



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE DU 1<sup>ER</sup> JUIN 2017 N° 2017-008 SUR LE SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT DE RTE ELABORE EN 2016**

### Contexte

En application de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, RTE établit chaque année un schéma décennal de développement du réseau de transport. Ce document s'appuie sur des hypothèses d'évolution de la production, de la consommation et des échanges transfrontaliers d'électricité prenant en compte le bilan prévisionnel de RTE, la programmation pluriannuelle de l'énergie arrêtée par l'Etat et les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

La CRE examine le schéma décennal de développement du réseau (ci-après « SDDR ») établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que ce schéma est cohérent avec le plan européen à 10 ans non contraignant élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »).

S'agissant de la couverture des besoins, la CRE note que la démarche de planification à long-terme des réseaux de transport est plus complexe que par le passé et comporte des enjeux nouveaux. D'une part, la structure optimale du réseau de transport dépend significativement de l'évolution à moyen terme du parc de production, notamment des filières nucléaires et thermiques à flamme. Cette évolution est influencée à la fois par la déclinaison fine d'orientations de politiques publiques et par les conditions économiques qui prévalent sur les marchés de l'énergie. D'autre part, la stabilisation voire la décroissance de la consommation, en moyenne comme à la pointe, doublée de l'augmentation de la capacité de production renouvelable raccordée majoritairement sur les réseaux de distribution, se traduisent par une tendance à la baisse des soutirages à l'interface des réseaux de transport et de distribution. Ces deux problématiques créent un risque de coûts échoués plus élevé que par le passé. Ainsi des investissements justifiés par une anticipation de la croissance des soutirages pourraient par exemple se révéler inutiles en cas de révision à la baisse de ces prévisions. En effet si, historiquement, l'incertitude principale portait sur les dates optimales de réalisation des ouvrages lorsque la croissance du système électrique ne faisait pas de doute, cette incertitude pourrait désormais porter sur l'opportunité même de la réalisation de certains investissements.

S'agissant de la cohérence avec le TYNDP, la CRE estime que le SDDR 2016 est globalement cohérent avec le TYNDP 2016. La plupart des différences constatées entre les deux documents s'expliquent par le décalage dans leurs dates de publication respectives et par des règles différentes de prise en compte des projets portés par des tiers. Néanmoins, la CRE rejoint les observations formulées par certains acteurs lors de la consultation publique menée par RTE, soulignant le faible volume d'éléments chiffrés présentés dans le cadre du SDDR, en particulier concernant les coûts et les bénéfices prévisionnels des ouvrages, notamment des interconnexions. En outre, les projets d'interconnexions donnent lieu à des enjeux forts et spécifiques à chaque frontière. Ainsi, la perspective de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne soulève de nombreuses incertitudes relatives aux projets d'interconnexions avec la Grande Bretagne et l'Irlande. Par ailleurs, à la frontière avec l'Espagne, les gestionnaires de réseaux français RTE et espagnol REE ont soumis à la CRE le 27 mars 2017 un dossier de demande d'investissement pour le projet Golfe de Gascogne en vue de l'obtention d'un accord sur le partage des coûts entre la France et l'Espagne. La présente consultation est donc l'occasion pour la CRE d'exposer et d'analyser les principaux déterminants de l'analyse coûts-bénéfices du projet réalisée par les gestionnaires de réseau.

En vue de l'adoption de la délibération visant à s'assurer que (i) le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et (ii) qu'il est cohérent avec le TYNDP, mais aussi dans le cadre plus général du suivi

1<sup>er</sup> juin 2017

des investissements de RTE et notamment des projets d'interconnexions, la CRE lance une consultation publique afin de recueillir les avis des différentes parties prenantes sur ces différents enjeux.

Paris, le 1<sup>er</sup> juin 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO

# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>4</b>
1.1 CADRE JURIDIQUE .....	4
1.2 CONSULTATION PUBLIQUE DE RTE .....	4
1.3 SAISINE DE LA CRE .....	4
<b>2. CONTENU DU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE RTE.....</b>	<b>4</b>
2.1 PLAN A 3 ANS .....	5
2.2 PLAN A 10 ANS .....	5
<b>3. PRINCIPALES TENDANCES DE FOND OBSERVEES .....</b>	<b>6</b>
3.1 LES SCENARIOS DE MOYEN TERME DU BILAN PREVISIONNEL 2016 .....	7
3.2 LES SCENARIOS DE LONG TERME DU BILAN PREVISIONNEL 2014 .....	8
3.3 TENDANCES OBSERVEES .....	8
3.3.1 Stabilisation voire décroissance de la consommation et augmentation de la production renouvelable 8	
3.3.2 Incertitudes sur l'évolution du parc de production .....	9
<b>4. LES PROJETS D'INTERCONNEXION.....</b>	<b>10</b>
4.1 GRANDE BRETAGNE.....	10
4.2 IRLANDE.....	11
4.3 ESPAGNE .....	11
4.4 AUTRES FRONTIERES.....	12
4.5 COHERENCE AVEC LE TYNDP .....	13
<b>5. LE RESEAU DE GRAND TRANSPORT .....</b>	<b>13</b>
5.1 L'ACCUEIL DE LA PRODUCTION .....	14
5.2 LES PROJETS LIES AU SECOURS ENTRE TERRITOIRE.....	14
5.3 LES PROJETS DE SECURISATION DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE.....	14
5.3.1 Le filet de sécurité Bretagne .....	14
5.3.2 Le projet Haute Durance .....	14
5.3.3 Le projet « Deux Loire » .....	14
<b>6. LES RESEAUX REGIONAUX .....</b>	<b>15</b>
<b>7. QUESTIONS .....</b>	<b>17</b>
<b>8. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>18</b>

## 1. CONTEXTE

### 1.1 Cadre juridique

L'article L. 321-6 code de l'énergie, qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, impose à RTE l'élaboration, chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau (ci-après « schéma décennal » ou « SDDR »).

Le schéma décennal 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 ». En outre, le schéma décennal doit mentionner « les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans » ; il doit également 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 ».

En cas de non réalisation d'un investissement qui aurait dû être réalisé dans les 3 ans, la CRE peut – si l'investissement est toujours pertinent compte tenu du schéma en cours – mettre en œuvre des mesures garantissant la réalisation effective de l'investissement.

La CRE examine le schéma décennal établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que le schéma décennal est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »). En cas de doute sur cette cohérence, la CRE peut consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et imposer à RTE la modification du schéma décennal.

Dans ce cadre, la Commission de régulation de l'énergie mène, conformément à l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, sa propre consultation des utilisateurs du réseau et rend publique la synthèse de cette consultation.

### 1.2 Consultation publique de RTE

Avant de soumettre son plan à la CRE, RTE a présenté son projet de schéma décennal pour consultation publique le 7 décembre 2016. Les acteurs de marché ont pu faire part de leurs remarques à RTE. Ces questions et les réponses apportées par RTE sont publiées dans les annexes du SDDR 2016.

Les observations des 10 acteurs ayant répondu à la consultation de RTE s'articulent notamment autour des axes suivants :

- quatorze sont relatives à la méthode d'élaboration des documents ou à la façon d'y présenter l'information ;
- onze remarques portent sur l'économie du secteur électrique ou au marché de l'électricité ;
- neuf remarques concernent la politique énergétique et les scénarios sur lesquels s'appuie le SDDR.

**Q1 : Etes-vous satisfait des modalités de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal ?**

### 1.3 Saisine de la CRE

Conformément à l'article L. 321-6 du code de l'énergie, RTE a publié puis soumis le 3 mars 2017 son schéma décennal de développement du réseau 2016 à la CRE.

## 2. CONTENU DU SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE RTE

Le SDDR 2016 se compose d'un volet national, ainsi que d'un volet régional par région administrative.

Le volet national du SDDR 2016 est structuré autour de trois principaux chapitres. Le premier décrit le contexte et les enjeux. Les deux suivants présentent les principales infrastructures qui pourraient être construites ou modifiées de manière significatives dans les dix ans. Les volets régionaux listent ensuite, pour chaque région administrative, les principales infrastructures du plan à dix ans mais également tous les investissements du plan à trois ans.

## 2.1 Plan à 3 ans

Dans le plan à trois ans, RTE recense 178 projets à réaliser d'ici trois ans contre 211 en 2015. Cette évolution s'explique par plusieurs facteurs.

En premier lieu, 74 projets ont été mis en service en 2016. Parmi ces projets, on note en particulier la première phase de la restructuration du réseau en Alsace, le projet Charleville – Reims ou encore des raccordements de stations dans le cadre de la construction de la liaison ferroviaire à grande vitesse sud Europe Atlantique.

Cinq projets, dont deux de porteurs de projet d'installations éoliennes, ont été retirés du plan à trois ans. Le premier porteur a abandonné son projet, tandis que le second prévoit désormais de se raccorder au réseau de distribution. Par ailleurs, trois projets sont reportés suite à la révision des hypothèses sous-jacentes à leur valorisation, et notamment la révision à la baisse des prévisions de consommation.

Enfin, 46 nouveaux projets ont été intégrés au plan à trois ans. Parmi ces projets, une grande majorité porte sur le raccordement de clients. En outre dix projets qui figuraient précédemment déjà dans le plan à 10 ans entrent dans le plan à 3 ans, notamment le projet d'interconnexion Savoie-Piémont avec l'Italie.

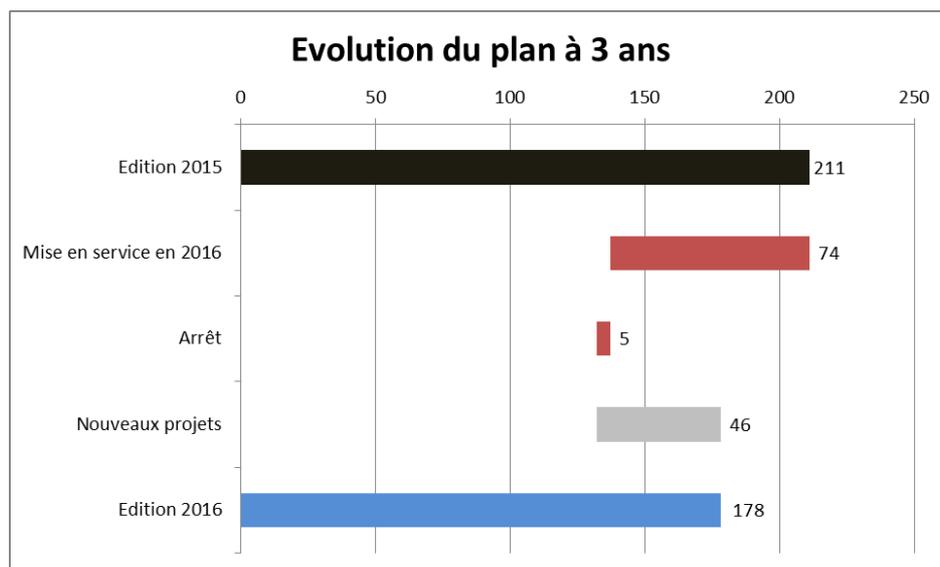


Figure 1 : Evolution du plan à 3 ans par rapport au SDDR 2015

Source : SDDR 2016 de RTE

RTE indique que près de 76% des projets du SDDR 2015 se déroulent conformément au calendrier. Les principaux imprévus rencontrés sont des décalages de planning demandés par les clients et des difficultés techniques liées à des aléas de chantier. Les retards ou reports dus aux délais administratifs ou à l'actualisation du besoin concernent un nombre limité de projets (3 projets pour chaque catégorie).

## 2.2 Plan à 10 ans

Dans le plan à dix ans, RTE recense 42 projets contre 50 en 2015. Cette évolution s'explique par plusieurs facteurs :

- cinq projets ont été arrêtés, deux à la demande du client et trois à la suite de la révision des hypothèses sous-jacentes à la valorisation du projet, notamment la révision à la baisse des prévisions de consommation ;
- dix projets ont intégré le plan à 3 ans ;
- deux projets, dont le projet Midi-Provence, ont été reportés au-delà de 2026. Pour ces deux projets, le report s'explique notamment par une révision des hypothèses de consommation ;
- enfin 9 nouveaux projets intègrent le volet à 10 ans.

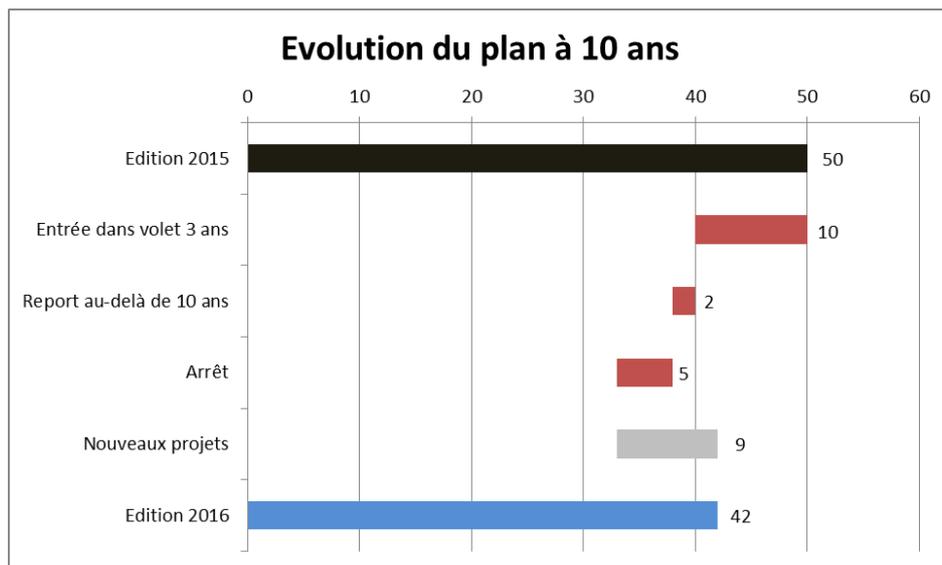


Figure 2 : Evolution du plan à 10 ans par rapport au SDDR 2015

Source : données RTE – Analyse CRE

Les projets du volet à 10 ans visent principalement à accueillir les moyens de production et à sécuriser l'alimentation en cas de poursuite de la croissance de la charge.

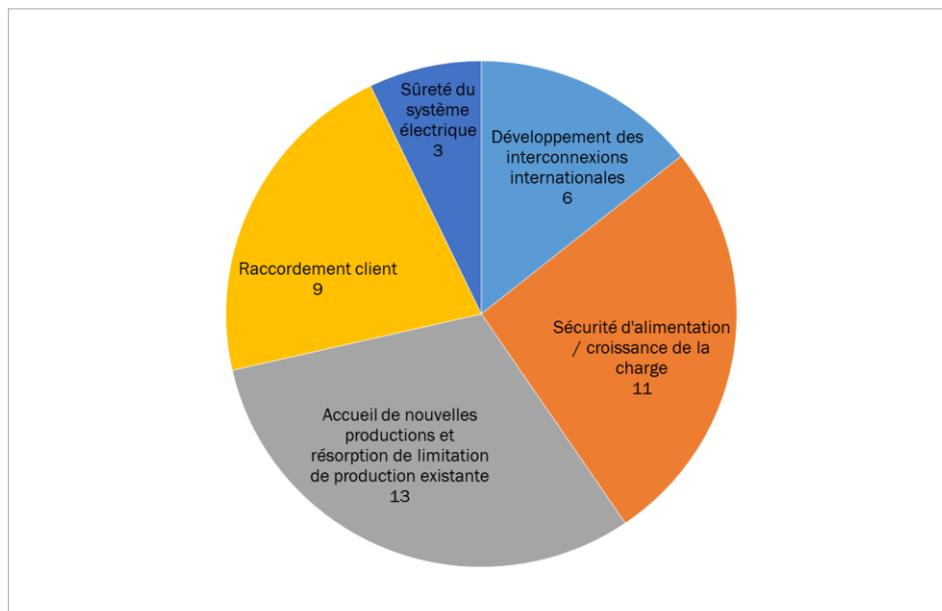


Figure 3 : Ventilation par finalité des différents projets du plan à 10 ans (hors projets du plan à 3 ans)

Source : données RTE – Analyse CRE

Q2 : Avez-vous des remarques sur le contenu des plans à 3 et 10 ans du SDDR 2016, et leur évolution par rapport au SDDR 2015 ?

### 3. PRINCIPALES TENDANCES DE FOND OBSERVEES

RTE construit chaque année, dans le cadre de l'élaboration du bilan prévisionnel (BP), des scénarios d'offre et de demande à moyen terme pour s'assurer que la sécurité d'approvisionnement est assurée à un horizon de 5 ans.

En outre, tous les 2 ou 3 ans, les scénarios du bilan prévisionnel couvrent un horizon plus lointain (10-15 ans) afin de réaliser un travail de prospective quant à l'évolution des réseaux à long terme.

Les scénarios de moyen terme les plus récents sont présentés dans le BP 2016. Les scénarios de long terme n'ont en revanche pas été mis à jour depuis le BP 2014. Par ailleurs, RTE a engagé en avril 2017 un processus de concertation afin d'élaborer de nouveaux scénarios de long terme (horizon 2035) dans le cadre du BP 2017.

L'identification et la valorisation des projets d'investissements de RTE s'appuient ensuite sur les hypothèses décrites dans ces scénarios.

### 3.1 Les scénarios de moyen terme du bilan prévisionnel 2016

Dans le bilan prévisionnel publié par RTE en 2016, l'opérateur présente trois scénarios de consommation d'électricité à l'horizon 2021 (scénario de référence, bas et haut), dans lesquels il fait évoluer l'efficacité énergétique, la démographie, ou encore les nouveaux usages de l'électricité et la performance énergétique.

	Variante basse	Référence	Variante haute
Hypothèses principales	Minorant la consommation globale	Centrales	Majorant la consommation globale
Efficacité énergétique	Centrale	Centrale	Centrale
PIB	Basse	Centrale	Haute
Démographie	Basse	Centrale	Haute
Transferts et nouveaux usages de l'électricité	Défavorable au déploiement de solutions électriques	Centrale	Favorable au déploiement de solutions électriques

Source : BP 2016 de RTE

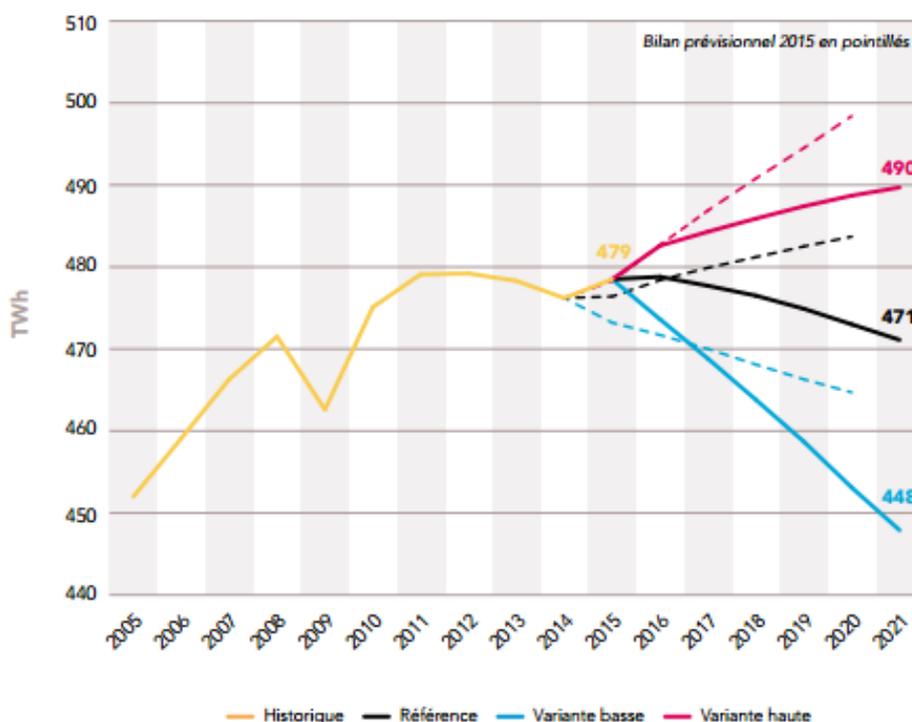


Figure 4 : Prévisions de consommation selon les scénarios du bilan prévisionnel 2016

Source : BP 2016 de RTE

Pour ce qui est de l'offre, RTE met en avant l'influence qu'aura l'évolution du parc thermique à flamme sur la sécurité d'approvisionnement à moyen terme. Le BP 2016 étudie ainsi deux scénarios volontairement contrastés (parc thermique élevé, dit « thermique haut », et parc thermique en forte réduction, dit « thermique bas »), faisant apparaître une amplitude de plus de 5 000 MW sur les marges du système électrique français. Par exemple, pour la filière des cycles combinés au gaz :

- le scénario « thermique haut » prévoit la mise en service de la centrale de Landivisiau à l'hiver 2020-2021 ainsi que le maintien en disponibilité des autres sites de production, à l'exception d'un site actuellement indisponible et qui est supposé le rester à l'horizon considéré ;
- le scénario « thermique bas » prévoit la mise sous cocon de huit centrales sur les treize groupes actuels dès l'hiver 2016-2017, et n'anticipe aucune mise en service de nouvelles unités.

### **3.2 Les scénarios de long terme du bilan prévisionnel 2014**

Dans le SDDR 2016, RTE utilise les hypothèses de long terme du scénario « Nouveau mix » présenté dans le BP 2014. De façon cohérente avec les objectifs de la LTECV, le scénario « Nouveau mix » prévoit :

- une stabilisation de la consommation ;
- le développement des énergies renouvelables ;
- la baisse de la part du nucléaire à 50 % dans le mix de production.

### **3.3 Tendances observées**

Les scénarios de moyen terme mais également de long terme confirment plusieurs tendances en ce qui concerne l'évolution de la demande et de la production. La consommation se stabilise voire décroît au niveau national, tout en maintenant un certain dynamisme dans certaines régions. Au niveau de la production, l'augmentation de la production renouvelable se poursuit et l'incertitude quant au niveau et à la localisation de la production thermique reste prégnante. Ces tendances complexifient l'exercice de planification et renforcent la nécessité pour RTE de réinterroger régulièrement la pertinence des projets à l'étude pour limiter le risque de coûts échoués. Elles posent également de nouvelles questions qui ont conduit la CRE, dans les exercices précédents, à demander à RTE de préciser certains aspects de sa méthodologie de planification.

#### **3.3.1 Stabilisation voire décroissance de la consommation et augmentation de la production renouvelable**

Le BP 2016 est venu confirmer la tendance à la stabilisation voire à la baisse de la consommation d'électricité, en moyenne comme à la pointe. En outre, l'augmentation de la production renouvelable, quasi-exclusivement raccordée sur les réseaux de distribution, contribue également à la baisse des soutirages à l'interface des réseaux de transport et de distribution.

La CRE prend note de la confirmation de cette tendance, et souligne qu'elle vient complexifier l'exercice de planification des réseaux de transport en ce qu'elle engendre un risque plus élevé d'investissements dans des projets dont la rentabilité socio-économique ne serait plus assurée. En effet, comme le mentionne l'introduction du SDDR 2016, « *jusqu'à récemment, la consommation d'électricité augmentait de façon significative et linéaire. Les études de développement des réseaux permettaient d'identifier avec peu de risques de se tromper les investissements à réaliser* ». A l'inverse, avec la stabilisation voire la diminution de la consommation, il ne s'agit plus uniquement d'optimiser les dates de mise en service d'ouvrages dont la nécessité ne fait que peu de doutes, mais plus généralement de s'interroger sur l'opportunité même des projets. En outre, avec une consommation stable voire en déclin, des solutions alternatives aux investissements réseaux permettant de passer les périodes de tension pourraient s'avérer intéressantes.

Dans ce contexte, la CRE a demandé à RTE dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE pour la période 2016-2025<sup>1</sup> de « *préciser le rôle respectif de l'évolution de la demande à la pointe et du développement des renouvelables sur le rythme et le niveau des investissements à dix ans, ainsi que leur interaction, en tenant compte des alternatives aux renforcements du réseau (effacements, flexibilité de la demande, stockage)*. »

A ce stade, l'analyse publiée par RTE repose sur un exemple théorique exposé dans les SDDR 2015 et 2016 des besoins en réseau d'une ville dite autonome ou à « énergie positive ». Cet exemple décrit le cas d'une ville moyenne dont la consommation de pointe est de 43 MW et qui est alimentée localement en électricité par 60 MW d'éolien et 60 MW de photovoltaïque. La figure ci-après présente la distribution des consommations nettes qui serait typiquement obtenue pour la poche considérée.

<sup>1</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/reseau-de-transport-rte-2016-2025>

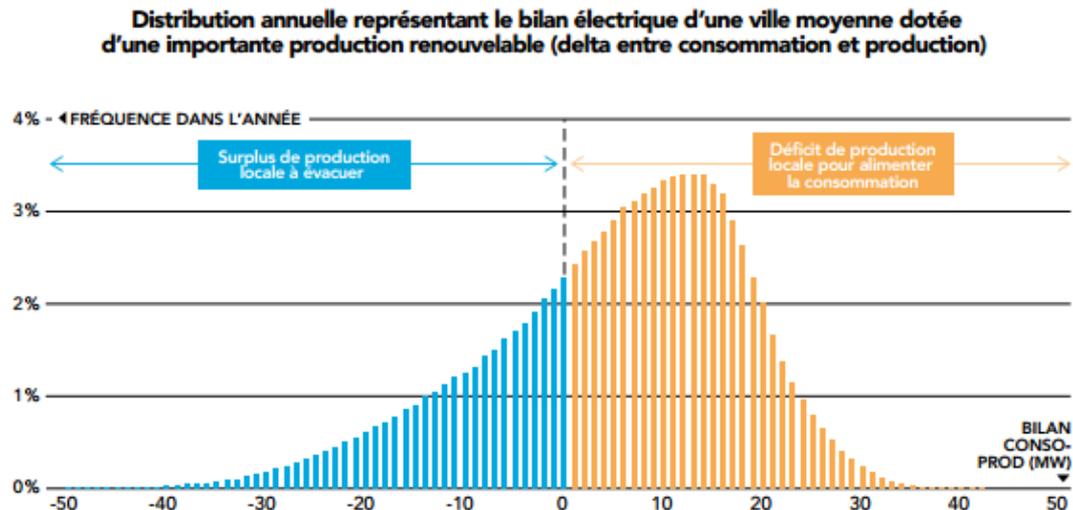


Figure 5 : Exemple théorique exposé dans les SDDR 2015 et 2016

Source : SDDR 2016 de RTE

Le SDDR conclut que les besoins réseaux restent d'environ 40 MW afin d'être capable d'exporter les surplus, « sauf à écrêter [la] production » et/ou de sécuriser l'alimentation électrique lors des périodes de pointe.

La CRE note que l'énergie écrêtée a une valeur sociale de l'ordre du prix spot de l'électricité, soit une valeur de l'ordre de mille fois plus faible que celle de l'énergie non-distribuée prise en compte pour dimensionner les réseaux. A ce titre, il apparaît peu probable que l'évacuation des surplus maximaux de production renouvelable apporte un bénéfice brut suffisant à la collectivité pour justifier les renforcements de réseaux associés. Cet exemple met par conséquent en lumière l'intérêt des évolutions réglementaires qui permettront, dans certains cas, d'écrêter la production<sup>2</sup>.

S'agissant du besoin de réseaux associé à la sécurisation de l'alimentation, l'exemple proposé illustre le fait que, dans certaines villes, la production locale pourrait être insuffisante pour alimenter la consommation en heures de pointe. Cet exemple ne permet pas en revanche d'évaluer si l'existence de cette production locale diminue ou pas le besoin d'investissements dans les réseaux de répartition de RTE, ou de montrer si des stratégies alternatives aux renforcements des réseaux ne pourraient pas se montrer plus pertinentes sur le plan technico-économique.

Q3 : Avez-vous des remarques complémentaires sur l'impact que la stabilisation voire la diminution des soutirages pourrait avoir sur les besoins d'investissements dans le réseau de transport ?

### 3.3.2 Incertitudes sur l'évolution du parc de production

Une autre tendance qui a des conséquences sur la méthodologie de planification de RTE concerne les incertitudes portant sur l'évolution du parc de production, en particulier des parcs thermique et nucléaire. Ainsi, dans le cas du nucléaire, le SDDR 2016 indique : « au-delà du volume global, RTE ne dispose pas à ce jour de calendrier et n'a pas connaissance des critères fondant les choix de déclassement des réacteurs nucléaires existants. Les perspectives de construction éventuelle de nouveaux réacteurs ne sont pas non plus précisées. Or, la localisation effective des capacités de production envisagées est déterminante pour le réseau et cette incertitude structure les analyses de flux long-terme ».

Par ailleurs, dans son BP 2016, RTE met en avant les incertitudes qui pèsent sur la filière thermique à flamme qui pourraient conduire à la fermeture ou la mise sous cocon d'un certain nombre de centrales. Par ailleurs, les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie en termes de production restent encore larges.

Cette incertitude est d'autant plus complexe à gérer que le temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage de réseau est plus long que le délai moyen de réalisation des moyens de production.

<sup>2</sup> Voir par exemple : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/principes-generaux-de-calcul-de-la-contribution-versee-au-maitre-d-ouvrage-des-travaux-de-raccordement-aux-reseaux-publics-d-electricite-et-sur-les-prescriptions-techniques-de-raccordement-a-ces-reseaux>

Dans cette perspective, la CRE avait demandé, dans sa délibération portant examen du schéma décennal de 2014<sup>3</sup>, à RTE d'exposer dans le schéma décennal la méthode de gestion de l'incertitude utilisée par RTE pour sélectionner ses projets à dix ans et d'indiquer pour chaque scénario à 2030, les contraintes non traitées par les projets du plan à dix ans, et les seuils de déclenchement associés à ces contraintes.

En outre, la CRE partage l'analyse de RTE sur le fait que le maintien ou non de certains moyens de production d'une part, et leur localisation d'autre part, exerce une grande influence sur les besoins d'investissements dans le réseau de transport.

Q4 : Avez-vous des commentaires sur les scénarios d'évolution du parc thermique à flamme proposés par RTE, et leur prise en compte dans la définition des besoins d'investissements dans le SDDR ?

## 4. LES PROJETS D'INTERCONNEXION

S'ils contribuent à l'intégration des marchés, les projets d'interconnexions constituent le plus souvent des projets de grande envergure, ce qui se traduit alors par une emprise territoriale et des coûts significatifs. Il est donc essentiel que leur justification repose sur des analyses coûts-bénéfices transparentes et robustes.

Ces analyses coûts-bénéfices s'appuient notamment sur les études du TYNDP, dont la plus récente édition a été publiée dans sa version définitive à la fin de l'année 2016. Lors de l'examen du SDDR 2015, la CRE s'était appuyée sur les résultats, alors préliminaires, du TYNDP 2016. Ces résultats s'avèrent très proches des résultats définitifs, si bien que l'on n'observe pas de changements majeurs des conclusions tirées lors de l'examen du SDDR 2015.

### 4.1 Grande Bretagne

A la frontière avec la Grande Bretagne, deux nouvelles interconnexions devraient voir le jour d'ici à 2020.

D'une part, le projet privé de 1000 MW ElecLink devrait relier Sellindge au Royaume-Uni aux Mandarins en France, en empruntant le tunnel sous la Manche. Ce projet a reçu en 2014 une dérogation<sup>4</sup> sur le fondement de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009. La cérémonie de pose de la première pierre s'est tenue le 23 février 2017.

D'autre part RTE développe avec son homologue anglais National Grid (NG) le projet « IFA 2 ». Cette nouvelle interconnexion, d'une capacité de 1000 MW, devrait relier le Calvados à la région de Southampton en Angleterre. Dans sa délibération<sup>5</sup> du 2 février 2017, la CRE a approuvé le projet IFA2 dans le cadre d'un régime de régulation incitative renforcé présenté en consultation publique. A la suite de cette délibération, RTE et NG ont confirmé le lancement du projet et débiteront les travaux dès l'automne 2017.

Plusieurs autres projets d'interconnexions électriques avec la Grande Bretagne sont à l'étude. Le SDDR 2016 décrit ainsi le projet FAB porté par RTE et la société FAB Link, d'une capacité de 1400 MW. Il devrait relier, à l'horizon 2022, le Cotentin à la région d'Exeter en passant par l'île d'Aurigny.

#### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que deux autres projets d'interconnexions avec la Grande Bretagne ne sont pas mentionnés dans le SDDR 2016, faute de signature de la proposition technique et financière (PTF) de raccordement au moment de la rédaction du document. Il s'agit des projets Aquind et GridLink, de capacités respectives de 2000 MW et 1400 MW. Les porteurs de ces projets ont depuis signé leur PTF.

La CRE a récemment été saisie d'une demande de dérogation sur le fondement de l'article 17 du règlement CE n° 714/2009<sup>6</sup> par la société Aquind. Elle disposera d'un délai de 6 mois pour adopter un avis conjoint avec le régulateur britannique Ofgem à compter de la date de notification de la complétude du dossier. Au total, l'ensemble des projets d'interconnexion existant, en construction ou à l'étude avec la Grande Bretagne pourraient porter la capacité d'interconnexion à 8,8 GW d'ici 2030 contre 2 GW actuellement.

Comme indiqué dans sa délibération du 2 février 2017 relative au projet IFA2, le vote des citoyens britanniques du 23 juin 2016 suivi de l'activation le 29 mars 2017, par le Royaume-Uni, de l'article 50 du Traité sur l'Union européenne ouvre une période de négociations sur les termes du traité de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. La perspective de ces négociations puis la sortie du Royaume-Uni de l'UE soulèvent de nombreuses

<sup>3</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/verification/schema-decennal>

<sup>4</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-france-grande-bretagne2>

<sup>5</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-d-interconnexion-ifa22>

<sup>6</sup> Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

incertitudes quant à l'utilisation future, et donc la valorisation, des interconnexions électriques avec le Royaume-Uni.

Dans ce contexte, la CRE a lancé au début du mois de mai 2017 une étude destinée à évaluer l'impact que pourrait avoir la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sur l'intérêt pour la collectivité des projets d'interconnexions avec le Royaume-Uni. Outre la construction de scénarios « Brexit » permettant de traduire la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne en impacts possibles quantifiables et modélisables, cette étude visera à déterminer une stratégie d'investissements à cette frontière prenant en compte les incertitudes qui lui sont spécifiques. Cela passera notamment par l'évaluation économique des bénéfices éventuels que pourrait apporter une stratégie consistant à attendre la fin des négociations de sortie avant de lancer d'éventuels nouveaux projets d'interconnexions avec la Grande Bretagne.

**Q5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'existence d'incertitudes relatives aux projets d'interconnexions avec la Grande Bretagne et sur la manière de prendre celles-ci en compte ?**

## **4.2 Irlande**

Un projet d'interconnexion avec l'Irlande est entré fin 2016 dans sa deuxième phase d'études. Ce projet, Celtic, d'une capacité de 700 MW, pourrait être mis en service à partir de 2025.

### **Analyse préliminaire de la CRE**

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant examen du SDDR 2015, la CRE a indiqué qu'elle « considère que la poursuite des études en vue de préciser le design du projet est nécessaire afin d'affiner les estimations de coûts du projet, et donc son évaluation socio-économique. La finalisation de ces études à l'été 2018, concomitante à la publication des résultats préliminaires du TYNDP 2018, permettra d'évaluer s'il est opportun de démarrer la phase d'obtention des autorisations administratives. »

Le SDDR 2016 n'apporte aucun élément nouveau relatif à l'évaluation socio-économique de l'ouvrage. Néanmoins, la perspective de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne soulève de nouvelles questions, l'Irlande n'étant actuellement connectée au réseau électrique continental que par le biais de ses interconnexions avec le Royaume-Uni.

## **4.3 Espagne**

En octobre 2015, l'interconnexion entre Baixas et Santa-Llogaia, à l'est des Pyrénées, est entrée en service. Elle doit permettre, à terme, de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne pour les porter à 2800 MW à l'export et à 2400 MW l'import lorsque les travaux de renforcements du réseau interne espagnol seront terminés.

Par ailleurs, RTE envisage un nouveau projet d'interconnexion sous-marine de 2000 MW entre Gatica en Espagne et Cubnezais en France. Ce projet, dit Golfe de Gascogne, pourrait être mis en service à l'horizon 2025.

Enfin deux projets complémentaires à travers les Pyrénées sont également évoqués à plus long terme.

### **Analyse préliminaire de la CRE**

Après de longues études, notamment pour étudier la possibilité technique de franchir le gouf de Capbreton, RTE et REE ont déposé une demande d'investissement commune auprès des régulateurs espagnol et français le 27 mars 2017 pour le projet Golfe de Gascogne.

La demande d'investissement inclut une demande de partage transfrontalier des coûts entre l'Espagne et la France (CBCA), étape préalable à l'attribution de subventions européennes dans le cadre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie<sup>7</sup> (« paquet infrastructures »). La CRE est donc actuellement en discussion avec son homologue espagnol pour parvenir à un accord sur le partage des coûts du projet.

Les coûts d'investissement du projet Golfe de Gascogne sont à ce jour estimés entre 1550 M€ et 1950 M€. En ce qui concerne le coût des pertes et des économies de coûts de combustibles induites, le TYNDP 2016 fournit les estimations suivantes :

<sup>7</sup> Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

Scénario	EP 2020	V1	V2	V3	V4
<b>Economies de coûts de combustible (M€/an)</b>	200 +/- 30	120 +/- 20	150 +/- 20	120 +/- 30	240 +/- 30
<b>Coût des pertes induites (M€/an)</b>	30 +/-5	40 +/-10	55 +/-20	35 +/-10	55 +/-20

Source : TYNDP 2016

En prenant en compte les coûts annuels d'opération et de maintenance prévisionnels fournis par RTE et REE, un calcul de valeur actualisée nette (VAN) selon la méthodologie ENTSO-E<sup>8</sup> conduit à conclure que la VAN du projet n'est positive au périmètre européen que dans le scénario V4 du TYNDP, très volontariste en termes d'évolution de la demande et de capacités installées d'énergies renouvelables, notamment en Espagne. En outre, il apparaît que la moyenne des VAN obtenues sur chacun des 4 scénarios du TYNDP 2016 est négative.

RTE et REE considèrent cependant que le TYNDP 2016 sous-estime les bénéfices apportés par le projet en termes de sécurité d'approvisionnement<sup>9</sup>. Ils proposent ainsi d'évaluer, sur la base des hypothèses des scénarios « Croissance Faible » et « Nouveau Mix » du BP 2014, la diminution des besoins de capacités de production installées que pourrait permettre l'interconnexion. Les GRT concluent à l'existence de gains de l'ordre de 40 M€/an, indépendamment du scénario considéré. Si de tels gains sont pris en compte, la VAN du projet au périmètre européen devient légèrement positive dans les visions 1 à 3, et largement positive dans la vision 4.

La CRE partage le constat des GRT sur la possible sous-estimation de l'impact des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement dans le TYNDP en raison de la faible modélisation des aléas, notamment de demande, qui y est faite.

Cependant la CRE s'interroge sur la cohérence entre les hypothèses retenues par les GRT pour évaluer les gains en termes de sécurité d'approvisionnement et celles du TYNDP. En effet, la méthodologie proposée par les GRT évalue les gains en termes de sécurité d'approvisionnement sur la base de scénarios significativement différents de ceux retenus pour estimer les économies de coûts de combustibles. A titre d'exemple, la capacité installée en Espagne de moyens conventionnels (gaz, charbon, nucléaire) est plus d'une fois et demie supérieure dans les scénarios du TYNDP 2016 que dans ceux du BP 2014.

En tout état de cause, la CRE accueille favorablement le développement d'infrastructures pouvant permettre la mise en œuvre de politiques énergétiques solidaires et ambitieuses, sous réserve que ces infrastructures soient justifiées sur le plan technico-économique pour les utilisateurs qui les financent. Elle a donc rapidement, après réception de cette demande d'investissement, sollicité des échanges à haut niveau avec son homologue espagnol pour mettre en place un dialogue constructif. L'instruction du dossier reste conditionnée à l'engagement de ces échanges.

#### Q6 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne ?

Enfin, concernant les projets transpyrénéens complémentaires, la CRE considère, à ce stade, que l'opportunité de ces projets au regard de leur évaluation socio-économique n'est pas encore démontrée. La CRE n'est pas en mesure à ce stade de se prononcer sur ces projets.

#### 4.4 Autres frontières

Les analyses des SDDR 2015 et 2016 s'appuyant toutes deux sur le TYNDP 2016, on n'observe pas de changement majeur concernant les projets d'interconnexions aux autres frontières.

##### Belgique

RTE étudie avec Elia un projet renforcement entre Avelin et Avelgem consistant à remplacer les câbles conducteurs actuels par des câbles à faible dilatation. La mise en service est envisagée pour 2022. Un renforcement complémentaire pourrait également être envisagé à plus long terme.

<sup>8</sup> Cette méthodologie consiste à utiliser un horizon de 25 ans, sans valeur d'usage résiduelle, et un taux d'actualisation de 4%.

<sup>9</sup> Le volume d'énergie non-distribuée en l'absence de l'interconnexion est négligeable y compris en l'absence de l'interconnexion dans les scénarios du TYNDP 2016.

**Allemagne**

RTE projette d'augmenter les capacités de transit à la frontière allemande avec, dans un premier temps, la restructuration de la ligne Muhlbach-Eichstetten puis, au-delà de 2025, le renforcement de la ligne Vigy-Uchtelfangen. Deux protocoles d'accord ont été signés en 2015 et 2016 avec les GRT allemands concernés.

**Suisse**

A la frontière avec la Suisse, RTE prévoit d'augmenter d'ici 2020 la capacité de la liaison entre les postes de Génissiat et Verbois de 550 MW à l'export et de 100 MW à l'import. Deux phases de renforcements complémentaires sont envisagées à long-terme mais leur consistance précise et l'opportunité de leur réalisation restent à déterminer.

**Italie**

RTE a ouvert en avril 2015 le chantier principal de la construction de l'interconnexion de 1200 MW Savoie-Piémont avec l'Italie. La mise en service de cette interconnexion, qui emprunte les axes autoroutiers et les infrastructures du tunnel du Fréjus, est prévue à l'horizon 2019.

Le SDDR ne prévoit pas de nouvelle interconnexion supplémentaire avec l'Italie<sup>10</sup>.

Q7 : Avez-vous des remarques sur les projets d'interconnexion envisagés à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?

**4.5 Cohérence avec le TYNDP**

Conformément à l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, la CRE a examiné la cohérence du SDDR 2016 avec le TYNDP 2016. Si les deux documents sont globalement cohérents entre eux, trois catégories de différences ont été relevées.

Premièrement, quelques divergences sont apparues concernant les caractéristiques des ouvrages (capacité, date prévisionnelle de mise en service, etc.). Ces différences s'expliquent en grande majorité par le décalage dans les dates de publication des deux documents.

Deuxièmement, la CRE a noté une approche différente dans la prise en compte des projets portés par les tiers. Si le TYNDP mentionne tous les projets d'infrastructures de manière équivalente quel que soit le porteur de projet, le SDDR ne fait référence aux projets portés par des tiers qu'à partir du moment où ces derniers ont signé une proposition technique et financière de raccordement avec RTE.

Enfin, il apparaît que le SDDR met à la disposition des acteurs moins d'informations chiffrées que ne le fait le TYNDP, notamment en ce qui concerne le coût prévisionnel des ouvrages et les bénéfices des projets. La CRE estime que par transparence le même niveau d'information devrait être fourni dans le SDDR.

Q8 : Partagez-vous le constat de la CRE selon lequel les coûts et les bénéfices des projets d'interconnexion devraient être davantage détaillés dans le cadre du SDDR, par exemple pour être *a minima* aussi détaillés que dans le TYNDP ?

Q9 : Plus généralement, les informations rendues publiques par le SDDR vous semblent-elles suffisantes ? Si non, quelles informations souhaiteriez-vous y voir figurer et dans quelle mesure cette information vous semble essentielle pour votre activité ?

**5. LE RESEAU DE GRAND TRANSPORT**

Les projets du réseau de grand transport 225 et 400 kV, hors interconnexions, décrits dans le SDDR visent principalement à accueillir la production, faciliter les flux entre régions ou à sécuriser l'alimentation électrique en période de pointe.

<sup>10</sup> Un projet devant relier l'Italie, la Corse et la Sardaigne, dit SACO13, est cependant envisagé à l'horizon 2023 dans le TYNDP 2016. Ce projet n'est pas mentionné dans le SDDR 2016 car non porté par RTE.

## 5.1 L'accueil de la production

L'essentiel des projets destinés à accueillir de nouvelles capacités de production concerne des projets de raccordement mais aussi des projets de renforcement du réseau de transport pour s'assurer que les producteurs pourront évacuer la totalité de leur production.

Parmi ces projets figurent les projets de raccordement d'installations d'éoliennes en mer. Ces projets visent à raccorder près de 3 GW de fermes éoliennes en mer, s'échelonnant selon RTE entre 2020 et 2021. Le raccordement au réseau public de transport doit s'opérer via des liaisons sous-marines et souterraines à doubles circuits 225 kV dont la longueur varie entre 45 et 60 km selon les projets.

Sur terre, le projet le Havre-Rougementier permettra d'acheminer l'électricité produite par les éoliennes au large de Fécamp vers Rouen et la région parisienne. Par ailleurs la ligne 400 kV Cotentin-Maine, mise en service en 2015, a créé une capacité d'accueil supplémentaire importante. Selon RTE, grâce à cette ligne, 2,5 GW de production hydrolienne pourra être raccordée sans création de nouvelles lignes 400 kV depuis le Cotentin.

## 5.2 Les projets liés au secours entre territoire

Un des objectifs du schéma décennal est de s'assurer que le réseau de grand transport sera capable de faire face aux modifications des flux transitant sur le réseau du fait des évolutions du parc de production et de la demande en France, ainsi que du fait de l'augmentation des échanges en Europe.

Pour ce faire, RTE a listé un certain nombre de projets du réseau 400 kV qu'il considère comme nécessaires pour faire face aux contraintes potentielles à dix ans quel que soit le scénario retenu à 2030. Parmi ces ouvrages, figurent les projets Lille-Arras, Cergy-Persan ou encore Lyon-Montélimar.

Il convient de noter que le projet Midi-Provence, listé parmi les projets nécessaires quel que soit le scénario se réalisant à l'horizon 2030 dans le SDDR 2015, a été reporté dans la version 2016 en raison notamment de la révision à la baisse des consommations. Ce projet consiste en la pose d'une ligne sous-marine entre Marseille et Carcassonne de 210 km. Le projet était, selon RTE, justifié par la croissance démographique attendue de ces deux régions, ainsi que la mise en service de parcs de production d'origine renouvelable. RTE prévoit désormais une mise en service au-delà de 2026. A ce stade, et sous réserve des résultats des analyses complémentaires, la CRE considère le report suffisamment justifié.

## 5.3 Les projets de sécurisation de l'alimentation électrique

Si au niveau national, on observe une tendance à la stabilisation voire à la baisse de la demande, les évolutions sont plus contrastées au niveau régional. En particulier, la consommation électrique dans certaines métropoles et zones littorales continue à croître ce qui peut justifier de renforcer le réseau de transport afin d'éviter à terme une dégradation de la qualité d'alimentation.

Ces projets consistent généralement en des renforcements de postes de transformation, des créations de postes d'injection 400 ou 225 kV ou la substitution d'une ligne 63-90 kV par une ligne en 225 kV.

Parmi les projets destinés à sécuriser l'alimentation électrique, on peut notamment mentionner les projets filet de sécurité Bretagne, « Haute Durance » et « Deux Loires ».

### 5.3.1 Le filet de sécurité Bretagne

RTE a engagé depuis 2004 un programme de renforcement du réseau sur la Bretagne. Le filet de sécurité Bretagne consiste notamment à créer une nouvelle ligne souterraine de 225 kV entre Lorient et Saint Brieuc afin de sécuriser l'alimentation du centre de la Bretagne et dont la mise en service est prévue en 2017.

### 5.3.2 Le projet Haute Durance

Le nord du département des Hautes Alpes bénéficie d'un important programme de rénovation, qui se justifie d'une part par l'ancienneté du réseau datant des années 1930 et d'autre part, par les besoins en électricité de la vallée. Le programme de rénovation consiste en la création d'un réseau de 225 kV pour remplacer le réseau actuellement en 150 kV. Une partie du réseau en 63 kV sera également rénovée. RTE prévoit la mise en service de ces investissements à l'horizon 2020.

### 5.3.3 Le projet « Deux Loires »

Le projet « Deux Loires » porte sur le renforcement du réseau sur l'axe situé entre Saint-Etienne et le Puy en Velay. La ligne actuellement en 225 kV atteint ses limites techniques dans une région en développement en termes de démographie et de production renouvelable. Pour sécuriser l'alimentation de la région, la ligne sera reconstruite à deux circuits. RTE a commencé les travaux en 2015.

Q10 : Avez-vous des remarques sur les projets envisagés sur le réseau de grand transport à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?

## 6. LES RESEAUX REGIONAUX

Les volets régionaux du SDDR permettent à RTE de présenter les évolutions à venir du réseau de transport dans chaque région. Les projets mentionnés dans ces volets incluent les projets les plus structurants du réseau 400 kV et 225 kV devant être mis en service dans les dix ans ainsi que tous les nouveaux ouvrages du réseau de répartition (comportant essentiellement des ouvrages du réseau 90-60 kV) devant être réalisés dans les trois ans.

Parmi les 178 projets devant être mis en service, 59 visent à améliorer la sécurité et la qualité d'alimentation ; 107 concernent des raccordements ou des projets destinés à favoriser l'accueil de production ; 2 concernent l'augmentation des capacités d'échange aux frontières (augmentation de la ligne Génissiat-Verbois et Savoie-Piémont) et 10 visent à renforcer la sécurité du système.

La répartition par région administrative et par finalité des projets du plan à 3 ans du SDDR 2016 est la suivante :

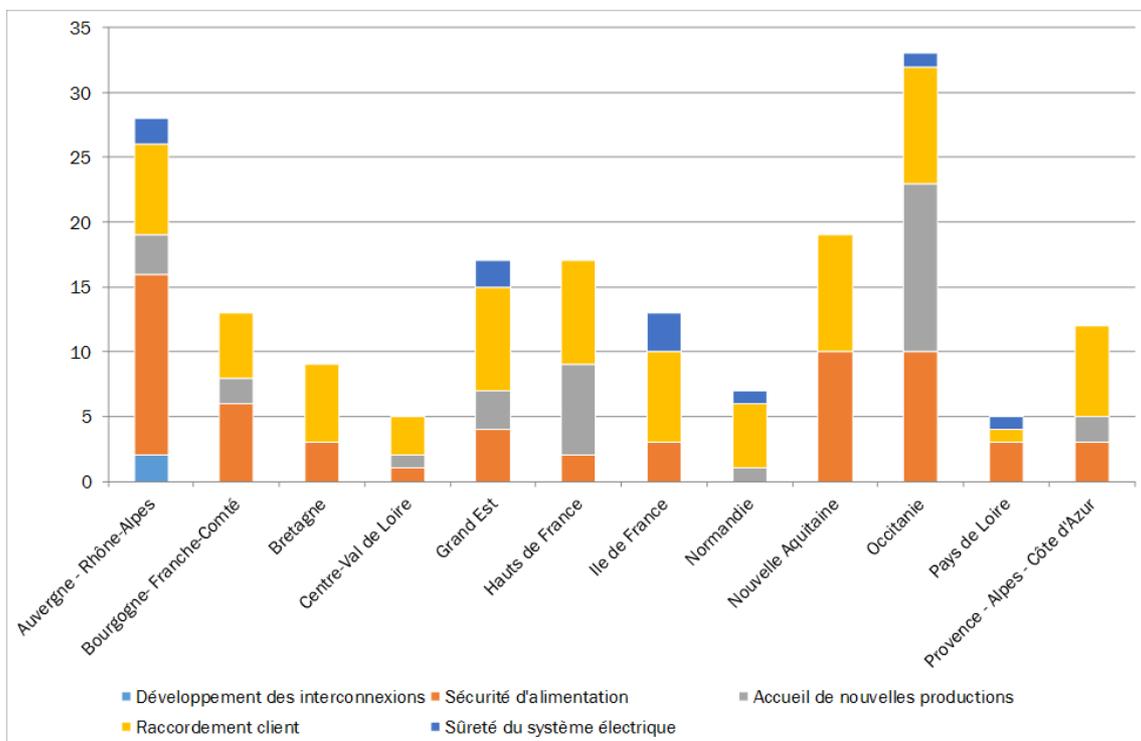


Figure 6 : Répartition du nombre de projets du plan à 3 ans par région administrative et par finalité

Source : données RTE – Analyse CRE

Par rapport aux projets d'investissements sur le réseau de grand transport listés à dix ans par RTE, on peut noter la prépondérance au sein du plan à trois ans des projets de raccordement ou de renforcement de réseaux liés à l'accueil de production renouvelable. La grande majorité de ces investissements visant à accueillir de la production renouvelable sont définis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (SR3EnR), qui listent les développements du réseau de transport nécessaires pour atteindre les ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE).

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. Les projets définis dans le cadre des SR3EnR concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition.

Capacités réservées  
aux énergies renouvelables  
(en MW)

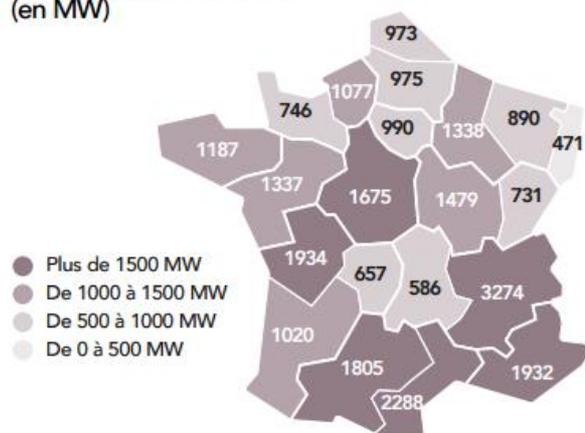


Figure 7 : Capacité réservées aux renouvelables dans le cadre des S3REN

Source : SDDR 2016 de RTE (chiffres au 31 mai 2016)

Les projets de sécurité d'alimentation occupent également une place importante. Ces projets sont dimensionnés notamment en fonction du dynamisme de la consommation des régions. Les volets régionaux détaillent donc les hypothèses de croissance de la demande moyenne retenues par RTE.

La CRE note cependant que l'évolution de la forme de la demande, et notamment des hypothèses d'évolution de la pointe de consommation nette, n'est pas détaillée.

Q11 : Avez-vous des remarques sur les projets envisagés sur les réseaux régionaux à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?

## 7. QUESTIONS

- Question 1 :** *Etes-vous satisfait des modalités de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal?*
- Question 2 :** *Avez-vous des remarques sur le contenu des plans à 3 et 10 ans du SDDR 2016, et leur évolution par rapport au SDDR 2015 ?*
- Question 3 :** *Avez-vous des remarques complémentaires sur l'impact que la stabilisation voire la diminution des soutirages pourrait avoir sur les besoins d'investissements dans le réseau de transport ?*
- Question 4 :** *Avez-vous des commentaires sur les scénarios d'évolution du parc thermique à flamme proposés par RTE, et leur prise en compte dans la définition des besoins d'investissements dans le SDDR ?*
- Question 5 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'existence d'incertitudes relatives aux projets d'interconnexions avec la Grande Bretagne et sur la manière de prendre celles-ci en compte ?*
- Question 6 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne ?*
- Question 7 :** *Avez-vous des remarques sur les projets d'interconnexion envisagés à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?*
- Question 8 :** *Partagez-vous le constat de la CRE selon lequel les coûts et les bénéfices des projets d'interconnexion devraient être davantage détaillés dans le cadre du SDDR, par exemple pour être a minima aussi détaillés que dans le TYNDP ?*
- Question 9 :** *Plus généralement, les informations rendues publiques par le SDDR vous semblent-elles suffisantes ? Si non, quelles informations souhaiteriez-vous y voir figurer et dans quelle mesure cette information vous semble essentielle pour votre activité ?*
- Question 10 :** *Avez-vous des remarques sur les projets envisagés sur le réseau de grand transport à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?*
- Question 11 :** *Avez-vous des remarques sur les projets envisagés sur les réseaux régionaux à l'horizon considéré dans le SDDR 2016 ?*

## 8. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 30 juin 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp8@cre.fr](mailto:dr.cp8@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 : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions (ou une synthèse de celles-ci) seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis**. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.