augmentation du niveau de vie des pays du sud, la raréfaction des ressources fossiles vont conduire à rendre l'énergie plus chère. Elles invitent d'ores et déjà à une plus grande sobriété énergétique et à se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement que les énergies fossiles ou « de stock ». La lutte contre le réchauffement climatique donne à ces préoccupations une importance accrue.

Quels choix pour le système électrique français ?

Les enjeux précédents se déclinent pour le système électrique français : quelle consommation d'électricité demain ? Quel mix de production ? Quelle localisation de ce mix ? Quelles adaptations du réseau prévoir ?

La maîtrise de la pointe de consommation électrique doit rester une préoccupation centrale pour envisager les transferts d'usage énergétique vers l'électricité (ex : transports ferrés, véhicules électriques particuliers, pompes à chaleur, etc.) tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Le développement des leviers de flexibilité de la consommation (effacements, reports de consommation aux périodes creuses…) est, à ce titre, une solution prometteuse pour laquelle RTE a déjà engagé des expérimentations.

Une pénétration significative des énergies renouvelables, par nature intermittentes, appellera l'évolution des modalités de gestion de la sûreté du système (réserves, effacements de consommation et de production, etc.). Par ailleurs, toute nouvelle répartition géographique des lieux de production (énergies renouvelables ou classiques) rend nécessaire une évolution structurelle du réseau de transport d'électricité. Les changements en cours en Allemagne en sont une illustration frappante[1]. Le schéma décennal européen[2] publié par ENTSOE souligne que 80% des développements de réseau d'importance européenne sont motivés par l'essor des énergies renouvelables : dans la décennie, le réseau européen sera soumis à des flux nord sud plus amples, plus volatils de la Scandinavie à la péninsule ibérique.



Développement des énergies renouvelables en Europe (source DG Energie)

Contrairement aux idées reçues, le développement de sources locales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne s'accompagne pas d'une réduction des besoins de réseaux de transport mais, au contraire, en renforce la nécessité car le réseau se trouve être, faute de pouvoir disposer de l'infrastructure de stockage adaptée, la solution disponible et pertinente à l'intermittence et à la nécessité de mutualiser les secours[3]. Une part de plus en plus importante des projets de RTE est consacrée au développement des capacités d'accueil et à la circulation des flux d'énergies renouvelables sur le réseau. Dans ce cadre, RTE assure notamment la réalisation des schémas de raccordement des énergies renouvelables (S3RER), sous l'égide des pouvoirs publics, en collaboration avec les acteurs locaux.

L'objectif de ramener la part du nucléaire dans le mix électrique à 50% à l'horizon 2025 peut être concrétisé de multiples façons. Le scénario « nouveau mix » présenté dans le bilan prévisionnel 2012 réduit d'environ un tiers la puissance nucléaire installée en France, compensée par la maîtrise de la demande, et le développement de l'éolien, du solaire, de l'hydraulique mais aussi du gaz. Construire ces importants

[1] L'Allemagne a développé 30 GW d'éolien (resp. 25 GW de photovoltaïque) à ce jour, et prévoit plus de 50 GW éoliens installés (resp. 55 GW photovoltaïques) en 2020 et plus de 90 GW éoliens (resp. 60 GW photovoltaïques) dix ans plus tard. La production éolienne est concentrée dans le nord du pays, et en conséquence, l'Allemagne prévoit le renforcement de 4 200 km de couloirs de lignes existants et 3 800 km de nouveaux ouvrages développant une capacité de transit nord sud de 10 GW supplémentaires (cf. http://www.netzentwicklungsplan.de).

[2] Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

[3] Plus d'explications sont données au § 5.1.1.

investissements de production et adapter le réseau en conséquence demandera une dizaine d'années. Par ailleurs, vingt tranches nucléaires, pour une puissance de 18 GW, auront 40 ans d'ici à l'horizon 2023. Par conséquent, les conclusions du débat national devront préciser le choix du nouveau mix sans oublier sa localisation sur le territoire national, pour que puisse se préparer dès aujourd'hui le système électrique de demain.

Pour RTE, le défi est de pouvoir s'adapter au rythme d'évolution de ce nouvel environnement énergétique. Les projets de production d'énergie renouvelable, qu'ils soient éoliens ou photovoltaïques, se réalisent en moyenne en quelques années alors que les procédures d'autorisation auxquelles les ouvrages de transport d'électricité sont soumis peuvent durer plus de dix ans. Il devient donc essentiel, pour être au rendez-vous des évolutions à venir, de rationaliser les procédures d'instruction des infrastructures de réseau de transport et d'en harmoniser la durée avec celles des ouvrages de production d'électricité : ces deux rythmes ne peuvent cohabiter longtemps l'un indépendamment de l'autre.

Le réseau au service de la transition énergétique

Au regard tant du nombre d'acteurs impliqués que des enjeux économiques, les principaux efforts de la transition énergétique portent sur la maîtrise de la demande et l'investissement dans le mix de production.

Même si le fait de faire évoluer le réseau public de transport nécessitera plusieurs milliards d'euros, un tel investissement sera beaucoup moins cher que celui qui consisterait à faire évoluer l'outil de production pour obtenir la même qualité de l'électricité. Les besoins d'investissement réseau s'adapteront donc au choix du mix de production retenu au terme du débat national.

En l'absence de technologies de stockage décentralisé suffisamment matures pour être disponibles à la hauteur des besoins et dans des conditions économiques acceptables, le réseau de transport continuera d'assurer dans la transition énergétique la mutualisation des aléas et par suite la sécurisation et l'optimisation de l'approvisionnement électrique.

2. LES ENJEUX DU DEVELOPPEMENT DE RESEAU

2.1 Pourquoi des réseaux ? Pourquoi « interconnecter » les territoires ?

Un réseau de transport d'électricité connecte les lieux de production aux centres de consommations. Pratiquement dès la naissance de l'industrie électrique, à la fin du XIXe siècle, très tôt et très vite, les réseaux électriques se sont développés en s'interconnectant :. construire une infrastructure de réseau maillée permet à la fois de rendre une meilleure qualité de fourniture et de limiter considérablement les ressources nécessaires pour produire l'électricité. Cette infrastructure de réseau électrique – comme tout autre type de réseau – est en cela d'autant plus efficace qu'elle interconnecte d'avantage d'utilisateurs. Ainsi le réseau constitue-t-il une réponse à trois types de préoccupations : la sécurité d'approvisionnement, l'économie, la desserte du territoire.

La sécurité d'approvisionnement :

- la continuité de service est assurée en dépit des incidents les plus communs (selon la « règle du N-1 », qui stipule que la panne d'un élément du système n'affecte pas les utilisateurs connectés).
- En permettant à l'un de compléter l'autre, la mise en réseau des moyens de production permet de mutualiser les risques de perturbations susceptibles d'affecter le système électrique (panne d'une centrale, intermittence du vent, vague de froid, etc.) et par suite, comme un système d'assurance, de réduire considérablement les besoins de « capacités de réserve » (production ou stockage) et autres mesures palliatives.
- Les utilisateurs peuvent soutirer plus ou moins d'électricité (ou, s'agissant des unités de production, produire plus ou moins d'électricité) à tout instant sans préavis, car la gêne est négligeable pour les autres utilisateurs dès lors que cette variation est petite par rapport à la taille de l'ensemble du système interconnecté.
- La qualité de l'électricité (en fréquence, tension) est d'autant plus haute que le réseau est maillé.

L'économie :

- Moteur historique de l'interconnexion, le foisonnement des consommations rend les besoins d'investissement en production bien moindre. On peut à titre d'illustration comparer le total des puissances souscrites par chacun des clients finaux connectés aux réseaux français de transport et de distribution – de l'ordre de 400 GW – à la consommation effective totale en France – comprise en 2012 entre 35 GW en creux d'août et 102 GW au pic de froid de février – et la capacité de production installée – 125 GW.
- La mise en réseau des moyens de production permet de les spécialiser : quelques uns, plus flexibles et donc relativement plus chers, pour suivre les variations de la demande ; d'autres, moins flexibles mais plus économiques dans la durée pour produire « en base », à longueur de temps. Leur conception en est ainsi rationalisée, profitant d'économie d'échelle ou de série pour diminuer les coûts unitaires, c'est-à-dire au MW installé, du parc.
- Le réseau permet de marier un « mix énergétique », qui permet de tirer le meilleur parti de chaque filière et d'organiser la complémentarité de ces moyens de production, du moins cher au plus cher. (Ce « *merit order* » commence par la production « fatale » des fil-de-l'eau, éolien, photovoltaïque, c'est-à-dire les énergies de flux, dont la ressource – débit des rivières, vent, soleil –, gratuite, est perdue si elle n'est pas transformée en électricité au gré des variations saisonnières et météorologiques).

La desserte du territoire :

- Les utilisateurs peuvent s'installer sur tout le territoire, et pas seulement à proximité des centres de production.
- Réciproquement, il est possible de tirer parti de ressources éloignées des centres de consommation (par exemple hydraulique de montagne, énergies offshore, etc.) pour produire l'électricité dont les utilisateurs ont besoin. Le réseau est ainsi l'outil-clé de composition du mix énergétique.

L'infrastructure que gère RTE permet d'interconnecter l'ensemble des utilisateurs français entre eux et avec les autres utilisateurs européens. En effet, , l'interconnexion des réseaux européens permet de gagner encore significativement dans chacun des domaines évoqués précédemment. On peut en donner deux illustrations :

- la pointe de consommation synchrone de l'Allemagne, du Benelux et de la France (environ 205 GW) est aujourd'hui de l'ordre de 4 GW inférieure à la somme de leurs pointes individuelles. Leur interconnexion permet ainsi sur ce seul critère de diminuer de 2% la capacité de production installée nécessaire à leur approvisionnement.
- D'autre part, en matière de dimensionnement des réserves, l'aléa majeur, en France l'hiver, est aujourd'hui la sensibilité de la consommation à la température ; en Allemagne, c'est l'aléa de production éolienne qui est le plus important. Isolés, chacun des deux pays devrait se doter de capacités de production ou d'effacement de consommation à hauteur d'une vingtaine de gigawatts[4] ; interconnectés, les deux risques étant largement décorrélés, les deux pays peuvent partager cette charge. Interconnectée avec ses voisins européens, la France n'a ainsi besoin aujourd'hui en hiver de ne prévoir qu'une « marge 8 heures » de l'ordre de 4,5 GW (le risque d'erreur de prévision sur la demande, liée à l'erreur de prévision des températures, en est la cause principale).

2.2 Missions de RTE

RTE est une entreprise de service. Sa mission fondamentale est d'assurer à tous ses clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et propre. Cela veut dire les connecter physiquement par une infrastructure adaptée et, aussi, leur fournir tous les outils et services qui leur permettent d'en tirer parti pour répondre à leurs besoins, dans un souci d'efficacité économique, de respect de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement en énergie. Ces missions sont essentielles à l'activité économique et concourent au bien-être de la collectivité et bénéficiant d'une électricité de bonne qualité. Tout cela dans le cadre d'orientations générales fixées par les pouvoirs publics et le régulateur, et en répondant aux attentes de la société quant à l'impact (l' « empreinte ») des activités de transport d'électricité.

Il assure ses missions en veillant à la sécurité des biens et des personnes, la sûreté du système, la qualité de l'électricité et l'efficacité du réseau au plus juste coût pour la collectivité.

La sûreté du système consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire dans des cas extrêmes à un « black-out », c'est-à-dire une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une zone encore plus vaste. Le développement du réseau contribue au respect du niveau de sûreté défini par les pouvoirs publics[5], notamment à travers l'installation de dispositifs visant à réduire le risque d'écroulement de la tension.

RTE propose des services et prestations pour répondre aux attentes spécifiques de ses clients. Le premier concerne l'accès au réseau et les engagements associés en matière de **qualité de l'électricité** (cf. encart dédié au chapitre 3).

A l'échelle nationale et européenne, RTE développe et opère des services d'intermédiation qui complètent l'infrastructure à haute et très haute tension. Exploités directement ou au travers de filiales (comme Epex), ces services facilitent la fluidité des échanges d'information et d'énergie entre les différents acteurs du secteur électrique. Ils donnent en retour à RTE des leviers d'intervention plus nombreux et mieux adaptés pour exploiter le réseau.

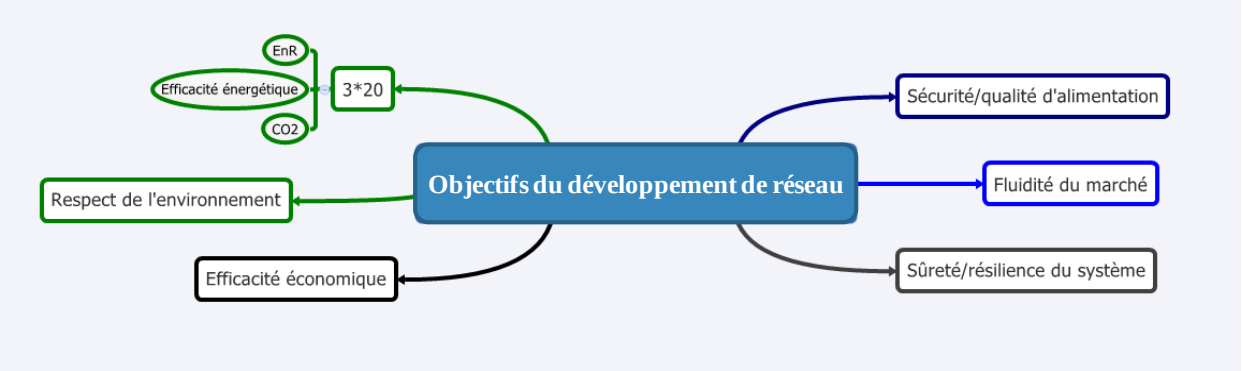
RTE anticipe les attentes de la société en matière d'approvisionnement en énergie. Il met son expertise à disposition des pouvoirs publics, des acteurs privés et du grand public pour éclairer les tendances, et

[4] Il s'agit d'un ordre de grandeur. Cette comparaison pays isolé/pays interconnecté est quelque peu théorique dans la mesure où le dimensionnement de parcs européens isolés serait tout autre qu'il ne l'est aujourd'hui, sachant pouvoir bénéficier de l'interconnexion.

[5] Pour plus d'informations, consulter le Mémento de la sûreté, disponible sur le site internet de RTE : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet__.pdf

faciliter leurs prises de décisions. Le bilan prévisionnel et le schéma décennal contribuent à partager les perspectives qui s'ouvrent à l'horizon dix-quinze ans, et le dialogue qu'ils instaurent aide à réduire les incertitudes et clarifier les actions à engager, qu'il s'agisse d'adaptation du parc de production, de flexibilité de la demande, ou d'évolution du réseau et de l'offre de services associée.

L'ensemble des missions et engagements de RTE conduisent aux objectifs et enjeux du développement présentés dans le schéma ci-dessous et détaillés dans le chapitre suivant.



Les engagements de RTE en matière de protection des paysages, des milieux naturels et urbanisés et d'accompagnement des projets de développement du réseau

Au-delà de la réglementation en matière de protection des paysages, des milieux naturels et urbanisés, RTE a pris un certain nombre d'engagements visant à optimiser l'insertion environnementale du réseau public de transport.

Le contrat de service public signé le 24 octobre 2005 entre l'Etat, EDF et RTE pris en application de l'article 1er de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz, apporte des garanties sur le maintien d'un haut niveau de service public de l'électricité en France, dans les domaines dont RTE a la responsabilité.
Il reprend dans son titre 3 les engagements environnementaux de RTE en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées (cf. lois de février 2000, août 2004 et juillet 2005).
Ces engagements se déclinent dans deux domaines : la gestion du réseau public de transport et la sûreté du système électrique.
En matière d'insertion environnementale du réseau de transport, les engagements pris par RTE sont les suivants :

Renforcer et élargir la concertation :

Pour définir et réaliser des projets :

- en facilitant la participation des citoyens à la définition et à l'amélioration du projet ;
- en améliorant l'information des populations concernées pour les projets qui entrent dans le champ du débat public ;
- en définissant les meilleures dispositions d'insertion de l'ouvrage dans l'environnement ;
- en mettant en place un plan d'accompagnement de projet (PAP) pour toute création de ligne aérienne nouvelle, ce PAP permettant la mise en œuvre d'actions de réduction d'impacts du projet, d'amélioration de l'insertion des réseaux existants ou de développement économique local.

Protéger les paysages, les milieux naturels et urbanisés

- en réalisant en technique souterraine au moins 30% des circuits haute tension à 63 kV ou 90 kV à créer ou à renouveler ;
- en n'accroissant pas la longueur totale des ouvrages aériens grâce à la dépose d'ouvrage aériens existants sur une longueur équivalente à celle des ouvrages aériens nouveaux et reconstruits ;
- en évitant la création de nouveaux ouvrages par l'optimisation des ouvrages existants et par la prolongation de la durée de vie des ouvrages existants ;
- en maîtrisant les impacts des travaux ;
- en intervenant ponctuellement sur des ouvrages existants afin d'améliorer leur insertion environnementale (déviation, dissimulation, mise en souterrain ou suppression des tronçons) à l'occasion de projets de développement ou par convention associant les collectivités.

2.3 Objectifs et enjeux du développement du réseau

Aujourd'hui, le principal enjeu du réseau de transport est d'accompagner la profonde mutation énergétique en cours, en répondant à quatre défis principaux :

- Au niveau européen, la mutualisation de l'ensemble des moyens de production, en particulier aujourd'hui les énergies renouvelables, se traduit par un besoin de **développement des capacités d'échange avec les pays voisins,** par le renforcement ou la création de lignes transfrontalières, voire par le renforcement du réseau interne en amont lorsqu'il est lui-même limitant : il est notamment plus efficace de mutualiser et compenser à l'échelle européenne les variations locales de production éolienne. Depuis quelques années RTE s'est attaché à relancer les projets de création de nouvelles infrastructures transfrontalières ou d'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes, avec l'ensemble des GRT[6] voisins, en utilisant des solutions innovantes, certes plus coûteuses, mais à même de répondre aux attentes sociétales en matière de respect de l'environnement. Les études correspondantes sont maintenant réalisées au plan régional européen dans le cadre d'ENTSO-E (association des GRT européens), afin d'établir la meilleure implantation possible compte tenu des charges induites par leur insertion dans les réseaux publics de transport, et d'en évaluer *in fine* l'utilité pour la collectivité européenne des utilisateurs des réseaux. Les projets structurants au niveau européen sont dorénavant inscrits dans le *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) élaboré par ENTSO-E ce qui donne à l'ensemble des acteurs du marché une vision partagée des évolutions à moyen terme du réseau électrique européen.



Flux annuels en Europe à l'horizon 2020 (ENTSO-E, TYNDP 2012)

[6] Gestionnaire de Réseau de Transport

- Ce développement doit également permettre **l'accueil de nouveaux moyens de production d'électricité**, notamment renouvelables, avec une nouvelle répartition géographique en Europe et dans les régions voisines de ces sources d'électricité. Il s'agit notamment d'absorber la production sans cesse croissante d'électricité éolienne dans les mers septentrionales, en mer Baltique et sur leur pourtour, ainsi que la production croissante d'électricité d'origine renouvelable dans l'est et le sud de l'Europe. En France, RTE accélère de façon anticipée le développement de son réseau, afin de créer des "zones d'accueil" pour des productions en énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque…) en s'appuyant notamment sur les dispositions de la loi Grenelle II. De plus, un effort particulier sera porté sur les renforcements de réseau rendus nécessaires par l'arrivée de production dans le cadre de l'appel d'offre d'éolien offshore.

- **Au niveau plus local, la sécurisation de l'alimentation électrique des territoires** reste un objectif majeur qu'il s'agisse de zones pour lesquelles la consommation est en forte croissance, ou de zones fragiles en termes d'équilibre production/consommation ou de structure de réseau. Cela passe par la mise en œuvre d'un ensemble de solutions de court et moyen termes visant à rehausser le niveau de sécurité actuel, et par le lancement de solutions à plus long terme visant à apporter une sécurisation pérenne. Le pacte électrique breton et le filet de sécurité proposé en PACA, détaillés tout deux au § 5.3, en sont des exemples concrets.

- **Le développement du réseau est planifié et mis en œuvre dans une attention constante de préservation de l'environnement, en concertation avec les parties prenantes.** En complément de la concertation amont engagée dans le cadre de la Commission du CURTE[7] « Perspectives du Réseau » sur les scénarios long terme et les plans de développement, RTE s'engage à réaliser des concertations aussi approfondies que nécessaires lors de la définition et la réalisation des projets en facilitant la participation des parties prenantes à la définition et l'amélioration du projet. A travers le « Plan d'Accompagnement de Projet (PAP) », RTE favorise la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité.

Enfin, élaborer une vision partagée du développement du réseau est un exercice rendu délicat par les incertitudes attachées à l'évolution du système électrique (voir chapitre 4 pour plus de détails). En premier lieu, si l'évolution de la consommation électrique est liée au contexte économique, elle dépend également du rythme de développement spécifique de certains usages de l'électricité (nouvelles technologies de l'information et de la communication, véhicule électrique...) et de l'attitude des consommateurs. De plus, l'évolution du volume, de la localisation et de la nature de la production électrique dépend de l'évolution du marché européen, des stratégies industrielles des acteurs, mais aussi des conditions locales de présence de ressources et de sensibilité environnementale. Enfin, des incertitudes de nature aléatoire (disponibilité des ouvrages, apports d'eau pour la production hydraulique, niveau de vent pour la production éolienne…) influent aussi sur le dimensionnement du réseau. RTE vise à maîtrise les risques liés à l'ensemble de ces incertitudes, à travers un processus et des règles d'études robustes, qui sont exposés en annexe 2.

[7] Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité

2.4 La concertation

Les projets de développement de réseau de transport d'électricité, par nature, répondent aux ambitions de développement durable des territoires : attractivité démographique, compétitivité du tissu industriel, développement économique, protection de l'environnement...

La réglementation, et la volonté de bâtir des solutions techniques répondant aussi fidèlement que possible aux besoins d'un territoire, font de RTE un des principaux acteurs industriels de la participation du public en France : ainsi en 2010 et 2011, RTE a-t-il figuré parmi les industriels les plus soumis à étude d'impact et enquête publique. Ces enquêtes publiques s'accompagnent de réunions publiques au cours desquelles les enjeux du développement, comme les modalités concrètes de celui-ci font l'objet de nombreux échanges. A titre d'exemple, pour le seul projet de ligne Cotentin-Maine, depuis octobre 2006, RTE a organisé plus de 4 000 réunions qui se sont tenues avec les maires, les associations, les organisations locales, les acteurs économiques, les riverains et les administrations, afin d'identifier le meilleur tracé.

A cette occasion, pour répondre aux légitimes attentes environnementales et sociétales des acteurs des territoires, RTE expose l'ensemble des volets contribuant à la sécurité d'approvisionnement électrique des zones concernées, présente plusieurs options de tracé lors des débats et consultations, et soumet aussi des projets de lignes souterraines lorsque cela est adapté d'un point de vue économique, environnemental et technique.

Paradoxalement cependant, les délais entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépassent parfois la décennie, notamment pour le 400 kV, et continuent de s'allonger.

L'encadré ci-dessous décrit le processus qui sépare la justification d'un nouveau développement de réseau et la mise en service des ouvrages. Il apparaît particulièrement long et complexe en comparaison de ceux auxquels sont soumis les sites industriels. Le tableau suivant présente les durées médianes d'instruction :

Délais médians	Concertation + procédures administratives	Concertation	*Aérien vs souterrain* (1)	Procédures administratives (2)
63/90 kV en souterrain	25 mois	14 mois		11 mois
63/90 kV en aérien	40 mois	18 mois	*29%*	22 mois
225 kV en souterrain	35 mois	18 mois		17 mois
225 kV en aérien	50 mois	24 mois	*33%*	26 mois
400 kV en souterrain	41 mois	NA		
400 kV en aérien	56 mois	30 mois	*NA*	26 mois

(1) un projet aérien 63 ou 90 kV nécessite en moyenne 29 % de temps de concertation supplémentaire par rapport au même projet en souterrain

(2) il n'est pas tenu compte des procédures se déroulant en même temps que la concertation

Ces durées médianes ne sont pas représentatives des délais nécessaires à l'instruction des dossiers les plus complexes, s'agissant notamment des projets de ligne 400 kV. Ces délais peuvent être notablement rallongés : complément de justification des options choisies au cours de la concertation, demandes d'études techniques de nouveaux tracés de substitution ou recours contentieux qui constituent souvent la poursuite de l'opposition à un projet par d'autres moyens.

Cette situation conduit à un écart entre les procédures auxquelles sont soumis les ouvrages de production d'électricité et celles des ouvrages devant les raccorder ; quand les unes durent environ deux ans, celles du réseau public de transport s'étalent sur environ six ans quand elles ne s'étendent pas sur plusieurs dizaines d'années. Ces délais d'instruction des projets sont source de risque pour l'alimentation alors même que les projets visent à permettre le secours mutuel entre territoires voisins. Ce phénomène est observé dans toute

l'Europe pour les infrastructures haute tension. La Commission européenne, dans sa communication du 10 novembre 2010, « stratégie énergie 2020 » précise : « Compte tenu de la lenteur avec laquelle évolue le système énergétique, les mesures prises aujourd'hui ne garantissent pas que les changements structurels nécessaires à une transition vers une économie à faible intensité de carbone seront entièrement réalisés d'ici à 2020, c'est-à-dire au cours de la période couverte par la présente stratégie. »

La Commission européenne n'est pas seule à être préoccupée : une association comme *Renewables grid initiative* (RGI), qui rassemble des gestionnaires de réseau de transport et des associations de défense de l'environnement dans toute l'Europe, s'alarme aujourd'hui d'une situation qui est susceptible d'entraver l'intégration des énergies renouvelables, et partant, la transition énergétique.

RGI préconise :

- le partage d'une meilleure compréhension des enjeux du développement du réseau de transport au sein de la population ;
- une meilleure coopération avec les associations de défense de l'environnement tout au long des projets ;
- une implication forte des pouvoirs publics dans le processus de concertation.

Ainsi pourraient être obtenus des projets mieux acceptés par l'ensemble des parties prenantes ; ainsi sera possible l'atteinte des objectifs d'intégration des énergies renouvelables que la France et l'Europe se sont fixés.

De la justification à la mise en service d'un ouvrage de réseau

Pour mettre en service une nouvelle liaison électrique à très haute tension, environ sept années sont nécessaires à partir du premier dépôt de dossier auprès de l'Administration.

L'Administration (DGEC[8] ou DREAL[9]) se prononce d'abord sur la **justification du projet de réseau**. A cette fin, elle compare les avantages que celui-ci procure (réponse aux contraintes observées sur le réseau, coûts évités pour la collectivité, intégration des énergies renouvelables, etc.) à ses éventuels inconvénients (coût du projet, impact environnemental et sociétal).

Une vaste concertation placée sous l'égide du préfet peut alors débuter.

Quand certains seuils définis par la réglementation sont dépassés, elle peut être précédée ou complétée, si la Commission nationale du débat public le décide ainsi, d'un **débat public** – d'une durée d'environ un an et demi qui s'ajoute au délai global.

Dans le cas général, cette **concertation** associe l'ensemble des parties prenantes et cherche à définir une zone, puis le meilleur fuseau dans lequel pourra s'inscrire le projet de liaison électrique au regard de l'ensemble des contraintes environnementales et sociétales recensées. La durée de cette étape n'est pas encadrée : c'est le Préfet qui en décide l'achèvement. En moyenne, on observe que la concertation s'étale sur environ un an et demi pour les lignes 225 kV souterraines, deux ans pour les lignes 225 kV aériennes, et deux ans et demi pour les lignes 400 kV aériennes

A contrario, les délais d'obtention des **autorisations administratives** sont en général définis par la réglementation. En pratique, environ deux années sont nécessaires pour obtenir une déclaration d'utilité publique (environ dix mois), la mise en compatibilité des documents d'urbanisme (environ trois mois), les permis de construire (environ quatre mois), les approbations du projet d'ouvrage (APO - autorisations

[8] DGEC : Direction Générale de l'Energie et du Climat

[9] DREAL : Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

visant à vérifier la conformité de l'ouvrage avec les règles techniques auxquelles les infrastructures électriques sont soumises réglementairement en environ trois mois), les mises en servitude (environ dix-huit mois) ou, dans le cas d'une construction de poste, les expropriations (environ dix-huit mois). Selon les caractéristiques du milieu, diverses autorisations sont par ailleurs nécessaires (autorisations loi sur l'eau, dérogations à la protection des espèces protégées, etc.). Ces procédures nécessitent de consulter les services de l'ensemble des administrations territoriales concernées, la plupart des administrations d'Etat en région (les préfectures, DREAL, DRFIP[10], ARS[11], DRAC[12], aviation civile, DDTM[13], etc. sont concernées à un titre ou à un autre) ainsi que certaines administrations centrales au premier rang desquelles la DGEC.

Les **travaux** peuvent débuter dès lors que toutes les autorisations sont obtenues et les éventuels recours épuisés. Leur programmation peut être complexe[14] mais leur durée s'inscrit normalement dans une période de 12 à 18 mois.

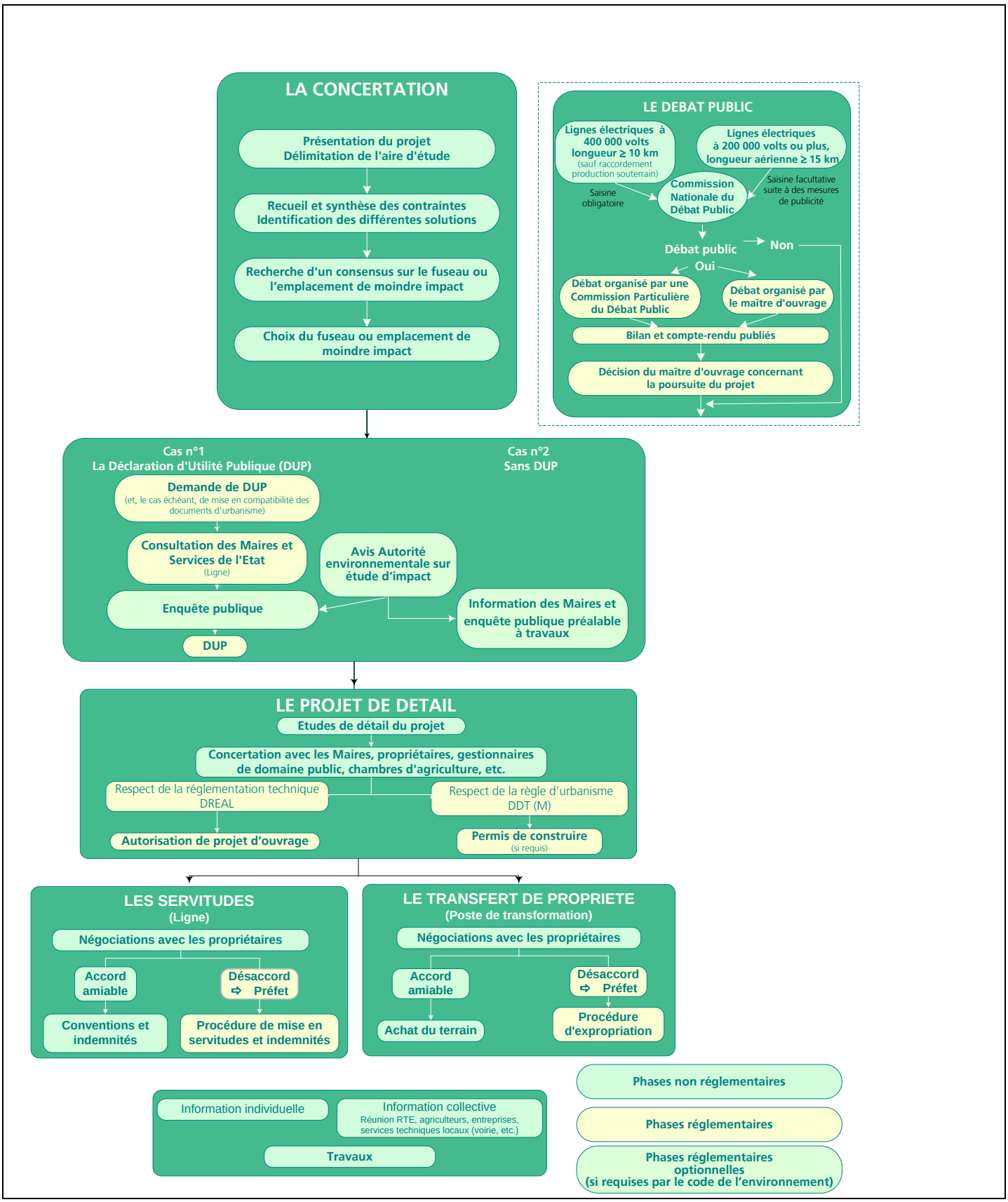
[10] DRFIP : Direction Régionale des Finances Publiques

[11] ARS : Agences Régionales de Santé

[12] DRAC : Direction Régionale des Affaires Culturelles

[13] DDTM : Direction Départementale des Territoires et de la Mer

[14] Ainsi, le respect simultané des périodes de reproduction des espèces protégées sur l'ensemble du tracé et des périodes de consignation peut réduire les périodes d'intervention possibles à une très courte fenêtre annuelle.


LA CONCERTATION
Présentation du projet
Délimitation de l'aire d'étude
Recueil et synthèse des contraintes
Identification des différentes solutions
Recherche d'un consensus sur le fuseau ou l'emplacement de moindre impact
Choix du fuseau ou emplacement de moindre impact
LE DEBAT PUBLIC
Lignes électriques à 400 000 volts longueur ≥ 10 km
(sauf raccordement production souterrain)
Lignes électriques à 200 000 volts ou plus, longueur aérienne ≥ 15 km
Saisine obligatoire
Commission Nationale du Débat Public
Saisine facultative suite à des mesures de publicité
Débat public
Non
Oui
Débat organisé par une Commission Particulière du Débat Public
Débat organisé par le maître d'ouvrage
Bilan et compte-rendu publiés
Décision du maître d'ouvrage concernant la poursuite du projet
Cas n°1
La Déclaration d'Utilité Publique (DUP)
Cas n°2
Sans DUP
Demande de DUP
(et, le cas échéant, de mise en compatibilité des documents d'urbanisme)
Consultation des Maires et Services de l'Etat
(Ligne)
Avis Autorité environnementale sur étude d'impact
Enquête publique
Information des Maires et enquête publique préalable à travaux
DUP
LE PROJET DE DETAIL
Etudes de détail du projet
Concertation avec les Maires, propriétaires, gestionnaires de domaine public, chambres d'agriculture, etc.
Respect de la réglementation technique
DREAL
Respect de la règle d'urbanisme
DDT (M)
Autorisation de projet d'ouvrage
Permis de construire
(si requis)
LES SERVITUDES
(Ligne)
Négociations avec les propriétaires
Accord amiable
Désaccord ⇨ Préfet
Conventions et indemnités
Procédure de mise en servitudes et indemnités
LE TRANSFERT DE PROPRIETE
(Poste de transformation)
Négociations avec les propriétaires
Accord amiable
Désaccord ⇨ Préfet
Achat du terrain
Procédure d'expropriation
Information individuelle
Information collective
Réunion RTE, agriculteurs, entreprises, services techniques locaux (voirie, etc.)
Travaux
Phases non réglementaires
Phases réglementaires
Phases réglementaires optionnelles
(si requises par le code de l'environnement)

3. RESEAU EXISTANT : PATRIMOINE, PERFORMANCE, POTENTIEL DE RACCORDEMENT ET TRAVAUX FINALISES EN 2012

3.1 Patrimoine RTE au 31/12/2011

Conformément à la loi du 9 août 2004, le réseau public de transport d'électricité, propriété de RTE, est constitué, sauf dérogation, des liaisons aériennes et souterraines et des postes d'une tension supérieure ou égale à 50 kV.

3.1.1 Liaisons aériennes et souterraines RTE

Kilométrage des liaisons aériennes (longueur de circuits et files de pylônes) et des liaisons souterraines

En km[15]	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	45 kV	M.T.	TOTAL[16]
Circuits aériens	21 361	25 528	1 061	16 586	35 704	251	155	**100 645**
Files de pylônes	13 415	21 689	1 193	14 378	31 400	208	77	**82 360**
Circuits souterrains	3	1 019	2	590	2 291	12	76	**3 993**

Un circuit est un ensemble de conducteurs utilisés pour transporter l'électricité entre deux points du réseau.

Une file de pylône est un ensemble de pylônes supportant un seul circuit (on parle alors de files de pylônes à un terne) ou plusieurs circuits (files de pylônes multi-ternes). La longueur des files de pylônes représente la longueur géographique de ces portions homogènes aériennes.

3.1.2 Postes électriques RTE

Nombre de sites abritant des postes électriques RTE en exploitation par niveau de tension supérieur et par fonction.

Dans le tableau qui suit, un poste est considéré « RTE » dès lors qu'il contient au moins une cellule départ liaison, ou un jeu de barres de propriété RTE.

Niveau de tension supérieur	400 kV	225 kV	150 kV	90 kV	63 kV	45 kV	TOTAL
Postes de propriété RTE	146	545	26	549	1 367	6	**2 639**
Tous propriétaires	177	731	37	785	2 146	44	**3 920**

[15] A compter de 2012, les longueurs de files de pylônes publiées par RTE concernent le réseau hors et en conduite. Les longueurs de circuits concernent le réseau en conduite

[16] Les totaux partiels sont donnés en valeurs arrondies. Il peut en résulter qu'un total général soit différent de la somme des totaux partiels.

Dénombrement des transformateurs

Tension primaire	**400 kV**	**225 kV**	**150 kV**	**90 kV**	**63 kV**	**TOTAL**
Nombre de Transformateurs	288	820	30	27	24	**1 189**
Puissance (en MVA)	132 061	88 272	1 425	1 215	789	**223 762**

Tension primaire	**400 kV**	**225 kV**	**150 kV**	**90 kV**	**63 kV**	**TOTAL**
Nombre de Transformateurs Déphaseurs	1	6	0	1	2	**10**
Puissance (en MVA)	2 200	1 899	0	97	125	**4321**

Les transformateurs sont des machines statiques dont la fonction principale est de transmettre la puissance électrique d'un niveau de tension à un autre en tension alternative.

La puissance nominale (en MVA) est la valeur conventionnelle de la puissance apparente destinée à servir de base à la construction du transformateur, aux garanties du constructeur et aux essais.

Les transformateurs alimentant les réseaux de distributions sont propriétés des distributeurs et n'apparaissent pas dans ces statistiques dénombrant les matériels de RTE.

Dénombrement des moyens de compensation

Tension de rattachement	**400 kV**	**225 kV**	**150 kV**	**90 kV**	**63 kV**	**TOTAL**
Nombre	64	60	0	58	122	**304**
Puissance fournie en Mvar	1200	4 090	0	1 705	2 936	**9 931**
Puissance absorbée en Mvar	3 634	1 372	0	4	4	**5 014**

La puissance nominale des moyens de compensation est exprimée en Mvar, et se caractérise soit par une absorption de puissance réactive, soit par une fourniture de puissance réactive.

Renouvellement et gestion des actifs réseau

Un haut niveau de service rendu en termes de sûreté, qualité, sécurité d'approvisionnement exige des équipements fiables. Aussi, RTE doit-il doit planifier en temps opportun les actions techniques destinées à maintenir la performance de ses actifs. RTE a adopté une démarche industrielle de gestion des actifs spécifique à chaque type d'ouvrages : liaisons aériennes et souterraines, postes haute et basse tension.

Elle repose sur une analyse de l'état technique des différents éléments constitutifs des ouvrages afin d'en évaluer le niveau de dégradation et les risques d'obsolescence fonctionnelle ou technologique. Pour chaque élément sont évalués les facteurs spécifiques qui entament sa durabilité et sa valeur. L'évolution de la technologie, l'offre industrielle disponible et la faisabilité des solutions d'un point de vue environnemental sont aussi analysées. Les politiques techniques de gestion des actifs élaborées fixent les principes, les résultats attendus et les ressources associées. RTE consacre au moins un quart des investissements réseau au renouvellement. Par définition, ces très nombreuses opérations ne modifient pas la consistance technique des ouvrages, leurs capacités et leur aspect et elles ne sont par suite pas répertoriées dans le schéma décennal de développement du réseau.

Une approche par type d'éléments

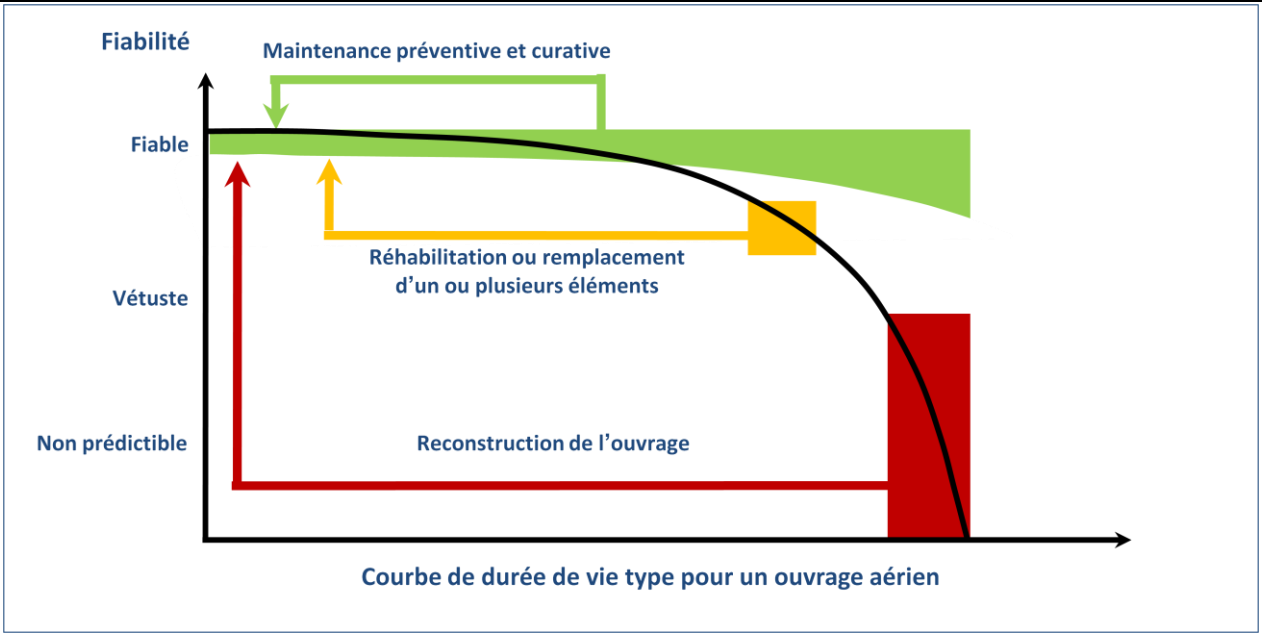
Chaque type d'ouvrage est décomposé en éléments constitutifs. A titre d'exemple, on distingue pour les liaisons aériennes : les conducteurs (les câbles qui conduisent le courant), les supports (poteaux en bétons ou en bois, pylônes treillis en acier…). Pour les postes : les jeux de barres, disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de mesure… Chaque élément constitutif d'un ouvrage fait l'objet d'actions de maintenance et de renouvellement spécifiques.

L'approche par éléments constitutifs des ouvrages met en œuvre des critères de niveaux de dégradation, d'âge et d'obsolescence technologique. Elle repose sur une connaissance des modes de vieillissement génériques des composants, une analyse de la fiabilité du comportement des matériels, une analyse des états des matériels et du dire d'expert.

Elle permet, selon l'enjeu, de cibler les matériels qui en ont besoin, d'agir en temps voulu et de faire face à l'accélération progressive des besoins de renouvellement pour les ouvrages construits après guerre. Enfin, elle favorise une réalisation des travaux à une échelle industrielle.

De la maintenance au renouvellement

La gestion des actifs existants couvre tout le cycle de vie des ouvrages. Elle se traduit par la mise en œuvre d'opérations de maintenance courante, de réhabilitation ou de remplacement des éléments lorsqu'ils arrivent en fin de vie afin de maintenir la fonction des ouvrages. Elle conduit dans certains cas à une reconstruction complète de l'ouvrage concerné.



Les actions de maintenance courante incluent :

- les actions de maintenance courante préventive des différentes familles de matériels de réseau, selon une approche d'optimisation de la maintenance par la fiabilité (OMF) :
  - systèmes de protections et d'automatismes,
  - appareillages électriques haute tension,
  - lignes aériennes et souterraines.
- les actions de maintenance curative, destinées à rétablir le fonctionnement de tel ou tel élément (dépannage) et son état (réparation).

Les actions de maintenance à visée patrimoniale corrigent les dégradations dues à l'âge que la maintenance courante ne peut empêcher d'apparaître. Un ou plusieurs éléments de l'ouvrage sont alors réhabilités ou remplacés.

Enfin, le choix peut se porter sur la reconstruction de l'ouvrage : démantèlement et édification d'un nouvel ouvrage à fonctionnalités et caractéristiques identiques. Ces actions de gestion d'actif du patrimoine physique sont alors considérées dans une vision globale du réseau.

3.1.3 Réseau RTE 400 kV au 31/12/2011



Carte du réseau aérien 400 kV au 31/12/2011 avec les frontières des régions administratives et des régions RTE pour la conduite et l'exploitation du réseau.

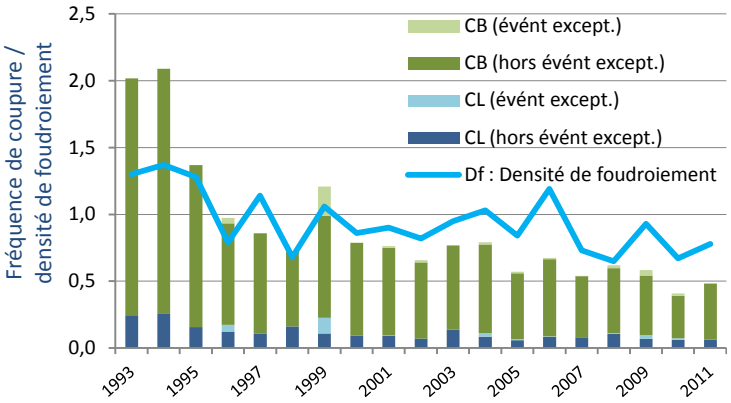
Qualité de l'électricité et performance du réseau[1]

Qualité de l'électricité : la continuité d'alimentation

La continuité de l'alimentation électrique est la capacité du réseau à alimenter en permanence les points de livraison des clients. Elle est altérée par des interruptions d'alimentation ou coupures.

Les indicateurs de continuité sont établis en considérant le périmètre des sites consommateurs et distributeurs, soit un peu plus de 2700 sites, dont près de 2200 postes sources à la frontière entre le réseau de transport et les réseaux de distribution

Fréquence de coupure

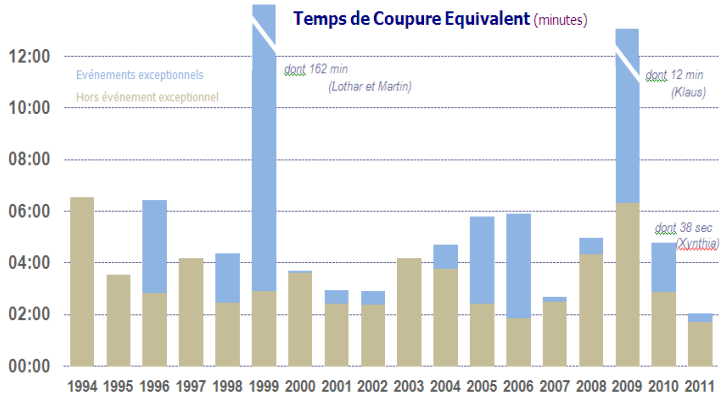


La **fréquence de coupure** représente le nombre moyen de coupures fortuites par site dans l'année. En moyenne, un site raccordé au réseau public de transport a subi en 2011 :

0,06 Coupure Longue (CL)

0,42 Coupure Brève (CB)

Le **temps de coupure équivalent** (TCE)[2] est un indice qui caractérise l'ampleur des coupures En 2011, le TCE toutes causes confondues s'élève à 2 minutes et 4 secondes. Hors événement exceptionnel, le TCE s'élève à 1 minute et 44 secondes



Qualité de l'électricité : la qualité de l'onde de tension

Les performances du réseau en matière de qualité de l'onde de tension font l'objet d'un suivi particulier, notamment sur les creux de tension du fait de la sensibilité importante de certains process industriels à ces perturbations.

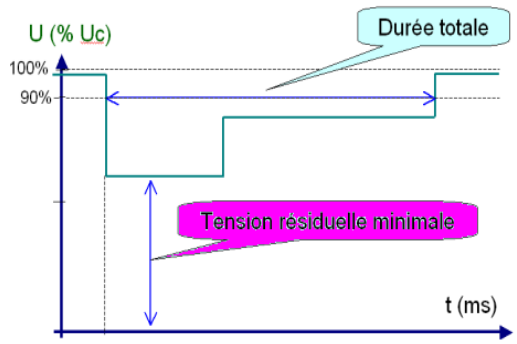
Les statistiques ci-dessous présentent le nombre moyen de creux de tension par site en 2011, par classes de « durée totale / tension résiduelle minimale », conformément à la classification retenue dans la norme européenne EN 50160 (version 2010).

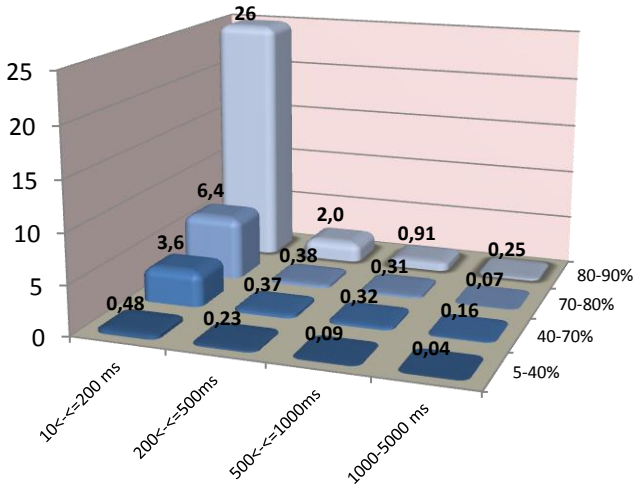
La hausse du nombre de creux de tension observée en 2011 (environ +10% par rapport à 2010, année marquée par le plus faible nombre de creux de tension jamais observé, en diminution de 30% par rapport à 2009) s'explique en large partie par la hausse de l'activité orageuse.

[1] Pour plus d'informations sur la qualité de l'électricité en 2011, vous pouvez consulter le « Rapport annuel sur la qualité de l'électricité – Résultat 2011 » disponible dans la médiathèque du site internet de RTE www.rte-france.com

[2] Exprimé en minutes/secondes, le TCE est calculé en effectuant le rapport entre l'Energie Non Distribuée (END) lors des coupures longues et la puissance moyenne distribuée, pour l'ensemble des consommateurs industriels et distributeurs.

Caractéristiques simplifiées d'un creux de tension





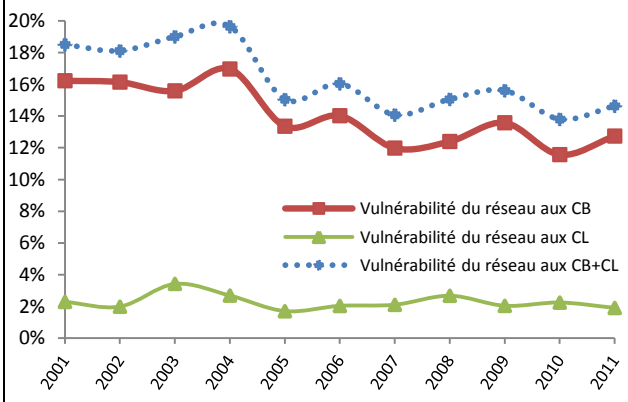
Nombre moyen de creux de tension par point de mesure

Performance du réseau

Le niveau global de qualité de l'électricité est lié au volume d'incidents survenant sur le réseau. Ces incidents sont en grande partie corrélés aux conditions climatiques (foudre, neige collante…). En effet, avec 9 107 incidents l'année 2011 présente une augmentation de près de 15% par rapport à 2010 (année qui avait vu une baisse de 28% par rapport à 2009). Cette augmentation est à rapprocher de l'accroissement de 16% des impacts de foudre au km².

Un autre indicateur de la performance du réseau est la « vulnérabilité ». Elle mesure la faculté du réseau à ne pas interrompre l'alimentation de nos clients à la suite d'un court-circuit quelle qu'en soit l'origine. La vulnérabilité se calcule en rapportant le nombre de coupures au nombre de courts-circuits.

Evolution de la vulnérabilité du réseau



Le taux de transformation des courts-circuits en coupures est de 0,02 pour les coupures longues et de 0,13 pour les coupures brèves.

Ce résultat est stable concernant les coupures longues (durée > 3 minutes) et montre le bon fonctionnement des automatismes.

En matière de coupures brèves, après un niveau historiquement bas en 2010, le réseau enregistre des résultats légèrement à la hausse en 2011.

3.2 Potentiels de raccordement pour l'accueil de production

RTE affiche sur son site internet dans l'espace dédié aux producteurs, la carte des « potentiels de raccordement » de production sur le réseau, reproduite ci-après.

Un **potentiel de raccordement** représente la capacité de production qu'il est possible de raccorder dans une portion du territoire sans dépassement de la capacité du réseau. Il est calculé en supposant que sont en service les installations de production existantes (sauf celles dont l'arrêt est programmé) mais aussi les projets d'ores et déjà déclarés de futures installations de production (projets dit « en file d'attente »). Compte tenu de la multiplicité des situations qui peuvent être rencontrées (hiver ou été, heures pleines ou creuses, ventées ou non, etc.), le potentiel de raccordement est un ordre de grandeur à destination des industriels investisseurs, sans préjudice de résultats que livrerait l'étude de raccordement d'une nouvelle installation de production précisément définie.

La carte des potentiels de raccordement à l'horizon 2017 sur le réseau 400 kV exposée ci-dessous présente les zones favorables au raccordement de production et les zones qui nécessiteraient des développements pour accueillir de nouveaux groupes de production[17]. L'analyse des risques de congestion sur le réseau à cet horizon conduit à découper le territoire national en 26 zones. Pour chacune de ces zones sont précisés le potentiel de raccordement et le volume des projets en file d'attente.

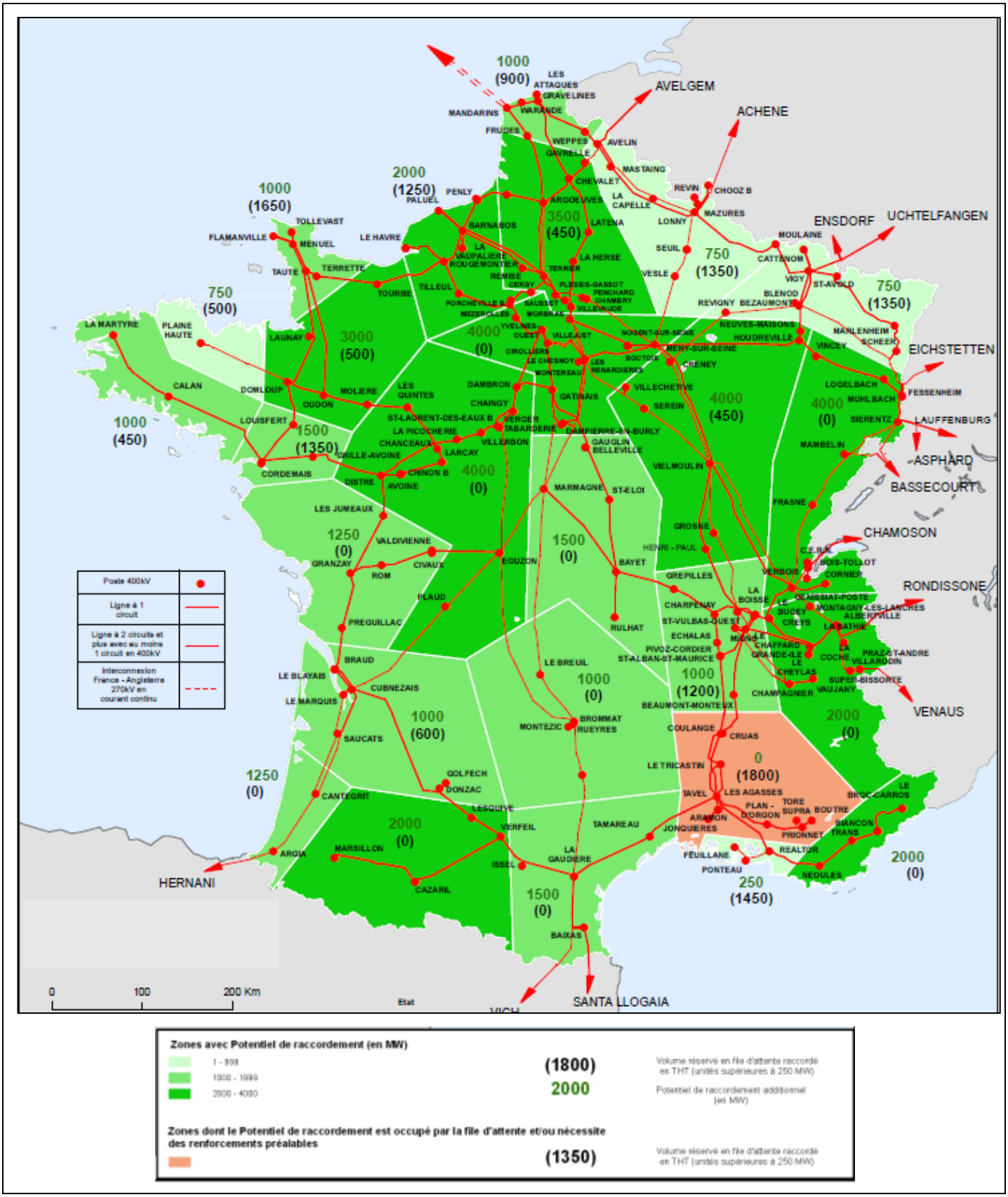
Le volume des projets en file d'attente donne une idée de l'attrait de chaque zone en terme d'installation de production. Les données relatives aux files d'attentes sont établies en collaboration avec les GRD[18], RTE étant responsable du calcul et de l'affichage des potentiels de raccordement. Une évolution des données affichées est à prévoir avec l'élaboration en cours des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER).

Les évolutions entre la carte 2011 (horizon d'étude 2015) et celle-ci (horizon d'étude 2017) sont dues aux renforcements du réseau, à l'évolution des scénarios d'échanges et à la diminution sensible des projets en file d'attente (notamment des abandons de réservations de raccordement offshore après l'appel d'offre gouvernemental). Les conséquences en sont :

- une légère modification du zonage : La méthodologie de calcul des potentiels de raccordement sur le réseau de transport 400kV comprend une première étape de détermination d'un zonage du territoire. Les zones sont définies de telle manière que les lignes qui les composent soient robustes à l'arrivée de production, alors que les lignes frontalières entre zones, au contraire, constituent les premiers goulets d'étranglement ;
- une augmentation globale de la capacité d'accueil.

[17] Un potentiel de raccordement nul sur une zone géographique indique qu'une fois les éventuels projets en file d'attente pris en compte, le réseau ne peut plus accepter de puissance supplémentaire sans être renforcé.
[18] Gestionnaire du Réseau de Distribution

Les potentiels de raccordement à l'horizon 2017 sur le réseau 400 kV *(calculés à fin octobre 2012) :*



3.3 Principaux travaux finalisés en 2012

Ce chapitre présente un tableau et une carte des principales infrastructures du périmètre du volet à 10 ans du schéma décennal de développement du réseau 2011 dont les travaux se sont terminés en 2012.

Pour un panorama plus complet, se reporter aux volets régionaux (§6).

Région administrative	Projet	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Aquitaine	Marquis 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA
Aquitaine	Marsillon 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Pau	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV
Basse Normandie	Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Installation d'un transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA
Basse Normandie	Augmentation de la capacité d'accueil dans le Cotentin	Accueil de nouvelles productions nucléaires et renouvelables	Remplacement de 10 disjoncteurs au poste de Menuel
Basse Normandie / Pays de la Loire	Cotentin - Maine 400 kV	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production nucléaire et renouvelable dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terne à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA
Centre / Pays de la Loire / Poitou Charentes	Gestion des tensions hautes dans l'ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'ouest de la France	Installation de trois réactances de 64 Mvar aux postes de Dambron, Les Quintes et Valdivienne
Franche-Comté	Franche-Comté ouest	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'ouest de la Franche Comté	Création d'un poste comportant un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA et un transformateur 225/63 kV de 100 MVA
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées	Gaudière - Rueyres 400 kV	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs sur une partie limitante de 10 km d'une liaison aérienne 400 kV portant la capacité de transit à 1 300 MVA
Nord Pas de Calais	Avelin 400 kV	Amélioration de la sûreté système à la suite de l'augmentation des échanges d'électricité internationaux dans la zone de Lille.	Installation d'un 3ème jeu de barres et remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste
PACA	Zone d'accueil de production de Fos-Lavéra	Création de capacité d'accueil permettant d'accueillir jusqu'à 3 100 MW de production. Sécurisation de l'alimentation électrique de l'ouest PACA	Modification d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV, pour permettre son exploitation en 400 kV avec une capacité de transit de 2 x 1420 MVA et création de 2 postes 400/225 kV ainsi que de 3 km de lignes 400 kV
Rhône Alpes	Optimisation du réseau 400 kV de la Maurienne	Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie	Remplacement sur 95 km des conducteurs (ACSS) de l'axe double Albertville - La Coche - La Praz
Rhône Alpes	Albertville - Grande-Ile 400 kV n°3	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie.	Remise en service de 41 km d'une ligne aérienne 400 kV existante actuellement hors conduite sur une partie et exploitée sur l'autre à 42 kV

Le projet Cotentin-Maine

L'implantation d'un nouveau réacteur sur le site de Flamanville sur une portion jusqu'ici trop faiblement maillée du réseau a déclenché le projet de ligne Cotentin - Maine : en augmentant le maillage du réseau, il constitue une réponse technique efficace au risque d'incident de grande ampleur qu'aurait causé un trop grand excédent de production dans le nord-Cotentin. Aujourd'hui, cette liaison électrique est aussi indispensable pour renforcer les capacités du réseau de transport de l'ouest de la France : elle permet l'accueil de productions d'énergies marines renouvelables en Normandie, et contribue directement à la sécurité d'alimentation de la Bretagne.

Sa mise en service est nécessaire pour accroître la sécurité d'exploitation du système électrique en période hivernale dès l'hiver 2013. Les travaux se sont poursuivis pendant toute l'année 2012 sur l'ensemble du tracé de la nouvelle liaison (163 km, 414 pylônes) en recourant à des modes opératoires héliportés facteurs de gain de temps. 650 salariés de prestataires ont été mobilisés sur le terrain chaque semaine.

Le projet a été déclaré d'utilité publique le 25 juin 2010 et il a bénéficié d'un taux d'accords amiables très élevé : plus de 95% de conventionnements amiables ont ainsi été obtenus avec les exploitants et propriétaires agricoles. Lors du chantier, des oppositions ponctuelles et localisées de riverains se sont cependant fait jour, dont la presse s'est fait l'écho et qui ont donné lieu à des actions en justice. Pendant cette phase de travaux, comme auparavant lors de la concertation, RTE a cependant maintenu une volonté d'écoute et de conciliation.

Le projet consiste en la création d'une ligne électrique aérienne à 400 000 volts, d'environ 163 km de long dont 28 km en couloir commun avec une ligne existante. A chacune de ses extrémités (d'un côté à Raids et Saint-Sébastien-de-Raids dans la Manche, et de l'autre à Beaulieu-sur-Oudon dans la Mayenne), un poste électrique raccorde la nouvelle ligne au réseau public de transport d'électricité et crée une nouvelle source d'alimentation des réseaux de desserte locale.

Le coût total du projet est estimé aujourd'hui à environ 430 M€. Ce montant inclut des coûts « techniques » tels que la construction de la ligne et des postes, et les mesures d'accompagnement et de compensation liées au projet.

CARTE DES PRINCIPAUX TRAVAUX FINALISÉS EN 2012



4. HYPOTHESES DE TRAVAIL ET SCENARIOS

D'ici 2025, de nombreux facteurs pèsent sur les différents déterminants de la demande et de l'offre. Il est donc nécessaire, avant de procéder à la définition de scénarios décrivant des futurs possibles, de bien cerner le champ d'incertitude de ces différents éléments et d'en définir les variations plausibles.
Les scénarios eux-mêmes, consommation et mix, sont décrits en détail dans le bilan prévisionnel 2012. Seule une synthèse en est reprise ici. Une traduction géographique, en termes de localisation de ces hypothèses – illustrative car de nombreuses autres déclinaisons géographiques de ces scénarios seraient possibles – en est ensuite proposée, pour en déduire des grandes tendances en termes de flux électriques sur le territoire national à l'horizon 2030.

4.1 Les moteurs de la transition énergétique

L'analyse prospective à l'horizon 2020-2025 illustre l'impact potentiel des principaux leviers disponibles pour faire évoluer le mix électrique français : l'activité économique, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et l'évolution du parc nucléaire. S'en déduisent les besoins d'évolution du réseau de transport.

4.1.1 Contexte socio-économique

La croissance économique constitue une des dimensions essentielles à prendre en considération pour l'élaboration de scénarios à long terme.

Elle est, tant en structure qu'en niveau, un des principaux déterminants de l'évolution de la demande électrique par un effet « volume » direct, à savoir la consommation électrique nécessaire à l'activité productive industrielle et tertiaire.

Cet effet peut être atténué par la nature de l'investissement sur les équipements : en période de croissance ralentie, un moindre niveau d'investissement peut constituer un frein à la diffusion de nouvelles technologies énergétiquement plus efficaces, avec un effet opposé en période d'embellie économique.

Dans une moindre mesure, le contexte macroéconomique et sa déclinaison en termes de pouvoir d'achat ou de confiance des ménages sont à même de peser sur les achats d'équipements électroménagers des particuliers ou sur les travaux d'isolation de leur logement, voire d'induire des effets comportementaux sur les modes de consommation.

Le contexte macroéconomique peut peser sur les politiques de soutien aux filières émergentes, du fait de restrictions budgétaires imposées par l'endettement public, par exemple. De même, ce contexte pourrait limiter la capacité d'investissement des producteurs et agrégateurs d'effacement notamment dans des moyens de pointe dont la rentabilité propre sur les marchés de l'énergie soulève des interrogations.

Alors même que la conjoncture est porteuse de fortes incertitudes, le poids important de la croissance économique sur l'évolution à long terme du paysage électrique français impose deux contraintes pour établir des hypothèses de long terme du PIB :

- elles doivent être suffisamment contrastées pour ne pas minorer le cône d'incertitude qui est intrinsèque à un exercice de prévision énergétique à vingt ans ;
- elles doivent reposer sur les analyses les plus récentes possibles, afin d'intégrer au mieux les effets du contexte économique dégradé sur l'appareil productif et le PIB potentiel français de long terme.

4.1.2 Efficacité énergétique

Tous les scénarios prennent en compte l'amélioration continue de l'efficacité énergétique qui s'opère au travers de la diffusion des progrès technologiques et des politiques énergétiques volontaristes comme en témoignent les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE), et la conférence environnementale sur la «transition énergétique » qui devrait déboucher sur une loi au printemps 2013. L'effet de ces mesures est important sur l'horizon étudié (2025-2030) car on peut supposer qu'à cet horizon, la majorité des appareils

aura été renouvelée et une partie du parc immobilier aura fait l'objet d'un renouvellement ou d'une rénovation thermique.

Des différenciations sont toutefois introduites entre les scénarios pour rendre compte des facteurs susceptibles de freiner ou, à l'inverse, d'accélérer la diffusion de l'efficacité énergétique (incitations financières, pouvoir d'achat des ménages, politiques publiques, etc.).

De façon similaire, les efforts de maîtrise de la demande d'énergie sont de nature à infléchir la croissance de la consommation électrique de l'ensemble des pays de l'Union européenne grâce à la Directive européenne sur l'efficacité énergétique.

Directive Efficacité Energétique

A la suite du Plan énergie-climat et afin de contribuer aux objectifs d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique à 2020, l'Union européenne a élaboré un projet de directive, présenté le 22 juin 2011. Il est depuis cette date en discussion au Parlement européen et au Conseil de l'Union européenne.

Les principaux points en projet sont les suivants :

- Chaque État membre de l'Union européenne va se voir fixer une cible à atteindre en matière d'efficacité énergétique à 2020 (les modalités précises sont à fixer en énergie primaire ou finale, en volume ou en intensité énergétique).
- Chaque État membre met en place un mécanisme obligeant les distributeurs d'énergie et vendeurs d'énergie au détail à proposer à leurs clients des mesures de réduction annuelle des consommations d'énergie, pour aboutir, en trois étapes entre 2014 et 2020, à 1,5 % de leurs ventes annuelles en volume. Les industries concernées par le système d'échange de quotas d'émission et le transport en sont partiellement exclues.

Pour la production efficace de chaleur et d'électricité, une nouvelle filière prioritaire, la cogénération à haut rendement, est identifiée, qui fait l'objet de mesures de soutien spécifiques (priorité de raccordement et d'appel dans le système électrique).

Pour le réseau de transport d'électricité, des responsabilités particulières incombent :

- aux États membres pour l'évaluation des potentiels d'efficacité énergétique des infrastructures et pour s'assurer que les tarifs contribuent à l'efficacité du système.
- aux régulateurs pour la tarification et la régulation du réseau facilitant la mise en place de services d'efficacité énergétique tels que les réseaux intelligents (SmartGrids).
- aux gestionnaires de réseaux pour le traitement prioritaire des cogénérations à haut rendement.

Le mécanisme d'obligation proposé rappelle le dispositif mis en place par la France par le biais des certificats d'économies d'énergie.

La France a réaffirmé son soutien au projet de directive lors du Conseil des ministres de l'Environnement de l'Union européenne le 11 juin 2012. L'accord entre la Présidence du Conseil et le rapporteur du Parlement européen a été entériné le 15 juin. Le texte a été adopté le 11 septembre 2012 avec une mise en œuvre en principe au printemps 2014.

4.1.3 Mix électrique

Le parc de production nucléaire

La durée d'exploitation du parc nucléaire actuel constitue, en France, le principal facteur d'évolution de l'offre française à long terme. Son impact sur le système électrique français est renforcé par le nombre très important de groupes construits sur une courte période. De 1977 à 1999, 58 réacteurs nucléaires ont été mis en service pour une puissance de 61,6 GW, soit une moyenne de près de trois groupes nucléaires et

une puissance de 3 GW par an. L'hypothèse d'une durée de vie identique pour l'ensemble des groupes provoquerait de façon mécanique une réduction tout aussi importante du parc nucléaire français, sur une période similaire.

Ainsi, d'ici 2030, l'arrêt des centrales à l'issue d'une durée d'exploitation à 40 ans concernerait 51 des 58 groupes actuellement en service soit 85 % de la puissance actuellement en exploitation. Toujours à 2030, 13 groupes, soit moins de 20 % de la puissance installée, auraient été mis en service depuis plus de 50 ans.

S'ajoute à cette incertitude celle relative aux investissements qui seront réalisés dans la construction de nouveaux groupes nucléaires : la politique énergétique et le contexte industriel, technique, économique et financier seront des facteurs déterminants. Les scénarios prospectifs à long terme s'attachent donc à couvrir cette incertitude par des hypothèses contrastées.

Les énergies renouvelables

La principale source renouvelable d'électricité est aujourd'hui l'hydraulique, avec environ 70 TWh/an de production moyenne. Les installations actuelles de production d'origine hydraulique ne devraient pas connaître de développement majeur dans les dix prochaines années : aucune nouvelle installation de grande taille (> 100 MW) n'est aujourd'hui en projet, et on suppose que la mise en service de nouveaux équipements ou la modernisation d'équipements existants permettront de compenser les pertes de productible liées à l'accroissement des débits réservés et à l'application de nouvelles dispositions réglementaires. Il est cependant possible que des réaménagements importants de vallées hydrauliques soient réalisés. A l'instar de ce que l'on observe dans les Alpes suisses, allemandes et autrichiennes, ou dans la péninsule ibérique, de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage pourraient être construites.

Hors hydraulique, un développement significatif est envisagé pour le parc renouvelable, aujourd'hui principalement constitué de productions photovoltaïques et éoliennes terrestres, mais amené à se diversifier dans les filières éoliennes maritimes, hydroliennes ou biomasse. Contrairement à une idée répandue, ces développements n'auront pas qu'un impact local mais, compte tenu des puissances cumulées concernées, modifieront structurellement les flux électriques mais aussi de puissance sur le réseau de transport français et européen. Au-delà de leur raccordement, l'adaptation du réseau de transport au développement de ces capacités de production est donc indispensable.

La décentralisation énergétique et les systèmes centralisés devront coexister dans un mode de fonctionnement de plus en plus interactif. Le rôle des collectivités locales sera beaucoup plus important dans les systèmes énergétiques du futur, et RTE contribue d'ores et déjà activement aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et à l'atteinte de leurs objectifs en matière d'énergies renouvelables. Les futurs schémas de raccordement (S3RER) élaborés par RTE concrétisent la priorité d'accès au réseau des énergies renouvelables, qui bénéficieront de capacités d'accueil dédiées pendant dix ans. Ils vont aussi permettre de mieux articuler la planification du réseau de RTE avec celle des énergies renouvelables.

Deux schémas découlent de la loi Grenelle 2 : les schémas régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE – décret du 16 juin 2011) et les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER – décret du 20 avril 2012), déduits des premiers. Les SRCAE ont pour objectifs principaux et pour chaque région administrative :

- Un inventaire des émissions de gaz à effet de serre (GES), des émissions de polluants atmosphériques, une évaluation de la qualité de l'air,
- Un bilan de la consommation finale en énergie par grand secteur économique et de l'état de la production des énergies renouvelables,
- Une évaluation du potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique, de la maîtrise de la demande et des émissions de GES correspondants,

- Une évaluation du potentiel de développement des filières EnR, avec en particulier des objectifs qualitatifs et quantitatifs de production d'énergie électrique à l'horizon 2020.

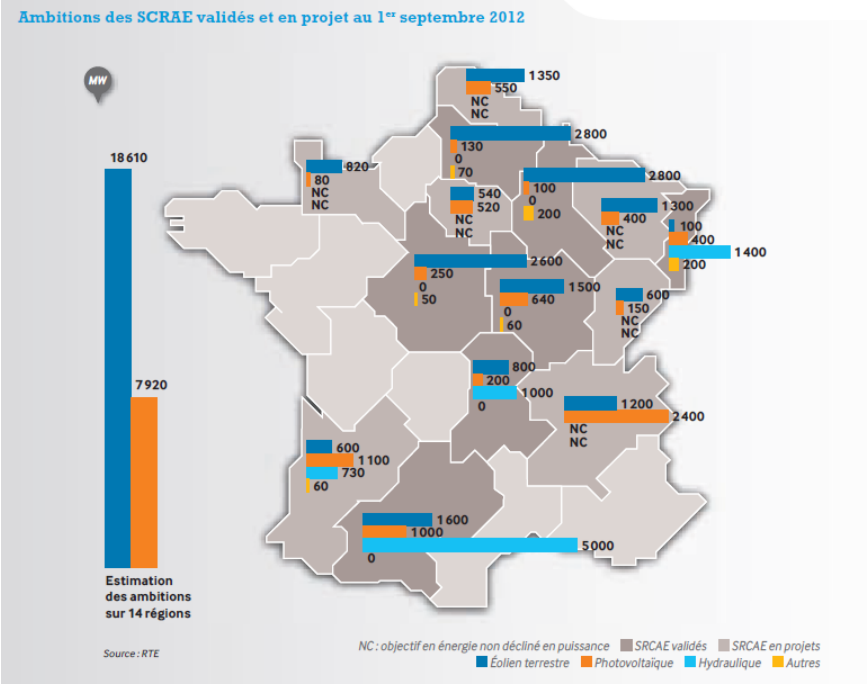
RTE est associé aux travaux des comités techniques régionaux à deux titres :

- Apport de ses informations sur les bilans en consommation d'énergie électrique et les scénarios d'évolution de ces consommations à 2020,
- Analyse des potentiels EnR évalués par les régions, dont sont déduites les zones favorables au développement des EnR et le Schéma Régional Éolien.

RTE est particulièrement attentif à ce dernier point, puisqu'il est en charge de l'élaboration des S3RER en coordination avec les acteurs locaux : producteurs, collectivités locales et distributeurs. Il souhaite donc connaître le mieux possible les puissances potentielles, leur localisation et leurs échéances de réalisation afin de pouvoir développer le réseau et créer les capacités d'accueil nécessaires au raccordement des productions EnR qui s'inscrivent dans les zones favorables définies lors de l'élaboration des SRCAE.

En phase de consultation, les avis de RTE portent notamment sur les différences d'évaluation des potentiels éolien et photovoltaïque, leur rythme de réalisation et la nécessité de mieux préciser la localisation des gisements. Les échanges se poursuivent avec les DREAL et l'ensemble des parties prenantes pour affiner les informations.

Les degrés d'avancement des SRCAE sont très divers suivant les régions, les sept premiers ont été validés au tout début de l'été 2012 :



Ambitions des SRCAE validés et en projet au 1er septembre 2012

Les S3RER élaborés par RTE concrétisent la priorité d'accès au réseau des énergies renouvelables, qui bénéficieront de capacités d'accueil dédiées pendant dix ans. Ils vont aussi permettre de mieux articuler la planification du réseau de transport avec celle des énergies renouvelables. Ils doivent être produit dans les six mois suivant la validation des SRCAE correspondant. Au fur et à mesure de la validation des premiers SRCAE, les S3RER pourront être publiés à compter de fin 2012.

L'insertion à grande échelle de productions à base d'énergies primaires par nature intermittentes plus ou moins prévisibles (vent, ensoleillement, marée, etc.) devrait conduire à modifier les modalités de gestion du système électrique.

Ainsi, l'exigence de disponibilité de certaines capacités de production très flexibles afin de pallier la variation soudaine de la production intermittente (réserve à la hausse et à la baisse) pourrait être croissante.

De même, le maintien en condition opérationnelle du réseau de transport (maîtrise des flux et tenue du niveau de tension notamment) pourrait requérir localement la disponibilité de capacités de production classiques pour assurer un niveau minimal de production malgré l'intermittence des productions renouvelables.

Côté consommation, le passage des creux nocturnes pourrait requérir la mobilisation croissante de capacités flexibles afin d'assurer la capacité des moyens de production en fonctionnement à suivre la variation de la consommation.

Le parc de production thermique

En application des directives réglementant les émissions des grandes installations de combustion, l'arrêt des centrales charbon les plus anciennes est programmé par leurs opérateurs d'ici à fin 2016. Un volume équivalent de cycles combinés gaz est construit et mis en service depuis quelques années. Peu de projets de nouvelles centrales à gaz sont aujourd'hui lancés en Europe, dans un contexte de stabilité de la consommation européenne et de croissance des énergies renouvelables.

Le réseau de transport permet de compenser les limites actuelles des technologies de stockage

Le développement massif de productions qui offrent actuellement peu ou pas de pilotage de la puissance produite (cogénération, biomasse, éolien, photovoltaïque, etc.) pourrait se heurter au nécessaire équilibre à tout instant entre production et consommation.

Différentes expérimentations sont en cours depuis plusieurs années pour le développement de technologies de stockage et de restitution d'énergie. RTE est attentif au développement de la recherche dans des solutions de stockage d'énergie sous forme d'électricité dans les batteries (des véhicules électriques ou non), de chaleur, d'air comprimé, de gaz issu de méthanation, etc.

Selon les informations dont dispose RTE à ce jour, la seule technologie économiquement compétitive et d'une capacité adaptée au besoin de l'équilibre offre demande (gigawatts) est celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Cette technologie implique des installations de forte puissance raccordées directement au réseau de transport. Les technologies de stockage décentralisées doivent encore monter en puissance pour contribuer significativement à l'équilibre offre-demande.

Néanmoins, en l'absence de perspective de développement de capacité de stockage dans des puissances et des énergies à la hauteur des besoins pour assurer le bon fonctionnement du système électrique, le rôle du réseau dans la mutualisation des moyens devra être reconnu et son adaptation menée à bien. De plus, la mise en œuvre de technologies de stockage, quelles qu'elles soient, se traduira par le développement d'une infrastructure dédiée que le réseau électrique permettra d'optimiser.

4.2 Quatre scénarios d'évolution de la consommation et du mix énergétique à long terme

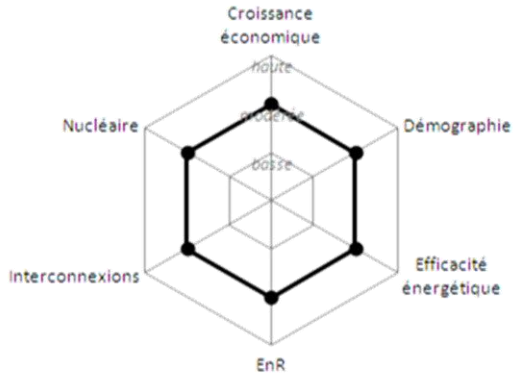
Au vu des incertitudes évoquées plus haut, le champ des possibles tant pour la demande que pour l'offre apparait très vaste. Le bilan prévisionnel 2012 retient des scénarios qui reposent sur un socle d'hypothèses externes (croissance économique, démographie, capacité nucléaire…) et internes (données de comptage, enquêtes sectorielles…), réunies pour constituer des contextes cohérents et suffisamment contrastés pour alimenter les analyses de robustesse du réseau.
Les contextes propres à chacun des quatre scénarios d'évolution de la consommation et du mix énergétique étudiés peuvent se résumer ainsi :

Hypothèses principales des scénarios prospectifs retenus

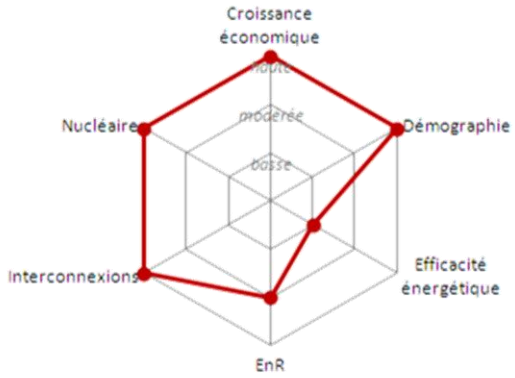
Principales hypothèses par scénario	**Consommation forte**	**Croissance faible**	**Médian**	**Nouveau mix**
Croissance économique *(source : CAS)*	Haute	Basse	Modérée	Modérée
Démographie *(source : INSEE)*	Haute	Basse	Modérée	Modérée
Efficacité énergétique	Basse	Modérée	Modérée	Haute
Nucléaire	Haute	Modérée	Modérée	Basse
Énergies renouvelables	Modérée	Basse	Modérée	Haute
Interconnexions	Haute	Modérée	Modérée	Haute

Les différentes options étudiées ne prétendent pas à l'exhaustivité, mais offrent des visions prospectives suffisamment contrastées afin d'apprécier in fine les conséquences sur le système électrique. Le réseau de transport d'électricité peut s'adapter en temps et en heure pour permettre la mise en œuvre de ces différents choix de politique énergétique à condition que ceux-ci soient définis avec suffisamment d'anticipation.

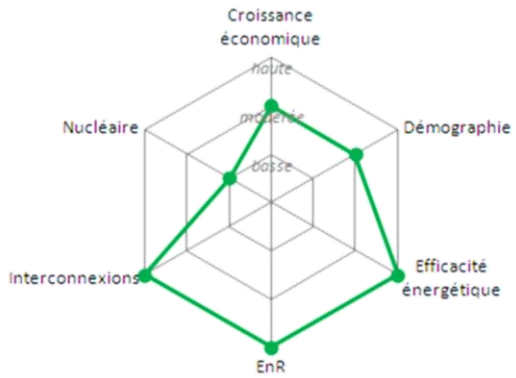
Médian



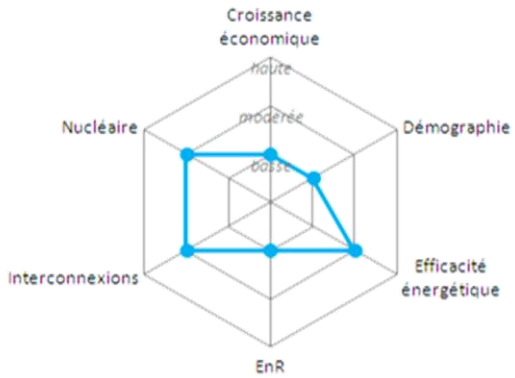
Consommation forte



Nouveau mix



Croissance faible



4.2.1 Hypothèses d'évolution du mix installé France à 2030

(NB : pour plus de détails sur les hypothèses retenues et la construction de ces chiffres, se reporter au chapitre 6 du Bilan Prévisionnel 2012)

2030, en GW	Au 01/01/2012	Consommation forte	Croissance faible	Médian	Nouveau mix
Nucléaire	63,1	65,0	56,0	56,0	40,0
Charbon	6,9	1,7	1,7	1,7	1,7
Cycles combinés gaz	4,5	6,9	6,9	6,9	8,9
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustion) et d'effacement (cumulables)	10,2*	14,5	5,0	16,0	15,0
Thermique décentralisé non renouvelable	7,4	4,5	4,5	4,5	4,5
Thermique décentralisé renouvelable	1,3	2,6	2,6	2,6	6,3
Hydroélectricité (turbinage) *dont STEP*	25,2 *4,3*	25,2 *4,3*	25,2 *4,3*	25,2 *4,3*	28,2 *6,3*
Eolien	6,7	30,0	20,0	30,0	40,0
Photovoltaïque	2,4	20,0	12,0	20,0	30,0
Energies marines (hydroliennes)	0,0	1,5	0,0	1,5	3,0

** Au 1er janvier 2012 : effacements cumulables connus de RTE*

Ces hypothèses de mix énergétiques s'accompagnent d'hypothèses d'interconnexion avec l'ensemble des pays voisins. Ces besoins d'interconnexion sont d'autant plus importants que le réseau doit mutualiser des aléas plus grands. Ces interconnexions permettent d'amortir chaque aléa sur une plus large assiette, et permettent de mutualiser entre les différents pays les capacités de réserve nécessaires pour s'en protéger. Les capacités d'interconnexions sont ainsi plus fortes dans le scénario « nouveau mix » (où les aléas associés aux énergies renouvelables sont plus importants) et « consommation forte » (où se cumulent un solde exportateur important et des aléas moindres que dans le scénario « nouveau mix », mais plus importants qu'aujourd'hui)

2030, en GW	Au 01/01/2012	Consommation forte	Croissance faible	Médian	Nouveau mix
Capacités d'interconnexion	14	28	21	21	28

4.2.2 Bilans énergétiques à 2030

NB : pour plus de détails sur les hypothèses retenues et la construction de ces chiffres, se reporter au chapitre 6 du Bilan Prévisionnel 2012

2030, en TWh	Consommation forte	Croissance faible	Médian	Nouveau mix
Consommation nationale*	589,5	468,4	540,3	516,4
Pompage	7,0	7,0	7,0	9,1
Solde exportateur	52,4	70,6	42,1	31,8
Demande totale	**648,9**	**546,0**	**589,4**	**557,3**
Nucléaire	432,9	374,6	375,2	271,5
Charbon	9,4	8,1	9,1	9,8
Cycles combinés gaz	26,3	18,9	24,2	41,1
Moyens de pointe de production (fioul, turbines à combustion) et d'effacement (cumulables)	3,7	1,4	4,3	4,7
Thermique décentralisé non renouvelable	7,2	7,2	7,2	7,2
Thermique décentralisé renouvelable	15,5	14,4	15,5	30,1
Hydroélectricité (y compris turbinage des STEP)	69,4	69,4	69,4	73,9
Eolien	58,2	38,8	58,2	77,5
Photovoltaïque	22,0	13,2	22,0	32,9
Energies marines (hydroliennes)	4,3	0,0	4,3	8,6
Offre totale	**648,9**	**546,0**	**589,4**	**557,3**

Ratio de couverture Énergies renouvelables	26,7%	26,6%	29,2%	40,2%
Emissions CO_2 électriques ($MtCO_2$)	24,3	18,6	23,8	30,8

** : consommation intérieure hors Corse à température de référence*

4.3 Grandes tendances d'évolution des flux électriques en France à long terme

4.3.1 Une déclinaison territoriale de chacun des scénarios structurants

Au-delà de la description des grandes tendances nationales d'évolution de la consommation d'électricité et du mix énergétique, planifier le développement de réseau nécessite de préciser la géographie de ces évolutions.
La déclinaison géographique de chacun de ces scénarios est multiple. Pour apprécier les phénomènes et limiter le nombre des variantes à analyser, la déclinaison géographique décrite plus bas a été réalisée de façon à concevoir autant que possible des encadrants de l'ensemble des futurs possibles. On peut retenir plus simplement qu'il s'agit d'une illustration spatiale de chacun des quatre scénarios. Les hypothèses les plus structurantes sont résumées dans le tableau suivant, après quelques commentaires introductifs.

La consommation est tirée au premier ordre par la croissance démographique des territoires. Les effets des autres facteurs (maîtrise de la demande, transferts d'usage, développement industriel, etc.) pouvant être considérés suffisamment uniformes sur le territoire, l'évolution différenciée de la consommation d'une région à l'autre est déduite des prévisions démographiques de l'INSEE à 2030.

Les scénarios d'évolution du parc nucléaire sont très ouverts. On peut remarquer que les 34 tranches les plus anciennes sont pratiquement toutes situées au sud de Paris (hors 2 à Fessenheim et 6 à Gravelines). Les tranches les plus récentes sont plutôt situées au nord du pays (hors Golfech, St Alban et Civaux). Les tranches de bord de mer présentent un refroidissement mieux assuré, notamment dans une perspective de réchauffement climatique. Certains sites sont relativement isolés et structurants pour l'économie locale. On peut donc inférer sur des critères d'âge, que l'objectif de diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique conduirait statistiquement à une baisse non homogène de production sur le territoire, plus forte dans les régions où la production nucléaire est à la fois la plus ancienne et la plus concentrée, vallée du Rhône et val de Loire en tête. S'agissant pour RTE non de proposer une trajectoire – ce qui relève de la responsabilité des pouvoirs publics –, mais d'éclairer les conséquences en termes de flux sur le réseau des différentes trajectoires envisageables pour le parc nucléaire, les scénarios illustrent trois trajectoires en volume, avec réduction de la puissance nucléaire installée traduisant le très simple critère d'âge des équipements.

Le développement des énergies renouvelables est important dans l'ensemble des scénarios. Ces technologies ont aujourd'hui fait l'objet de nombreuses prospections et les zones favorables ou non à leur développement sont relativement bien connues, au travers notamment des schémas régionaux climat air énergie disponibles :

- Entre nouveaux aménagements possibles et régulation de la ressource en eau pour l'ensemble des usages, le parc **hydraulique** est supposé globalement identique à ce qu'il est aujourd'hui. Le scénario « nouveau mix » suppose le développement de 3 GW de nouveaux moyens de production et de stockage hydraulique, dans le Massif Central, où leurs développements semblent possibles.
- L'ouest du Cotentin présente les courants les plus favorables au développement d'**hydroliennes** (et plus généralement la Manche entre nord Bretagne et Cotentin). Cette technologie est supposée s'y développer dans trois des quatre scénarios à l'horizon 2030, pour 1,5 ou 3 GW.
- Au-delà des zones précisément identifiées par le premier appel d'offre gouvernemental, les volumes supplémentaires d'**éolien offshore** sont ventilés tout au long des côtes du Pas-de-Calais à la Vendée, où il apparaît pour l'essentiel susceptible de se développer.
- Les volumes supplémentaires **d'éolien terrestre** sont eux aussi ventilés au prorata des zones d'accueil favorables, dans une poursuite des tendances actuelles que traduisent les SRCAE. Il en résulte une concentration plus importante dans le nord du pays (de la Picardie à la Bourgogne, Bretagne, Centre) que dans le sud (façade et arrière pays languedociens pour l'essentiel).

- Le **solaire** est supposé se développer pour l'essentiel sous forme de photovoltaïque intégré au bâti, et d'autant plus que les régions sont bien ensoleillées, reflétant comme pour l'éolien une poursuite des tendances actuelles.

Dans trois des quatre scénarios, le parc de **centrales charbon et gaz** à l'horizon 2030 est constitué d'unités de production dont la localisation est aujourd'hui connue : elles sont en service ou en construction aujourd'hui. Dans le scénario « nouveau mix », 2 GW de cycles combinés gaz, soit quatre unités de 500 MW, peuvent trouver des débouchés. Les points d'approvisionnement gaz les plus solides sont dans le nord de la France, en aval du terminal méthanier de Dunkerque en construction, ou dans la vallée du Rhône, en aval du terminal méthanier de Fos. Les localisations retenues ici, sont une dans le nord et trois en vallée du Rhône. Cette ventilation vient ainsi quelque peu compenser le déséquilibre nord-sud que présente ce scénario.

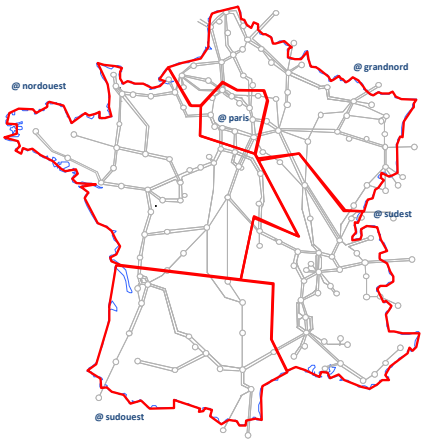
Le **parc thermique décentralisé, issu de sources d'énergies renouvelables ou fossiles,** et les **moyens de pointe** (effacements ou turbines à combustion), sont localisés au plus proches des bassins de populations et de consommation les plus importants. Ils viennent donc pour l'essentiel en déduction de la demande.

Les hypothèses principales de localisation géographique des quatre scénarios de long terme sont résumées dans le tableau suivant :

2030	Consommation forte	Croissance faible	Médian	Nouveau Mix
Consommation	**589.5 TWh**	**468.4 TWh**	**540.3 TWh**	**516.4 TWh**
	Croissance de la consommation sur le territoire national au premier ordre dictée par la croissance démographique des territoires, notamment sur la façade atlantique et dans le sud du pays (cf. prévisions INSEE)			
Production Nucléaire	**65 GW**	**56 GW**		**40 GW**
	Flamanville 3 + maintien ou remplacement en lieu et place de toutes les tranches atteignant 40 ans d'ici à 2030	Flamanville 3 + maintien ou remplacement en lieu et place de toutes les tranches atteignant 40 ans d'ici à 2030 sauf là où se trouvent les 10 groupes 900 MW les plus anciens. (reste l'équivalent de 10 tranches sur 12 long de la Loire ; 10 sur 14 le long du Rhône, 8 sur 14 le long de la frontière nord-est)		Flamanville 3 + maintien ou remplacement en lieu et place de toutes les tranches sauf 28 groupes 900 MW les plus anciens. (restent 4 groupes sur 12 long de la Loire ; 4 sur 14 le long du Rhône, 6 sur 8 dans le sud-ouest, 6 sur 14 le long de la frontière nord-est)
Cycles combinés gaz	**6.9 GW**			**8.9 GW**
	CCG actuels ou en cours de construction			Id. + 4 unités (1 dans le nord, 3 dans la vallée du Rhône)
Charbon	**1.7 GW**			
moyens de pointe	**14,5 GW**	**5 GW**	**16 GW**	**15 GW**
	Turbines à combustion (TAC) et/ou effacements localisés au plus proches des concentrations urbaines, au prorata de leur consommation			
Hydraulique				**3GW**
	parc actuel			parc actuel + Massif Central
Energie marine	**1,5 GW**	**0 GW**	**1,5 GW**	**3 GW**
Eolien terrestre /offshore	**24,5 GW/ 5,5 GW**	**18,5 GW / 1,5 GW**	**24,5 GW / 5,5 GW**	**28 GW / 12 GW**
Photovoltaïque	**20 GW**	**12 GW**	**20 GW**	**30 GW**
	Ventilés sur l'ensemble des zones favorables au développement des énergies renouvelables			
Th. décentralisé	**7.1 GW**	**7.1 GW**	**7.1 GW**	**10.8 GW**
solde exportateur / capacité d'interconnexion	**exports 52.1 TWh**	**exports 70.1 TWh**	**exports 42 TWh**	**exports 35.1 TWh**
	28 GW	**21 GW**	**21 GW**	**28 GW**
	Développement sur l'ensemble des frontières			

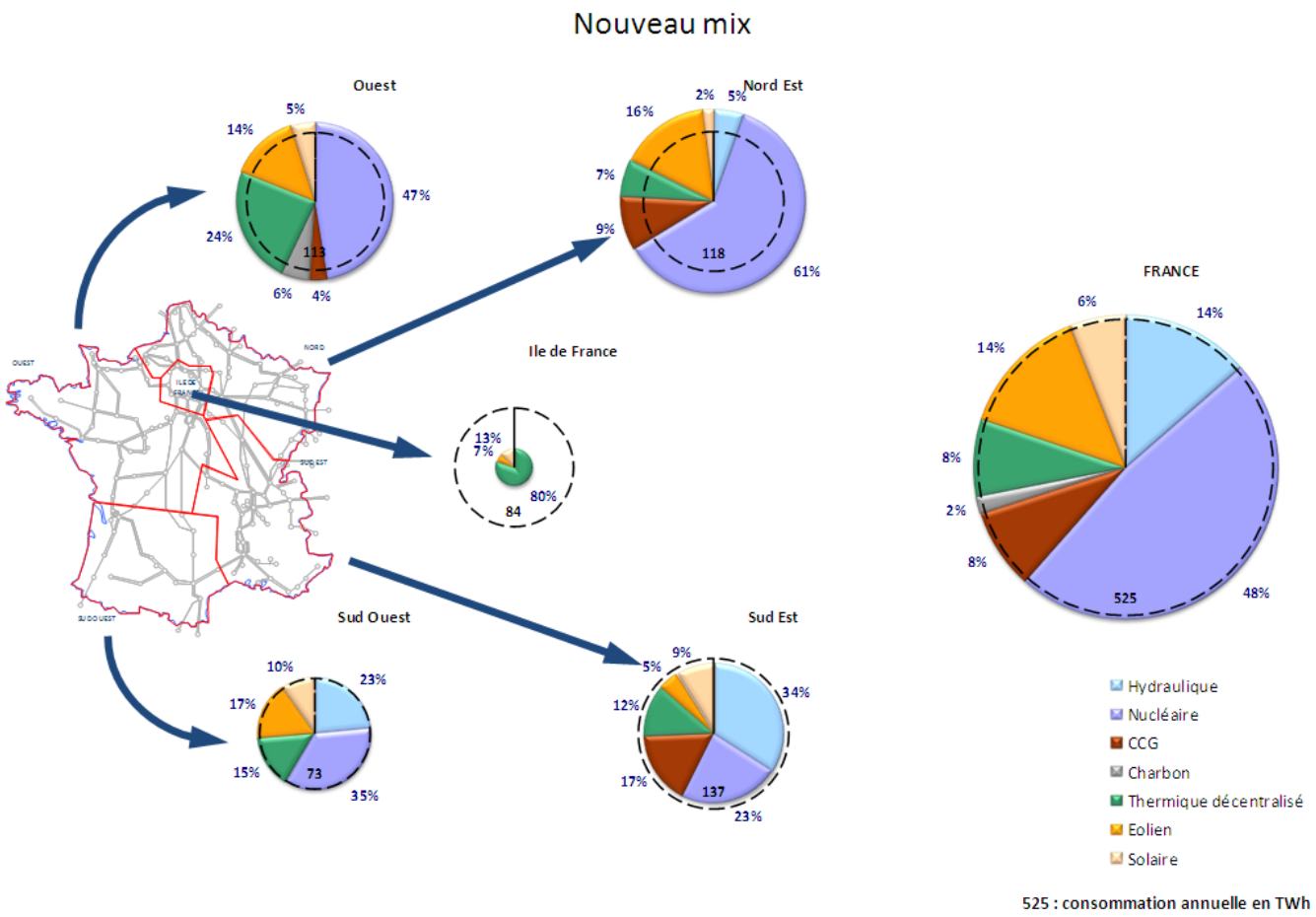
4.3.2 De fortes évolutions des bilans énergétiques régionaux possibles

Ces scénarios conduisent chacun à des bilans énergétiques contrastés entre les différentes parties du territoire national. Il est intéressant de distinguer les cinq grandes régions, que présente la figure ci-contre : nord-est, Ile-de-France, ouest, sud-ouest et sud-est[19]. Pour chacune des cinq grandes régions et pour chaque scénario, on peut observer la consommation intérieure de la région, la comparer à la production électrique totale de chaque région, et analyser la part de chaque filière de production à ce total.



Cette analyse est présentée ci-dessous à titre d'exemple pour le scénario « nouveau mix » à l'horizon 2030, qui présente la plus importante variation de mix énergétique par rapport à la situation actuelle du fait d'une diminution notable de la part de la production nucléaire au profit des énergies renouvelables. Pour la France et pour chacune des cinq grandes régions, sont donnés ci-dessous un disque coloré dont la surface est proportionnelle à la production de la zone (en TWh/an), et ventilé entre les différentes sources de production du territoire ; et un autre disque pointillé en superposition dont la surface représente le niveau de consommation de la zone (en TWh/an).

[19] Ce découpage, qui peut apparaître arbitraire, reprend à une plus large maille la modélisation en 25 zones analysée plus loin dans le chapitre.



Bilans énergétiques annuels dans le scénario « nouveau mix » à l'horizon 2030

Les graphes montrent :

- Une France équilibrée du point de vue de son mix électrique, avec une production intérieure annuelle très légèrement supérieure à sa consommation (solde exportateur d'environ 30 TWh).
- L'Île de France important la quasi-intégralité de sa consommation (ce qui est le cas aujourd'hui et dans tous les scénarios, pratiquement dans les mêmes proportions).
- Un grand sud-est importateur, d'un peu plus de 15 TWh, alors qu'il est aujourd'hui exportateur : cette région est très peuplée et dans ce scénario le développement des énergies renouvelables (11 TWh de solaire, 6 TWh d'éolien) ne compense pas la diminution importante de la production nucléaire installée dans la vallée du Rhône (-60 TWh).
- A l'inverse, le grand ouest, aujourd'hui importateur devient exportateur, en dépit de la diminution de la puissance nucléaire installée le long de la Loire que suppose ce scénario, et ce grâce notamment au développement de production offshore, éolienne et hydrolienne. Les régions Centre Val de Loire et Bretagne, aujourd'hui respectivement exportatrice et importatrice, présentent chacune dans ce scénario un solde annuel plus équilibré.
- Le sud-ouest avec un solde annuel équilibré, la moitié de sa production étant assurée par des énergies renouvelables, hydraulique, éolien et solaire. Cependant, cet équilibre énergétique en moyenne sur l'année cache une très grande variabilité des bilans production-consommation horosaisonniers.
- Le nord ouest ressort dans ce scénario encore plus exportateur qu'il ne l'est aujourd'hui, en direction pour l'essentiel de la région parisienne, et vers le sud-est.

Ce découpage est artificiel et masque des disparités importantes à l'intérieur des régions. Il permet cependant d'apprécier les enjeux les plus importants. Par rapport à la situation actuelle, **ce scénario**

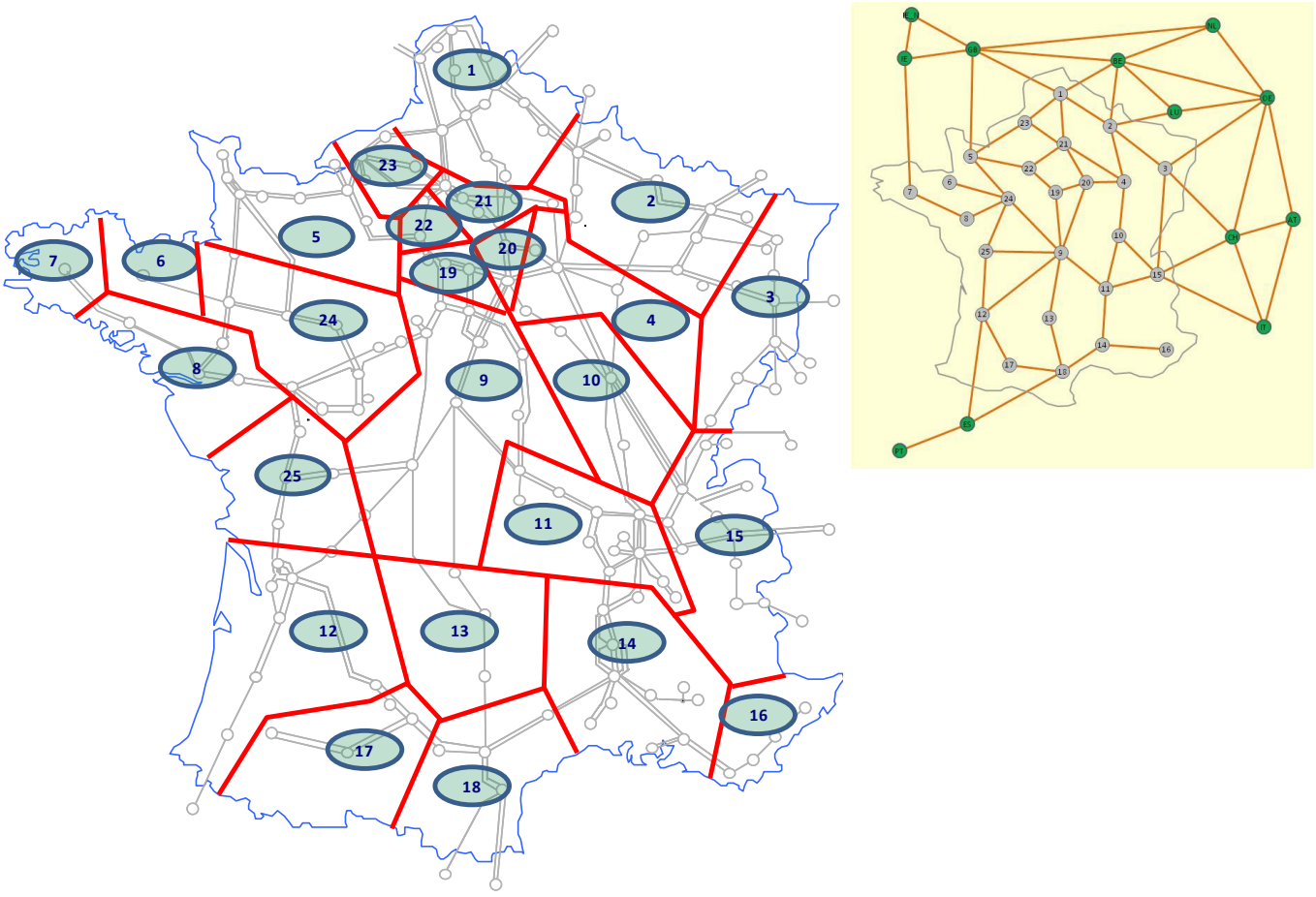
« nouveau mix » montre ainsi des équilibres territoriaux nouveaux, avec une redistribution nord-sud : avec le développement de l'éolien à 75% dans la moitié nord du pays, et un potentiel de 15 GW offshore essentiellement le long des côtes de la Manche, la production augmente à l'ouest, au nord et à l'est de Paris ; une diminution de la part du nucléaire qui affecterait les régions où la production nucléaire est aujourd'hui la plus importante conduit un grand quart sud-est à devenir importateur.

Par construction, les autres scénarios sont intermédiaires entre la situation actuelle et ce scénario nouveau mix, du point de vue des équilibres territoriaux.

4.3.3 Des flux d'autant plus amples, plus volatils et sur des distances plus importantes que le mix énergétique se transforme

Le fonctionnement du système électrique peut être simulé pour chacun des quatre scénarios de long terme présentés plus haut. Au vu de la granularité des hypothèses manipulées, la modélisation retient une représentation simplifiée du réseau français et des pays voisins. Comme pour le bilan prévisionnel, le fonctionnement du système sur l'ensemble de l'année est simulé, en considérant une très large combinatoire des aléas qui peuvent survenir. Le pays est de plus ici découpé en 25 grandes zones, et la circulation des flux entre ces zones est simulée de façon macroscopique. (Le découpage des zones est dicté par les principaux points de fragilités du réseau 400 kV déjà avérés aujourd'hui ou suspectés sur la base de précédentes études – comparable à cet horizon à ce qu'est la carte des potentiels de raccordements aujourd'hui – cf. § 3.2.)

Un découpage de la France en 25 zones ; le réseau simplifié modélisé



Les capacités d'interconnexions avec les pays voisins sont modélisées et elles peuvent brider les échanges ; au contraire, à l'intérieur du territoire national, le système est laissé libre de toute contrainte de capacité de transport[20]. **Cette modélisation permet d'observer les tendances d'évolution des flux tels qu'ils tendront à s'établir pour assurer l'approvisionnement et le secours mutuel entre les territoires, reflétant le scénario de mix énergétique considéré.** Il est rappelé que les résultats qui suivent ne représentent que quelques illustrations parmi de nombreuses possibles du paysage de flux à l'horizon 2030 et doivent donc être interprétés avec une retenue particulière.

Si par principe l'étude consiste à laisser libre à l'intérieur du territoire national l'établissement des flux sur le réseau simplifié, il importe ensuite de comparer ces flux interzones à la capacité effective du réseau[21] : restent-ils en deçà ou la dépassent-ils ? Et les risques de dépassement sont-ils fréquents ou rares ? Au regard de la disponibilité escomptée du service rendu par le réseau, 10% du temps de l'année représente plusieurs centaines d'heures par an donc un impact significatif sur l'exploitation du système électrique. L'analyse des résultats de simulation consiste donc pour chaque interzone à établir un histogramme des flux pour les milliers de situations considérées, et, pour chaque direction de flux, observer le décile supérieur de cette distribution, c'est-à-dire 10% des situations, pour lesquelles les flux sont les plus importants.

Les cartes présentées ci-après pour chacun des quatre scénarios de long terme rendent compte de différents types d'informations :

- **L'importance relative des flux aux travers des interzones les plus chargées**, avec trois épaisseurs de flèches, selon que le flux moyen du décile supérieur (lors des 10% du temps les plus chargés) est inférieur à 2 000 MW, compris entre 2 000 et 4 000 MW, ou supérieur à 4 000 MW ;
- **Le risque d'inadéquation entre le réseau modélisé et les besoins de flux détectés** :
    - En bleu clair, les interzones avec des flux supérieurs à 75% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps ;
    - En bleu-roi, les interzones avec des flux supérieurs à 90% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps ;
    - En bleu foncé, les interzones avec des flux supérieurs ou égaux à 100% de la capacité de l'interzone au moins 10% du temps.

Pour ne pas surcharger la carte, ces informations ne sont représentées que pour les seules interzones traversées par des flux supérieurs à 75% de leur capacité au moins 10% du temps.

Remarques

- Les seuils retenus (75%, 90% et 100%) correspondent à des niveaux d'alerte conservateurs au regard des incertitudes qui demeurent : les scénarios simulés ne sont qu'une illustration de ce que peut réserver l'avenir. Chaque interzone ici identifiée comme présentant un risque potentiel est ensuite analysée plus en détail, notamment pour apprécier l'amplitude effective du dépassement de capacité (certains exemples en sont présentés au chapitre 5).
- **Les flèches ne représentent pas des transits synchrones**. Ainsi, la présence d'un niveau de charge important sur une interzone donnée peut être associée à une période spécifique d'une journée (jour / nuit), d'une année (été / hiver), à une situation particulière de déséquilibres français

[20] Seule une impédance équivalente du réseau entre les zones est modélisée. Sont aussi négligés les phénomènes plus complexes de tenue de tension, ou de dynamique qui peuvent en pratique interdire des flux aussi amples que présentés dans cette analyse de premier niveau. L'analyse doit être approfondie et des renforcements du maillage le cas échéant proposés.

[21] Avec ce découpage, le réseau présente des capacités de transit réelles très variable d'une section « interzone » à l'autre en France : de 850 MW entre les zones 15 et 3 à 7 500 MW entre les zones 21 et 23.

ou européens de production (solaire en Espagne et absence de vent en Allemagne) ; et celle sur sa voisine peut être associée à une autre période. Certaines interzones peuvent être le siège de congestions dans un sens et dans l'autre mais dans des circonstances différentes.

Le réseau modélisé comprend le réseau actuel, et les ouvrages prévus pour faire face à des contraintes qui apparaissent dès avant 2020. Les bénéfices de ces derniers sont donc intégrés en entrants des simulations réalisées. **Les cartes ci-après rappellent chaque fois en filigrane pourpre les contraintes de transit résolues par ces renforcements (de facto communes à tous les scénarios), et présentent en superposition les contraintes résiduelles à plus long terme, dépendante des scénarios**. On peut cependant souligner l'utilité de chacun de ces renforcements :

1. **Cotentin - Maine** (entre zones 5 et 24, cf. encart § 3.3) : ce renforcement permet de plus que doubler la capacité du réseau actuel entre Basse-Normandie et Pays-de-la-Loire. La simulation à long terme montre que dans tous les scénarios, grâce à ce renforcement, les flux restent dans les limites de la capacité du réseau (dépassant 75% de la capacité dans 5% des situations dans les scénarios « nouveau mix » et « consommation forte »). Sans ce renforcement, les flux dépasseraient la capacité actuelle plus de 10% du temps dans tous les scénarios et même pendant près de 25% du temps dans les scénarios « nouveau mix » et « consommation forte ».
2. **Oise-Val d'Oise** (entre zones 21 et 22, cf. § 5.2.4) : de façon analogue à Cotentin - Maine plus à l'ouest, ce renforcement double le réseau au nord-ouest de la couronne parisienne. Sans lui, les flux dépasseraient la capacité actuelle plus de 10% du temps dans tous les scénarios et même pendant plus de 25% du temps dans le scénario « consommation forte ».
3. **Avelin-Gavrelle-Mastaing** (à l'intérieur de la zone 1, cf. § 5.2.4) : ce renforcement permet de tripler la capacité de l'axe entre Gavrelle et Mastaing. Il résout les contraintes nord-sud entre Pas-de-Calais et Nord[22].
4. **Lonny-Vesle-Seuil** (à l'intérieur de la zone 2, cf. § 5.2.4) : ce renforcement permet de résoudre les contraintes entre Ardennes et Marne, et la capacité de l'axe non renforcé serait dépassée plus de 10 % du temps dans tous les scénarios.
5. **Restructuration du réseau alsacien** (à l'intérieur de la zone 3, cf. § 5.2.1) : transformateurs-déphaseurs, réaménagement des postes et doublement du réseau entre Muhlbach et Scheer résolvent les contraintes nord-sud en Alsace[22].
6. **Optimisation du réseau de la Savoie et interconnexion Savoie-Piémont** (entre la zone 15 et Italie, cf. § 5.1.5) : ces renforcements permettent de résoudre les contraintes du réseau savoyard[22]d'augmenter la capacité d'échange de 1 800 MW entre la France et l'Italie. L'interconnexion ne ressort plus congestionnée dans l'ensemble des scénarios simulés[23].
7. **Lyon-Montelimar** (entre les zones 14 et 11, cf. § 5.2.3) : sans ce renforcement, les flux dépasseraient la capacité actuelle dans le scénario « consommation forte » plus de 10 % du temps, et 75 % de la capacité actuelle plus de 10 % du temps dans tous les autres scénarios[24].
8. **Midi-Provence** (entre zones 14 et 18, cf. § 5.2.3): sans ce renforcement, les flux vers le Languedoc serait limité par la capacité actuelle plus de 10% du temps dans les scénarios « nouveau mix » et « consommation forte ». Dans le scénario « nouveau mix », la capacité actuelle du réseau du sud-ouest apparaîtrait limitant 25% du temps tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre.

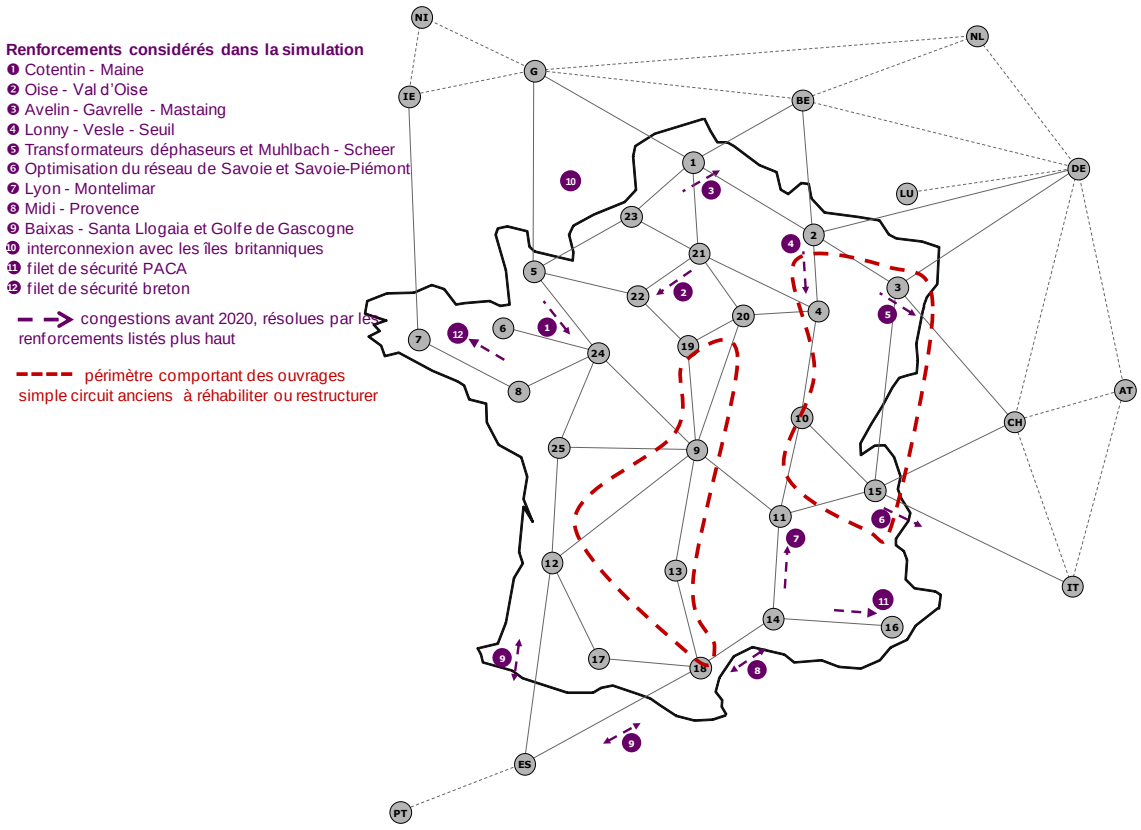
[22] La modélisation à long terme du réseau utilisée pour l'étude présentée dans ce chapitre peut par suite s'affranchir d'une subdivision supplémentaire de la France à cet endroit.

[23] Toutefois, des flux importants vers la Suisse sont constatés. Des études complémentaires permettront de confirmer cette analyse, ou de l'infirmer, notamment si une modélisation toujours délicate des usines hydraulique des Alpes n'a pas conduit à substituer des flux France-Suisse et Suisse Italie, à des flux directs France Italie.

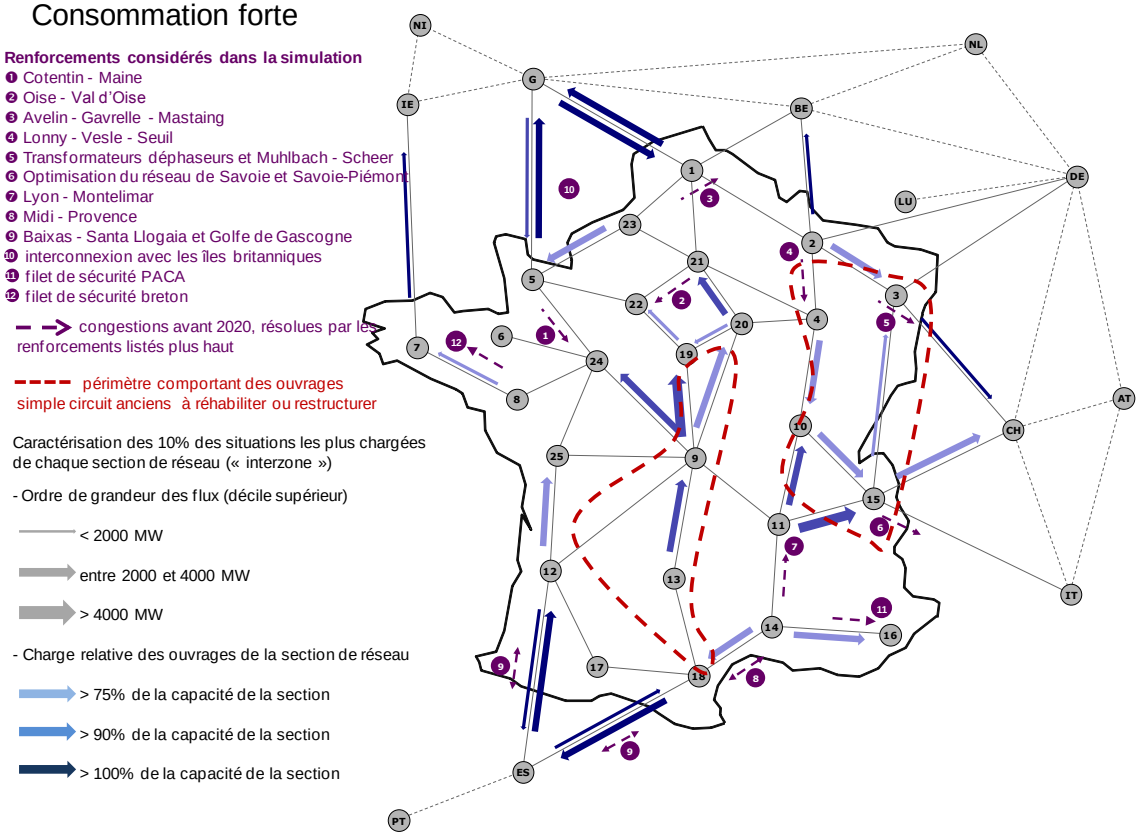
[24] N'est pas simulé ici le scénario de raccordement des nouvelles unités de production en file d'attente pour se raccorder le long du Rhône.

9. **Interconnexions avec l'Espagne** (cf. § 5.1.4) : on considère l'augmentation de la capacité actuelle de 1 400 MW à 4 000 MW. Dans tous les scénarios cependant, l'interconnexion ressort encore saturée plus de la moitié du temps, tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre.
10. **Interconnexions avec les Iles Britanniques** (cf. § 5.1.2) : on considère une augmentation de la capacité actuelle de 2 000 MW à 5 000 MW. Dans tous les scénarios cependant, l'interconnexion ressort encore saturée plus de la moitié du temps, tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre.
11. **Filet de sécurité PACA** (zones 14 et 16, cf. § 5.3.2) : ce renforcement permet de résoudre les contraintes d'alimentation de l'est-PACA dans la mesure où le programme de maîtrise de la demande en énergie est mis en œuvre.
12. **Filet de sécurité Bretagne** (entre zones 8 et 24, et 7 et 8, cf. § 5.3.1) : ce renforcement permet un secours mutuel entre nord et sud Bretagne. Avec le développement d'un cycle combiné gaz dans le Finistère et la maîtrise de la consommation locale, il permet de sécuriser l'alimentation de la péninsule bretonne.

La carte ci-après résume situe ces renforcements sur la carte simplifiée du réseau et la direction des flux qui sans eux serait tout particulièrement contrainte d'ici la fin de la décennie.



Consommation forte



Ce scénario est le plus proche en termes de mix de la situation actuelle.

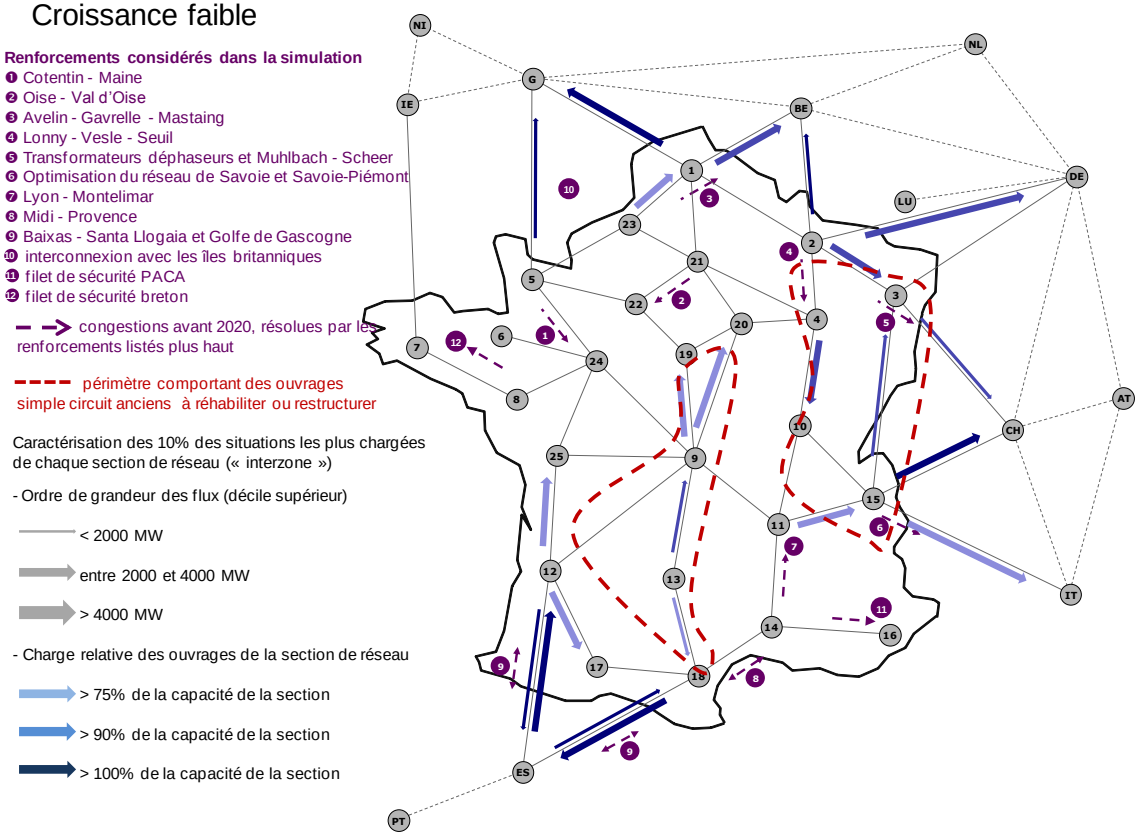
Il met en exergue de forts échanges nord-sud et sud-nord entre la France et l'Espagne et avec les îles britanniques, essentiellement à l'export. Ces flux correspondent aux respirations entre les systèmes européens, îles britanniques et péninsule ibérique étant supposées avoir remplacé leurs centrales les plus anciennes par un mix éolien, gaz (et solaire en Espagne). Les exports sont marqués vers la Suisse et la Belgique, du fait du développement du stockage hydraulique en Suisse et une situation structurellement importatrice de la Belgique à l'horizon considéré[25].

En France même, les risques de dépassement des capacités du réseau sont principalement associés à des mouvements nord sud, notamment dans le Massif Central (du fait d'une très faible capacité), entre la Loire et l'Ile-de-France et entre la vallée du Rhône et l'est ou les Alpes. Ils résultent de la superposition de l'acheminement du nucléaire de la Loire et du Rhône vers les zones consommatrices au nord, de la respiration entre les bassins de production éolienne en France et en Europe et de la production solaire principalement située au sud de la France et de l'Europe.

On peut remarquer une charge élevée des réseaux de Bretagne et de PACA (tenant compte de la mise en œuvre des filets de sécurité). A cet égard, il importe de souligner que les exports vers l'Irlande observés ici sont le fait de situations faiblement ventées en Irlande mais non tendues en Bretagne.

[25] Les hypothèses descriptives des pays voisins sont identiques dans les 4 scénarios et constituent un invariant de modélisation entre eux.

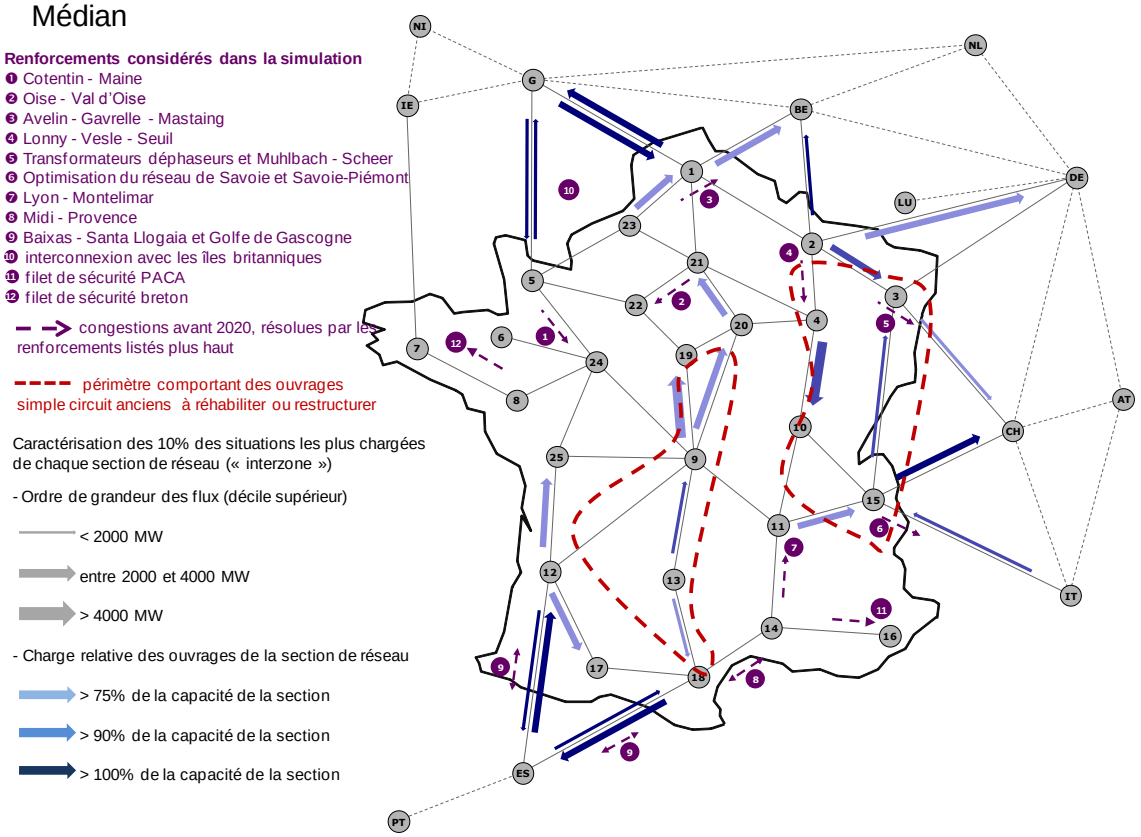
Croissance faible



Dans ce scénario, le solde exportateur français est moins important que dans le précédent et on observe la diminution des exports vers les îles britanniques.

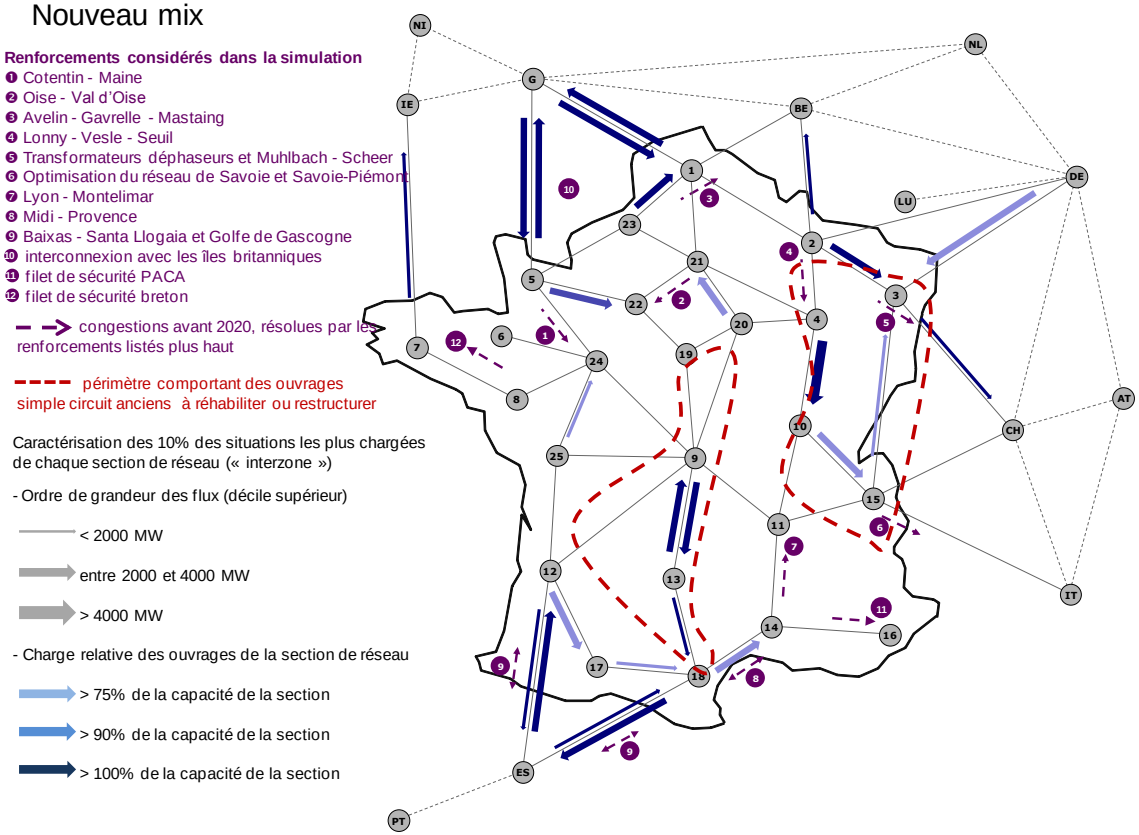
A l'intérieur du territoire, les flux apparaissent plus équilibrés dans le Massif Central, avec des niveaux soutenus, désormais tant au nord qu'au sud. Pratiquement toute la façade Est présente un paysage de flux plus soutenus nord-sud et sud-nord : par rapport au scénario précédent le sud-est est moins exportateur et les flux du nord-sud entre Lorraine et Bourgogne/Rhône augmentent.

Médian



Dans ce scénario, seule une augmentation du niveau de charge sur l'interconnexion Angleterre - France (dans le sens nord-sud) apparaît en comparaison avec le scénario « croissance faible ». Cette évolution peut s'expliquer par une augmentation de la consommation française à la pointe sans grand changement sur les autres hypothèses.

En interne France, les niveaux de charge sont quasiment identiques à ceux du scénario « croissance faible ». On peut observer une légère augmentation des flux sud-nord dans le Massif Central et, en parallèle, une diminution des flux sud-nord dans le grand Est de la France.



Dans ce scénario, les niveaux de charge sur les interconnexions et la volatilité des flux augmentent par rapport aux autres scénarios dans les sens nord-sud et sud-nord, notamment sur les frontières avec l'Espagne et l'Angleterre. Les imports des îles britanniques augmentent par rapport au scénario « consommation forte »

En interne France, ce scénario présente des niveaux de charge beaucoup plus contrastés que pour les scénarios précédents avec notamment de très forts niveaux de charge au travers du Massif Central, et ceci dans les deux directions. Cette situation s'explique par l'arrivée de STEP dans le Massif Central et les situations d'échanges interrégionaux plus contrastées avec de plus forts volumes de production photovoltaïque (surtout au sud) et éolienne (surtout au nord).

De plus, toute la façade est présente des niveaux de charge dans le sens nord-sud très élevés, qui s'expliquent par le nouveau caractère importateur du grand sud-est, désormais alimenté depuis le nord du pays.

Enfin, dans le quart nord-ouest de la France, apparaissent de nouvelles contraintes entre des régions côtières où la production offshore s'est développée et des régions où la production nucléaire a baissé : des transits importants sont notables entre la Haute-Normandie et le Nord-Pas-de-Calais, entre la Basse-Normandie et le sud parisien, qui n'est plus alimenté par la production de la Loire.
On peut aussi remarquer l'absence de congestion sur l'interzone entre la Basse-Normandie (5) et le nord des Pays-de-la-Loire (24) grâce à la capacité développée par la ligne Cotentin Maine. Cette interzone serait sinon l'une des premières saturées.

4.3.4 Conclusions : une augmentation à venir des flux nord-sud portés par le réseau français, dont l'ampleur est accentuée par les choix de transition énergétique en France, entraînant un besoin accru de solidarité des réseaux européens.

Dans le contexte d'une transition énergétique d'ampleur, en France et en Europe, la géographie des sources de production évolue. Les centrales thermiques les plus polluantes, proches des centres urbains, ferment. Les nouvelles centrales thermiques, notamment au gaz, et les énergies renouvelables se développent pour l'essentiel sur de nouveaux territoires, notamment le long et au-delà des côtes. A la variabilité de la demande (notamment par grand froid, et dans une moindre mesure par grande chaleur) et aux arrêts pour maintenance ou panne de centrales thermiques s'ajoutent la variabilité de productions éolienne et solaire dans des volumes très significatifs.

De façon très schématique, on observe une augmentation de l'amplitude et de la volatilité de flux nord-sud, dépendant directement des options retenues de transition énergétique en France, et du besoin accru qu'elles induisent en matière de solidarité des systèmes électriques européens via des réseaux adaptés. Ce phénomène concerne l'ensemble du réseau mais n'induira de besoin d'investissement que là où le réseau apparaît insuffisant en comparaison de la taille des zones de production et de consommation qu'il relie.

5. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE GRAND TRANSPORT A 10 ANS

Ce chapitre présente les principales infrastructures de transport d'électricité qui peuvent être envisagées dans les dix ans à venir.

Par « principales infrastructures » ou « **ouvrages de grand transport** », s'entendent :

- l'ensemble des ouvrages du réseau maillé 400 kV ;
- l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins, quel que soit leur niveau de tension d'exploitation ;
- les ouvrages dont la tension d'exploitation est le 225 kV et dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation.

Ce réseau de grand transport vise à tirer le meilleur parti des complémentarités entre les territoires, qu'il s'agisse de :

- favoriser le foisonnement des consommations et celui des énergies renouvelables intermittentes, pour limiter d'autant le dimensionnement de l'appareil de production d'électricité (la pointe de consommation n'a pas lieu au même moment en France et en Espagne par exemple) ;
- permettre le recours aux sources d'électricité les plus performantes à tout instant et quelle que soit leur localisation en valorisant leur spécificité (ex : l'hydraulique, énergie très flexible d'utilisation, dont le gisement est dicté très directement par la géographie physique et tirant parti de leur complémentarité (ex : entre centrales pilotables et productions renouvelables dépendantes de la météo) ;
- s'épauler mutuellement, en diluant ou amortissant tout aléa dans un ensemble d'autant plus robuste qu'il est grand et que chaque incident, chaque écart est en proportion plus négligeable (ex : la panne d'une centrale est compensée par une petite contribution supplémentaire de chacune des autres).

C'est donc un facteur-clé de l'économie et de la performance globale du système électrique. Par suite, la variété et le dynamisme des territoires génèrent des interactions et des besoins de flux très divers. On peut observer ces besoins de flux à différentes échelles : locale, régionale, internationale. Leurs déterminants peuvent être plus ou moins complexes, être très spécifiques ou relever d'un type très générique. Ce chapitre est ainsi organisé par **grands éclairages** permettant de mettre en perspective les renforcements du réseau de transport avec les services attendus par ces investissements :

- accompagner l'évolution de la consommation d'électricité des territoires,
- accueillir les moyens de production d'électricité, notamment renouvelables,
- fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre pays voisins,
- fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre les régions,
- veiller à la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Cette présentation vise à faciliter la lecture. Par nature cependant (« l'effet de réseau »), un même ouvrage de réseau peut contribuer à de multiples finalités. Un ouvrage pourra ainsi être évoqué en plusieurs endroits, même si sa présentation sera regroupée dans une seule section.

Balayant les enjeux de développement du réseau pour toute la décennie à venir, ce chapitre embrasse naturellement des projets de **différents niveaux de maturité**. Les tableaux récapitulatifs en fin de ce chapitre présentent ainsi des nouveaux ouvrages *à l'étude*, *en cours d'instruction*, *en travaux.*

Aux projets de renforcement du réseau qui visent à en augmenter ses capacités (d'injection de puissance au plus près des consommations, de transit d'électricité entre les territoires via les lignes et liaisons électriques, etc.), s'ajoutent l'ensemble des affaires de renouvellement d'ouvrage (à iso-fonctionnalité et empreinte), et celles de raccordement de clients susceptibles d'être mis en service dans la période. Pour la période 2013-2015, ces affaires sont présentées dans le chapitre relatif au « volet à trois ans » : le flux est important mais rares sont les projets aujourd'hui décidés par leur commanditaire aux horizons plus éloignés. Des projets de nouveaux postes sources vers les réseaux de distribution ou de station d'alimentation de futures LGV peuvent aujourd'hui être pressentis mais ils n'ont besoin d'être envisagés qu'à un horizon relativement proche et toute présentation en serait partielle. Ainsi, seuls sont présentés ou évoqués dans ce volet à dix ans les **projets de raccordement structurants** pour l'évolution des flux sur le réseau de grand transport.

De même, ne sont pas mentionnés dans ce document les très nombreux investissements en équipements basse tension, systèmes d'information et télécom (fibres optiques) sur l'ensemble du réseau. Ces dispositifs cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel, et réagir efficacement participent directement à « l'intelligence » du système. Leur déploiement est indissociable de celui des infrastructures à haute tension et il en est bien sûr tenu compte dans les études de développement. Seuls sont cependant présentés ici les développements proposés en matière d'équipement très haute tension qui structurent le territoire.

L'ensemble des projets est rassemblé dans un tableau synthétique à la fin de ce chapitre.

5.1 La France, carrefour des flux en Europe

Au centre de l'Europe de l'ouest, la géographie fait de la France un carrefour entre les îles britanniques au nord-ouest, le Benelux et l'Allemagne, la Suisse et l'Italie au nord-est et au sud-est de part et d'autre du cordon alpin, et la péninsule ibérique au sud-ouest. L'intégration des réseaux à l'échelle européenne[26] est par suite organisée autour de la France selon ces quatre grandes directions.

Les besoins de développement du réseau européen sont étudiés tout particulièrement au sein d'ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens. ENTSO-E a notamment publié en juillet 2012 le schéma décennal de développement du réseau européen (en anglais : *Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP, disponible sur www.entsoe.eu).

Avant d'aborder plus avant les besoins d'interconnexion des réseaux européens, le tableau suivant expose les capacités d'échange caractéristiques en hiver (NTC, *Net Transfer Capacity*) aux frontières françaises aujourd'hui :

NTC hiver (MW)	Royaume-Uni	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne
Exports	2 000 MW	3 600 MW	2 600 MW	3 200 MW	2 575 MW	1 400 MW
Imports	2 000 MW	1 800 MW	3 600 MW[27]	2 100 MW	1 160 MW	1 300 MW

5.1.1 La transition énergétique introduit un double changement d'échelle pour les réseaux

En moins d'une décennie, le système a connu un double changement d'échelle. Quelques années en arrière, le parc de production était majoritairement constitué de centrales thermiques réparties de façon relativement homogène sur l'ensemble du territoire européen, avec, pour fixer les idées, des puissances et des distances aux zones de consommation caractéristiques de l'ordre respectivement de 1 GW et 100-300 km. C'est sur cette base que s'est historiquement développé le réseau de transport actuel. Désormais, avec de très fortes concentrations de moyens de production solaires et éoliens en Espagne, en Allemagne, en Italie et bientôt en France et au Royaume-Uni, ou une consommation française très sensible aux vagues de froid, le système européen peut devoir faire face à des variations de puissance de l'ordre de 10 GW qui peuvent ainsi influer sur les transits à 1 000 ou 2 000 km de leur épicentre. Ces variations sont mesurables, prévisibles, et les gestionnaires de réseau se donnent les moyens d'anticiper et gérer ces situations[28]. Il faut cependant que les capacités d'interconnexion permettent effectivement de distribuer des surplus de production renouvelable, peu, pas ou moins carbonée et meilleur marché aux territoires voisins[29]. Ces capacités d'interconnexion devront être d'autant plus importantes qu'il s'agira de transporter de l'électricité sur des distances plus longues[30]. Les projets de développement importants d'énergies renouvelables hors sol européen (en mer du Nord, au Sahara...) constituent ainsi des défis à relever.

On peut illustrer le premier changement d'échelle, en puissance, en comparant pour la France et ses voisins la capacité de production installée (avec les parts des différentes filières) à la consommation de pointe (à température normale et à une chance sur 10 pour un jour typique de janvier). Au-delà des

[26] Afin d'accompagner le développement de la production éolienne en mer du nord et d'un réseau off-shore, ENTSO-E rassemble au sein du groupe régional « mer du Nord » France, Royaume-Uni, Irlande et les pays du Forum Pentalateral (France, Benelux, Allemagne), auxquels se joint la Norvège. La France appartient à deux autres groupes régionaux : « Continental Sud Ouest » (avec Espagne et Portugal) et « Continental Centre Sud » (avec l'Italie, ses voisins de sa frontière nord et l'Allemagne).

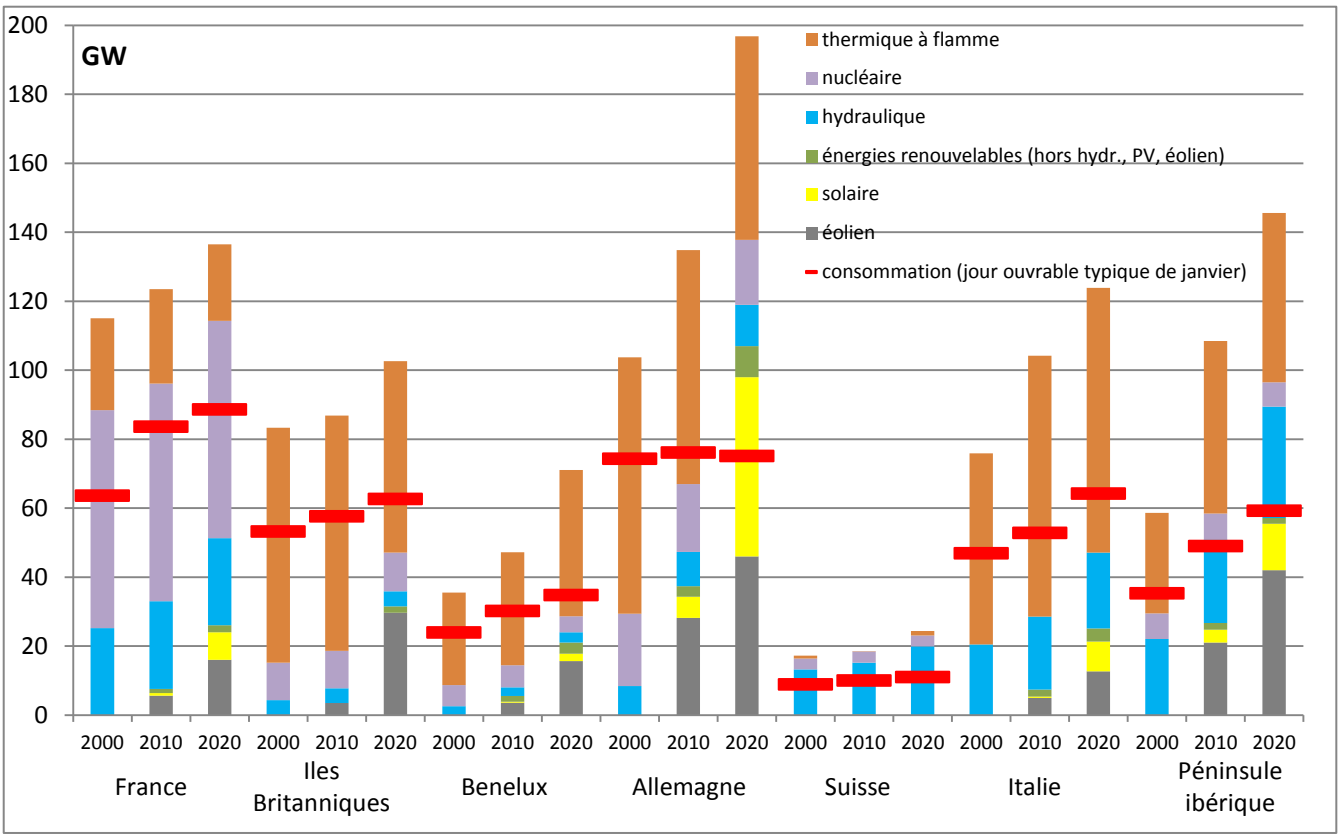
A la suite de la fermeture de l'ensemble des centrales nucléaires allemandes, les gestionnaires de réseau allemand peuvent être conduits à réduire significativement (1 800 MW ?) la valeur de capacité d'imports de la France depuis l'Allemagne en cas de vague de froid.

[28] C'est ainsi que RTE et Elia, rejoints depuis par d'autres gestionnaires de réseau européens, ont créé Coreso pour anticiper les flux sur le réseau à l'échelle de l'Europe de l'Ouest.

[29] L'Espagne connaît des situations où des éoliennes doivent être déconnectées et de l'énergie « gratuite » est ainsi perdue faute de capacité d'export suffisante. Les îles britanniques risquent de connaître demain ces mêmes difficultés si leurs capacités d'échange ne sont pas augmentées. A contrario, les pompes à chaleur, qui permettent très efficacement de limiter la consommation de ressources primaire pour le chauffage et la climatisation, contribuent à accentuer la sensibilité du système électrique aux températures froides l'hiver, chaudes l'été. La France dès aujourd'hui (l'Allemagne peut-être demain ?) devra ainsi donc disposer de capacités d'importation adaptées.

[30] Emerge aujourd'hui l'idée d'un surpergrid, à l'horizon 2030 ou 2050, traduisant un nécessaire changement d'échelle.

statistiques historiques reprises ici, à 2020 ces données sont celles du *Bilan Prévisionnel 2012* et du *Scenario Outlook & Adequacy Forecast* (SOAF) publié par ENTSO-E en juillet 2012, à l'horizon 2020 pour le scénario 20-20-20 s'appuyant sur les Plans d'Action Nationaux Energies Renouvelables communiqués par les Etats Membres à la Commission européenne.



Consommation de pointe typique de janvier à température normale et puissances installées par filières en 2000, 2010 et 2020 (prévision) pour la France et les pays voisins

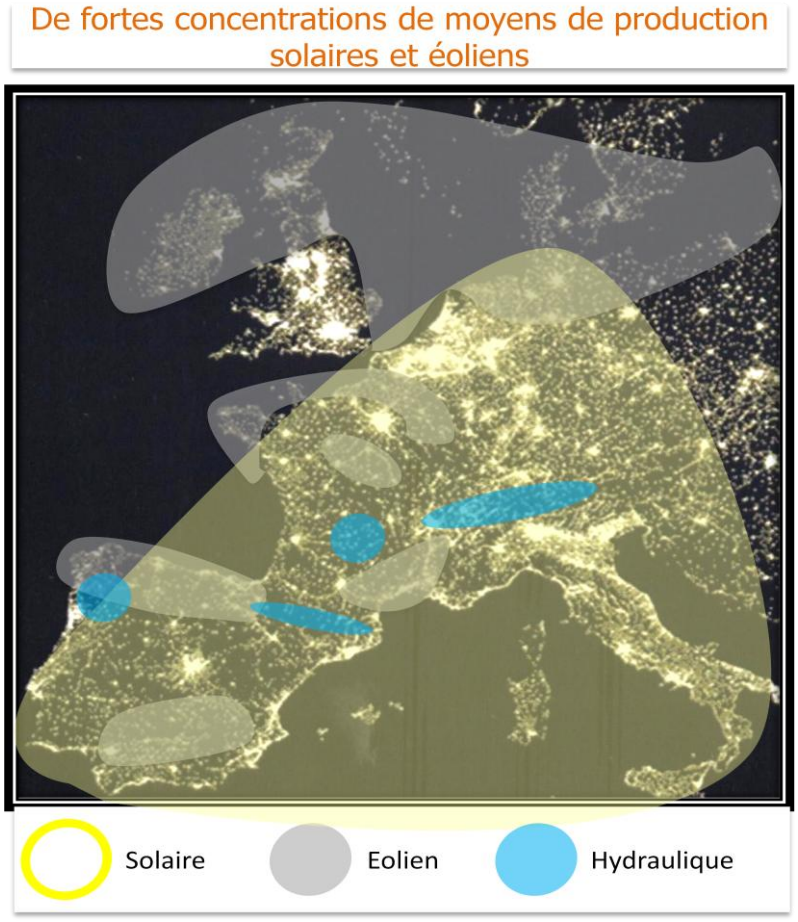
A chaque horizon, les moyens de production installés sont dimensionnés pour être capables de fournir les kWh qu'appellent les consommateurs. Le graphe montre en vingt ans une importante croissance de la production installée pour une relativement plus faible croissance de la pointe de consommation. Pourquoi cette croissance de la production installée en regard de celle de la pointe de consommation ? Essentiellement parce que les valeurs de production installée ne représentent pas la capacité de production librement mobilisable à tout instant : celle-ci dépend principalement de la disponibilité des ressources primaires pour les énergies renouvelables (précipitations, vent, ensoleillement) et des contraintes opérationnelles pour les centrales thermiques (temps de démarrage, maintenance éventuelle, pannes possibles). On peut ainsi garder en mémoire les ordres de grandeur des ratios entre la production installée et la production annuelle moyenne disponible de chaque filière de production :

Filière	P installée / P moyenne disponible
Eolien	3 (offshore) à 4 (onshore) (et selon la localisation)
Photovoltaïque	9 à 11 (selon la localisation et la technologie)
Hydraulique	2 (fil de l'eau) à 4 (lac) (et selon la localisation)
Nucléaire	1.1 à 1.25
Centrales thermiques à flamme (énergies fossiles, biomasse, etc.)	1.1

Pour une même production moyenne, il faut ainsi disposer de plus grandes capacités installées en énergies intermittentes (solaire, éolien), qui présentent des facteurs 3 à 10 qu'en centrales thermiques (nucléaire, énergies fossiles ou biomasse) qui présentent des facteurs plus proches de 1.

Le premier changement d'échelle pour les réseaux électriques est ainsi relatif à la nécessité d'une plus grande capacité de transport, directement motivée par l'augmentation des chiffres de capacité de production installée qu'implique la transition énergétique en Europe (ou, en d'autres termes, par le faible facteur de charge des énergies renouvelables).

On peut illustrer le second changement d'échelle, spatial, avec une carte d'Europe, montrant les bassins de population consommateurs (illuminés, et donc facilement repérables, de nuit) ; et les zones favorables au développement des énergies renouvelables. La carte montre une distance caractéristique d'environ 1 000 à 2 000 km entre ces régions où se concentrent des développements éoliens et solaires se comptant en gigawatt ou dizaines de gigawatts.



Localisation schématique de la production hydraulique, éolienne et solaire en France et dans les pays voisins

Ainsi, selon que le vent souffle plus ou moins fort sur le Finistère ibérique ou la mer du Nord ; ou que le soleil illumine l'Europe ou non, une importante part de l'alimentation des bassins de populations vient plutôt du nord ou du sud. Ces variations de plusieurs gigawatts des flux en Europe doivent être anticipées et les infrastructures doivent être adaptées à cette respiration.

Ces deux changements d'échelles sont directement motivés par le développement massif de technologies éolienne et photovoltaïque, qui tendent à devenir les aléas dominants (c'est déjà le cas en Allemagne aujourd'hui). L'hydraulique – qui présente lui-aussi un aléa spécifique, selon que les précipitations sont abondantes ou non dans l'année, mais dont la production reste programmable – aidera à lisser les tensions nouvelles sur l'équilibre offre-demande. Les nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage dans les Alpes et en Norvège en seront un outil privilégié, sous réserve de permettre l'acheminement des excédents de production éolienne des côtes vers les massifs montagneux.

Courant alternatif ou continu ?

Les réseaux se sont développés depuis le XIXe siècle en utilisant la technologie du courant alternatif. Grâce au transformateur, celle-ci a longtemps été seule à même de transmettre de l'électricité en quantités importantes sur de grandes distances en autorisant des tensions supérieures à quelques centaines de volts. Le disjoncteur est aussi un matériel utilisant les propriétés du courant alternatif. En éliminant rapidement les courts-circuits, il protège utilisateurs et installations et permet le standard de qualité de fourniture élevé qu'offrent aujourd'hui les réseaux électriques.

Depuis le dernier quart du XXe siècle, le transport d'électricité à haute et très haute tension est aussi possible en courant continu grâce à l'électronique de puissance. Le courant alternatif étant devenu un standard, seules des liaisons « point à point » courant continu ont été construites afin de pallier les limites de la technologie du courant alternatif (pour franchir plus de quelques dizaines de km en câbles souterrains ou sous-marins ; pour relier des systèmes électriques alternatifs de fréquence différente ; ou pour franchir plusieurs centaines de km, à l'échelle de continents).

Le courant continu représente la seule option envisageable pour créer un réseau en mer du nord susceptible tant d'interconnecter les pays riverains que transporter de grands volumes de production éolienne offshore. A l'intérieur du continent européen, qui dispose déjà d'un réseau haute tension très maillé, créer de nouvelles capacités de transport d'électricité sur de grandes distances peut relever de l'optimisation du réseau existant en levant ses goulots d'étranglement (à l'exemple des investissements que RTE réalise de la Normandie à la Champagne aujourd'hui – cf. § 5.2.4) ou de la création de nouveaux axes, éventuellement en courant continu (comme le projet Savoie-Piémont – cf. § 5.1.4), selon les cas.

5.1.2 Renforcer l'interconnexion avec les îles britanniques

Les îles britanniques constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe. La Grande-Bretagne est reliée au continent par une liaison à courant continu Angleterre-France de 2 000 MW depuis 1986 et par une liaison Angleterre-Pays Bas de 1 000 MW depuis le 1er avril 2011.

Le mix énergétique du Royaume-Uni et de l'Irlande est principalement constitué de centrales thermiques au gaz. Dans la décennie à venir, les deux Etats font face au défi du remplacement de leurs parcs de production charbon et nucléaire. Disposant d'un gisement exceptionnel en Europe, ils organisent le développement massif de la production éolienne, notamment offshore.

Dans ce contexte, mouvant, les études économiques « Grande-Bretagne - continent » de 2008-2009 ont pu être mises à jour et complétées dans le cadre des travaux menés au sein d'ENTSO-E en 2011. Ils confirment l'intérêt d'accroître les capacités d'échanges pour atteindre une **capacité totale d'échange Angleterre-continent** (France, Belgique, Pays-Bas) d'au moins 5 GW et de l'utilité d'une interconnexion avec l'Irlande.

Les nouvelles capacités d'interconnexion permettront de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord. Le développement massif des énergies renouvelables dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) induira des flux dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils.

Tout particulièrement, l'Irlande constitue un petit système (avec une consommation caractéristique de l'ordre de 4 GW), très favorable à l'accueil de production éolienne : cette ressource abondante et semble-t-il relativement régulière sur la façade atlantique de l'île pourrait bénéficier aux régions avoisinantes importatrices en Grande-Bretagne (Cornouailles) ou en France (Bretagne) ; réciproquement l'Irlande pourrait compléter son approvisionnement en important de l'électricité de France, en période moins ventée (et hors vague de froid en Bretagne). L'interconnexion de l'Irlande et de ses voisins permettrait ainsi de sécuriser mutuellement leurs approvisionnements.

Enfin, le potentiel d'énergies marines au large du Cotentin, dans les eaux françaises ou au large des îles anglo-normandes est important. Il devra être aiguillé pour partie vers la France et pour partie vers le Royaume-Uni : il apparaît d'emblée plus pertinent de favoriser le développement de cette ressource en organisant une coopération internationale.

RTE conduit ainsi plusieurs études avec ses partenaires :

- RTE et NGIL[31] ont signé un accord le 11 novembre 2010 pour mener une étude de faisabilité **d'une nouvelle interconnexion à courant continu : « IFA2 »**. Cette nouvelle interconnexion entre la Normandie et l'Angleterre, d'une puissance de 1 000 MW et d'une longueur de l'ordre de 200 km, pourrait être mise en service avant la fin de la décennie (date cible de mise en service : 2020). Le raccordement est prévu en des points du réseau 400 kV éloignés des points de raccordement de la première interconnexion IFA 2000, de façon à éviter l'apparition de trop fortes congestions sur le réseau 400 kV du Pas-de-Calais et du Kent. Il est aujourd'hui envisagé entre le littoral bas-normand et le sud de l'Angleterre, à hauteur de l'île de Wight. Les analyses des fonds marins doivent permettre de proposer un tracé au printemps 2013 et vérifier l'économie du projet en précisant bénéfices et coûts. Ce projet, relativement mature, a été proposé le 19 juillet 2012 comme « projet d'intérêt commun » à l'Union Européenne dans le cadre de la future législation communautaire sur les infrastructures d'électricité.
- RTE s'est associé au consortium qui vise à développer le **potentiel hydrolien au large d'Aurigny**. Le projet, d'une capacité envisagée de 1 800 MW, prévoit d'acheminer l'énergie produite tant vers le Royaume-Uni que vers la France via des liaisons sous-marines. Lorsque

[31] National Grid Interconnected Limited

l'énergie des courants n'utilisera pas ces ouvrages à plein, ils constitueront une nouvelle interconnexion entre France et Royaume-Uni. Ce projet d'exploitation de l'énergie des mers est rendu possible grâce au renforcement du réseau bas-normand par le projet Cotentin-Maine. Le plan de développement de la filière hydrolienne est ainsi sécurisé, et les possibilités de secours mutuels entre les deux pays augmentées.

- RTE et son homologue irlandais, Eirgrid, ont entrepris en marge des travaux ENTSO-E d'étudier plus avant l'opportunité et la faisabilité d'une **liaison entre Irlande et Bretagne**, dans une perspective de long terme, au-delà de 2020. Si les bénéfices mutuels apparaissent séduisants, il reste d'ici au printemps 2013 à vérifier la faisabilité pratique de l'insertion d'une nouvelle interconnexion courant continu sous-marine dans chacun des systèmes. (La liaison ne devrait ainsi raisonnablement pas dépasser 700 MW pour rester compatible avec le système irlandais.)

La faisabilité de ces projets reste à préciser. Elle dépend en particulier de la nature des fonds marins à traverser et de l'insertion de ces ouvrages dans les réseaux de part et d'autre de la Manche avec une traduction directe en termes de coûts. Le projet IFA2 apparaît de ce point de vue le plus prometteur.

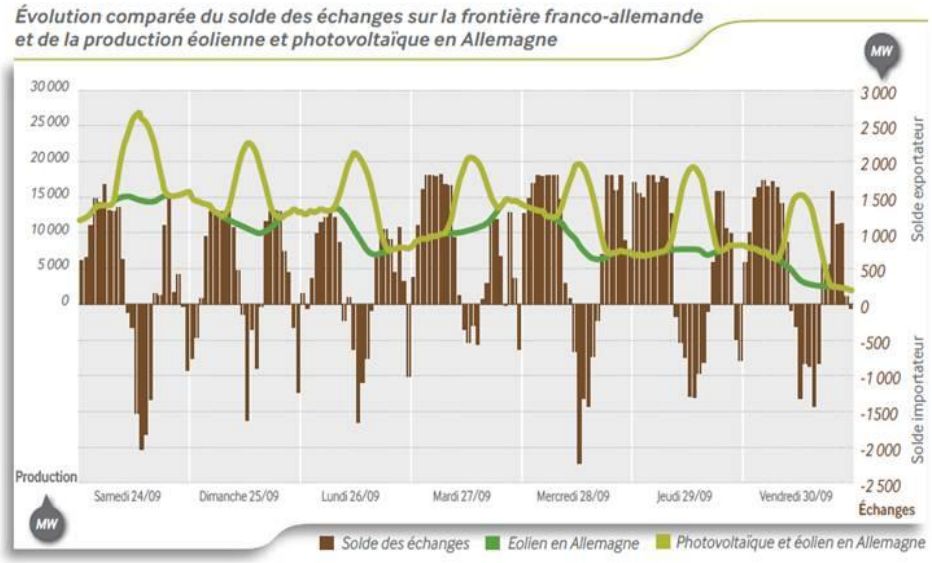
Par ailleurs, un nouvel ouvrage d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la Manche est à l'étude par un consortium associant Eurotunnel (Eleclink). Les caractéristiques techniques de l'ouvrage, notamment sa capacité (500 ou 1 000 MW) sont à préciser. RTE analyse l'insertion d'un tel ouvrage dans le réseau et accompagne ce projet dans le cadre réglementaire défini pour ce type de raccordement par la CRE.

Le tableau ci-dessous résume les projets les plus matures et les accroissements de capacité d'interconnexion qui en sont attendus :

Projet	Frontière concernée	Ordre de grandeur de l'accroissement de capacité d'interconnexion attendu
France - Angleterre IFA2	France - Royaume-Uni	+1 000 MW
Fablink	France - Royaume-Uni	+1 800 MW (à confirmer)
France - Irlande	France - Irlande	+700 MW (à confirmer)
Eleclink	France - Royaume-Uni	+500 ou +1 000 MW (à confirmer)

5.1.3 Renforcer l'interconnexion avec le Benelux et l'Allemagne

La frontière nord de la France connaît des flux très dynamiques avec les pays voisins. En 2010, les volumes d'imports et d'exports étaient relativement équilibrés : avec la Belgique ils étaient de 4 758 GWh et 3 887 GWh respectivement ; avec l'Allemagne de 16 076 GWh et 9 362 GWh. Les flux sont aujourd'hui essentiellement exportateurs vers l'Allemagne, à la suite de la fermeture des centrales nucléaires allemandes. Ces chiffres annuels ne transcrivent cependant pas les très **importantes et fréquentes fluctuations de ces flux chaque jour**, du fait principalement de la variabilité de la production solaire (principalement en Allemagne), éolienne (dans tous les pays), ou de la consommation (surtout en France en hiver). Le graphe ci-dessous illustre ainsi la corrélation des flux à la frontière France-Allemagne et les variations des productions renouvelables outre-Rhin[32] :



Belgique, Allemagne et Suisse ont engagé une transition énergétique, et la variabilité des flux sur l'ensemble des frontières nord et est ira croissant, avec une accélération vers 2022, lorsque l'Allemagne fermera ses dernières centrales nucléaires (dont cinq dans le sud du pays) et que la Suisse commencera à fermer les siennes (avec une sortie du nucléaire programmée en 2034). La Belgique prévoit également de fermer progressivement ses sept réacteurs d'ici 2025. Comme le montre le schéma de développement du réseau allemand, le barycentre de la production se déplacera vers les côtes de la mer du Nord, où doit être développé un important potentiel éolien. La Suisse et l'Autriche ont entamé la construction de nouvelles stations de transferts d'énergie par pompage[33] pour stocker les excédents de production renouvelables et les restituer lorsque le vent ou le soleil sont moins généreux. Ces évolutions des parcs de production vont modifier la typologie des flux internationaux.

Des études sont en cours aujourd'hui pour estimer les besoins de capacités d'échange supplémentaires et leur meilleur positionnement aux frontières des pays concernés : schématiquement, des flux nord-sud entre la mer du Nord et les centres de consommation du nord de la France, au sud de l'Allemagne et à l'Italie du nord. Compte tenu de la complexité de la zone à considérer, des études à différentes mailles sont nécessaires pour faciliter le partage des ressources et la coordination d'ensemble des GRT concernés dans une feuille de route globale, sous l'égide du groupe régional « mer du Nord » d'ENTSO-E :

- la réalisation des plans de développement allemand et suisse a en pratique ralenti de quelques mois les études que RTE prévoyait de conduire avec ses partenaires en 2012, mais leurs conclusions permettent cependant de réduire les incertitudes quant à l'évolution des systèmes à la frontière est de la France ;

[32] Cette variabilité se fait sentir aussi sur les lignes proches des frontières, comme en témoigne la liaison simple circuit entre Avelin (Lille) - Gavrelle (Nord-Ouest d'Arras) dont le renforcement est proposé – cf. § 5.2.3.
[33] STEP, qui constitue le principal moyen de stockage du système électrique aujourd'hui.

- Une étude menée par le gestionnaire de réseau luxembourgeois en collaboration avec ses trois voisins belge, français et allemand (resp. Elia, RTE et Amprion) a examiné différentes solutions pour sécuriser à long terme l'alimentation du Luxembourg en l'interconnectant avec ses trois voisins. Cette étude ne permet pas de dégager de solution préférentielle.
- RTE étudie avec Elia le besoin de renforcement de l'interconnexion commune avec la création d'un nouvel axe, éventuellement à courant continu. Les paramètres principaux de cette étude sont le développement de l'énergie éolienne en France et en Belgique, la construction de cycles combinés gaz dans la zone de Dunkerque tirant parti du nouveau terminal méthanier, la fermeture de centrales en Belgique. Les premières conclusions sont attendues au printemps 2013.
- RTE a aussi engagé avec deux gestionnaires de réseau allemands, Amprion et Transnet BW, l'étude de l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre France et Allemagne, qui doit aboutir au second semestre 2013.
- Plus globalement, le groupe régional « mer du Nord » d'ENTSO-E étudie les besoins de développement d'un réseau permettant de tirer parti du développement d'éoliennes dans les mers du nord (Manche, mer du Nord et mer d'Irlande), tant nouvelles infrastructures en mer, que renforcements des réseaux terrestres actuels pour acheminer l'électricité aux centres de consommation plus au sud. Cette analyse de longue haleine qui s'effectue dans le cadre de l'initiative des dix pays riverains des mers du nord en faveur du développement d'un réseau offshore (North Seas Offshore Grid Initiative, NSCOGI) se poursuivra après fin 2012.

5.1.4 Renforcer l'interconnexion avec la péninsule ibérique

L'Espagne et le Portugal constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe. Leur approvisionnement électrique repose pour l'essentiel sur des centrales au gaz, avec une part déjà très importante et toujours croissante d'énergies renouvelables (notamment éolienne avec 20 GW installés aujourd'hui, principalement dans le quart nord-ouest de la péninsule). De par la géographie, leur interconnexion avec le reste du continent passe par la France. L'Espagne constitue aussi un trait d'union avec le Maghreb. Le transport de surplus de production d'électricité d'origine solaire d'Afrique du Nord jusqu'au cœur de l'Europe passerait en grande partie sur cet axe.

La capacité d'échange maximale entre la France et l'Espagne est actuellement de 1 400 MW en hiver dans le sens France vers Espagne, et de 1 300 MW dans le sens Espagne vers France. Ces capacités d'échange sont depuis plusieurs années saturées, tantôt dans un sens tantôt dans l'autre, ce phénomène ne faisant qu'empirer au fil du temps. Cette situation a conduit à **plusieurs engagements internationaux**, notamment :

- les gouvernements français et espagnol ont entériné, lors du sommet de Perpignan en octobre 2001, l'objectif de porter la capacité d'échange à 2 800 MW dans un premier temps, puis à 4 000 MW dans un second temps ;
- le Conseil de l'Union européenne[34] a classé le projet d'interconnexion France-Espagne comme « projet prioritaire d'intérêt européen », témoignant ainsi de l'intérêt de cette nouvelle interconnexion non seulement pour les deux pays directement concernés, mais aussi pour l'ensemble du système électrique européen.

Ces engagements ont fait l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne. RTE s'est ainsi engagé à « prendre les mesures et à exécuter les travaux nécessaires (…) pour procéder à une augmentation de la capacité commerciale France-Espagne » selon des étapes qui prévoient un premier renforcement de 1 200 MW (pour atteindre une capacité de 2 800 MW la plupart du temps) et un second du même type (pour atteindre une capacité de 4 000 MW).

Le projet dont les travaux ont commencé à l'est des Pyrénées consiste à porter la capacité d'échange à 2 800 MW.

La ligne électrique entre la France et l'Espagne a fait l'objet en 2003 d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP), sur la base d'un projet de ligne aérienne traversant la plaine du Roussillon. À la suite de ce débat, au cours duquel s'était exprimée une très forte opposition, la ministre de l'industrie a déclaré renoncer au projet et a demandé à RTE de travailler à une nouvelle solution.

Après plusieurs essais infructueux, la médiation de l'Union européenne a permis d'aboutir à la signature le 27 juin 2008, par les chefs de gouvernements français et espagnol, d'un accord de coopération sur l'interconnexion électrique prévoyant une ligne entièrement souterraine et en courant continu, s'appuyant autant que possible sur les infrastructures existantes depuis le poste de conversion de Baixas près de Perpignan dans les Pyrénées-Orientales, jusqu'à Santa Llogaia en Espagne, près de Figueras. Cette liaison souterraine de 65 km (35 km en France et 30 km en Espagne) représente un investissement d'environ 700 M€ répartis pour moitié entre RTE et REE[35].

RTE et REE ont créé, conformément à ce même accord, une filiale commune détenue à parts égales, INELFE, qui a en charge la réalisation de l'interconnexion. Compte tenu de l'intérêt de la liaison pour le fonctionnement du système électrique européen, INELFE a sollicité et obtenu une subvention de 225 M€ de la Commission européenne dans le cadre du plan de relance de l'Union.

Les capacités d'échanges à la suite de ce renforcement dépendent fortement des programmes de production respectifs de part et d'autre de la frontière, et notamment de la répartition est/ouest de

[34] A l'issue de sa séance du 25 novembre 2002, le Conseil européen de l'énergie a identifié une liste de 12 Projets Prioritaires d'Intérêt Européen, parmi lesquels figure le projet « EL3. : France-Espagne-Portugal : augmentation des capacités d'interconnexion électrique entre ces pays et pour la péninsule ibérique ».

[35] Red Electrica de España

l'équilibre production/consommation côté espagnol, entre Catalogne et Pays Basque, Asturies, Galice. A l'horizon 2015, les valeurs de NTC partagées avec REE et communiquées à ENTSO-E sont les suivantes[36] :

NTC (MW)	Avant renforcement		Après renforcement			
	Hiver	Eté	Hiver		Eté	
			Pointe	Creux	Pointe	Creux
France ➔ Espagne	1 400	1 200	3 000	2 700	2 750	2 550
Espagne ➔ France	1 300	1 200	1 700	2 800	1 700	2 750

Progression et échéances à venir :

Le projet a franchi d'importantes étapes depuis 2011, tant au niveau des démarches administratives que pour ce qui concerne la progression de la réalisation proprement dite :

- le projet d'exécution pour la ligne souterraine a été adressé aux autorités administratives début septembre 2011 et l'autorisation correspondante a été accordée par la préfecture des Pyrénées Orientales le 23 décembre 2011.
- A Baixas, les travaux préparatoires ont commencé en mai 2011, notamment par le déplacement de certaines lignes souterraines existantes, afin d'intégrer au mieux la future station de conversion dans l'extension du poste.
- Un premier tunnelier a été mis en service en février 2012 pour commencer le creusement de la galerie technique depuis l'Espagne. Un deuxième tunnelier, venant à sa rencontre depuis la France, a démarré sa progression à l'automne 2012.

Les années 2012 et 2013 sont consacrées aux chantiers de construction des stations de conversion, de la galerie technique et de la liaison souterraine, qui ont tous maintenant commencé.

La réalisation de la ligne devrait alors être achevée mi-2014.

Les deux trimestres suivants seront consacrés aux différents tests et essais de cette liaison très innovante. La mise en service commerciale proprement dite est programmée pour fin 2014, avant la période hivernale.

En parallèle au lancement et à la mise en œuvre du projet portant la capacité à 2 800 MW, ont été lancées par RTE et REE des **études communes pour examiner la possibilité de porter la capacité d'échange à 4 000 MW à l'horizon de 2020**.

Le Groupe Régional « *continental sud-ouest* » d'ENTSO-E (France-Espagne-Portugal) a confirmé l'intérêt du renforcement de cette interconnexion à au moins 4 GW, objectif de long terme dont l'engagement a été pris lors du sommet intergouvernemental de Perpignan d'octobre 2001.

Ces études prennent acte des difficultés prévisibles d'acceptabilité par les populations locales en cas de franchissement des Pyrénées centrales ou occidentales, et de l'importance des renforcements du réseau amont qu'il serait nécessaire de mettre en œuvre pour insérer cette liaison dans les systèmes électriques français et espagnol. Intégrant ces exigences, une solution actuellement à l'étude porte sur le développement d'une ligne à courant continu sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine.

[36] Les valeurs de NTC données ici sont prévisionnelles. Les capacités d'échanges mise à disposition des acteurs sont et seront calculées et adaptées jusqu'au temps réel pour tenir compte de la situation exacte du système électrique, qui varie typiquement en fonction des saisons et des heures de la journée.

Les études électrotechniques réalisées en 2011 ont montré que ce projet permettait d'atteindre l'objectif de 4 GW de capacité d'échanges à l'horizon 2020. Des études complémentaires portant sur la faisabilité technique d'un tel ouvrage sont en cours.

Ce projet, dont l'opportunité apparaît assurée, est proposé comme « projet d'intérêt commun » le 19 juillet 2012 à l'Union Européenne dans le cadre de la future législation communautaire sur les infrastructures d'énergie. Ce projet a été annoncé lors du sommet franco-espagnol du 10 octobre 2012.

Le tableau ci-dessous résume les projets les plus matures et les accroissements de capacité d'interconnexion qui en sont attendus :

Projet	Frontière concernée	Ordre de grandeur de l'accroissement de capacité d'interconnexion attendu
Baixas – Santa Llogaia	France - Espagne	+1 200 à 1 400 MW
Golfe de Gascogne	France - Espagne	France vers Espagne +1 200 MW Espagne vers France +2 000 MW

5.1.5 Renforcer l'interconnexion dans les Alpes, avec la Suisse et l'Italie

L'alimentation électrique de l'Italie repose essentiellement sur des centrales thermiques relativement plus chères que leurs homologues européennes et par suite recourt à longueur d'année aux importations, avec une capacité d'import à travers sa frontière nord atteignant 7 700 MW en heures pleines d'hiver. A contrario, lors de vagues de froid, l'Italie peut offrir d'importantes capacités de secours dont l'acheminement est limité en direction de la France à un peu plus d'1 GW. Les énergies renouvelables se développent en Italie pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles et le pays dispose à ce jour du deuxième parc photovoltaïque après l'Allemagne, en croissance rapide (avec près d'1 GW installé chaque mois).

L'hydraulique est développé dans tout le massif alpin. Il constitue l'essentiel de l'électricité produite en Suisse, et fournit des moyens très flexibles d'adaptation de l'offre à la demande à l'ensemble des pays riverains. Cet outil de production se développe, notamment en Suisse et en Autriche. La Suisse prévoit d'ici 2030 5 GW de STEP nouvelles, avec de premières mises en services dès 2017, comme moyen de stockage pour absorber les surplus de production intermittente du nord. Son plan de développement du réseau prévoit de réaliser des liaisons nord-sud pour fluidifier les flux à travers le pays, de l'Allemagne aux installations hydrauliques du sud du pays. D'une manière plus générale, on peut s'attendre à ce qu'il en résulte un profil d'échanges de la Suisse avec ses voisins plus marqué : plus d'imports en heures creuses et plus d'exports en heures pleines.

Le maillage des interconnexions et des centrales de stockage d'énergie hydraulique entre la Suisse, l'Italie et la France fait qu'une partie des flux en provenance de France et alimentant l'Italie transite par la Suisse. A ce titre le besoin global d'interconnexion dans la zone doit être apprécié entre les trois pays riverains, et plus généralement dans le cadre du groupe régional « continental centre sud » d'ENTSO-E, qui réunit France, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie et Slovénie.

Dans ce cadre, RTE mène avec swissgrid, en association avec Terna, une étude de **renforcement des capacités d'échanges entre la France et la Suisse**. Outre le développement de capacités de stockage d'énergie dans les Alpes suisses, les principaux déterminants de cette étude sont l'évolution de la production tout au long de la vallée du Rhône et les besoins d'importations italiens. Plusieurs renforcements alternatifs ou complémentaires peuvent être imaginés : en particulier le remplacement d'actuelles liaisons transfrontalières anciennes 225 kV à deux circuits par des nouvelles liaisons 400 kV simple circuit ; que ce soit au nord du lac Léman (entre les postes de Génissiat[37] et Verbois) ou au sud (entre les postes de Cornier et Riddes). Cette substitution serait l'opportunité d'adapter les tracés actuels pour prendre en compte l'évolution de l'habitat voisin. Avec la finalisation du plan de développement du réseau suisse, les études doivent être terminées en 2013.

Plus au sud, trois lignes assurent aujourd'hui les flux **entre la France et l'Italie**. Ce réseau n'offrant plus une capacité d'échanges et de secours mutuel suffisante entre les deux pays, RTE a conduit plusieurs projets avec Terna :

- L'optimisation des capacités du réseau existant, dont la mise en service a été réalisée en 2012. Il s'est agi d'installer un transformateur déphaseur de 440 MVA sur la ligne d'interconnexion à 225 kV entre Trinité-Victor (France) et Camporosso (Italie), et de réorganiser des ouvrages électriques THT de la région d'Albertville pour permettre d'accroître les capacités d'échanges de 600 MW en hiver et en été. Ce renforcement aura son plein effet au terme des travaux côté italien programmés fin 2013.
- La construction d'un nouvel axe d'interconnexion : le projet Savoie-Piémont.

[37] Le poste de Génissiat doit par ailleurs être renouvelé, éventuellement sur un site voisin du site actuel.

Le **projet Savoie-Piémont** vise à apporter une solution durable à la saturation des capacités du réseau entre la France et l'Italie. Il consiste à créer une liaison à courant continu entre les postes de Grande-Ile en France et Piossasco en Italie, d'une capacité de 2x600 MW. Cette liaison sera entièrement réalisée en souterrain. Compte-tenu de la distance à couvrir (190 km dont 95 km côté français), seule la technologie du courant continu est envisageable. La création d'une liaison entre la France et l'Italie est rendue possible dans la vallée de la Maurienne grâce à plusieurs opportunités :

- la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus – en cours de réalisation – permet de traverser aisément le massif montagneux frontalier.
- Les infrastructures linéaires (autoroutes, routes) pourront être utilisées afin d'optimiser l'insertion de la liaison.
- La technologie du courant continu en souterrain pour les lignes électriques de forte puissance et de grande longueur est aujourd'hui disponible.
- La présence du poste électrique de Grande-Ile, sur la commune de Sainte-Hélène-du-Lac (ZAC Alpespace), s'avère un point de raccordement idéal pour le projet. Celui-ci, situé au carrefour d'un réseau électrique robuste, présente en plus l'avantage d'être entouré de terrains susceptibles d'accueillir une station de conversion alternatif/continu.

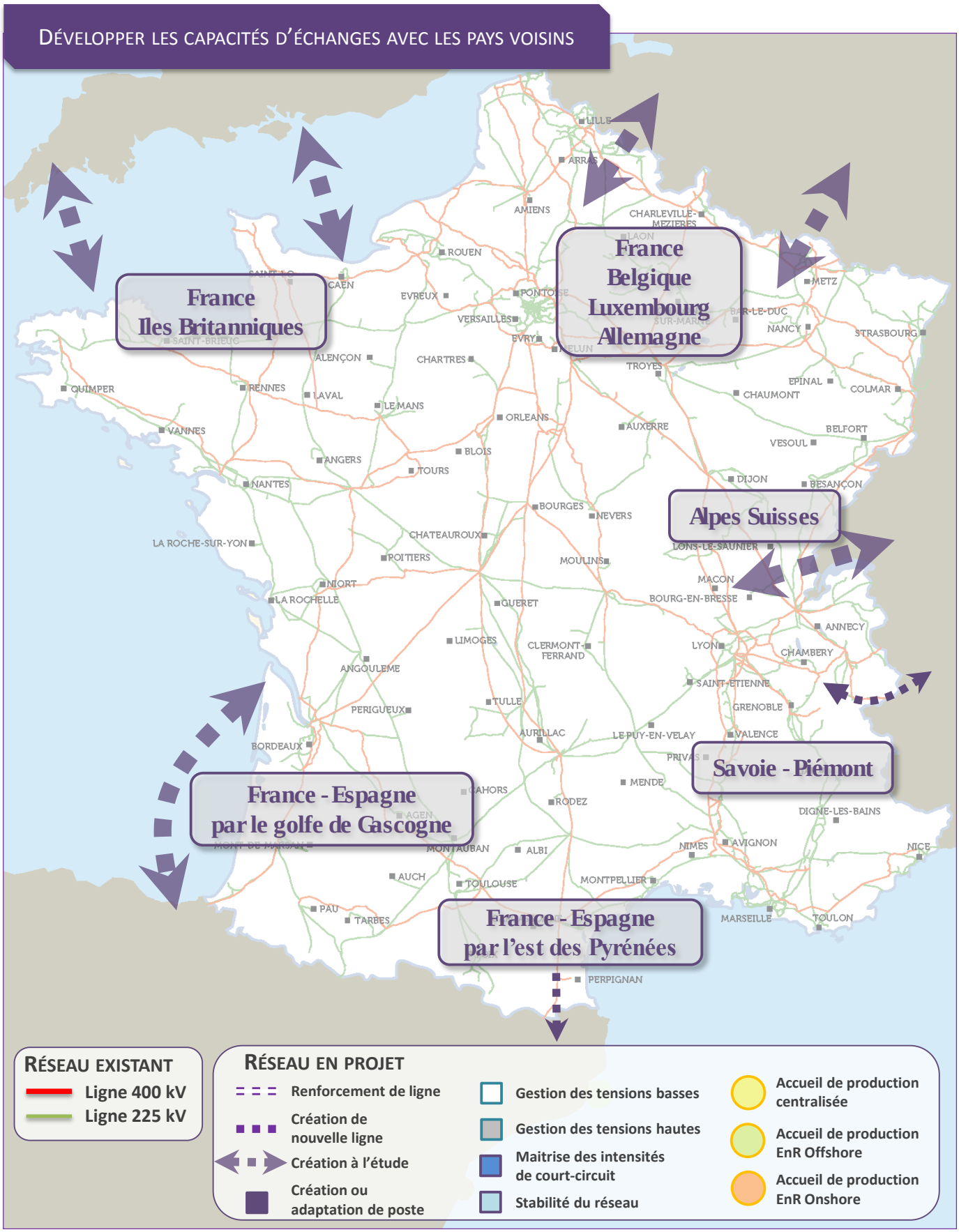
Le projet Savoie-Piémont a été déclaré d'utilité publique à l'été 2012 (DUP le 15 juin 2012 pour la liaison souterraine et le 28 août 2012 pour le poste électrique). RTE travaille maintenant à l'obtention des autorisations ou conventions qui restent à signer avant l'engagement des travaux (autorisation d'emprunt de l'autoroute, acquisition des terrains en particulier). La pose des câbles dans la galerie de sécurité, réalisée de manière coordonnée avec l'avancement du creusement de cette galerie par l'autoroutier (SFTRF), est actuellement prévue à partir de janvier 2014. Les travaux en dehors de la galerie de sécurité, principalement sur autoroute, sont prévus entre 2014 et 2017, la mise en service ayant lieu au cours de l'année 2018.

Ce projet, relativement mature, est proposé comme « projet d'intérêt commun » à l'Union Européenne le 19 juillet 2012 dans le cadre de la future législation communautaire sur les infrastructures d'énergie[38].

Le tableau ci-dessous résume les projets les plus matures et les accroissements de capacité d'interconnexion qui en sont attendus :

Projet	Frontière concernée	Ordre de grandeur de l'accroissement de capacité d'interconnexion attendu
Optimisation du réseau existant France-Italie	France - Italie	+600 MW
Savoie-Piémont	France - Italie	+1 200 MW

[38] D'autres promoteurs ont proposé dans ce cadre leurs propres projets d'interconnexion entre la France et l'Italie. Deux d'entre eux ne remplissent pas les critères minimaux de « projet d'importance européenne » en matière de niveau de tension (l'un 132 kV / 100 MW, l'autre 20 kV / 40 MW) et ne peuvent donc à cet égard pas être retenus au terme du processus. Un troisième projet envisage la construction d'une liaison à 380 kV de 500 MVA entre l'Italie et le poste français de Broc-Carros.


DÉVELOPPER LES CAPACITÉS D'ÉCHANGES AVEC LES PAYS VOISINS
France
Iles Britanniques
France
Belgique
Luxembourg
Allemagne
Alpes Suisses
Savoie - Piémont
France - Espagne
par le golfe de Gascogne
France - Espagne
par l'est des Pyrénées
LILLE
ARRAS
AMIENS
CHARLEVILLE-MEZIERES
ROUEN
CAEN
EVREUX
PONTOISE
VERSAILLES
EVRY
METZ
NANCY
STRASBOURG
BAR-LE-DUC
ALENÇON
CHARTRES
TROYES
QUIMPER
RENNES
LAVAL
LE MANS
ORLEANS
AUXERRE
EPINAL
CHAUMONT
COLMAR
BELFORT
VESOUL
VANNES
ANGERS
BLOIS
TOURS
NANTES
DIJON
BESANÇON
BOURGES
NEVERS
CHATEAUROUX
LA ROCHE-SUR-YON
POITIERS
MOULINS
LONS-LE-SAUNIER
MACON
BOURG-EN-BRESSE
NIORT
LA ROCHELLE
GUERET
ANNECY
LIMOGES
CLERMONT-FERRAND
LYON
CHAMBERY
ANGOULEME
SAINT-ETIENNE
GRENOBLE
TULLE
PERIGUEUX
AURILLAC
LE PUY-EN-VELAY
VALENCE
BORDEAUX
PRIVAS
MENDE
CAHORS
RODEZ
DIGNE-LES-BAINS
AGEN
MONTAUBAN
ALBI
NIMES
AVIGNON
NICE
AUCH
TOULOUSE
MONTPELLIER
PAU
TARBES
MARSEILLE
TOULON
PERPIGNAN
RÉSEAU EXISTANT
Ligne 400 kV
Ligne 225 kV
RÉSEAU EN PROJET
Renforcement de ligne
Création de nouvelle ligne
Création à l'étude
Création ou adaptation de poste
Gestion des tensions basses
Gestion des tensions hautes
Maitrise des intensités de court-circuit
Stabilité du réseau
Accueil de production centralisée
Accueil de production EnR Offshore
Accueil de production EnR Onshore

5.2 Fluidifier les flux et faciliter les secours entre les territoires

Le chapitre 4 expose des scénarios contrastés d'évolution à 2030 des flux et des congestions sur le réseau, dépendant directement des choix de transition énergétique en France et du besoin accru qu'ils induisent en matière de solidarité des réseaux européens. La transition énergétique s'amorce cependant dès cette décennie, avec des décisions à prendre dès 2013 pour être au rendez-vous des transformations du mix qui s'accélèreront vers 2022.

A cet horizon en effet sont programmées l'arrêt des dernières centrales nucléaires allemandes et des premières centrales nucléaires suisses, et leur substitution par un très fort développement de production renouvelable, notamment éolienne au nord. De nouvelles STEP dans les Alpes stockeront l'électricité excédentaire produite par les énergies renouvelables pour la restituer à des heures où la production renouvelable sera moins généreuse. Et en France, l'objectif de ramener à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici 2025 devra aussi avoir été engagé, avec de possibles baisses relatives du poids de la production nucléaire le long du Rhône et de la Loire.

Ce chapitre présente les principaux enjeux de renforcement du réseau pour assurer la cohérence nationale et les secours entre les territoires. L'analyse des conséquences de l'arrêt de la centrale de Fessenheim en 2016 en présente un condensé à une échelle plus réduite. Elle est donc détaillée tant parce qu'elle constitue un défi important à relever dans un délai relativement réduit, que parce qu'elle illustre les autres défis pour accompagner ces évolutions à venir sur le reste du territoire national.

5.2.1 Restructuration du réseau alsacien

Les deux tranches nucléaires 900 MW de la centrale de Fessenheim contribuent tant à l'alimentation d'un bassin de plus de deux millions d'habitants (Haut et Bas-Rhin, Vosges, Territoire de Belfort), représentant une consommation de l'ordre de 3 000 MW, qu'à la sécurisation de cette alimentation. Le réseau de grand transport 400 kV de la région et celui issu des régions voisines a été historiquement développé en intégrant la présence de ces deux tranches, ainsi que la production hydraulique sur le Rhin, qui représente environ 800 MW en hiver pour une puissance maximale de 1300 MW.

Au-delà de ces moyens de productions régionaux, les autres moyens de production les plus proches sont la centrale nucléaire de Cattenom, les centrales à gaz du nord Lorraine (qui se substituent progressivement aux centrales à charbon), et la production éolienne de Champagne et Lorraine.

Dans ce contexte, la présence de la centrale de Fessenheim permet de maitriser les **flux sur le réseau de grand transport de l'est de la France, aujourd'hui majoritairement orientés du nord vers le sud** sur les trois axes reliant la Lorraine à l'Alsace, et de l'Alsace vers la Franche-Comté, et sur les axes électriques situés au cœur même de la région Alsace. Elle permet aussi de maintenir le **plan de tension** sur la région.

L'arrêt de la centrale de Fessenheim se traduira par une augmentation importante des flux venant de l'extérieur de la région, en particulier sur les 4 axes électriques 400 kV reliant l'Alsace à la Lorraine et l'Alsace à la Franche Comté. Elle se traduit aussi et surtout par une forte augmentation des flux sur l'axe 400 kV Muhlbach (Fessenheim) - Scheer (sud de Strasbourg) au centre même de la région : cette ligne, qui n'est constituée que d'un seul circuit, de faible capacité, deviendra alors un maillon faible.

Les risques de surcharges lors d'un incident sur un des axes 400 kV cités remettront en cause la sécurité d'alimentation de l'Alsace, par report des flux de l'axe ayant fait l'objet de l'incident sur les autres axes encore en service. Par ailleurs, dans certaines situations d'exploitation où les flux sont naturellement particulièrement importants, cette surcharge pourra apparaitre en régime normal, c'est-à-dire en dehors de tout incident.

Un risque de même nature existera en régime incidentel sur l'axe Houdreville (sud de Nancy) - Muhlbach (Fessenheim), pourtant à double circuit.

Ces situations seront notamment rencontrées aux pointes d'hiver, lors desquelles une grande partie de l'électricité consommée en Alsace proviendra des régions voisines.

Paradoxalement, dans des périodes de faible consommation (en milieu de nuit), l'électricité non consommée sur le territoire pourra venir s'ajouter aux flux nord-sud habituels, pour aller alimenter la consommation dans les Alpes et faire apparaitre des situations de risques de même type.

Présents dès l'arrêt de la centrale, ces risques de surcharges vont croître en fréquence et en amplitude avec l'accélération des déséquilibres nord-sud à l'horizon 2022, compte tenu des évolutions du paysage énergétique, en particulier de l'intégration massive d'énergies renouvelables.

A l'inverse, l'arrêt de la centrale va réduire à court terme les risques de surcharge sur l'axe 400 kV à double circuit entre Mulbach (Fessenheim) et Sierentz (Mulhouse), puisqu'une partie de sa production part actuellement sur cet axe vers le sud, en complément des flux nord-sud décrits. Cet impact favorable à court terme ne sera peut-être pas suffisant à moyen terme sans mesures spécifiques.

Par ailleurs, l'arrêt de la centrale de Fessenheim entrainera une **dégradation de la tension en situation de pointe de consommation en hiver** : ceci conduira à des niveaux de tension, parfois hors incident et de façon importante après incident, proches voire inférieures aux limites contractuelles de RTE envers les utilisateurs du réseau, fixées de façon à préserver l'intégrité des matériels et process industriels de ses clients[39].

Enfin, au plan plus global de l'équilibre offre-demande, l'arrêt de la centrale aura un impact sensible, mais plus marginal. Dans un contexte de tassement de la demande, le Bilan Prévisionnel 2012 montre une aggravation du déficit de la puissance nécessaire à la pointe à l'horizon 2017 de 2,1 GW, compte tenu des capacités d'imports, en grande partie liée à l'arrêt des groupes de Fessenheim.

Pour accompagner durablement l'arrêt de la centrale, le réseau du centre de l'Alsace doit donc être restructuré pour assurer la sécurité d'alimentation à long terme. Deux lots de mesures doivent être engagés dès maintenant, l'un à échéance 2016 ; l'autre cinq ans plus tard, afin de gérer une augmentation rapide des flux nord-sud prévisible à cet horizon.

Le premier lot de mesures est nécessaire d'ici 2016 de façon à assurer la sécurité d'alimentation de la région, tant en termes de gestion des flux que de tenue de tension. Ces premières mesures, toujours en cours d'étude à RTE, sont destinées à optimiser le réseau existant. Elles intègrent notamment :

- **des travaux au poste 400 kV de Muhlbach** (Fessenheim) permettant :
    - **L'installation de transformateurs déphaseurs** au poste 400 kV de Muhlbach pour rééquilibrer les flux sur les axes 400 kV de la région ; ces matériels permettent en effet de freiner ou accélérer les flux sur les axes sur lesquels ils sont raccordés, de manière à transférer des flux des axes les plus chargés aux axes disposant encore de capacités.
    - **De développer de nouvelles possibilités** d'exploitation au poste 400 kV de Muhlbach, en ajoutant des possibilités **d'aiguillage** des lignes 400 kV reliées à ce poste et des transformateurs déphaseurs qui y seront installés.
- **des travaux au poste 400 kV de Scheer**, mis en service en 2010, comprenant :
    - **la création d'une seconde alimentation 400 kV** au poste de Scheer, grâce au raccordement de l'ouvrage double circuit 400 kV entre Sélestat et Marlenheim, qui passe à proximité. Cette création permet une meilleure maitrise des flux en régime d'incident et a un effet favorable sur la tenue de tension de la région.
    - Des travaux dans le poste lui-même pour **développer de nouvelles possibilités d'exploitation** (nouveaux aiguillages).
- **L'installation de batteries de condensateurs** dans les postes sur la région ou à proximité. Au moins 300 à 500 Mvar pourraient être nécessaires, dans l'attente de tout renforcement structurant envisagé dans le second lot. Le volume, la nature et la localisation de ces moyens sont aujourd'hui à l'étude.

[39] Les risques de tension hautes, plutôt en période de creux de consommation l'été, sont par ailleurs traitées spécifiquement – cf. § 5.5.

Ce premier lot de mesures est nécessaire pour accompagner l'arrêt de la centrale, et devra nécessairement être complété par un second lot à l'horizon 2020-2022.



En effet, les évolutions en cours sur les parcs de production en Allemagne (fermeture des centrales nucléaires programmées), en Suisse (développement des stations de pompage), et envisagées en France (réduction de la production, notamment dans la vallée du Rhône, pour atteindre objectif de réduction à 50% de la production nucléaire), se traduiront par un nouveau renforcement de ces flux nord-sud à la fin de la décennie.

Un second lot de mesures sera alors nécessaire, mesures plus structurantes, complétant le premier lot. Elles doivent permettre de disposer de nouvelles capacités de transport nord-sud dans le quart nord-est de la France. En particulier, il faudra renforcer la capacité entre la zone de Scheer et celle de Muhlbach.

Ce renforcement pourra s'appuyer sur les couloirs de lignes aériennes déjà existants en Alsace, par exemple **la reconstruction en technique 400 kV d'un axe double 225 kV existant d'environ 40 km (qui serait alors déposé), pour reconstituer au total deux circuits 400 kV et un circuit 225 kV entre Scheer et Muhlbach**.

Ce projet de renforcement de l'axe électrique Scheer-Muhlbach permettra de sécuriser la zone dans la durée. Les deux lots de mesures doivent être entrepris dès aujourd'hui en parallèle, de façon à pouvoir faire face aux échéances d'arrêt de la centrale de Fessenheim et de recomposition du mix énergétique.

En conclusion, l'arrêt des 1 800 MW de la centrale de Fessenheim induira un nouvel équilibre des flux sur le réseau à l'échelle de la région. L'alimentation de l'Alsace et la sûreté du système électrique pourront être assurés sous réserve que les développements de réseau adaptés soient réalisés. Cette analyse particulière à la question de Fessenheim préfigure à une plus petite échelle la question plus générique des évolutions de réseaux à prévoir pour accompagner la transition énergétique.

Les principaux enjeux associés à la transition énergétique sont exposés ci-après (selon un découpage visant à rendre plus simple l'exposé) : la gestion des flux nord-sud sur la façade est du pays ; de l'Aquitaine aux Alpes ; et de la Normandie à la Champagne.

5.2.2 Des flux nord-sud sur la façade est du pays : les enjeux Grand Est

Le schéma décennal de développement du réseau 2011 exposait déjà une augmentation de la variabilité des flux, avec des mouvements plus amples et plus volatils qu'aujourd'hui, notamment sur la façade est de la France. Il était cependant alors difficile d'apprécier l'ampleur des flux à anticiper. Depuis, les études réalisées notamment dans le cadre d'ENTSO-E ont pu prendre en compte l'accélération de la sortie du nucléaire programmée en Allemagne et en Suisse et les évolutions de mix énergétique et de réseau associées dans ces deux pays. Elles confirment les analyses passées, et permettent de mieux cerner l'amplitude et la vitesse d'évolution du mix et les besoins d'investissements réseau :

- l'arrêt programmé des dernières centrales nucléaires en Allemagne en 2022 et des premières en Suisse cette même année, et leur substitution par un très fort développement de production éolienne au nord de l'Allemagne et de photovoltaïque aggrave le déficit de production des régions densément peuplées du sud et de l'ouest de l'Allemagne (hors milieu de journée ensoleillée d'été de par la production d'électricité d'origine photovoltaïque) ; le transport d'électricité est rendu nécessaire sur de plus longues distances. L'intermittence des productions renouvelables entraîne par ailleurs de fortes fluctuations journalières. Les variations sont d'autant plus amples que l'éolien se concentre dans une même zone de vent, avec une production très corrélée de l'ensemble des mâts éoliens.
- Par suite, des stations de transfert d'énergie par pompage sont en construction dans les Alpes allemandes, autrichiennes et surtout suisses, avec de premières mises en service dès 2015, pour plus de 5 GW, comme moyen de stockage pour absorber les surplus de production intermittente du nord, représentant une consommation supplémentaire aggravant les flux nord-sud, de l'est de la France à la République Tchèque.
- En France (cf. § 4) l'objectif de ramener à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici 2025 devrait tendre à renforcer ce déséquilibre nord-sud en réduisant la part relative de la production de la vallée du Rhône. Le développement annoncé par les pouvoirs publics du photovoltaïque notamment dans le sud-est, et d'éolien de la Champagne au Languedoc viendra augmenter la variabilité des flux sur la façade est du pays.

Ces évolutions caractéristiques de la transition énergétique devront nécessairement s'accompagner de développements significatifs du réseau de transport d'électricité. Ce processus a déjà été engagé en Allemagne, où l'arrêt des centrales dans le sud du pays en 2011 a fragilisé transitoirement le plan de tension alentours ; 30 Gvar de batteries de condensateurs sont déployées en quelques années pour y remédier[40]. Au-delà, le plan de développement du réseau allemand soumis à consultation publique en juin 2012 prévoit la construction d'un programme très ambitieux de liaisons nord-sud en courant continu, visant à doubler la capacité de transit nord-sud du l'ensemble du réseau[41], d'ici 2022. Dans le même temps, la Suisse renforce fortement son réseau dès avant 2020 le long de nouveaux corridors nord-sud 400 kV et d'interconnexion avec l'Allemagne et l'Italie pour faciliter les transits nord-sud de la mer du Nord à l'Italie, et permettre le stockage dans les barrages des Alpes lorsque sont produits des excédents d'énergie renouvelable.

Les grands flux nord-sud qu'induit une plus grande respiration du système européen et illustrés dans le chapitre 4 à l'horizon 2030 sont ainsi probables dès 2020-2025. La baisse de la part du nucléaire à 50% de la production électrique totale en France à 2025 doit intervenir concomitamment.

Comme l'illustrent les cartes du chapitre 4, le réseau de la façade est de la France est directement concerné par cette évolution des flux à l'horizon 2020-2025. Cette évolution sera plus ou moins forte selon le scénario d'évolution du mix énergétique français programmé à cette échéance, selon que la trajectoire serait plus proche d'un scénario « consommation forte » ou « nouveau mix », et il appartient à la conférence nationale sur la transition énergétique d'en débattre. Les renforcements du réseau de transport

[40] Soit trois fois la capacité totale des condensateurs installés en France sur le réseau de transport fin 2011.

[41] Quatre nouveaux couloirs courant continu aérien du nord au sud du pays (2100 km) d'une puissance totale de 10 GW et 1700 km de développements du réseau alternatifs sont programmés d'ici 2022, pour un coût total de l'ordre de 20 milliards d'euros.

seront d'autant plus importants que les flux à gérer seront plus amples sur de longues distances. Ils sont ainsi classés ci-dessous en deux catégories : des renforcements invariants et d'autres optionnels, fonction des choix de transition énergétique.

La première catégorie regroupe les investissements à réaliser dans tous les scénarios d'évolution :

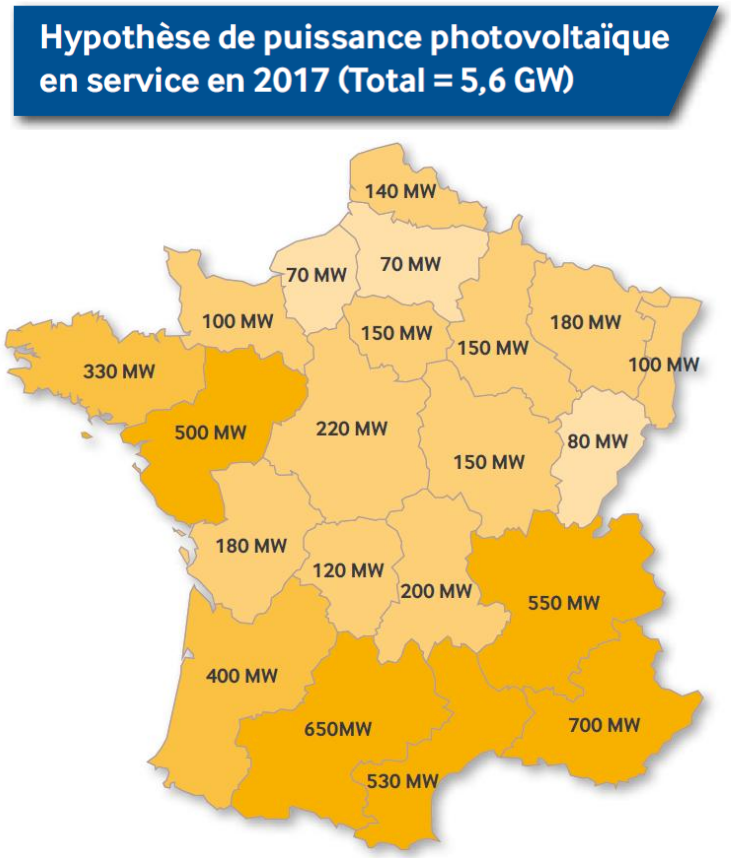
- Le déploiement d'un premier lot de mesures pour accompagner l'arrêt de **Fessenheim** d'ici en 2016, visant notamment à optimiser le réseau actuel, puis un second lot structuré autour du **doublement de Muhlbach-Scheer** d'ici à 2022 (cf. § 5.2.1).
- La **restructuration du poste de Génissiat** dans l'Ain, à l'occasion du remplacement nécessaire de certains matériels arrivant à la fin de leur durée de vie, pour là-aussi rendre plus facile la gestion des flux aux portes des stations de pompage des Alpes. Le renouvellement du poste pourrait impliquer sa reconstruction sur un site voisin du site actuel.
- **Entre Reims et Charleville-Mézières**, la ligne existante à simple circuit aérien 400 kV va elle aussi être de plus en plus fréquemment le siège de flux électriques tantôt nord-sud tantôt sud-nord importants : la production éolienne intermittente, notamment régionale, et la consommation de la région en sont les principaux déterminants. La reconstruction à deux circuits aériens 400 kV de l'axe existant apparaît là-aussi nécessaire tant pour sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne que pour enlever la production excédentaire, selon les moments de l'année. Ce projet doit être achevé en 2016. Il est détaillé plus avant § 5.3.3.

La seconde catégorie regroupe les investissements qui s'avéreront nécessaires en cas de forte augmentation de la respiration européenne ou d'apparition d'un déséquilibre structurel nord-sud. Si en particulier le sud-est de la France devenait structurellement importateur, sans sécurisation de son approvisionnement par l'Espagne ou l'Italie, il sera nécessaire, à l'instar de ce qui se dessine en Allemagne, de développer significativement la capacité du réseau de transport pour acheminer cette électricité depuis le nord de la France (et de l'Europe) vers la région nouvellement importatrice :

- il s'agira avant tout de renforcer la partie amont du réseau : exploiter à 400 kV, et non plus à 225 kV, le deuxième circuit des ouvrages de la Lorraine à l'Alsace permettrait de rééquilibrer les flux et soulager l'axe mosellan par lequel transite aujourd'hui l'essentiel de l'alimentation des Vosges et du Haut Rhin et, au-delà, de la Franche Comté. L'axe mosellan lui-même pourrait faire l'objet de travaux visant à mieux équilibrer les flux sur les différents circuits qui le constituent, mais la construction d'un nouvel axe entre la production du nord Lorraine et le sud de la région ne semble pas nécessaire : le quart nord-est du pays pourrait ainsi disposer de deux axes de capacité de forte puissance aptes à assurer son approvisionnement et les flux interrégionaux.
- Pour assurer des imports structurels du grand sud-est depuis le nord du pays, de nouvelles capacités de transport seraient nécessaires entre, très schématiquement, Champagne/Lorraine et Bourgogne. Cela impliquerait la construction d'un nouvel axe de forte puissance (entre 2 à 4 GW, selon le scénario, et accessoirement le tracé et la technologie retenue), qui viendrait compléter le maillage du réseau, et pourrait aussi collecter le potentiel éolien important alentours.
- Entre Dijonnais, Lyonnais et Savoie, le maillage semble suffisant mais la capacité des circuits 400 kV actuels pourra devoir être augmentée selon des modalités à préciser (exploitation à 400 kV de circuits actuellement exploités en 225kV, changements de conducteurs, etc.) en fonction du dimensionnement que requerrera le scénario retenu.
- Un déséquilibre des flux nord-sud très important pourrait aussi conduire à envisager le remplacement des conducteurs aériens de l'axe 400 kV au sud de Reims.

5.2.3 Des flux nord-sud, de l'Aquitaine aux Alpes

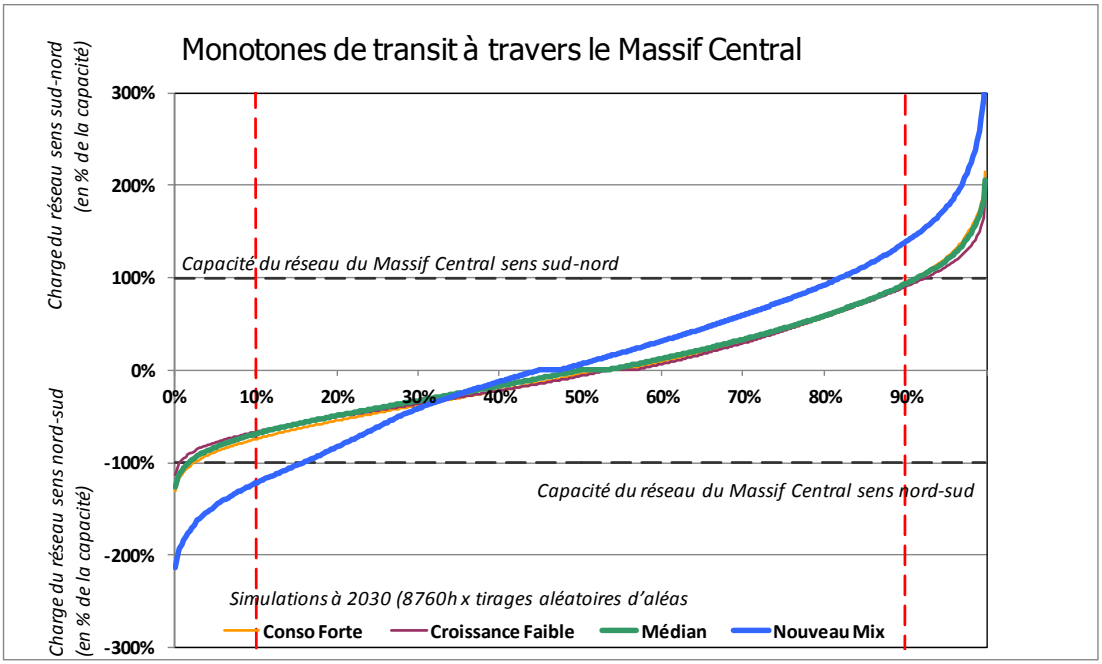
Le sud de la France présente des visages très divers, tant en termes de peuplement et d'activité économique en général que de consommation et de production d'électricité. Globalement il connaît une croissance démographique sensible des régions urbaines denses autour de Lyon, Marseille, Toulouse, Nice, Bordeaux, Bayonne-Anglet-Biarritz, Montpellier, etc. mais aussi des zones rurales. Il accueille des centres de recherche et des usines de haute technologie, très sensibles à la qualité de l'électricité. Enfin, il présente un fort potentiel de développement des énergies renouvelables : hydroélectrique (Pyrénées, Massif Central et Alpes offrent l'essentiel du potentiel du pays) ; éolien (Languedoc-Roussillon, est de Midi-Pyrénées et sillon rhodanien présentent un excellent potentiel ; qui plus est la chronique de leurs régimes de vents est statistiquement peu corrélée à celle de la façade atlantique et du nord de la France) ; solaire (les trois-quarts de la puissance installée en France le sont dans les cinq régions les plus méridionales du territoire métropolitain continental).



Historiquement, le réseau de transport d'électricité du **Massif Central** s'est développé avec l'essor de l'énergie hydroélectrique, pour à la fois acheminer la production de ses barrages vers les centres urbains, jusqu'à Paris, et participer au maillage du territoire. Il constitue de fait le lien le plus direct entre les zones de vent complémentaires du nord et du sud de la France, et contribuera à valoriser au nord des surplus instantanés de production solaire disponibles au sud. Le développement massif des énergies renouvelables entraînera de nouveaux usages des usines hydrauliques voire la construction de nouvelles capacités de stockage de grande capacité au cœur du Massif Central.

Comme l'illustre le chapitre 4, le réseau du Massif Central est traversé de flux amples, quel que soit le scénario considéré. Le graphique ci-dessous en donne une vision plus détaillée, au travers des monotones[42] de flux simulées pour les quatre scénarios long terme, à l'horizon 2030, ramenées à la capacité de transit du réseau :

[42] Ces courbes reclassent de façon croissante les flux calculés pour les milliers de situations simulées qui traduisent, pour chacune des 8760h de l'année, des centaines de combinaisons possibles des aléas qui peuvent affecter le système électrique. Les courbes sont normées à la capacité de transit du réseau existant.



Le graphe montre que la capacité du réseau existant est pleinement utilisée dans un sens ou dans l'autre. Dans les quatre scénarios, les flux sont supérieurs à cette capacité plus de 10% du temps, principalement dans le sens sud-nord, atteignant deux fois la capacité du réseau actuel. Le scénario « nouveau mix » montre les besoins de transit les plus importants, dépassant plus de 30% du temps la capacité du réseau actuel et atteignant même trois fois celle-ci dans le sens sud-nord (et deux fois en sens inverse). Ces mouvements très amples et très variables résultent directement des hypothèses de très fort développement des énergies renouvelables en France, et notamment des capacités de stockage hydraulique de l'électricité par pompage dans les sites favorables au cœur du Massif Central. **Il apparaît donc nécessaire d'augmenter la capacité du réseau de transport du Massif Central, de façon d'autant plus importante qu'il s'agit de tirer pleinement parti des énergies renouvelables**.

Par suite, plus que son simple renouvellement, la restructuration de ce réseau aujourd'hui relativement âgé doit être envisagée. Les options de solutions restent à affiner en fonction notamment des hypothèses des SRCAE et des S3RER des régions concernées, qui précisent volumes et localisation des énergies renouvelables. D'ores et déjà le développement d'un axe de forte capacité, en substitution d'ouvrages aériens très haute tension existants pour disposer d'un nouveau circuit alternatif 400 kV apparaît indispensable du Val-de-Loire jusqu'au Languedoc. Selon les perspectives de développement des énergies renouvelables dans le Massif Central lui-même, notamment hydraulique, il devra permettre d'apporter entre 1 et 3 GW de capacité, soit doubler la capacité du réseau actuel. Ce renforcement apparaît utile et robuste dans tous les scénarios long terme considérés. Il devra être mis en service d'ici une dizaine d'années.

Plus largement, c'est la question de l'obsolescence fonctionnelle de l'ensemble des ouvrages 400 kV à simple circuit **de l'Aquitaine à la région Centre** qui est posée. Ces ouvrages ont été les premiers mis en service après guerre, et constituent de fait les maillons les plus faibles du réseau en termes de capacité de transport de la puissance électrique et de sensibilité aux courts-circuits dus à la foudre. Suffit-t-il de les restaurer simplement ou faut-t-il proposer une restructuration plus ample du réseau ? La réponse dépendra de l'évolution du mix du sud-ouest.

On peut noter les travaux actuels dans le Languedoc : le changement d'une partie des conducteurs de l'axe aérien 400 kV reliant le Massif Central à Perpignan est en cours pour répondre à des contraintes déjà avérées : après le remplacement en 2012 des conducteurs sur un tronçon limitant le transit de la ligne 400 kV Gaudière - Rueyres portant sa capacité de transit à 1 300 MW (ce qui permet de renforcer la sûreté du système électrique en période de forts transits nord-sud), le changement de conducteurs sur la ligne 400 kV Baixas - Gaudière pour porter la capacité de l'ouvrage à 2 x 2 500 MW est prévu d'ici à 2013.

Comme le Massif Central, **la vallée du Rhône** constitue elle aussi aujourd'hui une plaque tournante des flux électriques. Elle accueille une forte concentration de moyens de production d'électricité. Aux centrales nucléaires et barrages au fil de l'eau s'ajoutent, principalement dans la basse vallée du Rhône, des groupes de production thermique à flamme. Cette production électrique irrigue aujourd'hui le Languedoc, la Provence, les Alpes, la région lyonnaise et la Bourgogne. En sus des productions d'électricité d'origines éolienne et solaire, la zone est favorable au raccordement de centrales électriques à cycle combiné au gaz, tout particulièrement dans la zone industrielle de Fos (cf. §7.4.3). L'ajout de nouvelles injections de puissance électrique, principalement dans la basse vallée du Rhône, conjuguée à une baisse massive de la consommation de l'usine d'enrichissement d'uranium constituerait un déséquilibre sur le réseau 400 kV avec un risque d'incident de grande ampleur sans adaptation du réseau. La carte du scénario « consommation forte », au chapitre 4, illustre ce cas de figure, avec un quart sud-est plus exportateur qu'aujourd'hui tant vers le nord que vers le sud-ouest.

La construction de nombreuses nouvelles centrales dans la zone apparaît aujourd'hui peu probable à moyen terme. Plus plausible est le développement du photovoltaïque dans le sud de la France, en Espagne et en Italie : les jours d'été ensoleillés des flux sud-nord très importants peuvent devoir être transportés vers les centres de consommation (ou de stockage par pompage) avec un risque d'étranglement entre Valence et Lyon. A l'inverse, le quart sud-est, aujourd'hui exportateur, peut devenir structurellement importateur dans un scénario type « nouveau mix » : 6 des 14 tranches nucléaires de la vallée du Rhône atteignent 40 ans d'ici 2022, 6 autres d'ici 2025. L'approvisionnement devra être organisé depuis le nord de la France, les barrages des Alpes françaises et suisses, et le sud-ouest (export d'Espagne ou excédent de production éolienne dans l'Aude, l'Aveyron).

Pour accompagner le dynamisme démographique et la compétitivité économique des régions concernées, en maintenant la sûreté du système électrique, RTE a opté pour une stratégie de renforcement de son réseau en deux volets l'un à court et moyen terme l'autre à plus long terme :

- Depuis 2011, jusqu'en 2016, RTE intervient sur les **deux axes à 400 kV entre Montélimar et Lyon-Satolas** (Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard) pour répondre à un double objectif : optimiser et sécuriser le réseau existant. En effet, depuis les fortes tempêtes de 1999, RTE est engagé dans un programme national de renforcement de la résistance des lignes existantes aux tempêtes afin de limiter les risques de coupures et leurs conséquences. Il consiste à réaliser des opérations de maintenance pour renforcer les pylônes (fondations et structures), et parfois les remplacer. Cette nécessité de sécurisation constitue une opportunité saisie par RTE pour optimiser le réseau existant. Le projet vise à remplacer les câbles actuels par des câbles à faible dilatation de même diamètre et plus performants. Ces conducteurs qui admettent une puissance électrique plus élevée permettront à RTE, en situation de secours d'une autre ligne momentanément défaillante, d'assurer la continuité du transport de l'électricité. Il s'agit d'un chantier itinérant par phases ce qui permettra de prendre en compte les spécificités des territoires traversés.
- A l'horizon 2018, RTE propose de créer un second lien électrique de forte puissance entre le Languedoc et la Provence : **le projet « Midi-Provence »**. Il consiste à créer une liaison électrique sous-marine et souterraine, en courant continu, d'une puissance de 1 000 MW sous une tension de 320 kV. D'une longueur d'environ 220 km, la liaison prévoit de raccorder le réseau de grand transport des Bouches-du-Rhône au poste de La Gaudière (Aude). Avec la possibilité de programmer les flux d'électricité, cette liaison permettra d'accroître les capacités d'échange entre la Provence et le grand Sud-Ouest, d'assurer leur secours mutuel et contribuera à la sécurité d'alimentation électrique de ces territoires dans de meilleures conditions économiques (cf. § 5.3.3).

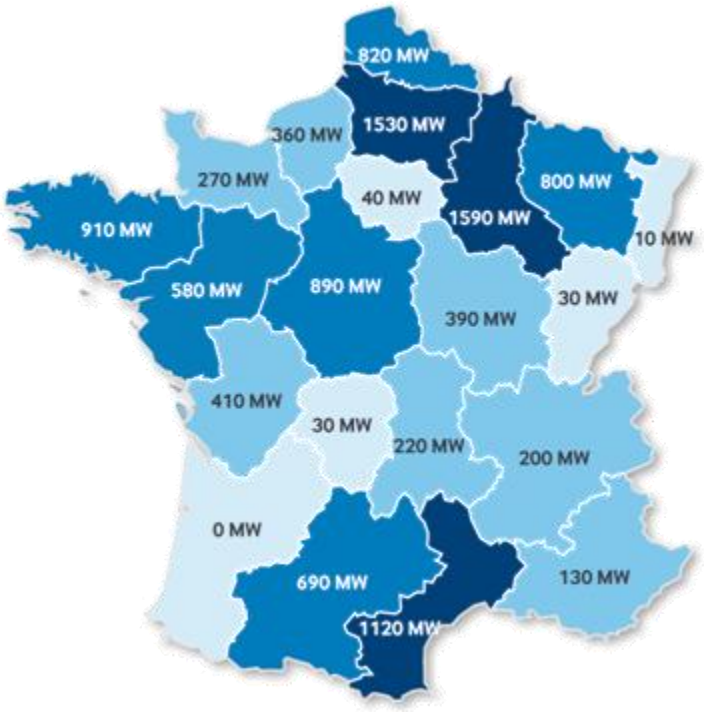
Ces renforcements permettent d'accompagner l'ensemble des trajectoires possibles du mix énergétique du quart sud-est de la France à l'horizon 2020-2025. Ils permettent d'augmenter la capacité de transport du réseau entre le Sud-Ouest et le lyonnais d'environ 2 GW.

5.2.4 Des flux nord-sud, de la Normandie à La Champagne

Le grand quart nord-ouest de la France est une région très peuplée, avec de fortes concentrations urbaines (région parisienne, métropole lilloise…) comme des territoires moins denses mais dynamiques comme la Bretagne ou les Pays-de-Loire. Au fil des ans, les centrales thermiques vieillissantes, autour de Paris et dans le Nord, qui ne peuvent respecter les normes de rejets polluants ferment.

La production tend à se développer principalement le long des côtes. Les ports sont susceptibles d'accueillir de nouvelles centrales thermiques classiques (Dunkerque, Le Havre…). Un EPR est en construction sur le site côtier de Flamanville. Un potentiel d'énergie renouvelable offshore de plus de 10 GW est identifié de la Vendée au Pas-de-Calais : un deuxième appel d'offre succèdera au premier pour permettre le développement de fermes éoliennes offshore (cf. § 5.4.1) ; et à plus long terme, le large du Cotentin représente le deuxième plus important gisement de production hydrolienne en Europe (après la mer d'Irlande). L'énergie éolienne se développe aussi à l'intérieur des terres, tout particulièrement en Champagne-Ardenne qui devrait passer de près de 1 000 MW installés aujourd'hui à près de 3000 MW en 2020.

Hypothèse de puissance éolienne terrestre en service en 2017 (Total = 11 GW)

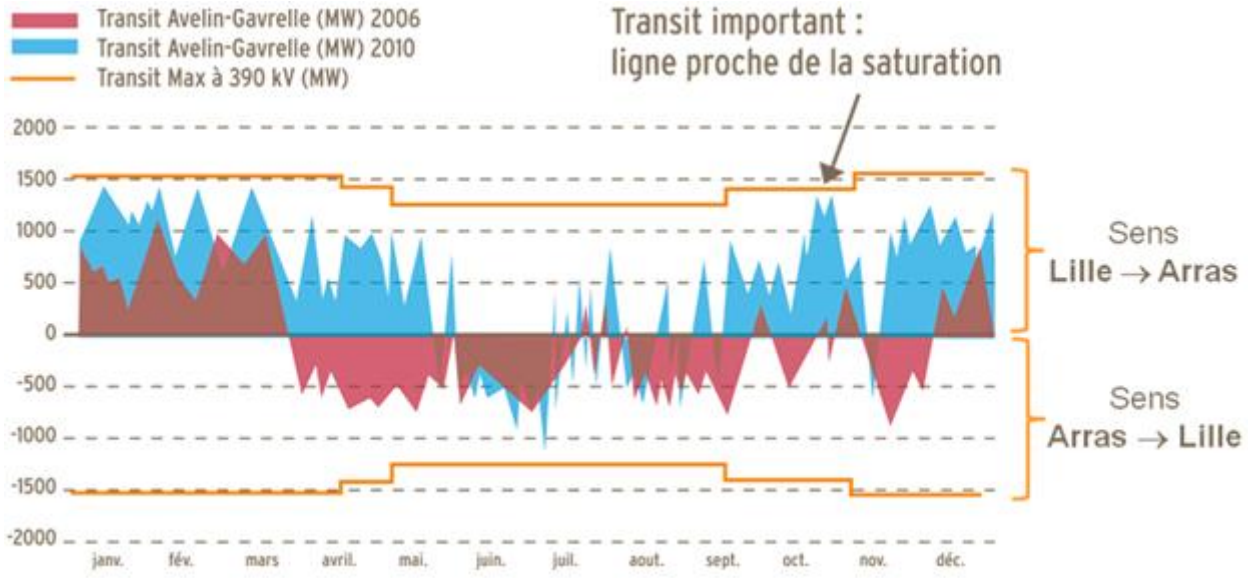


On observe de nouvelles fortes concentrations de production, la plupart intermittentes et plus éloignées des centres de consommation et notamment de la région parisienne. On anticipe par suite des flux de direction relativement constante mais d'amplitude fluctuante du nord vers le sud entre le nord-Cotentin et le Maine, entre la Seine Maritime et la Région Parisienne, qu'en l'état actuel le réseau ne sait transporter. Un certains nombre de projets sont engagés pour augmenter la capacité d'accueil :

- Le projet **Cotentin-Maine** dont les travaux se terminent permet l'accueil de production nucléaire mais aussi éolienne et à terme hydrolienne, à la pointe du Cotentin en améliorant la sécurité d'exploitation du système électrique dans la région par un maillage renforcé et en dégageant de la capacité de transport d'électricité vers les régions dynamiques des Pays-de-Loire. Il s'agit d'un nouvel axe 400 kV à deux circuits aériens de forte capacité, et des postes associés.

- Le projet **Oise – Val d'Oise** de doublement du nord-ouest de la couronne parisienne entre le poste de Terrier dans l'Oise, et Cergy dans le Val d'Oise, via une nouvelle liaison électrique à 400 kV permettra d'éviter un goulet d'étranglement : cet axe est un maillon faible entre la production de la Manche et de la mer du Nord et l'Ile-de-France, région très fortement importatrice d'électricité. Il s'inscrit notamment dans la perspective de réduction de la production des moyens de production thermique classique en Ile-de-France limitée par le respect des normes environnementales[43].
- Dans le nord, les plus grandes respirations du système européen sollicitent de plus en plus la ligne 400 kV simple circuit, maillon faible du réseau régional, entre **Lille et Arras**.

Evolution des transits sur l'axe Avelin – Gavrelle 400 kV ; comparaison 2006 et 2010



Son remplacement par une ligne double circuit aérien apparaît à RTE comme la solution de meilleur compromis entre le coût et la préservation de l'environnement. RTE a saisi la Commission Nationale de Débat Public, et un débat public a été organisé du 6 octobre 2011 au 9 février 2012[44]. Au terme de ce débat qui a conforté l'intérêt de ce projet pour la collectivité, RTE poursuit la concertation sur le projet en vue d'une mise en service en 2017. Complément nécessaire au projet, l'axe entre Avelin et Mastaing sera aussi renforcé par l'exploitation à 400 kV d'un des quatre circuits aériens de cet axe, construit en technique 400 kV mais actuellement exploité à 225 kV.

On peut ajouter à ce panorama le projet d'accueil de production au **Havre**, présenté au § 7.4.3, et celui de **reconstruction de la ligne entre Reims et Charleville-Mézières**, qui contribue à l'approvisionnement du bassin parisien par le nord-est. Ces projets permettent de dégager une capacité de transport supplémentaire totale entre le nord du pays et les régions consommatrices au sud (Pays-de-Loire, Ile-de-France) de près de 8 GW à moyen terme et constituent des invariants d'investissement à engager d'ici à 2020.

[43] Arrêté du 30 juillet 2003 transposant les Directives 2001/80/CE (Grandes Installations de Combustion) et 2001/81/CE (Plafonds Nationaux d'Emissions). La « Directive IED » qui les complète doit être transposée en droit français avant le 7 janvier 2013 et l'éventuel « Plan National Transitoire » doit être communiqué à la Commission Européenne avant le 1er janvier 2013.

[44] http://www.debatpublic-lillearrastht.org/

Au-delà de 2020, les scénarios sont ouverts et les renforcements à mettre en œuvre dépendent de la trajectoire d'évolution du mix électrique retenue à l'issue du débat national sur la transition énergétique.

En particulier, si des moyens de production se développent sur les côtes de Bretagne et de Normandie, ou au large, comme le potentiel hydrolien du Cotentin, l'électricité produite viendra réduire, en moyenne sur l'année, le déficit que présente aujourd'hui la Bretagne. La construction d'interconnexions entre la Basse-Normandie et l'Angleterre permettra aussi de transporter les excédents vers les îles britanniques, importatrices – au moins transitoirement – à l'horizon 2020-2025.

Toutefois, une baisse de la capacité de production nucléaire sur le val de Loire nécessitera de développer le réseau pour sécuriser l'alimentation de la région parisienne. La carte illustrant le scénario « nouveau mix », (chapitre 4), montre des flux très importants entre Basse-Normandie et Région Parisienne, ainsi que vers le val de Loire et le nord. Plusieurs renforcements peuvent alors être envisagés, alternatifs ou complémentaires selon l'ampleur du déséquilibre nord-sud introduit par rapport à la situation actuelle :

- Si les moyens de production au sud de Paris sont demain similaires en capacité, localisation et en variabilité à ceux d'aujourd'hui, des **changements de conducteurs de quelques axes anciens** du réseau de la couronne parisienne et sur l'axe la reliant à la Picardie, ou entre la Marne et l'Aube doivent permettre de faire face aux plus grandes respirations du système électrique français et européen. Un tel scénario s'apparente au scénario « consommation forte » - cf. § 4.2)
- Si un déséquilibre s'instaure, un nouvel axe entre la **Normandie et le sud parisien** sera probablement nécessaire pour sécuriser l'alimentation de l'Ile-de-France. Le niveau de déséquilibre déclenchant un tel renforcement est difficile à caractériser, au regard du nombre de facteurs qui entre en compte. Pour fixer les idées, on peut considérer comme ordre de grandeur pour un tel seuil 3 à 4 GW de production offshore supplémentaire en Basse-Normandie ; ou 3 à 4 GW de production en moins le long de la Loire. Un nouvel axe peut aussi répondre au besoin de croissance du grand Paris entre Mantes et Rouen. Le tracé de ce nouvel axe dépend de la localisation des moyens de production qui seront mis en œuvre en substitution ; sa capacité et la technologie à proposer (éventuellement plusieurs nouveaux ouvrages) sont fonctions du déséquilibre introduit par rapport à la situation actuelle.

5.2.5 En conclusion : les besoins de secours mutuels interrégionaux augmenteront dans les années à venir, et ce d'autant plus que l'évolution du mix énergétique sera importante

Selon les choix de transition énergétique, la solidarité entre les territoires devra être plus ou moins renforcée. C'est l'enjeu principal du développement du réseau de transport d'électricité dans la décennie. La solidarité – ou en d'autres termes : les capacités de secours mutuel entre régions – devra être d'autant plus importante que la production électrique sera soumise à des aléas plus grands. En la matière, la constitution d'un mix diversifié est un facteur de diminution des risques. Une répartition homogène des unités de production sur l'ensemble du territoire national est aussi favorable. A contrario, la concentration de moyens de production dans une même région suppose un réseau capable de transporter d'éventuels excédents de production vers les régions consommatrices voisines, ou d'importer de ces régions l'électricité qui pourrait faire défaut en cas d'absence de vent, d'avarie…

Or compte tenu des gisements d'énergies renouvelables, on constate un étagement nord-sud de leur développement sur le territoire national : le potentiel de stockage hydraulique est pour l'essentiel dans la moitié sud du pays ; l'éolien offshore se développe principalement dans la moitié nord du pays et le photovoltaïque au sud ; l'essentiel de la production hydrolienne et éolienne offshore est attendue dans la Manche.

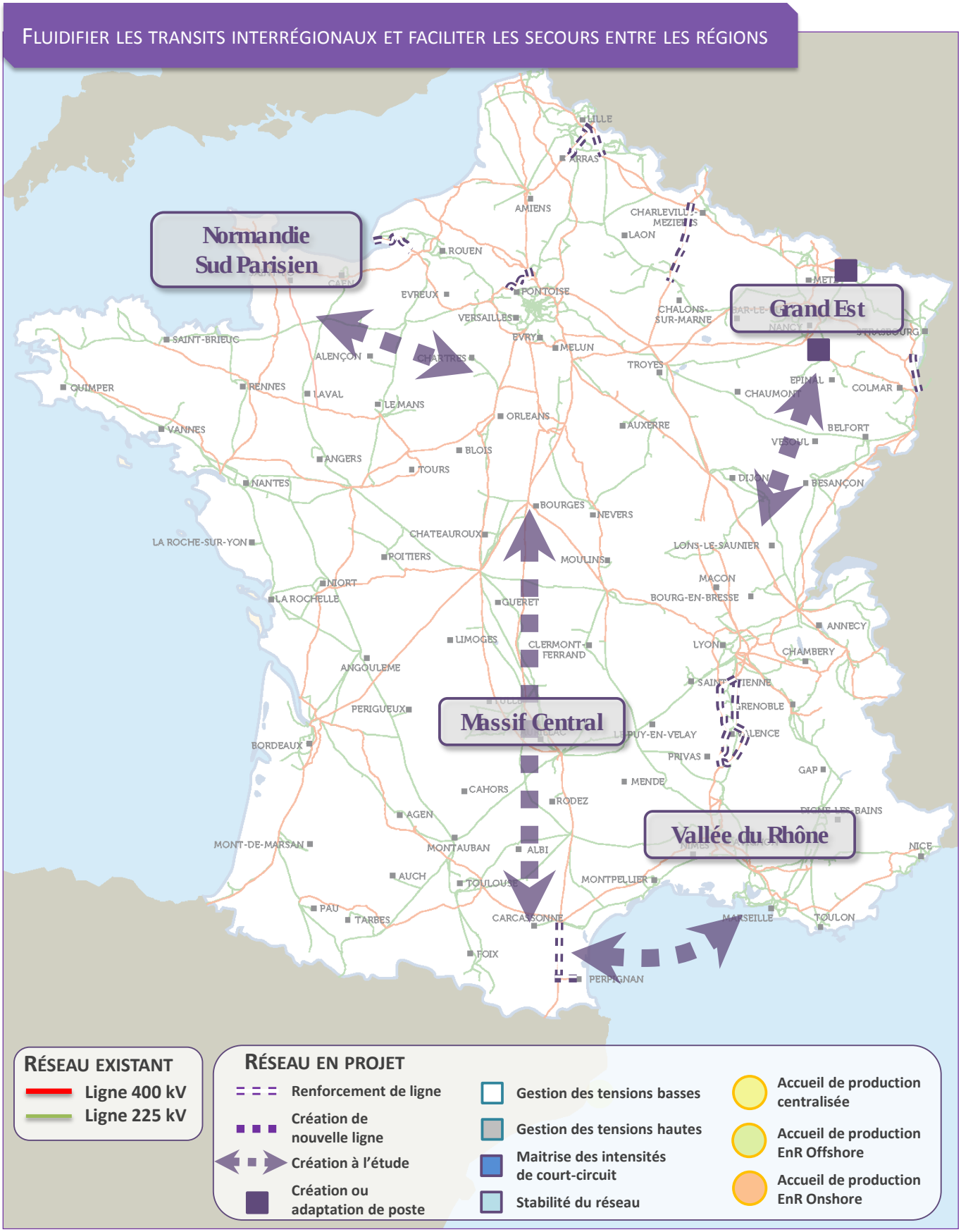
Un certain nombre de renforcements du réseau permettront d'ici 2020 d'accompagner les évolutions du système électrique, et notamment le développement des énergies renouvelables : Cotentin Maine, Oise-Val d'Oise, Avelin-Gavrelle-Mastaing, Lonny-Vesle-Seuil, la restructuration du réseau alsacien, au nord, et Lyon-Montelimar et Midi-Provence, au sud, libèrent des capacités de secours mutuel interrégional.

Entre 2020 et 2025, des développements éoliens et solaires différentiés, accentueront les mouvements nord-sud plus amples et plus volatiles sur le réseau ancien du Massif Central et celui-ci devra être renforcé

à l'occasion de son renouvellement. La capacité de transport à développer devra être d'autant plus importante que seront prévues l'exploitation des énergies marines de la Manche ou de nouvelles installations hydrauliques au cœur du Massif Central lui-même.

Entre 2020 et 2025, plus de la moitié des centrales nucléaires atteindront l'âge de 40 ans. La question de leur remplacement doit être posée dès aujourd'hui. L'objectif de ramener la part du nucléaire à 50% dans le mix électrique français peut se traduire de multiples façons, tant en termes de mix que de localisation des moyens de production sur le territoire. Compte tenu de la localisation des centrales nucléaires actuelles et des sources d'énergie alternatives plausibles, il est probable que la réalisation de cet objectif se traduise d'une façon proche de celle proposée par le scénario « nouveau mix » : un plus fort développement des énergies renouvelables, entraînant des flux nord sud plus amples, plus volatiles à travers le pays et par suite la construction de nouvelles infrastructures de grand transport pour renforcer la solidarité nationale, notamment sur la façade est (en cas de forte baisse de la production en vallée du Rhône) ; ou entre Normandie et sud Parisien (en cas de forte baisse de la production en val de Loire)[45]. Les délais de réalisation de tels ouvrages sont de l'ordre de dix ans, et les décisions d'investissement devront être prises dès 2013 pour permettre l'évolution du mix énergétique décidée à l'issue du débat national.

[45] Selon les scénarios finalement retenus, d'autres renforcements pourront s'avérer nécessaires.


FLUIDIFIER LES TRANSITS INTERRÉGIONAUX ET FACILITER LES SECOURS ENTRE LES RÉGIONS
Normandie Sud Parisien
Grand Est
Massif Central
Vallée du Rhône
LILLE
ARRAS
AMIENS
CHARLEVILLE-MEZIERES
LAON
ROUEN
EVREUX
PONTOISE
VERSAILLES
CHALONS-SUR-MARNE
METZ
NANCY
STRASBOURG
SAINT-BRIEUC
ALENÇON
CHARTRES
EVRY
MELUN
TROYES
QUIMPER
RENNES
LAVAL
LE MANS
EPINAL
COLMAR
CHAUMONT
VANNES
ORLEANS
AUXERRE
BELFORT
VESOUL
ANGERS
BLOIS
TOURS
DIJON
BESANÇON
NANTES
BOURGES
NEVERS
LA ROCHE-SUR-YON
CHATEAUROUX
LONS-LE-SAUNIER
POITIERS
MOULINS
MACON
NIORT
LA ROCHELLE
GUERET
BOURG-EN-BRESSE
ANNECY
LIMOGES
CLERMONT-FERRAND
LYON
CHAMBERY
ANGOULEME
SAINT-ETIENNE
GRENOBLE
PERIGUEUX
LE PUY-EN-VELAY
VALENCE
BORDEAUX
PRIVAS
GAP
MENDE
CAHORS
RODEZ
AGEN
DIGNE-LES-BAINS
MONT-DE-MARSAN
MONTAUBAN
ALBI
NICE
AUCH
TOULOUSE
MONTPELLIER
PAU
TARBES
CARCASSONNE
MARSEILLE
TOULON
FOIX
PERPIGNAN
RÉSEAU EXISTANT
Ligne 400 kV
Ligne 225 kV
RÉSEAU EN PROJET
Renforcement de ligne
Création de nouvelle ligne
Création à l'étude
Création ou adaptation de poste
Gestion des tensions basses
Gestion des tensions hautes
Maitrise des intensités de court-circuit
Stabilité du réseau
Accueil de production centralisée
Accueil de production EnR Offshore
Accueil de production EnR Onshore

5.3 Sécuriser l'alimentation en période de pointes

La consommation d'électricité électrique est fonction directe du dynamisme démographique et économique d'un territoire. La sécurité d'alimentation est un pré-requis du développement.

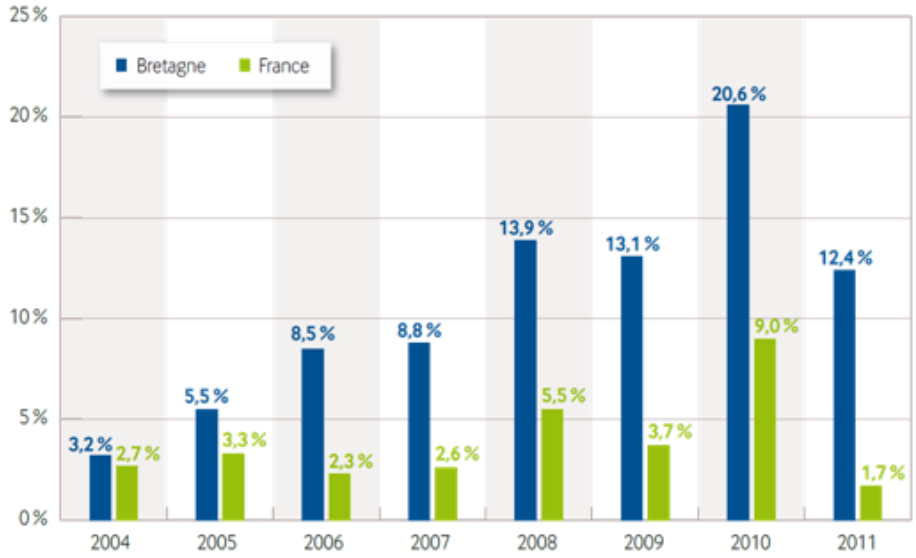
L'évolution de la consommation d'un territoire résulte de plusieurs tendances de fond. A la hausse, elle est tirée par le nombre de ménages et d'entreprises qui s'y installent, par le développement de nouveaux appareils qui accompagnent les nouveaux modes de vie, par le report des énergies fossiles vers l'électricité (transports en commun ferrés, automobiles électriques, pompes à chaleur…). A la baisse, elle est tirée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels et des appareils domestiques[46]. Si - conséquence de la crise économique - la croissance à court terme de la demande nationale a été revue à la baisse par RTE dans son dernier bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, des disparités régionales importantes subsistent et certains territoires voient leur consommation électrique continuer à croître rapidement, dès à présent et dans les toutes prochaines années.

Deux régions françaises présentent ainsi des fragilités d'alimentations à très court terme : **Bretagne et Provence Alpes Côte d'Azur**. Elles font ainsi l'objet d'un développement plus important dans ce chapitre.

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement des territoires, quatre autres projets se distinguent de part la taille du territoire qu'ils concernent, avec construction ou reconstruction d'ouvrages à 400 kV ou à 225 kV sur plus de 60 km : **la sécurisation du nord de la Champagne, des Deux-Loires, de la Haute-Durance et du sud des Pays-de-la-Loire**. Ils font l'objet chacun d'une section de ce chapitre. Vingt-deux projets sont ensuite regroupés selon une typologie pédagogique, mais arbitraire.

5.3.1 Le filet de sécurité Bretagne

La région Bretagne est toujours confrontée à une forte croissance de la consommation d'électricité et à une faiblesse des moyens de production que compense difficilement le réseau de transport d'électricité.



Evolution relative des consommations en Bretagne et en France comparées à celles de 2003

L'Etat et les collectivités territoriales restent mobilisés sur cette situation préoccupante. Face à la situation de fragilité électrique de la Bretagne, l'Etat, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME (l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) et l'ANAH (l'Agence Nationale de l'Habitat) ont signé, le 14 décembre 2010, le « **Pacte électrique breton** »[47] qui vise à sécuriser l'avenir électrique de la Bretagne en proposant des solutions autour d'un « trépied » d'actions nécessaires et complémentaires :

[46] La production décentralisée vient aussi limiter les soutirages. Mais elle est intermittente, et si son développement n'est pas réellement diffus et proportionné aux consommations caractéristiques des zones où il se concrétise, il reste nécessaire de dimensionner le réseau pour permettre le secours de l'alimentation ou à l'inverse l'enlèvement de surplus de production.

[47] http://www.bretagne.developpement-durable.gouv.fr/le-pacte-electrique-breton-r368.html

- des efforts importants de Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE),
- un développement ambitieux de la production d'énergies renouvelables,
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (production et réseaux).

L'ensemble des signataires se sont engagés à mettre en œuvre, dans le respect de leurs compétences respectives, les actions concourant à l'atteinte des objectifs définis dans le pacte.

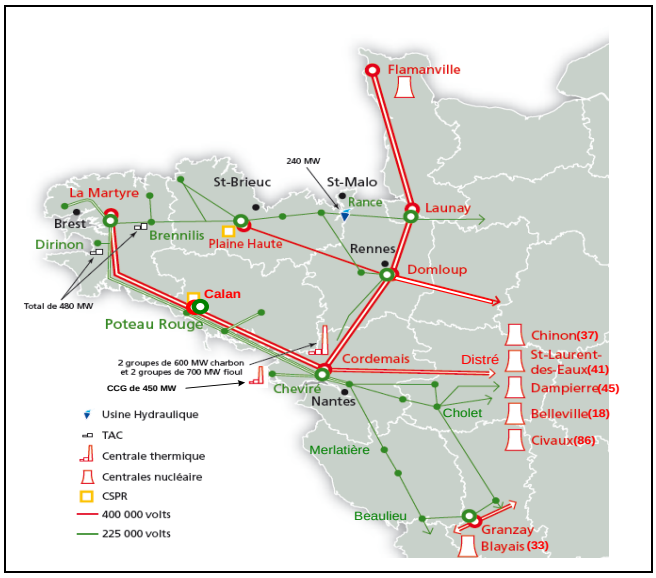
Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement

Les moyens de production situés en Bretagne ne fournissant qu'une très faible partie de l'électricité consommée dans la région (10,8 % en 2011), cette dernière est essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport. La puissance disponible sur le territoire national est mise à disposition de la région via un axe 400 kV double circuit aérien Launay – Domloup – Cordemais, décrivant un arc le long de la limite est de la Bretagne. Cet arc est solidement raccordé au réseau 400 kV national, par trois lignes à double circuit.

Ensuite, la répartition des transits d'électricité vers la Bretagne s'effectue via deux axes :

- au sud-Bretagne, depuis le poste de Cordemais (près de Nantes), d'où partent une ligne à double circuit 400 kV, un faisceau de deux lignes 225 kV en direction de St Nazaire et un faisceau de trois lignes en direction du nord-ouest vers Calan (Lorient) et La Martyre (Brest),
- au nord-Bretagne, essentiellement depuis le poste de Domloup (Rennes), à partir d'une ligne 400 kV à un seul circuit, sous-tendue par un réseau 225 kV issu des postes de Domloup et de Launay (Avranches).

Réseau et production actuels en Bretagne



Les mises en service en fin d'année 2010 de la centrale électrique à cycle combiné gaz à Montoir-de-Bretagne et du poste de transfomation 400 / 225 kV à Calan ont permis de contribuer à sécuriser l'alimentation du sud de la Bretagne à moyen terme. Ainsi, le phénomène de saturation du réseau 225 kV issu de Cordemais est résorbé pour une période d'une dizaine d'années.

Le réseau de transport d' électricité de la Bretagne reste toutefois exposé à une double fragilité :

- une fragilité globale sur l'ensemble de la région liée à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) du fait de l'éloignement des centres de production d'électricité et des lieux de consommation de celle-ci,

- une fragilité ciblée sur la partie nord recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et l'agglomération de St-Malo dont l'alimentation serait suspendue, en cas d'indisponibilité de l'axe à 400 kV Domloup - Plaine Haute.

Face à cette situation, et compte tenu des perspectives du parc de production breton, l'Etat a lancé le 27 juin 2011 un appel d'offres pour l'implantation d'une centrale électrique à cycle combiné gaz dans le nord-Finistère qui contribuera à limiter le risque de blackout sur la région.

Le 29 février 2012, le Gouvernement a sélectionné le projet porté par Direct Energie et Siemens d'installer sur la commune de Landivisiau d'ici le 1er octobre 2016 une centrale électrique d'une puissance de 450 MW environ.

Le raccordement électrique réalisé par RTE s'effectuera sur le poste existant de La Martyre, par une liaison souterraine (225 kV) d'environ 20 km à créer. La centrale doit être alimentée en gaz naturel par GRTgaz, au moyen d'une canalisation de 19 km environ, reliant le site de Landivisiau à la canalisation existante au niveau de la commune de Saint Urbain ou de Dirinon.

En complément de ce nouveau moyen de production d'électricité, et pour contenir les écroulements de tension, RTE a lancé un programme massif et rapide de moyens de compensation d'énergie réactive supplémentaires pour une capacité totale de 1 150 Mvar sur l'ensemble de la région d'ici 2013.

Enfin, faute de réalisation du projet de centrale à St-Brieuc, qui aurait permis de résorber les contraintes d'approvisionnement d'une grande partie du département des Côtes-d'Armor et des agglomérations de Saint-Malo et de Dinard, il est indispensable de procéder à un renforcement du réseau public de transport. Dans cette attente, la sécurité d'alimentation du nord-Bretagne restera préoccupante pour les hivers à venir.

Le filet de sécurité Bretagne

L'ensemble des actions de MDE et de développement de la production renouvelable retenues dans le « Pacte électrique breton » permettent de rééquilibrer la part d'électricité produite en Bretagne par rapport à sa consommation. Elles ne suffisent cependant pas à assurer la sécurité d'alimentation en électricité de la Bretagne malgré leur ambition et leur crédibilité. En particulier, le caractère intermittent des énergies éolienne et solaire ne permet pas de garantir le niveau de puissance nécessaire lors des périodes de froid.

L'évolution prévisible des moyens de production mobilisables existants et l'analyse de risque sur l'équilibre offre/demande de la région à court et moyen terme qui en découle, font craindre une aggravation de la situation de fragilité électrique déjà constatée. Dans ce contexte, il est apparu indispensable à l'ensemble des signataires du Pacte de formuler des orientations complémentaires sur l'aménagement des réseaux de transport, permettant d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique bretonne.

Le filet de sécurité est composé d'un ensemble de renforcements contribuant ensemble à la sécurisation du réseau électrique breton. Ces investissements sont illustrés et repérés (1, 2, 3, 4, 5) dans le schéma suivant :



Les premiers renforcements consistent à installer entre 2011 et 2013 des moyens de compensation répartis sur l'ensemble du territoire de la région Ouest (1) : des condensateurs dans des postes à 225 kV et deux Compensateurs Synchrones de Puissance Réactive (CSPR), aux postes de Domloup et de La Merlatière (Vendée), pour une capacité totale de 1 150 Mvar. Ces moyens de compensation, complétés par le raccordement du cycle combiné gaz au poste 225 kV de La Martyre en 2016 (5), redonneront une marge de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension de la Bretagne.

Pour limiter les risques de coupure sur le nord-Bretagne, les capacités de transformation 400/225 kV seront doublées au poste de Plaine-Haute (2) à l'horizon 2015 et un transformateur déphaseur sera installé au poste de Brennilis d'ici 2014 (3) pour augmenter les capacités de secours venant de l'ouest de la zone. Ces renforcements seront complétés par une solution plus structurante consistant en la création d'un nouvel axe 225 kV reliant les postes de Calan (près de Lorient) et de Plaine-Haute (région de Saint-Brieuc), desservant au passage le poste de Mur-de-Bretagne (4). Le contexte environnemental et sociétal oriente, en dépit des longueurs importantes, vers la technologie souterraine afin de favoriser une mise en service à l'horizon 2017. D'une longueur d'environ 80 km, cette liaison traversera le Morbihan (50 km) et les Côtes d'Armor (30 km) et permettra notamment de pallier la défaillance de l'axe 400 kV Domloup – Plaine-Haute en apportant une capacité de secours de plus de 450 MW au nord-Bretagne. Pour une meilleure régulation des flux, un transformateur-déphaseur sera installé au poste de Mûr-de-Bretagne. Avec les deux autres appareils de même type installés à La Rance et à Brennilis, il permettra de « piloter » la répartition des puissances transportées dans les lignes en fonction des situations d'exploitation rencontrées.

Les premières batteries de condensateurs, moyens de compensation nécessaires à la tenue de tension, ont été mises en service pour l'hiver 2011-2012 pour près de 500 Mvar.

L'année 2012 est consacrée à la concertation pour la recherche du meilleur fuseau de passage de la future liaison souterraine Lorient-St Brieuc et des études préparatoires sont en cours pour débuter les travaux dans les postes de Mûr de Bretagne et Brennilis dès 2013.

Par ailleurs, l'ensemble de ce dispositif permettra de créer une capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies électriques renouvelables dans le centre-Bretagne et contribuera à favoriser les possibilités de raccordement concernant l'éolien off-shore. En complément de ces renforcements, des travaux au poste 400 kV de Calan (entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, doublement de la capacité de transformation 400/225 kV du poste et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge) sont à l'étude. Ils permettront d'équilibrer d'ici 2020 les flux sur la pointe Bretagne et d'améliorer la sureté électrique de la zone.

A plus long terme

La sécurité d'alimentation de la région au-delà de 2020 devra être examinée en fonction des actions de MDE effectuées, de l'évolution de la consommation, du développement des énergies renouvelables et plus particulièrement en cas de non pérennisation de la production actuelle sur le site de Cordemais ou en l'absence d'une nouvelle production mobilisable sur la région permettant de combler ce déficit.

5.3.2 Le filet de sécurité PACA

Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement

Le Var, les Alpes-Maritimes et Monaco ne produisent que 10 % de l'électricité qu'ils consomment, et dépendent donc de la production acheminée depuis les départements voisins. L'alimentation électrique de l'Est PACA dépendait avant 2010 d'un seul axe à un circuit 400 kV et à un circuit 225 kV, situé au sud de la région. Cet axe, au départ de Tavel (Avignon), dessert les postes électriques de Réaltor (Marseille - Aix en Provence), Néoules (Toulon - Hyères), Trans (Draguignan - Saint Tropez - Fréjus), Biançon (Cannes - Grasse - Antibes) et Broc Carros (Nice - Menton).

Cette situation présentait plusieurs difficultés :

- cet axe sud arrivait à saturation aux heures de pointe, notamment en hiver aux heures de forte consommation, avec un risque d'écroulement de tension.
- En cas d'aléa touchant l'unique circuit à 400 kV qui desservait l'Est PACA (avarie technique, incendie de forêt…), l'ensemble du réseau à 225 kV n'était souvent plus en mesure d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone qui était de ce fait exposée à des risques de délestage.

Pour se prémunir de cette fragilité d'alimentation, la construction d'une ligne à 400 kV reliant les postes de Boutre et de Broc Carros avait été proposée par RTE. La Déclaration d'Utilité Publique (DUP) de ce projet ayant été annulée par le Conseil d'Etat en juillet 2006, RTE a proposé en 2008 :

- de réaliser rapidement une première phase de travaux palliatifs pour réduire les risques de coupure,
- de développer à terme un filet de sécurité pour limiter les risques de coupure dans la région.

La première phase de travaux

L'année 2010 a été marquée par la fin de la réalisation de la première phase des mesures qui concourent à optimiser le réseau existant d'alimentation de l'Est PACA. Ces investissements ont porté sur :

- le passage à deux circuits 400 kV de la totalité de l'axe double qui relie Néoules (Toulon) à Broc Carros (Nice). Ceci a permis une augmentation de la capacité de transport de l'axe sud de l'ordre de 30%.
- L'installation d'un transformateur-déphaseur sur la ligne 225 kV Boutre (Manosque) - Coudon, afin d'optimiser l'utilisation de cette ligne.
- L'installation de bancs de condensateurs supplémentaires dans les postes 225 kV pour améliorer le contrôle de la tension.

Ces mesures ont été efficaces pour passer l'hiver 2010-2011 : malgré des températures très basses, RTE n'a lancé qu'une seule alerte de modération de la consommation ECOWATT sur la période. En revanche, l'hiver 2011-2012 a été plus délicat à gérer avec le lancement de trois alertes Orange et une Rouge.

Par ailleurs, plusieurs sites de production sont installés ou en voie de l'être dans les Bouches-du-Rhône. RTE a adapté son réseau pour accueillir l'électricité produite par ces nouvelles centrales. Deux nouveaux postes électriques à 400 kV ont été mis en service pour desservir respectivement la zone industrielle de Ponteau-Lavéra et la zone industrielle de Fos-sur-Mer. L'Ouest de la région PACA verra ainsi son

approvisionnement en électricité assuré par la production locale et le réseau existant. D'un point de vue national, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle filière d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifiera à terme les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

Cependant, cette première étape des travaux ne change rien aux conséquences d'une avarie grave sur l'axe sud, désormais double à 400 kV, ou d'un incendie à proximité immédiate de cet axe, comme ceux connus en novembre 2008 et en juillet 2009 ayant entrainé des coupures d'alimentation très importantes. C'est pourquoi, RTE a retenu la stratégie dite du « filet de sécurité » à 225 kV pour renforcer le réseau et limiter les risques de coupure de l'Est PACA.

Le filet de sécurité PACA[48]

RTE s'est engagé à réaliser pour fin 2015 trois nouvelles liaisons souterraines à 225 kV. Elles constitueront des itinéraires « bis » pour l'électricité en cas de coupure de l' « autoroute » principale à 400 kV.

Ce nouvel investissement de RTE consiste à renforcer le maillage des lignes existantes en construisant les trois lignes souterraines à 225 kV suivantes :

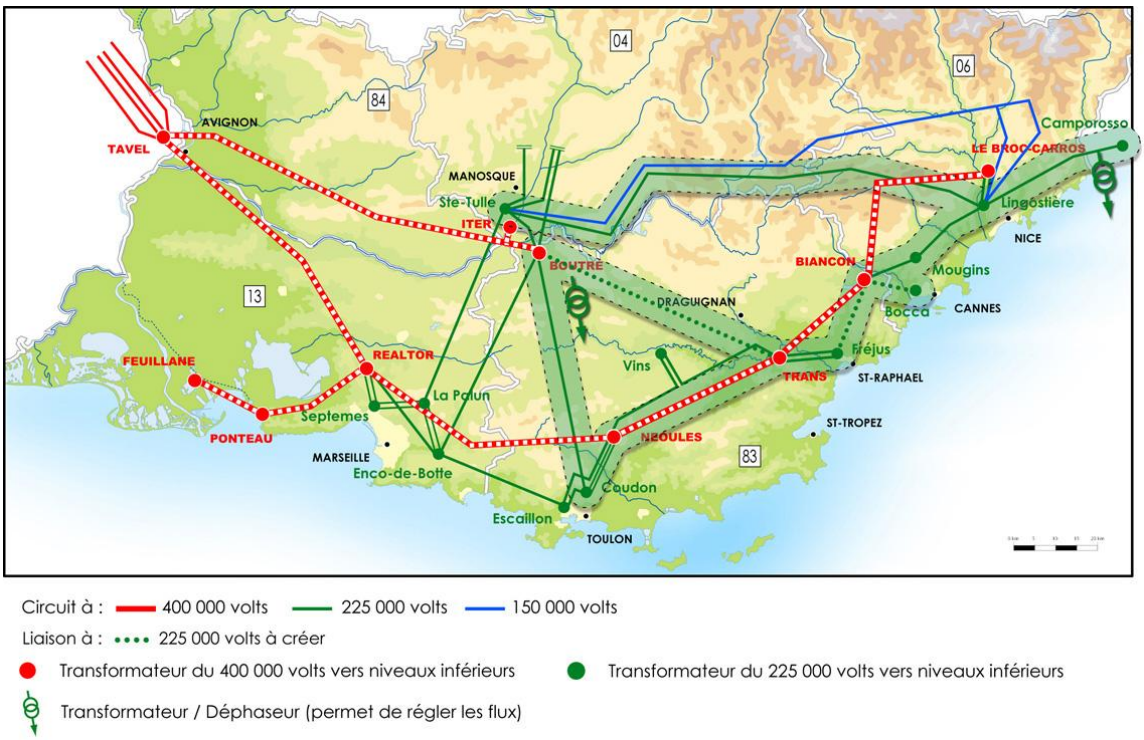
- une ligne entre Boutre (Manosque) et Trans-en-Provence (Draguignan) de 65 km,
- une ligne entre Fréjus et Biançon (Lac de St-Cassien) de 25 km,
- une ligne entre Biançon et La Bocca (Cannes) de 17 km.

Il faut noter que la réalisation d'une ligne à 225 kV alternatif en souterrain sur un linéaire de 65 km d'un seul tenant et à ce niveau de puissance constitue un véritable défi technique. Compte tenue de cette longueur, et pour améliorer la sûreté du système vis-à-vis de la tenue de tension, deux Selfs de 80 Mvar chacunes devront être installées aux postes 225 kV encadrant de Boutre et de Trans.

En complément de ces travaux, la ligne existante à 225 kV entre la France et l'Italie a d'ores et déjà été équipée en juin 2012 d'un transformateur-déphaseur de 440 MVA permettant de renforcer l'utilisation de cette ligne en secours mutuel entre les deux pays. Des travaux aux postes 400 kV de Tavel (augmentation de la tenue aux courants de court-circuit, remplacement de sectionneurs, et installation de disjoncteurs supplémentaires) et de Réaltor (installation d'un couplage, remplacement de disjoncteurs, et éloignement électrique des départs Ponteau 1 et 2) seront aussi engagés pour améliorer la sécurité d'alimentation de la zone d'ici 2016 en fiabilisant cet axe 400 kV.

La carte ci-après met en évidence les ouvrages du « filet de sécurité » à 225 kV : les 3 liaisons multiplient les alternatives de transit électrique quand l'axe à 400 kV est coupé.

[48] Pour plus d'informations sur le projet : www.filetsecuritepaca.rte-france.com



Le filet de sécurité 225 kV permettra d'éviter la mise hors tension totale de l'est de la région, en cas de perte simultanées des deux circuits électriques 400 kV de l'axe sud. Il va accroitre la capacité de transit du réseau électrique.

Mais la durée de l'efficacité de ce dispositif est liée à la mise en œuvre des deux autres composantes actées par l'Etat en même temps que le filet de sécurité PACA : la modération de la consommation d'électricité, en particulier lors de pointes de consommation, et le développement de production locale d'électricité notamment à partir d'énergie renouvelable. Plus les objectifs correspondant à ces deux axes portés par l'Etat et les Collectivités seront atteints, plus l'efficacité du filet de sécurité sera longue.

La Déclaration d'Utilité Publique du filet de sécurité PACA a été signée le 28 mars 2012 et les travaux ont commencé dès le mois de juin de la même année. Au plus fort du chantier, ce sont 7 entreprises et 80 à 120 personnes qui seront mobilisées pour ces travaux qui devraient s'achever d'ici mi 2015. La vitesse d'avancement devrait osciller entre 15 et 80 mètres / jour, selon l'environnement de travail, les difficultés techniques, les précautions environnementales à respecter et les aléas.

Une fois mis en service, le filet de sécurité placera la région Provence-Alpes-Côte d'Azur au même niveau de sûreté d'alimentation électrique que les autres régions françaises.

A plus long terme

Outre le filet de sécurité pour l'Est PACA, d'autres travaux structurants sont prévus dans la région.

En 2016, les besoins spécifiques de l'alimentation électrique du client ITER nécessiteront d'exploiter à 400 kV la liaison actuelle Boutre- Plan d'Orgon – Tavel exploitée jusqu'à présent à 225 kV, ce qui aura pour conséquence de supprimer l'injection 225 kV du poste de Plan d'Orgon raccordée sur cette ligne. Il sera alors nécessaire, à cette échéance, de reconstituer un point d'injection 400/225 kV pour l'alimentation du Vaucluse.

RTE envisage la création d'un échelon 400 kV au poste de Roquerousse, qui serait desservi par l'ensemble des lignes 400 kV qui alimentent la région et passent à proximité du site. Cet ouvrage permettrait de diminuer fortement la sensibilité de la région au risque d'incendie à proximité d'un axe 400 kV double au nord de ce poste. Si le besoin est avéré, une nouvelle liaison 400 kV pourrait permettre de sécuriser la partie restante entre Roquerousse et Réaltor.

5.3.3 Nord de la Champagne, Reims et Ardennes

Le réseau électrique régional est structuré autour d'un axe nord-sud reliant Charleville-Mézières à la région de Troyes via Reims et Châlons-en-Champagne : la ligne à 400 kV Lonny-Seuil-Vesle suivie de la ligne à 400 kV Mery-Vesle. Cet axe est particulièrement sollicité tant pour alimenter les grandes agglomérations et les sites industriels de la région que pour enlever la production régionale d'électricité. Il représente la principale ligne d'alimentation électrique d'un vaste territoire comptant près d'un million d'habitants et un important tissu économique.

Cet axe ancien entraine à l'avenir diverses fragilités d'alimentation régionale en électricité, essentiellement liées aux caractéristiques intrinsèques de l'ouvrage et à la structure du réseau électrique de la région et s'avère inadapté aux besoins du territoire. S'agissant de la sécurité d'alimentation, trois fragilités ont été identifiées :

- si la ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît une panne, le sud Ardennes, la Marne et le sud de l'Aisne risquent d'importantes coupures d'électricité (de 30 000 à 300 000 habitants selon les cas).
- La ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît de forts flux d'électricité ce qui entraîne des chutes de tension au poste de Vesle (Reims). Les conséquences peuvent aller de l'apparition de coupures dans l'alimentation de la région rémoise jusqu'à un black-out régional ou à plus large échelle.
- Cet axe électrique régional majeur est chaque année de plus en plus sollicité. Il est proche de sa limite de capacité lors de pointes de consommation hivernales. Pour éviter la surcharge prévisible à court terme, RTE serait conduit à couper des clients ou à limiter la production d'électricité.

Parallèlement, la croissance de la production d'électricité d'origine éolienne dans la région risque de congestionner cet axe. Demain, cet ouvrage de grand transport, très fortement sollicité, ne pourra plus assurer de manière fiable sa mission.

RTE propose ainsi de reconstruire à deux circuits 400 kV aériens la ligne Lonny-Seuil-Vesle. Cette solution permet de répondre de manière pérenne aux besoins des territoires et constitue une opportunité pour améliorer l'intégration dans l'environnement de l'ouvrage en recherchant un tracé prenant en compte les évolutions constatées depuis les années 1970 de l'occupation du territoire traversé.

En sécurisant et en renforçant le poste de Vesle d'ici à 2016, le réseau régional de transport d'électricité sera à la fois au rendez-vous et au cœur de la croissance économique de la région Champagne-Ardenne et sera un élément contributeur de la transition énergétique.

5.3.4 Projet « 2 Loires »

L'axe entre Le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Étienne concentre d'importants pôles urbains et industriels de la Haute-Loire et de la Loire. Sur le plan électrique, cette zone est alimentée par une ligne à 225 kV, qui accompagne depuis près de 70 ans le dynamisme industriel et économique de la région. Construite en 1941, cette ligne atteint aujourd'hui ses limites techniques.

Un territoire dynamique…

Le projet supporte les ambitions du territoire :

- développer les éco-activités : depuis longtemps déjà, les barrages du Massif Central assurent une production d'électricité « verte ». Dans la lignée du Grenelle de l'Environnement, cette production se diversifie : photovoltaïque, éolien et biomasse (filière bois-énergie). Le SRCAE Auvergne validé par le préfet de région le 20 juillet 2012 confirme le fort développement de la production d'électricité éolienne sur ce secteur. Le réseau électrique doit être en capacité d'accueillir cette nouvelle énergie produite régionalement pour la transporter vers les centres de consommation.
- Accueillir de nouveaux habitants : d'ici à 2030, le sud du département de la Loire et l'Yssingelais se préparent à accueillir respectivement 50 000 et 20 000 habitants supplémentaires. Cette ambition va de pair avec des besoins accrus en électricité.
- Conforter l'attractivité économique : l'est du Massif Central accueille de nombreuses entreprises commerciales et industrielles (plasturgie, mécanique, agro-alimentaire…). La compétitivité et l'attractivité du territoire passent par une alimentation électrique fiabilisée.

… alimenté par un axe électrique vieillissant

Les territoires du sud Auvergne sont principalement alimentés par une ligne à 225 kV. Cette ligne construite en 1941 arrive en limite de ses capacités. Bientôt, elle ne suffira plus à transporter l'électricité nécessaire pour accompagner le développement des territoires.

L'alimentation électrique doit être sécurisée : si cette liaison unique est interrompue, tout le réseau du Massif Central en sera affecté. Plusieurs centaines de milliers de clients pourraient être privés d'électricité.

La solidarité énergétique doit être confortée : en permettant le passage du courant dans le sens ouest-est mais aussi est-ouest, cette ligne est la seule à assurer un rôle de secours mutuel entre les grandes agglomérations du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne. Si ce lien est rompu, chaque territoire se trouvera fragilisé.

Le projet 2 Loires : reconstruire la ligne existante en améliorant son tracé

Remplacer la ligne existante par une nouvelle ligne à deux circuits de plus grande capacité en adaptant son tracé aux évolutions en cours sur le territoire : c'est le projet mis à la concertation sous l'égide des préfets des deux départements.

La future ligne sera raccordée d'ici à 2017 aux postes électriques de Pratclaux, Sanssac, Trévas et Rivière afin d'alimenter en électricité tous les territoires traversés. Une fois la ligne construite :

- la fiabilité de l'alimentation électrique de la zone sera renforcée par la présence de deux circuits au lieu d'un seul ;
- la solidarité énergétique entre les trois bassins de vie du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne continuera à être assurée ;
- l'accueil d'activités de nouvelles productions d'énergie renouvelable - en cohérence avec la vocation historique du territoire (énergie hydraulique) - sera rendu possible ;
- l'ancien ouvrage sera supprimé.

Le projet est actuellement en phase d'instruction administrative de la Déclaration d'Utilité Publique pour un commencement des travaux prévisible en 2014.

5.3.5 Haute-Durance

En 2009, RTE a réalisé en association avec les acteurs du territoire un diagnostic énergétique pour pouvoir accompagner le développement de la haute vallée de la Durance, qui s'étend de l'est de Gap au droit du lac de Serre-Ponçon à Briançon. Principal constat : le réseau électrique n'est plus adapté aux besoins futurs de la Haute-Durance. La haute vallée de la Durance est en effet un espace dynamique où les projets se développent. Elle présente une spécificité forte : un afflux de fréquentation touristique durant les périodes hivernales générant une évolution à la hausse de la pointe de consommation caractéristique des stations de ski qui se situe la nuit en hiver.

Or, l'alimentation électrique de ce territoire repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV ancienne, qui montre logiquement des signes de vieillissement et n'est plus adaptée aux enjeux énergétiques du territoire pour le XXIème siècle. La situation de la Haute-Durance est d'ores et déjà fragile lors du pic de consommation d'électricité en hiver.

Aujourd'hui, le réseau de la Haute-Durance, structuré autour de l'ancienne ligne à 150 kV, est capable de transporter jusqu'à 220 MW d'électricité. Le diagnostic énergétique partagé entre les acteurs du territoire montre que cette limite pourrait être atteinte dès 2016, les besoins du territoire étant estimés à 250 MW à l'horizon 2020.

Les résultats du diagnostic énergétique de la Haute-Durance montrent une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 70 à 80 MW d'ici à 2020. Mais la mise en œuvre, dans le même temps, par les collectivités et l'Etat de mesures d'incitation et de soutien aux économies d'énergie pourrait permettre de minorer de 20 à 30 MW cette croissance de la consommation. RTE a donc opté pour un scénario sobre en consommation énergétique pour dimensionner son futur réseau.

- Pour tenir compte de ces évolutions prévisibles des besoins électriques du territoire, RTE a conçu un plan d'adaptation progressive du réseau décliné en six projets. Ils seront réalisés les uns après les autres en fonction des besoins avérés du territoire.
- Ces projets consistent à créer un réseau à 225 kV en remplacement du réseau à 150 kV actuel afin de transporter l'électricité nécessaire au territoire, et à rénover le réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement). Ceci se faisant en réutilisant au mieux les couloirs existants afin de préserver, et si possible améliorer, l'environnement de la Haute-Durance.
- La mise en service de l'ensemble des projets à l'horizon 2020 permettra de plus la suppression du dernier tronçon de la ligne à 150 kV entre Serre-Barbin (Le Monêtier-les-Bains) et Valloire en Maurienne. Le bilan environnemental global du projet apparaît positif puisqu'il conduira à diminuer la longueur du réseau aérien de la zone de plus de 100 km.
- L'ensemble de cette adaptation du réseau de la Haute-Durance devra être mis en service d'ici 2020.

En 2011 et au début 2012, l'Etat a validé l'ensemble des projets et des fuseaux de moindre impacts des réseaux aériens et souterrains et a demandé à RTE de mettre à l'instruction administrative les dossiers de DUP. Les premières enquêtes publiques sont prévues fin 2012 pour l'obtention des DUP courant 2013

5.3.6 Sud des Pays de la Loire

Un territoire particulièrement attractif

De Nantes à Cholet et La Roche-sur-Yon, le sud des Pays de la Loire connait une importante croissance démographique. La consommation d'électricité augmente en conséquence. RTE doit adapter le réseau à très haute tension régional pour garantir l'alimentation électrique et accompagner le développement des territoires.

Avec 3,6 millions d'habitants, la région Pays de la Loire est désormais la 5ème région la plus peuplée de France. Depuis la fin des années 90, elle accueille plus de 30 000 nouveaux habitants chaque année (+0,9 % par an entre 1999 et 2006 selon l'Insee). Le sud de cette région entre Nantes, Cholet et La Roche-sur-Yon connaît les progressions parmi les plus impressionnantes.

Très logiquement, la consommation d'électricité augmente sensiblement dans la région qui connait une progression plus forte que la moyenne nationale.

Un réseau proche de la saturation

Premier constat, les lignes existantes à 400 kV contournent le sud des Pays de la Loire en reliant Niort, Saumur et Nantes sans desservir le cœur de ce territoire.

Conséquence, l'électricité nécessaire aux habitants et entreprises du sud des Pays de la Loire passe par le réseau à 225 kV. Ce réseau de « routes nationales » est d'ores et déjà fortement sollicité alors que le territoire poursuit sa croissance démographique. Ainsi, notamment en hiver, le réseau électrique du sud des Pays de la Loire est proche de la saturation.

La situation est telle qu'il est désormais très difficile de se passer d'une des lignes du réseau, en cas de panne ou pour simples travaux de maintenance par exemple. En effet, lorsqu'une ligne est hors service, l'électricité transite par les lignes voisines. Déjà très sollicitées, elles risquent d'être immédiatement en surcharge. Des coupures préventives (délestages) peuvent s'avérer nécessaires.

Les principes de renforcements proposés

Pour garantir durablement l'alimentation électrique du sud des Pays de la Loire, RTE préconise d'agir d'ici 2015 :

- sur le réseau à 400 kV en créant une nouvelle injection au cœur des Mauges,
- sur le réseau à 225 kV en le renforçant à certains endroits stratégiques.

Cette action à double détente permet :

- de sécuriser l'alimentation des Mauges et du Choletais par la création d'un nouveau poste 400 / 225 kV et de sa liaison sur le poste des Mauges,
- de sécuriser l'alimentation de la Vendée par une nouvelle ligne 225 kV entre les postes de Recouvrance (Clisson) et Merlatière (La Roche-sur-Yon).

En renforçant le maillage du réseau 225 kV à partir d'une nouvelle injection à 400 kV, RTE apporte une réponse globale et durable aux besoins en électricité du sud des Pays de la Loire.

La demande de déclaration d'utilité publique pour le nouveau poste 400/225 kV et sa liaison sur le poste des Mauges a été déposée en octobre 2011. Celle pour la liaison 225 kV entre les postes de Recouvrance et de Merlatière a été déposée en mai 2012.

5.3.7 22 projets de sécurisation de l'alimentation électrique de grandes agglomérations et territoires dynamiques

Les projets de sécurisation couvrent un spectre très vaste en termes de consistance : les renforcements consistent souvent à renforcer la capacité des postes électriques en y adjoignant un nouvel appareil de transformation[49]. Dans certains cas, il peut être nécessaire de créer un nouveau poste d'injection 400 kV avec un échelon de transformation vers les réseaux de répartition régionaux. La sécurisation des grandes agglomérations peut exiger de substituer au réseau de répartition 63 kV ou 90 kV existant et vieillissant un réseau plus puissant, généralement en 225 kV.

Chaque projet de sécurisation est unique et consiste souvent en une combinaison de solutions élémentaires. Il est donc réducteur de regrouper plusieurs projets selon la classification ci-dessous. Elle permet cependant de mieux identifier où et comment porteront les efforts à réaliser dans la décennie à venir.

La liste ci-dessous ne peut être exhaustive compte tenu des incertitudes qui marquent l'évolution de la consommation de certains territoires à l'horizon 2020. Ainsi d'autres zones devront sans doute voir dans les années à venir leur réseau d'alimentation renforcé pour répondre à la croissance de la demande d'électricité, et ce à toutes échelles. On pressent ainsi par exemple que ce sera le cas de l'Ile-de-France, avec le développement du Grand Paris avec ses pôles d'activité et la création de nouvelles lignes de métro régionales ; mais aussi du sud du département du Morbihan, avec la zone côtière et très touristique située autour de la presqu'île de Quiberon, où un renforcement de transformation sera probablement nécessaire, associé à une restructuration du réseau sous-jacent. L'évolution de la consommation électrique des départements du Lot, du Lot et Garonne et de la Dordogne seront à surveiller, avec un éventuel besoin de création de nouveaux points d'injection 400/225 kV au croisement de ligne existantes au-delà de 2020.

Renforcer les transformations des postes existants

Au-delà des renforcements évoqués précédemment, RTE prévoit dans la décennie à venir de renforcer la transformation au sein d'une dizaine de postes vitaux pour les territoires qu'ils desservent :

- La croissance de la consommation de **l'Aude** rend nécessaire en 2013 l'ajout d'un deuxième transformateur 400/63 kV de 150 MVA au poste Issel.
- L'évolution de la consommation du **sud de la Seine et Marne** rend nécessaire en 2014 l'ajout d'un transformateur 400/225 kV de 300 MVA au poste du Chesnoy en complément des deux appareils de 600 MVA existants.
- **L'agglomération de Nantes et le Pays de Retz** sont principalement alimentés par trois postes 225/63 kV situés au sud et à l'est. Cette configuration entraine à terme une saturation des lignes 63 kV ou des transformateurs 225/63 kV issus de ces postes. A l'horizon 2015 est proposée la création de l'échelon 225 kV au poste existant de Brains, assortie de la reconstruction de deux lignes 63 kV ; et à l'horizon 2016, la création d'un nouveau poste 225/63 kV au nord-ouest de Nantes, équipé d'un transformateur de 170 MVA et accompagné de deux nouvelles liaisons 63 kV.
- Pour sécuriser l'alimentation électrique du **nord de l'Ille-et-Vilaine**, un poste 225/90 kV sera créé en 2016 et alimenté par la ligne 225 kV Belle Epine - Rance.
- La croissance de la consommation de l'**agglomération de Tours** rend nécessaire en 2014 l'ajout d'un troisième transformateur 400/90 kV de 240 MVA au poste de Larçay.
- La croissance de la consommation de Bourges et du **nord de l'Indre**, renforcée par la mise en service du poste 225/90 kV de Saint Cyr en Val (sud d'Orléans) en 2013, rend nécessaire la même année le remplacement de l'unique autotransformateur de 300 MVA du poste de Marmagne par un appareil neuf plus puissant de 600 MVA.

[49] Un transformateur permet de transférer l'électricité entre les niveaux de tension du réseau, en l'occurrence des plus hauts vers les plus bas, pour la répartir aux réseaux de distribution et grands sites industriels.

- **L'agglomération clermontoise** est alimentée par une boucle 225 kV qui prend appui sur les deux postes 400 kV de Bayet et Rulhat équipés de respectivement trois et deux transformateurs de 300 MVA. Les risques de surcharge conduisent à l'installation d'ici 2014 d'un transformateur 400/225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV à Rulhat, associés au passage à une exploitation à 400 kV du terne exploité actuellement en 225 kV de la liaison double ternes Bayet - Rulhat. Cette liaison était prévue à sa construction pour être exploitée à ce niveau de tension. En complément, la croissance de la consommation de l'agglomération sera accompagnée par la création d'une injection 225/63 kV au poste de Sarre avec une liaison à 225 kV venant de Malintrat.
- **Le pays de Gex et les environs de Bellegarde sur Valserine** connaissent une croissance démographique soutenue et la puissance livrée devrait progresser de 2,8% par an pour atteindre 180 MW en hiver 2014/2015, voire plus de 200 MW par grand froid. L'alimentation repose sur deux transformateurs de 100 MVA (au poste d'Arlod) et 150 MVA (au poste de Bois-Tollot). Un deuxième transformateur 400/63 kV de 150 MVA et un couplage 63 kV seront ajoutés à Bois Tollot en 2014. Cette solution pérennise le bouclage avec les réseaux du Jura et de Haute-Savoie offrant secours mutuel et moindres pertes en ligne.
- En 2017, la transformation du poste d'Albertville (trois transformateurs 400/225 kV : deux de 600 MVA, un de 300 MVA) ne pourra faire face en cas d'avarie à la forte augmentation des consommations de la **Savoie**, tirée par la croissance des besoins en électricité des stations de ski. L'ancien appareil de 300 MVA sera donc remplacé par un appareil neuf plus puissant de 600 MVA d'ici à 2016.

Créer de nouveaux postes d'injection 400 kV

Avec les postes de Plan d'Orgon (cf. § 5.3.2) et des Mauges (cf. § 5.3.6), RTE prévoit la création de huit nouveaux postes 400 kV dans la décennie à venir :

- Pour pallier les conséquences d'une indisponibilité en hiver d'une des deux liaisons 225 kV qui alimentent le poste de Laval, qui dessert toute la **Mayenne**, le nouveau poste d'Oudon, à l'extrémité sud du projet **Cotentin - Maine**, sera équipé d'un transformateur de 600 MVA et une troisième liaison d'alimentation 225 kV de 20 km environ sera réalisée entre les postes de Laval et Oudon. La mise en service de ce renforcement est prévue pour 2014.
- La capacité de transformation des postes 400 / 90 kV de la **Manche** est insuffisante et doit être renforcée. Le renforcement de la transformation au poste de Terrette (situé au nord-ouest de Saint-Lô) ne constitue pas une solution satisfaisante. D'une part, la structure du poste de Terrette ne permet pas de renforcer sa capacité de transformation et d'autre part, la croissance de la charge concerne essentiellement le sud et le centre du département. Le renforcement de la transformation dans la zone de Périers est alors le plus naturel à envisager du point de vue de la localisation des charges et un transformateur de 240 MVA a donc été installé en 2012 dans le nouveau poste de Taute, poste amont du projet **Cotentin - Maine.** Un deuxième appareil de 240 MVA lui sera adjoint à l'horizon 2020 si l'évolution des charges le nécessite.
- **L'ouest amiénois**, 500 000 habitants, voit tant sa consommation croître que se développer les énergies renouvelables. Il n'est desservi que par le poste 400 kV d'Argœuves et les deux postes 225 kV de Beauchamps et de Blocaux, alimentés chacun par une seule liaison 225 kV. RTE préconise d'ici 2015 de créer un poste 400/225 kV sur la ligne 400 kV qui relie Penly à Argœuves et de boucler le réseau 225 kV entre ce nouveau poste et le poste de Blocaux. Compte tenu des zones protégées du point de vue environnemental (création notamment du PNR Picardie Maritime), des enjeux paysages codifiés par les services de l'Etat et les collectivités concernées, et des délais, ce nouvel axe 225 kV sera réalisé en câbles souterrains.
- **Le sud de la Vienne, le sud-est des Deux-Sèvres et le nord de la Charente** sont alimentés par deux longues files de liaisons aériennes à 90 kV (de 100 et 130 km) qui se croisent au sud de Poitiers. La croissance de la consommation du territoire conduit à des risques de saturation de ces files et des transformateurs qui les alimentent, ainsi que de tension trop faible. RTE propose d'ici

2016 de créer le poste 400 kV de Rom sur l'axe Valdivienne-Granzay et à proximité le poste 90 kV d'étoilement du Laitier, à l'intersection des files à 90 kV et d'alimenter celui-ci par celui-là.

- **L'agglomération de Toulouse** est dynamique et connait une croissance soutenue de sa consommation d'électricité (environ 2,5 % par an au cours de la période 2000-2010). En complément du renforcement de la transformation de postes HTB1 de l'est de l'agglomération et de la création d'un échelon à 225 kV au poste de Lafourguette alimenté depuis le poste de Portet St Simon par une liaison souterraine à 225 kV, RTE propose d'ici la fin de la décennie la création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cazaril-Verfeil 400 kV et des lignes 225 kV acheminant la production hydraulique des Pyrénées vers le poste de Portet St-Simon. Ce renforcement permettra de rééquilibrer l'alimentation de Toulouse par une troisième injection de puissance au sud.
- **L'alimentation de l'est de la Seine-et-Marne** s'appuie aujourd'hui sur le poste 225/63 kV des Fosses. Une nouvelle injection par l'intermédiaire d'un poste 400 kV créé sur la ligne Méry-Chesnoy à proximité immédiate du poste 63 kV des Ormes, avec un transformateur de 240 MVA permettra de sécuriser l'alimentation de la zone et de déposer l'ancienne ligne 63 kV qui relie les postes du Chesnoy et des Ormes. La mise en service de ces ouvrages est prévue à l'horizon 2020.

Renforcer les réseaux d'alimentation électrique des agglomérations

Les grands projets 225 kV de plus de 60 km ne sont pas les seuls structurants, bien que plus complexes à réaliser que des projets intéressant des territoires moins vastes. Ces derniers n'en sont pas moins importants. On peut en recenser cinq emblématiques dans la décennie à venir :

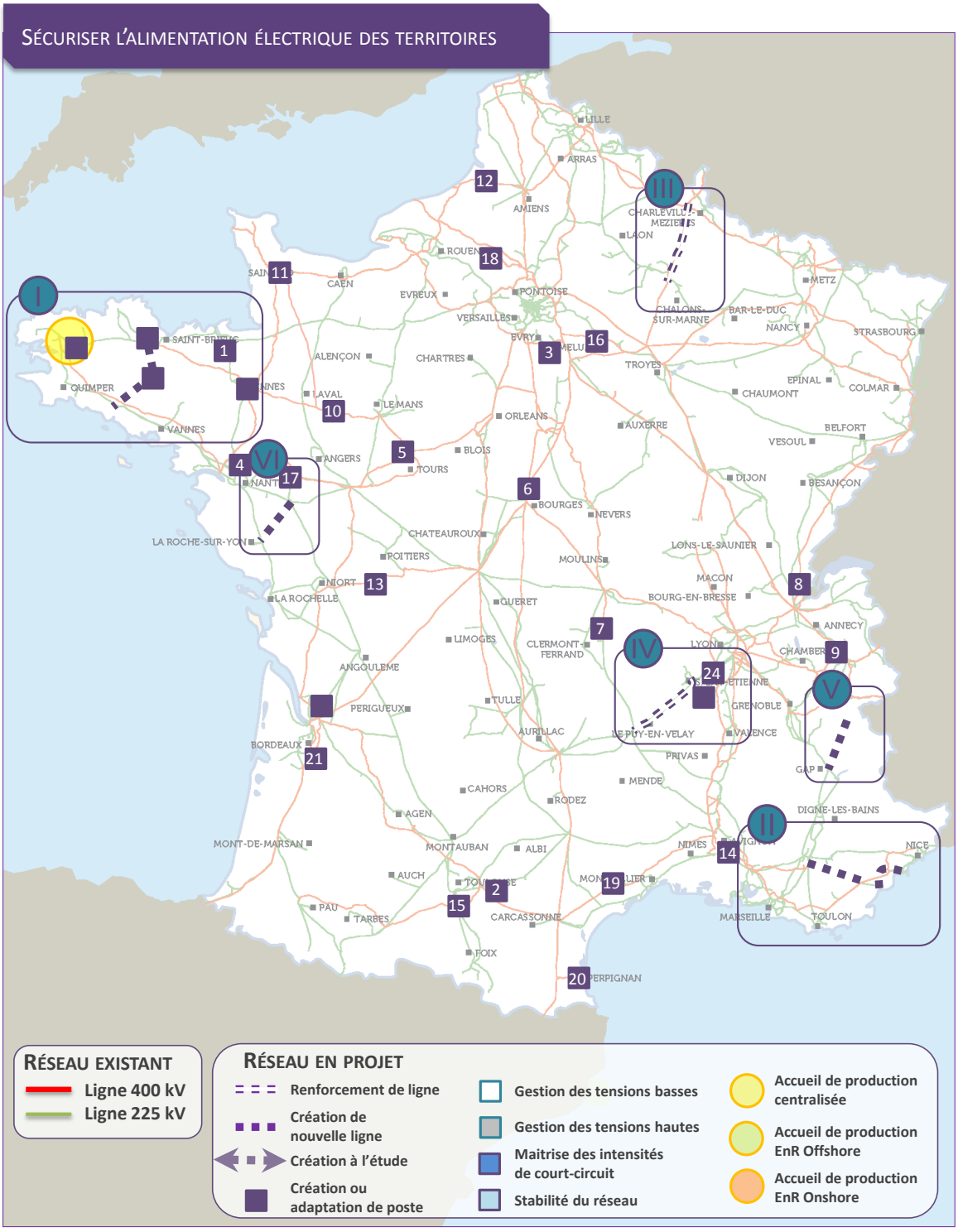
- Un deuxième circuit d'alimentation du poste 225 kV de Patis, qui dessert **l'agglomération de Beauvais** sera réalisé d'ici 2013, en exploitant en 225 kV l'une des deux liaisons actuellement en 63 kV entre les postes de Remise et de Patis (construites en 1983 et exploitable en technique 225 kV). Ce renforcement s'accompagne de l'installation d'un transformateur 400/225 kV de 300 MVA au poste 400 kV de Remise et de la mise en œuvre d'un couplage au poste de Patis 225 kV pour sécuriser l'alimentation de ce poste. RTE pourra ensuite procéder à la dépose des 58 km de deux lignes vétustes à 63 kV issues des postes de Carrières et de Rantigny, une fois l'alimentation du poste source de St Sépulcre passée de 63 à 225 kV.
- **Montpellier** est la première agglomération du Languedoc-Roussillon, au centre d'une aire urbaine de plus de 500 000 habitants. Son dynamisme démographique et économique s'est traduit par une croissance de sa consommation électrique (3 % par an au cours de la période 2000-2010). La zone alimentée depuis le poste 225/63 kV de Quatre Seigneurs au nord de l'agglomération a déjà nécessité l'installation de trois transformateurs 225/20 kV dont deux entre 2007 et 2009. Une nouvelle liaison 225 kV souterraine est prévue entre les postes de Quatre Seigneurs et Saumade en 2014. L'installation d'un appareil de couplage et d'un sectionnement de barres au poste de Tamareau 400 kV complète le dispositif.
- **L'agglomération de Perpignan** (Préfecture du département des Pyrénées-Orientales) se place au second rang de la région Languedoc-Roussillon avec près de 300 000 habitants. D'ici à 2016, la transformation du poste de 400/225/63 kV Baixas et le réseau 63 kV qui desservent la ville doivent être renforcés pour assurer la continuité d'alimentation en hiver. RTE propose d'ici 2016 la création d'un échelon 225 kV au poste de Mas Bruno alimenté par une double liaison souterraine à créer depuis Baixas 225 kV, l'installation d'un transformateur 400/225 kV à Baixas ainsi que la création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany alimenté par une liaison souterraine 225 kV depuis Mas Bruno.
- **L'agglomération de Bordeaux** est très attractive avec la nouvelle LGV prévue en 2016 et de grands projets d'aménagement comme Euratlantique. Hors grande industrie située sur l'agglomération (automobile, chimie, papier), la croissance de la consommation d'électricité est soutenue (supérieure à 2 % par an sur la période 2000-2010) . Après la mise en service en 2012,

d'un transformateur 400/225 kV de 600 MVA au poste de Marquis, un certain nombre de renforcements sont nécessaires d'ici à 2016 pour assurer la continuité d'alimentation en hiver :

- en 2013, le renforcement de la capacité de transformation du poste 225 kV de Pessac et l'installation d'un transformateur déphaseur au poste 225 kV de Bacalan ;
- en 2014, la mise en service d'un transformateur 400/225 kV de 600 MVA au poste de Saucats ;
- la création en 2015 d'une liaison entre les postes 225 kV de Bruges et de Marquis, destinée à garantir l'alimentation de l'ouest bordelais, le réaménagement du poste 225 kV de Pessac pour rendre moins sensibles les ouvrages d'alimentation de l'agglomération aux flux interrégionaux ainsi que le renforcement de la capacité de transformation du poste 225 kV de Floirac.

- La plaine du Forez, au nord de **l'agglomération de Saint Etienne**, est un des principaux pôles d'activité de l'agglomération et connaît un fort développement. Le réseau 63kV qui alimente la zone fait face à de nombreuses contraintes thermiques, associées à des contraintes de tension. La création d'une injection 225/63 kV au poste de Feurs, associée à la création d'une liaison 225 kV entre Feurs et Volvon, constitue un renforcement structurant qui doit permettre, d'ici 2016, de résoudre ces contraintes.

SÉCURISER L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DES TERRITOIRES



I Sécurisation électrique de la Bretagne

II Filet de sécurité PACA

III Nord de la Champagne Reims & Ardennes

IV 2 Loires

V Haute Durance

VI Sud des Pays de la Loire

PROJETS DE SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE GRANDES AGGLOMÉRATIONS ET TERRITOIRES DYNAMIQUES

Renforcer les transformations des postes existants

1 – Nord de l'Ille-et-Vilaine
2 - Aude
3 - Sud de la Seine-et-Marne
4 – Agglomération de Nantes et Pays de Retz
5 – Agglomération de Tours
6 – Nord de l'Indre
7 – Agglomération Clermontoise
8 – Pays de Gex, environs de Bellegarde sur Valserine
9 – Savoie

Créer de nouveaux postes d'injection 400 kV

10 – Mayenne
11 - Cotentin
12 – Ouest Amiénois
13 – Sud Vienne ; sud-est deux sèvres ; nord Charente
14 – Vaucluse
15 – Agglomération de Toulouse
16 – Est de le Seine-et-Marne
17 – Sud des Pays-de-la-Loire

Renforcer les réseaux d'alimentation électrique des agglomérations

18 – Beauvais
19 – Montpellier
20 – Perpignan
21 – Bordeaux
22 –Saint-Etienne

5.4 Accueillir la production

Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage du réseau de transport d'électricité, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil ». Cette anticipation s'appuie sur l'expérience retirée des demandes des producteurs eux-mêmes et sur les dispositions réglementaires et légales, notamment la loi Grenelle II, s'agissant des énergies renouvelables.

Les délais de mise en œuvre des renforcements de réseau sont plus longs que les délais de réalisation des moyens de production. Il est donc nécessaire de correctement prévoir et d'engager dès à présent des renforcements adaptés, pour éviter que les installations de production ne fassent l'objet de limitations.

Les zones favorables à l'implantation de centrales thermiques, de fermes éoliennes offshore ou d'énergies renouvelables plus diffuses reflètent les caractéristiques propres à chacune de ces technologies. Ce chapitre est donc découpé assez naturellement en fonction des technologies de production.

Sans préjudice d'installation possible en de nombreux points du territoire, on peut souligner un certain tropisme de nombre de moyens de production de demain vers les façades maritimes, en France comme dans le reste de l'Europe : les centrales thermiques y trouvent une source froide et les ports sont des points d'entrée des combustibles fossiles ; les rivages sont propices au développement d'éolien offshore et à plus long terme d'autres énergies marines. Les côtes françaises, particulièrement celles de la Manche, sont proches des grands centres urbains européens. RTE envisage donc les différentes possibilités d'accueillir la production de demain en proposant des solutions de développement autant que possible évolutives.

5.4.1 Accompagner le développement des énergies offshore

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France - issu du Grenelle de l'environnement et présenté le 17 novembre 2008 – vise, en cohérence avec le paquet « énergie-climat », à augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) la production annuelle d'énergies renouvelables. Cet objectif permettra de porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de la consommation d'électricité finale d'ici à 2020 comme inscrit dans la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Ce plan, décliné par le Grenelle de la mer, prévoit le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

Au printemps 2009, le Gouvernement a engagé une concertation afin de définir, pour chaque façade maritime, les zones propices au développement de l'éolien offshore. Dans un premier temps, cinq zones ont été retenues en Manche et dans l'Atlantique :

- Dieppe-Le Tréport (Seine-Maritime) ;
- Fécamp (Seine-Maritime) ;
- Courseulles-sur-Mer (Calvados) ;
- Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor) ;
- Saint-Nazaire (Loire-Atlantique).

C'est sur ces cinq zones qu'a été lancé mi-2011, le **premier appel d'offres**[50] pour une puissance totale installée de 3 000 MW. Cette sélection a tenu compte des conditions maritimes (profondeur, vitesse du vent…), des usages de la mer (plus spécifiquement celles des professionnels de la mer) mais aussi des aspects relatifs à l'insertion dans le réseau électrique des futures unités de production. L'appel d'offre devait permettre d'ériger de 500 à 600 éoliennes au large des côtes françaises qui produiraient de l'électricité équivalant à la consommation de 1,75 % de la population. Les candidats avaient jusqu'au 11 janvier 2012 pour transmettre leurs dossiers à la CRE. Les lauréats ont été désignés en avril 2012. Seules quatre zones sur les cinq ont été attribuées pour une puissance totale installée de 1 928 MW (cf ci-

[50] Appel d'offre publié le 11 juillet 2011 sur le site de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

dessous). A l'issue d'une étape de « levée des risques » obligatoire allant jusqu'à octobre 2013, ils devront confirmer la faisabilité du projet. Les installations seront alors construites progressivement à partir de 2016. RTE se voit confier la conception et la réalisation des raccordements qui représentent un enjeu d'environ 800 millions d'euros, dans le cadre d'un projet d'investissements de production de l'ordre de 8 milliards d'euros.

1ER APPEL D'OFFRE - Quatre zones retenues :

Fécamp (Seine-Maritime) – 88 km² : puissance de 498 MW attribuée au consortium Eolien Maritime France

Courseulles-sur-Mer (Calvados) – 77 km² : puissance de 450 MW attribuée au consortium Eolien Maritime France

Saint-Brieuc (Côtes d'Armor) – 180 km² : puissance de 500 MW attribuée au consortium Ailes Marines

Saint-Nazaire (Loire Atlantique) – 78 km² : puissance de 480 MW attribuée au consortium Eolien Maritime France

Une zone déclarée sans suite :

Le Tréport (Seine-Maritime-Somme) – 110 km² : puissance maximale 750 MW, puissance minimale 600 MW.

Ce projet constitue un enjeu stratégique pour RTE en permettant d'accroître son savoir-faire sur un secteur en plein essor, notamment dans la perspective du **développement d'un réseau européen offshore maillé**. RTE a d'ores et déjà développé des relations fructueuses avec ses homologues européens sur ces questions, notamment en Allemagne, dans les îles britanniques ou les pays scandinaves. En outre, RTE a signé le 3/12/2010, avec plusieurs gestionnaires de réseau de transport, un protocole d'accord qui va dans ce sens : la *North Seas Countries Offshore Grid Initiative*. Son objectif est de favoriser l'accueil de la production éolienne dans les mers du nord de l'Europe et de poser les bases du développement coordonné d'un réseau sous marin interconnecté avec le réseau terrestre.

L'enjeu est en effet très important : tout d'abord, la loi Grenelle II prévoit le développement d'un total de 6 GW offshore le long des côtes françaises. Au-delà, la zone comprise entre le Cotentin et la Bretagne constitue le deuxième plus grand **gisement de production hydrolienne** d'Europe après celui de mer d'Irlande, de l'ordre de 10 GW. Enfin, un réseau sous-marin sera incontournable à l'horizon 2030 pour permettre l'approvisionnement en énergies renouvelables et la solidarité du système électrique européen.

Un second appel d'offre lancé fin 2012 devrait proposer les zones du littoral français du Tréport et de Noirmoutier pour l'accueil de nouvelles installations.

5.4.2 Développer les énergies renouvelables dans l'hexagone

La dynamique du développement des énergies renouvelables sur le territoire conduit RTE à faire évoluer son réseau et à anticiper la création de nouvelles zones d'accueil, dont la consistance est ajustée aux perspectives de chaque région. Cette démarche est d'ailleurs confortée avec l'élaboration en cours des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER) lorsque les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) sont validés. (cf. encart SRCAE-S3RER au chapitre 4)

Développement de l'éolien terrestre

La France possède le deuxième gisement éolien en Europe, après la Grande-Bretagne. Sa puissance raccordée de plus de 6 700 MW début 2012 (pour une production 2011 de 12,1 TWh) la place en quatrième position au niveau Européen derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie.

Le parc éolien terrestre devrait continuer à se développer au rythme moyen actuel, de l'ordre de 1 GW / an. Bien que certains gros projets puissent nécessiter un raccordement direct au réseau de transport (notamment en Champagne-Ardenne), les raccordements des fermes éoliennes continueront de s'opérer essentiellement sur les réseaux de distribution.

Pour autant, afin de permettre l'acheminement de cette production vers les villes consommatrices, d'importants renforcements et adaptations du réseau de transport sont envisagés, plus particulièrement dans le nord et l'est de la France ainsi que dans le sud de l'Aveyron. Ceux-ci contribuent à l'objectif fixé par la loi de raccordement de 19 000 MW de production éolienne terrestre d'ici 2020.

Enlever la production éolienne en Champagne-Ardenne

Les objectifs éoliens qui devraient ressortir du projet de SRCAE Champagne-Ardenne nécessiteront probablement le renforcement de la structure du réseau national de cette région.

Entre les villes de Reims et de Charleville-Mézières, la production éolienne attendue risque de ne pas pouvoir être entièrement transportée sur le réseau existant de la zone (63-90 kV). RTE envisage dès à présent le renforcement de la capacité de transformation 400/90 kV dans cette zone, permettant l'injection de la production vers le réseau 400 kV. La stratégie complète d'accueil des énergies renouvelables sera proposée dans le cadre du futur S3RER en cours d'élaboration. Le doublement de l'axe 400 kV Lonny-Vesle-Seuil, présenté plus haut comme support de la croissance de la consommation du nord de la Champagne, s'avèrera propice à l'enlèvement de la production éolienne[51].

Dans le **sud de la Marne**, les ambitions régionales confirment la nécessité d'une structure d'accueil dans la zone, le réseau régional existant risquant d'être saturé. Là aussi, la stratégie finale d'accueil des énergies renouvelables est en cours d'étude dans le cadre du futur S3RER.

La dynamique d'installation des éoliennes dans l'Aube est telle que les capacités de transformation installées pourraient être insuffisantes, notamment au poste 400/90kV de Méry-sur-Seine. Des projets de renforcement du réseau, en cours ou récemment mis en service, répondent aux besoins à court terme, et permettent en outre de dégager des capacités. Ils pourraient toutefois ne pas être suffisants suivant les évolutions retenues dans le cadre du S3RER comme par exemple :

- au poste 400 kV de Méry-sur-Seine, un premier renforcement a été mis en service fin 2011 et permet d'accueillir les projets en cours et connus. L'ajout d'un nouveau transformateur de 240 MVA pourrait être nécessaire à terme, sous réserve d'un niveau de développement suffisant de l'énergie éolienne dans la zone. Sa mise en service pourrait être envisagée pour 2015 au plus tôt.
- Le renforcement des capacités de transformation du poste de Barbuise 225/63 kV, dont le projet d'extension est actuellement en cours d'instruction administrative.

[51] L'axe 400 kV Vesle-Méry pourrait aussi nécessiter un renforcement. Une des solutions pourrait consister en l'installation de conducteurs haute performance (de type CFD, conducteurs à faible dilatation) sur les 80 km de l'ouvrage, dans des scénarios de forte évolution du mix énergétique.

Accueil de production éolienne en Picardie et Nord-Pas-de-Calais

- La mise en service du poste 400/90 kV de Fruges en 2013 constituera une zone d'accueil des nouveaux projets de production éolienne dans **l'est du Pas-de-Calais**, et permettra de lever les risques de limitation des projets en service ou en file d'attente sur les postes du réseau régional actuel. La puissance à raccorder devrait se situer dans une fourchette de 60 à 140 MW, le besoin en capacité d'accueil dans la zone ayant été revu à la baisse au regard des estimations. Le poste sera équipé d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA. La structure envisagée permettra une extension ultérieure du poste pour augmenter sa capacité d'accueil, selon le développement avéré des nouvelles installations de production éolienne et l'augmentation éventuelle des besoins.
- Le **département de la Somme** dispose d'un gisement éolien parmi les plus développés de France. En particulier, la zone de l'ouest amiénois. La réalisation du projet de sécurisation de ce territoire (cf. § 5.3.7) s'avèrera également utile à l'enlèvement de cette production.

Accueil de production d'énergie renouvelable dans l'Aveyron, le Tarn et l'Hérault

Les Zones de Développement Eolien (ZDE) des territoires du sud de l'Aveyron, de l'est du Tarn, et du nord de l'Hérault représentent entre 1 060 et 1 560 MW de production éolienne. En outre, de l'ordre de 180 MW de photovoltaïque et d'hydraulique sont pressentis dans ce périmètre. La capacité d'accueil du réseau régional existant est limitée à 650 MW, et s'avère inadaptée pour accueillir cette arrivée massive de production. Les SRCAE en cours d'élaboration devraient confirmer et préciser ce besoin.

La solution envisagée par RTE par anticipation du S3RER consiste à utiliser la liaison 400 kV entre Carcassonne et Aurillac en créant un poste 400/225 kV à proximité de Saint Victor à l'ouest de Millau, au cœur d'une étoile 225 kV à six branches, pour collecter la production des projets d'énergies renouvelables du territoire. Il comprendra deux autotransformateurs de 300 MVA chacun et sera mis en service en 2016.

Développement de la production d'origine photovoltaïque

Le Bilan Prévisionnel envisage un développement de la production photovoltaïque de l'ordre de 0,8 GW/an, sur l'ensemble du territoire, mais principalement dans le sud du pays. Les évolutions récentes de la réglementation favorisant les petites installations.

Ce déploiement, en principe très diffus, ne devrait pas entraîner de développement d'infrastructures à partir du réseau national à 400 kV. Il générera néanmoins des besoins d'adaptations des réseaux régionaux, précisés dans le cadre des différents S3RER. Ils permettront l'augmentation des capacités d'accueil du réseau de transport, en amont des postes sources des réseaux de distribution, principaux sièges des raccordements photovoltaïques. Si la taille des projets le nécessite, des raccordements directs au réseau de transport régional pourront être envisagés. Ce pourrait être le cas pour des projets photovoltaïques en cours de développement dans le Sud-Est.

Développement de la production d'origine hydraulique

Les installations actuelles de production d'origine hydraulique ne devraient pas connaître de développement majeur dans les dix prochaines années : aucune nouvelle installation de grande taille (> 100 MW) n'est aujourd'hui en projet, et on suppose que la mise en service de nouveaux équipements ou la modernisation d'équipements existants permettront de compenser les pertes de productible liées à l'accroissement des débits réservés et à l'application de nouvelles dispositions réglementaires. Il est cependant possible que des réaménagements importants de vallées hydrauliques soient réalisés. C'est ainsi le cas en Isère, dans la vallée de la Romanche, où le raccordement au réseau d'une nouvelle usine hydraulique plus performante, se substituera à six installations obsolètes pour transporter les 94 MW projetés.

Ces éventuels aménagements ne devraient nécessiter que des développements très ponctuels du réseau 400 kV.

En revanche, le développement massif des énergies renouvelables et la variabilité de leur production entrainera, comme en Allemagne, en Suisse, en Autriche et en Espagne, la construction de nouveaux moyens de stockage dans les prochaines années, notamment des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) ou des systèmes de stockage par air comprimé. Selon leur taille, ils pourraient nécessiter des adaptations de la structure 400 kV en vue de leur raccordement au réseau. Le projet de renforcement du Massif Central (cf. § 5.2.3) envisage ainsi par exemple comme hypothèse de travail le raccordement de tels dispositifs, pour apprécier les éventuels besoins en termes de dimensionnement du réseau.

Développement des autres énergies renouvelables

Les productions thermiques à partir d'énergies renouvelables comme la biomasse (bois, paille, marc de raisin…), le biogaz (issu de méthanisation) ou les déchets ménagers, continueront de se développer de façon diffuse et pour des volumes relativement faibles, notamment en fonction des appels d'offres du gouvernement (un peu moins de 1000 MW pour les quatre appels d'offres lancés jusqu'ici). Ils ne généreront pas de développement de grandes infrastructures de transport d'électricité.

5.4.3 Accompagner le développement de la production centralisée

Dans la perspective du développement de grandes unités centralisées de production électrique dans les zones portuaires, RTE prévoit de renforcer ses zones d'accueil dans les régions les plus convoitées, notamment dans le nord-ouest et dans le sud-est. Ces développements se font progressivement, et leur consistance est adaptée à la réalisation effective des projets actuellement en file d'attente. Les potentiels de raccordement créés sont sans exclusive et peuvent bénéficier au développement de tout moyen de production.

Zone d'accueil de production du Havre

La zone du Havre est particulièrement favorable à l'accueil de la production thermique, de type charbon et cycle combiné au gaz.

Pour répondre sans retard à un développement potentiel massif de production dans cette zone, il est nécessaire d'en accroître le potentiel d'accueil. Cela passe par le renforcement de la ligne à 400 kV entre les postes du Havre et de Rougemontier, ligne qui serait soumise à de fortes contraintes de transit, tant en régime normal en été qu'en situation d'incident, avec des risques importants de dépassement des intensités de surcharge admissibles pendant une minute sur incident, en cas de développement de la production.

Le projet de renforcement optimal consiste à remplacer, par phases successives, sur 54 km les conducteurs des deux circuits de la liaison Havre – Rougemontier par des câbles à faible dilatation de type ACSS (Aluminium Conductor Steel Supported), et à procéder aux confortements de supports. La mise en service de ce renforcement est prévue pour 2018.

Zone d'accueil de production dans le sud-est

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur a vu son paysage énergétique évoluer récemment, avec l'implantation de nouvelles capacités de production à l'ouest, à proximité de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer et des sites historiques de production thermique d'EDF (Martigues, Aramon).

Pour accueillir ces projets, RTE crée deux postes 400 kV Feuillane et Ponteau connectés en 400 kV à la ligne à deux circuits existante, autorisée et construite en technique 400 kV mais exploitée jusqu'ici à 225 kV, les reliant au poste de Réaltor (nord de Marseille). L'impact environnemental est donc très faible car la solution retenue repose sur l'utilisation maximale du réseau existant. Ces nouveaux ouvrages ont été réalisés en 2012. Cependant, l'exploitation effective à 400 kV de ces ouvrages est soumise à l'obtention d'autorisations qui seront délivrées ultérieurement. Le réseau pourra alors enlever jusqu'à 3 100 MW de la

zone de Fos-Lavéra vers Marseille en privilégiant le raccordement des productions sur les nouveaux postes 400 kV.

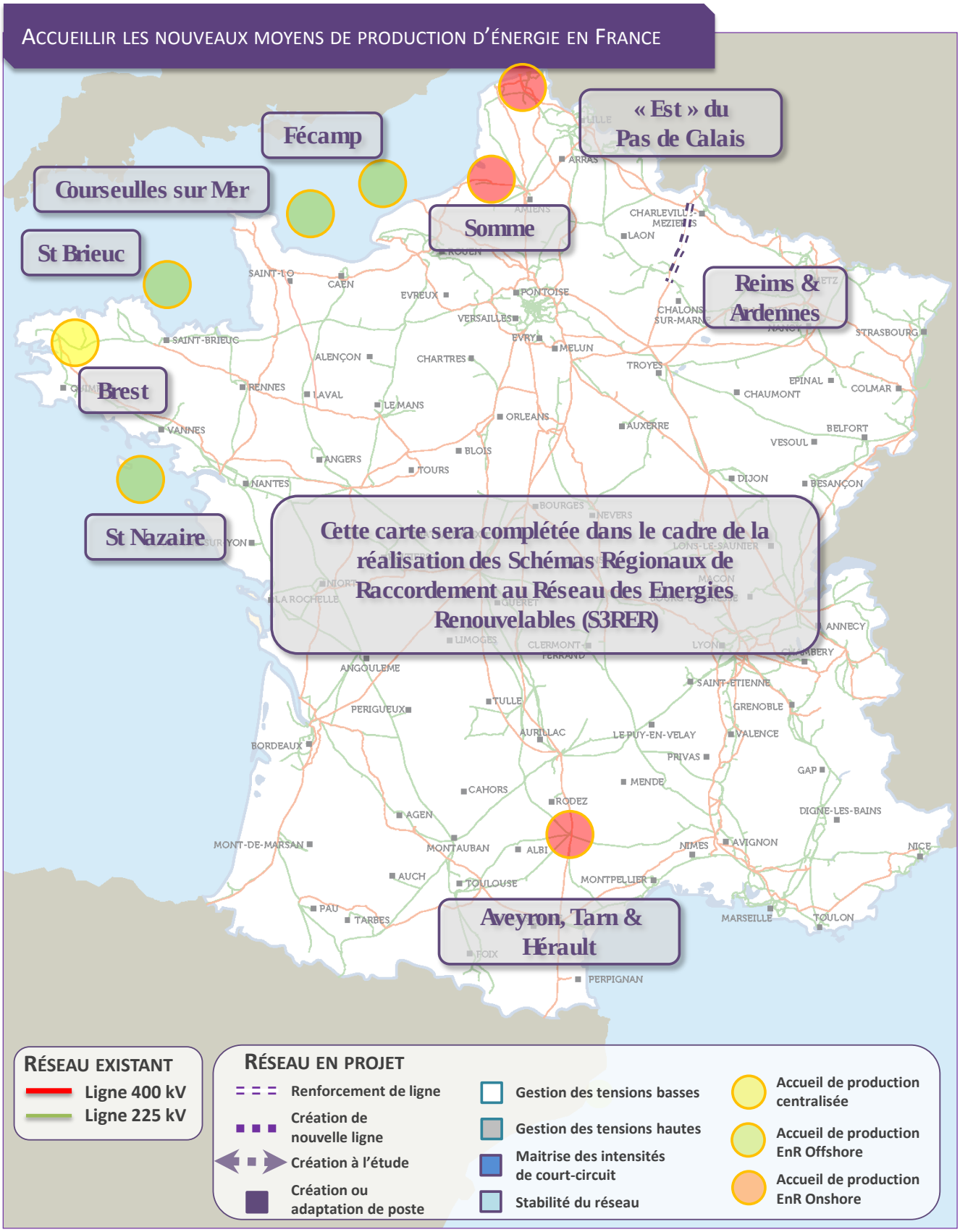
Implantation d'un cycle combiné gaz en Bretagne

Parallèlement au développement par RTE du « filet de sécurité Bretagne » (cf § 5.3.1), la sécurisation de l'alimentation électrique de la région organisée par le « pacte breton » prévoit la construction d'un cycle combiné à gaz à la pointe de la péninsule.

Un appel d'offre a été lancé par le gouvernement le 27 juin 2011.

Le 29 février 2012, le gouvernement a sélectionné le projet porté par Direct Energie et Siemens. Il consiste à installer sur la commune de Landivisiau d'ici le 1er octobre 2016 une centrale électrique d'une puissance de 450 MW environ.

Le raccordement électrique réalisé par RTE s'effectuera sur le poste existant de La Martyre, par une liaison souterraine (225 kV) d'environ 20 km à créer.


ACCUEILLIR LES NOUVEAUX MOYENS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FRANCE
« Est » du Pas de Calais
Fécamp
Courseulles sur Mer
Somme
St Brieuc
Reims & Ardennes
Brest
St Nazaire
Cette carte sera complétée dans le cadre de la réalisation des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3RER)
Aveyron, Tarn & Hérault
RÉSEAU EXISTANT
Ligne 400 kV
Ligne 225 kV
RÉSEAU EN PROJET
Renforcement de ligne
Création de nouvelle ligne
Création à l'étude
Création ou adaptation de poste
Gestion des tensions basses
Gestion des tensions hautes
Maitrise des intensités de court-circuit
Stabilité du réseau
Accueil de production centralisée
Accueil de production EnR Offshore
Accueil de production EnR Onshore

5.5 Veiller à la sûreté du système électrique

Veiller à la sûreté du système électrique consiste à veiller à un bon fonctionnement d'ensemble protégeant chaque utilisateur de façon appropriée contre les risques et conséquences de la propagation d'un incident. Il s'agit tout particulièrement de prévenir des incidents généralisés type cascade de surcharges, écroulement de tension, rupture de synchronisme, entraînant des black-out, ou des conséquences immédiates d'un court-circuit sur les installations. La construction de nouvelles capacités de transport d'électricité contribue au meilleur maillage du réseau et à la solidarité d'ensemble du système face aux incidents. Les projets de nouvelles liaisons ou de transformation ne sont donc pas rappelés dans ce chapitre, quand bien même ils participent directement à la sûreté : sont présentés les équipements spécifiques haute tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent spécifiquement à la tenue de tension, la maîtrise des courts circuits et la stabilité en fréquence.

5.5.1 Tenue de la tension électrique

La maîtrise de la valeur de la tension électrique en tout point du réseau est nécessaire :

- pour respecter les engagements contractuels de RTE vis-à-vis de ses clients et contribuer au bon fonctionnement de leurs installations,
- pour assurer un fonctionnement correct des composants électriques du réseau sensibles principalement aux risques de surtension,
- et enfin, pour garantir le bon fonctionnement global du système électrique, éviter l'apparition de phénomènes du type « écroulement de tension » et limiter les pertes en ligne en maintenant la tension à un niveau élevé.

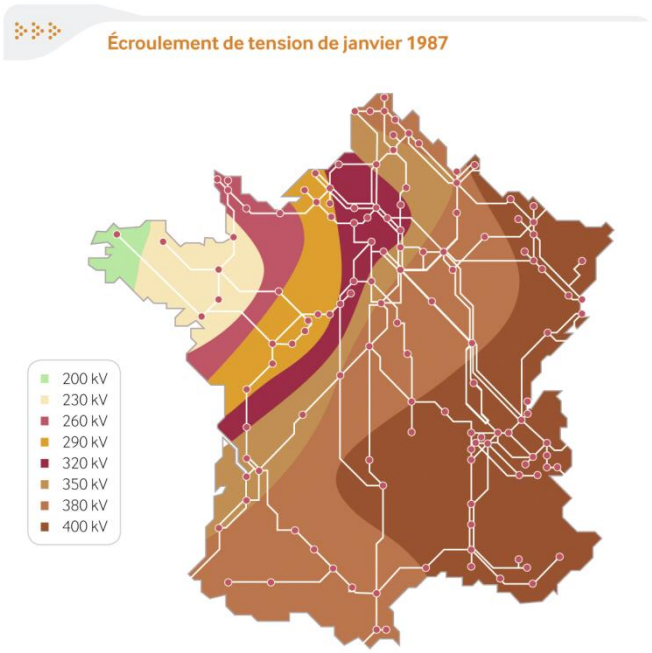
Or la tension est une grandeur locale. Très schématiquement, elle est d'autant plus faible que la consommation est localement forte et que les transits sur les ouvrages du réseau sont importants.

Elle peut être réglée en adaptant localement le déphasage entre intensité et tension. Les groupes de production sont ainsi des moyens privilégiés de réglage de la tension, et fournissent là un « service système ». L'enclenchement de **condensateurs** contribue à élever la tension ; l'enclenchement de **selfs** permet au contraire de la diminuer. Un CSPR est un dispositif d'électronique de puissance qui permet d'agir dans un sens ou dans l'autre, avec une grande réactivité. Ces leviers – services systèmes et « moyens de compensation » – permettent à RTE de gérer ainsi le « plan de tension », c'est-à-dire maintenir la tension en tout point du réseau à un niveau optimal, aussi haut que possible sans risque de dépasser les capacités des matériels.

Dans cette perspective, RTE a prévu d'installer, sur les dix prochaines années, d'importants moyens de compensation. Ils viennent s'ajouter aux matériels déjà installés. Deux problématiques sont traitées :

- la prévention des « tensions basses », notamment dans les situations de fonctionnement dégradées après avarie de matériel. Les risques sont tout particulièrement associés aux fortes consommations, et donc concentrées principalement l'hiver, et lors de vague de froid. L'installation de condensateurs répond directement à cette préoccupation.
- La prévention des « tensions hautes », qui a contrario apparaissent principalement lorsque la charge des ouvrages est faible, particulièrement les câbles souterrains[52] employés de plus en plus fréquemment pour le développement des réseaux tant de distribution que de transport, et le raccordement d'installations de production. C'est le cas notamment en été, lorsque la consommation est plus faible. L'installation de selfs répond directement à cette préoccupation.

[52] Leur effet capacitif est bien plus élevé que celui des lignes aériennes. Ils contribuent ainsi à des plans de tension hauts.



Contraintes de tensions basses dans l'ouest de la France

Lors des derniers hivers, la gestion du plan de tension dans l'ouest de la France a fait apparaître des risques élevés d'écroulement de la tension, en particulier dans les différents cas suivants :

- incident touchant un groupe de production de Flamanville (particulièrement lorsqu'un seul groupe de production est couplé au réseau),
- incident touchant un groupe de production de Cordemais,
- avarie sur les barres du poste 400 kV d'Avoine (entrainant le déclenchement de deux groupes de production de la centrale de Chinon).

La mise en service d'un cycle combiné au gaz à Montoir, du poste de Calan, et de Cotentin - Maine, contribuent directement à diminuer ces risques.

En complément, RTE a engagé l'installation de batteries de condensateurs et de compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR).

Le programme comprend environ 1 150 Mvar de moyens de compensation de l'énergie réactive dans un certain nombre de postes 225 kV de l'Ouest de la France. Après la mise en service de batteries de condensateurs de 80 Mvar chacune aux postes de La Corbière (Angers), Domloup (Rennes), Fléac (Angoulème), Laval, Merlatière (La Roche-sur-Yon), il doit s'achever en 2013 par l'installation d'une batterie de 80 Mvar au poste de Granzay (Niort), d'une batterie de 15 Mvar au poste 63 kV de Pornic et de deux CSPR de [-250 ; + 250 Mvar] chacun aux postes 225 kV de Domloup et Merlatière.

Contraintes de tensions basses dans le nord de la France

Les études et retours d'expérience des conditions d'exploitation des hivers 2010-2011 et 2011-2012 dans le nord de la France mettent en relief l'influence marquée :

- des indisponibilités récurrentes de groupes de production nucléaires et thermiques classiques, notamment concernant les sites stratégiques de Cordemais, Flamanville, Chinon et Paluel,
- des limitations en réactif des groupes de production de plus en plus fréquentes et parfois très contraignantes, observées par RTE dans le cadre de la politique de contrôle des performances,
- des imports soutenus depuis la Grande-Bretagne, l'Allemagne et la Belgique.

Ces conditions particulières ont rapproché l'exploitation du système électrique de la région de ses limites vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en situation d'incident (essentiellement en cas de perte d'un

groupe de production stratégique). RTE a d'ailleurs été conduit à activer des ordres de sauvegarde pour maintenir la sûreté d'exploitation du système électrique dans les situations les plus tendues.

Ainsi, afin de maintenir la sûreté d'exploitation en tension du nord de la France à l'horizon 2020, il apparaît nécessaire d'installer d'ici l'hiver 2017-2018 un volume de 2 150 Mvar de moyens de compensation dans différents postes 400 kV et 225 kV de Champagne, Picardie, Normandie et Ile-de-France. Ces renforcements seront réalisés en deux phases :

- Phase 1 : seront installés d'ici l'hiver 2014-2015 un volume de 1 500 Mvar de condensateurs répartis ainsi : des batteries de condensateurs de 150 Mvar aux postes 400 kV d'Argoeuves (Amiens), Vesle (Reims), Rougemontier (ouest de Rouen), Mézerolles (Mantes-la-Jolie) et Taute (sud Cotentin), des batteries de 80 Mvar au poste 225 kV de Plessis-Gassot (nord de Paris), et un CSPR de 200 Mvar au poste 225 kV de Nanterre.
- Phase 2 : seront installés d'ici l'hiver 2017-2018 un volume de 610 Mvar de condensateurs répartis ainsi : des batteries de condensateurs de 150 Mvar aux postes 400 kV de Sausset (nord-est de Paris) et de Laténa (Roye), des batteries de 80 Mvar aux poste 225 kV de Moru (Compiègne) et de Laténa (Roye).

Contraintes de tensions basses dans le sud-ouest de la France

En situation d'exportation vers l'Espagne à la pointe d'hiver, le plan de tension du Sud-Ouest de la France est fortement dégradé en régime normal et en régime d'incident : un incident survenant sur la ligne double à 400 kV Tamareau-Tavel provoquerait un écroulement de tension généralisé sur le Sud-Ouest, risquant de se propager à l'ensemble du réseau français et au réseau espagnol. De même, en cas de grand froid ou de plan de production dégradé, la sûreté de fonctionnement du réseau électrique du Sud-Ouest n'est pas assurée. Afin de se prémunir de tels événements, il est indispensable d'installer des batteries de condensateurs, à répartir sur les trois niveaux de tension (400, 225 et 63 kV), pour un volume d'environ 2 500 Mvar et installés en deux phases :

- Phases 1 : seront installés d'ici l'hiver 2013-2014 un volume de 1 755 Mvar de condensateurs, notamment dans les postes 400 kV de La Gaudière (Carcassonne), Tamareau (Montpellier), Verfeil (Toulouse), Cantegrit (Landes) et Saucats (Gironde) ;
- Phase 2 : seront installés d'ici l'hiver 2015-2016 un volume de 760 Mvar de condensateurs, notamment dans les postes 400 kV de Verfeil (Toulouse) et Lesquive (Toulouse).

Contraintes de tensions basses à plus long terme

RTE continue d'étudier les risques de tensions basses à plus long terme et a déjà identifié que d'autres moyens de compensation pourraient être nécessaires à terme notamment dans les régions Normandie-Paris et Est, en fonction du niveau de développement des installations de production pouvant entrainer une modification de la tenue de la tension dans ces zones. (Des condensateurs doivent par exemple être déployés en Alsace dans les prochaines années – cf. § 5.2.1)

Contraintes de tensions hautes dans le nord

Deux zones du nord de la France sont particulièrement concernées par les phénomènes de tensions hautes en période de faible charge : la Somme et le nord de l'Aisne. L'accentuation de cette problématique dans ces départements s'explique notamment par le développement des liaisons souterraines pour le raccordement de la production éolienne sur les réseaux de distribution.

Les solutions permettant de maîtriser ces tensions hautes consistent à mettre en service une self de 64 Mvar au poste 400 kV d'Argoeuves (Amiens) en 2013, après la mise en service en 2012, d'une première self de 64 Mvar au poste de Latena (Roye).

Contraintes de tensions hautes dans l'est de la France

Les problématiques de tensions hautes constatées sur le réseau de transport de cette région apparaissent en période de faibles charges et de faibles transits notamment sur l'axe 400 kV Saint Vulbas - Vielmoulin (Lyon – Dijon). Les situations qui génèrent ce phénomène sont de plus en plus fréquentes, et pourraient être accentuées avec l'évolution de la production dans la région (arrêt de Fessenheim, raccordement de nouveaux producteurs…), et les éventuelles modifications du réseau allemand.

Les moyens à disposition (réglage de la tension, adaptation du schéma électrique) ne permettront bientôt plus de garantir le respect des seuils admissibles. L'installation de deux selfs de 64 Mvar en Bourgogne (aux postes de Henri Paul et de Vielmoulin) permettra de lever une partie des contraintes. Pour compléter ce dispositif, d'autres appareils seront installés sur le réseau de transport pour un volume total d'environ 400 Mvar, réparties sur l'ensemble de la région Est, et sur les deux niveaux de tension 400 et 225 kV.

La mise en service de ces renforcements s'étalera de 2014 à 2017.

Contraintes de tensions hautes dans le sud-ouest de la France

Le Sud-Ouest est de plus en plus confronté à des contraintes de tensions hautes en creux de consommation. Des selfs seront installées sur le réseau de transport, pour un volume total d'environ 600 Mvar, dispersées sur l'ensemble de la région Sud-Ouest, et réparties sur les trois niveaux de tension 400, 225 et 63 kV.

La mise en service de ces dispositifs s'étalera entre 2014 et 2015.

Contraintes de tensions hautes en est PACA :

L'est de la PACA est confronté à des phénomènes de tensions hautes en période de faible charge, accentués par le développement des liaisons souterraines HTB, mais également des liaisons souterraines HTA liées au raccordement des énergies renouvelables.

Deux selfs de 80 Mvar seront installées dans le cadre du « Filet de sécurité PACA » (cf. §5.3.2) : une à Boutre (Manosque) et une à Trans (Draguignan). En complément, une self de 80 Mvar à Vins (Brignoles) et une self de 64 Mvar à Biançon (Lac de St Cassien) seront également mises en service en 2015.

L'opportunité d'installer des moyens complémentaires entre 2015 et 2020 afin de résoudre les contraintes résiduelles en intersaison est à l'étude.

5.5.2 Maîtrise des intensités de court circuit

Les intensités de court-circuit correspondent aux courants électriques observés lors d'un amorçage sur le réseau ou au sein de l'installation électrique d'un utilisateur, à la suite d'un défaut d'isolement. Ces courts-circuits peuvent avoir des conséquences graves sur l'intégrité du matériel (échauffements, efforts électrodynamiques voire destruction), sur la sécurité des personnes au voisinage immédiat du défaut, ainsi que sur le fonctionnement du système électrique : chutes de tension profondes, accélérations des alternateurs des groupes de production.

Pour lever rapidement ces contraintes, les disjoncteurs du réseau munis de systèmes de protection détectent les défauts d'isolement, et « coupent » de façon sélective les courants de court-circuit.

La structure des installations électriques du réseau et le pouvoir de coupure des disjoncteurs doivent être parfaitement dimensionnés vis-à-vis des courants de court-circuit susceptibles d'apparaître. Or le développement de nouvelles installations de production, ainsi que le renforcement du maillage du réseau, de la même façon qu'ils permettent de mieux « diluer » la pollution de l'onde électrique et améliorer la qualité de fourniture, ont pour effet d'augmenter les niveaux de ces courants.

RTE veille donc à ce que les équipements soient toujours suffisamment dimensionnés. Dans le cas contraire, et lorsque l'adaptation des schémas électriques n'est pas envisageable, RTE procède à une mise à niveau des matériels.

Les projets correspondants sont les suivants :

- la mise en service des liaisons 400 kV Tavel - Tricastin n°4 et 5, l'arrivée d'un volume important de production dans la zone de Fos-Lavéra et l'augmentation de la capacité de transit en situation de secours sur les lignes 400 kV Tamareau – Tavel 1 et 2 nécessitent une augmentation de la tenue aux courants de court-circuit des postes 400 kV de **Tavel (Avignon) et de Tricastin**. Il s'agit de remplacer certains matériels du poste de Tavel (disjoncteurs et colonnes isolantes) et de la reconstruction des barres transversales basses et des colonnes isolantes du poste de Tricastin. Ces travaux sont prévus pour 2016.
- Le renforcement du maillage du réseau et les perspectives d'évolution de la production font ressortir un besoin de dimensionnement du poste 400 kV de **Villejust (Essonne)** à la tenue aux courants de courts-circuits à l'horizon 2020 supérieurs à la capacité actuelle d'une partie des matériels. Leur remplacement en lieu et place est échelonné sur trois ans, pour une fin des travaux prévue fin 2015.
- L'augmentation de trafic sur la LGV Sud-Est et les contraintes de déséquilibres entre phase qui en résultent conduisent à la création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri-Paul pour renforcer la puissance de court circuit de la zone. La mise en service envisagée est à l'horizon 2015.

5.5.3 Stabilité

Tous les groupes de production tournent, à chaque instant à la même vitesse. C'est la clé de l'équilibre offre demande en temps réel avec une fréquence de fonctionnement de 50 Hz. Un ou plusieurs groupes peuvent se désolidariser du mouvement d'ensemble suite à un incident sur le réseau dans une zone relativement peu maillée par rapport à la puissance qui y est produite (court circuit mal éliminé, à coup de tension, avarie sur un ouvrage). En une fraction de seconde, l'incident peut se propager ou dégénérer rapidement, découper le système en plusieurs zones. Livrée à elle-même, chaque zone peut, selon sa taille et le hasard du découpage, retrouver un équilibre propre, éventuellement après action de dispositifs d'urgence, ou connaître un black-out[53].

RTE examine donc les probabilités d'apparition de ces phénomènes, et adapte le cas échéant la structure de son réseau dans les régions à risque. L'amélioration du maillage du réseau reste le principal levier. Les projets de nouvelles liaisons (comme Cotentin-Maine) ne sont pas rappelés ici ; ne sont mentionnés ci-dessous que les travaux d'adaptation des équipements haute tension de postes :

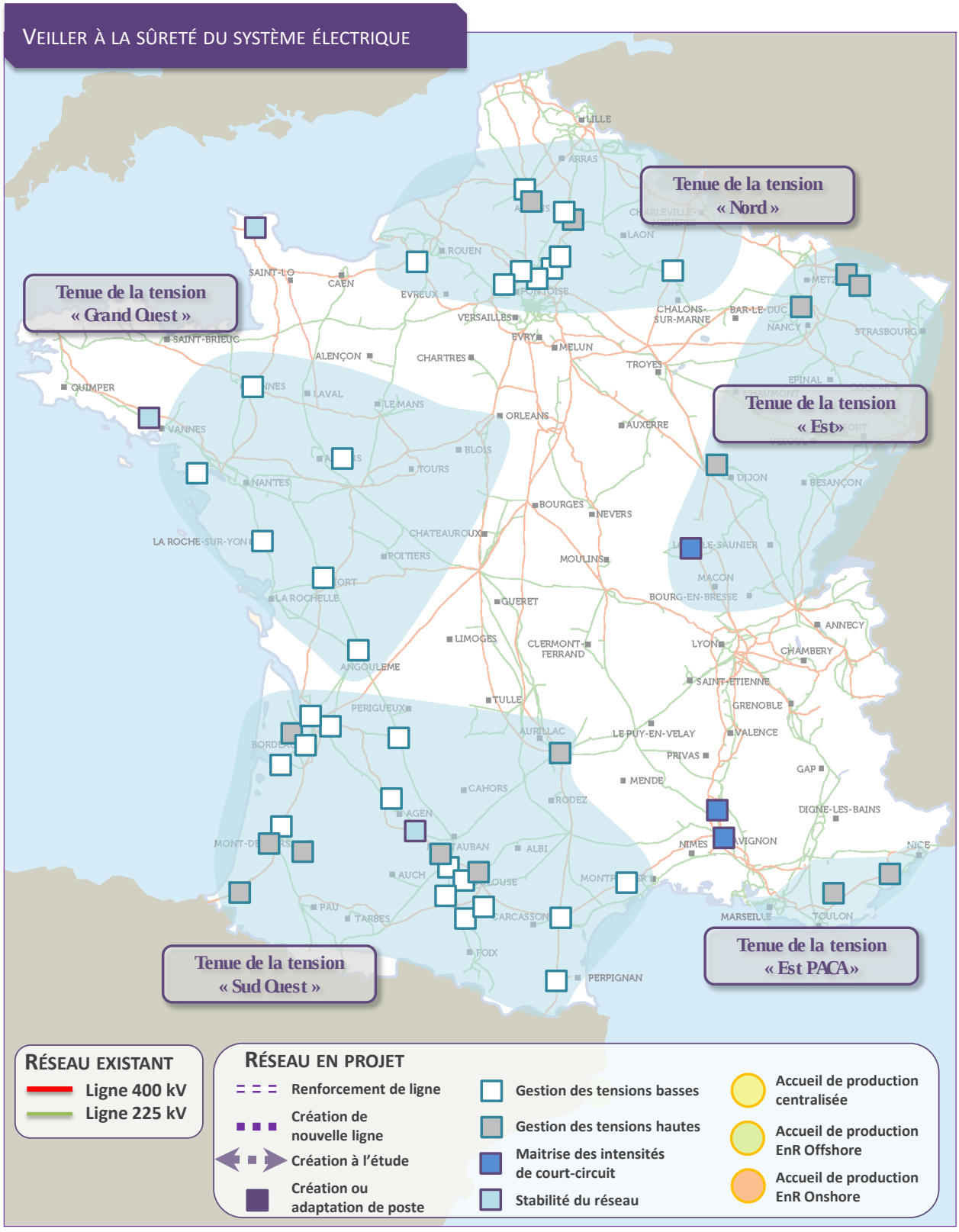
Stabilité de la Bretagne

En complément du « filet de sécurité Bretagne » présenté plus haut, le renforcement du maillage entre les réseaux 225 kV et 400 kV du sud Bretagne permettrait d'améliorer la stabilité de la région. La desserte du poste de Calan par le deuxième circuit de l'axe 400 kV Cordemais - La Martyre ou l'installation d'un couplage au poste de la Martyre sont à l'étude.

Stabilité du Sud-ouest

La fin du remplacement des disjoncteurs lignes 400 kV du poste de Donzac (poste sur lequel est raccordé la centrale de Golfech) initié en 2012, est envisagé à l'horizon 2014, afin de réduire les durées de perturbation en cas de défaut électrique, et repousser ainsi les limites de risque de perte de stabilité.

[53] L'incident du 4 novembre 2006 est un exemple de découpage du réseau européen en trois zones. L'ouest de l'Europe qui s'est vu instantanément déficitaire de quelques 10 GW de production n'a éviter le *black out* généralisé qu'au prix notamment du délestage automatique de 10% de la consommation raccordée. Si l'alimentation de 90% des utilisateurs du réseau a ainsi été préservée, cette action n'en représente pas moins la plus importante coupure d'électricité à ce jour sur le continent.


VEILLER À LA SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE
Tenue de la tension « Nord »
Tenue de la tension « Grand Ouest »
Tenue de la tension « Est»
Tenue de la tension « Sud Ouest »
Tenue de la tension « Est PACA»
LILLE
ARRAS
ROUEN
SAINT-LO
CAEN
EVREUX
VERSAILLES
EVRY
MELUN
CHARTRES
ALENÇON
SAINT-BRIEUC
QUIMPER
LAVAL
LE MANS
VANNES
ORLEANS
TROYES
AUXERRE
BLOIS
TOURS
NANTES
DIJON
BESANÇON
BOURGES
NEVERS
CHATEAUROUX
LA ROCHE-SUR-YON
POITIERS
MOULINS
LA ROCHELLE
GUERET
MACON
BOURG-EN-BRESSE
LIMOGES
CLERMONT-FERRAND
LYON
ANNECY
CHAMBERY
ANGOULEME
SAINT-ETIENNE
TULLE
GRENOBLE
PERIGUEUX
AURILLAC
LE PUY-EN-VELAY
VALENCE
PRIVAS
GAP
MENDE
CAHORS
RODEZ
DIGNE-LES-BAINS
AGEN
NIMES
AVIGNON
ALBI
AUCH
PAU
TARBES
FOIX
PERPIGNAN
MARSEILLE
TOULON
RÉSEAU EXISTANT
Ligne 400 kV
Ligne 225 kV
RÉSEAU EN PROJET
Renforcement de ligne
Création de nouvelle ligne
Création à l'étude
Création ou adaptation de poste
Gestion des tensions basses
Gestion des tensions hautes
Maitrise des intensités de court-circuit
Stabilité du réseau
Accueil de production centralisée
Accueil de production EnR Offshore
Accueil de production EnR Onshore

5.6 Tableau de synthèse des projets du volet à 10 ans

5.6.1 Région Nord-Est

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Nord Pas de Calais	Gestion des tensions hautes dans le nord de la France	Amélioration de la sûreté système vis à vis de la tenue de tension.	Installation d'une self de 64 Mvar au poste de Laténa (en 2012) et au poste d'Argoeuves (en 2013)	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Création du poste 400 / 90 kV de Fruges	Création d'une zone d'accueil de production éolienne dans l'Est du Pas-de-Calais.	Créer un poste 400/90 kV alimenté en coupure sur le circuit n°2 de la ligne à 400 kV Argoeuves – Mandarins, et à l'équiper d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Gestion des tensions basses dans le nord de la France - Phase 1	Amélioration de la tenue de la tension dans le nord de la France	Installation d'une batterie de condensateurs de 150 Mvar au poste d'Argoeuves ainsi qu'au poste de Vesle	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Picardie	Ouest Amiénois	Garantie de l'alimentation électrique de l'Ouest Amiénois et accueil des énergies renouvelables	Création d'un poste 400 kV en coupure sur la ligne 400 kV Argoeuves - Penly avec l'installation d'un AT de 600 MVA et création d'une liaison souterraine 225 kV d'environ 30 km entre Blocaux et le nouveau poste	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Champagne Ardenne	Renforcement de l'axe à 400 kV Lonny-Seuil-Vesle	Sécurisation de l'alimentation électrique des agglomérations de la région de Reims et des Ardennes, augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Gestion des tensions basses dans le nord de la France - Phase 2	Amélioration de la tenue de la tension dans le nord de la France	Installation de deux condensateurs au poste de Latena (1x80 Mvar sur l'échelon 225 kV et 1x150 Mvar sur l'échelon 400 kV)	A l'étude	2017	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012
Nord Pas de Calais	Avelin - Mastaing	Augmentation de la capacité de transit	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV	En cours d'instruction	2017	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Renforcement de la ligne 400 kV entre le sud de Lille (Avelin) et le nord-ouest d'Arras (Gavrelle)	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et sécurisation de l'alimentation locale	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante	En cours d'instruction	2017	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais ou Champagne Ardenne	France Belgique	Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer	A l'étude	A déterminer	cf. chapitre 5.1.3

5.6.2 Région Est

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Bourgogne	Henri Paul 400 kV	Renforcement de la puissance de court circuit de la zone pour permettre l'augmentation du trafic sur la LGV Sud-Est	Création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri Paul.	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Lorraine et Franche-Comté	Gestion des tensions hautes dans l'Est de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Est de la France	Installation d'environ 550 Mvar de moyens de compensation dans six postes de l'Est de la France : Buschbach, Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul	En cours d'instruction	2015-2017	Décalage de la date de mise en service (2016 => 2017) : Ajout supplémentaire d'une inductance de barre 400 kV au poste de Buschbach sous réserve de sa création dans le cadre du projet Hambach
Lorraine	St Avold 400 kV	Symétrisatrion des transits sur le réseau	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Etude intégrée au projet Grand Est (cf. chapitre 5.2.2)
Lorraine	Vincey 400 kV	Symétrisatrion des transits sur le réseau	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Etude intégrée au projet Grand Est (cf. chapitre 5.2.2)
Lorraine	France - Belgique / Luxembourg / Allemagne	Sécurisation de l'alimentation du Luxembourg et opportunité d'augmenter les capacités d'interconnexion entre France, Benelux et Allemagne	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Etude quadripartite terminée ; travaux poursuivis pour renforcements bilatéraux (cf. chapitre 5.1.3)
Lorraine	France - Allemagne	Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012 (cf. chapitre 5.1.3)
Bourgogne	Gestion des tensions basses dans l'Est de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Est de la France	Installation de deux condensateurs de 150 Mvar chacun aux postes de Vielmoulin et de Grosne	Abandonné	Abandonné	La mise à jour des hypothèses d'évolution de la production a conduit à l'abandon de cet investissement
Alsace	Restructuration du réseau alsacien	Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace	Lot 1 : installation de 300 à 500 Mvar de condensateurs ; double alimentation du poste de Scheer ; renforcement de la structure du poste de Muhlbach ; installation de transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach Lot 2 : doublement de l'axe Muhlbach-Scheer	A l'étude	Lot 1 : 2016 Lot 2 : 2020	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012 (cf. chapitre 5.2.1)
Lorraine, Alsace, Bourgogne et/ou Franche-Comté	Projet "Grand Est"	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseauentre Lorraine et Lyonnais	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012 (cf. chapitre 5.2.2)

5.6.3 Région Rhône Alpes - Auvergne

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Auvergne	Rulhat 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand.	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terne de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Bois Tollot 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde.	Installation d'un transformateur 400 / 63kV de 150 MVA.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Plaine du Forez	Sécurisation de l'alimentation électrique de la plaine du Forez	Création d'une transformation 225/63 kV au poste de Feurs associée à la création d'une liaison 225 kV (25 km) entre Feurs et Volvon	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Optimisation et fiabilisation du réseau nord Coulange	Augmentation de la capacité de transit interrégional nord sud du réseau, résorption de limitations de productions nouvelles	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 275 km des lignes aériennes existantes à 400 kV Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard	En travaux	2016	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Renforcement de la capacité de transformation de la Savoie	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Savoie	Remplacer un auto-transformateur 400 / 225 kV de 300 MVA par un appareil de 600 MVA	A l'étude	2017	Décalage de la date de mise en service (2016 => 2017) Une moindre croissance des consommations permet de repousser la date optimale de mise en service de ce projet qui sera à confirmer par les études à venir
Auvergne	Projet "2 Loires"	Sécurisation de l'alimentation électrique des villes du Puy en Velay, de St Etienne et de l'Yssingelais et accueil d'énergies renouvelables dans le sud Auvergne (Puy de Dôme, Cantal, Lozère, Haute Loire, Ardèche)	Reconstruction d'un axe à 225 kV simple circuit en double circuit	En cours d'instruction	2017	Décalage de la date de mise en service (2016 => 2017) : Adaptation du planning en fonction du délai d'instruction.
Auvergne	Renforcement de l'alimentation de Clermont-Ferrand	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Malintrat et de Sarre et d'une transformation 225/63 kV à Sarre	A l'étude	2017	Décalage de la date de mise en service (2016 => 2017) Une moindre croissance des consommations permet de revoir la consistance du projet et à repousser la date de mise en service d'un renforcement.

Région Rhône Alpes – Auvergne (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Rhône Alpes	Savoie - Piémont	Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie et renforcement des capacités de secours mutels entre les deux pays	Création d'une double liaison souterraine HVDC 320 kV de 2 x 600 MW.	En cours d'instruction	2018	Décalage de la date de mise en service (2017 => 2018) : Le projet se déroule comme prévu, mais la planification des travaux a été précisée et conduit à une mise en service en 2018 au lieu de 2017. Conséquence : report de quelques mois de l'accroissement de la capacité d'interconnexion France - Italie
Rhône Alpes	France - Suisse	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Substitution de nouveaux ouvrages 400 kV à des ouvrages 225 kV obsolètes, au nord et/ou au sud du lac Léman à l'étude	A l'étude	A déterminer	cf. chapitre 5.1.5
Rhône Alpes	Génissiat 400 kV	Symétrisation des transits sur le réseau et fin de vie d'installations du poste	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Cornier - Montagny au poste de Génissiat (puis reconstruction du poste)	A l'étude	A déterminer	cf. chapitre 5.1.5

5.6.4 Région Sud-Est

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
PACA	Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV	Résorption de limitation à l'injection de production d'énergie renouvelable.	Déroulage d'un deuxième circuit sur une ligne existante et construction d'un tronçon à 2 circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à 1 circuit 150 kV.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
PACA	Gestion des tensions hautes dans l'est PACA	Maitrise du risque de surtension durant les périodes de faible consommation	Installation de selfs dans les postes 225 kV de Biancon (64 Mvar) et de Vins (80 Mvar)	A l'étude	2015	Projet intégrant le périmètre des volets à 3 et 10 ans de l'édition 2012
PACA	Tricastin 400 kV	Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Reconstruction des transversales basses et des colonnes isolantes du poste 400 kV	En travaux	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficulté pour consigner les ouvrages
PACA	Filet de sécurité PACA	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'est PACA	Construction de 3 liaisons souterraines 225 kV : - 65 km entre les postes de Boutre et Trans - 24 km entre les postes de Biancon et Fréjus - 17 km entre les postes de Biancon et Bocca	En travaux	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
PACA	Travaux aux postes de Tavel et de Réaltor 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la région PACA	Fiabilisation des postes de Réaltor par remplacement de disjoncteurs et de Tavel par remplacement de sectionneurs	En projet	2016	Décalage de la date de mise en service (2015 => 2016) : suite aux résultats des études détaillées
PACA	Boutre-Tavel 400 kV	Augmentation de la puisssance de court-circuit de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER	Passage en 400 kV du terne actuellement exploité en 225 kV de la ligne double Boutre - Tavel	En travaux	2016	Se déroule comme prévu
PACA	Plan d'Orgon 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique du Vaucluse	Création d'un échelon 400 kV au poste de Plan d'Orgon comportant un transformateur 400 / 225 kV de 300 MVA en perspective du raccordement d'Iter	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Tavel 400 kV	Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans le perspective du développement de la production	Remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste 400 kV	En travaux	2016	Se déroule comme prévu
PACA / Languedoc Roussillon	Midi - Provence	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine HVDC 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre le réseau de grand transport des Bouches-du-Rhône et le poste de La Gaudière (Aude)	En cours d'instruction	2018	Se déroule comme prévu

Région Sud-Est (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
PACA	Projet "Haute Durance"	Amélioration de la sécurité d'alimentation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production renouvelable	Création d'un réseau à 225 kV, rénovation du réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) et création d'un poste source supplémentaire 225 kV. Dépose de 200 km de réseau existant dont la ligne 150 kV.	En cours d'instruction	2020	Se déroule comme prévu
PACA	Roquerousse 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création de l'échelon 400 kV au poste de Roquerousse, en coupure sur Tavel Boutre puis Tavel Réaltor, transformation 400/225	A l'étude	A déterminer	Cf. chapitre 5.3.2
PACA	Roquerousse-Réaltor	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la PACA	Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor	A l'étude	A déterminer	Cf. chapitre 5.3.2

5.6.5 Région Sud-Ouest

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Languedoc Roussillon	Baixas - Gaudière 400 kV	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 70 km de l'axe double 400 kV pour une capacité de transit de 2 x 2 500 MW	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Issel 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Aude.	Ajout d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France - Phase 1	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France.	Installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes 400 kV, 225 kV et 63 kV du Sud-Ouest de la France, pour une capacité totale de 1 755 Mvar	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Donzac 400 kV	Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	En travaux	2014	3 des 4 disjoncteurs ont été remplacés en 2012 au poste de Donzac ;les fenêtres de placement de travaux sont rares et étroites pour ce poste, et le dernier disjoncteur ne pourra l'être qu'en 2014
Languedoc Roussillon	France - Espagne à l'est des Pyrénées	Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne (1400 MW aujourd'hui) et à 2 000 MW entre l'Espagne et la France	Création d'une nouvelle liaison d'interconnexion souterraine HVDC 320 kV de 68 km pour une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	En travaux	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Tamareau 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Installation d'un 2ème couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV.	A l'étude	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Quatre Seigneurs - Saumade 225 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Aquitaine	Saucats 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux.	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage.	A l'étude	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Baixas – Mas Bruno 225 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan.	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un autotransformateur de 300 MVA au poste de Baixas.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu

Région Sud-Ouest (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions hautes dans le Sud-Ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France	Installation de 590 Mvar moyens de compensation de l'énergie réactive (selfs) à Argia, Lesquive, Rueyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France - Phase 2	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France	Installation d'environ 760 Mvar de condensateurs aux postes de Ginestous, Lafourguette, Lesquive, Portet et Verfeil	A l'étude	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Languedoc Roussillon	Poursuite du renforcement du réseau 225 kV de Perpignan	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany et de sa liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225 kV.	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Sud Aveyron 400 kV	Résorption de limitation de production en vue d'accueillir un potentiel de 1 060 à 1 560 MW d'énergie éolienne et de 180 MW d'énergie photovoltaïque et hydraulique	Création d'un poste 400 / 225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Rueyres comportant deux autotransformateurs 400 / 225 kV de 300 MVA chacun	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
PACA / Languedoc Roussillon	Midi - Provence	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine HVDC 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre le réseau de grand transport des Bouches-du-Rhône et le poste de La Gaudière (Aude)	En cours d'instruction	2018	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Lafourguette 225 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Création d'une liaison souterraine 225 kV Lafourguette - Portet St Simon et création de l'échelon 225 kV à Lafourguette (agglomération Toulousaine).	A l'étude	2018	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012
Midi Pyrénées	Toulouse sud 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cazaril – Verfeil 400 kV et Portet – Riveneuve / Tarascon 225 kV ; Installation d'un AT de 600 MVA équipé d'une self	A l'étude	2019	Projet à confirmer en fonction du développement de la production renouvelable dans la zone qui pourra être précisé à l'occasion de la validation du S3RER
Aquitaine / Midi Pyrénées	Lot et Lot-et-Garonne 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Lot et du Lot-et-Garonne	Création d'un poste 400/225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais – Donzac 400 kV et Gupie – Colayrac 225 kV	A l'étude	A déterminer	Les perspectives d'évolution de la consommation du territoire ont été revues à la baisse. Le projet n'apparait plus nécessaire d'ici la fin de la décennie

Région Sud-Ouest (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Aquitaine	Dordogne 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Dordogne	Création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cubnezais – Plaud 400 kV et Fléac – Sanilhac 225 kV	A l'étude	A déterminer	Les perspectives d'évolution de la consommation du territoire ont été revues à la baisse. Le projet n'apparait plus nécessaire d'ici la fin de la décennie
Aquitaine	France - Espagne "golfe de Gascogne"	Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer (une solution actuellement à l'étude porte sur le développement d'une ligne à courant continu sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine)	A l'étude	A déterminer	Cf. chapitre 5.1.4
Centre, Limousin, Auvergne, Midi Pyrénées, Languedoc Roussillon	Projet "Massif central"	Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable	A déterminer (une solution actuellement à l'étude est la restructuration du réseau existant ancien comprenant le développement d'un axe de forte capacité)	A l'étude	A déterminer	Cf. chapitre 5.2.3

5.6.6 Région Ouest

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Centre	Renforcement de la capacité de transformation du poste 400 kV Marmagne	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges.	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA.	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Gestion des tensions basses dans l'Ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Ouest de la France.	Installation de plus de 1 000 Mvar de moyens de compensations (plusieurs batteries de condensateurs et deux CSPR aux postes de Domloup et Merlatière).	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne	Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Centre	Renforcement de la capacité de transformation du poste 400 kV de Larçay	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours.	Installation d'un troisième transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Sud Pays de Loire	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique.	Création d'un nouveau poste 400/225 kV et renforcement du réseau 225 kV par deux liaisons souterraines respectivement de 10 et 40 km.	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Pays de la Loire	Pays de Retz	Sécurisation de l'alimentation électrique des Pays de Retz (sud de Nantes).	Création d'un échelon 225 kV au poste 63 kV de Brains et installation d'un transformateur de 170 MVA.	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Renforcement de la capacité de transformation du poste de Plaine Haute	Augmenter l'apport de puissance issu de Domloup par la ligne Domloup-Plaine Haute afin de diminuer les contraintes thermiques sur les lignes 225 kV du nord Bretagne	Installation d'un second autotransformateur de 600 MVA	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre des volets à 3 et 10 ans de l'édition 2012

Région Ouest (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Bretagne	Tréfumel	Sécurité d'alimentation du nord de l'Ille-et-Vilaine.	Création d'un poste 225 / 90 kV sous la ligne à 225 kV Belle Epine - Rance.	En cours d'instruction	2016	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2016) : difficultés de concertation sur l'emplacement du poste - Nécessité de poursuivre la concertation
Pays de la Loire	Orvault	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Nantes	Création d'un poste 225/63 kV avec installation d'un transformateur de 170 MVA, et ses raccordements souterrain au réseau 225 kV Cordemais – St Joseph et 63 kV au nouveau poste ERDF de Conraie et à la ligne Gesvres-Blain	En cours d'instruction	2016	Décalage de la date de mise en service (2015 => 2016) : phase de concertation plus longue que prévue sur l'emplacement du poste
Poitou Charentes	Sud Vienne 90 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de la Vienne, du sud-est des Deux-Sèvres et du nord de la Charente	Création d'un poste d'étoilement et adjonction d'une alimentation à partir du poste à 400 kV de Rom	En cours d'instruction	2016	Se déroule comme prévu
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Renforcement des capacités du réseau	Sécurité d'alimentation du nord et du Centre de la Bretagne et création de capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables	- Construction d'une liaison simple circuit souterraine 225 kV de 80 km environ et d'une capacité de transit de 500 MVA entre les postes de Calan et Plaine-Haute ; - Installation d'un transformateur-déphaseur au poste de Mûr-de-Bretagne	En cours d'instruction	2017	Se déroule comme prévu
Bretagne	Calan	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Bretagne (stabilité transitoire des groupes de production en pointe Bretagne et manœuvrabilité face aux incidents)	Entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, installation d'un autotransformateur et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge	A l'étude	2020	Se déroule comme prévu
Bretagne	Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Saint-Brieuc	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	En cours d'instruction	d'ici 2020	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Saint-Nazaire	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 480 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	En cours d'instruction	d'ici 2020	Se déroule comme prévu
Bretagne	France - Irlande	Augmentation de la capacité d'interconnexion	En cours d'étude	A l'étude	A déterminer	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012 (cf. chapitre 5.1.2)

5.6.7 Région Normandie-Paris

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Ile de France	Gestion des tensions basses en Normandie et Ouest Parisien – Phase 1	Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries 400 kV aux postes de Rougemontier, Mézerolles et Taute (2 x 150 Mvar pour chacun des 3 postes), batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar)	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Picardie	Renforcement de la capacité de transformation du poste de Remise 400 kV et restructuration de ses alimentations	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Beauvais	Création d'une injection 400/225 kV (AT de 300 MVA) au poste de Remise et exploitation à 225 kV du 2ème terne de la liaison aérienne Patis - Remise actuellement exploité à 63 kV et renouvellement de l'alimentation de St Sépulcre par la création d'un poste 225 kV en coupure sur la ligne Patis - Terrier.	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu, avec une mise en service avancée de 2015 à 2014 (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Ile de France	CSPR de Nanterre	Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un CSPR au poste de Nanterre 225 kV	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficultés d'acceptabilité
Ile de France	Le Chesnoy 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA.	En travaux	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficultés techniques rencontrées sur le chantier de reconstruction du poste Chesnoy 400 kV
Ile de France	Villejust 400 kV	Amélioration de la sûreté du système électrique et gain sur les pertes dans la perspective du raccordement de groupes de production sur la région parisienne	Reconstruction des jeux de barres 400 kV pour une tenue à l'ICC de 40 kA	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Basse Normandie, Haute Normandie, Ile de France	Gestion des tensions basses en Normandie et Ouest Parisien – Phase 2	Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries de condensateurs 400 kV (1x150 Mvar) au poste de Plessis Gassot et de batteries filtrées 225 kV (1x80 Mvar) au poste de Compiègne	A l'étude	2017	Projet intégrant le périmètre du volet à 10 ans de l'édition 2012
Ile de France	Est de la Seine et marne	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la Seine-et-Marne	Création d'un nouveau poste 400kV/HT et traitement de l'obsolescence de la ligne Chesnoy - Montereau.	A l'étude	2018	Se déroule comme prévu
Picardie, Ile de France	Oise – Val d'Oise	Sécurité d'alimentation de la région parisienne, moindre recours aux centrales de pointe au fioul et acheminement vers Paris de l'éolien off-shore et des productions qui se développent dans le Nord et la Haute- Normandie.	Doublement de la couronne parisienne : liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier	A l'étude	2018	Se déroule comme prévu

Région Normandie-Paris (suite)

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Haute Normandie	Renforcement de l'axe à 400 kV Havre-Rougemontier	Création de capacité d'accueil pour des projets de production charbon et gaz dans la zone du Havre	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km	En travaux	2018	Se déroule comme prévu
Basse Normandie	France Angleterre	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Création d'une liaison d'interconnexion à courant continu d'une puissance de 1 GW et d'une longueur d' environ 200 km en sous-marin et une trentaine de km en souterrain	A l'étude	2020	Décalage de la date de mise en service (2019 => 2020) : délai compatible avec l'offre de raccordement acceptée par NGIL à l'été 2012
Basse Normandie	Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV – phase 2	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Ajout d'un second autotransformateur 400 / 90 kV de 240 MVA au poste de Taute 400 kV	A l'étude	2020	Se déroule comme prévu
Haute Normandie	Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Fécamp	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	En cours d'instruction	d'ici 2020	Se déroule comme prévu
Basse Normandie	Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Courseulles-sur-Mer	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV	En cours d'instruction	d'ici 2020	Se déroule comme prévu
Basse Normandie, Haute Normandie, Ile de France et/ou Centre	Normandie sud Parisien Long Terme	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional entre Normandie et sud parisien	A déterminer	A l'étude	A déterminer	Cf. Chapitre 5.2.4
Haute Normandie	Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone du Tréport	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 600 et 750 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Abandonné	Abandonné	Abandonné	Zone déclarée sans suite à l'issue de l'appel d'offre

6. PLAN DE DEVELOPPEMENT A 3 ANS

Le plan de développement à 3 ans présente les projets dont la mise en service est prévue dans les 3 ans (2013, 2014 et 2015), pour les infrastructures du réseau 400 kV et les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV.

Les projets sont présentés selon leur finalité principale. Si un projet répond à plusieurs besoins, seule sa finalité principale est indiquée. Ces finalités ont été établies en cohérence avec le découpage retenu dans le TYNDP :

1. Augmentation des capacités d'échange aux frontières
   Cette finalité caractérise les développements nécessaires aux zones frontières pour lesquelles la capacité d'échange s'avère ou s'avèrera insuffisante à terme pour satisfaire les besoins de transit.

2. Sécurité d'alimentation des zones de consommation
   Cette finalité caractérise les développements de réseau rendus nécessaires par la croissance de la consommation de certaines zones localisées qui en fragilise la sécurité d'alimentation. Cette croissance de consommation peut conduire, sans adaptation ou évolution de la structure de réseau à un risque de coupure pour les zones concernées.

3. Accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production existante
   L'arrivée de nouveaux groupes de production en des points du réseau ne disposant pas de potentiel de raccordement adapté peut conduire à des limitations de production sur le réseau existant. La nécessité de réduire ces limitations conduit à des évolutions de la structure actuelle du réseau par la mise en œuvre de projets de développement.
   Par ailleurs, afin de favoriser l'implantation de moyens de production dans des endroits favorables (équilibre global du système électrique, présence d'énergie primaire,…), des zones d'accueil de production peuvent être créées par anticipation. Ces zones doivent permettre le transport de la production future en réalisant les évolutions nécessaires du réseau.

4. Raccordement de clients
   Le raccordement de nouveaux ouvrages de clients au réseau de transport peut venir modifier les équilibres et les flux de certaines zones électriques. Ces raccordements de clients comprennent aussi bien les raccordements de groupes de production, les raccordements de postes alimentant des réseaux de distribution que les raccordements des postes d'alimentation de clients industriels. Seuls les raccordements rendus publics et dont la mise en service est prévue dans les 3 ans sont présentés dans le schéma décennal.

5. Sûreté du système électrique
   L'évolution des flux et de la topologie du réseau peut générer des contraintes inacceptables pour la sûreté du système électrique en régime permanent et en situation dégradée pouvant conduire à un incident majeur. Ces contraintes peuvent avoir plusieurs origines : des contraintes de transit générés par l'évolution des flux, des risques de tenue des ouvrages aux courants de court circuit en cas d'augmentation de ceux-ci, des variations inadmissibles de la tension en des points du réseau, ou des risques de perturbation de la stabilité du réseau. Différentes actions de développement ou de renforcement des ouvrages existants sont mises en œuvre pour lever la contrainte : renforcements de la capacité de transit, renforcement de la tenue mécanique des ouvrages, installation de moyens de compensation,…

6. Qualité d'alimentation
   Certains points du réseau peuvent présenter des taux de coupure inadaptés aux besoins des clients. De même la forme d'onde délivrée sur le réseau peut présenter des creux de tension ou des taux de pollution de l'onde de tension difficilement compatibles avec les process de certains clients. Des actions d'amélioration sont entreprises afin d'obtenir un niveau de qualité d'alimentation compatible avec les engagements de RTE dans ce domaine.

7. Déclassement de production existante
   Le déclassement de groupes de production peut conduire à des déséquilibres des flux énergétiques et à l'apparition de contraintes sur le réseau existant. Ceci conduit à modifier la structure du réseau afin de lever les contraintes générées par la disparition de groupes de production.

Sur la totalité des projets réalisés par RTE et dont la mise en service interviendra entre 2013 et 2015, le plan présente l'ensemble des projets les plus importants. Les projets cités représentent environ 90% du budget d'investissement pour les réseaux de RTE, et environ la moitié en nombre de projets qui vont être réalisés d'ici 2015. Les projets de faible ampleur (< 3 M€) relatifs à la sécurité d'alimentation et à la sûreté du système électrique ne sont pas cités.

Le plan à 3 ans reprend, lorsque leur mise en service est prévue dans les 3 ans, les projets de développement d'ouvrage de grand transport cités dans le volet à 10 ans.

Dans un souci de lisibilité, le plan à 3 ans présente, par grande région RTE, c'est-à-dire par « zone d'exploitation du réseau » :

- le contexte régional de cette zone d'exploitation ;
- un tableau représentant les bilans électriques régionaux 2010 et 2011: consommation et production d'électricité en énergie (cumul annuel) et en puissance (au moment de la pointe annuelle de consommation[54]). Ces tableaux reflètent les flux à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution : une partie de la production raccordée sur ces réseaux de distribution, consommée en aval des postes sources, n'est donc pas décomptée ici ;
- un tableau représentant l'évolution sur 5 ans du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables en puissance installée (MW) ainsi qu'en énergie produite (MWh), quel que soit le niveau de tension de raccordement de ces installations ;
- dans les 3 ans, les évolutions de réseau à venir et les contraintes régionales qui seront levées ;
- le tableau des projets dont les travaux ont été finalisés en 2012 ;
- la carte et le tableau des projets à réaliser dans les 3 ans.

La numérotation des projets sur les cartes régionales, ainsi que le nom des régions administratives concernées par les projets, sont repris dans les tableaux joints.

[54] Pointe 2011 : mardi 4 janvier à 19 h ; pic de consommation France = 91 821 MW
Pointe 2010 : mercredi 15 décembre à 19 h ; pic de consommation France = 96 639 MW

6.1 Région Nord-Est

6.1.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental

La région RTE Nord-Est couvre une superficie d'environ 40 000 km^2 sur le territoire des régions administratives du Nord-Pas de Calais et d'une partie des régions Picardie (départements de la Somme et de l'Aisne) et Champagne-Ardenne (départements des Ardennes et de la Marne). Elle compte près de 6 millions d'habitants dont les deux tiers se situent dans le Nord-Pas de Calais.

En dehors du massif ardennais, la région RTE Nord-Est se compose de vastes plaines. Son climat est de type océanique sur une large bande littorale, le long de la mer du Nord et de la Manche, avec une influence plus continentale sur le reste du territoire.

La région est très contrastée en terme d'urbanisation : très urbanisée dans le Nord-Pas de Calais; plus rurale en Picardie et surtout en Champagne-Ardenne.

La région Nord-Pas de Calais compte trois parcs naturels régionaux (PNR) : Scarpe-Escaut, Caps et Marais d'Opale, Avesnois. La région Champagne-Ardenne en compte deux : le PNR de la Montagne de Reims et le PNR des Ardennes créé fin 2011. La région Picardie ne comporte pas encore de PNR dans la zone couverte par RTE Nord-Est, mais bénéficie pour autant d'un riche environnement littoral (dont l'estuaire de la baie de Somme). Il est à noter toutefois qu'une association de préfiguration construit actuellement le projet de PNR de la Picardie Maritime.

Contexte économique

Avec un PIB_{2010} de 98 milliards d'euros, le Nord-Pas de Calais est la 4ème région qui produit le plus de richesse en France. La Picardie affiche un PIB_{2010} deux fois moins important (44 milliards d'euros) et la Champagne-Ardenne, 35 milliards d'euros (cette dernière possède néanmoins le 8ème plus fort PIB par habitants).

Régions fortement industrielles avec des secteurs traditionnels (métallurgie et automobile dans le Nord et textile dans les Ardennes), elles voient de nouveaux pôles d'excellence se développer (industries ferroviaires, logistique et distribution, industries numériques...). Plusieurs grands projets structurants pour le territoire se développent : le canal Seine-Nord Europe (Picardie et Nord-Pas de Calais), le « Y ardennais » (future autoroute A304) qui reliera mieux la Champagne Ardenne (Charleville-Mézières) à la Belgique et aux grands flux européens, le terminal méthanier de Dunkerque et les projets du Grand Port Maritime de Dunkerque (cluster éolien offshore,...). L'implication des PME sur les marchés internationaux place le Nord-Pas-de-Calais au 4ème rang des régions françaises pour le volume exporté et au 5 ème pour la part de PME exportatrices.

La crise économique a durement touché ces régions, du fait de leur fort tissu industriel. Le Nord-Pas de Calais et la Picardie affichent des taux de chômage parmi les plus importants des régions françaises avec respectivement 13,1% et 11,7%. L'évolution de la population est quasiment stable ces dernières années voire diminue en Champagne-Ardenne, le solde naturel positif étant compensé par les flux migratoires.

Les prévisions de consommation électrique dans cette région sont ainsi assez faibles pour les prochaines années. L'augmentation de la consommation est estimée à environ 0,3% par an pour les 10 prochaines années, alors que la moyenne des 10 dernières années s'établissait à environ 1% par an.

A contrario, les moyens de production d'électricité continuent de se développer dans cette région. Au-delà des projets de cycle combiné gaz, la production d'électricité d'origine éolienne se développe massivement en Champagne-Ardenne (deuxième région française avec 990 MW installés), et en Picardie (1ère région française avec 1 028 MW). En Nord-Pas de Calais, 499 MW sont installés. Les ambitions de ces régions, s'appuyant sur un fort potentiel dans ce domaine, sont également très fortes avec respectivement 2 870 MW, 2 800 MW et 1 400 MW à l'horizon 2020. Le potentiel photovoltaïque est faible dans ces régions.

Flux électriques :

Nord - Est	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**51,2**	**48,1**
Distributeurs	*34,7*	*32,1*
Industriels	*13,5*	*13,4*
Pompage et auxiliaires	*1,4*	*1,6*
Pertes	*1,4*	*1,0*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**64,8**	**66,5**
Nucléaire	*56,0*	*59,5*
Thermique classique	*7,3*	*5,2*
Hydraulique	*1,1*	*1,0*
Eolien	*0,0*	*0,0*
Réseaux distributeurs	*0,4*	*0,8*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**13,6**	**18,4**
Puissance consommée à la pointe	**9 584 MW**	**9 350 MW**
Puissance produite à la pointe	**10 760 MW**	**11 491 MW**

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	457	796	1 144	1 511	1 723	708	1 223	1 875	2 286	3 278
Photovoltaïque	0	1	8	37	94	0	1	5	19	96
Hydraulique	815	817	823	825	824	1 143	1 196	802	1 106	1 037
Autres sources	82	84	93	99	99	345	366	383	443	487

6.1.2 Projets à réaliser sur la période 2013 - 2015

6.1.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

Même si la consommation de la région augmente faiblement, des contraintes apparaissent pour l'alimentation électrique de certaines zones.

Ainsi, l'augmentation de la consommation électrique dans la zone de Boulogne-sur-Mer conduit à envisager le renforcement de la transformation 225/90 kV du poste d'Echinghen à l'horizon 2014.

Pour renforcer la sécurité d'alimentation de la Somme, un grand projet est engagé : la création d'une liaison souterraine à 63 kV entre Pertain et Hargicourt (région de Roye).

Dans la région d'Arras, le remplacement d'un transformateur 225/90 kV de 100 MVA par un de appareil de 170 MVA est prévu en 2015 pour garantir la sécurité d'alimentation de l'agglomération.

La création d'une nouvelle injection 400/225 kV en Picardie, et d'une liaison souterraine à 225 kV jusqu'à Blocaux permet de sécuriser l'alimentation de cette zone et contribue également à l'accueil des énergies renouvelables.
Au-delà de 2015, d'autres contraintes apparaissent pour alimenter les agglomérations de Reims, Lille, Arras, Lens Béthune et Charleville-Mézières.

Accueil de nouvelles productions

Le fort développement de l'éolien nécessite la création de nouvelles structures destinées à l'accueil de cette production. Il génère aussi des contraintes de tension haute qui nécessitent l'installation de selfs de compensation (voir § 5.1.5).

La création du poste à 400 kV de Fruges en coupure sur l'axe électrique Argoeuves – Mandarins n°2 permet de résorber les limitations à l'injection suite à l'arrivée de projets de raccordement de fermes éoliennes.

Pour permettre l'accueil de production éolienne dans la zone de Reims, des travaux d'amélioration de la structure des postes seront réalisés sur le poste de Fère Champenoise 90 kV.

En Champagne-Ardenne, la création d'une nouvelle injection 400/90 kV au poste de Seuil permet également l'accueil des énergies renouvelables, en fort développement dans le secteur.

La création d'une nouvelle injection 400/225 kV en Picardie, et d'une liaison souterraine 225 kV jusqu'à Blocaux, même si sa fonction première est de sécuriser l'alimentation de cette zone, contribuera aussi à l'accueil des énergies renouvelables.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER) des régions Picardie et Champagne-Ardenne, lancés à l'été 2012 préciseront les nouvelles capacités d'accueil pour ces groupes de production et les créations d'ouvrages associées.

Raccordements

Un poste source sera créé d'ici 2013 à Forges-les-Eaux en raccordement sur le poste de Neufchâtel par l'intermédiaire d'une liaison souterraine à 90 kV. De même, un poste source sera créé vers Epernay, via une liaison souterraine à 63 kV.

Des demandes de raccordement ont été reçues sur la région à titre exploratoire ou pour des mises en services au-delà de 2013, telles que le raccordement du groupe de production à cycle combiné gaz sur le site de Bouchain et le raccordement du terminal méthanier de Dunkerque.

Sûreté du Système Electrique

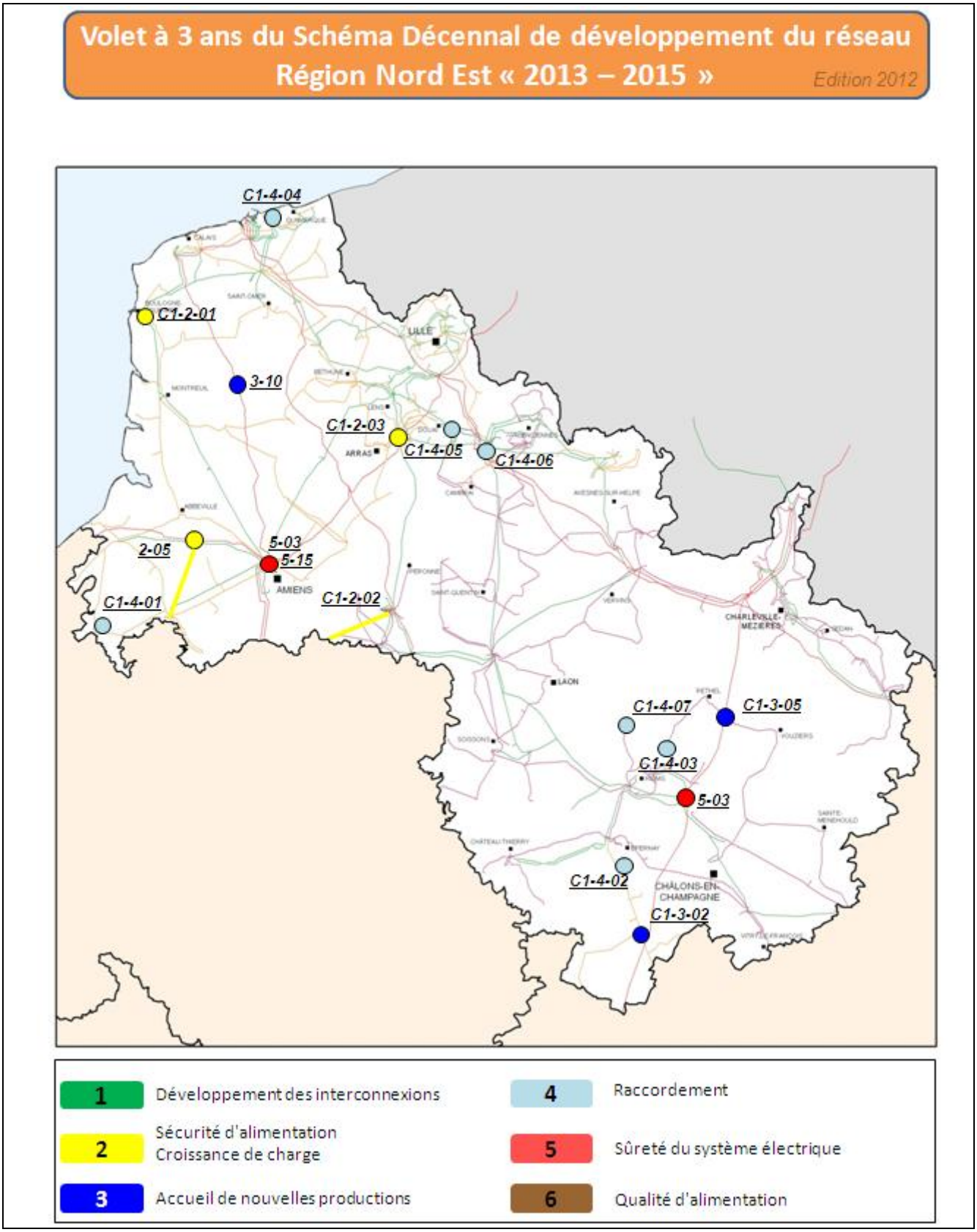
Le réseau du nord de la France, caractérisé par la proximité de zones fortement productrices et d'agglomérations fortement consommatrices, est traversé par des transits frontaliers importants, contrastés et difficilement prévisibles (voir paragraphe 5.2.4). Ces transits mettent en contrainte les lignes à 400 kV entre Lonny et Vesle et entre Avelin et Gavrelle. Ils génèrent aussi des contraintes de tension basse l'hiver qui nécessitent l'installation de batteries de condensateurs dans la zone Nord.

Dans ce cadre, un programme d'installation de batteries de condensateurs de 150 Mvar est prévu pour équiper les postes à 400 kV d'Argoeuves et de Vesle d'ici 2013, afin d'améliorer la tenue de tension sur les zones d'Amiens et de Reims en hiver. Au delà de 2015, l'installation de nouvelles batteries de condensateurs est envisagée dans le secteur de Roye.
Les problèmes de tension haute rencontrés en été sur la zone Nord nécessitent également l'installation d'une self de 64 Mvar au poste à 400 kV d'Argoeuves.

6.1.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Champagne Ardenne	Damery 63 kV	Augmentation de la capacité d'accueil de production éolienne à court terme dans la zone de Reims	Au poste de Damery : renforcement du jeu de barres et des charpentes dans le but d'augmenter la tenue aux courants de court-circuit
Nord Pas de Calais	Avelin 400 kV	Amélioration de la sûreté système suite à l'augmentation des échanges d'électricité internationaux dans la zone de Lille	Installation d'un troisième jeu de barres et remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste
Picardie	Russy 63 kV	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'Aisne	Installation d'un transformateur déphaseur de 70 MVA au poste de Russy

6.1.4 Carte du volet à 3 ans



6.1.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Nord Pas de Calais	Gestion des tensions hautes dans le nord de la France	5-15	Amélioration de la sûreté système vis à vis de la tenue de tension	Installation d'une self de 64 Mvar au poste de Laténa (en 2012) et au poste d'Argoeuves (en 2013)	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Création du poste 400 / 90 kV de Fruges	3-10	Création d'une zone d'accueil de production éolienne dans l'est du Pas de Calais	Créer un poste 400/90 kV alimenté en coupure sur le circuit n°2 de la ligne à 400 kV Argoeuves – Mandarins, et à l'équiper d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Champagne Ardenne	Fère Champenoise 90 kV	C1-3-02	Meilleure répartition des transits en cas de forte production éolienne dans la zone de Reims	Installation d'un couplage et d'un automate de débouclage ampéremétrique au poste 90 kV de Fère Champenoise	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Haute Normandie	Forges-les-Eaux 90 kV	C1-4-01	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine de 20km et extension du poste de Neufchâtel	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Gestion des tensions basses dans le nord de la France - Phase 1	5-03	Amélioration de la tenue de la tension dans le nord de la France	Installation d'une batterie de condensateurs de 150 Mvar au poste d'Argoeuves ainsi qu'au poste de Vesle	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Champagne Ardenne	Cubry 63 kV	C1-4-02	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine de 1 km pour raccordement d'un nouveau poste distributeur dans la région d'Epernay sud	En cours d'instruction	2013	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Champagne Ardenne	Chamtor 63 kV	C1-4-03	Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine de 1,8 km depuis le poste de Bazancourt 63 kV	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Nord Pas de Calais	Echinghen 225 kV	C1-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Boulogne-sur-Mer	Renforcement de la transformation 225/90 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Nord Pas de Calais	Grande Synthe 90 kV	C1-4-04	Raccordement du terminal Méthanier	Création d'une double liaison souterraine 90 kV d'environ 10 km sur le poste de Grande Synthe 90 kV	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Champagne Ardenne	Aerowatt	C1-4-07	Raccordement d'un parc éolien	Création d'une liaison souterraine de 70 m sur Guignicourt 63 kV	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Picardie	Hargicourt - Pertain	C1-2-02	Garantie de l'alimentation électrique de la zone de Roye	Création d'une liaison souterraine de 26 km	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Picardie	Ouest Amiénois	02-05	Garantie de l'alimentation électrique de l'ouest Amiénois et accueil des énergies renouvelables	Création d'un poste 400 kV en coupure sur la ligne 400 kV Argoeuves - Penly avec l'installation d'un AT de 600 MVA et création d'une liaison souterraine 225 kV d'environ 30 km entre Blocaux et le nouveau poste	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Champagne Ardenne	Seuil 400 / 90 kV	C1-3-05	Création d'une zone d'accueil de production éolienne en Champagne Ardenne	Entrée en coupure de la ligne Lonny - Vesle 400 kV et installation d'un transformateur 400/90 kV à Seuil	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Nord Pas de Calais	Gavrelle TR 225/90 kV	C1-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone Arras Douai Lens	Remplacement d'un transformateur existant de 100 MVA par un appareil plus puissant de 170 MVA	A l'étude	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Nord Pas de Calais	Raccordement de Terres Noires en 225 kV	C1-4-05	Changement de tension de l'alimentation d'un poste SNCF (suppression niveau de tension 45 kV)	Création de 2 liaisons souterraines de 400 m sur Dechy 225 kV et travaux dans le poste de Dechy 225 kV	A l'étude	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Nord Pas de Calais	Cycle combiné gaz de Bouchain	C1-4-06	Raccordement d'un cycle combiné à gaz sur le poste de Mastaing 400 kV	Création d'une liaison souterraine 400 kV d'environ 2,4 km	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

6.2 Région Est

6.2.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région RTE Est couvre une superficie de 91 300 km^2 sur le territoire des régions administratives Alsace, Bourgogne, Lorraine, Franche-Comté (sauf la partie sud du département du Jura) ainsi que le sud de la Champagne-Ardenne.

La région est composée d'une grande diversité de paysages : des plaines (Champagne, Lorraine, Alsace et nord de la Bourgogne), des massifs de moyennes montagnes (Vosges, Jura et Morvan), et de nombreuses zones humides, vallées alluviales et tourbières. Le climat est continental, rigoureux en hiver, en particulier en moyenne montagne, avec des épisodes de neige et de givre notamment.

A l'exception de l'Alsace et de l'axe mosellan, la région est à dominante rurale, en particulier les régions Bourgogne et Champagne-Ardenne. La forêt est un élément majeur puisqu'elle couvre 37% du territoire.

Six Parcs Naturels Régionaux sont présents sur le territoire de l'Est (Vosges du nord, Lorraine, Forêt d'Orient, Ballon des Vosges, Morvan et Haut-Jura), la création d'un 11ème parc national étant prévue dans le cadre du Grenelle Environnement (« Entre Champagne et Bourgogne », à cheval sur la Haute-Marne et la Côte-d'Or).

Contexte économique :

Les agglomérations importantes du territoire sont Strasbourg, Nancy, Metz, Mulhouse, Dijon, Belfort-Montbéliard et Besançon. La région est globalement peu dense, sauf l'Alsace, qui est une région urbaine à forte densité de population (troisième région la plus urbanisée de France). La croissance démographique du territoire est variable selon les régions : baisse en Bourgogne, stagnation en Lorraine et Champagne, hausse modérée en Franche-Comté à forte en Alsace.

Les principales activités sensibles sont la viticulture (Bourgogne, Alsace, Champagne, Jura), le tourisme (Bourgogne, Alsace, Franche-Comté), l'industrie (développée en Alsace, nucléaire civil et militaire en Bourgogne, en diminution en Lorraine, microtechniques/plasturgie/constructions électrique et automobile en Franche-Comté).

Les évolutions de consommation sur la région sont modestes, inférieures à 1%, compte tenu notamment des difficultés industrielles dans certaines zones et d'un développement démographique limité – les zones les plus dynamiques en terme de consommation sont la Bourgogne et la Franche-Comté. Pour autant, l'arrivée des lignes à grande vitesse (LGV) « Est » et « Rhin - Rhône » vont d'une part accroitre les charges soutirées sur certaines zones, d'autre part dynamiser progressivement les agglomérations désormais ou bientôt desservies (Nancy, Metz, Besançon, Strasbourg, Dijon, Belfort/Montbéliard et Mulhouse), en particulier dans les domaines immobilier et du tertiaire. Des projets d'électrification de lignes ferroviaires sont envisagés dans des zones plutôt rurales.

Pour ce qui concerne les équilibres production/consommation, la région RTE Est est aujourd'hui globalement exportatrice, grâce aux centrales nucléaires de Fessenheim, Cattenom et Nogent-sur-Seine, ainsi qu'aux multiples centrales de production charbon et gaz, essentiellement situées en Lorraine. S'ajoutent aussi les nombreuses éoliennes installées en Lorraine et Champagne-Ardenne.

- La Lorraine et la Champagne-Ardenne sont exportatrices.
- La Franche-Comté et la Bourgogne sont globalement en déficit de production.
- L'Alsace qui dispose d'une production hydraulique de type fil de l'eau et éclusées tout au long du Rhin, passerait d'exportatrice à importatrice avec l'arrêt de la centrale de Fessenheim.

Flux électriques :

Est	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**59,5**	**57,4**
Distributeurs	*45,8*	*43,5*
Industriels	*11,5*	*11,6*
Pompage et auxiliaires	*0,3*	*0,4*
Pertes	*1,9*	*1,9*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**85,2**	**75,3**
Nucléaire	*64,9*	*59,6*
Thermique classique	*11,6*	*8,5*
Hydraulique	*8,1*	*6,3*
Eolien	*0,1*	*0,1*
Réseaux distributeurs	*0,5*	*0,8*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**25,7**	**17,9**
Puissance consommée à la pointe	**11 701 MW**	**11 388 MW**
Puissance produite à la pointe	**14 749 MW**	**14 019 MW**

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	357	525	767	1 059	1 238	437	771	1 090	1 507	2 029
Photovoltaïque	1	3	20	93	241	1	2	16	62	237
Hydraulique	1 700	1 701	1 686	1 704	1 708	8 916	8 964	8 178	8 826	6 861
Autres sources	83	85	86	93	99	327	350	364	392	403

6.2.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.2.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

L'alimentation des agglomérations de Nancy, Besançon, Chalon-sur-Saône, Colmar/Sélestat, Mâcon, Sens et du Creusot en particulier, présente des fragilités, liées à la croissance de la consommation locale et à l'évolution de la production HTA existante.

Sur la zone de Nancy, sur laquelle des cogénérations s'arrêtent à court terme, une première augmentation de la capacité transformation sera réalisée au poste de Laneuveville, par mutation de 2 transformateurs de 100 à 170 MVA, pour sécuriser l'alimentation du sud de l'agglomération et de Nancy intra muros. En parallèle, le réseau sera adapté et renforcé dans la zone de Custines pour sécuriser le nord de l'agglomération.

Sur la zone de Sens, l'installation d'un transformateur supplémentaire au poste de Rousson devra être suivie d'une évolution du réseau pour alimenter le cœur de l'agglomération.

L'augmentation de la capacité de transit d'une ligne à 63 kV permettra de sécuriser l'alimentation électrique de l'agglomération du Creusot, de même que les travaux d'ajout d'un transformateur de 170 MVA et le renforcement de la structure d'un poste source à Chalon-sur-Saône.

Par ailleurs, pour répondre à ces enjeux, au-delà de l'horizon 2013-2015, des évolutions structurantes seront nécessaires en 225 kV sur Besançon, et en 63 kV sur la zone de Colmar/Sélestat. Le renforcement du réseau sera aussi nécessaire pour garantir l'alimentation du centre de Mâcon.

Accueil de nouvelles productions

Le développement des énergies renouvelables sur la région est particulièrement dynamique sur certaines zones. En particulier, la Lorraine et la Champagne-Ardenne sont très propices à la production éolienne. Par ailleurs, des terrains non cultivables sont parfois disponibles pour envisager l'installation de centrales photovoltaïques, accompagnant la revitalisation de certains territoires (anciennes bases militaires de l'OTAN par exemple). Actuellement, environ 1 300 MW d'éolien sont en service, auxquels s'ajoutent 160 MW de grands parcs au sol photovoltaïques en service ou proches de l'être (Toul Rosière en Lorraine, Massangis en Bourgogne).

Dans le cadre des SRCAE, validés mi 2012 (Alsace, Bourgogne, Champagne-Ardenne) ou qui doivent l'être pour fin 2012 (Lorraine, Franche-Comté), d'importantes ambitions sont affichées par les régions : Alsace (100 MW d'éolien, 400 MW de photovoltaïque dont plusieurs grands parcs au sol), Bourgogne (1 500 MW d'éolien, 620 MW de photovoltaïque dont 500 MW de grands parcs au sol), Champagne-Ardenne (2 800 MW d'éolien), Franche-Comté (600 MW d'éolien), Lorraine (1 300 MW d'éolien, 400 MW de photovoltaïque dont des grands parcs au sol).

Au-delà des projets déjà mis en service par RTE ces dernières années, des projets en cours (extension du poste à 225 kV de Barbuise et renforcement de sa capacité de transformation), d'autres développements du réseau seront sans doute nécessaires, en particulier en Champagne-Ardenne et en Bourgogne : ils sont étudiés dans le cadre des S3RER des différentes régions, en lien avec les DREAL et les Régions, et feront l'objet d'une concertation d'ici fin 2012 ou en 2013.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent :

- le raccordement de production éolienne dans l'Aube et dans l'Yonne ;
- le raccordement de deux groupes de production à cycle combiné gaz près de Sarreguemines ;
- l'augmentation de la puissance de raccordement d'un consommateur près de Dijon ;
- l'augmentation de la puissance de raccordement de RFF sur la LGV Sud-Est, qui amène à renforcer le poste d'Henri-Paul près de Montchanin ;
- de nombreuses évolutions demandées par les distributeurs, dont eRDF (création de nouveaux postes, ajout de transformateurs).

Par ailleurs, au-delà des S3RER pour le raccordement des productions renouvelables, il est à noter que des développements de réseau seraient à envisager pour accompagner des projets clients s'ils venaient à se concrétiser : Ulcos à Florange, Andra et CEA Syndièse dans la zone de Bure, zones de développement économique d'Illange (Méga zone) et d'Alzette Belval, pôles de compétitivité (Creusot…).

Sûreté du Système Electrique

L'exploitation du réseau de grand transport de la région est fortement dépendante des échanges avec les pays frontaliers, à savoir l'Allemagne, la Suisse et la Belgique. Dans certaines conditions d'import et/ou d'export, les transits sont parfois difficiles à maîtriser sur certains ouvrages de grand transport, pouvant conduire à des schémas d'exploitation impliquant des fragilisations significatives du réseau régional, par exemple en Franche-Comté et en Lorraine ouest. Ils pourraient conduire à terme à des situations de tension basse en régime dégradé, notamment en Alsace, dans certaines conditions d'exploitation hivernales. L'impact de l'arrêt de la centrale de Fessenheim modifiera aussi sensiblement ces conditions d'exploitation.

Enfin, l'exploitation en creux de nuit conduit parfois à une gestion délicate des tensions hautes, compte tenu du fait que les moyens de production régionaux, qui participent à la tenue de la tension, ne fonctionnent essentiellement qu'en journée, voire à la seule pointe de consommation. Le traitement de ces régimes de fonctionnement en tension haute prévoit l'installation de moyens de compensations (selfs raccordées à des autotransformateurs et inductances raccordées sur des barres) aux postes de Henri-Paul et Vielmoulin en Bourgogne, de Frasne en Franche-Comté, de Bezaumont, Petite Rosselle voire Buschbach en Lorraine.

Qualité d'alimentation

Un projet de renforcement du réseau électrique en Auxois (Côte d'Or), par la création du poste 225/63 kV de Darcey, est engagé pour améliorer la qualité de fourniture des clients CEA Valduc et eRDF à Poiseul.

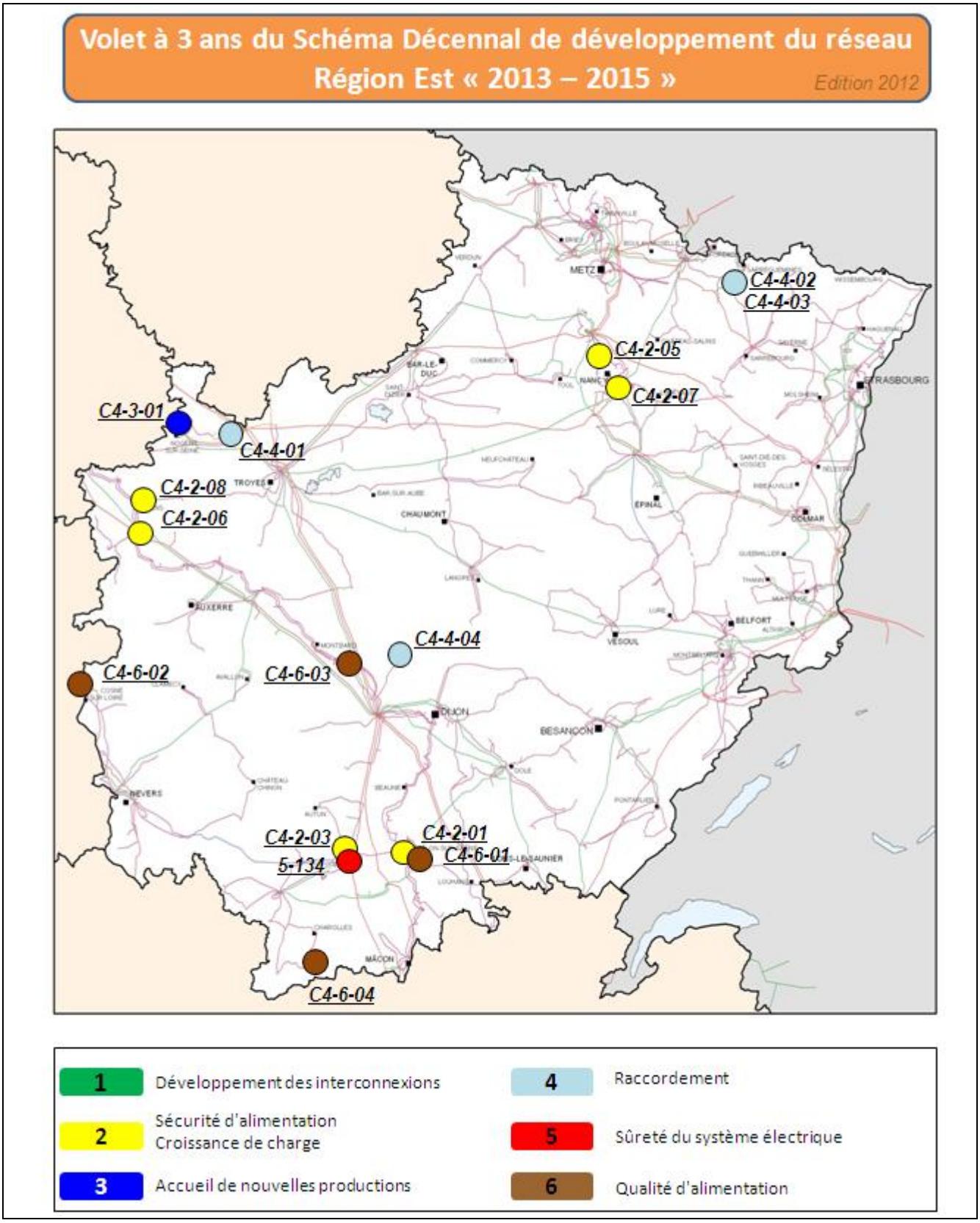
De même, est engagé un projet d'installation d'une self série au poste 63 kV de Fortaie pour maintenir l'exploitation bouclée avec la région Ouest, et la qualité de fourniture de plusieurs postes de la Nièvre. Pour l'agglomération de Chalon-sur-Saône, le renforcement de la structure du poste 63 kV de Chalon contribuera à améliorer la qualité de fourniture.

En Saône-et-Loire, un projet d'installation d'une batterie de condensateurs au poste de La Clayette 63 kV permettra de maintenir la tension dans la zone à son niveau de référence, y compris en régime dégradé (perte d'un ouvrage), et d'exploiter le réseau de façon optimale.

6.2.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Franche-Comté	Franche-Comté ouest	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'ouest de la Franche Comté	Création d'un poste comportant un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA et un transformateur 225/63 kV de 100 MVA
Champagne-Ardenne	Chancenay - Saint Dizier 63 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Haute-Marne	Création de deux liaisons souterraines de 4 km
Franche-Comté	Montboucons - St Ferjeux 63 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Besançon	Création d'une liaison souterraine de 3 km
Bourgogne	Grosne 225 kV	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône	Installation d'une protection différentielle de barres au poste 400/225 kV de Grosne
Lorraine	Croix de Metz 225 kV	Raccordement d'un groupe de production	Extension du jeu de barres 225 kV au poste de Croix de Metz

6.2.4 Carte du volet à 3 ans



6.2.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Bourgogne	Creusot - Henri Paul 63 kV	C4-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération du Creusot	Augmentation de la capacité de transit de la ligne	En cours d'instruction	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : Report suite à indisponibilité de monteurs lignes mobilisés sur d'autres projets
Bourgogne	Chalon 225 kV	C4-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône	Ajout d'un transformateur de 170 MVA	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : retard dans l'instruction administrative
Bourgogne	Chalon 63 kV augmentation tenue aux courts circuits	C4-6-01	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône	Renforcement de la structure du poste	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : retard dans l'instruction administrative
Bourgogne	Rousson 225 kV	C4-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Sens.	Remplacement d'un transformateur de 85 MVA par un appareil de 170 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Champagne-Ardenne	Barbuise 225 kV	C4-3-01	Accueil de production éolienne dans l'Aube	Extension du poste	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Centre	Fortaie 63 kV	C4-6-02	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Nièvre	Installation d'une self série de 12 ohms	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Lorraine	Laneuveville 225 KV	C4-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nancy	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par deux appareils de 170 MVA	En cours d'instruction	2013-2014	Se déroule comme prévu
Bourgogne	Darcey 225 / 63 kV	C4-6-03	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Côte d'Or	Construction d'un poste 225 / 63 kV dans la commune de Darcey et d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV d'une longueur de 20 km entre Darcey et Poiseul	En travaux	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : décalage de 4 mois pour optimisation avec les travaux de raccordement du CEA Valduc.
Champagne-Ardenne	Châtres 90 kV	C4-4-01	Raccordement de producteur éolien	Déroulage du deuxième terne de la ligne Méry-Romilly, création d'un pylône aéro-souterrain à Méry et de 500 m de liaison souterraine	En cours d'instruction	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : Mise en service début 2014 contractualisée avec le client suite à instruction de la demande de raccordement
Bourgogne	La Clayette 63 kV	C4-6-04	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Saône-et-Loire	Installation d'une batterie de condensateurs de 15 Mvar	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Bourgogne	Poiseul - Valduc 63 kV	C4-4-04	Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV Poiseul-Valduc de 8 km	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Lorraine	Hambach 225 kV	C4-4-02	Raccordement d'un groupe de production	Réalisation d'une liaison souterraine 225 kV de 10,5 km du poste 225 kV de Sarreguemines au site Client et extension du poste 225/63 kV de Sarreguemines	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2015) : Report de la date de raccordement du client à sa demande
Lorraine	Hambach 400 kV	C4-4-03	Raccordement d'un groupe de production	Création d'un poste 400 kV en entrée en coupure de la ligne Marlenheim-Vigy, création de deux portées poste de 150 m chacune et réalisation d'une liaison souterraine 400 kV de 18 km du poste 400 kV à créer au site Client	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2015) : Report de la date de raccordement du client à sa demande
Bourgogne	Henri Paul 400 kV	5-134	Renforcement de la puissance de court circuit de la zone pour permettre l'augmentation du trafic sur la LGV Sud-Est	Création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri Paul	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Lorraine	Custines 63 kV	C4-2-05	Renforcement de l'alimentation électrique de la zone de Nancy	Entrée en coupure de la ligne Bezaumont - Champigneulles 63 kV au poste de Custines	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Bourgogne	Chaillots – Sens 63 kV	C4-2-08	Sécurisation de l'alimentation de la ville de Sens	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 6 km du poste 63 kV de Les Chaillots au poste 63 kV de Sens	En cours d'instruction	2015-2016	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

6.3 Région Rhône-Alpes Auvergne

6.3.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région RTE Rhône-Alpes Auvergne couvre une superficie de 67 700 km^2 sur le territoire des régions administratives de Rhône-Alpes et d'Auvergne, ainsi que sur une faible partie des régions Franche-Comté (sud Jura), Languedoc-Roussillon (Lozère), Limousin (est Creuse) et Bourgogne (sud Saône-et-Loire).

Le territoire est varié : montagneux sur ses parties est (Massif Alpin) et ouest (Massif Central), il est constitué de plaines (Limagne, Forez, Ain, nord-Isère) et de vallées fluviales (Rhône, Saône) dans sa partie centrale.

La région inclut trois Parcs Nationaux (Vanoise, Ecrins et une partie des Cévennes), huit PNR (six en Rhône-Alpes : Chartreuse, Haut-Jura, Massif des Bauges, Monts d'Ardèche, Pilat, Vercors et deux en Auvergne : Livradois-Forez, Volcans d'Auvergne) ainsi qu'une cinquantaine de réserves naturelles.

De grandes zones urbaines sont à signaler, telles que les agglomérations lyonnaise et grenobloise et dans une moindre mesure, celles de Clermont-Ferrand, Saint-Etienne, Annecy, Chambéry, Valence et Bourg-en-Bresse.

Contexte économique :

Sur les dernières années, le développement démographique de la région est légèrement supérieur (0,8% par an) à celui de la France (0,7% par an). A l'horizon 2040, les prévisions de l'INSEE tablent sur une certaine accentuation de cet écart (0,6% pour la région et 0,4% pour la France).

Le tissu économique est à présent fortement orienté sur les activités tertiaires. Néanmoins, le secteur industriel reste important, notamment en région Rhône-Alpes. Cette activité industrielle se concentre autour des grandes agglomérations : Lyon (chimie, santé), Grenoble (nanotechnologies, chimie, métallurgie), Clermont (équipements, métallurgie), ainsi que dans les vallées alpines (métallurgie, papeteries). Le secteur du tourisme est également important (deuxième région française en terme d'hébergement touristique) et diversifié : stations de skis, lacs, villes historiques.

Sur la période 2006-2011, la consommation électrique a connu une croissance annuelle moyenne de 1,2%, contre 0,8% au niveau France (hors activité d'enrichissement d'uranium). A l'horizon 2020, cette croissance devrait être de l'ordre de 0,7% (0,5% pour la France).

En 2011, avec 10 522 MW installés, RTE Rhône-Alpes Auvergne inclut 41 % de la production hydraulique française. La production nucléaire installée est également importante avec 7 002 MW (10% du parc français) tandis que la production thermique classique est faible avec 848 MW (3,2% de la France). Hors hydraulique, le reste de la production d'origine renouvelable est encore peu significatif avec moins de 600 MW installés pour l'éolien, le photovoltaïque et le biomasse/biogaz. Cependant la situation évolue rapidement notamment pour le photovoltaïque. Les régions Rhône-Alpes et Auvergne se montrent relativement ambitieuses quant au développement des Eénergies renouvelables avec respectivement des objectifs de 1 200 et 800 MW d'éolien en 2020.

Du point de vue de l'équilibre production-consommation, la région est relativement stable.

Flux électriques :

Rhône Alpes Auvergne	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**62,9**	**59,6**
Distributeurs	*47,3*	*45,1*
Industriels	*10,9*	*11,4*
Pompage et auxiliaires	*3,5*	*3,2*
Pertes	*1,3*	*1,3*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**58,1**	**56,6**
Nucléaire	*34,6*	*37,6*
Thermique classique	*0,6*	*1,5*
Hydraulique	*22,7*	*17,3*
Eolien	*0,0*	*0,0*
Réseaux distributeurs	*0,2*	*0,3*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**-4,8**	**-3,0**
Puissance consommée à la pointe	**11 799 MW**	**11 171 MW**
Puissance produite à la pointe	**11 288 MW**	**10 862 MW**

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	108	139	201	207	270	227	235	370	392	436
Photovoltaïque	2	5	22	98	229	2	4	19	65	250
Hydraulique	10 548	10 536	10 547	10 522	10 548	25 695	26 740	23 255	24 928	19 151
Autres sources	76	84	90	96	108	265	281	333	412	442

6.3.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.3.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

Pour répondre à la croissance des consommations de Lyon et prendre en compte les contraintes en termes de sécurité d'alimentation, plusieurs chantiers sont programmés sur la région. Des actions de renforcement de la transformation sont prévues aux postes 225/63 kV de Joux, de La Boisse et de La Mouche, dans la suite de celle réalisée au poste 400/63 kV de Charpenay. Trois nouvelles liaisons souterraines vont être réalisées en périphérie, pour un total d'environ 30 km, pour contribuer à la sécurisation de l'agglomération lyonnaise jusqu'à l'horizon 2015. Au-delà, d'autres évolutions pourront être envisagées en périphérie ouest de l'agglomération.

Le bassin annecien a vu aussi ses consommations croître. Les nouvelles liaisons souterraines 63 kV Vignières - Montagny les Lanches – Espagnoux, Argonay - Vignières et Thônes – Vignières, achevées en 2012, et le nouveau poste à 63 kV de Chevène, en voie de l'être, permettent de sécuriser l'agglomération d'Annecy.

Pour renforcer la capacité d'alimentation des communes de la vallée de l'Isère, deux liaisons souterraines à 63 kV vont être réalisées, l'une entre les postes de Moirans et de Voiron, l'autre entre ceux de Moirans et de Vinay. Ce dernier projet aura également un effet favorable pour l'accueil d'énergies renouvelables à l'ouest de l'Isère. En complément, les départs du poste de Gampaloup vont faire l'objet d'un réaménagement.

Le secteur de Clermont-Ferrand connait aussi une croissance de ses consommations électriques. Pour y remédier, le deuxième circuit de la liaison Bayet – Rulhat qui était exploité en 225 kV va passer en 400 kV et un autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA sera mis en service au poste de Rulhat.

Au nord-est de la Lozère, le projet Estela améliorera la sécurité d'alimentation du bassin de vie de Langogne grâce à la création d'un poste 225/63 kV et d'une liaison à 63 kV vers le poste de Langogne. Ce projet permettra aussi d'accroître les possibilités d'accueil de production renouvelable dans cette région.

Sur la région, six autres projets de renforcement de capacité de transformation sont prévus d'ici 2015, pour sécuriser l'alimentation des agglomérations de Genève, Moulins, Le Puy-en-Velay, Valence, Saint-Etienne et de la Haute-Tarentaise. Pour la zone de Saint-Etienne, le renforcement de la capacité de transit de la ligne à 225 kV Givors – Soleil aura le même objectif.

Au-delà de 2015, la croissance économique de certains secteurs pourra donner lieu à d'autres développements du réseau. On citera notamment la zone de Thônes – Aravis en Haute-Savoie, ainsi que l'agglomération de Clermont-Ferrand.

Accueil de nouvelles productions

Le raccordement de groupes de production thermique dans la zone de Fosengendre des transits sud-nord importants qui touchent à la sûreté du système électrique, et nécessitent le renforcement des axes à 400 kV du nord de la vallée du Rhône (de Pivoz-Cordier à Coulange). L'installation de conducteurs plus performants a débuté et se poursuivra jusqu'en 2016.
Les réseaux à 225 kV du sud de l'Auvergne ont été optimisés pour l'acheminement des productions hydrauliques historiquement installées sur la zone (Cantal et nord de l'Aveyron). Avec l'arrivée de nouveaux producteurs et l'amplification des flux en provenance du sud de la France, des contraintes apparaissent. En particulier, le Cantal, le nord de la Lozère, la Haute-Loire et l'ouest de l'Ardèche sont

concernés par le développement de l'énergie éolienne, qui sature également des lignes 63 kV existantes.
En 2014, la nécessaire réhabilitation des liaisons à 225 kV de Rueyres à Margeride et de Margeride à Pratclaux améliorera l'accueil de productions renouvelables.
Des projets, justifiés pour des raisons de sécurité d'alimentation, permettront aussi d'augmenter la capacité d'accueil de production : il s'agit pour 2015 des projets Estela (Lozère) et Moirans-Vinay (Isère), et au-delà de 2015 du projet « 2Loires ».
Dans la vallée de la Romanche à l'horizon 2016, le raccordement de la nouvelle centrale hydroélectrique de Gavet (Isère) accentuera la problématique d'acheminement de la production déjà existante et qui touche les niveaux de tension 225 et 63 kV.

Les S3RER[55] doivent définir les capacités d'accueil à créer sur le réseau pour permettre le raccordement des objectifs régionaux de développement d'énergie renouvelable à 2020. Le S3RER de l'Auvergne est ainsi en cours d'élaboration en coordination avec les distributeurs et proposera d'autres projets de développement ou de renforcement du réseau.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent :

- le raccordement et le renforcement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation sur l'agglomération lyonnaise, en Savoie, dans le Pays de Gex et au sud de Valence,
- le raccordement de deux sous-stations de traction ferroviaire en Savoie et en Isère,
- le raccordement d'un client consommateur dans l'Ain,
- le raccordement d'un producteur éolien en Ardèche.

Au-delà de 2015, est prévu le raccordement en 400 kV de nouvelles productions de type cycle combiné gaz dans la plaine de l'Ain.

Sûreté du Système Electrique

Un programme d'installation de self de 64 Mvar au tertiaire des autotransformateurs 400/225 kV sera mis en œuvre sur les postes de Rulhat, Cornier et Génissiat afin d'améliorer la tenue de la tension sur ces zones.

Par ailleurs, le poste 63 kV de Beaumont-Monteux doit faire l'objet d'une opération de reconstruction de ses structures et appareillages électriques, pour répondre aux besoins accrus de tenue à la puissance de court-circuit.

Qualité d'alimentation

L'installation de protections différentielles de barres sur les postes 63 kV de La Boisse, Trévas et Bissorte va contribuer à améliorer la qualité d'alimentation dans les agglomérations de Lyon et d'Yssingeaux ainsi que dans la vallée de la Maurienne.

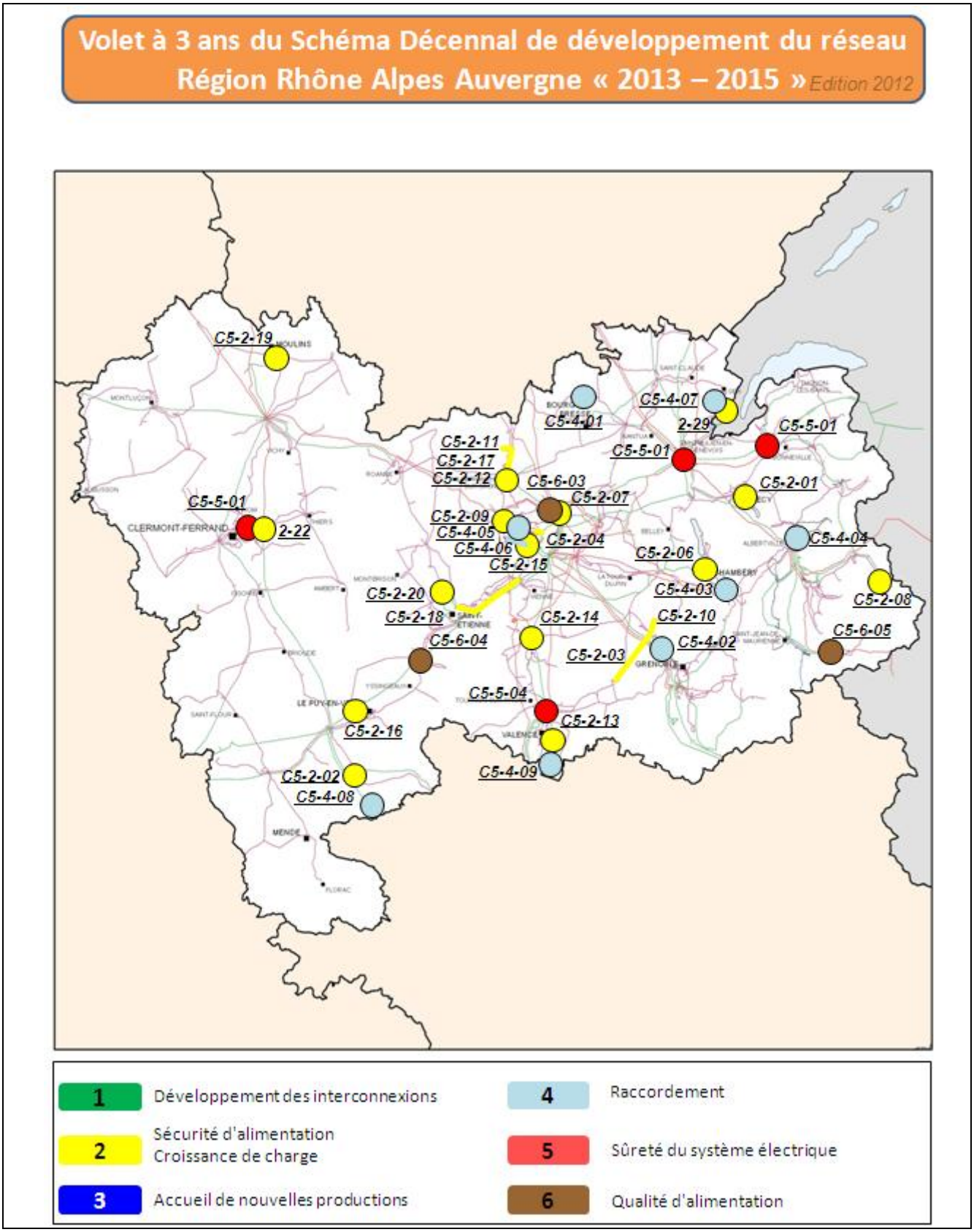
Au-delà de 2015, la création d'une liaison souterraine 63 kV entre Courpière et Olliergues permettra de renforcer l'alimentation de la vallée de la Dore et de résoudre des contraintes de tenue de la tension.

[55] Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

6.3.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Rhône Alpes	Optimisation du réseau 400 kV de la Maurienne	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie	Remplacement sur 95 km des conducteurs (ACSS) de l'axe double Albertville - La Coche - La Praz
Rhône Alpes	Albertville - Grande-Ile 400 kV n°3	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie	Remise en service de 41 km d'une ligne aérienne 400 kV existante actuellement hors conduite sur une partie et exploitée sur l'autre à 42 kV
Rhône Alpes	Annecy 2 - Création de liaison souterraine 63 kV entre Vignières - Montagny les Lanches - Espagnoux	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy	Restructuration du réseau 63 kV d'Annecy entre les postes de Vignières, Montagny les Lanches et Espagnoux
Rhône Alpes	Annecy 2 - Création de liaison souterraine 63 kV Argonay - Vignières et Thônes - Vignières	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy	Création de 6 km de liaisons souterraines et démontage de 12,2 km de lignes aériennes. Remplacement des conducteurs entre le pylône 222 et Argonay.
Rhône Alpes	Randens 225 et 63 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la basse Maurienne	Restructuration du poste avec création des échelons 225 kV et 63 kV et réduction des échelons 150 kV et 42 kV
Rhône Alpes	Anneyron 63 kV	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Drôme	construction de deux cellules lignes
Rhône Alpes	Chaffard - Isle d'Abeau n°2 - 63 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Isle d'Abeau	Création de 2 cellules 63 kV à Chaffard et Isle d'Abeau

6.3.4 Carte du volet à 3 ans



6.3.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Rhône Alpes	Annecy 2 - Chevène	C5-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy	Création du poste 63 kV de Chevène (anciennement Nthiou)	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : lié à la fourniture de matériel blindé (PSEM)
Rhône Alpes	Brotteaux - Cusset 1 et 3 63 kV	C5-2-04	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Lyon	Reconstruction de 13 km de liaison souterraine 63 kV	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : lié à la fourniture de matériel blindé (PSEM)
Rhône Alpes	Bissy 225 kV	C5-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Chambéry	Création d'un tronçonnement de barres 225 kV	En cours d'instruction	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : La date de mise en service était erronée dans la précédente édition
Rhône Alpes	Rulhat, Cornier et Génissiat 400 kV Installation de Selfs	C5-5-01	Amélioration de la tenue de la tension de la région Rhône Alpes	Installation de Selfs de 64 Mvar sur le tertiaire des autotransformateurs des trois postes	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : Report pour la self de Cornier en lien avec le délai d'instruction du projet.
Rhône Alpes	La Boisse 225 kV	C5-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord-est de l'agglomération de Lyon	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Brévières 225 kV	C5-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation en Haute Tarentaise	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Charpenay - Dardilly 63 kV	C5-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération lyonnaise	Création d'une liaison souterraine de 7 km	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Moirans - Voiron 63 kV n°2	C5-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Voiron	Création d'une seconde liaison souterraine de 6 km entre les postes de Moirans et Voiron	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Joux 225 kV	C5-2-12	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Villefranche sur Saône	Création d'un deuxième couplage 63 kV et renforcement de la transformation 225/63 kV par l'installation d'un transformateur de 170 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Valence 225kV	C5-2-13	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Valence	Création d'une seconde barre avec un couplage 225 kV et renforcement de la transformation 225/63 kV par l'installation d'un 170 MVA	En travaux	2013	Se déroule comme prévu

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Rhône Alpes	Gampaloup 63kV	C5-2-14	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Isère	Création d'un couplage 63 kV, réaménagement des départs et installation d'une protection différentielle de barres	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	La Mouche 225 kV	C5-2-15	Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud de Lyon	Renouvellement partiel du poste et installation d'un nouveau transformateur 225/63 kV de 100 MVA	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Auvergne	Sanssac 225 kV	C5-2-16	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Haute Loire	Ajout d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 100 MVA et création d'un deuxième jeu de barres 225 kV	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Joux - St Georges - Patural 63 kV Renforcement d'IST	C5-2-17	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Rhône	Rehausse partielle de la ligne sur deux portées	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	La Boisse 63 kV	C5-6-03	Amélioration de la qualité d'alimentation du nord-est de l'agglomération de Lyon	Installation d'une protection différentielle de barres au poste 63 kV de La Boisse	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Auvergne	Trévas 63 kV	C5-6-04	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération d'Yssingeaux	Installation d'une protection différentielle de barres et passage en contrôle commande numérique	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Pérelle 225 kV	C5-4-02	Raccordement d'un client consommateur	Raccordement d'une nouvelle sous-station RFF : Création d'une liaison d'alimentation principale biphasée raccordée depuis Moirans et d'un secours triphasé raccordé en piquage sur la ligne 225kV Confluent-Moirans	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Les Mollettes 225 kV	C5-4-03	Raccordement d'un client consommateur	Raccordement de la sous-station RFF des Mollettes. Création de deux liaisons souterraines 225 kV, une alimentation principale et une de secours. Deux cellules sont créées au poste de Grande Ile	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Perrache - St Amour 225 kV	C5-4-05	Sécurisation du poste source eRDF de Perrache	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 6 km et travaux sur le poste 225 kV blindé de Perrache	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Etrez 63 kV	C5-4-01	Raccordement d'un client consommateur	Création d'une liaison souterraine 63 kV d'environ 20 km entre Fleyriat et le site du client	En travaux	2013	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Rhône Alpes	Bissorte 63 kV	C5-6-05	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Maurienne	Passage en contrôle commande numérique	En travaux	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : Adaptation du planning de travaux en fonction des possibilités de consignation.
Rhône Alpes	Prévessin 63 kV	C5-4-07	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine 63 kV d'environ 4 km pour l'alimentation d'un nouveau poste source	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Auvergne	Rulhat 400 kV	2-22	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terne de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Bois Tollot 400 kV	2-29	Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde	Installation d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Givors - Soleil 225 kV n°2	C5-2-18	Amélioration de la sécurité d'alimentation de St Etienne	Changement de conducteurs sur 24 km	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Auvergne	Séminaire 225 kV	C5-2-19	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Moulins	Ajout d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 100 MVA au poste de Séminaire et adaptation du poste connexe	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Joux - St Jean d'Ardières 2 63 kV	C5-2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Beaujolais	Création d'une liaison souterraine de 11 km	En cours d'instruction	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : Adaptation du planning en fonction de la concertation
Rhône Alpes	Etoile-sur-Rhône 225 kV	C5-4-09	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 1,6 km en piquage sur Valence- Logis Neuf jusqu'au nouveau poste source	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Rhône Alpes	Craponne - Mouche - Messimy 63 kV	C5-4-06	Raccordement d'un poste source pour l'amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération lyonnaise	Création d'une liaison souterraine de 8 km en piquage sur Craponne - Mouche 63 kV	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : Adaptation du planning en fonction de la concertation pilotée par le client.
Rhône Alpes	Laveyrune 225 kV	C5-4-08	Raccordement d'un client producteur éolien	Création du poste 225 kV de Laveyrune en coupure sur la ligne 225 kV Pratclaux - Pied de Borne	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Rhône Alpes	Saisies 63 kV	C5-4-04	Raccordement d'un poste source pour l'amélioration de la qualité d'alimentation de la Savoie	Raccordement du nouveau poste source Les Saisies en entrée en coupure sur la ligne Arly - Belleville : création de deux liaisons souterraines d'environ 700 m et d'un poste PSEM en bâtiment à deux départs lignes	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2015) : Adaptation du planning en accord avec le client, en fonction de la concertation pilotée par le client
Languedoc Roussillon	Estela 225/63 kV	C5-2-02	Sécurité d'alimentation électrique de la Lozère et accueil de production renouvelable	Création du poste 225/63 kV d'Estela et d'une liaison souterraine 63 kV vers Langogne d'environ 15 km	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Rhône Alpes	Moirans - Vinay 63 kV	C5-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud Grésivaudan	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 25 km entre Moirans et Vinay et d'une liaison souterraine 63 kV de 3 km entre Beauvoir et la ligne Vinay- St Marcellin	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Rhône Alpes	Beaumont 63 kV	C5-5-04	Augmentation de la tenue aux courants de court circuit du poste 63 kV	Renouvellement d'appareillages avec passage en contrôle commande numérique du poste 63 kV et installation d'une protection différentielle de barres	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Rhône Alpes	Volvon 225/63 kV	C5-2-20	Sécurisation de l'alimentation électrique du nord de Saint-Etienne	Installation d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 170 MVA, et exploitation en 225 kV du second terne de la liaison Soleil-Volvon	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

6.4 Région Sud-Est

6.4.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région RTE Sud-Est couvre un territoire d'environ 46 000 km² principalement centré sur la région PACA qui en occupe à elle seule les deux tiers. Dans sa partie nord, RTE Sud-Est inclut également une partie de la région Rhône-Alpes (départements de Drôme et de l'Ardèche) alors que la partie occidentale inclut une partie de la région Languedoc-Roussillon (départements du Gard et dans une moindre mesure de l'Hérault et de la Lozère).

Le territoire est marqué par une frange littorale très densément peuplée et fortement urbanisée, avec des flux migratoires toujours très positifs, par opposition à un arrière pays plus rural, avec des zones de haute montagne lui aussi en croissance démographique forte.

La région compte également quatre parcs nationaux (dont celui des Calanques, créé en 2012) et de six parcs naturels régionaux (dont le PNR Préalpes d'Azur créé en 2012) couvrant au total un quart du territoire.

Le climat méditerranéen allié à une importante couverture forestière (38% en PACA) crée une situation structurelle de fragilité du réseau aux incendies de forêts particulièrement en été et au niveau kéraunique de la région - le plus élevé de France -, qui peut entraîner des dégradations de la qualité de l'électricité.

Contexte économique

Sur un plan économique, la région dans son ensemble bénéficie d'une attractivité touristique forte, avec des infrastructures adaptées, ce qui peut conduire à des augmentations de consommation électrique importantes en particulier pendant les périodes de congés scolaires. L'activité industrielle est concentrée dans les Bouches-du-Rhône (zone de Fos) et dans la vallée du Rhône. Il faut noter ici une évolution structurante liée au changement de process de l'activité d'enrichissement d'uranium à Pierrelatte qui a conduit à l'arrêt de l'installation existante en juin 2012 et à une modification sensible des transits électriques en vallée du Rhône.

Les taux de croissance de la consommation électrique sont supérieurs à la moyenne nationale. Ainsi le taux moyen annuel de croissance de la consommation de RTE Sud-Est s'est élevé à 1,2% contre 0,8% au niveau France sur la période 2006-2011 (hors activité d'enrichissement d'uranium). La partie orientale de la région PACA est parmi les plus dynamiques de l'hexagone avec un taux moyen annuel de 1,8% sur la même période.

Flux électriques :

Sud - Est	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**63,5**	**53,9**
Distributeurs	*38,9*	*36,3*
Industriels	*22,6*	*15,6*
Pompage et auxiliaires	*0,4*	*0,4*
Pertes	*1,5*	*1,6*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**70,0**	**64,2**
Nucléaire	*48,86*	*47,9*
Thermique classique	*5,9*	*5,3*
Hydraulique	*15,1*	*10,7*
Eolien	*0,1*	*0,1*
Réseaux distributeurs	*0,1*	*0,2*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**6,5**	**10,3**
Puissance consommée à la pointe	**11 555 MW**	**9 975 MW** (*)
Puissance produite à la pointe	**12 286 MW**	**12 309 MW**

(*) Cette valeur prend en compte la réduction de consommation de la filière d'enrichissement d'uranium et ne reflète donc pas exactement la tendance générale de l'évolution de la consommation

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	113	137	151	155	157	249	314	371	376	330
Photovoltaïque	1	4	39	163	483	1	3	29	125	472
Hydraulique	4 191	4 159	4 134	4 137	4 138	12 437	13 613	13 902	15 456	11 122
Autres sources	63	72	71	117	120	408	248	329	513	523

6.4.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.4.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

L'augmentation de la capacité de transformation du poste de Saint-Césaire et la mise en service de la liaison à 63 kV St Césaire-Vauvert permettent de lever la contrainte de sécurité d'alimentation de la zone de Nîmes fin 2013.

La création d'une liaison souterraine à 63 kV entre Plan d'Orgon et Les Beaumettes à l'horizon 2015 sécurise durablement l'alimentation électrique de la zone de Cavaillon – Beaumettes – Apt.

La réalisation d'une liaison souterraine reliant les postes de Trinité-Victor et Contes permet de sécuriser l'alimentation électrique dans les Alpes Maritimes le nord de Nice.

En 2015, la mise en service des trois liaisons souterraines à 225 kV constituant le « filet de sécurité PACA » permet de renforcer l'alimentation électrique du Var et des Alpes-Maritimes.

A cette échéance, les travaux réalisés sur le poste de Trans 225 kV garantiront la continuité de service des ouvrages issus de ce poste en cas d'inondation.

Au-delà du projet de reconstruction du tronçon souterrain de la liaison Embrun – Montdauphin en 2014, la sécurité d'alimentation des Hautes Alpes nécessitera un aménagement des réseaux 150 kV et 63 kV de la zone à l'horizon 2020.

Accueil de nouvelles productions

La présence des terminaux méthaniers du golfe de Fos a favorisé l'implantation de plusieurs centrales de production de type cycle combiné gaz modifiant largement les flux électriques, la zone de Fos devenant désormais largement excédentaire. Afin d'adapter le réseau existant à l'arrivée massive de ces groupes de production, les travaux de construction d'une « Zone d'accueil de Fos » ont été finalisés en 2012. Ils consistent principalement à permettre l'exploitation à 400 kV des ouvrages pour la plupart existants construits et autorisés en 400 kV mais exploités jusqu'ici en 225 kV. L'exploitation effective à 400 kV de ces ouvrages est soumise à l'obtention d'autorisations qui seront délivrées ultérieurement. Ce projet permet un accroissement sensible de la capacité d'accueil de production de la zone de Fos et constitue un maillon essentiel de la sécurisation de l'ouest de la région PACA.

L'accueil de ces nouvelles productions impose également la mise en œuvre d'un programme de mise à niveau des structures de postes sur sept postes 225 kV de la région, afin de lever les limitations de tenue aux courants de court-circuit. En complément, une self sera installée au poste 225 kV de Lavéra pour permettre de réguler les flux électriques.

L'ensoleillement favorise par ailleurs le développement rapide de la production photovoltaïque que ce soit sous forme de panneaux intégrés au bâti ou de parcs au sol de grandes dimensions. Ainsi la création d'une deuxième ligne à 225 kV entre Boutre et Sainte Tulle va permettre d'augmenter la capacité d'accueil de nouveaux sites de production renouvelable dans la vallée de la Durance à hauteur de 200 MW.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent les raccordements de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation dans les Alpes Maritimes et les Bouches du Rhône, et les liaisons de raccordement associées (Aix – Mouret 225 kV, Bocca – Mougins 225 kV et Vieux Port 225 kV).

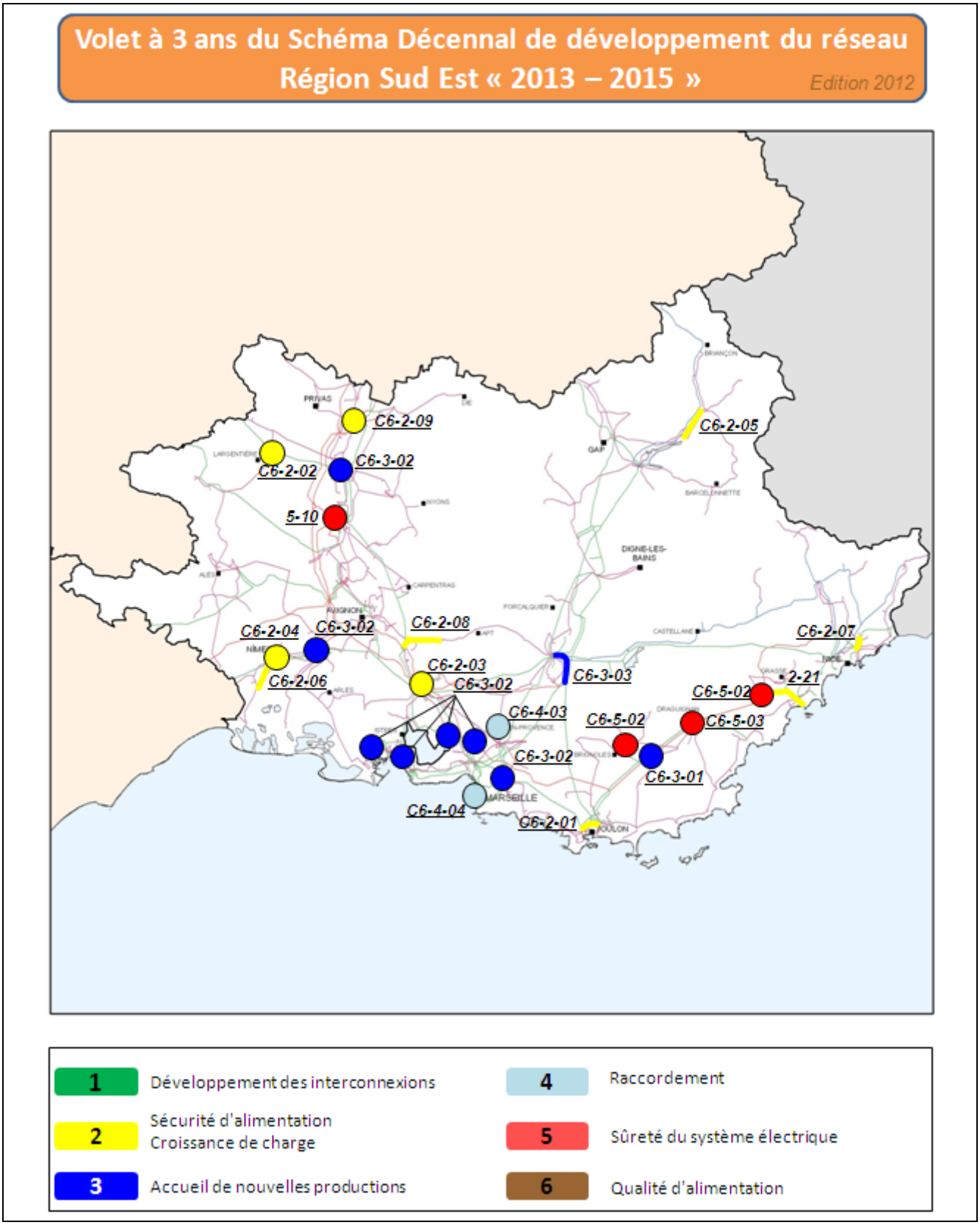
Sûreté du Système Electrique

L'installation d'un transformateur déphaseur au poste 225 kV de Logis Neuf permettra une exploitation bouclée du réseau 225 kV de la zone qui sous-tend le réseau 400 kV, ainsi qu'une diminution des coûts de redispatching du réseau 400 kV de la vallée du Rhône.

6.4.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
PACA	Bollène 225 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Bollène	Reconstruction du poste 225/63 kV
PACA	Plan d'Orgon - Camp 63 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Cavaillon.	Création d'une liaison souterraine de 4 km entre les postes de Plan d'Orgon et Camp
PACA	Lavéra 225 kV	Résorption de limitation à l'injection de production sur la zone de Fos.	Installation d'une Self au poste 225 kV de Lavéra
PACA	Iter 400 kV	Raccordement du client consommateur ITER	Construction d'une ligne aérienne à deux circuits 400 kV et d'un poste à deux jeux de barres 400 kV
PACA	Bocca 225 kV	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération de Cannes.	Construction d'une cellule 225 kV au poste de Mougins et ripage dans les installations 225 kV aux postes de Mougins et La Bocca du câble exploité actuellement en 63 kV.
PACA	Zone d'accueil de production de Fos-Lavéra	Création de capacité d'accueil jusqu'à 3 100 MW de production. Sécurisation de l'alimentation électrique de l'ouest PACA	Modification d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV permettant son exploitation en 400 kV pour une capacité de transit de 2 x 1420 MVA et création de deux postes 400/225 kV ainsi que de 3 km de lignes 400 kV

6.4.4 Carte du volet à 3 ans



6.4.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
PACA	Arsenal - Escaillon 63 kV	C6-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation du client Arsenal de Toulon	Renouvellement de la liaison souterraine (3 km) pour le raccordement du client Arsenal de Toulon	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : reportée en mai 2013 à la demande du client
LARO	St Césaire 225 kV	C6-2-04	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Nîmes	Remplacement du transformateur 225/63 kV existant d'une puissance de 100 MVA par un transformateur de 170 MVA	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : conséquence d'un retard dans l'obtention de l'approbation du projet d'exécution.
LARO	St Césaire - Vauvert n° 2 63 kV	C6-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'ouest de l'agglomération de Nîmes	Création d'une liaison souterraine de 18 km entre les postes de St Césaire et Vauvert et ajout d'un transformateur 225/63 kV à St Césaire	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
PACA	Programme de remplacement des tendues 225 kV	C6-3-02	Création de capacité d'accueil de production dans la zone de Fos	Remplacement des tendues sur les postes de : Enco de Botte, Feuillane, Réaltor, Lavéra, Rognac, Jonquières et Châteauneuf	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Rhône Alpes	Logis Neuf 225 kV	C6-2-09	Amélioration de la sûreté système et diminution des coûts de redispatching du réseau 400 kV de la vallée du Rhône	Installation d'un transformateur déphaseur de 100 MVA au poste de Logis-Neuf	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
PACA	Vieux Port 225 kV	C6-4-04	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération de Marseille	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 3,6 km et d'un poste blindé 225/20kV	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
PACA	Aix - Mouret 225 kV	C6-4-03	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération d'Aix-en-Provence	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 9 km et d'un poste sous enveloppe métallique 225/20 kV	En travaux	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : lié à des contraintes administratives dans la construction du bâtiment
PACA	Embrun - Montdauphin 63 kV	C6-2-05	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Embrun	Reconstruction de l'arrivée au poste d'Embrun en technique aéro-souterraine sur 6 km	En projet	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : Le projet Embrun - Montdauphin est intégré dans le projet global du réaménagement complet du réseau de la Haute Durance qui se poursuivra jusqu'en 2020. La concertation et le planning des travaux englobent l'ensemble des ouvrages. Dans ce planning la reconstruction partielle de la ligne Embrun-Mondauphin est reportée d'un an.

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
PACA	Contes - Trinité Victor n° 2 63 kV	C6-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord de Nice	Création d'une liaison souterraine de 5 km entre les postes de Trinité-Victor et Contes	En projet	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : lié à la nécessité de modification du tracé, conséquence de l'impossibilité technique de passer dans un tunnel routier
PACA	Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV	C6-3-03	Résorption de limitation à l'injection de production d'énergie renouvelable	Déroulage d'un deuxième circuit sur une ligne existante et construction d'un tronçon à deux circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à un circuit 150 kV	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
PACA	Inova Var Biomasse	C6-3-01	Raccordement d'un poste client producteur de type biomasse	Création d'une liaison souterraine de 1,3 km entre le poste client et la ligne 225 kV Trans-Vins	En projet	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Rhône-Alpes	Boudeyre 225/63 kV	C6-2-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique d'Aubenas	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA. Création d'un couplage 63 kV	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
PACA	Roquerousse 225 kV	C6-2-03	Amélioration de la tenue aux intensités de court circuit	Reconstruction des jeux de barres 225 kV et remplacement de sectionneurs	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
PACA	Tricastin 400 kV	5-10	Amélioration de la sûreté du système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Reconstruction des transversales basses et des colonnes isolantes du poste 400 kV	En travaux	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficulté pour consigner les ouvrages
PACA	Filet de sécurité PACA	2-21	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'est PACA	Construction de 3 liaisons souterraines 225 kV : - 65 km entre les postes de Boutre et Trans - 24 km entre les postes de Biancon et Fréjus - 17 km entre les postes de Biancon et Bocca	En travaux	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
PACA	Beaumettes- Plan d'Orgon	C6-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone de Cavaillon/Apt	Création d'une liaison souterraine à 63 kV de 18 km entre le poste de Plan d'Orgon et le poste des Beaumettes	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
PACA	Gestion des tensions hautes dans l'est PACA	C6-5-02	Maitrise du risque de surtension durant les périodes de faible consommation	Installation de selfs dans les postes 225 kV de Biancon (64 Mvar) et de Vins (80 Mvar)	A l'étude	2015	Projet intégrant le périmètre des volets à 3 et 10 ans de l'édition 2012
PACA	Trans 225 kV	C6-5-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique du Var en cas d'intempérie exceptionnelle	Création d'un tronçon de jeu de barres 225 kV surélevé et réhausse de certains appareillages haute et basse tension prenant en compte les inondations de 2010	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

6.5 Région Sud-Ouest

6.5.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région RTE Sud-Ouest couvre une superficie d'environ 125 000 km^2 (23% de la France métropolitaine) pour une population proche de 9 millions d'habitants (14% de la France métropolitaine). RTE Sud-Ouest est réparti sur 20 départements, dans les régions administratives Midi-Pyrénées, Aquitaine, Limousin (partiellement), Auvergne (partiellement) et Languedoc-Roussillon (partiellement).

Le territoire est fortement boisé ce qui entraine que 50% des lignes sont en tranchées forestières (moyenne de 30% en France). La région comprend neuf parcs naturels régionaux (Périgord-Limousin, Landes de Gascogne, Pyrénées Ariégeoises, Pyrénées Catalanes, Narbonnaise Méditerranée, Haut Languedoc, Grandes Causses, Causses du Quercy, Millevaches en Limousin).

RTE Sud-Ouest présente une façade atlantique et une façade méditerranéenne soumises aux influences maritimes et deux zones montagneuses : les Pyrénées et le Massif Central qui sont sujettes à des épisodes de givre et de neige collante.

Contexte économique :

Ce territoire comporte cinq villes de plus de 100 000 habitants (Toulouse, Bordeaux, Montpellier, Limoges et Perpignan) et deux agglomérations de plus de 100 000 habitants (Pau et Bayonne). Le reste du territoire est faiblement peuplé.

Sur les 20 dernières années, le taux de croissance moyen annuel de la population de la zone est supérieur à la moyenne française. Cet essor de la population est alimenté essentiellement par un solde migratoire élevé.

Comme pour la population, la répartition de la consommation d'électricité est inégale dans l'espace, les trois départements abritant les plus importantes préfectures régionales (Toulouse, Bordeaux et Montpellier) concentrant près de 40% de la consommation d'électricité.

La région possède des zones touristiques sur le littoral atlantique et méditerranéen, entraînant des consommations localement importantes l'été.

Les régions Aquitaine et Midi-Pyrénées possèdent des secteurs agricoles développés qui, en période d'été, ont une consommation électrique significative pour les besoins de l'arrosage.

La livraison d'électricité aux clients industriels (y compris SNCF – hors pompage) représente 8% du total des livraisons de RTE Sud-Ouest. Elle concerne principalement les secteurs de la sidérurgie-métallurgie, du papier-carton et de la chimie.

La consommation totale d'électricité de RTE Sud-Ouest représente 12% de la consommation française, soit une consommation par habitant inférieure de 10% à la moyenne française.

Entre 2003 et 2011, la croissance de la consommation de la région a été de 10% (pour 5% sur l'ensemble France hors activité d'enrichissement d'uranium). Sur cette période, les secteurs tertiaire et résidentiel ont connu la plus forte croissance alors que la consommation d'électricité du secteur industriel a baissé de plus de 10%. Les projections de population aux horizons 2030-2040 placent les trois régions Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées et Aquitaine parmi les plus dynamiques avec des taux de croissance annuels nettement supérieurs à la moyenne française.

D'un point de vue prospectif, compte-tenu de ces spécificités régionales, la consommation d'électricité de la région RTE Sud-Ouest devrait continuer à connaître une croissance nettement supérieure à la moyenne nationale en fonction des scénarios retenus.

Flux électriques :

Sud - Ouest	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**61,6**	**58,3**
Distributeurs	*53,6*	*49,9*
Industriels	*4,6*	*4,5*
Pompage et auxiliaires	*1,8*	*2,5*
Pertes	*1,6*	*1,4*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**59,7**	**56,0**
Nucléaire	*44,3*	*44,7*
Thermique classique	*0,7*	*0,7*
Hydraulique	*13,5*	*9,4*
Eolien	*0,3*	*0,3*
Réseaux distributeurs	*0,8*	*0,9*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**-1,9**	**-2,3**
Puissance consommée à la pointe	**13 593 MW**	**12 247 MW**
Puissance produite à la pointe	**12 154 MW**	**11 330 MW**

Les flux du tableau ci-dessus sont les réalisations non corrigées des aléas climatiques. La baisse de 7% de la livraison aux distributeurs entre 2010 et 2011 est liée au climat d'une douceur exceptionnelle en 2011, à l'inverse de l'année 2010 particulièrement rigoureuse. Sur la région RTE Sud-Ouest, la part importante des secteurs résidentiel et tertiaire entraîne une forte thermo-sensibilité de la consommation d'électricité.

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	341	553	674	700	786	829	1 060	1 362	1 697	1 762
Photovoltaïque	1	12	49	239	811	1	5	40	152	740
Hydraulique	7 532	7 528	7 538	7 570	7 540	13 716	15 846	14 295	15 632	10 954
Autres sources	186	188	200	262	269	642	924	981	1 103	1 439

6.5.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.5.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Développement des interconnexions

2014 verra la mise en service de la nouvelle interconnexion à courant-continu entre la France et l'Espagne (Baixas - Santa Llogaia). Cette nouvelle interconnexion permettra d'accroître la capacité d'échange avec l'Espagne et d'atteindre le niveau de 2 800 MW (chapitre 5.1.4).

Sécurité d'alimentation

L'agglomération bordelaise est alimentée par deux injections 400/225 kV : au nord le poste de Marquis et au sud le poste de Saucats. La production du site nucléaire du Blayais et la forte consommation au sud du Marquis génèrent des transits nord-sud importants, d'autant plus que les exports vers l'Espagne sont élevés. Pour pallier ces contraintes, un 4ème autotransformateur a été mis en place au poste du Marquis en 2012 ; un troisième autotransformateur et un couplage seront installés au poste de Saucats. Le poste 225 kV de Pessac verra une augmentation de sa capacité de transformation ainsi qu'ultérieurement le poste 225 kV de Floirac. Celui de Bacalan sera équipé d'un transformateur déphaseur. La création d'une liaison Bruges – Marquis 225 kV et de deux liaisons entre Paillères et Pessac à l'horizon 2015 viendra compléter la sécurisation de l'alimentation électrique de la zone, l'ensemble de ces opérations contribuant à l'amélioration de la sécurité d'alimentation de Bordeaux.

Tamareau est le principal poste pour toute l'agglomération montpelliéraine représentant 550 000 habitants et 900 MW de consommation. Un défaut sur le jeu de barres 400 kV raccordant 2 des 3 autotransformateurs engendrerait des contraintes sur celui restant. L'ajout d'un second couplage et d'un sectionnement de barres sur le poste 400kV résoudra ces contraintes. La création d'une liaison souterraine entre les postes 225 kV de Quatre Seigneurs et de Saumade garantira à moyen terme la sécurité de l'agglomération montpelliéraine.

La zone de Perpignan connaît un accroissement rapide de sa consommation, lié notamment à la création de nombreuses zones d'activités. Afin d'assurer la sécurité d'alimentation de Perpignan à moyen terme, la capacité de transformation sera renforcée à Baixas, et une liaison Baixas – Mas Bruno 225 kV avec injections vers le réseau d'eRDF sera réalisée en 2014. D'autres renforcements interviendront ensuite vers l'est de l'agglomération, comme indiqué dans le volet à 10 ans du présent schéma décennal (chapitre 5.3.7).

Plusieurs projets de renforcement de transformation sont prévus d'ici 2015 sur les agglomérations d'Agen, de Montauban, Mont de Marsan ainsi qu'à Issel pour améliorer la sécurité d'alimentation de l'Aude. La sécurité de l'agglomération toulousaine sera aussi renforcée par la création de la liaison souterraine 63 kV Fontenilles – Leguevin. D'autres renforcements interviendront ensuite en périphérie de l'agglomération, comme indiqué dans le volet à 10 ans du présent schéma décennal (chapitre 5.3.7).

Pour améliorer l'alimentation électrique de la zone des Landes, une liaison souterraine 63 kV sera réalisée d'ici 2015 entre les postes 63 kV de Cantegrit et de Mimizan. Des projets complémentaires de mise en souterrain d'ouvrages aériens seront menés dans le même temps pour sécuriser l'alimentation des Landes et de la Gironde.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent des postes sources eRDF. Plusieurs raccordements de productions sont contractualisés mais restent incertains.

Sûreté du Système Electrique

Pour atteindre les objectifs d'échange prévus à l'échéance de la mise en service de la nouvelle interconnexion France - Espagne, il est nécessaire de renforcer le réseau de grand transport du sud-ouest de la France. Parmi les contraintes recensées à cette échéance, celles relatives à la tenue de la tension sont très sévères. En effet, en situation d'exportation vers l'Espagne en pointe d'hiver, le plan de tension est fortement dégradé en régime normal et en régime d'incident. Dans ces conditions, un incident survenant sur la ligne double 400 kV Tamareau - Tavel provoquerait un écroulement de tension généralisé sur le Sud-Ouest, risquant de se propager aux réseaux français et espagnol. Afin de se prémunir d'un tel événement, inacceptable pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, il est indispensable d'installer des moyens de compensation. Ces moyens de compensation, sous forme de batteries de condensateurs, seront installés en deux temps :

- une première vague d'appareils pour un volume total de 1 755 Mvar et dont le déploiement se terminera fin 2013 ;
- une seconde vague pour un volume total de 760 Mvar dont la mise en service est prévue en 2015.

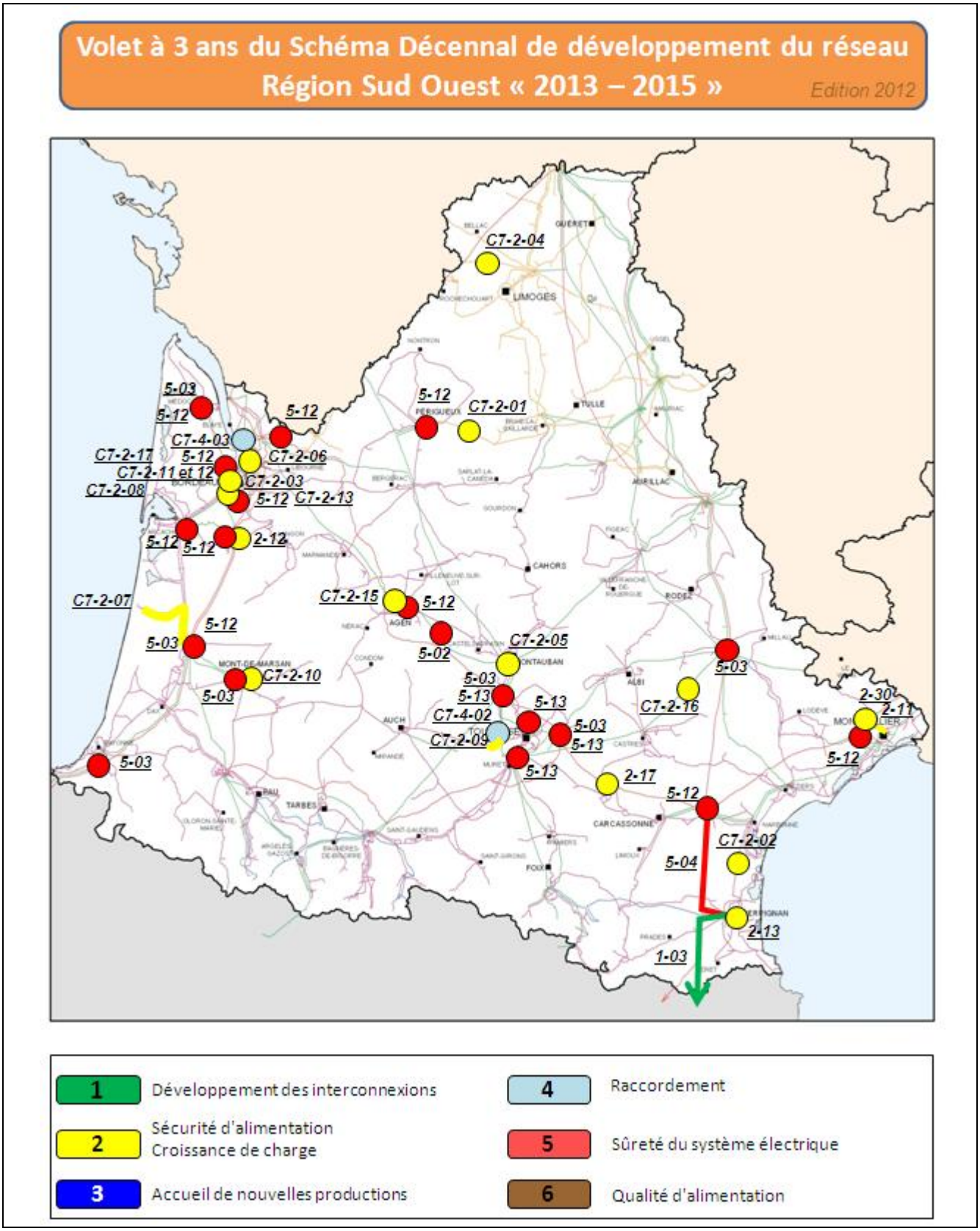
De même, des études réalisées en 2011 révèlent des contraintes de tensions hautes en creux de consommation d'été, ce qui conduit à prévoir l'installation de 590 Mvar de selfs pour l'été 2015.

Le changement de conducteurs prévu sur la ligne 400 kV Baixas - Gaudière pour porter la capacité de l'ouvrage à 2 x 2 500 MW en 2013 va permettre de renforcer la sûreté du système électrique en période de forts échanges internationaux, et de diminuer les coûts de redispatching.

6.5.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Aquitaine	Marquis 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA
Aquitaine / Midi Pyrénées	Dantou 225 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Villeneuve-sur-Lot	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur 100 MVA et création d'un couplage.
Midi Pyrénées	Ginestous 225 kV	Sécurité d'alimentation de la zone de Toulouse	Installation d'un couplage et d'un troisième transformateur 225 / 63 kV de 170 MVA
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées	Gaudière - Rueyres 400 kV	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs sur une partie limitante de 10 km d'une liaison aérienne 400 kV portant la capacité de transit à 1 300 MVA
Aquitaine	Marsillon 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Pau	Installation d'un auto-transformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV
Aquitaine	Angresse - Mouguerre 63 kV	Sécurité d'alimentation du sud des Landes	Création d'une double liaison souterraine à 63 kV de 21 km et d'une capacité de transit de 810 A Hiver entre les postes d'Angresse et Mouguerre
Aquitaine	Gupie 225 kV	Sécurisation de l'agglomération de Marmande	Ajout d'un troisième transformateur de 100 MVA

6.5.4 Carte du volet à 3 ans



6.5.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Aquitaine	Pessac 225 kV - Transformation	C7-2-03	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA par des appareils de 170 MVA	En travaux	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : retard dans les procédures administratives
Languedoc Roussillon	Baixas - Gaudière 400 kV	5-04	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 70 km de l'axe double 400 kV pour une capacité de transit de 2 x 2 500 MW	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Issel 400 kV	2-17	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Aude	Ajout d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Verlhaguet 225 kV	C7-2-05	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montauban	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un des trois transformateurs de 100 MVA par un appareil de 170 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Aquitaine	Bacalan 225 kV	C7-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un transformateur déphaseur de 600 MVA au poste de Bacalan	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France - Phase 1	5-12	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France	Installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes 400 kV, 225 kV et 63 kV du sud-ouest de la France, pour une capacité totale de 1 755 Mvar	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Donzac 400 kV	5-02	Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	En travaux	2014	3 des 4 disjoncteurs ont été remplacés en 2012 au poste de Donzac ; les fenêtres de placement de travaux sont rares et étroites pour ce poste, et le dernier disjoncteur ne pourra l'être qu'en 2014
Languedoc Roussillon	France - Espagne à l'Est des Pyrénées	1-03	Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne (1 400 MW aujourd'hui) et à 2 000 MW entre l'Espagne et la France	Création d'une nouvelle liaison d'interconnexion souterraine HVDC 320 kV de 68 km pour une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	En travaux	2014	Se déroule comme prévu
Aquitaine	Cantegrit - Mimizan 63 kV	C7-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation des Landes	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 38 km entre les postes de Cantegrit et de Mimizan	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Midi Pyrénées	Fontenilles - Leguevin 63 kV	C7-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse et de l'est du Gers	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 8,3 km	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Aquitaine	Naoutot 225 kV	C7-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Mont-de-Marsan	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur de 170 MVA	A l'étude	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Tamareau 400 kV	2-30	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Installation d'un deuxième couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV	A l'étude	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Quatre Seigneurs - Saumade 225 kV	2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Aquitaine	Saucats 400 kV	2-12	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage	A l'étude	2014	Se déroule comme prévu
Languedoc Roussillon	Baixas – Mas Bruno 225 kV	2-13	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un autotransformateur de 300 MVA au poste de Baixas	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Aquitaine	Manoire 90 kV poste eRDF	C7-2-01	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison à 90 kV Lesparat - Montignac	En projet	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Languedoc Roussillon	Roquefort des Corbières 63 kV poste eRDF	C7-2-02	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison 63kV Villesèque - Mas Nou	En projet	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Limousin	Peyrilhac 90 kV poste eRDF	C7-2-04	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison 90kV Juniat - St Junien	En projet	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Aquitaine	Pailleres - Pessac 63 kV	C7-2-11	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une double liaison souterraine à 63 kV entre les deux postes de Paillères et Pessac	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Aquitaine	Marquis 225 kV	C7-4-03	Raccordement d'un client producteur	Raccordement de l'ex site producteur en antenne sur le poste de Marquis 225 kV via les liaisons aériennes existantes	En projet	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : Décalage conforme à l'avancée du projet du client
Aquitaine	Bruges-Marquis 225 kV	C7-2-12	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Bruges et de Marquis	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Aquitaine	Floirac 225 kV	C7-2-13	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un transformateur de 70 MVA par un appareil de 170 MVA	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Midi Pyrénées	En Jacca - Leguevin 63 kV poste eRDF	C7-4-02	Raccordement d'un poste eRDF	Raccordement d'un poste source eRDF	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Aquitaine	Pessac 225 kV - Poste	C7-2-08	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Réaménagement du poste 225 kV de Pessac	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions hautes dans le Sud-Ouest de la France	5-03	Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation de 590 Mvar moyens de compensation de l'énergie réactive (Selfs) à Argia, Lesquive, Rueyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Languedoc Roussillon / Midi Pyrénées / Aquitaine	Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France - Phase 2	5-13	Amélioration de la tenue de la tension dans le sud-ouest de la France	Installation d'environ 760 Mvar de condensateurs aux postes de Ginestous, Lafourguette, Lesquive, Portet et Verfeil	A l'étude	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Aquitaine	Colayrac 225 kV	C7-2-15	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération d'Agen	Installation d'un troisième transformateur 225/63kV de 170 MVA	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Midi Pyrénées	Val de Rance 225 kV poste eRDF	C7-2-16	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison 225 kV Gourjade - St Victor	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Aquitaine	Bissy 225 kV poste eRDF	C7-2-17	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source eRDF depuis la liaison 225 kV Bruges - Pessac	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Midi Pyrénées	Balma - Union 63 kV	Sans objet	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 7,5 km	Abandon	Abandon	Abandonné sous cette forme. Des études alternatives menées avec eRDF sont en cours pour aboutir à une autre stratégie
Aquitaine	Masquet - Pessac 63 kV	Sans objet	Raccordement du client	Raccordement en souterrain du site producteur Cestas via la création d'un piquage sur la ligne aérienne Masquet - Pessac 63 kV	Abandon	Abandon	Projet abandonné par le client
Aquitaine	Saucats - St Magne 63 kV	Sans objet	Raccordement du client	Raccordement en souterrain du site producteur en antenne sur le poste de Saucats 63 kV	Abandon	Abandon	Projet abandonné par le client

6.6 Région Ouest

6.6.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental

Le territoire couvert par RTE Ouest comporte dix-neuf départements, regroupés en quatre régions administratives (Bretagne, Centre, Pays-de-la-Loire et Poitou-Charentes), pour une superficie d'environ 126 000 km^2.

Le territoire est essentiellement rural et constitué de plaines et d'une grande façade maritime d'environ 3 000 kilomètres. Quatre parcs naturels régionaux sont implantés sur le territoire de la région (Armorique, Brière, Loire-Anjou-Touraine et Brenne), et deux parcs partiellement (Normandie-Maine et Perche).

Le climat est globalement de nature océanique, avec des risques de fortes tempêtes et de pollution saline, notamment près du littoral.

Contexte économique

L'ouest de la France fait partie des régions les plus dynamiques de l'Hexagone. Dopée par l'afflux de nouveaux habitants, la consommation d'électricité y augmente plus rapidement que la moyenne nationale. Les quatre régions administratives ont cependant des caractéristiques très différentes entre elles en termes de développement économique et démographique.

60 clients industriels, grands consommateurs d'électricité, 5 distributeurs d'électricité et 22 sites de production sont directement raccordés au réseau de transport d'électricité.

La région Pays de Loire (3,6 millions d'habitants) connait une croissance démographique importante, estimée à 0,8% par an alors que la moyenne nationale est de 0,45%. L'INSEE estime cette évolution durable puisqu'à l'horizon 2030, la population des Pays-de-la-Loire aura augmenté de 500 000 habitants pour un total de 4,15 millions d'habitants (augmentation de 14 % de 2010 à 2030). A titre de comparaison, la croissance démographique nationale sur la période 2010-2030 est estimée à 9%.

Entre 2003 et 2011, la croissance de la consommation du territoire de RTE Ouest a été de 11% (pour 5% sur l'ensemble France, hors activité d'enrichissement d'uranium)

La région Bretagne (3,2 millions d'habitants) connaît aussi un dynamisme démographique important. Elle devrait voir sa population augmenter d'environ 15% entre 2010 et 2030.

Tout comme la région Pays-de-la-Loire, depuis 2003, la croissance de la consommation d'électricité dépasse la tendance française. En cumulé, elle s'élève à 13,4%.

La région Poitou-Charentes (1,8 million d'habitants) vit une croissance démographique de l'ordre de 10% de 2010 à 2030. Cette croissance est proche de la moyenne nationale.

Depuis 2003, la croissance de la consommation totale d'électricité de la région Poitou-Charentes dépasse la tendance française. En cumulé depuis 2003, elle s'élève à 10,7%.

La région Centre (2,6 millions d'habitants) voit sa population augmenter moins rapidement puisque la croissance entre 2010 et 2030 est prévue de l'ordre de 7%, donc inférieure à la moyenne nationale.

Depuis 2003, la consommation d'électricité de la région Centre dépasse légèrement la tendance française. En cumulé depuis 2003, elle s'élève à +5,8%.

Flux électriques :

Ouest	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**79,2**	**70,6**
Distributeurs	*71,8*	*65,22*
Industriels	*4,7*	*4,8*
Pompage et auxiliaires	*0,0*	*0,6*
Pertes	*2,7*	*2,2*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**103,2**	**106,8**
Nucléaire	*95*	*98,6*
Thermique classique	*6,7*	*6,6*
Hydraulique	*0,7*	*0,6*
Eolien	*0,1*	*0,1*
Réseaux distributeurs	*0,7*	*0,8*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**24,0**	**36,2**
Puissance consommée à la pointe	**16 499 MW**	**16 198 MW**
Puissance produite à la pointe	**16 514 MW**	**16 327 MW**

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2008 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	725	959	1 304	1 746	2 042	1 341	1 595	2 214	2 802	3 362
Photovoltaïque	2	5	44	199	472	2	3	34	128	495
Hydraulique	407	406	406	407	406	906	927	776	882	692
Autres sources	81	88	102	121	131	374	415	469	580	623

6.6.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.6.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

En Bretagne, les premiers projets identifiés dans le pacte électrique breton ont été mis en œuvre à partir de 2011. Ils permettent d'améliorer la sécurité d'alimentation électrique de l'ensemble de la zone. La mise en œuvre de l'ensemble du filet de sécurité Bretagne décrit dans le plan de développement à 10 ans permet de résoudre durablement cette fragilité (voir paragraphe 5.3.1).

En complément, il s'agit de mettre en service en 2013 un poste 225 / 90 kV pour sécuriser l'alimentation électrique de Rennes. Un transformateur déphaseur au poste 255 kV de Brennilis sera ajouté pour améliorer la sécurité d'alimentation électrique des Côtes d'Armor.

En Pays-de-la-Loire, la Mayenne bénéficiera de l'arrivée du projet Cotentin-Maine. En complément, la création d'une troisième injection 225 kV à Laval par une liaison souterraine de 20 km répond au besoin de sécurisation d'alimentation électrique du département. La Loire-Atlantique fait l'objet de deux projets pour sécuriser le Pays de Retz et l'agglomération nantaise. Enfin, à l'échelle départementale voir régionale, le projet Sud Pays de Loire apporte une réponse globale de sécurisation par la création d'une liaison à 225 kV de plus de 60 km (voir paragraphe 5.3.6).

Les régions Centre et Poitou-Charentes ne connaissent pas un taux d'évolution de la consommation du même niveau que leurs voisines. Cependant les agglomérations d'Orléans, de Bourges, de Tours et d'Angoulême ont un développement qui justifie des évolutions notoires de la structure de leur réseau d'alimentation, entraînant des créations de liaisons, de postes ou des renforcements de transformation dans les postes existants.

D'autres zones présentent des fragilités d'alimentation à résoudre d'ici la fin de la décennie, comme décrit dans la partie du plan de développement à 10 ans.

Accueil de nouvelles productions

Outre l'éolien offshore, RTE doit anticiper l'accueil de la production d'énergie renouvelable terrestre (éolien, photovoltaïque, biomasse etc. …). Dans l'ouest, une soixantaine de ZDE sont déjà validées, et la puissance éolienne raccordée est d'environ 2 100 MW. Une centaine de nouveaux projets sont prévus, pour une puissance de 1 100 MW. De plus, les centrales photovoltaïques représentent une puissance de 530 MW. Des renforcements de réseau sont réalisés pour accompagner ces développements. Ainsi, la création du poste 225 kV de Tivernon au nord d'Orléans va permettre l'accueil de la production éolienne attendue en région Centre entre Orléans et Chartres. D'autres zones pourraient se retrouver en contrainte, en fonction du volume de production renouvelable à raccorder, d'où l'importance de l'élaboration en cours des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER). Lancé à l'été 2012, le S3RER de la région Centre doit permettre de répondre, en 2020, à des ambitions globales de 2 600 MW pour l'éolien et 250 MW pour le photovoltaïque pour cette région.

Raccordements

Les raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent principalement plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation électrique sur les agglomérations de Nantes, d'Orléans, de Niort, en Vendée et sur l'ile d'Oléron. Les autres raccordements en cours de réalisation sont deux producteurs éoliens en Charente et en Eure et Loir, ainsi que des sous-stations RFF, notamment dans les agglomérations de Rennes et Vannes.

Sûreté du système électrique

Les problèmes de tenue de tension basse en période d'hiver ont conduit à la mise en place d'un programme d'installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes de la partie ouest de la région, et de compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) aux postes de Domloup et de Merlatière. Ce programme a débuté en 2011 et doit s'achever en 2013. Une partie de ce programme est un élément constitutif du « filet de sécurité Bretagne », décrit dans le plan de développement à 10 ans (voir paragraphe 5.3.1).

Du fait de l'éloignement entre les centres de production et les lieux de consommation, ce programme n'est pas suffisant pour résoudre la fragilité globale sur l'ensemble de la Bretagne liée à un risque d'écroulement de tension généralisé (*black out*). Il doit être complété par le raccordement indispensable de la centrale à cycle combiné gaz attendue dans la zone de Brest, comme décrit dans le plan de développement à 10 ans.

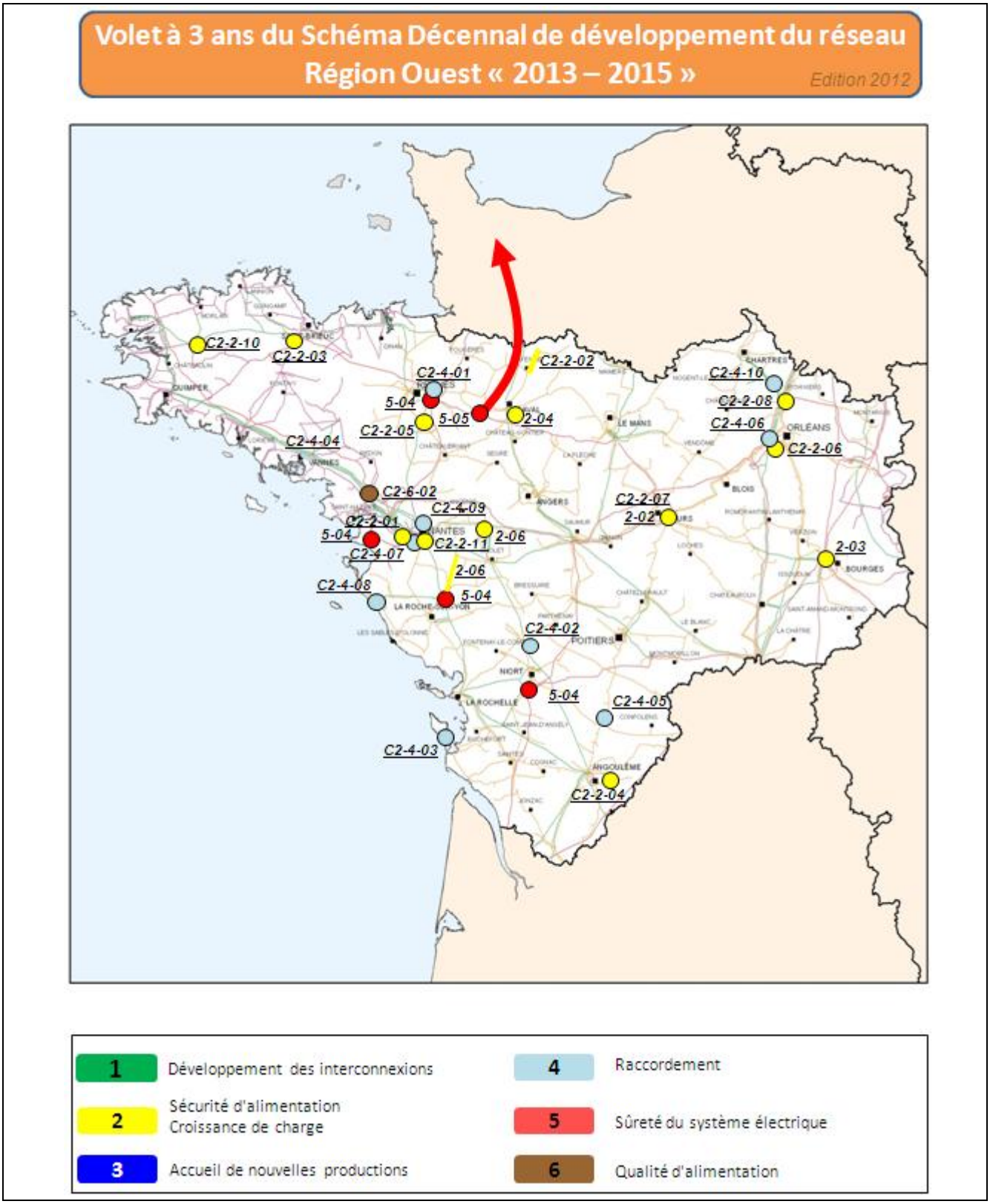
Qualité d'alimentation

Le renforcement de la tenue aux courants de court-circuit du poste de Pontchâteau permettra d'améliorer la qualité d'alimentation électrique de la zone.

6.6.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Basse Normandie / Pays de la Loire	Cotentin - Maine 400 kV	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terne à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA
Centre / Pays de la Loire / Poitou Charentes	Gestion des tensions hautes dans l'ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'ouest de la France	Installation de trois selfs de 64 Mvar aux postes de Dambron, Les Quintes et Valdivienne
Bretagne	Landerneau 225 kV	Sécurité d'alimentation du nord-ouest du Finistère	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV de Landerneau
Pays de la Loire	Buttavent	Sécurité d'alimentation du nord de la Mayenne	Création d'un poste 225 / 90 kV
Poitou Charentes	St Florent 225 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Niort	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de St Florent et création d'une liaison Granzay - St Florent n°2 225 kV
Bretagne	Bréal - Croqueloup - Vitré	Sécurité d'alimentation de la zone de Vitré et du nord-ouest de la Mayenne	Création d'une liaison souterraine entre les postes de Croqueloup et Bréal
Pays de la Loire	Thévalles 90 kV	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge de l'agglomération lavalloise.	Réalisation d'une liaison souterraine 90 kV de 6,6 km environ entre le poste de Laval et le futur poste source de Thévalles
Poitou Charentes	La Morandie 90 kV	Raccordement d'un client consommateur	Raccordement du poste La Morandie (site GRT gaz) depuis le poste de Touvre au moyen d'une liaison souterraine à 90kV de 11 km et création d'une cellule ligne 90kV au poste de Touvre

6.6.4 Carte du volet à 3 ans



6.6.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Poitou Charentes	La Beaucoursière 90 kV	C2-4-03	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'Ile d'Oléron	Création de deux liaisons souterraines de 1,5 km depuis la ligne 90 kV Marennes - Valinière	En cours d'instruction	2013	Décalage de la date de mise en service (2012 => 2013) : suite à décalage du planning de mise en service du poste source par le client eRDF
Pays de la Loire	Lassay - Buttavent 90 kV	C2-2-02	Sécurité d'alimentation du nord de la Mayenne	Création d'une liaison souterraine 90 kV	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Centre	Renforcement de la capacité de transformation du poste 400 kV Marmagne	2-03	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Gestion des tensions basses dans l'ouest de la France	5-04	Amélioration de la tenue de la tension dans l'ouest de la France	Installation de plus de 1 000 Mvar de moyens de compensations (plusieurs batteries de condensateurs et deux CSPR aux postes de Domloup et Merlatière)	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Bretagne	Morihan 225 kV	C2-2-05	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Rennes	Création de l'échelon 225 kV dans le poste 90 kV existant et de son raccordement souterrain en coupure sur la ligne Cordemais-Domloup 225 kV	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Centre	St Cyr en Val 90 kV	C2-2-06	Sécurité d'alimentation du sud de l'agglomération d'Orléans	Création d'un poste 225 / 90 kV et des liaisons souterraines St Cyr en Val - pylône 188 de la ligne Chaingy-Marmagne et St Cyr en Val- pylône 188 de la ligne Chaingy-Saussaye	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Pontchâteau 225 kV	C2-6-02	Amélioration de la qualité d'alimentation de Pontchâteau	Renforcement de la tenue aux courts circuits du poste de Pontchâteau	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	St Hilaire de Riez - Soullans 90 kV	C2-4-08	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation en Vendée	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 8 km	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Ile de Nantes 63 kV	C2-4-07	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération nantaise	Raccordement du futur poste-source en antenne sur le poste de Cheviré par une liaison souterraine 63 kV de 5 km environ	En cours d'instruction	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : suite à décalage du planning de mise en service du poste source par le client eRDF

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Centre	Tivernon 225 kV	C2-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone d'Orléans et contribution à l'accueil de la production éolienne attendue entre Chartres et Orléans	Création d'un échelon à 225 kV dans le poste à 90 kV existant et de son raccordement en souterrain sur la ligne à 225 kV Dambron-Les Carrés-Villejust n°1	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne	2-04	Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une troisième liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Poitou Charentes	Taizé - Aizie 90 kV	C2-4-05	Raccordement d'un client producteur éolien	Création d'un poste 90 kV /HTA à deux départs ligne sur la commune de Taizé-Aizie en entrée en coupure sur la ligne 90 kV Bodut – Longchamp. Remplacement des conducteurs entre le poste 90 kV de Longchamp et le pylône 11	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Pays de la Loire	Conraie 63 kV	C2-4-09	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération de Nantes	Le raccordement retenu est une entrée en coupure sur la liaison souterraine 63 kV Joli-Mai St joseph, avec une alimentation depuis le poste RTE d'Orvault à créer	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Centre	Justice 225 kV	C2-4-10	Raccordement d'un client producteur éolien	Raccordement d'un poste 225/20 kV en piquage sur la ligne 225 kV Chaunay - Dambron	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Centre	Renforcement de la capacité de transformation du poste à 400 kV de Larçay	2-02	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours	Installation d'un troisième transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Augmentation des capacités de secours depuis le poste de Brennilis 225 kV	C2-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation des Côtes d'Armor	Installation d'un transformateur déphaseur	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Centre	Epines Fortes - Portillon 90 kV	C2-2-07	Renforcement de l'alimentation du centre de Tours	Création d'une liaison souterraine	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficultés de concertation liées au choix du tracé (franchissement de la Loire)
Centre	Blossières 90 kV	C2-4-06	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de l'agglomération d'Orléans	Construction d'une liaison souterraine 90 kV d'environ 3,5 km entre Marchais et Blossières	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : décalage du planning de mise en service du poste source par le client eRDF

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Pays de la Loire	Sud Pays de Loire	2-06	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique	Création d'un nouveau poste 400/225 kV et renforcement du réseau 225 kV par deux liaisons souterraines respectivement de 10 et 40 km	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Pays de la Loire	Pays de Retz	C2-2-01	Sécurisation de l'alimentation électrique des Pays de Retz (sud de Nantes)	Création d'un échelon 225 kV au poste 63 kV de Brains et installation d'un transformateur de 170 MVA	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Bretagne	Cesson - Domloup 90 kV	C2-4-01	Répondre à la demande d'augmentation de puissance de raccordement de RFF (passage de 19 à 31 MVA) de la sous station de Cesson	Construction d'une liaison souterraine 90 kV depuis Domloup	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Poitou Charentes	Champdeniers 90/20 kV	C2-4-02	Raccorder le nouveau poste 90/20 KV de Soregies Deux Sèvres	Construction d'un jeu de barres 90 kV, d'une cellule ligne complète au poste de Champdeniers et une liaison aéro-souterraine de 18 km	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Bretagne	Filet de sécurité Bretagne - Renforcement de la capacité de transformation du poste de Plaine Haute	C2-2-03	Augmenter l'apport de puissance issu de Domloup par la ligne Domloup-Plaine Haute afin de diminuer les contraintes thermiques sur les lignes 225 kV du nord Bretagne	Installation d'un second autotransformateur de 600 MVA	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre des volets à 3 et 10 ans de l'édition 2012
Bretagne	Theix - Saint Avé 63 kV	C2-4-04	Répondre à la demande d'augmentation de puissance de raccordement de RFF (passage de 19 à 31 MVA) de la sous station de Saint Avé	Création de deux liaisons souterraines 63 KV biphasées de 5 km environ entre Theix et Saint Avé	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Poitou Charentes	Agglomération d'Angoulême	C2-2-04	Soulager la boucle à 90 kV autour d'Angoulême, soumise à des surcharges en régime dégradé dès 2012	Création d'une liaison souterraine à 90 kV Champniers-Touvre	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Pays de la Loire	Sorinières - Vertou 90 kV	C2-2-11	Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de l'agglomération nantaise	Création d'une liaison souterraine 90 KV de 10 km	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Bretagne	Tréfumel 225 / 90 kV	C2-2-09	Sécurité d'alimentation du nord de l'Ille-et-Vilaine	Création d'un poste 225 / 90 kV sous la ligne à 225 kV Belle Epine - Rance	En cours d'instruction	2016	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2016) : difficultés de concertation sur l'emplacement du poste - Nécessité de poursuivre la concertation

6.7 Région Normandie-Paris

6.7.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

Le territoire de RTE Normandie-Paris s'étend sur une superficie de l'ordre de 48 000 km². Il couvre les régions administratives Ile-de-France, Haute-Normandie, Basse-Normandie et Picardie (limitée au département de l'Oise).

Le territoire de la région est intégralement à basse altitude, mais est néanmoins concerné par le risque de pluie verglaçante. La bordure littorale (Haute-Normandie et Basse-Normandie), et la zone des boucles de la Seine sont des zones dans lesquelles il existe des risques climatiques liés aux vents de fortes pressions. La zone littorale est par ailleurs concernée par des risques de pollution saline. Par ailleurs, le territoire de Normandie Paris intègre dans leur totalité quatre parcs naturels régionaux (Marais du Cotentin et du Bessin, Oise-Pays de France, Vexin français, Haute-Vallée de Chevreuse) et trois autres parcs (Gâtinais français, Perche et Normandie Maine), pour une partie seulement de leur superficie.

Contexte économique :

De façon générale, RTE Normandie-Paris assure la desserte d'une centaine de clients industriels, des réseaux ferrés RATP et la SNCF, ainsi que des îles de Jersey et de Guernesey.

La région Ile-de-France se caractérise par une densité urbaine très forte conduisant à une extrême sensibilité aux incidents affectant le réseau, notamment pour Paris intra muros. Le pôle économique de La Défense constitue pour sa part une zone nécessitant un niveau élevé de qualité de fourniture. La Haute-Normandie est une région à la fois rurale (Eure) et industrielle (Seine Maritime), surtout sur sa partie nord. L'activité industrielle est portée par l'activité portuaire, la pétrochimie et les technologies de pointe.

En Basse-Normandie, le nord du Cotentin et la région de Caen sont industrialisés, mais le reste de la région est plus rural ou tourné vers le tourisme, notamment pour la frange littorale. L'Oise bénéficie pour sa part du développement de l'Ile-de-France tant en termes démographiques qu'économiques et industriels.

Le taux de croissance annuel moyen prévu de la consommation de RTE Normandie Paris est de 0,8% par an sur la période 2012-2017 (0,5% par an au-delà). Néanmoins, des disparités sont observées suivant les régions : Ile-de-France →0,7 % / an, Haute-Normandie → 1,4% / an, Basse-Normandie → 0,6% / an, Picardie (Oise uniquement pour la partie située sur le territoire de RTE Normandie Paris) → 0,6% / an.

La région Normandie-Paris reste globalement importatrice d'énergie. En particulier, l'Ile-de-France importe environ 85% de l'énergie qu'elle consomme. Celle-ci provient en grande partie des sites de production nucléaire situés en Haute Normandie et Basse Normandie (sites de Flamanville, Paluel et Penly). L'avenir des centrales thermiques classiques est pour sa part fortement lié à la mise en œuvre de la directive européenne GIC, qui conduira au déclassement des groupes et à leur substitution éventuelle par des turbines à combustion (TAC), notamment en région parisienne (Ces TAC ont vocation cependant à ne fonctionner qu'à la pointe, soit quelques dizaines ou centaines d'heures par an, bien moins que les groupes qu'elles remplacent).

Flux électriques :

Normandie Paris	2010	2011
Consommation (soutirage depuis le RPT, en TWh)	**108,3**	**100,3**
Distributeurs	*93,4*	*85,9*
Industriels	*12,7*	*12,5*
Pompage et auxiliaires	*0,5*	*0,33*
Pertes	*1,69*	*1,56*
Production (injection vers le RPT, en TWh)	**76,1**	**83,1**
Nucléaire	*65,9*	*74,8*
Thermique classique	*10,2*	*8,2*
Hydraulique	*0,012*	*0,011*
Eolien	*0,0*	*0,0*
Réseaux distributeurs	*0,06*	*0.08*
Solde (Production – Consommation, en TWh)	**- 32,2**	**- 17,2**
Puissance consommée à la pointe	**21 908 MW**	**21 492 MW**
Puissance produite à la pointe	**15 358 MW**	**13 454 MW**

Le tableau ci-dessus présente les flux depuis et vers le réseau de transport d'électricité, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables étant raccordée directement sur les réseaux de distribution, le tableau de flux n'est donc pas représentatif de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble du territoire de la région RTE. A titre d'information, vous trouverez ci-dessous un tableau présentant l'évolution de cette production, en puissance installée et en énergie produite, entre 2007 et 2011.

Evolution du parc de production d'électricité issue de sources d'énergies renouvelables :

	Puissance installée (en MW)					Énergie produite (en GWh)				
	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**
Eolien	132	200	315	368	459	223	331	542	640	855
Photovoltaïque	1	1	7	38	112	0	1	4	20	99
Hydraulique	60	60	60	63	63	218	210	192	188	157
Autres sources	382	385	386	435	455	1 423	1 537	1 477	1 513	1 645

6.7.2 Projets à réaliser sur la période 2013 – 2015

6.7.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

En Basse Normandie, la sécurité d'alimentation du centre Cotentin a été renforcée en 2012 par une injection 400/90 kV au poste de Taute associée à une liaison entre ce poste et le poste de Périers à 90 kV mise en service à l'été 2012. Ce poste sera reconstruit, avec une alimentation électrique sécurisée, à l'échéance 2014. Des renforcements complémentaires dans le sud Cotentin de la boucle à 90 kV Avranches, Yquelon – Villedieu sont à déterminer en lien avec eRDF. La capacité de transformation du poste de Flers a été renforcée. En Haute Normandie, les développements attendus pour répondre aux enjeux de la croissance des charges à l'est de Rouen ont été mis en service. Le renforcement de la boucle électrique entre les zones de Gournay – Etrepagny (Eure) et la zone de Gisors (Oise) reste à réaliser. Le raccordement du poste source de Deville dans la ville de Rouen permettra d'en améliorer significativement la sécurité d'alimentation.

En région parisienne, dans le nord-ouest, la création d'une troisième liaison souterraine 225 kV entre les postes de Seine et de Saint Ouen afin de résorber les contraintes de transit entre les lignes Fallou – Novion est en cours.

Compte tenu des forts enjeux associés à l'alimentation du quartier de La Défense, la structure du réseau local nécessite un renforcement par la création d'une nouvelle liaison souterraine entre les postes 225 kV de Nanterre et Puteaux, et la création d'un poste source à Nanterre prévue en 2015. Ce renforcement, en cours d'instruction, permettra de réduire les conséquences sur la clientèle d'incidents comme la perte complète d'un poste source d'eRDF. Il permettra également d'améliorer la sécurité d'alimentation de la zone Pecq – Rueil, qui sera ultérieurement complétée par des renforcements en cours de définition avec eRDF.

Pour l'est parisien, au poste 225 kV de Villevaudé, le renforcement de la tenue aux courants de court-circuit pour améliorer la sécurité d'alimentation de la zone est en voie d'achèvement pour fin 2012.

Au sud de la région parisienne, il convient de noter les besoins de sécurisation de la zone de Sénart en cas de contraintes d'injection au poste de Courtry. De même, l'alimentation de la zone de Nemours nécessite un renforcement afin de supprimer les risques de délestage en cas de perte d'un appareil de transformation du poste de Nemours. Les travaux de création d'une injection 63 kV au poste 225 kV de Sénart, la création de nouvelles liaisons souterraines sur la zone de Melun, et le renforcement de la transformation du poste du Chesnoy vont permettre d'améliorer la sécurité d'alimentation au sud de la Seine et Marne.
Dans l'Oise, la sécurisation de l'alimentation de Compiègne et celle de Beauvais sont à réaliser en traitant de façon conjointe les contraintes de patrimoine. La sécurisation de la zone de Gisors sera assurée par la construction d'une liaison souterraine.

A dynamique de croissance des charges inchangée, les projets de réseau évoqués précédemment n'appellent pas d'évolutions de réseau complémentaire sur les zones concernées d'ici 2020. Toutefois, dans l'hypothèse de développement économique de certains territoires qui irait s'accentuant (Opérations d'Intérêt National, renforcement ponctuel des consommations, implantation de *data centers*), des adaptations de réseau complémentaires pourraient localement s'avérer nécessaires.

Accueil de nouvelles productions

Chaque région, au travers son schéma régional climat air énergie (SRCAE) et son schéma régional éolien (SRE), a défini les zones favorables à l'accueil de production d'origine renouvelable, ainsi que le potentiel associé. Pour l'ensemble de la plaque Normandie-Paris, ce potentiel représente un volume global de l'ordre de 3 000 MW. Les façades maritimes de la Basse et de la Haute Normandie sont

riches d'un gisement important dans le domaine des énergies marines renouvelables, que ce soit celui de l'éolien offshore (1 750 MW sur les 3 000 MW de l'appel d'offre éolien offshore), ou celui des technologies sous-marines (hydroliennes). En ce qui concerne les hydroliennes, le gisement se situe exclusivement dans le nord du Cotentin (plusieurs milliers de mégawatt de potentiel évoqués dans le SRCAE de la région Basse Normandie). La capacité d'accueil du Cotentin sera adaptée, pour accompagner le développement des projets de production renouvelables sur la zone, selon leur dynamique. A ce titre, des dispositifs de protection plus performants ont été installés au poste de Menuel.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2013 et 2015 concernent :

- le raccordement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation autour de Paris, en Seine et Marne et en Normandie,
- le renforcement de l'alimentation de Jersey.

Sûreté du système électrique

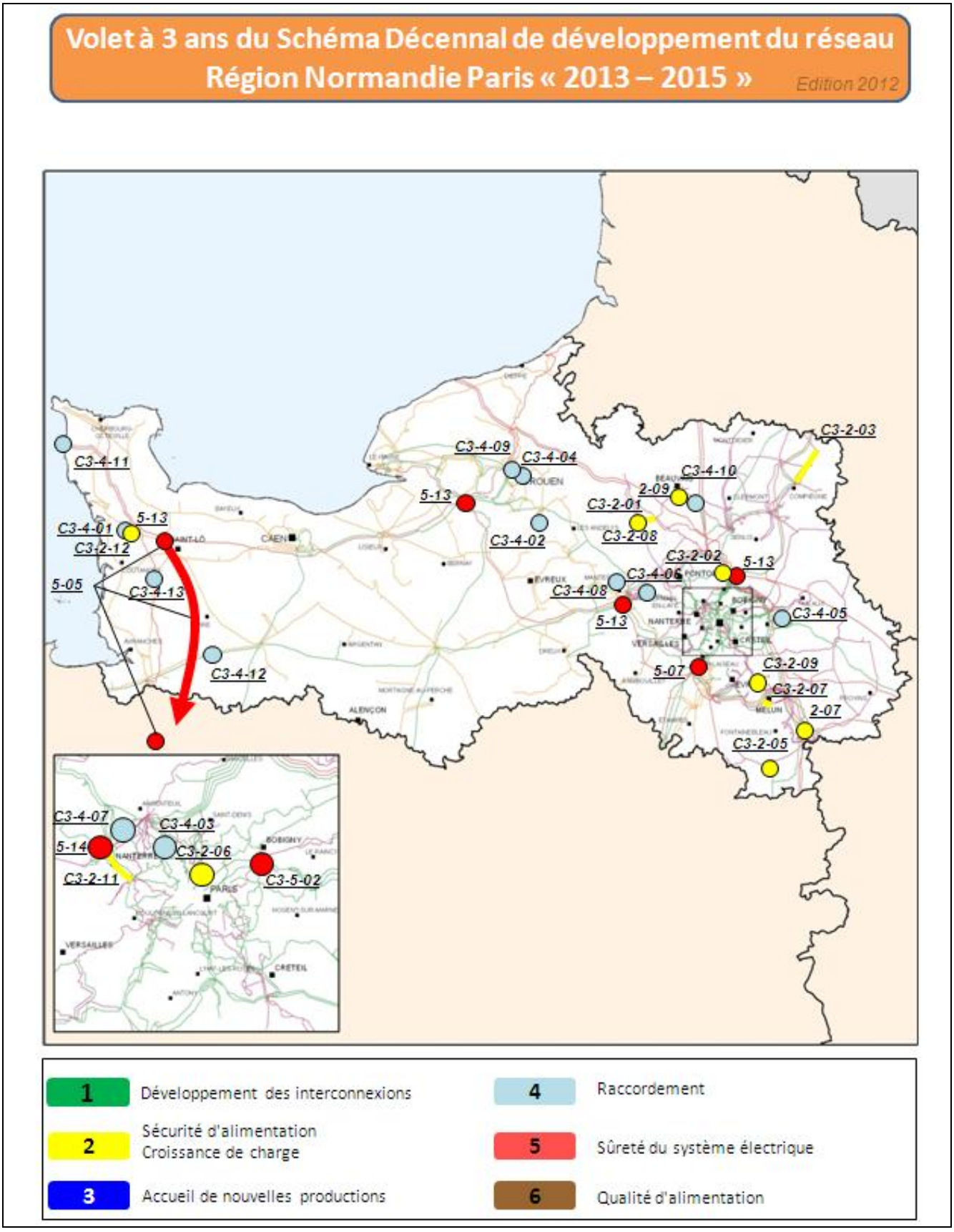
La réalisation de la ligne Cotentin Maine a pour objet d'éviter des risques de perte de synchronisme des groupes de production liée au raccordement de l'EPR de Flamanville, d'acheminer la production de la zone du Cotentin (centrale de Flamanville mais aussi nouvelle production éolienne et hydrolienne qui ne peut être raccordée au réseau sans cette ligne), et également de contribuer à une meilleure tenue de tension à l'interface entre l'Ouest de la France et la Normandie, améliorant ainsi l'alimentation électrique de la Bretagne. La région parisienne et la Normandie sont confrontées à des risques d'écroulement de tension en cas de forts imports depuis les frontières nord, par temps froid, combinés à des plans de production relativement contraignants et à une limitation de puissance réactive des groupes de production. Outre l'installation d'un compensateur statique au poste de Tourbe, prévue pour l'hiver 2012, est également prévue l'installation de bancs de condensateurs dans plusieurs postes de ces deux régions pour l'hiver 2013-2014 afin de réduire ces risques, en s'inscrivant dans la perspective de déclassement d'unités de production centralisées en Ile de France. Ces investissements seront complétés par l'installation d'un compensateur statique au poste de Nanterre, pour 2015.

La création d'une liaison barres au poste 400 kV de Villevaudé va permettre de sécuriser l'exploitation de la zone Villevaudé – Sausset. La reconstruction du poste 400 kV de Villejust contribuera, pour sa part, à l'amélioration de la sécurité d'exploitation du sud-est de l'Ile-de-France.

6.7.3 Travaux finalisés en 2012

Région administrative	Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire
Pays de la Loire / Basse Normandie	Cotentin - Maine 400 kV	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terne à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA
Ile de France	Villevaudé 225 kV	Sécurité d'alimentation de l'est parisien	Remplacement du jeu de barres 225 kV
Basse Normandie	Tourbe 225 kV Installation de moyens de compensation	Amélioration de la tenue de tension de la Normandie	Installation d'un CSPR [+250/-100 Mvar] au poste de Tourbe 225 kV
Ile de France	Richardet 225 kV	Contribution à la garantie d'alimentation des charges de Paris intra-muros	Création d'un poste sous enveloppe métallique en bâtiment
Basse Normandie	Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV – phase 1	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Installation d'un autotransformateur 400 / 90 kV de 240 MVA
Haute Normandie	Bois-Guillaume-Cazerie-Vaupalière 90 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de l'est de Rouen	Construction de deux liaisons souterraines 90 kV Bois-Guillaume - La Vaupalière (11km), création d'une ligne aérienne double 90 kV entre l'entrée en coupure de Bois-Guillaume et le piquage Z Cazerie (4,7km)
Basse Normandie	Flers 225 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Flers	Renforcement de la transformation
Basse Normandie	Augmentation de la capacité d'accueil dans le Cotentin	Accueil de nouvelles productions	Remplacement de 10 disjoncteurs au poste de Menuel
Basse Normandie	Périers - Taute 90 kV – Phase 1	Sécurité d'alimentation de la zone du Cotentin	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 4 km entre les postes de Taute et de Périers

6.7.4 Carte du volet à 3 ans



6.7.5 Liste des projets du volet à 3 ans

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Picardie	Compiègne -Noyon 63 kV	C3-2-03	Sécurité d'alimentation de la zone de Compiègne	Reconstruction de l'axe Compiègne - Noyon avec entrée en coupure du poste client Ribechim, de l'alimentation 63 kV du client Chantereine par un piquage sur Compiègne - Ribechim et construction du secours de Chantereine à partir d'un piquage sur la ligne 63 kV Matz - Thourotte existante	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Ile de France	Nemours 225 kV	C3-2-05	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nemours	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par des appareils de 170 MVA et création d'un couplage	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Ile de France	Seine - Saint Ouen n° 3 225 kV	C3-2-06	Sécurité d'alimentation du nord-ouest francilien	Création d'une liaison souterraine	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Haute Normandie	Boos 90 kV	C3-4-04	Garantie d'alimentation de la consommation au nord est de Rouen	Création d'un poste source et d'une liaison aérienne double terne de 5,3 km	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Ile de France	Genitoy 225 kV	C3-4-05	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation de la Seine et Marne	Création d'un poste source eRDF raccordé en coupure sur la ligne 225 kV Villevaudé-Orsonville n°2.	En travaux	2013	Se déroule comme prévu
Ile de France	Gestion des tensions basses en Normandie et Ouest Parisien -Phase 1	5-13	Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries 400 kV aux postes de Rougemontier, Mézerolles et Taute (2 x 150 Mvar pour chacun des trois postes), batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar)	En cours d'instruction	2013	Se déroule comme prévu
Haute Normandie	Vaudreuil 90 kV	C3-4-02	Raccordement du client France Télécom (Data Center)	Création de deux liaisons souterraines de 2,4 km et 300 m	En travaux	2013	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Ile de France	Melun - Pont du Mée 63 kV	C3-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun	Création d'une nouvelle liaison souterraine 63 kV de 3,1 km entre Melun et Pont du Mée de section 630 mm²	En travaux	2013	Se déroule comme prévu, avec une mise en service avancée de 2014 à fin 2013
Ile de France	Villevaudé 400 kV	C3-5-02	Amélioration de la sécurité d'exploitation de la zone de Villevaudé - Sausset	Création d'une liaison barres aérienne de 230 m en tube rigide. Installation d'une tranche basse tension et adaptation du système de protections du poste	En cours d'instruction	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : Un retard dans l'instruction administrative (lancement de l'enquête publique) entraîne le décalage de la mise en service

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Basse Normandie	Périers - Jersey 90 kV	C3-4-01	Raccordement du client Jersey Electricity	Réalisation d'une liaison souterraine de 19 km	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu
Ile de France	Asnières 63 kV	C3-4-03	Renforcement de l'alimentation du client RFF	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur 225 / 63 kV d'une puissance de 100 MVA	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Basse Normandie	Ger 90 kV	C3-4-12	Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Mortain (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Flers - Mortain	En cours d'instruction	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Basse Normandie	Flamanville 400 kV	C3-4-11	Evacuation de production	Ripage de la ligne actuelle vers le futur EPR	En projet	2014	Décalage de la date de mise en service (2013 => 2014) : à la demande du client pour compatibilité avec travaux de génie civil
Ile de France	Nanterre - Puteaux 225 kV	C3-2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation du nord ouest parisien	Construction d'une troisième liaison souterraine et adaptation des postes encadrant (couplage à Puteaux)	En travaux	2014	Se déroule comme prévu
Basse Normandie	Périers - Taute 90 kV – Phase 2	C3-2-12	Sécurité d'alimentation de la zone du Cotentin	Reconstruction du poste 90 kV en PSEM	En travaux	2014	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Picardie	Renforcement de la capacité de transformation du poste de Remise 400 kV et restructuration de ses alimentations	2-09	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Beauvais	Création d'une injection 400/225 kV (autotransformateur de 300 MVA) au poste de Remise et exploitation à 225 kV du deuxième terne de la liaison aérienne Patis - Remise actuellement exploité à 63 kV et renouvellement de l'alimentation de St Sépulcre par la création d'un poste 225 kV en coupure sur la ligne Patis - Terrier	En cours d'instruction	2014	Se déroule comme prévu, avec une mise en service avancée de 2015 à 2014 (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Ile de France	CSPR de Nanterre	5-14	Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un CSPR au poste de Nanterre 225 kV	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficultés d'acceptabilité
Haute Normandie	Remise -Trie Château 63 kV	C3-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Gisors (Eure)	Création d'une liaison souterraine de 7,7 km entre Remise et Trie - Château dans le couloir des lignes aériennes existantes	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : Un retard dans l'instruction administrative entraîne le décalage de la mise en service
Ile de France	Sénart 225 kV	C3-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun (Seine et Marne)	Extension du jeu de barres, installation d'un nouveau transformateur de 170 MVA, création d'une liaison à 63 kV de 4 km entre les postes de Sénart et de Lesurcq	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : Adaptation du planning en fonction de la concertation
Ile de France	Le Chesnoy 400 kV	2-07	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA	En travaux	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) : difficultés techniques rencontrées sur le chantier de reconstruction du poste Chesnoy 400 kV

Région administrative	Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service	Evolution par rapport à l'édition précédente
Ile de France	Boule 225 kV	C3-4-07	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation du quartier de La Défense	Création d'un poste source eRDF raccordé à la nouvelle ligne Nanterre Puteaux n°3	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) suite à difficulté dans le traitement administratif du projet
Ile de France	Limay 63 kV	C3-4-08	Amélioration de la qualité d'alimentation du Pays Mantois	Création d'un jeu de barres	En cours d'instruction	2015	Décalage de la date de mise en service (2014 => 2015) suite à difficulté dans le traitement administratif du projet
Ile de France	Villejust 400 kV	5-07	Amélioration de la sûreté du système électrique et gain sur les pertes dans la perspective du raccordement de groupes de production sur la région parisienne	Reconstruction des jeux de barres 400 kV pour une tenue aux courts-circuits de 40 kA	En cours d'instruction	2015	Se déroule comme prévu (Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012)
Haute Normandie	Deville 90 kV	C3-4-09	Renforcement de la sécurité d'alimentation de la ville de Rouen	Raccordement d'un poste source en technologie PSEM en piquage sur la ligne à 90 kV Cailly - Vaupalière	En projet	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Basse Normandie	Le Guislain 90 kV	C3-4-13	Renforcement de la sécurité d'alimentation des environs de Percy (Manche)	Raccordement d'un nouveau poste source en piquage sur la ligne à 90 kV Agneaux - Villedieu	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Picardie	Trie Château 63 kV	C3-2-01	Sécurisation de l'alimentation électrique d'une partie du Vexin Normand (Eure)	Création d'une nouvelle liaison 63 kV Etrepagny - Trie-Château et d'une nouvelle liaison 63 kV Gournay - Trie Château en réutilisant partiellement les actuelles liaisons Sérifontaine - Trie-Château et Etrepagny - Trie-Château	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Ile de France	Villiers Le Bel 225 kV	C3-2-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Gonesse	Ajout d'un 4ème transformateur de 2x40 MVA, reconstruction en PSEM du poste à 225 kV avec création d'une troisième alimentation 225 kV ; dépose de l'ancien échelon 225 kV du poste	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Ile de France	Les Mureaux 225 kV	C3-4-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Pays Mantois	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA et reconstruction du poste en PSEM	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012
Picardie	St Sépulcre 225 kV	C3-4-10	Sécurisation de l'alimentation électrique de Beauvais	Création d'un poste source 225 kV en coupure sur la liaison Patis - Terrier, garantie du poste 225 kV de Patis et dépose des liaisons 63 kV entre Carrières / Rantigny et Patis	En cours d'instruction	2015	Projet intégrant le périmètre du volet à 3 ans de l'édition 2012

7. CONCLUSION

7.1 L'objet du schéma décennal de développement de réseau

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore tous les ans et rend public sous l'égide des pouvoirs publics un **schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité** en France[56].

Etabli à partir de l'offre et de la demande d'électricité existantes ainsi que sur les hypothèses à moyen terme de l'évolution de production, de consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux européens, le schéma décennal de développement du réseau prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre demande d'électricité élaboré par RTE et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les Schémas Régionaux Climat Air Energie.

Elaboré par RTE, puis soumis à la Commission de Régulation de l'Energie après consultation par RTE des parties intéressées, il est mis à jour chaque année, en tenant compte des remarques et recommandations émises par la CRE, après consultation des utilisateurs du réseau public. Le Ministre en charge de l'Energie peut alors approuver le document.

Il vient en complément, au niveau national, du plan décennal européen communautaire (TYNDP[57]) et des plans régionaux européens communautaires également prévus par la directive européenne 2009/72/CE. Ces derniers présentent, tous les deux ans, une vision actualisée des principaux projets de développement du réseau communautaire de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne dans les 10 ans. Le plan décennal européen 2012, ainsi que les plans régionaux européens, ont été publiés par l'ENTSO-E[58] le 5 juillet 2012.

Le schéma décennal présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les 10 ans et répertorie les investissements de développement de réseau qui doivent être réalisés et mis en service dans les 3 ans :

- Le **volet à 10 ans** présente une vue d'ensemble des principales infrastructures de transport d'électricité qui peuvent être envisagées dans les dix ans à venir. Par « principales infrastructures » ou « ouvrages de grand transport », s'entendent l'ensemble des ouvrages dont la tension d'exploitation est le 400 kV, l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins, quel que soit leur niveau de tension d'exploitation ainsi que les ouvrages dont la tension d'exploitation est le 225 kV et dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation.
- Le **volet à 3 ans** détaille les projets de développement de réseau[59] tous niveaux de tension confondus dont la mise en service est prévue entre 2013 et 2015. Vu le nombre de projets cités, le plan de développement à 3 ans a été découpé selon sept grandes régions d'exploitation de RTE pour en faciliter la lecture avec, pour chacune d'elles : le contexte régional, les contraintes régionales levées dans les 3 ans, et la carte et le tableau récapitulatif des projets réalisés dans les 3 ans. Les projets sont présentés selon leur finalité principale. Certains projets peuvent répondre à plusieurs besoins, cependant seule la finalité principale est indiquée. Ces finalités sont :

[56] Directive Européenne 2009/72/CE du 13/07/2009 / Ordonnance n° 2011-504 du 09 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie décline en droit français cette Directive.
[57] Ten Year Network Development Plan
[58] European Network of Transmission System Operators for Electricity
[59] Pour les enjeux relatifs à l'intégration des marchés et à la qualité, les plus prégnants pour les utilisateurs du réseau de transport, le volet à 3 ans porte sur l'ensemble des projets de RTE. S'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, compte tenu du volume de projets potentiellement concernés, seuls les projets les plus conséquents (supérieurs à 3 M€) sont inscrits au volet triennal. S'agissant des projets de raccordement, seuls ceux rendus publics et dont la mise en service est prévue dans les 3 ans sont présentés dans le schéma décennal.

augmentation des capacités d'échange aux frontières ; sécurité d'alimentation ; accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production existante ; déclassement de production ; raccordement de clients ; sécurité du système électrique ; qualité d'alimentation.

Les opérations de réhabilitation ou de renouvellement des réseaux existants à capacité équivalente ne présentant pas un caractère lié au développement du réseau ne sont pas mentionnées dans ce document.

De même, ne peuvent être mentionnés les très nombreux investissements en équipements basse tension, systèmes d'information et télécom sur l'ensemble du réseau. Ces dispositifs cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel, et réagir efficacement participent directement à « l'intelligence » du système et constituent un levier d'amélioration de la performance de l'infrastructure majeur. Leur déploiement est indissociable de celui des infrastructures à haute tension. Par suite, seuls sont présentés ici les projets d'ouvrage haute tension qui structurent le territoire.

Dans sa délibération datée du 19 juillet 2012, la CRE considère que la première édition de ce schéma décennal de développement du réseau de RTE (édition 2011) couvre les besoins en matière d'investissement et qu'il est cohérent en termes de projets avec le plan décennal européen réalisé par ENTSO-E.

7.2 Une démarche concertée

Pour l'élaboration de cette seconde édition du schéma décennal de développement du réseau, RTE a procédé à différentes améliorations, notamment par la prise en considération des demandes d'évolutions issues des deux phases de consultation successives. La première, menée par RTE, s'est déroulée entre le 16 novembre et le 16 décembre 2012 auprès des membres du CURTE par l'intermédiaire de sa commission « Perspectives du réseau ». La seconde, organisée par la CRE auprès des acteurs du marché de l'électricité s'est tenue entre le 10 avril et le 10 mai 2012.

Dans sa forme, l'édition 2012 diffère ainsi de la première en ce sens qu'elle intègre les évolutions présentées ci-dessous :

- la première réside en l'inclusion d'un suivi de l'ensemble des projets de la précédente édition, en précisant si les projets ont été retardés, modifiés, annulés ou si leurs travaux ont été finalisés au cours de l'année. Ces informations, intégrées au sein des tableaux de synthèse des projets, font l'objet d'une analyse synthétique ci-dessous.
- Afin d'en faciliter la lecture, les tableaux ont aussi été complétés d'une colonne permettant d'associer à chaque projet la ou les régions administratives concernées.
- Des compléments statistiques sur les productions d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ont également été ajoutés, en complément des tableaux de flux présentés dans les volets à 3 ans régionaux. En effet, ces tableaux présentent les flux depuis et vers le réseau de grand transport, c'est à dire à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distribution. La majorité des groupes de production renouvelables étant raccordés directement sur les réseaux de distribution, non de transport, les tableaux de flux ne sont donc pas représentatifs de l'énergie d'origine renouvelable réellement produite sur l'ensemble des territoires des régions RTE. Pour pallier ce manque, l'édition 2012 du schéma décennal de développement du réseau présente, à la maille des régions RTE, l'évolution sur 5 ans du volume de production installée par filière, ainsi que l'énergie annuelle produite.

- Au sein du volet à 3 ans, l'élargissement du périmètre des projets de raccordement à tous les projets publics, et plus seulement à ceux en cours de réalisation, permet une plus grande représentativité de cette activité.
- Au sein du volet à 10 ans, une harmonisation de la présentation des projets d'interconnexion avec le Schéma décennal européen (TYNDP) a été réalisée. Pour répondre aux attentes exprimées lors de la consultation menée auprès des membres du CURTE, l'édition 2012 précise les capacités de transfert dégagées par les renforcements proposés dès lors qu'ils sont suffisamment matures.
- Les tableaux de projets au format Excel seront disponibles sur le site web de RTE, dès finalisation du schéma décennal de développement du réseau.

Le lecteur est invité à se reporter à l'annexe 1 du présent document pour une synthèse de la consultation menée par RTE auprès des membres du CURTE.

Ce document présente la meilleure information connue de RTE à fin 2012. La situation des projets est toutefois susceptible d'évoluer très rapidement. C'est notamment le cas dans le cadre de la concertation dont l'objectif est d'adapter les projets aux attentes et contraintes des parties prenantes et aux spécificités des territoires. RTE ne peut être tenu pour responsable de l'utilisation qui pourrait être faite des informations données et des conséquences qui pourraient en découler, lorsque leur évolution est le fait de tiers ou sont par nature exogènes. Les perspectives tracées à moyen/long terme sont présentées par RTE dans une démarche de partage et de transparence mais ne sont pas opposables.

Le schéma décennal est désormais soumis à évaluation environnementale

Conformément au décret n° 2012-616 du 2 mai 2012 relatif à l'évaluation de certains plans et documents ayant une incidence sur l'environnement, le schéma décennal de développement est désormais soumis à évaluation environnementale.
Cette évaluation est un travail de longue haleine. Elle conduira également à élargir encore davantage la concertation autour de ce document. Celui-ci, muni de son évaluation environnementale, sera soumis à l'examen du public et de l'Autorité environnementale du Conseil général de l'environnement et du développement durable.
RTE s'en félicite dans la mesure où son schéma décennal de développement est une pièce importante de l'avenir énergétique du pays, et nécessite, par conséquent, une large concertation.

7.3 Analyse de l'évolution du portefeuille entre les éditions 2011 et 2012

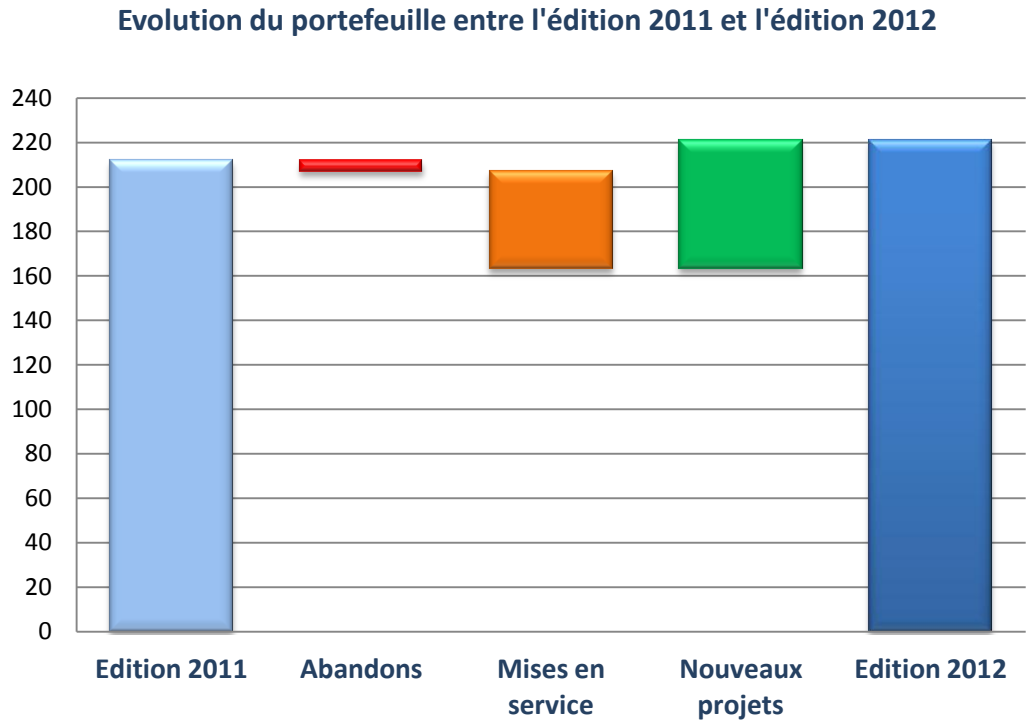
7.3.1 Répartition des projets au sein des éditions 2011 et 2012

En 2011, le schéma décennal a porté sur 212 projets qui se répartissaient ainsi :

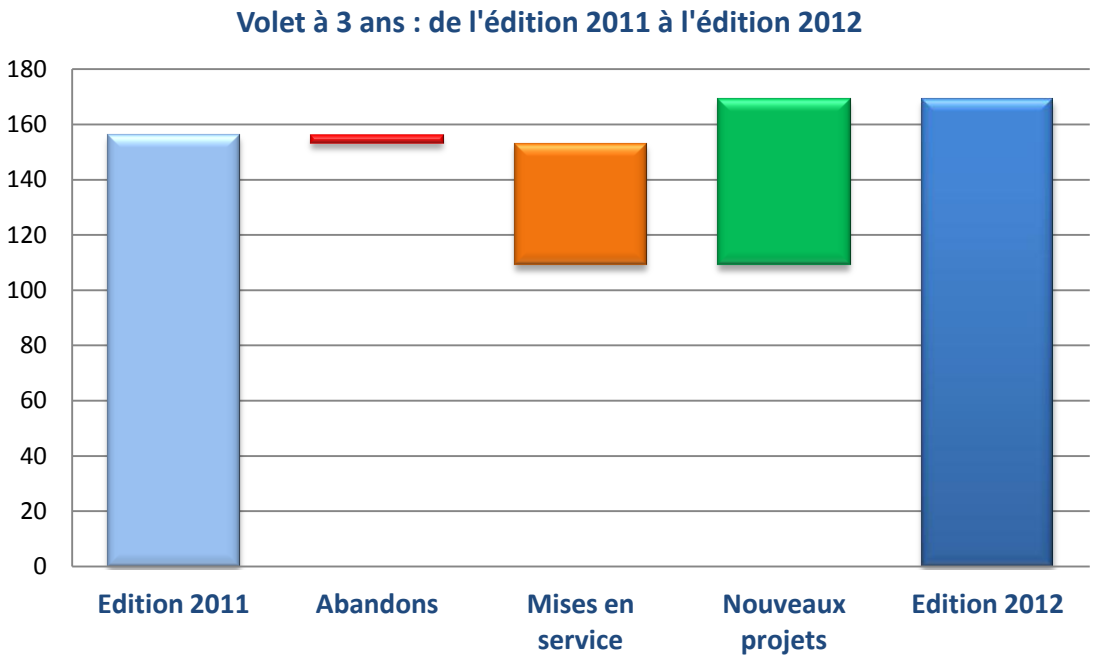
- 156 projets au sein du volet à 3 ans ;
- 92 projets au sein du volet à 10 ans ;
- 34 projets communs aux deux volets (principales infrastructures de transport dont la mise en service est prévue dans les 3 ans) ;

Sur ces 212 projets, 44 ont vu leurs travaux finalisés en 2012. Cinq ont été abandonnés.
Dans le même temps, 59 projets ont intégré le périmètre du schéma décennal
La répartition des 222 projets du portefeuille de l'édition 2012 s'effectue ainsi :

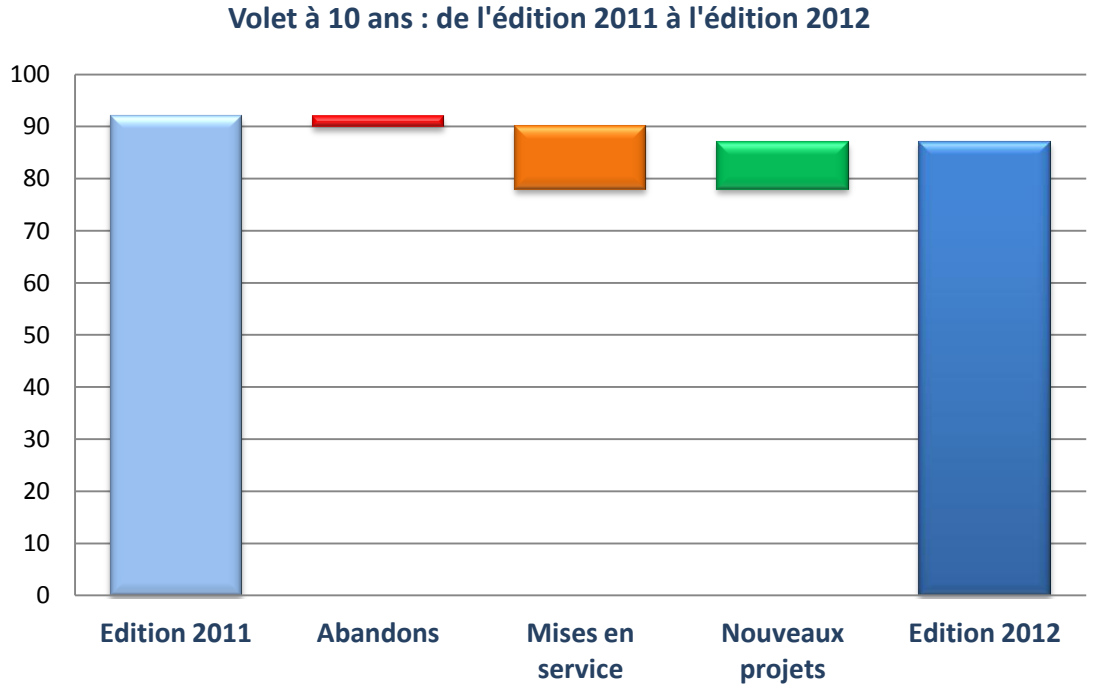
- 170 projets au sein du volet à 3 ans ;
- 87 projets au sein du volet à 10 ans ;
- 35 projets communs aux deux volets.



- Si l'on regarde spécifiquement les projets du volet à 3 ans, l'évolution du portefeuille entre l'édition 2011 et l'édition 2012 se traduit par 44 mises en services, 3 abandons et 61 nouveaux projets :



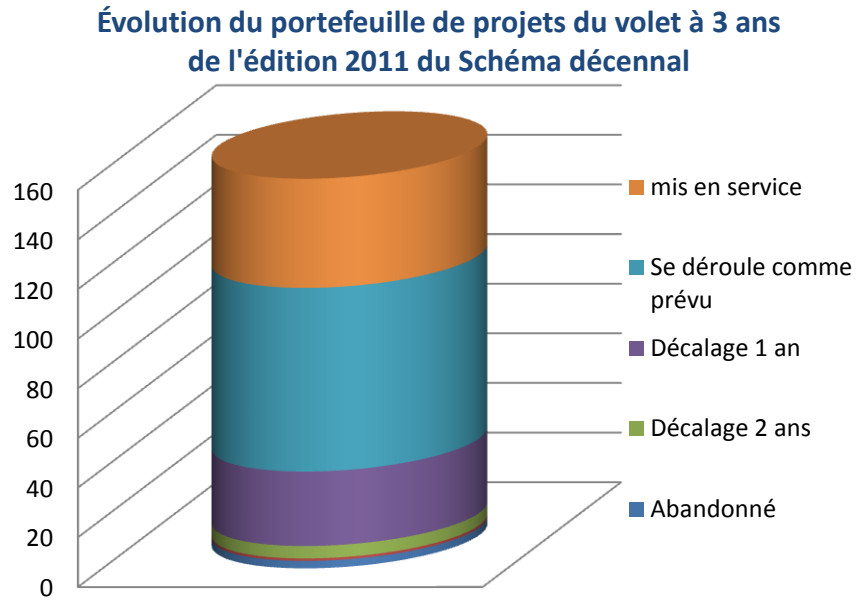
- Si l'on regarde spécifiquement les projets du volet à 10 ans, l'évolution du portefeuille entre l'édition 2011 et l'édition 2012 se traduit par 12 mises en services, 2 abandons et 9 nouveaux projets :



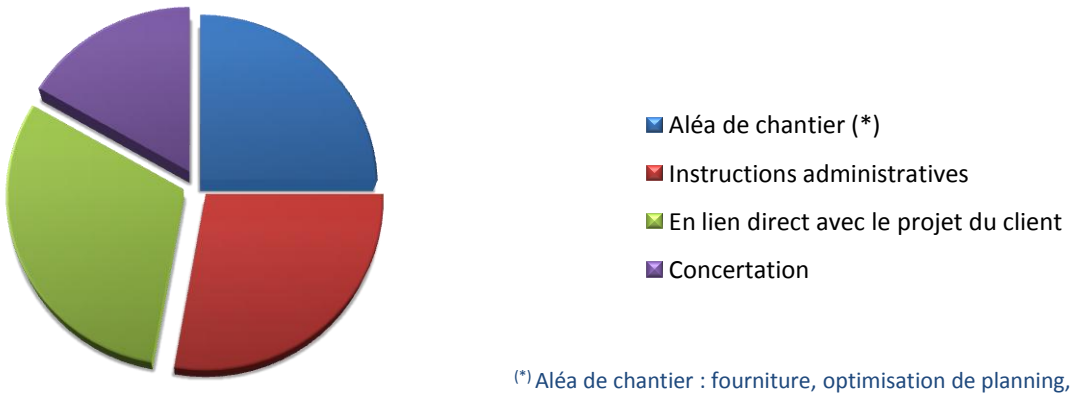
7.3.2 Analyse des évolutions, volet à 3 ans

Sur les 156 projets du volet à 3 ans de l'édition 2011 :

- 116 projets (74 %) ont respecté l'engagement initial :
  - 44 projets ont été mis en service (28 %) ;
  - 72 projets se déroulent comme prévu (46 %)
- 37 projets (24 %) ont vu leur date de mise en service décalée[60]
  - d'un an pour 32 d'entre eux (86 % des projets décalés) ;
  - de deux ans pour les 5 autres (14 % des projets décalés) ;
- 3 projets ont été abandonnés (2 %)



Pour les 37 projets qui ont vu leur date de mise en service décalée, la répartition des causes est la suivante :



(*) Aléa de chantier : fourniture, optimisation de planning, consignation d'ouvrages, disponibilité des équipes…

A noter que sur les cinq projets décalés de 2 ans, trois l'ont été à la demande du client. Pour les deux autres, un est lié à des difficultés de concertation sur l'emplacement d'un futur poste électrique et le dernier n'est qu'un décalage partiel (3 des 4 disjoncteurs ont été remplacés en 2012 au poste de Donzac ;

[60] Par souci de simplification, la mise en service d'un projet est considérée comme décalée d'un an même si ce décalage ne porte que sur quelques semaines (de fin 2012 à début 2013 par exemple)

les fenêtres de placement de travaux sont rares et étroites pour ce poste, et le dernier ne pourra l'être qu'en 2014).

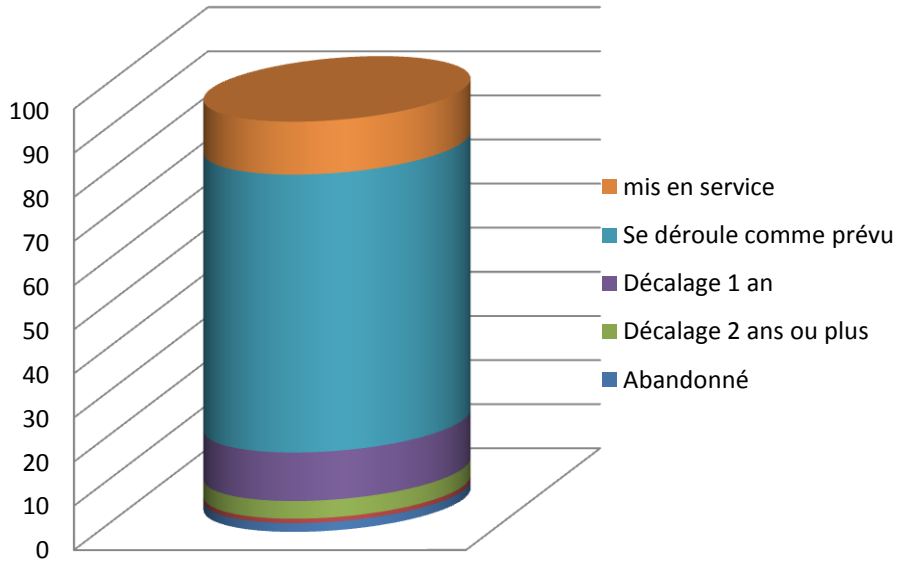
Deux des trois projets abandonnés l'ont été à la suite de l'abandon du projet par le client. Pour l'autre, c'est la révision à la baisse des hypothèses de long terme de croissance de la consommation du territoire concerné qui a entrainé la nécessité de revoir la stratégie de renforcement. Des études sont en cours avec eRDF pour déterminer la meilleure solution à proposer.

7.3.3 Analyse des évolutions, volet à 10 ans

Sur les 92 projets du volet à 10 ans de l'édition 2011 :

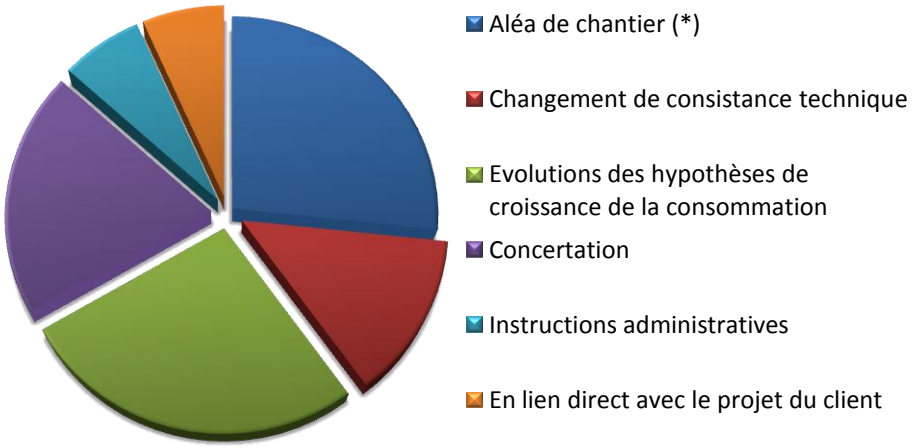
- 75 projets (81 %) ont respecté l'engagement initial :
  - 12 projets ont été mis en service (13 %) ;
  - 63 projets se déroulent comme prévu (68 %)
- 15 projets (16 %) ont vu leur date de mise en service décalée[61]
  - d'un an pour 11 d'entre eux (73 % des projets décalés) ;
  - de deux ans ou plus pour les 4 autres (27% des projets décalés) ;
- 2 projets ont été abandonnés (2 %)

Évolution du portefeuille de projets du volet à 10 ans de l'édition 2011 du Schéma décennal



[61] Par souci de simplification, la mise en service d'un projet est considérée comme décalée d'un an même si ce décalage ne porte que sur quelques semaines (de fin 2012 à début 2013 par exemple)

Pour les 15 projets qui ont vu leur date de mise en service décalée, la répartition des causes est la suivante :



A noter que sur les quatre projets décalés de 2 ans ou plus, deux l'ont été suite à la révision à la baisse des hypothèses long terme de croissance de la consommation des territoires concernés. Pour les deux autres, un est lié à des difficultés de concertation sur l'emplacement d'un futur poste électrique et le dernier n'est qu'un décalage partiel (3 des 4 disjoncteurs ont été remplacés en 2012 au poste de Donzac ; les fenêtres de placement de travaux sont rares et étroites pour ce poste, et le dernier ne pourra l'être qu'en 2014).

Les deux projets abandonnés le sont pour l'un à la suite du classement sans suite de la zone du Tréport dans le cadre de l'appel d'offre offshore ; pour l'autre suite à la révision à la baisse des hypothèses long terme de croissance de la consommation du territoire concerné.

7.4 10 milliards d'euros pour le développement du réseau dans la décennie

Un grand nombre d'investissements sont nécessaires tout au long de la décennie à venir pour adapter le réseau de transport d'électricité français aux défis de la transition énergétique.

Le présent schéma décennal donne un aperçu global des principaux investissements en équipements haute tension proposés par RTE, hors raccordement et renouvellement d'ouvrages. Il sera complété par les besoins qui ressortiront des S3RER à réaliser après validation des SRCAE. Le tronc commun à l'ensemble des scénarios considérés prévoit ainsi dans les 10 ans (hors raccordement et renouvellement) :

- entre 800 et 1 000 km de nouvelles routes en courant continu souterraines et sous-marines et les stations de conversion associées ;
- entre 1 000 et 2 000 km de renforcements de réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courants alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- environ 400 km de liaisons souterraines 400 kV et 225 kV en courant alternatif ;
- entre 15 et 20 nouveaux postes d'aiguillage et de transformation 400 kV ;
- Plus de 10 000 MVA de puissance de transformation additionnelle entre le réseau 400 kV de grand transport et les réseaux de tension inférieure ;
- Toutes frontières confondues, environ 8 GW d'accroissement des capacités d'interconnexions sont à l'étude ou en projet.

L'ordre de grandeur du socle d'investissements de développement du réseau de transport en France est ainsi d'environ 10 milliards d'euros dans les 10 ans à venir[62].

De par la relative concentration des gisements d'énergies renouvelables identifiés, un scénario de forte évolution du mix énergétique pourrait augmenter les besoins de secours mutuel interrégionaux, avec des flux nord-sud plus amples, plus volatils. L'accroissement des capacités du réseau de transport nécessaires devra être précisé au regard des scénarios retenus. Il pourra impliquer la construction de nouvelles infrastructures de grand transport pour renforcer la solidarité nationale entre des régions exportatrices – plutôt situées au nord – et des régions importatrices – plutôt situées au sud du pays. Dans tous les scénarios, la restructuration du réseau du Massif Central apparaît nécessaire, et ce de façon d'autant plus importante que seront développées les énergies renouvelables. Au regard de l'augmentation des flux pressentie dans le scénario « nouveau mix » simulé au chapitre 4, la capacité du réseau devra être accrue de l'ordre de 2 à 4 GW dans le grand est et entre Normandie et val de Loire. Compte tenu des délais de construction de tels ouvrages, de l'ordre de dix ans, les décisions sont à prendre en 2013, à l'issue du du débat national, pour être au rendez-vous de la transition énergétique. Dans la continuité des efforts déjà engagés, RTE prévoit donc de conserver un fort niveau d'investissement pour répondre aux mutations du paysage énergétique.

Dans les trois ans, les investissements à réaliser dans le cadre du développement du réseau représentent environ 3 milliards d'euros qui se répartissent selon les principales finalités de la manière suivante :

[62] Pour les seuls projets d'intérêt européen, ENTSOE donnait en 2010 la fourchette 23-28 milliards d'euros pour la période 2010-2014. Toutes proportions gardées, et ramené à des périmètres comparables, on constate que l'effort est sensiblement le même en France et en Europe.



En complément à ces dépenses de développement du réseau, RTE consacrera dans les trois ans environ 1 600 millions d'euros au renouvellement du réseau existant le plus ancien et au renforcement mécanique des lignes aériennes suite au retour d'expérience des tempêtes de 1999 et 2009.

Ces projets n'ont de sens que dans la mesure où ils répondent aux besoins des territoires. Chaque projet sera porté auprès des collectivités concernées. Les modalités de mises en œuvre seront arrêtées en concertation, dans le respect des procédures réglementaires. Au-delà des enjeux propres à l'infrastructure de transport d'électricité, ils sont l'occasion de traduire concrètement les choix que fait la société française pour les années futures en matière de fourniture d'énergie : assurer un approvisionnement fiable des territoires dans la durée, améliorer l'efficacité énergétique à tout niveau, favoriser l'essor des énergies renouvelables dans la perspective d'une électricité européenne décarbonée d'ici 2050.

ANNEXES

Annexe n°1 : Retours sur la consultation menée par RTE autour de l'édition 2011 du Schéma décennal

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, et en application des principes de transparence et d'indépendance qui guident son action, RTE a procédé du 16 novembre au 16 décembre 2011 à une consultation de son projet de schéma décennal édition 2011 par les parties intéressées, avant de le soumettre aux autorités compétentes.

Cette consultation s'est tenue au sein de la Commission Perspective du Réseau du CURTE[63]. Les acteurs ont ainsi eu un mois pour étudier le projet de document et faire un retour à RTE. Ces retours ont été analysés et les observations classées en trois catégories :

- simple remarque ne nécessitant pas de réponse (R)
- Demande de précisions sans impact sur le projet de schéma décennal (P)
- Demande de précisions pouvant nécessiter une modification du schéma décennal (édition 2011 ou futures) (M)

RTE a ensuite pris en compte l'ensemble des items en proposant si besoin une modification du projet 2011 ou une intégration dans les futures éditions du schéma décennal.

Les questions et remarques les plus significatives issues de cette consultation, ainsi que les réponses apportées sont présentées dans le tableau ci-dessous (les n° de pages et de section mentionnés renvoient à la version en consultation du schéma décennal 2011).

TYPE	Observation	Réponse
R	Ecart entre carte Potentiels de Raccordement publiées dans le document et mise en ligne sur le site RTE	La carte sur le site RTE a été mise à jour.
P	Capacité de RTE à bien localiser la production renouvelable en l'absence des Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE).	Le Schéma décennal de développement du réseau a vocation à être mis à jour annuellement : les schémas de raccordement des énergies renouvelables, non connus à la date de rédaction du document, seront pris en compte lors des prochaines éditions. Dans l'intervalle, RTE s'est appuyé sur les informations à sa dispositions (travaux des SRCAE, file d'attente, documents publics) pour élaborer des hypothèses de travail.
R	Le volet à 3 ans descend jusqu'en 63 kV, mais sans pour autant inclure les schémas d'eRDF de création de postes sources, par exemple en Champagne Ardennes.	Faisant écho notamment à la demande exprimée en Commission CURTE-CPR le 22/09, un seuil financier a été introduit afin de présenter les projets les plus structurants aux lecteurs du schéma décennal. Ce seuil fait que certains postes sources ne sont pas présentés. Par ailleurs, eRDF formule généralement les demandes de raccordement de postes sources avec un délai assez court, de 3 à 5 ans.

[63] CURTE : Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité

		C'est ainsi que le volet à 10 ans se focalise sur les grandes infrastructures. A cet horizon, on ne connaît pas encore les projets plus locaux, postes sources et raccordement d'une façon plus générale.
P	Le seul cycle combiné gaz identifié dans le Bilan prévisionnel est celui lié à l'appel d'offres en Bretagne. Qu'en est-il dans le Schéma décennal.	Le bilan prévisionnel forme des hypothèses probables foisonnées à la maille de chaque pays. Le Schéma décennal contient un aléa complémentaire, à savoir la localisation géographique. RTE anticipe la création de capacité d'accueil lorsque les conditions de développement de centrales sont favorables et que la file d'attente est conséquente. C'est par exemple le cas à Fos. En revanche, lorsque le développement est plus diffus ou que le potentiel de raccordement est déjà suffisant, il n'y a pas lieu de développer le réseau. En pratique, on étudie une série de variantes, en tenant compte à la fois de la file d'attente, du développement des énergies renouvelables qui peuvent décaler les seuils de rentabilité des cycles combinés gaz, et des études économiques menées avec GRT Gaz.
M	Lorsque le potentiel de raccordement est nul, il peut quand même y avoir des projets en file d'attente lorsque ceux-ci ont choisi de ne pas faire apparaître leur projet. Dans ce cas, il serait utile d'avoir un astérisque attirant l'attention sur le fait qu'un potentiel nul ne veut pas dire qu'il n'y a pas de projets.	Cette précision sera apportée dans le projet soumis à la CRE : « Un potentiel de raccordement nul sur une zone géographique indique qu'une fois les éventuels projets en file d'attente pris en compte, le réseau ne peut plus accepter de puissance supplémentaire sans être renforcé»
P	Quels sont les scénarios de développement des énergies renouvelables analysés dans le cadre du Schéma décennal ? S'agit-il des mêmes que ceux du Bilan Prévisionnel ?	Deux scénarios sont pris en compte : le scénario de référence et le scénario « énergies renouvelables haut » (3*20 au niveau européen). Ces deux visions sont croisées afin d'établir un Schéma de développement robuste.
P	Il y a des dates de mise en service pour certaines interconnexions, et pas pour d'autres. Cette différence est-elle due au fait de certains projets rencontrent des difficultés de réalisation ?	La date est toujours mentionnée lorsqu'elle est connue. Dans le cas contraire, il s'agit de projets qui sont encore au stade d'études : leur degré de maturité n'est pas suffisant pour permettre de fixer une date de mise en service. Le Schéma décennal de développement du réseau ayant vocation à être mis à jour annuellement, les informations sur les dates de mises en service d'ouvrages pourront être communiquées dans les prochaines éditions dès lors qu'elles seront connues.
P	RTE envisage-t-il de publier des coûts de raccordement par zone géographique, afin de créer des alertes et équilibrer la production ?	La publication des capacités d'accueil répond déjà partiellement à cette problématique. Lorsque le potentiel de raccordement est nul, c'est qu'a priori, il faut développer le réseau pour permettre le raccordement. Par ailleurs, les SRCAE permettront d'identifier les volumes, la localisation et le calendrier d'arrivée de la production. On pourra alors élaborer les schémas de raccordement des énergies renouvelables en lien avec ces objectifs. Néanmoins, sur la base des premiers retours, RTE estime qu'il faut porter un regard attentif sur le réalisme de ces objectifs, notamment eu égard à l'environnement local et au coût pour la société.
P	Le coût du Schéma décennal est évalué à 10 milliards. Quels seront les arbitrages réalisés et quelle visibilité aura t'on de ces arbitrages.	Le budget d'investissement de RTE fait l'objet d'une approbation annuelle par la CRE, avec un suivi de chaque grand projet. L'arbitrage est réalisé à travers un mécanisme plutôt « bottom up » : chaque projet fait sa prévision et la remonte, ce qui permet de foisonner les aléas. Le chiffre de 10 milliards doit être compris à l'horizon 10 ans comme un ordre de grandeur, dans la mesure où beaucoup d'incertitudes demeurent (notamment où la production sera-telle effectivement raccordée) et que pour nombre de dossiers à cette échéance les options d'investissement peuvent rester encore très ouvertes.
P	Concernant le principe de l'étude, on peut être surpris par le texte de la page 20 : « les opérations de réhabilitation ou de renouvellement	Le texte page 20 ne vise qu'à expliciter le périmètre d'investissement présenté dans le document. RTE intègre bien l'ensemble des problématiques de gestion des actifs

	des réseaux existants à capacité équivalente ne présentant pas un caractère lié au développement du réseau ne sont pas mentionnés dans ce document ». On peut rapprocher cette phrase de la page 84 : « date de fin de vie estimée de la ligne à 150 kV… ». On peut donc se poser des questions : - y a-t-il une durée de vie des ouvrages considérée comme limite ? - compte tenu des caractéristiques des lignes les plus anciennes (exemple : 147² Alu-Acier), il ne semble pas réaliste de procéder à des remplacements qui n'augmentent pas la puissance admissible ? - quelle est la politique systématique concernant la tension des lignes HTB (échéance du 150 kV, limite géographique entre le 63 et le 90 kV ?	de façon globale, pour dessiner son programme d'investissement : besoins fonctionnels nouveaux, obsolescence des matériels, vieillissement de composants… La politique de gestion des actifs organise le suivi du patrimoine selon de nombreux paramètres pour une analyse multicritère, avec des seuils d'alerte s'appuyant sur les retours d'expérience. L'âge de certains matériels est un exemple des paramètres suivis, comme le sont aussi des paramètres d'environnement pour apprécier le niveau relatif de sollicitation que peut vivre un ouvrage. Lorsque l'analyse systématique remonte une alerte, une analyse spécifique de l'ouvrage considéré est menée pour apprécier le besoin réel d'investissement. La politique de gestion des actifs s'applique ainsi à l'ensemble du patrimoine de RTE pour ménager des réponses adaptées à chaque situation.
R	Concernant le « Filet de sécurité PACA », il [avait été] établi[e] en son temps un projet comparable visant à apporter une alternative à la ligne Boutre-Le Broc Carros. Une des propositions consistait à créer une liaison 400 kV entre Fos et Aramon, pour sécuriser le poste Réaltor et donc l'agglomération de Marseille.	A court terme, la sécurisation de l'agglomération de Marseille passe par le projet Fos, qui consiste tant à créer la capacité d'accueil de production dans la zone de Fos qu'à l'évacuer vers le poste de Réaltor, diminuant la dépendance d'alimentation vis-à-vis du seul poste de Tavel (cf. Schéma Décennal p 109) A plus long terme, ce dispositif peut devoir être complété par la création d'un poste 400 kV à Roquerousse (alimenté par deux axes doubles depuis Tavel), et la création d'un circuit Roquerousse-Réaltor pour palier la défaillance de l'axe aérien Réaltor – Roquerousse (cf. Schéma Décennal page 110).
M	Il serait souhaitable que les informations publiées par RTE sur les mises en service 2011 et les projets à 10 ans soient précisées afin de permettre une meilleure compréhension et appréciation de leurs effets. En particulier : - les tableaux concernés devraient indiquer la "puissance maximale de la ligne avant renforcement" et la "puissance maximale de la ligne après renforcement". - les puissances maximales transmissibles résultant des renforcements devraient être précisées. - concernant les créations de ligne, la puissance maximale de la ligne devrait être indiquée de la même manière que RTE le fait pour les nouveaux transformateurs mis en service.	La capacité transmissible du réseau ne correspond pas simplement à la somme des capacités des ouvrages qui le compose, du fait d'une part des lois de Kirchhoff et d'un équilibre pas nécessairement optimal des flux sur les ouvrages, de l'application de la règle du N-1 et autres règles de sécurité et de conditions d'environnement. Il en résulte que la capacité de transport peut varier en fonction de l'heure et de la saison. Il est donc délicat de publier simplement une valeur pour chacun des projets et publier la capacité nominale de chaque ouvrage serait source de malentendu et de confusion. RTE est toutefois sensible à fournir les clés d'une meilleure compréhension et appréciations des bénéfices de ses projets : à l'instar de ce qui est fait par ENTSOE pour le TYNDP, RTE prévoit ainsi de publier un ordre de grandeur de la capacité de transport apportée par les projets les plus importants dans le prochain Schéma décennal (voir également la réponse à la question ci-après).
P	Compléter la synthèse des projets de renforcement des capacités d'échanges aux frontières en intégrant, par exemple, un tableau récapitulatif des gains de NTC pour chaque frontière aux différentes échéances de temps pertinentes,	Les NTC sont précisées dans le Schéma décennal de développement du réseau lorsqu'il est possible de le faire. Il n'est en revanche pas possible de déterminer ces NTC pour des projets dont le degré de maturité n'est pas suffisant, ou lorsque l'intrication du projet avec d'autres projets rend ce calcul délicat, ou encore lorsque les données relatives au paysage production - consommation des pays alentours sont trop volatils[64].
M	Disposer, en annexe de ce projet de plan, des données précises caractérisant ces projets (sous la forme d'un tableur).	RTE prévoit en effet de mettre à disposition la description des projets au format Excel comme réalisé dans le cadre du TYNDP lorsque le Schéma décennal sera publié (il n'est aujourd'hui qu'en version projet en consultation).
P	La synthèse réalisée n'intègre pas les projets de lignes marchandes connus à ce jour. Quels sont	De même que ne sont pas mentionnés les autres projets clients, les données concernant les lignes marchandes sont

[64] Par exemple l'évolution sensible du paysage de la production en Allemagne (éolien au nord, PV, fermeture du nucléaire, plutôt au sud du pays transforme le paysage des flux et des capacités d'échanges.

	les critères utilisés par RTE dans la prise en compte de ces projets.	des données commercialement sensibles que RTE se doit de protéger. Pour des raisons de non discrimination, il serait également délicat d'inscrire dans le Schéma décennal les informations qui pourraient être publiques pour certains projets sans que le soient celles d'autres projets encore confidentiels. Par ailleurs, l'élaboration des principes pour l'instruction du raccordement de projets de lignes exemptées est actuellement débattue au sein du CURTE. ENTSOE a mis en place une procédure non discriminatoire d'appel à candidature de tels projets et RTE s'appuiera sur ses résultats dès lors qu'ils seront publiés.
P	Des éléments issus des analyses coûts bénéfices conduites dans le cadre de l'appréciation des projets d'interconnexions évoqués au § 7, comme des renforcements internes présentés, seraient utiles à une bonne appréhension du présent projet. Le même type d'informations sera également attendu au sujet des différents projets à l'étude évoqués par RTE (étude RTE et NGIL pour France RU et études complémentaires en cours sur les interconnexions France Benelux Allemagne).	Le niveau d'information donné dans le Schéma décennal de développement du réseau dépend du degré de maturité des projets présentés. En effet, pour certains projets les analyses économiques restent toujours en cours avec nos partenaires. Ces informations sont plus légitimement présentées au sein des Plans régionaux européen et du TYNDP
P	Des précisions sur les délais de réalisation ou les dates de mise en service, en particulier en ce qui concerne les projets France Angleterre, France Espagne et sur les renforcements Belgique et Suisse, seraient de nature à renforcer l'intérêt du présent document.	La date est toujours mentionnée lorsqu'elle est connue. Dans le cas contraire, il s'agit de projets qui sont encore au stade d'études : leur degré de maturité n'est pas suffisant pour permettre de fixer une date de mise en service. Le Schéma décennal de développement du réseau ayant vocation à être mis à jour annuellement, les informations sur les dates de mises en service d'ouvrages pourront être communiquées dans les prochaines éditions dès lors qu'elles seront connues.
M	A terme, il sera souhaitable que le plan de développement liste clairement les projets de développement d'intérêt commun au niveau européen et ceux susceptibles de l'être.	Le plan européen de développement du réseau à 10 ans (TYNDP) permettra d'identifier les « projets d'importance pan-Européenne » et les plans régionaux européens les autres projets d'intérêts européens. Ces projets doivent constituer le vivier des projets qui seront désignés comme « projets d'intérêt commun » dans chaque région européenne si le paquet infrastructures énergétiques est adopté comme annoncé par la Commission Européenne en novembre 2011. Tant que ce processus n'est pas confirmé et déroulé, il est prématuré d'identifier des projets d'intérêt commun dans le schéma décennal. Après la publication du TYNDP et la consultation associée, il sera sans doute plus légitime de compléter la prochaine édition du Schéma décennal sur ce point.
R	Nécessité d'assurer un lien entre ce plan et les schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie développés en parallèle, de même qu'avec les futurs S3RER	RTE partage ce souci comme expliqué au §2.3 du schéma décennal. Le Schéma décennal de développement du réseau a vocation à être mis à jour annuellement : les schémas de raccordement des énergies renouvelables, non connus à la date de rédaction du document, seront réalisés en 2012 et pris en compte lors des prochaines éditions. A noter que compte-tenu des prévisions de disponibilité des SRCAE, RTE devrait pouvoir élaborer l'ensemble des S3RER d'ici fin 2012.
R	Une cohérence maximale avec les travaux similaires d'ENTSO-E (TYNDP) est en outre bien entendu nécessaire.	Cette cohérence est voulue par la Loi (article 22.3 de la Directive 2009/72/CE) et elle est mise en œuvre : la constitution du Schéma décennal et du plan européen de développement du réseau à 10 ans (TYNDP) est réalisée conjointement en bénéficiant notamment d'études communes des GRT.
R	Le renouvellement des réseaux : Ces opérations sont une garantie, qu'à moyen et long terme, les niveaux de qualité contractualisés aujourd'hui pour chacun de nos postes sources restent pérennes. Il nous semble que les affaires de renouvellement doivent figurer dans ce	RTE intègre bien l'ensemble des problématiques de gestion des actifs de façon globale, pour dessiner son programme d'investissement mais ces projets n'entrent pas dans le périmètre du Schéma décennal de développement du réseau. Ce choix d'un périmètre restreint a été acté en Commission CURTE CPR.

	document avec peut-être un niveau de précision moindre pour les réseaux 63/90 kV (une liste des poches électriques concernées pourraient suffire).	
R	Le raccordement des postes sources : Le choix de ne pas faire figurer la totalité des raccordements des postes sources fait perdre de l'intérêt à ce document. Comme leur nombre est limité et que ce volet est une forte attente de nos régions, nous souhaiterions qu'il figure dans le document quel que soit leur effet sur la structure pour les postes sources 225 kV dans la vision à 10 ans et quel que soit le montant du raccordement pour tous les postes sources dans la vision à 3 ans.	Les raccordements de postes-sources en cours de réalisation et dont la mise en service est prévue dans les 3 ans sont tous présentés dans le Schéma décennal de développement du réseau dès lors que le coût du projet dépasse le seuil financier de 3 M€. D'autres projets de nouveaux postes sources vers les réseaux de distribution peuvent aujourd'hui être pressentis, mais prétendre les lister fausserait la perspective, dans la mesure où tous les besoins, aux horizons les plus lointains notamment, ne sont pas aujourd'hui connus. Ainsi, seuls sont présentés ou évoqués dans le volet à dix ans les projets de raccordement structurants pour l'évolution des flux sur le réseau de grand transport.
R	La sécurisation des réseaux face aux aléas climatiques : eRDF met en œuvre un important plan de sécurisation des réseaux face aux aléas climatiques. Cet effort devant être mené de pair avec la sécurisation des réseaux amont pour garantir la réalimentation des clients après la tempête, il serait souhaitable que les travaux de RTE pour cette finalité figurent aussi dans les visions à 10 et 3 ans.	Le Schéma décennal a vocation à se concentrer sur le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau dont l'augmentation de l'emprise du réseau sur le territoire. Les opérations de renouvellement et de sécurisation mécaniques des ouvrages ne rentrent donc pas dans ce cadre. La CPR a expressément souhaité disposer d'une vision plus synthétique du développent qu'une énumération de trop nombreux projets.
M	Le rôle des GRD dans l'accueil des producteurs : Le document traite de l'accueil global de la production sur les réseaux de RTE. Il ne souligne pas assez le rôle des GRD qui accueillent la grande majorité des producteurs et le réel impact de la production qui transite à l'interface RPD/RPT.	RTE est conscient du rôle des gestionnaires des réseaux de distribution dans l'accueil de nouveaux moyens de production. Ces opérateurs disposent de la visibilité et de l'expertise relatives à ces problématiques et sont seuls légitimes à publier l'information portant sur le développement des réseaux de distribution. RTE soulignera cet enjeu dans le chapitre 6.3 relatif aux potentiels de raccordement, en ajoutant la phrase suivante : « L'essentiel des moyens de production renouvelable se développe sur les réseaux de distribution. L'ensemble des opérateurs doivent ainsi se coordonner pour observer, prévoir et contrôler les flux aux interfaces RPD/RPT. »

Annexe n°2 : Processus et principes des études de développement

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à donner une vision prospective de l'évolution du système électrique, à identifier les zones dans lesquelles la sécurité, la sûreté, ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

Compte tenu des délais de réalisation des infrastructures de transport d'électricité (minimum 7 ans) et de la durée de vie de ces investissements (au-delà de 80 ans)[65], le processus d'étude doit favoriser l'établissement d'une vision à long terme de l'évolution du système, partagée avec les parties prenantes et tenant compte des incertitudes croissantes pesant sur l'évolution du système. Ainsi, au niveau européen, une vision détaillée des besoins de développement au-delà de 2020 et portant jusqu'à 2050 sera construite par ENTSO-E, dans le cadre du *Modular Development Plan on pan-European Electricity Highways Systems* (MoDPEHS). A un horizon plus proche, le *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP) matérialise le développement coordonné du réseau de transport européen à 10 ans.

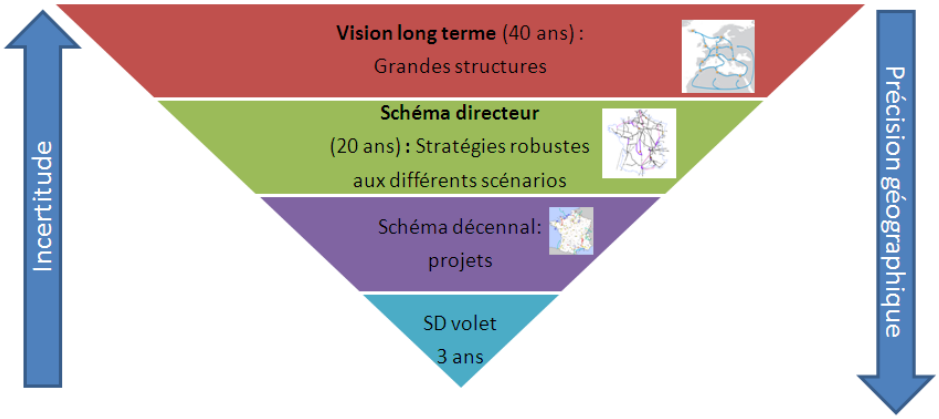
Le processus d'étude adopté doit permettre d'anticiper les infrastructures qui seront nécessaires pour acheminer les flux électriques prévus à très long terme, en précisant au fur et à mesure les investissements nécessaires, tout en minimisant leur coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, la sécurité d'alimentation et le respect de l'environnement.

A2-1 Les études de développement du réseau : un processus dynamique et ouvert

Le processus d'études peut être décomposé en plusieurs étapes :

- Une vision à très long terme (40 ans ou plus), qui vise à établir les grands flux et les grandes structures de réseaux permettant de les acheminer.
- Un schéma directeur à long terme (20 ans), permettant de se fixer une structure plus détaillée, cohérente et robuste aux différents scénarios envisagés. Le schéma directeur est mis à jour régulièrement (a minima tous les 5 ans).
- Le schéma décennal, objet du présent document, est mis à jour tous les ans. Il précise les investissements nécessaires compte tenu des prévisions d'évolution de la consommation, de la production et des échanges à cet horizon, et permet de s'assurer de la pertinence de chaque étape de la stratégie long terme.

[65] Un renforcement étudié en 2010 sera typiquement mis en œuvre vers 2020, et apportera de la valeur pour la collectivité jusqu'en 2100, voire plus !

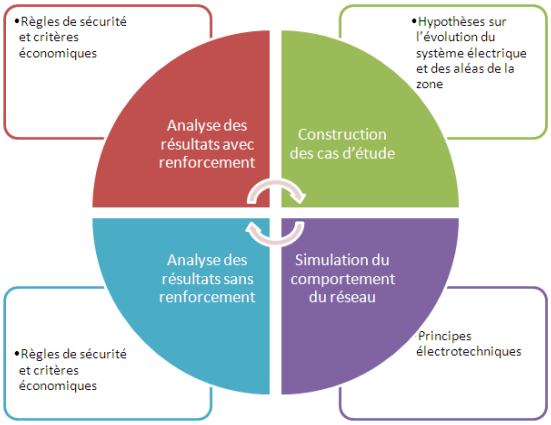


La planification remonte ainsi dans le temps : elle va des années lointaines vers les années proches, les études devenant de plus en plus détaillées sur le plan technique et géographique au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent.

Le cahier des charges du RPT stipule que « le concessionnaire définit la méthodologie d'identification des contraintes susceptibles de dégrader la sécurité, la qualité, la sûreté et l'efficacité du réseau ainsi que les critères techniques et économiques au vu desquels sont prises les décisions de développement ou de renouvellement du réseau public de transport ». Les règles d'études de développement de réseau, partagées au niveau d'ENTSO-E pour le réseau de grand transport européen et détaillées par RTE pour les réseaux d'importance national et régional, prescrivent les incidents à étudier, en fonction de leur probabilité d'occurrence et de leurs conséquences possibles. Elles établissent également les critères d'évaluation du risque, en identifiant pour chaque type d'incident le risque maximal toléré[66]. La méthode définie est ainsi résumée dans la suite du présent chapitre. L'ensemble de ces règles seront incluses dans la Documentation Technique de Référence Développement en cours de préparation.

A2-2 Les études de réseau

Les études de réseau sont également construites en plusieurs étapes. Les hypothèses sur l'évolution du système sont déclinées au niveau local afin de servir de base à la construction des cas d'étude tenant compte des aléas locaux. Le comportement du réseau dans ces situations est alors simulé, y compris en cas de perte d'un élément du système (groupe de production, ligne ou éléments de poste). Les critères de sécurité et d'économie du système permettent de détecter des situations de faiblesse du réseau. Afin d'y remédier, des projets de renforcement sont testés du point de vue de leur efficacité technique, puis évalués sur la base d'une grille multicritère. Ces analyses sont reprises en cas de modification des hypothèses.



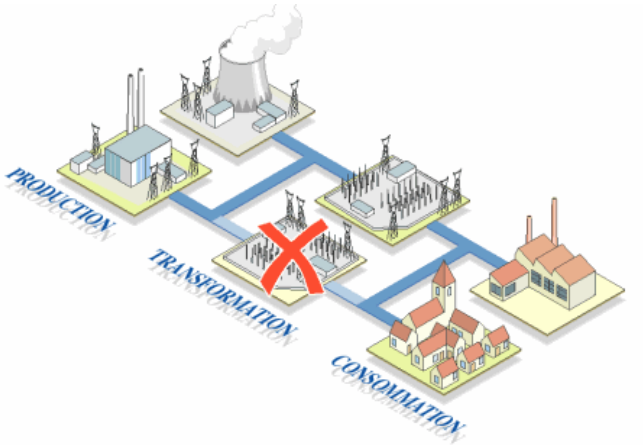
[66] Les fondements des règles d'exploitation de RTE sont exposés dans le Mémento de la Sûreté du Système Electrique (op.cit)

A2-2-1 Bâtir les cas représentatifs du comportement futur du réseau

Le réseau doit être dimensionné pour faire face à un certain nombre d'aléas affectant la production ou la consommation. Il ne s'agit pas de représenter l'ensemble des situations possibles, mais de choisir certaines situations contraignantes parmi les plus représentatives. Les conditions météorologiques influent ainsi à la fois sur la demande, la production et les capacités de transport. Par exemple en hiver, les capacités de transport du réseau sont relativement plus élevées du fait de meilleures condition de refroidissement, mais sans commune mesure avec l'augmentation de la consommation, d'autant plus élevée que les températures sont basses. De même, lorsqu'il fait très chaud, la consommation augmente du fait de la climatisation, et la production des centrales thermiques baisse du fait des possibilités limitées de refroidissement. Inversement, en intersaison, lorsqu'il y a du vent, la production augmente grâce au parc éolien, tandis que la capacité de transport reste relativement élevée grâce à la température modérée et l'effet refroidissant du vent sur les câbles. Les échanges d'électricité évoluent quant à eux au gré des prix du marché. Les cas d'étude choisis correspondent ainsi à des combinaisons d'aléas précises : une certaine heure dans l'année, une certaine puissance consommée et produite par point du réseau, une certaine disponibilité de la production. Les « cas de base » ainsi constitués sont des situations représentatives de forte sollicitation du réseau, tandis que des variantes permettent de rendre compte du comportement du réseau face à des combinaisons d'aléas possibles (tout en étant de plus faible occurrence).

A2-2-2 Simuler les « stress tests »

Après avoir établis les cas d'étude, le comportement du réseau face aux aléas représentés[67] est simulé numériquement, de façon détaillée. Le régime « normal » (dit N, où tous les éléments du réseau sont disponibles), mais également les régimes dégradés (dits N-1, avec perte d'un des éléments du système sur incident) sont analysés. En cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production. C'est la règle du N-1.
Par exemple, en cas de défaillance d'un transformateur, la transformation doit être assurée automatiquement par un autre transformateur.



Comment vérifier le respect de la règle du N-1 ?
Tout d'abord, les niveaux de transit ne doivent pas dépasser les limites d'intensité admissible. En effet, le courant circulant dans les conducteurs provoque un échauffement (par effet Joule), ce qui peut entraîner une détérioration des conducteurs, mais surtout un allongement des conducteurs de liaisons aériennes, pouvant induire des risques vis à vis de la sécurité des tiers. A chaque ouvrage correspond donc des limites

[67] En amont, les études de marché, sur la base du corps d'hypothèses de l'évolution de l'ensemble du système étudié, permettent de simuler de façon détaillée le comportement de la production et de la consommation, avec une représentation simplifiée du réseau.

de capacités en courant en régime de secours afin de respecter les tenues des matériels et, pour les liaisons aériennes les distances minimales sous les ouvrages.
Ensuite, le respect des engagements contractuels de RTE[68] concernant les plages de tension admissibles et la continuité et la qualité de l'onde sont également vérifiés, ainsi que le respect des limites en termes de puissance de court-circuit[69].

D'autres régimes, moins probables, sont étudiés sur la base d'une analyse de risque. Pour ces incidents rares, on s'assure notamment que l'incident étudié n'entraîne pas « d'effet domino » (des surcharges en cascade) ou de chute brutale de la tension, susceptibles d'entraîner un écroulement du système.

Le réseau de grand transport, est le réseau plus fortement soumis aux fluctuations et aux aléas des flux d'échange internationaux. Les études déterministes approfondissant quelques cas représentatifs sont complétées par des études probabilistes. Le comportement du système électrique est alors analysé sur plusieurs centaines voire plusieurs milliers de situations, traduisant les aléas rencontrés autour d'un cas de base donné, notamment concernant la disponibilité des groupes de production, la variabilité des productions fatales (par exemple la puissance éolienne ou photovoltaïque) et le niveau de consommation.

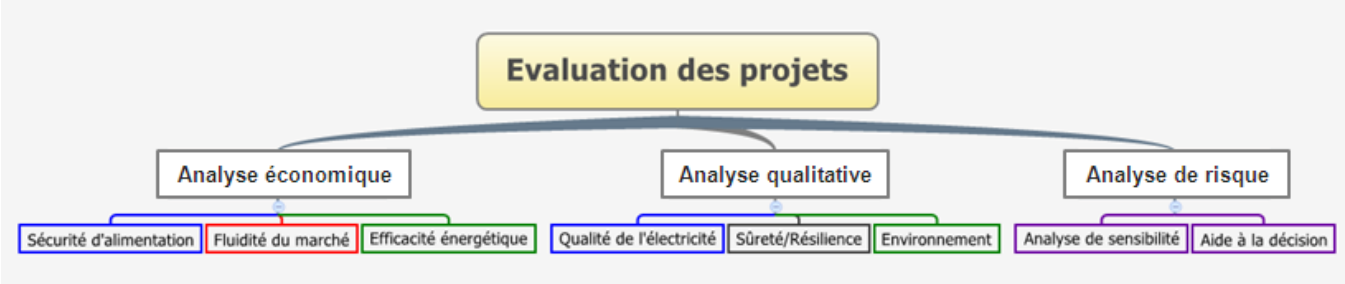
L'ensemble de ces analyses constituent les « stress tests » auxquels RTE soumet le réseau à chaque horizon d'études afin de détecter ses faiblesses. Néanmoins, la détection d'une insuffisance du réseau ne suffit pas à déclencher une décision de renforcement par RTE. Les décisions de s'engager dans un projet sont fondées sur une analyse multicritère, établie sur la durée. Elle intègre une valorisation du service rendu à la collectivité par différentes stratégies de développement, et tient compte du coût de l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

A2-2-3 Des contraintes aux projets : une approche graduée

Lorsque l'étude de réseau fait apparaître une faiblesse du réseau, plusieurs stratégies d'évolution du système sont étudiées. Conformément au Contrat de Service Public, RTE cherche à éviter la création d'ouvrages nouveaux en utilisant au mieux le réseau existant et en prolongeant la durée de vie des lignes électriques. Différentes options, relevant de la philosophie « smart grids », sont considérées, tels quela gestion et les effacements volontaires de la demande[70], le stockage, le développement de la production ou la mise en place de solutions d'optimisation du réseau. Parmi ces dernières, on trouve par exemple les câbles à faible dilatation ou à haute température, les transformateurs-déphaseurs, les compensateurs ou les automates. A contrario, les grandes mutations énergétiques en Europe, comme par exemple le développement massif de l'énergie éolienne dans le nord de l'Europe, peuvent rendre nécessaires des développements structurels du réseau de type « super-grid ». L'évaluation des différentes stratégies de d'évolution du système vise alors à mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles, le cas échéant en les combinant.

[68] Voir http://clients.rte-france.com/index.jsp
[69] La puissance de court-circuit est un indicateur de la force du réseau. Une bonne puissance de court-circuit profite au consommateur qui bénéficiera d'une bonne qualité d'alimentation. A contrario, le matériel du réseau doit être en mesure de résister aux efforts que peut induire cette force : les matériels de postes ont été développés en fonction de niveaux de court-circuit de référence fixant des limites à ne pas dépasser.

[70] Susciter des effacements volontaires de consommateurs est une action spécifique à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique, indépendamment de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique qui constituent le champ de la Maîtrise de la Demande d'Energie (MDE).



A2-3 L'évaluation des projets au regard des finalités du développement

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux permettant d'évaluer l'intérêt du projet pour la collectivité au regard des objectifs fixés par la loi et dans le cadre de la politique énergétique.

A2-3-1 La méthode d'évaluation des projets

L'approche mise en œuvre par RTE consiste à combiner trois grilles de lecture :

- L'analyse coût-bénéfice, intégrant certaines externalités, permet de sélectionner les projets présentant le meilleur bilan socio-économique pour la collectivité, en apportant un éclairage sur l'efficacité socio-économique des ressources rares mobilisées ;
- L'analyse de risque vise à évaluer la robustesse des investissements proposés en tenant compte de l'incertitude pesant à la fois sur les scénarios d'évolution du système et sur les paramètres économiques utilisés ;
- L'analyse qualitative permet enfin d'intégrer certains paramètres complémentaires non facilement monétisables, tels que le respect de la biodiversité ou des paysages ou encore la qualité de l'électricité.

Les indicateurs utilisés permettent d'évaluer la performance des projets au regard des finalités du développement du réseau.

Analyse coût-bénéfice

L'analyse coût-bénéfices consiste à ramener à l'année de l'évaluation, à l'aide d'un taux d'actualisation de référence, l'ensemble des gains et coûts futurs relatifs à une stratégie d'investissement donnée. On peut alors comparer les stratégies entre elles, reflétant de manière cohérente les différents effets temporels des projets, et sélectionner le(s) projet(s) le(s) présentant le meilleur bilan pour la collectivité. L'indicateur principal utilisé par RTE afin d'évaluer l'intérêt d'un projet pour la collectivité est ainsi la Valeur Actuelle Nette.

Afin de s'assurer que les avantages attendus sont supérieurs aux dépenses engagées ; deux situations sont systématiquement comparées :

- La configuration initiale du réseau (situation de référence sans renforcement) ;
- La configuration du réseau mettant en œuvre la stratégie de développement testée.

Chacune des stratégies susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation, …) est passée au crible de cette comparaison.

Le choix de la période d'étude sur laquelle s'effectue le calcul résulte d'un compromis entre le souci de rigueur conduisant à considérer toute la durée de vie économique de l'ouvrage et l'incertitude qui rend

difficile toute prévision économique sur une période plus longue. Généralement, la période d'étude prise en compte est entre 10 et 20 ans au delà de la date du renforcement.
Les principaux paramètres relatifs aux gains pris en compte dans l'analyse coût-bénéfices sont les suivants :

- Le coût de congestion, c'est à dire le coût supporté par RTE quand, en cas d'insuffisance du réseau à faire transiter les flux résultant du marché[71], le programme de production doit être réaménagé (sur le Mécanisme d'Ajustement). Le coût de congestion est ainsi une mesure de la fluidité du marché ;
- Le coût de l'électricité non distribuée. Les perturbations de la continuité de service ont en effet des conséquences économiques, telles que les pertes de production chez les industriels, la perte de vente pour le secteur tertiaire et la perte de confort pour les ménages[72] . Le coût de l'électricité non distribuée évité par un renforcement représente ainsi le gain apporté en termes de sécurité d'alimentation ;
- Le coût des pertes, mesurant l'efficacité énergétique du réseau.

L'ensemble de ces gains sont alors comparés au coût associé à l'investissement. L'analyse coût-bénéfice permet ainsi retenir les projets ayant un bilan socio-économique positif pour la collectivité. Cette analyse doit être complétée par une analyse de multicritère et une analyse de risque.

Analyse multicritère

Certains impacts des projets ont une valeur très forte pour la société, mais ne peuvent être intégrés dans une analyse coût-bénéfice, faute de valeur économique incontestable associée. Ces impacts sont intégrés par RTE dans le cadre d'une analyse qualitative. L'impact sur l'environnement local est ainsi évalué à travers une étude de contexte préalable, analysant à la fois l'impact sur les milieux physiques (Natura 2000, zones de protection…) et le milieu humain (zone touristique ou non, zone urbaine ou rurale etc.). L'ensemble de ces éléments permet de sélectionner les projets qui s'insèrent le mieux dans l'environnement, en appliquant la politique environnementale de RTE.

De même, la résilience du réseau est vérifiée, c'est-à-dire la capacité du réseau à faire face à des incidents moins probables, tel qu'une défaillance du réseau survenant alors que le réseau est déjà indisponible pour maintenance.

L'amélioration de la qualité de l'onde est également intégrée dans cette analyse car si les perturbations de type flicker, harmoniques, déséquilibres sont pénalisantes, leur gène n'a pu être quantifiée monétairement par les consommateurs.

Analyse de risque et de flexibilité

L'ingénieur d'étude doit faire face à de nombreuses incertitudes lorsqu'il étudie l'évolution du système. L'arrivée ou non de production, sa localisation, le volume de production qui sera finalement mise en service, la fermeture ou le développement de sites industriels sont autant d'incertitudes susceptibles d'affecter la valeur économique d'un projet de développement. C'est pourquoi, en face de telles incertitudes, une analyse de sensibilité est systématiquement réalisée afin d'évaluer la robustesse de la stratégie proposée. Lorsque ces incertitudes sont susceptibles d'affecter l'interclassement des projets ou de

[71] Le coût d'effacement des énergies renouvelables représente un cas particulier. En effet, les énergies renouvelables sont le plus souvent fatales et ont un coût variable quasi-nul. Leur effacement a néanmoins un coût d'opportunité pour la société, dans la mesure où il faut mobiliser un moyen de production plus coûteux et généralement plus polluant.
[72] Ces coûts sont évalués par RTE auprès d'un échantillon représentatif des consommateurs, et sont à la base du coût moyen de l'énergie non distribuée utilisée par RTE. La dernière enquête a eu lieu en 2010/2011 auprès d'un échantillon de 1600 personnes représentatif des consommateurs en France (ménages, secteur tertiaire, secteur industriel, secteur agricole).

remettre en cause la date de mise en service proposée, l'analyse de sensibilité est formalisée par l'utilisation d'une technique d'aide à la décision, telles que la méthode des options réelles ou celle des moindres regrets. Ces méthodes permettent de donner des fondements plus complets et plus objectifs aux décisions. Elles permettent en outre d'identifier des jalons et ainsi d'échelonner les points de décision afin de garder de la flexibilité face à l'évolution de l'environnement. C'est ainsi que certains projets, liés à une arrivée de production, peuvent être abandonnés si le volume de production qui s'installe effectivement s'avère plus faible que prévu.

Vers une approche européenne commune

Dans le rapport TYNDP, les projets de développement de réseaux significatifs à l'échelle européenne sont évalués à travers une méthode analyse coût-bénéfice élaborée par ENTSO-E[73]. Cela permet de construire une vision commune aux différents GRT européens, et de communiquer sur l'impact des projets de manière cohérente.

[73] Le projet de règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (2011/300) prévoit qu'ENTSO-E élabore une méthode d'analyse coût bénéfice utilisée pour évaluer les projets d'intérêts communs et à mettre en œuvre dans le cadre de tous les TYNDP suivants l'entrée en vigueur du texte, prévue en 2013.

Annexe n°3 : le Système Electrique

A3-1 Les chemins de l'électricité

Le système électrique comprend des sites de production thermiques (nucléaire, fioul, charbon, gaz) et de production à base d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, …) et des lieux de consommation (communes, entreprises…), reliés par les réseaux électriques (transport et distribution).

La production d'électricité

On produit de l'électricité de différentes façons, mais pratiquement toujours selon le même principe : la transformation d'un mouvement tournant en électricité.
En 2010, la production d'électricité en France a été de 550 TWh (soit 550 milliards de kWh), repartie comme suit :

Electricité PRODUITE EN FRANCE EN 2010			
Production Totale	Nucléaire	Hydraulique, éolien, photovoltaïque	Thermique classique
550 TWh	408 TWh	83* TWh	59 TWh
100 %	74 %	15 %	11 %

La production industrielle

En France, l'électricité vient essentiellement de trois types de production :
- des centrales thermiques à combustible nucléaire,
- des centrales hydroélectriques (eau des lacs, des fleuves ou de la mer),
- des centrales thermiques classiques à combustible fossile (charbon, fioul, gaz).

Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont issues de sources naturelles considérées comme inépuisables, d'où leur nom de « renouvelables ». Les centrales fonctionnant grâce aux énergies renouvelables utilisent, pour produire de l'électricité, la force de l'eau (énergie hydraulique), celle du vent (énergie éolienne), le rayonnement du soleil (énergie photovoltaïque), la biomasse, …

Les perspectives de développement :

L'arrêté du 15/12/2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de la production d'électricité, fixe les objectifs de développement de production à partir d'énergies renouvelables, en France à l'horizon 2020, suivants :

- puissance totale installée de 25 000 MW d'éolien répartis en 19 000 MW sur terre et 6 000 MW en mer;
- puissance totale installée de 5 400 MW de photovoltaïque ;
- puissance supplémentaire à mettre en service de 2 300 MW de biomasse ;
- accroissement de l'énergie produite de 3 TWh/an et augmentation de la puissance installée de 3 000 MW pour l'hydraulique.

Le réseau public de transport et les réseaux de distribution d'électricité

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont pour rôle d'acheminer l'électricité des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation.
La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 000 volts pour limiter les pertes d'énergie sous forme de chaleur dans les câbles (ce sont les pertes par « effet joule »). Ensuite, la tension est progressivement réduite au plus près de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs (400 000 volts, 225 000 volts, 90 000 volts, 63 000 volts, 20 000 volts, 400 volts ou 230 volts suivant leurs besoins en puissance).

Le réseau public de transport d'électricité

Situé en amont des réseaux de distribution, il représente environ 100 000 km de lignes. Géré par RTE, il se compose de deux sous-ensembles :

Le réseau de grand transport et d'interconnexion

Il est destiné à transporter des quantités importantes d'électricité sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Ce réseau peut être assimilé au réseau autoroutier. Son niveau de tension est de 400 000 volts, soit le niveau de tension le plus élevé en France.

Les réseaux de répartition régionale ou locale

Ils sont destinés à répartir l'électricité en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 000 volts) et en haute tension (90 000 et 63 000 volts). Ce type de réseau est l'équivalent des routes nationales voire départementales dans le réseau routier (avec des flux importants, de nombreux carrefours et croisements…).

Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution, gérés par eRDF ou des Entreprise Locales de Distribution, sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension (PME et PMI) et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques). La distribution est assurée en moyenne tension (20 000 volts) et en basse tension (400 et 230 volts). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier (des flux locaux, la desserte des villages…).

Les consommateurs

La France compte environ 27 millions de sites de consommation d'électricité. La majeure partie d'entre eux est alimentée par le réseau de distribution basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles… D'autres sont alimentés en 20 000 volts : grands hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises… De gros industriels (voies ferrées électrifiées, cimenteries, aciéries électriques, usines d'électrolyse de l'aluminium…) sont alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin, à savoir 63 000, 90 000 ou 225 000 volts, voire 400 000 volts dans quelques cas.

La fourniture

La fourniture d'électricité est une activité relevant du secteur concurrentiel depuis l'ouverture du marché de l'électricité du 1er juillet 2007. Les prix de l'électricité sont donc soumis au marché, sauf le tarif « réglementé » dont le montant est déterminé par l'Etat après avis de la CRE. La fourniture d'électricité au tarif réglementé reste une mission de service public pour EDF.



A3-2 Comment transporte-t-on l'électricité ?

L'électricité est principalement transportée par des lignes aériennes, c'est-à-dire des câbles par lesquels transite le courant électrique, portés par des pylônes.
Au travers du contrat de Service public signé avec l'Etat, RTE s'est engagé à ne pas augmenter le kilométrage des lignes aériennes.

Quels pylônes pour les lignes aériennes ?

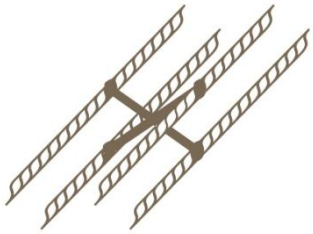
Supports des câbles aériens par lesquels transite le courant électrique, les pylônes du réseau de transport d'électricité sont le plus souvent constitués de treillis et de cornières métalliques. Ils peuvent également être tubulaires en métal ou en béton.
Leur rôle est de maintenir les câbles électriques écartés entre eux à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage de la ligne.
Outre leur fonction de support de ligne, certains pylônes dits « d'ancrage » présentent une résistance mécanique plus importante que les autres pylônes, dits de « suspension ». Ils s'utilisent lors d'un changement de direction de la ligne ou pour consolider un tronçon de ligne. Ils peuvent également servir de pylône « anti-cascade », c'est-à-dire éviter la propagation de la chute des pylônes par « effet domino » lors des tempêtes. Ils sont notamment installés dans le cadre du programme de sécurisation mécanique mis en place par RTE après les tempêtes de décembre 1999.

En fonction de la topographie des lieux, de l'environnement alentour et des conditions climatiques de la région, différentes familles de pylônes sont envisageables, permettant de disposer les câbles de différentes façons. Ainsi, certains pylônes permettent de diminuer la hauteur totale de la ligne (pour réduire l'impact visuel) ou sa largeur (pour les tranchées forestières par exemple). Dans certains sites, certains pylônes spéciaux dits « architecturés » peuvent être implantés.

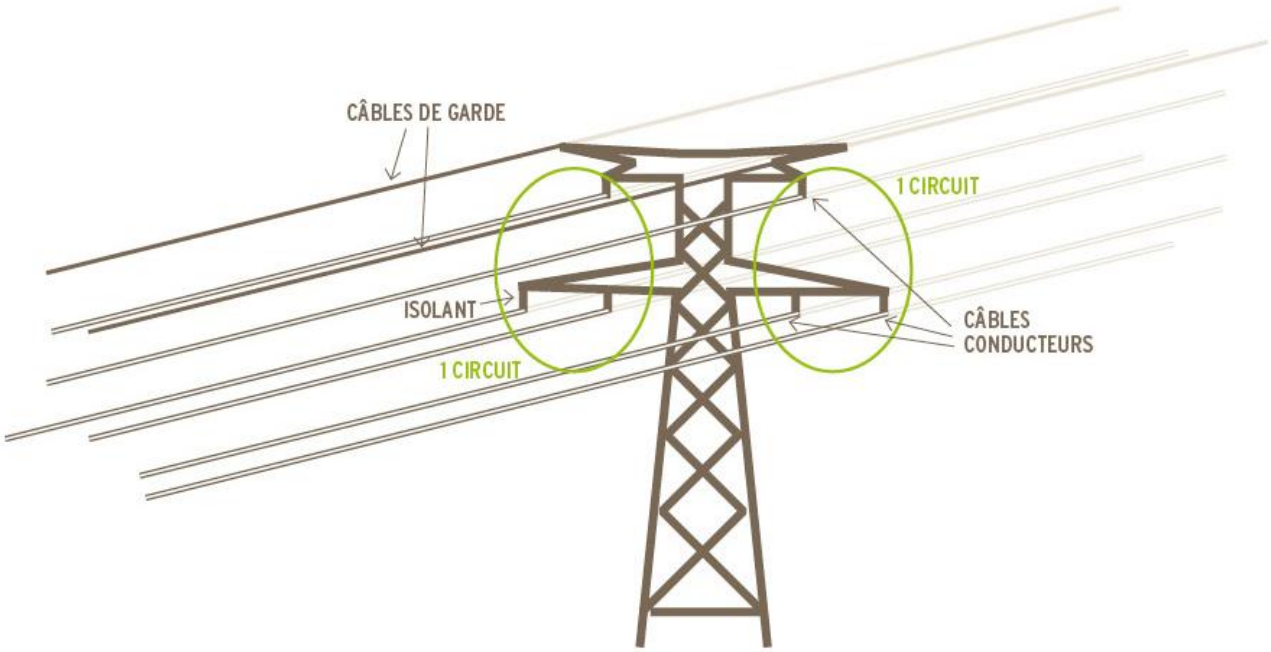
Les circuits et les faisceaux

Les lignes aériennes du réseau grand transport comprennent généralement un ou deux circuits (chaque circuit portant les trois phases).
Ainsi, une ligne double circuit revient à porter par les mêmes pylônes deux lignes électriques distinctes. Cette solution, bien que nécessitant des pylônes particuliers, permet de limiter la présence des lignes aériennes sur un territoire.
Chacune des trois phases du circuit peut utiliser un, deux, trois ou quatre câbles.

On parle alors de simple, double, triple ou quadruple faisceau. Le nombre de câbles nécessaires est choisi en fonction des besoins de puissance électrique à transiter.



Un câble supplémentaire, appelé « câble de garde » est disposé au-dessus de la ligne pour la protéger contre la foudre. Il peut être équipé de fibres optiques.



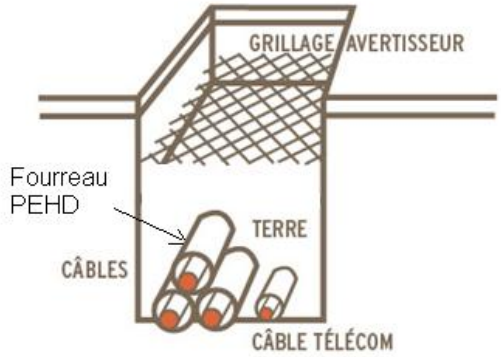
Les postes électriques

Aux extrémités de chaque ligne se trouvent des postes électriques. Ils permettent d'adapter la tension en fonction de sa vocation (grand transport, répartition régionale, distribution, etc.), mais aussi à aiguiller l'électricité et à la contrôler à distance.
Ils répartissent ainsi le courant entre les lignes situées en amont et en aval du poste et peuvent ainsi répondre à un incident en coupant le courant sur une ligne et en l'orientant vers une autre destination.

Les liaisons souterraines

Outre les lignes aériennes, l'électricité peut également être transportée via des liaisons souterraines. Différentes techniques de pose existent, selon l'environnement traversé (zones rurales, zones fortement urbanisées, franchissements de routes ou de rivières...).
La mise en souterrain des lignes est aujourd'hui majoritairement privilégiée pour les lignes du réseau de distribution et pour les lignes haute tension du réseau de transport (63 000 et 90 000 volts). Ainsi, en 2010, 66% des nouvelles lignes 63 000 et 90 000 volts ont été construites en souterrain.
Quant au réseau à 225 000 volts, plus de 30% des nouvelles lignes ont été réalisées en technologie souterraine. La mise en souterrain des lignes à 400 000 volts soulève de nombreuses difficultés techniques.

En outre, les coûts d'investissement observés en Europe pendant les 10 dernières années sont généralement entre 5 et 10 fois plus élevés par rapport à une ligne aérienne.



A3-3 Un marché européen de l'électricité

Une ouverture progressive

La directive européenne 96/92/CE de 1996 visait à supprimer les monopoles nationaux de production et de vente de l'électricité et du gaz, et à développer un marché de l'électricité dans lequel, à terme, tout consommateur pourra choisir son fournisseur.
Cette directive demande la création, dans chaque pays, d'une autorité indépendante de régulation.
La seconde directive 2003/54/CE de juin 2003 programme l'ouverture du marché à la concurrence, le 1er juillet 2004 pour les clients professionnels et le 1er juillet 2007 pour les clients particuliers.
Elle précise également l'obligation de séparation des activités de transport et de distribution des activités de fourniture.
La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité renforce la séparation entre les activités de production et de fournitures d'une part et les activités de transport d'autre part.

Le rôle des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

Dans ce marché concurrentiel, les gestionnaires de réseau de transport doivent pouvoir offrir l'accès au réseau de transport à tous les opérateurs qui souhaitent en avoir l'usage.
L'indépendance du gestionnaire de réseau de transport conduit à garantir un accès non discriminatoire au réseau et ainsi l'égalité de tous les utilisateurs.
Afin que les mécanismes d'achat et de vente d'électricité ne soient pas perturbés par un manque de capacité du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de transport dont RTE doivent mettre à la disposition des opérateurs un réseau sûr, efficace et disposant des capacités suffisantes pour que l'électricité puisse circuler sans contrainte.

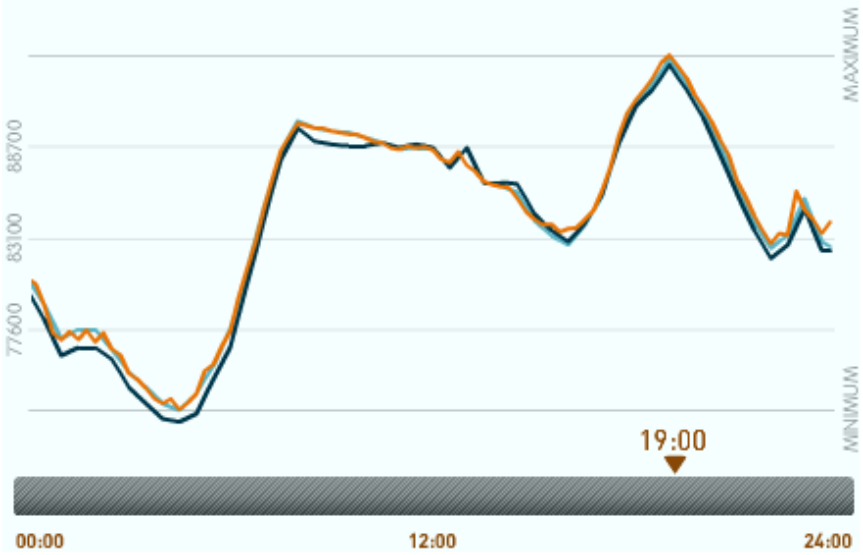
A3-4 Comment fonctionne le réseau grand transport ?

Tout comme les autoroutes pour les véhicules, les grandes lignes, pour le trafic ferroviaire, le réseau de grand transport à 400 000 volts constitue une infrastructure majeure pour l'électricité, il forme l'ossature principale du réseau électrique français.
Sa fiabilité est vitale pour assurer la sécurité d'alimentation du pays en reliant les grands sites de production d'électricité aux grands pôles de consommation. Ainsi il assure la diffusion de l'électricité sur

l'ensemble du territoire par des réseaux de tension inférieure, pour alimenter in fine les entreprises et les ménages. Relié aux réseaux étrangers via des interconnexions, le réseau 400 000 volts français participe à la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble de l'Europe et à l'émergence de nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable.

A3-5 Relier production et consommation

La consommation d'électricité varie constamment au cours d'une même journée, d'une même semaine et au fil de l'année. Elle reflète les horaires de travail, les jours de congés, les saisons. Lorsqu'il fait froid, la consommation d'électricité augmente fortement en raison d'une plus forte utilisation de l'électricité (chauffage électrique, par exemple). Ainsi en hiver, une baisse de température de 1°C représente un accroissement de consommation de 2 100 MW. En été, une hausse de température de 1°C provoque une surconsommation pouvant aller jusqu'à 600 MW. L'électricité produite ne se stockant pas, la totalité de la puissance appelée par les consommateurs doit à chaque instant être disponible grâce à l'ensemble des moyens de production d'électricité.



La courbe de charge, c'est-à-dire l'évolution de la consommation française pendant une journée

Les réseaux électriques ont donc ce rôle essentiel d'acheminer à chaque instant la quantité exacte d'électricité demandée par la consommation, depuis un parc de production subissant lui-même des fluctuations.
La plupart des sites de production sont directement reliés au réseau grand transport 400 000 volts.
Ce réseau irrigue les grandes zones de consommation, par l'intermédiaire des réseaux de répartition régionaux puis des réseaux de distribution de moyenne et basse tension.
A ce jour, la France compte environ 100 000 km de ligne dont près de 21 000 km à 400 000 volts. La distribution moyenne et basse tension comporte, pour sa part, environ 1 000 000 de km de liaisons.

A3-6 Un réseau interconnecté

L'objectif premier des interconnexions entre pays est d'accroître la sécurité de fonctionnement des systèmes électriques, en généralisant la notion de solidarité apportée par le réseau à celle de secours mutuel entre pays. En effet, le système électrique doit pouvoir faire face à une avarie soudaine d'une centrale de production ou des lignes qui la raccordent au réseau. Ainsi, quel que soit le lieu de l'incident,

les unités de production de tous les pays réagissent de façon solidaire, indépendamment de leur localisation.
Mais une telle rationalisation de la gestion des ressources énergétiques peut aussi être un élément important de la politique énergétique européenne en faveur de la protection de l'environnement. En effet, les producteurs peuvent mieux gérer la production d'énergie renouvelables structurellement intermittente, et limitant ainsi le recours à des unités de production au gaz, au charbon et au fioul, qui produisent du dioxyde de carbone.



A3-7 La sûreté du système électrique

Afin de garantir la robustesse du système électrique vis-à-vis du risque d'une coupure électrique liée à une perte d'ouvrage, une règle de sécurité standard est mise en œuvre au travers de l'application de la règle dite du N-1.
Cela signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité sera acheminée par une autre partie du réseau ou fournie depuis une autre unité de production et donc sans conséquence pour l'ensemble des clients raccordés au réseau.
Ainsi, la sûreté du système électrique se définit comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système électrique, à limiter la probabilité et à maîtriser les conséquences d'un grand incident s'il survenait malgré tout.
Elle concerne alors aussi bien la maîtrise des équilibres essentiels comme l'équilibre offre-demande que la maîtrise des tensions sur le réseau ou des transits dans les ouvrages de réseau.

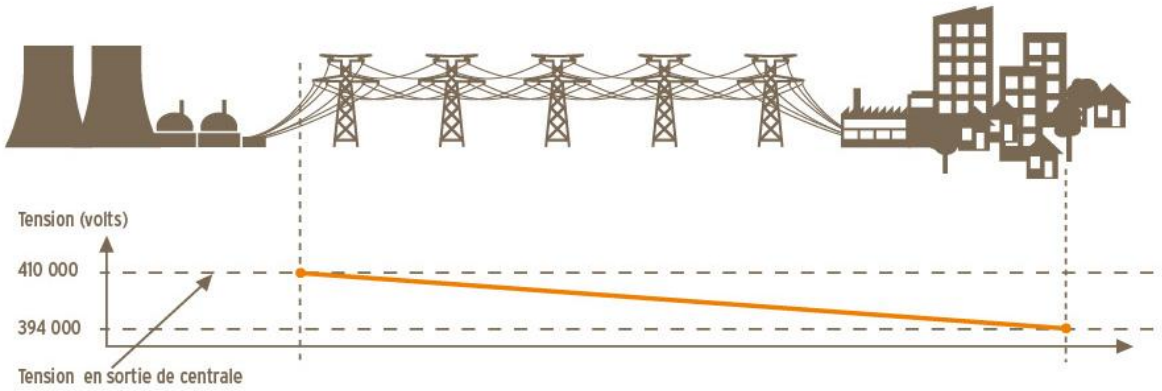
Maîtriser les transits dans les ouvrages de réseau

Différents types de contraintes pèsent sur le réseau de transport d'électricité.
On distingue en premier lieu les contraintes liées aux limitations de capacités des ouvrages.
Il peut arriver que l'intensité transitant dans une ligne dans certaines conditions exceptionnelles (niveau de consommation non pris en compte dans les études prévisionnelles de RTE, par exemple lors de période de grand froid) dépasse sa capacité maximale admissible.
Les ouvrages doivent pourtant respecter les limites d'intensité admissible dans les câbles conducteurs. Ces limites sont fixées pour prévenir l'échauffement trop important des câbles.
En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des câbles conducteurs, mais également induire d'autres problèmes. En effet, lors de leur échauffement, les

câbles s'allongent et peuvent se rapprocher du sol. La sécurité des personnes et des installations à proximité immédiate de l'ouvrage pourrait être mise en défaut.
Dans ce cas de figure, un dispositif de protection appelé « protection de surcharge » entre en action et met la ligne hors tension en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité.
Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter sur d'autres lignes en modifiant son chemin, risquant de provoquer de nouvelles surcharges si ces lignes ne peuvent à leur tour supporter cette charge supplémentaire.
Il y a alors un risque de phénomène de cascade bien connu dans les incidents de grande ampleur communément appelés « black-out ».
L'une des missions confiées à RTE consiste justement à prévenir ces situations en dotant le réseau de capacités suffisantes au regard des prévisions de production et de consommation et en prenant en compte la défaillance possible d'une ligne du réseau.

Maîtriser les niveaux de tension

Outre le risque de surcharge sur une ligne ou la panne d'un ouvrage, le réseau électrique doit tenir compte de plusieurs paramètres techniques comme le niveau de tension.
En effet, lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue. Elle baisse lorsque la consommation augmente et remonte lorsque la consommation diminue.
Lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Des dispositifs de régulation existent mais ont une action limitée. A un certain niveau, ils ne peuvent plus enrayer la chute de tension et la propagation de l'incident. C'est l'effet « château de carte ». En quelques minutes, une zone très vaste peut être affectée. La reprise du service qui conduit à retrouver une tension à sa valeur nominale prend en général plusieurs heures sauf à effectuer un délestage, c'est-à-dire la coupure maîtrisée d'une partie de la consommation.



Les black-out dans le monde

Certains grands réseaux électriques de pays industrialisés ont connu des pannes importantes ces dernières années, également appelées black-out.
En Italie, 57 millions de personnes ont été coupées pendant plusieurs heures en septembre 2003.
Aux Etats-Unis et au Canada, 50 millions de personnes ont été privées d'électricité pendant plusieurs heures en août 2003. Le coût de ce black-out a été estimé entre 4 et 10 milliards de dollars.
En plus de 30 ans, la France a, pour sa part, connu deux black-out de grande ampleur : sur la majeure partie du pays en 1978, et sur le grand ouest (jusqu'à l'Ile-de-France) en 1987. Depuis, grâce aux politiques de sécurisation et de développement, le réseau de transport français n'a plus connu de coupure généralisée. Lors des deux tempêtes de décembre 1999, exceptionnelles par leur intensité et par leur étendue géographique, le fonctionnement général du système a été préservé, malgré des coupures ponctuelles et localisées.

Maîtriser l'équilibre offre/demande

Lorsqu'un réseau est dans une situation tendue pour l'équilibre production/consommation (niveau exceptionnel de la consommation, ou parc de production en partie indisponible), une baisse de fréquence peut se produire. En dessous d'un certain seuil, les groupes de production se déconnectent du réseau pour éviter d'être endommagés. La fréquence chute alors un peu plus, et de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant le déséquilibre entre production et consommation, donc la chute de fréquence : c'est l'écroulement de fréquence. Le seul moyen de faire remonter la fréquence est alors de diminuer rapidement la consommation en ayant recours au délestage*. C'est ce qui s'est passé en Italie en septembre 2003.

A3-8 Le centre de contrôle du réseau

Le réseau électrique est continuellement soumis à des aléas.

Le centre de contrôle du réseau (appelé aussi « dispatching ») est un lieu d'où l'on surveille et d'où l'on pilote le réseau électrique, à l'échelle régionale (sept dispatchings) ou nationale (un seul). Sur un synoptique mural et des écrans d'ordinateurs, figurent toutes les lignes électriques et les postes de transformation de la zone à surveiller. A partir de pupitres informatisés, les opérateurs commandent à distance des automates et des appareils à haute tension. Des équipes se relaient 24 heures sur 24 pour mener à bien leur mission.



Centre National d'Exploitation du Système

Le réseau électrique est ainsi sous surveillance constante : des appareils de télémesure installés aux endroits stratégiques et connectés à des systèmes de communication transmettent automatiquement les informations vers les dispatchings. En cas de problème sur une ligne ou dans un poste, des alarmes signalent le lieu et le type de problème, ce qui permet aux personnels d'intervenir dans les meilleurs délais. Mais le réseau mis à la disposition des dispatchings se doit d'être adapté à l'évolution de la demande des consommateurs comme des producteurs au fil des années. La mission de RTE est d'adapter celui-ci aux nouvelles contraintes. Et celles-ci peuvent conduire à engager des projets de développement de réseau.