



Paris, le 28 mars 2014

## Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2014 portant sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France élaboré par RTE

L'article L321-6 code de l'énergie, qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, rend obligatoire l'élaboration, chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Cet article encadre les modalités d'élaboration du schéma décennal de développement du réseau, définit son périmètre et précise les modalités de son contrôle.

Conformément à l'article L321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal de développement du réseau doit être « *établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers* ». Pour ce faire, « *le schéma prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionnés à l'article L. 321-7* ». L'article L321-6 du code de l'énergie précise par ailleurs que le schéma décennal doit mentionner « *les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans* » ; et de répertorier « *les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements* ».

Enfin, l'article L321-6 du code de l'énergie précise que « *chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie* » (CRE). Conformément aux dispositions de cet article, la CRE doit vérifier si « *le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport* ». Dans ce cadre, « *la Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation* ».

Le 3 février 2014, RTE a soumis à l'examen de la CRE un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2014-2023. Le document remis par RTE constitue la troisième édition de cet exercice.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE souhaite recueillir les avis et remarques des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité sur ce schéma décennal de développement du réseau élaboré par RTE. La délibération de la CRE portant avis sur le schéma décennal de développement du réseau est prévue pour le mois de juin 2013.

## Table des matières

1. Processus de planification de RTE .....	4
1.1. Un élément clef du processus de planification : la vision à 15/20 ans .....	4
1.2. Le processus de sélection des projets .....	5
2. Le plan à 10 ans .....	6
2.1. Périmètre du plan à 10 ans .....	6
2.2. Evolution d'une année sur l'autre .....	6
2.3. Cohérence avec le plan européen à 10 ans de développement du réseau.....	11
2.4. Suivi des projets .....	12
3. Le volet à trois ans.....	13
3.1. Périmètre du volet à trois ans.....	13
3.2. Contenu du plan à trois ans et principaux enjeux par régions .....	13
3.3. Suivi des projets .....	15
4. Consultation par RTE.....	16
5. Modalités de la consultation publique .....	17

# 1. Processus de planification de RTE

Tel que décrit dans l'annexe 5 de cette édition, le processus de planification de RTE se compose de plusieurs études effectuées à différents horizons de temps. L'ensemble de ces études permet à RTE d'évaluer la pertinence des projets sélectionnés en fonction des contraintes anticipées à moyen et long terme.

## 1.1. Un élément clef du processus de planification : la vision à 15/20 ans

Dans l'édition précédente du schéma décennal, RTE avait souligné l'importance d'une analyse prospective des besoins de réseaux et avait décrit la méthodologie d'analyse des contraintes potentielles à un horizon de 15-20 ans<sup>1</sup>.

A partir d'une représentation simplifiée des réseaux, RTE indique qu'il simule les flux attendus à l'horizon 2030 en tenant compte à la fois de scénarios contrastés d'offre et de demande et d'une large combinatoire d'aléas. Selon RTE, cette première analyse permet d'identifier les zones pour lesquelles les flux anticipés sont proches ou supérieurs à la capacité du réseau plus de 10% du temps.

Ces zones devront alors faire l'objet, selon RTE, d'analyses plus détaillées qui permettront de préciser les hypothèses clés pour la matérialisation des contraintes à cet horizon.

Les analyses présentées dans le schéma décennal de 2012 et, reprises dans l'édition 2013, s'appuient sur les scénarios de long terme du bilan prévisionnel 2012. Pour rappel, RTE retient quatre scénarios d'offre et de demande :

- **Le scénario consommation forte** se distingue par une forte croissance de la consommation (associée à une croissance économique soutenue et un faible effort d'efficacité énergétique), une part du nucléaire importante, un développement des énergies renouvelables modéré et un niveau de capacité des interconnexions important. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation entre 2011 et 2030 est de 1%. La part du nucléaire est en effet élevée dans ce scénario, qui prévoit un renouvellement de toutes les tranches atteignant 40 ans d'ici 2030, et la mise en service de Flamanville 3. Le parc de cycles combinés gaz (CCG) est constitué des CCG actuelles et des CCG en cours de construction soit une capacité totale de 6,9 GW. Les capacités au charbon sont de 1,7 GW et les capacités de pointe installées de 14,5 GW (en tenant compte des moyens d'effacement). Le parc renouvelable est constitué de 1,5 GW d'énergie marine, de 7,1 GW de thermique décentralisé, de 24,5 GW d'éolien terrestre, de 5,5 GW d'éolien offshore et de 20 GW de photovoltaïque. Le parc hydraulique est stable. Les capacités d'interconnexion, dans ce scénario, sont estimées à 28 GW.
- **Le scénario croissance faible** est caractérisé par une faible croissance de la demande expliquée par une croissance économique et démographique faible, une efficacité énergétique modérée, et une part des énergies renouvelables dans le parc installé faible relativement aux autres scénarios. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation entre 2011 et 2030 est de - 0,2%. La part des capacités nucléaires dans le parc est de 56 GW (les 10 tranches les plus anciennes ne sont pas prolongées au-delà de 40 ans). Ce scénario est celui dans lequel les énergies renouvelables connaissent le développement le moins important avec 18,5 GW d'éolien terrestre, 1,5 GW d'éolien offshore et 12 GW de photovoltaïque. Le recul de la consommation de pointe et de la part des énergies renouvelables vis-

---

<sup>1</sup> Cette description est reprise dans l'annexe 4 du schéma décennal de développement de 2013.

à-vis du scénario consommation forte se traduit par des niveaux de développement des interconnexions plus bas (21 GW).

- **Le scénario médian** est un scénario construit pour représenter une évolution modérée pour chacun de ses éléments caractéristiques (croissance de la consommation, développement du nucléaire, efficacité énergétique, EnR, développement des interconnexions). Les principales différences avec le scénario consommation forte sont la baisse de la demande de pointe<sup>2</sup>, une évolution plus modérée de la consommation avec un taux de croissance annuel moyen de la consommation entre 2011 et 2030 de 0,6%, et une baisse des capacités nucléaires de 9 GW. Le parc renouvelable est similaire au parc installé dans le scénario consommation forte tandis que les capacités thermiques sont sensiblement les mêmes (on constate une hausse des moyens de pointe de 1,5 GW). Ces évolutions se traduisent par une baisse des besoins d'interconnexions estimées à 21 GW.
- **Le scénario « nouveau mix »** représente une évolution sensible du parc de production en France avec un fort recul des capacités installées nucléaires compensé par un développement très important des énergies renouvelables. La croissance de la consommation est modérée compte tenu d'un effort important de maîtrise de la demande qui permet de compenser le développement de nouveaux usages électriques. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation entre 2011 et 2030 est ainsi de 0,3%. La demande de pointe est significativement inférieure à celle du scénario consommation forte (environ -15 GW pour la pointe de froid décennale). Toutes énergies confondues, le total des capacités renouvelables en 2030 attendra 107,5 GW (dont 40 GW d'éolien et 30 GW de photovoltaïque). Le parc thermique et nucléaire compte pour sa part 40 GW de nucléaire, 1,7 GW de charbon, 8,9 GW de cycles combiné au gaz et 15 GW de turbines à combustion (en tenant compte des capacités d'effacement). Le développement important des renouvelables est valorisé au travers du développement des interconnexions qui atteignent 28 GW de capacités installées dans ce scénario.

Le recours à ces scénarios contrastés d'offre et de demande permet, selon RTE, de vérifier la robustesse des développements de réseaux envisagés, aux différentes évolutions possibles des conditions d'offre et demande en France.

Les principaux résultats de ces études de flux à l'horizon 2030 sont reproduits dans l'annexe 4 du schéma décennal.

## **1.2. Le processus de sélection des projets**

Comme indiqué précédemment, les études des contraintes à 15-20 ans permettent d'identifier les zones présentant des enjeux importants de développement de réseaux ainsi que les conditions précises requises pour l'émergence des contraintes identifiées.

En fonction de la matérialisation effective des hypothèses conditionnant l'apparition d'une contrainte dans le futur, RTE déclare procéder à des études décisionnelles afin de préciser la meilleure solution technique pour résorber cette contrainte. Ces études sont réalisées plusieurs années avant la date estimée de la survenance de la contrainte. En fonction de la contrainte, RTE déclare en effet déclencher ces études dans une fourchette de 3 à 10 ans avant la mise en service du projet afin de tenir compte du degré d'incertitude de la contrainte et du délai de réalisation du projet.

---

<sup>2</sup> La demande de pointe à une chance sur dix baisse d'environ 10 GW par rapport au scénario consommation forte.

En revanche, pour les projets tels que les projets de raccordement, de renforcement de la capacité de postes électriques ou de création de nouvelles liaisons HTB1 entre postes existants, l'horizon de décision considéré est, selon RTE, généralement plus court et de l'ordre de cinq ans. Les hypothèses d'offre et de demande pertinentes sont donc celles à cet horizon de temps.

Dans certains cas, des évolutions significatives des hypothèses d'offre et de demande à l'horizon de cinq ans vont également conduire à revoir la consistance ou la date de mise en service d'autres types de projets. Cela a été le cas par exemple l'année dernière suite à l'annonce de la fermeture de Fessenheim qui avait entraîné l'apparition du projet de restructuration du réseau alsacien.

S'agissant de cette édition, sous l'effet prolongé de la crise, RTE a revu à la baisse ses prévisions de croissance de la demande à l'horizon 2018, tant en énergie qu'à la pointe. RTE prévoyait ainsi pour le scénario de référence un taux de croissance annuel moyen sur la période 2013-2017 de 0.7% en 2012 contre un taux de croissance annuel moyen de 0.4% sur la même période en 2013. Toutefois, cette moindre croissance au niveau national peut masquer des dynamiques locales très différentes, lesquelles sont déterminantes pour la sélection de projets tels que décrits plus haut.

S'agissant de l'offre, RTE reprend globalement les mêmes hypothèses de capacité installées.

## 2. Le plan à 10 ans

### 2.1. Périmètre du plan à 10 ans

En application de l'article L321-6 du code de l'énergie, le volet à 10 ans inclut l'ensemble des ouvrages du réseau 400 kV et 225 kV dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation ainsi que les projets d'interconnexions.

Au sein du plan à 10 ans, RTE regroupe et présente les projets en fonction des finalités suivantes :

- l'accompagnement de l'évolution de la consommation d'électricité des territoires ;
- l'accueil des moyens de production d'électricité, notamment renouvelables ;
- la fluidification des transits et la facilitation des secours mutuels entre pays voisins ;
- la fluidification des transits et la facilitation des secours mutuels entre territoires voisins ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Le plan à 10 ans inclut 84 projets dont 41 liés à la sécurité d'alimentation ; 9 liés à l'accueil de production ; 9 projets d'augmentation des échanges internationaux, 7 projets destinés à faciliter les échanges entre régions et 18 projets visant à améliorer la sûreté de fonctionnement du système. En outre, parmi les projets du plan à 10 ans, 45 sont communs avec le plan à trois ans dont une très grande majorité concerne la sécurité d'alimentation et la sûreté de fonctionnement du système électrique.

### 2.2. Evolution d'une année sur l'autre

1. L'accompagnement de l'évolution de la consommation d'électricité des territoires

On distingue peu de changements par rapport à l'édition précédente. On note toutefois l'apparition de sept nouveaux projets pour la finalité sécurité d'alimentation dont quatre projets d'ajout de transformateurs (deux en vue de sécuriser l'alimentation de Toulouse, un en Rhône Alpes et un en Poitou Charentes) et trois créations de poste avec raccordement au réseau (deux projets en PACA, et un en Bretagne).

Concernant les projets en cours de réalisation de l'édition 2012 du schéma décennal, RTE constate le bon déroulement des projets de filet de sécurité PACA et Bretagne avec des mises en service respectivement prévues pour 2015 et 2017.

Parmi les autres grands projets, aucun changement significatif n'a été observé par rapport à la précédente édition du schéma décennal. Les projets de sécurisation des régions Pays de la Loire et du Sud de l'Auvergne, les projets de la Haute Durance, de l'ouest amiénois, de la région parisienne (projet Cergy Persan et projet Le Chesnoy) sont également en conformité avec les prévisions initiales selon RTE, avec des mises en service s'échelonnant entre 2015 et 2020.

A ces projets structurants, viennent s'ajouter 28 projets de sécurisation de grandes agglomérations et territoires dynamiques consistant en des travaux de renforcement de postes existants, de création de nouveaux postes d'injection 400 kV et de renforcement de réseaux. Pour ces derniers, aucune évolution notable n'est à constater hormis trois projets subissant des décalages dus à des aléas de chantier, des difficultés rencontrées dans la concertation, ou à des retards pris dans les procédures administratives.

## 2. La fluidification des transits et la facilitation des secours mutuels entre pays voisins

La prochaine mise à jour des études de besoins de développement des capacités d'échange est attendue pour fin décembre 2014 à l'occasion de la publication du plan décennal européen. En attendant cette échéance, RTE a reconduit dans cette édition son estimation réalisée en 2012 des besoins de développement des interconnexions selon les scénarios envisagés. RTE a en outre précisé, en réponse à une recommandation de la CRE faite lors de l'avis rendu sur l'édition 2012 du schéma décennal<sup>3</sup>, les résultats des études économiques réalisées par frontière dans le cadre des travaux européens de l'ENTSOE<sup>4</sup>. Les besoins de développement des interconnexions se situent ainsi entre 7 et 14 GW selon les scénarios, et sont principalement liés au développement des renouvelables induisant des flux en Europe sur un axe Nord Sud, accentués par l'étalement des centres de consommation en Europe suivant ce même axe (axe Manchester-Milan). RTE a par ailleurs répondu à une demande exprimée en réponse à sa consultation réalisée dans le cadre de l'édition 2012 du schéma décennal, en précisant les ordres de grandeur de l'accroissement de capacité d'interconnexion par frontière associé à chaque projet.

S'agissant des îles britanniques, comme dans l'édition précédente, RTE insiste sur l'intérêt économique de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'échange entre la Grande Bretagne et le continent d'au moins 5 GW. La capacité supplémentaire permettra, selon RTE, de valoriser la complémentarité des parcs de production des zones interconnectées dans le contexte d'un développement important des énergies renouvelables. Par rapport à l'édition précédente, on peut noter l'ajout dans le plan à 10 ans du projet d'interconnexion FAB<sup>5</sup>, en lien avec l'avancée du projet. Ce projet est un projet mixte d'interconnexion et de raccordement de productions hydroliennes visant une capacité supplémentaire de 1000 à 1400 MW en 2022. Le raccordement du projet côté français est prévu dans le Cotentin, sans coût additionnel pour le réseau. Par ailleurs, le projet de liaison de 600 km entre la France et l'Irlande d'une capacité de 700 MW a été précisé par la signature le 27 mai 2013 d'un accord en vue de lancer une étude des fonds marins destinée à préciser la faisabilité de l'ouvrage. Le projet IFA 2 a également été précisé au cours de l'année 2013. Les résultats des études sous-marines ont en effet permis de proposer un tracé au

---

<sup>3</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-d-electricite-en-france-elabore-par-rte2>

<sup>4</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity.

<sup>5</sup> France Aurigny Britain.

printemps 2013 et de vérifier l'équilibre économique du projet. La date de mise en service évoquée dans le schéma décennal de RTE est 2020.

Sur les frontières luxembourgeoise, allemande et belge, des évolutions de parcs de production significatives sont escomptées avec la fermeture prévue des parcs nucléaires en Allemagne et en Belgique et le développement des renouvelables. Ces évolutions sont susceptibles d'entraîner des complémentarités de parc importantes qui pourront être valorisées selon RTE au travers du développement des interconnexions. L'avancement des études au cours de l'année 2013 avec le gestionnaire de réseau belge en vue d'augmenter les capacités d'échange avec la Belgique ont permis de préciser la stratégie optimale de développement sur cette frontière. La stratégie d'un remplacement des lignes existantes est désormais privilégiée vis-à-vis de la création d'une nouvelle ligne en courant continu. S'agissant du Luxembourg, le gestionnaire de réseau luxembourgeois a abandonné l'idée d'un renforcement des interconnexions avec la France, en privilégiant un renforcement avec la Belgique et l'Allemagne. RTE poursuit par ailleurs des études avec les gestionnaires de réseaux allemands en vue d'une augmentation des capacités d'échange. Celle-ci apparaît souhaitable pour le système électrique européen quel que soit le scénario retenu, l'axe privilégié de développement étant pour l'instant le remplacement de lignes existantes.

Sur la frontière espagnole, le développement du projet d'interconnexion à l'est des Pyrénées se poursuit avec un décalage de la date de mise en service à 2015, à la suite d'un retard technique lié au traitement architecturale des bâtiments de la station de conversion de Baixas. Le projet d'interconnexion traversant le Golf de Gascogne est toujours à l'étude pour une mise en service envisagée d'ici 2023. Une étude des fonds sous-marins a été lancée en 2013, et une décision pourrait intervenir en 2014.

Enfin, s'agissant des frontières sud-ouest, RTE poursuit avec son homologue suisse des études sur le renforcement de capacités, en privilégiant le renforcement des axes existants. Les déterminants d'une augmentation des capacités d'interconnexion avec la Suisse résident dans le développement des STEP en Suisse, l'évolution des capacités de production dans la vallée du Rhône et les besoins d'importations de l'Italie. Concernant la frontière avec l'Italie, RTE poursuit le développement du projet Savoie-Piémont d'une capacité de 1200 MW. La date de mise en service a été décalée à 2019 du fait d'un report de quelques mois du lancement de l'appel d'offre.

### 3. La fluidification des transits et la facilitation des secours mutuels entre territoires voisins

S'agissant de la finalité « transits entre territoires », les simulations à l'horizon 2030 présentées dans l'édition précédente du schéma décennal et rééditées cette année, ont permis d'identifier quatre zones prioritaires en terme d'enjeux de développement du réseau en vue de répondre aux changements importants du parc de production à l'horizon 2030. Il s'agit de la région Est, de la région du Massif Central au Sud de la France, de la zone entre la Normandie et le Sud parisien et de la façade atlantique. Selon RTE, ces zones présentent un accroissement des flux substantiel à l'horizon 2030, et ce quel que soit le scénario retenu.

RTE justifie ces contraintes de transit par l'amplification des flux nord sud à cet horizon, conséquence de la gestion de l'intermittence des productions d'énergies renouvelables entre les bassins éoliens et de production solaire en France et en Europe, ainsi que de la localisation de la production nucléaire. En effet, selon RTE, le recul de la production nucléaire, selon le scénario d'un déclassement fonction de l'âge des centrales, affecte en priorité la vallée du Rhône générant des transits importants à l'est de la France pour alimenter le quart sud-est dans le scénario nouveau mix ou médian ; tandis qu'au contraire, le maintien de la production nucléaire dans la région de la Loire et du Rhône dans le scénario consommation forte conduit à d'importants flux entre le Sud et les zones consommatrices du Nord, amplifiés par les flux d'énergie renouvelables.



Pour la réalisation de ces simulations, RTE a pris en compte les renforcements déjà décidés dans le plan à 10 ans qui se trouvent être particulièrement importants pour le réseau 400 kV<sup>6</sup>. Ces simulations ont ainsi permis de vérifier la valorisation de ces projets quel que soit le scénario d'évolution à long terme. Dix projets présents dans le précédent plan à 10 ans sont toutefois sortis du périmètre du plan à 10 ans. En effet, les études réalisées en 2013 par RTE ont conclu à une matérialisation des contraintes au-delà de 2023. Ces projets concernent principalement des projets de sécurisation de l'alimentation et d'augmentation des transits entre régions, ainsi qu'un projet d'interconnexion.

L'affinement des études en 2013 a également permis de préciser les contours du projet de restructuration du massif central. Ce dernier a ainsi été divisé en deux projets : le projet Gaudière-Rueyres dont la mise en service doit intervenir avant 2023 et un projet à plus long terme de restructuration du réseau du massif central, dont le contenu devra être précisé en fonction de l'évolution du parc de production en France. Ce projet vise à faciliter les flux Nord-Sud en France, notamment l'alimentation des régions du sud par l'énergie éolienne et hydraulique du nord et du centre, et le transfert vers les régions du nord des surplus au sud (imports d'Espagne, et production photovoltaïque).

#### 4. L'accueil de moyens de production d'électricité

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

Parmi les principaux projets, l'accueil des productions éoliennes en mer résultant du premier appel d'offre<sup>7</sup> et le projet Havre-Rougemontier<sup>8</sup> destiné à créer de la capacité d'accueil dans la région du Havre se déroulent comme prévu. Le projet Sud Aveyron destiné à favoriser l'implantation de renouvelable dans la région Midi-Pyrénées a toutefois subi un décalage d'un an, tandis que le projet d'accueil de production dans la région de Fos voit sa mise en service décalée à la suite d'un retard lié à l'obtention d'une autorisation administrative.

Trois projets de raccordement ont par ailleurs intégré le plan à 10 ans dans cette édition : le raccordement de la centrale à gaz de Landivisiau dans le cadre de la mise en place du filet de sécurité de Bretagne et deux projets de raccordement de centrales éoliennes en mer dans la zone du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier.

L'accueil des énergies renouvelables (sauf lorsque les conditions de raccordement sont fixées par un appel d'offre spécifique, comme dans les cas de l'éolien en mer) est défini dans le cadre des schémas régionaux de raccordement aux énergies renouvelables (S3REnR), qui traduisent les modalités de développement du réseau pour l'atteinte des ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Les

---

<sup>6</sup> Il s'agit de 12 projets : Cotentin-Maine, Oise-Val d'Oise, Avelin-Gavrelle-Mastaing, Lonny-Vesle-Seuil, Restructuration du réseau alsacien, Optimisation du réseau de la Savoie et interconnexion Savoie-Piémont, Lyon Montélimar, Midi-Provence, Interconnexion avec l'Espagne, interconnexions avec les Îles Britanniques, Filet de sécurité PACA, Filet de sécurité Bretagne.

<sup>7</sup> Un premier appel d'offres pour l'énergie éolienne sur mer avait permis de retenir un objectif de développement de 1928 MW d'éolien offshore ayant entraîné l'inscription de quatre projets de raccordement dans le plan à 10 ans.

<sup>8</sup> Ce projet, bien que rattaché à la finalité « Accueil de la production » répond également à d'autres finalités telle que la fluidification du transit entre territoire (conféré page 89 du schéma décennal).

SRCAE, mis en place par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, définissent par région les objectifs de développement des énergies renouvelables pour 2020. RTE accompagne ces schémas en identifiant les développements et renforcements nécessaires sur le réseau en lien avec les objectifs retenus par région. Les SR3EnR constituent donc un outil de planification du réseau, élaboré par RTE en concertation avec les différentes parties prenantes, pour l'accueil des énergies renouvelables sur le réseau d'une région.

Ces schémas prévoient la réservation de certaines capacités d'accueil existantes sur le réseau de transport et les postes sources au bénéfice des énergies renouvelables pour une période de 10 ans. Dans le cas où les capacités d'accueil sur le réseau de transport sont insuffisantes, des projets de renforcement ou de création de lignes sont proposés par RTE. Le coût des renforcements des ouvrages du réseau public de transport est pris en charge par RTE tandis que le coût des créations de nouveaux ouvrages est réparti entre les producteurs, sous la forme d'une quote-part par MW.

L'intégration des S3REnR dans le schéma décennal constitue une nouveauté importante de cette édition. On peut ainsi distinguer dans le plan à trois ans, à côté des autres projets de RTE, les projets définis dans le cadre de ces schémas. Le tableau ci-dessous synthétise les principales caractéristiques des S3REnR déjà approuvés. Ce tableau montre une importante disparité des quotes-parts d'une région à l'autre<sup>9</sup>. Ces différences s'expliquent par des objectifs de capacité installée à l'horizon 2020 différents ainsi que par des différences régionales en termes de capacités d'accueil existantes.

Région	Objectifs de capacités installées des SRCAE en 2020	Capacités réservées au titre des SR3EnR	Quote part du transport (k €/MW)	Montant des investissements en transport M€ (part des producteurs)	Montant des investissements en distribution M€ (part des producteurs)
Alsace	2132 MW	471 MW	0	0	0
Auvergne	2224 MW	586 MW	19,2	21 (11)	22 (17)
Bourgogne	2168 MW	1479 MW	4,9	8 (7)	31 (25)
Centre	3070 MW	1675 MW	2,9	5 (5)	35 (28)
Champagne-Ardenne	3120 MW	871 MW	23,2	25 (20)	25 (23)
Midi Pyrénées	3025 MW	1805 MW	44,3	99 (80)	54 (46)
Picardie	3000 MW	975 MW	19,3	26 (19)	38 (38)

Source : schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

## 5. La sûreté de fonctionnement du système électrique

<sup>9</sup> Ces chiffres sont ceux connus à la date de publication du SDDR.

RTE définit la sûreté du système électrique comme la prévention d'incidents de grande ampleur tels que les cascades de surcharge, les écroulements de tension ou les ruptures de synchronisme pouvant avoir des conséquences significatives sur le réseau.

Cette finalité regroupe environ une vingtaine de projets dont une grande majorité est commune avec le plan à trois ans.

Parmi les principaux projets en cours de développement, on retrouve des projets de gestion de la tension. RTE avait identifié des besoins en matière de moyens de compensation pour la gestion des contraintes de tensions basses dans le Nord, la Normandie et l'Ouest Parisien, ainsi que dans le Sud-Ouest. Les projets du Nord de la France et des régions Normandie et Ouest Parisien ont été avancés compte tenu d'hypothèses d'évolution de la production locale tandis que les progrès du projet dans le Sud Ouest ont permis d'avancer la date de mise en service d'un an. L'ensemble de ces projets devraient donc être finalisés d'ici 2015.

RTE a également identifié des besoins de moyens de gestion des tensions hautes pour pallier aux risques de surtension dans l'Est, la région parisienne, le Sud-Ouest et la région PACA pour des échéances s'échelonnant de 2015 à 2017. Ces projets se déroulent comme prévu.

A côté de ces projets, la principale nouveauté du schéma décennal 2012 avait été la nécessité de restructurer le réseau alsacien à la suite de la décision de fermeture de la centrale de Fessenheim en 2016. Celle-ci doit en effet entraîner des besoins d'apport en énergie pour alimenter l'Alsace depuis la Lorraine mettant à contribution l'axe Muhlbach-Scheer. En période de creux de consommation en hiver et en été, le réseau alsacien, utilisé comme point de passage pour les flux Nord Sud, sera également fortement mis à contribution.

RTE a, dès lors, identifié deux lots de mesures destinés à sécuriser le réseau :

- Un premier lot d'ici 2016 d'un montant de 50 millions d'euros visant à adapter et à optimiser le réseau actuel en permettant d'augmenter les capacités de transit, de mieux répartir les flux sur les lignes existantes, et d'offrir de nouveaux moyens de régulation de la tension. Ces mesures concernent l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach, la création d'une seconde alimentation au poste de Scheer, ainsi que l'installation de condensateurs.
- Après 2020, le renforcement de l'axe Muhlbach-Scheer devient nécessaire. L'édition 2013 a permis de préciser le besoin pour 2022, contre une estimation initiale en 2020. En effet, à cet horizon, RTE considère que les flux Nord Sud vont s'accroître du fait de l'évolution des parcs de production en France et à l'étranger accentuant ainsi la fragilité de cet axe.

Un troisième projet d'amélioration de la qualité d'alimentation de la zone de Colmar et Sélestat a fait son entrée dans le plan à 10 ans. Ce projet concerne l'installation d'ici 2017 de deux transformateurs au poste de Scheer et la construction d'une double liaison souterraine de 13 km entre les postes de Scheer et Sélestat.

### **2.3. Cohérence avec le plan européen à 10 ans de développement du réseau**

Comme rappelé en introduction, la CRE doit vérifier chaque année si le schéma décennal est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par ENTSOE. La dernière édition du plan européen de développement des réseaux a été publiée en 2012. Le schéma décennal 2013 est donc comparé à l'édition 2012 du plan européen. Le plan européen comprend l'ensemble des projets jugés d'importance européenne ; il n'inclut donc pas nécessairement tous les projets du plan à 10 ans français.

Les critères permettant d'apprécier l'importance européenne d'un projet sont le niveau de tension et l'accroissement significatif des capacités de transport, au sein d'un système électrique ou à ses frontières, induit par le projet. Ces projets concernent donc en premier lieu les finalités de fluidification des transits entre pays et territoires voisins, bien qu'ils intègrent également des projets structurants visant d'autres finalités (ex : projet de sécurité PACA).

L'analyse de la conformité entre les hypothèses des plans européen et français avait déjà été réalisée à l'occasion de l'avis rendu sur le schéma décennal de développement du réseau de 2012. En conséquence sont présentés ici les projets du schéma décennal 2013 qui devraient faire leur entrée dans le plan européen qui sera publié fin 2014. Les seules différences notables sont l'inclusion des projets Eleclink et FAB<sup>10</sup> dans le schéma décennal 2013 et la précision apportée au projet de restructuration du massif central au travers de l'identification du projet Gaudière-Rueyres. Ces projets devront donc a priori être ajoutés au plan européen de 2014.

Le paragraphe suivant présente la comparaison entre les éditions successives du schéma décennal en termes de suivi de projets.

#### 2.4. Suivi des projets

En annexe du schéma décennal, RTE présente un suivi des projets d'une édition à l'autre. Le volet à dix ans de l'édition 2012 comprenait 88 projets dont 35 étaient communs avec le volet à trois ans. L'édition 2013 en comprend 84, dont 45 sont communs avec le volet à trois ans. Les évolutions des différents projets sont résumées dans le schéma ci-dessous :

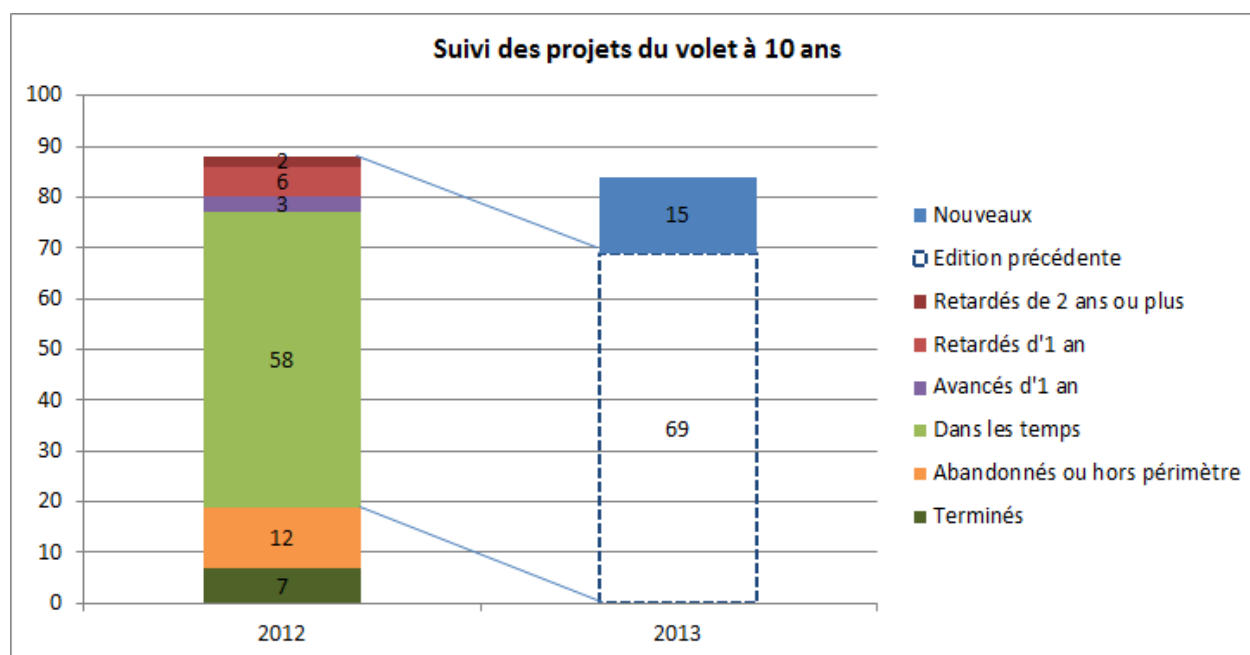


Figure 1: Analyse CRE

<sup>10</sup> France-Alderney-Britain.

En retranchant des projets de l'édition 2012, les projets abandonnés et mis en service, et en ajoutant les nouveaux projets entrant dans le plan à 10 ans en 2013, on obtient le nombre de projets du plan à 10 ans actuel. Un projet de l'édition 2012 a été abandonné par suite de la décision du gestionnaire de réseau luxembourgeois de ne pas poursuivre les études de développement du projet d'interconnexion. Onze projets sont également sortis du périmètre du plan à 10 ans, car les études au cours de 2013 ont permis d'envisager une mise en service après 2023. Sept projets ont été mis en service en 2013.

Quinze nouveaux projets ont été identifiés et présentés dans les sections relatives à leur finalité principale. Ces projets concernent :

- la sécurité d'alimentation: quatre projets d'ajout de transformateur (deux en Midi-Pyrénées, un en Rhône Alpes et un en Poitou Charentes) et trois créations de poste avec raccordement au réseau (deux projets en PACA, et un en Bretagne) ;
- un projet d'interconnexion (FAB) ;
- six projets de raccordement: raccordement de la centrale de Landivisau (2017); raccordement de deux stations ferroviaires en Poitou; raccordement du projet Eleclink; raccordement de deux centrales éoliennes en mer ;
- un projet d'amélioration de la qualité d'alimentation de la zone de Colmar-Sélestat.

S'agissant des décalages de projets, 8 projets ont vu leur date de mise en service décalée d'une année ou plus pour les raisons suivantes :

- les aléas de chantier (4 projets) ;
- une modification des hypothèses des études (1 projet) ;
- les difficultés rencontrées dans la concertation (1 projet) ;
- les difficultés et délais dans l'instruction administrative ou la réalisation des études (2 projets) ;

Enfin, trois projets ont vu leur date de mise en service anticipée:

- deux en lien avec une modification des hypothèses de production au niveau régional;
- et un compte tenu d'une progression rapide des travaux.

## 3. Le volet à trois ans

### 3.1. Périmètre du volet à trois ans

Concernant le volet à trois ans, le schéma décennal détaille les projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (2014 à 2016) pour les infrastructures du réseau 400 kV et les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV selon leur finalité principale. Deux précisions doivent être apportées :

- s'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, seuls les plus conséquents sont détaillés compte tenu du nombre de projets concernés. RTE a retenu le même seuil d'inclusion pour ces projets que dans la précédente édition du schéma décennal, soit 3 M€ de coût d'investissement ;
- les projets du volet à dix ans, dont la mise en service est prévue d'ici 2016, sont également inclus dans le volet à trois ans.

### 3.2. Contenu du plan à trois ans et principaux enjeux par régions

A l'horizon de trois ans, 196 projets devraient être mis en service. Plus de 80 projets visent à améliorer la sécurité d'alimentation et la qualité d'alimentation ; environ 90 projets concernent des raccordements ou

des projets destinés à favoriser l'accueil de production ; un projet concerne l'augmentation des capacités d'échange aux frontières et une vingtaine de projets visent à renforcer la sécurité du système.

Par ailleurs, en 2014, RTE consacrera 836 M€ à des projets de développement de réseau. En outre, RTE consacrera environ 400 M€ au renouvellement et à la sécurisation mécanique.

Le tableau ci-dessous retrace les investissements passés et prévus pour 2014 de RTE.

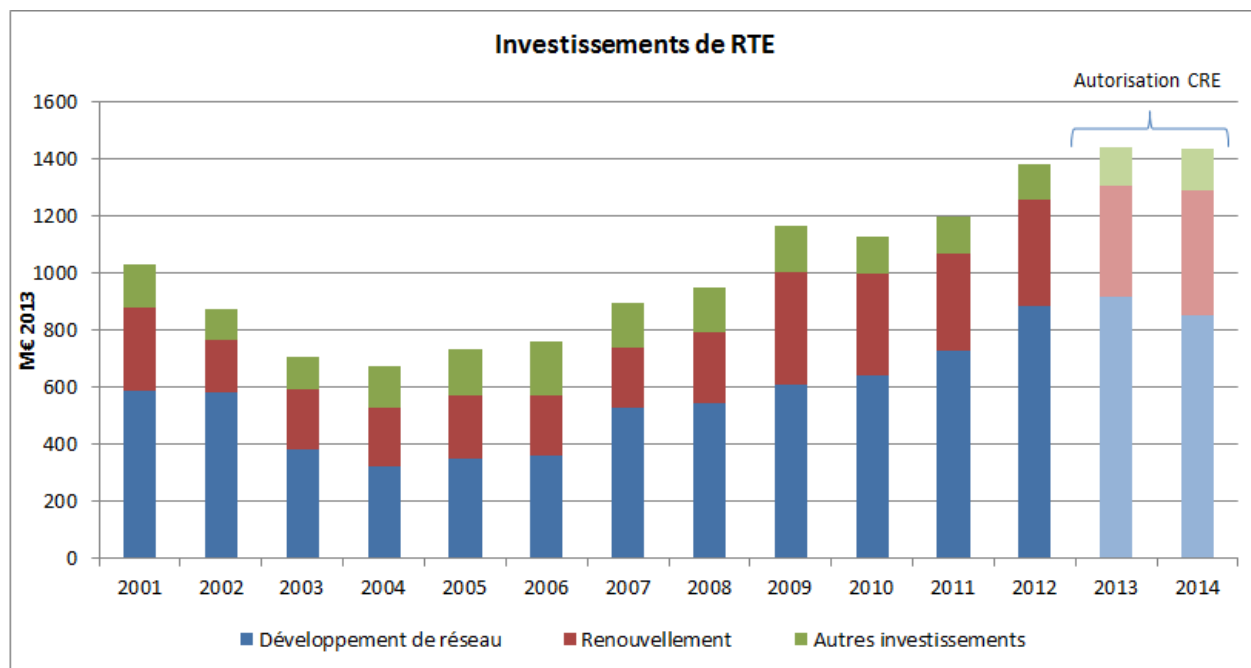


Figure 2: programmes d'investissement RTE - retraitement CRE

Au sein du schéma décennal de développement du réseau de transport, le plan à trois ans présente pour chacune des régions électriques le contexte d'évolution, notamment de la consommation, le bilan électrique régional, les schémas régionaux de développement des énergies renouvelables et les principaux projets à réaliser sur la période 2014-2016. Ces informations permettent d'apprécier les enjeux locaux de développement des réseaux, au premier titre desquels on compte l'évolution de la consommation et le raccordement de la production.

Un moyen relativement direct pour saisir les enjeux de développement des réseaux par région est de présenter la répartition par nombre de projets et par finalités des investissements propres à chaque région. Le recoupement du nombre des projets et de la finalité permet d'apprécier les enjeux de développement propres à chaque territoire. Le tableau ci-dessous présente le nombre de projets par région et par finalité<sup>11</sup>.

11 Compte tenu d'une différence de périmètre avec le schéma décennal 2013 lié à un effet de seuil pour la sélection des projets, 46 projets de montants inférieurs à trois millions présents dans le plan à trois ans sont manquants dans le schéma correspondant.

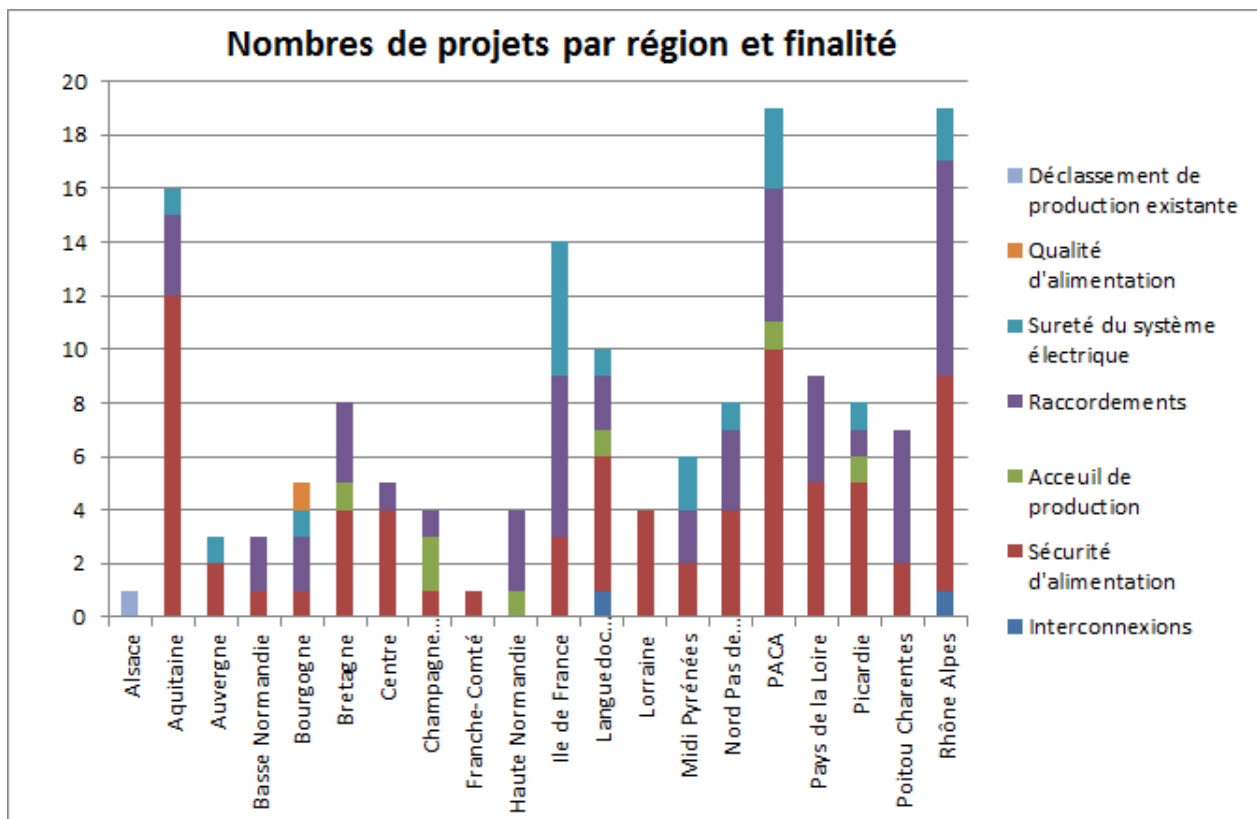


Figure 3: analyse CRE

Le tableau fait ressortir les régions dont la sécurité d'alimentation est le principal moteur des investissements du fait du dynamisme de la consommation dans ces régions et/ou du déficit de production dans ces régions. On peut ainsi citer l'Aquitaine, le Pays de Loire, le Languedoc-Roussillon, la région PACA, la Bretagne, la région Rhône Alpes, et l'Île de France (dont une partie des projets de sécurité d'alimentation sont comptabilisés en raccordements). La part importante des raccordements en région PACA et Rhône Alpes sont principalement le fait de raccordements de poste source accompagnant l'augmentation de la consommation. En Picardie et en Lorraine, les projets de sécurité d'alimentation sont également prédominants mais les enjeux concernent avant tout la modernisation des réseaux et l'accompagnement de dynamiques locales.

A côté de ces grandes tendances propres aux régions, nous pouvons noter la mise en service attendue d'ici fin 2016 de projets importants pour l'ensemble des niveaux de tension :

- le projet Charleville-Reims ;
- le projet Le Chesnoy (sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine et Marne) ;
- le projet d'interconnexion France-Espagne ;
- le projet d'optimisation du réseau au nord de Coulange ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique ;
- la restructuration du réseau alsacien ;
- l'amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone d'Arles ;
- le filet de sécurité PACA (2015 – construction de 3 liaisons souterraines de 225 kV) ;

### 3.3. Suivi des projets

Le volet à trois ans de l'édition 2012 du schéma décennal comprenait 170 projets. L'édition 2013 en comprend 196. Les évolutions des différents projets peuvent se résumer de la manière suivante :

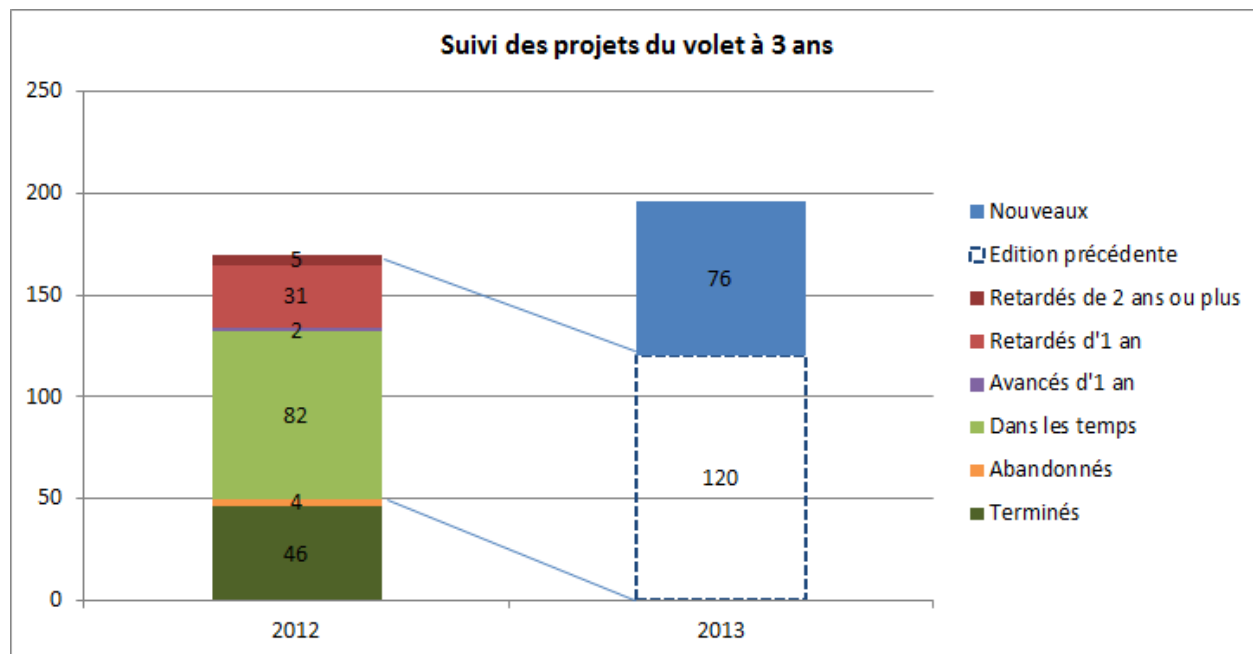


Figure 4 : analyse CRE

Pour les 36 projets retardés, les causes indiquées par RTE se répartissent de la manière suivante :

- 17 % : retards dans les instructions administratives ;
- 50 % : retards en lien direct avec le projet du client ;
- 25 % : retards dus aux aléas de chantiers ;
- 8 % : retards dus à la concertation.

Quatre projets ont été abandonnés :

- un projet d'amélioration de la sécurité d'alimentation de Saint Etienne à la suite d'une révision des prévisions de consommation ;
- trois projets de raccordement en lien avec la demande du client.

## 4. Consultation par RTE

Avant de soumettre son projet à la CRE, RTE a procédé à une consultation des acteurs sur son projet de schéma décennal. Le document transmis à la CRE contient une annexe récapitulant les remarques et demandes des acteurs accompagnées des réponses de RTE. Dans la version transmise aux services de la CRE, RTE indique les modifications qui ont pu être intégrées, pour tenir compte de ces remarques.

Les remarques et demandes des acteurs ayant répondu à la consultation de RTE s'articulent autour des axes suivants :



1. la définition des scénarios retenus par RTE et leur justification économique (la cohérence avec les objectifs de politique énergétique, la justification du cadre économique sur lequel repose la cohérence interne des scénarios...);
2. le délai de réalisation des projets de RTE, les procédures administratives et l'organisation de la consultation publique ;
3. le détail des projets de RTE (ex : la justification économique du projet FAB, les coûts de renforcement internes des projets d'interconnexions) ;
4. le périmètre et le contenu du schéma décennal (notamment une meilleure prise en compte des besoins du réseau de distribution).

## 5. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 18 avril 2014 :

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

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

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