

## CONSULTATION PUBLIQUE

22 juin 2016

### Consultation publique 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 (ci-après « schéma décennal ») par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Cet article encadre les modalités d'élaboration du schéma décennal, définit son périmètre et précise les modalités de son contrôle.

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 ».

L'article L321-6 du code de l'énergie précise en outre que « chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie ». 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 5 février 2016, RTE a soumis à l'examen de la CRE son schéma décennal de développement du réseau pour la période 2016-2025<sup>1</sup>, (ci-après « schéma décennal 2015 »). Le document remis par RTE constitue la cinquième édition de cet exercice. Conformément aux dispositions du code de l'énergie, la présente consultation publique de la CRE vise à recueillir les remarques des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité sur ce schéma. A la suite de cette consultation, la CRE adoptera, au second semestre, une délibération portant examen du schéma décennal.

#### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 22 juillet 2016.

<sup>1</sup> <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>LES TRAJECTOIRES FINANCIERES PAR SCENARIO .....</b>	<b>3</b>
1.1	LES SCENARIOS DU BILAN PREVISIONNEL.....	3
1.1.1	Le scénario croissance faible.....	3
1.1.2	Le scénario consommation forte .....	3
1.1.3	Le scénario diversification.....	4
1.1.4	Le scénario nouveau mix.....	4
1.2	L'ARTICULATION AVEC LES SCENARIOS DU TYNDP .....	4
1.3	SYNTHESE DES SCENARIOS DU SCHEMA DECENNAL.....	5
1.4	LES TRAJECTOIRES FINANCIERES A DIX ANS PAR SCENARIO .....	5
<b>2.</b>	<b>LES INVESTISSEMENTS SUR LE RESEAU DE GRAND TRANSPORT (LIGNES 400 KV ET 225 KV).....</b>	<b>6</b>
2.1	PERIMETRE.....	6
2.2	LES BESOINS D'INTERCONNEXIONS.....	7
2.2.1	Projets présentés dans le schéma décennal .....	7
2.2.1.1	Les interconnexions avec la Grande Bretagne et l'Irlande .....	8
2.2.1.2	La frontière avec la Belgique .....	9
2.2.1.3	La frontière avec l'Allemagne .....	9
2.2.1.4	La frontière avec la Suisse.....	9
2.2.1.5	La frontière avec l'Espagne .....	9
2.2.1.6	La frontière avec l'Italie.....	10
2.2.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	10
2.2.2.1	Référence aux scénarios du TYNDP.....	10
2.2.2.2	Explication avancée par RTE de l'intérêt des projets .....	10
2.3	LES SECOURS ENTRE TERRITOIRES ET LA SECURISATION DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE EN PERIODE DE POINTE.....	11
2.4	L'ACCUEIL DE MOYENS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	12
2.5	COHERENCE AVEC LE PLAN EUROPEEN A 10 ANS DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU (TYNDP) .....	13
2.6	SUIVI DES PROJETS.....	14
<b>3.</b>	<b>LES INVESTISSEMENTS SUR LES RESEAUX REGIONAUX.....</b>	<b>15</b>
3.1	PERSPECTIVES A DIX ANS PAR REGION ADMINISTRATIVE .....	15
3.2	CONTENU DU PLAN A TROIS ANS ET PRINCIPAUX ENJEUX PAR REGION.....	16
3.3	SUIVI DES PROJETS.....	18
<b>4.</b>	<b>MODE DE CONSULTATION DES ACTEURS PAR RTE.....</b>	<b>18</b>
<b>5.</b>	<b>SYNTHESE DES QUESTIONS AUX ACTEURS.....</b>	<b>19</b>
<b>6.</b>	<b>MODALITES DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....</b>	<b>19</b>

Pour l'élaboration du schéma décennal, RTE s'appuie sur quatre scénarios d'offre et de demande définis au sein du Bilan Prévisionnel<sup>2</sup> qui lui permettent d'identifier à 10/15 ans différentes configurations de flux transitant sur les réseaux de grand transport et de répartition, et les contraintes qui en résultent. Afin de lever ces contraintes, RTE identifie des besoins d'investissements et élabore, en fonction de l'horizon de survenue des différentes contraintes, un calendrier de réalisation des projets correspondants.

Les scénarios d'offre et de demande à long terme du Bilan Prévisionnel sont mis à jour tous les deux ans par RTE ; la prochaine actualisation interviendra dans le Bilan Prévisionnel 2016 dont la publication est prévue à l'automne 2016. Dans la mesure où les scénarios du Bilan Prévisionnel n'ont pas été actualisés cette année par rapport à ceux utilisés dans le cadre du schéma décennal 2014, les besoins d'investissements sur le réseau de transport n'ont pas évolué significativement par rapport aux estimations réalisées l'année dernière.

S'agissant des projets d'interconnexions, il convient de souligner que RTE, pour évaluer les besoins, se fonde sur les résultats du plan européen de développement des réseaux élaboré par ENTSOE (Ten years network development plan, TYNDP). Dans le schéma décennal 2015, RTE fait référence aux estimations des besoins de développement des interconnexions issus du TYNDP 2014, dans la mesure où le TYNDP 2016 était en cours d'élaboration au moment des travaux sur le schéma décennal 2015. Dans le cadre de la délibération qu'elle adoptera au second semestre 2016 portant examen du schéma décennal 2015, la CRE prendra en compte les résultats du TYNDP 2016, qui devrait avoir été publié avant cette date.

La première partie de la présente consultation rappelle brièvement les scénarios à long terme utilisés par RTE pour estimer les besoins d'investissements sur le réseau de transport et présente les trajectoires financières à dix ans des investissements nécessaires pour chacun de ces scénarios.

La 2ème partie traite des besoins d'investissements sur le réseau de grand transport (projets 400 kV et 225 kV) tandis que la 3ème partie présente les besoins d'investissements sur les réseaux de répartition. Dans chacune de ces parties, sont présentés les besoins de renforcement identifiés par RTE, les hypothèses structurantes à l'origine de ces besoins et les projets sélectionnés pour répondre à ces besoins.

La partie 4 présente la consultation des acteurs réalisée par RTE.

## **1. LES TRAJECTOIRES FINANCIERES PAR SCENARIO**

### **1.1 Les scénarios du bilan prévisionnel**

Les scénarios du bilan prévisionnel 2014 sont rappelés brièvement ci-dessous.

#### **1.1.1 Le scénario croissance faible**

Le scénario « croissance faible » est caractérisé par un recul de la consommation intérieure (447,8 TWh en 2030, soit - 31 TWh par rapport à 2013) expliqué par une croissance économique et une croissance démographique faibles, et un effort en matière d'efficacité énergétique modéré. La demande de pointe à une chance sur dix est en baisse à 96,1 GW (contre environ 100 MW en 2015) pour un parc de production installé de 135 GW. Les énergies renouvelables représentent 24 % de la production totale (pour une capacité installée de 60 GW) tandis que la part du nucléaire dans la production atteint 70 % dans ce scénario (pour une capacité installée de 57,6 GW). Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 20 GW (16 GW en import) contre 13,5 GW aujourd'hui. Compte tenu d'un recul de la demande, d'une progression des renouvelables en France et d'un maintien du parc nucléaire, le solde exportateur croit fortement pour atteindre 100 TWh en 2030 (contre une moyenne de 58 TWh sur 2013-2015).

#### **1.1.2 Le scénario consommation forte**

Le scénario « consommation forte » se distingue par une forte croissance de la consommation intérieure (545,8 TWh en 2030, soit + 67 TWh par rapport à 2013) liée à une croissance économique soutenue, une forte démographie et un effort en matière d'efficacité énergétique relativement modeste. La demande de pointe à une chance sur dix atteint 114 GW pour un parc de production installé de 160 GW. La part du nucléaire est de 67 % de la production totale (pour une capacité totale installée de 63 GW, inchangée par rapport à aujourd'hui) tandis que le développement des renouvelables atteint en 2030 une part dans la production totale de 26 % (pour une capacité totale installée de 74,6 GW). Le niveau des capacités d'échange à l'export est de 25 GW (20 GW en

<sup>2</sup> Le bilan prévisionnel est publié par RTE tous les ans. Il a pour objectif prioritaire d'estimer à un horizon de cinq ans l'adéquation de l'offre et de la demande. Il intègre également un volet à long terme dont l'objectif principal est d'explorer des scénarios contrastés tant pour la demande que pour l'offre, en France et dans le reste de l'Europe.

import). Malgré la hausse de la demande, le maintien du parc nucléaire et la progression des énergies renouvelables expliquent une légère hausse du solde exportateur à 73 ,1 TWh.

### 1.1.3 Le scénario diversification

Le scénario « diversification » est fondé sur des hypothèses médianes d'évolution des principaux déterminants, notamment de la croissance de la demande. La consommation intérieure croît modérément par rapport à 2013 (+22 TWh) tandis que la pointe à une chance sur dix atteint 105,2 GW pour un parc de production installé de 150 GW. Le parc renouvelable installé dans ce scénario est similaire au scénario consommation forte (soit 74,6 GW). Le parc nucléaire dans la production totale est de 58 % (pour une capacité totale de 47,7 GW) tandis que la part des renouvelables est de 30 %. Le niveau des capacités d'échange à l'export est de 25 GW (20 GW en import). Le solde exportateur est en baisse à 43 TWh.

### 1.1.4 Le scénario nouveau mix

Le scénario « nouveau mix » est un scénario de rupture, caractérisé par des changements forts en matière de sobriété énergétique, de réduction du nucléaire et par une forte pénétration des renouvelables. La croissance de la consommation est quasi nulle par rapport à 2013 avec une progression de 2,5 TWh. Ceci s'explique par un effort important de maîtrise de la demande qui permet de compenser les facteurs de croissance de la consommation et le développement de nouveaux usages électriques. La pointe à une chance sur dix atteint 100 GW pour un parc de production installé de 158 GW. Dans ce scénario, la part du nucléaire dans la production totale est de 50 % (pour une capacité totale installée de 37,6 GW) tandis que la production renouvelable atteint 38,5 % (pour une capacité totale installée de 92,7 GW). Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 29 GW (24 GW en import). Ce scénario, caractérisé par une demande stable, un recul du nucléaire et un fort développement des renouvelables, conduit à un recul du solde exportateur en 2030 à 26 TWh.

## 1.2 L'articulation avec les scénarios du TYNDP

Les scénarios européens utilisés par ENTSOE pour élaborer le TYNDP sont construits selon deux grands axes différenciant :

- Le degré de coopération entre les politiques énergétiques nationales : dans les scénarios qualifiés de « bottom up » (soit les visions 1 et 3 du TYNDP), chaque pays est réputé mener sa propre politique énergétique (par exemple, en termes de développement des renouvelables ou de sécurité d'alimentation) indépendamment des autres pays européens. Les scénarios 1 et 3 du TYNDP reprennent ainsi différentes hypothèses fournies par les GRT concernés et en font la synthèse. Dans le cas de la France, la vision 1 du TYNDP reprend les hypothèses du scénario croissance faible et la vision 3 du TYNDP celles du scénario nouveau mix. A l'inverse dans les scénarios dits « top down » (soit les visions 2 et 4 du TYNDP), le degré de coordination des politiques énergétiques est renforcé. Les objectifs en termes de développement des renouvelables en Europe ne reposent plus dès lors uniquement sur les objectifs définis par chaque pays mais tiennent compte des meilleurs ajustements en Europe. La sécurité d'alimentation n'est par ailleurs plus cantonnée à une adéquation de l'offre et de la demande au sein de chaque pays mais résulte d'une approche coordonnée au niveau européen. Les scénarios 2 et 4 du TYNDP ne s'appuient donc pas directement sur les scénarios utilisés par RTE.
- L'atteinte des objectifs de politique énergétique fixés par la Commission Européenne en 2050. Les objectifs de décarbonisation du secteur énergétique à 2050 retenus par la commission européenne, déclinés en termes de développement des renouvelables et de mesures d'efficacité énergétique en 2030 pour le secteur électrique, sont supposés atteints dans les visions 3 et 4 du TYNDP, tandis que les visions 1 et 2 sont supposées en retard par rapport à ces objectifs en 2030.

### 1.3 Synthèse des scénarios du schéma décennal

Tableau 1: Scénario du Bilan prévisionnel 2014 (analyse CRE)<sup>3</sup>

TWh	2013	2030			
		Croissance faible	Consommation forte	Diversification	Nouveau mix
Consommation nationale	501	455	553	507	490
Solde exportateur	49	99	73	43	26
<b>Demande totale</b>	<b>550</b>	<b>554</b>	<b>626</b>	<b>550</b>	<b>516</b>
Nucléaire	404	387	423	321	254
Thermique	46	35	39	66	63
Renouvelables	100	133	164	164	199
<b>Production totale</b>	<b>550</b>	<b>554</b>	<b>626</b>	<b>550</b>	<b>516</b>

Question 1 : Avez-vous des commentaires s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?

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

### 1.4 Les trajectoires financières à dix ans par scénario

Pour analyser les besoins d'investissements sur le réseau, RTE s'appuie sur les quatre scénarios d'évolution de l'offre et de la demande en France et en Europe présentés ci-dessus. Les contraintes observées dans chacun des scénarios, que ce soit aux frontières, sur le réseau 400 kV ou sur les réseaux de répartition, rendent nécessaires des trajectoires d'investissements différentes à dix ans. Dans le cadre de sa délibération du 9 juillet 2015 sur le schéma décennal 2014, la CRE avait demandé à RTE de fournir à l'avenir, pour chaque scénario, une estimation globale des coûts d'investissements. RTE a répondu à cette demande en précisant pour chaque scénario les trajectoires d'investissements à 10 ans.

Selon RTE, les dépenses de systèmes d'information et de logistique représentent 200 M€ en moyenne par an. Les dépenses de renouvellement représentent en moyenne 420 M€ par an tandis que les dépenses de développement oscillent entre 700 M€ et 1,2 Md€ par an selon les scénarios. Le tableau ci-dessous décrit pour chaque scénario les trajectoires financières à 10 ans présentées par RTE :

<sup>3</sup> Le chiffre de 501 TWh correspond à la consommation nationale. La consommation nationale doit être distinguée de la consommation intérieure à laquelle font référence les paragraphes ci-dessus décrivant chaque scénario. La consommation intérieure correspond à la consommation nationale corrigée des effets conjoncturels tels que l'aléa météorologique ou une année bissextile. En 2013, la consommation intérieure était de 478,7 TWh.

Tableau 2: Trajectoires financières à dix ans par scénario

Trajectoire à dix ans en Mds€	Croissance faible	Consommation forte	Diversification	Nouveau mix
Développement des réseaux	7	9,6	9,3	11,6
Renouvellement des actifs existants	4,3	4,2	4,2	4,1
SI, télécoms, immobilier	1,9	1,9	1,9	1,9
Total	13,2	15,7	15,4	17,6

Le tableau ci-dessus met en évidence une croissance des besoins d'investissements sur le réseau de grand transport (réseau 400 kV + interconnexions) à mesure que l'on s'oriente vers le scénario nouveau mix marqué par un fort recul du nucléaire et un développement important des renouvelables. Ces différences de besoins d'investissements traduisent les enjeux propres à chaque scénario.

Question 3 : Avez-vous des remarques concernant les trajectoires financières à 10 ans présentées par RTE?

## 2. LES INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU DE GRAND TRANSPORT (LIGNES 400 KV ET 225 KV)

### 2.1 Périmètre

En application de l'article L321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal de RTE est décomposé en un plan à 10 ans, qui inclut les principales infrastructures à mettre en service dans les dix ans sur le réseau de grand transport (soit les projets d'interconnexions, les projets 400 kV et les projets 225 kV susceptibles de modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation) ; et un plan à trois ans qui décrit l'ensemble des projets devant être mis en service dans les trois ans, y compris sur les réseaux de répartition. Cette partie analyse les besoins d'investissements présentés par RTE sur le grand transport pour les 10 prochaines années.

Les besoins d'investissements sont structurés selon 5 finalités<sup>4</sup> qui regroupent 50 projets :

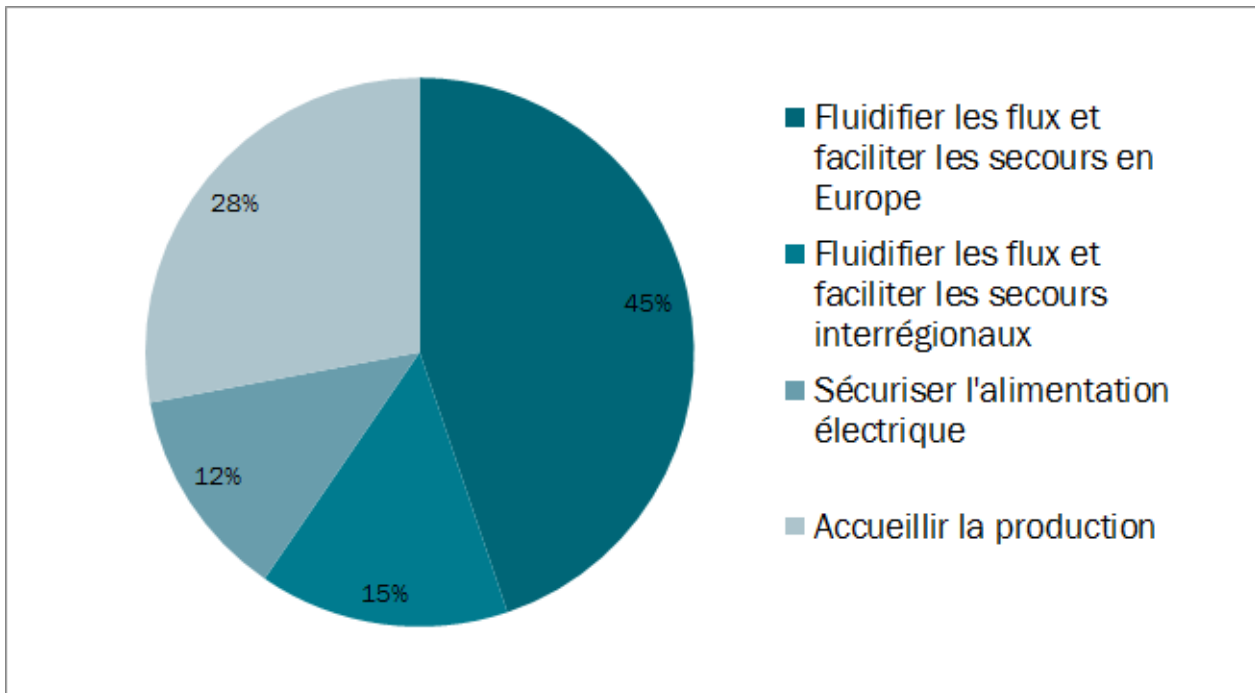
- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe (23 projets) ;
- l'accueil des moyens de production d'électricité (15 projets) ;
- le développement des interconnexions (7 projets) ;
- les secours entre territoires (5 projets) ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique<sup>5</sup> (les projets de cette finalité, dont la mise en service est prévue dans les trois ans, sont communs avec le plan à trois ans et décrits dans la partie 3 du document).

Le schéma ci-dessous décrit la répartition des dépenses d'investissements totales des projets listés dans le plan à dix ans selon les quatre premières finalités listées ci-dessus.

<sup>4</sup> Ces finalités sont présentées selon un titre légèrement différent dans le plan à dix ans : « sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe ; accueil de de production ; fluidification des flux et facilitation des secours en Europe ; fluidification des flux et facilitation des secours interrégionaux ; sûreté du système électrique.

<sup>5</sup> Cette finalité regroupe les projets visant à prévenir les incidents de grande ampleur tels que les cascades de surcharge, les écroulements de tension ou les ruptures de synchronisme.

Figure 1: Répartition des dépenses du plan à dix ans (analyse CRE)



L'essentiel des investissements sur le grand transport est concentré sur :

- le développement des capacités d'échange aux frontières ;
- l'accueil de la production, et principalement des renouvelables (dépenses de raccordement des champs d'éoliennes en mer notamment) ;
- les projets de secours entre territoires.

## 2.2 Les besoins d'interconnexions

### 2.2.1 Projets présentés dans le schéma décennal

Pour chaque frontière, RTE analyse les besoins d'interconnexions en présentant les projets pertinents dans l'ensemble des scénarios du bilan prévisionnel et les résultats des évaluations économiques des projets pour la vision 3 du TYNDP 2014. RTE précise également de manière globale les variations de production en Europe induites par chaque projet d'interconnexion et expliquant les bénéfices associés à chaque projet d'investissement. Enfin, RTE propose pour les projets les plus matures un calendrier de réalisation du projet.

Les bénéfices des projets en fonction des scénarios du SDDR ou des visions 1, 2 et 4 du TYNDP ne sont toutefois pas présentés dans le schéma décennal de RTE.

Le tableau ci-dessous décrit pour chacun des scénarios du schéma décennal les augmentations de capacités d'échange considérées par RTE pour chaque frontière :

Tableau 3: augmentation des capacités d'échange par scénario (analyse CRE)<sup>6</sup>

Capacités à l'export (respectivement à l'import)	2030				
	2016	Croissance faible	Consommation forte	Diversification	Nouveau mix
France Angleterre et Irlande	2 GW	+1 GW	+2 GW	+2 GW	+4 GW
France Belgique	3,6 GW (1,8 GW)	+1 GW	+1 GW	+1 GW	+2 GW
France Allemagne	2,6 GW (3,6 GW)	+1-2 GW	+1-2 GW	+1-2 GW	+1-2 GW
France Suisse	3,2 GW (1,1 GW)	+1,6 GW (+0,5 GW)	+1,6 GW (+0,5 GW)	+1,6 GW (+0,5 GW)	+2 GW (+1,5 GW)
France Espagne	2 GW (1,8 GW)	+3 GW (+3,2 GW)	+3 GW (+3,2 GW)	+3 GW (+3,2 GW)	+3 GW (+3,2 GW)
France Italie	3,25 GW (1,16 GW)	+1,2 GW	+1,2 GW	+1,2 GW	+1,2 GW
<b>Total</b>	<b>13,5 GW (9,8 GW)</b>	<b>20 GW (16 GW)</b>	<b>25 GW (20 GW)</b>	<b>25 GW (20 GW)</b>	<b>29 GW (24 GW)</b>

RTE ne précise pas comment les projets sont sélectionnés pour chacun des scénarios.

### 2.2.1.1 Les interconnexions avec la Grande Bretagne et l'Irlande

S'agissant de la Grande-Bretagne et de l'Irlande, le tableau 3 montre que selon les scénarios, RTE envisage une augmentation des capacités d'échange comprise entre +1 GW et +4 GW. Selon RTE, les bénéfices de l'augmentation des capacités d'échange sur cette frontière sont dus à un moindre recours aux centrales au charbon, gaz et fioul des pays concernés pour mieux tirer parti des énergies renouvelables et du nucléaire de part et d'autre de la frontière.

Plusieurs projets sont à l'étude par RTE sur cette frontière :

- Le projet « IFA 2 » prévoit un renforcement de la capacité d'échange entre la France et l'Angleterre d'1 GW. Selon RTE, l'obtention de la DUP est prévue pour octobre 2016, et la date de début des travaux envisagée est octobre 2017, pour une mise en service cible en 2020<sup>7</sup>. Ce projet a reçu le statut de Projet d'Intérêt Commun<sup>8</sup> en octobre 2013, confirmé en 2015. Son coût est évalué entre 540 et 830 M€ dans le TYNDP 2014.
- Le projet FAB<sup>9</sup> est un projet mixte d'interconnexion et de raccordement de productions hydroliennes visant une capacité supplémentaire de 1400 MW entre la France et l'Angleterre. Selon RTE, le projet devrait obtenir sa DUP en septembre 2017. RTE envisage un début des travaux en juin 2019 pour une mise en service cible en 2022. Le coût du projet est évalué entre 470 et 1100 M€ dans le TYNDP 2014.

Par ailleurs, un nouvel ouvrage d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la Manche est en cours de développement par un consortium associant Eurotunnel (Eleclink). Ce projet vise un renforcement des capacités d'échange d'1GW entre la France et la Grande Bretagne et une mise en service en 2019.

Un projet d'interconnexion est également en considération avec l'Irlande. Ce projet, déclaré projet d'intérêt commun (PIC) en 2013, confirmé en 2015, est une liaison de 600 km entre la France et l'Irlande d'une capacité de 700 MW. La date de mise en service envisagée par RTE est 2025. Le coût du projet est estimé entre 900 et 1200 M€ dans le TYNDP 2014.

Selon RTE, les bénéfices du projet correspondent à une meilleure intégration des énergies renouvelables à l'échelle européenne et à une sécurisation accrue du réseau irlandais.

<sup>6</sup> La somme des capacités installées en 2016 et des augmentations des capacités d'échange pour chaque frontière dans chaque scénario ne permet pas de retrouver exactement le total des capacités d'export (ou d'import) pour l'ensemble des frontières par scénario dans la mesure où les augmentations de capacités d'échanges escomptées ne sont pas nécessairement réalisables de manière simultanée.

<sup>7</sup> La date de début des travaux a été revue dans le cadre du dossier de demande d'incitation transmis par RTE. La nouvelle date de début des travaux évoquée est début 2017.

<sup>8</sup> Ces projets sont des projets soumis par les promoteurs de projets à la commission européenne afin de bénéficier d'un statut spécial soulignant leur intérêt pour la réalisation des objectifs de politique énergétique européenne. Ils peuvent ainsi bénéficier de procédures administratives accélérées et de subventions.

<sup>9</sup> France Auirign Grande Bretagne.



### 2.2.1.2 La frontière avec la Belgique

La Belgique va connaître des évolutions sensibles de son mix de production dans les années à venir, avec la fermeture prévue de ses centrales nucléaires d'ici 2025. Elle devrait ainsi être de plus en plus dépendante pour sa production électrique des centrales thermiques à gaz, des imports et du développement des éoliennes le long de ses côtes. Dans cette optique, le développement des interconnexions avec la Belgique devrait selon RTE permettre une meilleure valorisation de la production renouvelable en Belgique et un renforcement de la sécurité d'alimentation belge.

Selon le tableau 3, RTE envisage la réalisation à minima d'1 GW supplémentaire sur cette frontière pour chacun des scénarios du SDDR. Le coût du premier projet de renforcement envisagé sur cette frontière est évalué entre 110 et 170 M€ dans le TYNDP 2014. Ce projet consiste en un renforcement des conducteurs des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation permettant l'augmentation d'1 GW des capacités d'échange avec la Belgique. RTE envisage un début des travaux en juin 2019 pour une mise en service en 2022.

### 2.2.1.3 La frontière avec l'Allemagne

Sur la frontière allemande, RTE souligne le développement important des renouvelables en Allemagne, notamment de l'éolien et du photovoltaïque qui devraient atteindre respectivement 68 GW et 56 GW en 2024<sup>10</sup>. Ces développements devraient, selon RTE, entraîner des échanges accrus avec l'Allemagne, avec tantôt un approvisionnement de l'Alsace Lorraine par les surplus renouvelables allemands, et tantôt un export d'une partie de la production de Lorraine et des Alpes vers l'Allemagne lorsque le renouvelable allemand produira moins.

Deux projets de renforcement de lignes existantes (entre Muhlbach et Eichstetten et entre Vigy et Uchetelfangen) sont à l'étude ; ils conduiraient à une augmentation des capacités d'échange entre 1 et 2 GW pour une capacité actuelle de 3,6 GW à l'import (2,6 GW à l'export). Le coût total de ces deux projets est estimé dans le TYNDP entre 100 et 140 M€. RTE suppose la mise en service de ces renforcements d'ici 2030 dans tous les scénarios du SDDR. La date de mise en service du premier projet est envisagée pour 2025 tandis que le second projet est envisagé après 2025.

### 2.2.1.4 La frontière avec la Suisse

L'installation en Suisse de 4 GW de station de transfert d'énergie par pompage dans les Alpes suisses d'ici 2025 est prévue pour absorber les surplus de production renouvelable, notamment du nord de l'Europe. Ceci justifie selon RTE le développement de nouvelles interconnexions avec la Suisse. Le tableau 3 montre que RTE envisage 1,5 GW d'interconnexion additionnelle pour l'ensemble des scénarios. Trois solutions sont à l'étude : il s'agit de projets de renforcement de lignes existantes, l'une à l'ouest du lac Léman, et l'une au sud du lac Léman et d'un projet d'optimisation des flux autour du lac Léman permettant de générer des capacités d'échange additionnelles aux frontières.

Le premier projet envisage une augmentation de la capacité de la liaison 225 kV à deux circuits entre les postes de Génissiat et Verbois permettant une hausse des capacités d'export depuis de la France de 500 MW. Les travaux de construction devraient débuter en mars 2017 pour une mise en service en 2018. Le coût total du projet est estimé entre 8 et 12 M€ dans le TYNDP 2014.

Les deux autres projets sont à l'étude par RTE avec une mise en service envisagée à 10 ans pour le premier et à 15 ans pour le second. Ils visent respectivement à un renforcement des capacités d'échange de 1100 MW et 400 MW à l'export (500 et 1000 MW à l'import).

### 2.2.1.5 La frontière avec l'Espagne

L'interconnexion à l'est des Pyrénées est entrée en service en octobre 2015. Elle doit permettre de doubler les capacités d'interconnexion entre les deux pays pour les porter à 2800 MW à l'import et à 2400 l'export. La capacité commerciale constatée est toutefois aujourd'hui inférieure dans l'attente côté espagnol des travaux de renforcements du réseau interne.

S'agissant des développements de nouveaux projets, un projet d'interconnexion traversant le Golfe de Gascogne est mentionné dans le schéma décennal. Il devrait permettre de porter la capacité d'interconnexion avec l'Espagne à 5 GW, avec une date mise en service envisagée d'ici 2023. RTE lie les principaux bénéfices du développement des interconnexions avec l'Espagne à un meilleur recours aux énergies renouvelables, à une moindre utilisation des énergies fossiles et à l'amélioration de la sécurité d'alimentation. Le coût du projet est estimé entre 1600 et 1900 M€ dans le TYNDP 2014.

<sup>10</sup> Source : schéma décennal allemande 2014 « NEP 2014 », scénario de référence.

En termes d'avancement du projet, RTE indique que les études se poursuivent afin de définir un tracé préférentiel et ainsi lever l'incertitude sur la possibilité technique de franchir le gouf de Capbreton.

### **2.2.1.6 La frontière avec l'Italie**

Selon RTE, un niveau d'interconnexion de 4 ou 5 GW entre la France et l'Italie est souhaitable à l'horizon 2030 pour l'ensemble des scénarios. Ce niveau sera atteint après la réalisation du projet Savoie Piémont d'une capacité de 1200 MW.

Les travaux du projet Savoie-Piémont ont débuté en avril 2015. La mise en service est prévue pour fin 2019.

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

La CRE souligne que les décisions d'augmentation de capacité d'interconnexion doivent être justifiées par une analyse coûts-bénéfices robuste, démontrant que les bénéfices d'un nouveau projet sont supérieurs à ses coûts, en considérant l'adéquation entre les besoins des consommateurs, les caractéristiques des parcs de production et l'utilisation des interconnexions.

### **2.2.2.1 Référence aux scénarios du TYNDP**

Sur chacune des frontières, RTE présente dans le schéma décennal les évaluations des projets issues du seul scénario vision 3 du TYNDP 2014 sans citer les résultats des autres visions du TYNDP, ni produire d'autre analyse. La CRE considère que l'analyse de l'intérêt des différents projets d'interconnexion ne doit pas se fonder sur un unique scénario. En outre, le seul scénario européen présenté reprend le scénario « nouveau mix » du bilan prévisionnel qui constitue un scénario de rupture pour la France, avec en 2030, une réduction forte des capacités nucléaires, accompagnée d'un développement fort des renouvelables et d'un doublement des capacités de production au gaz.

La CRE note également que le TYNDP 2016 est en cours d'élaboration, la publication des premiers résultats soumis à consultation publique devant intervenir fin juin 2016. Il apparaît d'ores et déjà que les scénarios du TYNDP 2016 publiés en mai 2015 connaissent des évolutions substantielles par rapport à l'édition 2014. La demande a ainsi été fortement revue à la baisse dans chacun des scénarios ainsi que les capacités renouvelables installées dans le scénario V4, ce qui devrait conduire à une réévaluation des bénéfices des projets lors de la publication du TYNDP 2016.

Ces nouveaux résultats seront pris en compte par la CRE dans sa délibération sur le schéma décennal prévue au second semestre 2016.

### **2.2.2.2 Explication avancée par RTE de l'intérêt des projets**

Dans sa délibération du 9 juillet 2015 sur le schéma décennal 2014, la CRE avait demandé à RTE de mieux justifier, dans chacun des scénarios étudiés, les nouveaux besoins d'interconnexions, et notamment les sources de production à l'origine de ces besoins de développement. RTE a répondu à ces demandes, en adjoignant une annexe précisant les conditions d'utilisation et de valorisation des projets selon les différents scénarios du SDDR. L'annexe précise notamment pour chaque frontière : l'énergie transitant à l'import et à l'export ; la durée des imports et exports, les flux moyens observés ; les taux de congestion ; les écarts moyens de prix marginal et la durée des écarts de prix marginaux.

RTE décrit également, pour chaque frontière, les sources de production à l'origine des besoins de développement des capacités d'échange aux frontières. Toutefois, cette description n'est pas distinguée par scénario et conduit dans certains cas à des résultats qui semblent contradictoires. Pour l'Allemagne, RTE explique par exemple que les bénéfices du renforcement des interconnexions sont en partie liés à l'alimentation de la France à partir des surplus de production renouvelable en Allemagne. Les conditions d'utilisation des interconnexions sur cette frontière montrent pourtant un fonctionnement essentiellement à l'export vers l'Allemagne pour l'ensemble des scénarios analysés (en moyenne 90 % du temps).

La CRE considère donc, à ce stade, que RTE doit renforcer encore les explications qualitatives des déterminants des projets et veiller à une meilleure cohérence entre ces explications qualitatives et les analyses chiffrées. En outre, RTE doit veiller à expliquer le lien entre ces éléments de valorisation et la sélection des projets dans chacun des scénarios, ainsi que les choix de calendrier associés.

**Analyse préliminaire de la CRE sur les projets présentés par RTE**

- S'agissant du projet Golfe de Gascogne : la CRE note une révision des hypothèses de demande et de parcs installés en Espagne entre le TYNDP 2014 et le TYNDP 2016, avec une baisse de la demande (-35 TWh en moyenne pour les 4 scénarios), un recul des capacités thermiques (entre -10 GW et -20 GW de capacités thermiques selon les scénarios) et des capacités renouvelables pour deux scénarios. Ces changements affecteront la valorisation du projet dans le TYNDP 2016. RTE souligne par ailleurs la nécessité de poursuivre les études de faisabilité du projet afin notamment de « lever une incertitude sur la possibilité de franchir le gouf de Capbreton ». Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées pour le projet, la CRE considère la poursuite des études de faisabilité technique comme un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique.
- S'agissant du projet Celtic : ce projet n'est sélectionné par RTE que dans le cadre du scénario « nouveau mix ». Au sein de ce scénario, l'annexe du SDDR (« Analyse des échanges aux frontières françaises ») présentant les conditions d'utilisation du projet montre que le projet est principalement justifié par des différentiels de prix importants en cas de flux de l'Irlande vers la France. Ces différentiels de prix importants sont liés au développement de la production renouvelable en Irlande, et donc au niveau de capacité installée des fermes éoliennes en Irlande à l'horizon 2030. Or, ces hypothèses ont été revues à la baisse dans trois scénarios du TYNDP 2016 ce qui affectera la valorisation du projet. RTE indique par ailleurs vouloir procéder à des études complémentaires pour déterminer la faisabilité de l'ouvrage à construire. La CRE considère, à ce stade, que la finalisation de ces études est un préalable à l'analyse permettant de se prononcer sur l'opportunité du projet au regard de son évaluation socio-économique. Pour cette raison, la CRE considère que ces études doivent être finalisées avant de décider de l'opportunité de lancer la phase d'obtention des autorisations administratives.
- S'agissant des projets avec l'Allemagne : RTE sélectionne les deux projets en considération sur cette frontière dans l'ensemble des scénarios. La CRE note que le coût de réalisation des ouvrages indiqué dans le TYNDP 2014 est relativement faible dans les deux cas, consistant en des renforcements d'ouvrages aériens existants. Compte tenu de ces éléments, la CRE considère que RTE doit mieux justifier les dates de mise en service des projets très éloignées qui sont annoncées (soit respectivement 2025 et après 2025).

Enfin, une demande d'incitation financière a été adressée à la CRE par RTE pour le projet d'interconnexion avec l'Angleterre (projet IFA2). Une consultation publique sur le cadre de régulation de ce projet sera lancée par la CRE au second semestre 2016.

Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les améliorations à apporter par RTE sur la justification des besoins d'interconnexions identifiés ?

Question 5 : Partagez-vous les éléments d'analyse présentés par la CRE sur les projets d'interconnexions ?

**2.3 Les secours entre territoires et la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe**

Un des objectifs du schéma décennal est de s'assurer que le réseau 400 kV 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 pour les réseaux 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 le projet de reconstruction de la ligne entre Lille et Arras ; le projet Cergy-Persan ; le projet Midi Provence, le projet Gaudière-Rueyres, le projet d'adaptation du réseau alsacien, le projet Lyon-Montélimar et le projet entre Charleville et Reims. Selon RTE, la mise en œuvre de ces projets est suffisante pour répondre aux besoins de développement du réseau de grand transport à 10 ans.

Les analyses menées par RTE des contraintes sur les réseaux 400 kV fondées sur les scénarios du bilan prévisionnel 2014 ont toutefois permis de montrer des zones de fragilités à l'horizon 2030, non résolues par les projets projetés à dix ans. Il s'agit des zones Massif Central, Grand Est, Zone Atlantique et Normandie Sud Parisien. Selon RTE, ces zones présentent un accroissement des flux substantiels à l'horizon 2030, même si l'ampleur et la fréquence des contraintes varient selon les scénarios.

Pour chacune de ces zones, RTE détaille les hypothèses susceptibles d'entraîner l'apparition de contraintes non traitées par les projets décidés à dix ans. Les hypothèses mises en avant par RTE pour expliquer les renforcements additionnels nécessaires dans chaque zone montrent que les investissements croissent à mesure que la transition énergétique s'accélère. RTE souligne en outre que « les délais de réalisation de ces projets sont de l'ordre de 10 ans, et que les décisions les concernant doivent être prises rapidement si ces orientations de politique énergétique sont décidées ».

S'agissant de la sécurisation de l'alimentation électrique, RTE identifie une vingtaine d'ouvrages nécessaires dans les dix prochaines années. Trois grands projets se distinguent par leur importance : le filet de sécurité Bretagne, le projet « Haute Durance » et le projet « Deux Loires ».

### Analyse préliminaire de la CRE

Dans la délibération du 9 juillet 2015 portant examen du schéma décennal 2014, la CRE avait demandé à RTE de mieux expliciter les hypothèses structurantes justifiant de réalisations additionnelles sur le réseau de grand transport pour chacune des zones de fragilités identifiées et les seuils de déclenchement associés à ces hypothèses. En outre, il avait également été demandé à RTE de mieux préciser la méthode de gestion de l'incertitude utilisée pour sélectionner les projets à dix ans compte tenu de contraintes potentiellement divergentes selon les scénarios.

En réponse à cette demande, RTE présente, pour chaque zone de fragilité identifiée, les configurations d'hypothèses susceptibles d'expliquer la survenue de contraintes. RTE identifie également pour chaque zone une liste de projets en considération à long terme et complémentaires à la liste des projets retenus à dix ans. Pour sélectionner ces projets, RTE déclare s'appuyer sur une approche graduée et modulaire des investissements. Celle-ci consiste à mettre en œuvre pour chaque zone de fragilité les investissements à minima dont le besoin est d'ores et déjà avéré, et de réviser les besoins d'investissements en fonction de l'évolution des hypothèses dans chaque zone. En fonction des prévisions d'évolution de ces hypothèses, RTE précise l'horizon auquel ces investissements pourraient être nécessaires.

A ce stade, la CRE juge la réponse apportée par RTE globalement satisfaisante. Les hypothèses justifiant des besoins complémentaires au plan à dix ans sont précisées et le processus de sélection des projets eu égard à des scénarios divergents est expliqué. La CRE note que l'essentiel des besoins d'investissements à long terme non pris en compte par les projets du plan à dix ans est cantonné au scénario nouveau mix. Ces investissements, selon RTE, ne déclencheront pas de dépenses avant 2025.

Question 6 : Les projets retenus au sein du plan à dix ans vous semblent-ils suffisants pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau à 10 ans ?

Question 7 : Les besoins additionnels listés pour les zones à enjeux vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? La méthodologie mise en place par RTE pour gérer ces besoins vous semble-t-elle suffisamment explicitée ?

## 2.4 L'accueil de moyens de production d'électricité

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

S'agissant de l'accueil de la production centralisée, un projet concourant à créer de la capacité d'accueil est en cours de travaux : il s'agit du projet de renouvellement de l'axe entre le Havre et Rougemontier<sup>11</sup>. Ce projet, devant être mis en service en 2018 se déroule comme prévu. Le projet de raccordement de la centrale thermique de Landivisiau est désormais prévu pour 2018. Enfin, le projet de remplacement des lignes 225 kV dans la zone de Fos concourant à créer de la capacité d'accueil de production dans cette zone a été mis en service en 2015.

<sup>11</sup> Ce projet, bien que rattaché à la finalité « Accueil de la production » répond également à d'autres finalités tel que les secours entre territoires.

L'accueil des énergies renouvelables (sauf lorsque les conditions de raccordement sont fixées par un appel d'offre spécifique, comme dans les cas de l'éolien en mer) est défini dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), qui traduisent les modalités de développement du réseau pour l'atteinte des ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Les SRCAE, mis en place par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, définissent par région les objectifs de développement des énergies renouvelables pour 2020. Depuis mi 2014, tous les SRCAE ont été publiés, identifiant un potentiel de 47 GW dont 29 GW pour l'éolien et 15 GW pour le photovoltaïque à l'horizon 2020. RTE accompagne ces schémas en identifiant dans les S3REnR 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. Les projets définis dans le cadre des SR3EnR concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition.

L'accueil des éoliennes en mer passe par la réalisation des raccordements des sites retenus dans le cadre des deux appels d'offre lancés par l'Etat en 2011 et 2013. Ces projets visent à raccorder près de 3 GW de fermes éoliennes marines, s'échelonnant 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.

Enfin, à la demande du gouvernement, RTE a étudié comment le potentiel hydrolien pourrait être raccordé au réseau électrique. RTE souligne la rareté des sites potentiels d'atterrage du fait notamment des contraintes géographiques et environnementales et des difficultés technologiques soulevées par les zones de courants. Toutefois, des capacités d'accès au réseau existent dans la zone du Cotentin à la suite de la réalisation de l'ouvrage Cotentin Maine.

Question 8 : Les perspectives de développement des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?

## **2.5 Cohérence avec le plan européen à 10 ans de développement du réseau (TYNDP)**

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 juillet 2014. En l'absence des résultats du TYNDP 2016, l'analyse de cohérence ne peut être faite que par comparaison au TYNDP 2014. Cette analyse renvoie essentiellement à la comparaison réalisée l'année dernière entre le schéma décennal 2014 et le TYNDP 2014.

L'année dernière, la CRE notait que RTE s'était engagé dans le SDDR à expliciter les différences d'hypothèses entre les plans national et européen et les impacts résultants et à vérifier la cohérence entre les plans français et européens en étudiant systématiquement l'utilité de ses projets dans les deux plans.

Ceci signifie que pour les scénarios similaires aux scénarios 1 et 3 du TYNDP, soit les scénarios croissance faible et nouveau mix du SDDR, les projets retenus au sein de chaque plan devraient être similaires. Pour les autres scénarios, en cas de différences importantes, les projets retenus devront être pointés comme spécifiques à un scénario.

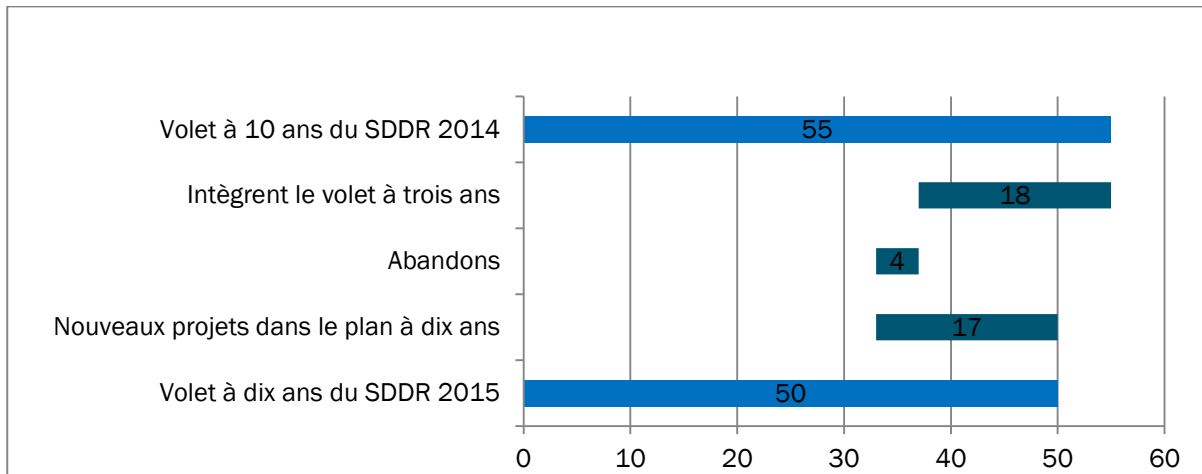
La CRE notait l'année dernière que la comparaison réalisée des listes de projets du plan à dix ans français avec le TYNDP pour les scénarios similaires a permis de s'assurer de la cohérence entre les deux plans. RTE doit toutefois veiller à justifier systématiquement toute différence d'hypothèses entre les scénarios du SDDR et du plan européen et leur impact éventuel sur la sélection des projets. Ceci est réalisé dans le TYNDP 2014 ou le SDDR dans la mesure où les projets de renforcement internes spécifiques à certains scénarios sont pointés. Pour les projets d'interconnexion, RTE doit toutefois veiller à mieux expliquer l'articulation entre les scénarios du SDDR et ceux du TYNDP, pour la sélection de ses projets.

Question 9 : La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?

## 2.6 Suivi des projets

Le volet à dix ans de l'édition 2014 comprenait 55 projets. L'édition 2015 en comprend 50. Les évolutions du portefeuille de projets sont résumées dans le schéma ci-dessous :

Figure 2 : Evolution du portefeuille du volet à dix ans du SDDR entre l'édition 2014 et 2015



Quatre projets du SDDR 2014 ont été abandonnés par RTE. Il s'agit :

- du raccordement d'un nouveau poste distributeur avec la suppression de la demande du client concerné ;
- du renforcement de la transformation du poste d'Albertville 400 kV en lien avec l'évolution de la consommation de plusieurs clients consommateurs en Maurienne ;
- de l'évolution du poste 400 kV de Génissiat dans la région de Lyon, compte tenu de la nécessité de confirmer le besoin en lien avec les nouvelles études concernant l'évolution de l'interconnexion avec la Suisse ;
- du raccordement d'un poste source 90/20kV sur le poste de Mery-sur-Seine, du fait de l'évolution des hypothèses d'accueil des énergies renouvelables dans la zone.

17 projets ont par ailleurs fait leur entrée dans le plan à dix ans. Il s'agit de :

- cinq projets d'ajouts de transformateurs, un renforcement de poste en Bretagne et deux renforcements des lignes souterraines dans les zones de Biarritz et des Deux Alpes ;
- trois raccordements de postes de distribution ;
- un projet d'augmentation de la capacité d'évacuation des ENR sur le secteur sur Romanche ;
- un raccordement de producteur éolien ;
- quatre projets SR3EnR.

S'agissant des décalages de projets, 7 projets ont vu leur date de mise en service décalée d'une année ou plus pour les raisons suivantes :

- modification du planning du client (2 projets) ;
- modification des hypothèses des études (2 projets) ;
- difficultés rencontrées dans l'instruction des projets (concertation) ;
- procédures administratives (2 projets) ;
- décalages dus à des contraintes environnementales non prévues (1 projets).

**Analyse préliminaire de la CRE**

Dans la délibération du 9 juillet 2015 portant examen du schéma décennal, la CRE avait demandé à RTE « d'explicitier les raisons justifiant l'ajout, l'abandon ou le report d'un projet ».

La CRE note que les retards ou avancements de projets sont correctement justifiées d'une année sur l'autre. Toutefois, elle considère que RTE doit veiller à mieux expliquer les raisons justifiant l'ajout ou le retrait d'un projet du plan à dix ans. A titre d'exemple, l'ajout de nouveaux projets visant à la sécurisation de l'alimentation électrique d'une zone donnée devrait faire l'objet d'une justification systématique, en lien avec les évolutions des perspectives d'offre et de demande au niveau régional à 10 ans. En particulier, en cas d'ajout de projets, RTE doit préciser si ce projet répond à un nouveau besoin, et le cas échéant préciser ce besoin ; ou si ce projet, déjà en considération par RTE, a été jugé suffisamment mature pour intégrer le plan à dix ans.

**3. LES INVESTISSEMENTS SUR LES RESEAUX REGIONAUX****3.1 Perspectives à dix ans par région administrative**

Conformément à une demande de la CRE exprimée dans sa délibération du 26 juin 2014 sur le schéma décennal 2013, RTE a enrichi le schéma décennal en listant pour chaque région :

- Les hypothèses structurantes de production et de consommation retenues pour dimensionner les réseaux de répartition à 10 ans ;
- les renforcements envisagés en lien avec ces hypothèses.

Selon RTE, les hypothèses retenues pour dimensionner les réseaux de répartition sont la progression de la demande à la pointe dans chaque région à 10 ans et le développement des renouvelables, ainsi que la vétusté du réseau. Selon RTE, toutes les régions françaises verront une croissance de la pointe à dix ans. La croissance pour les régions les plus dynamiques évoluent entre 1 et 1,2 % par an à dix ans, tandis que la croissance la plus basse est de 0,4 % par an.

RTE souligne par ailleurs dans chacune des régions l'effet grandissant exercé par le développement des renouvelables sur les contraintes des réseaux de répartition et liste un certain nombre de zones pour lesquelles des contraintes d'évacuation de la production sont anticipées à 10 ans.

**Analyse préliminaire de la CRE : la prise en compte des effets de la transition énergétique dans le dimensionnement des réseaux de répartition**

La CRE, dans sa délibération du 9 juillet 2015, avait demandé à RTE d'explicitier, pour chaque scénario, les économies et/ou surcoûts de développements de réseau (à chaque niveau de tension) associés aux développements des installations renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques, sur les réseaux de distribution. En réponse à cette demande, RTE a présenté un exemple théorique décrivant l'alimentation d'une ville et analysant les effets du développement des renouvelables sur les contraintes de réseau. RTE explique ainsi que, malgré une baisse des soutirages sur le réseau de transport due au développement des renouvelables, le réseau doit être maintenu à titre assurantiel pour faire face aux pointes de consommation et à l'évacuation des renouvelables vers les niveaux de tension supérieur.

La CRE comprend, à ce stade, que RTE ne prévoit aucune économie sur le développement des réseaux de transport due au développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution. La CRE note que la pointe de soutirage des réseaux de distribution constitue un déterminant important des investissements sur les réseaux de transport. Il en résulte que les renouvelables, sous réserve que leur production soit synchrone avec la pointe locale de consommation, devraient permettre de réduire les investissements sur les réseaux de transport.

RTE identifie en revanche un certain nombre de régions pour lesquelles de nouvelles contraintes sont susceptibles d'apparaître du fait des refoulements de la production des réseaux de distribution vers les niveaux de tension supérieurs.

A ce stade, la CRE considère que RTE doit continuer d'approfondir son analyse des effets du développement de la production décentralisée sur les besoins de développement des réseaux de transport

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

Question 11 : La prise en compte par RTE des conséquences pour le réseau de transport du développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution vous paraît-elle satisfaisante ?

### **3.2 Contenu du plan à trois ans et principaux enjeux par région**

Conformément à l'article L321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal est tenu de détailler les projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (2016 à 2018) pour les infrastructures du réseau 400 kV et les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV selon leur finalité principale.

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

Pour chaque région, un état des lieux du réseau actuel est tout d'abord réalisé, avant de lister les ouvrages mis en services au cours de l'année 2015. Une évolution des hypothèses de production et de consommation est ensuite donnée, suivie d'une synthèse des S3REnR. Enfin, s'ensuit une liste des projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (tous niveaux de tension confondus).

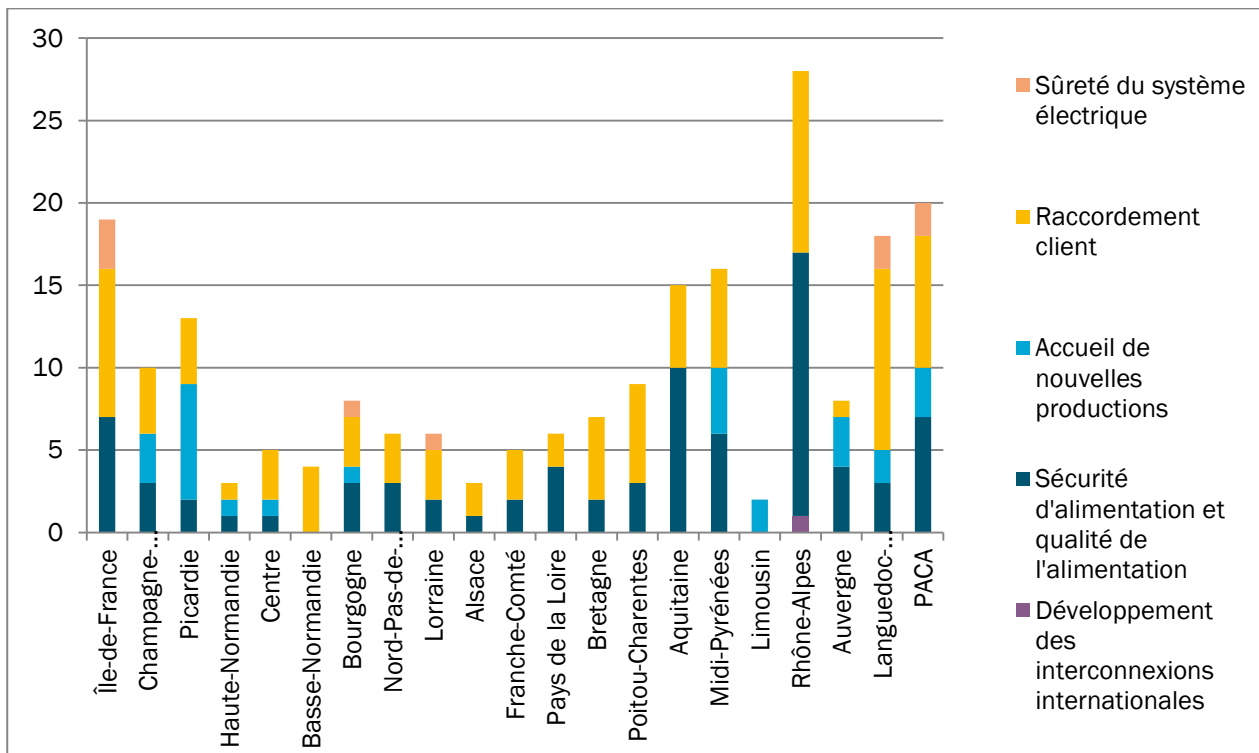
À l'horizon de trois ans, 211 projets devraient être mis en service. 80 projets visent à améliorer la sécurité d'alimentation et la qualité d'alimentation ; 121 projets concernent des raccordements ou des projets destinés à favoriser l'accueil de production ; 1 projet concerne l'augmentation des capacités d'échange aux frontières (augmentation de la ligne Génissiat Verbois) et 9 projets visent à renforcer la sécurité du système.

Par rapport aux projets d'investissements sur le grand transport listés à dix ans par RTE, on peut noter la prépondérance au sein du plan à trois ans des projets de sécurité d'alimentation (en tenant compte des raccordements de postes sources de distribution liés à la croissance de la consommation) et d'accueil de la production renouvelable. Ces projets sont généralement des projets au temps de réalisation plus court que les projets de grand transport, et concernent principalement les réseaux de répartition.

Le graphique ci-dessous présente la répartition par nombre de projets et par finalité des investissements propres à chaque région.



Figure 3 : Répartition des projets du plan à trois ans par région et par finalités (analyse CRE)



Le graphique fait ressortir les régions pour lesquelles la sécurité d'alimentation est le principal moteur des investissements du fait du dynamisme de la consommation et/ou du déficit de production. On peut ainsi citer l'Aquitaine, la Bretagne, l'Île de France, la région PACA, la région Languedoc Roussillon et la région Rhône Alpes. Les projets d'accueil de production traduisent essentiellement les projets SR3EnR devant être mis en service en service dans les trois ans pour les régions concernées.

RTE souligne par ailleurs la résorption d'une partie substantielle des risques liés à la sécurité d'alimentation de la région PACA et du sud Pays de la Loire, deux régions connaissant ou ayant connu une forte croissance démographique. Ainsi en région Paca, le filet de sécurité destiné à sécuriser la zone a été mis en service en 2015. Ce projet incluait la construction de trois liaisons souterraines 225 kV principales : 65 km entre les postes de Boutre et Trans, 24 km entre les postes de Briançon et Fréjus, 17 km entre les postes de Briançon et Bocca. De même, l'achèvement du poste 400 kV/225 kV des Galoreaux et le renforcement du réseau 225 kV via deux liaisons souterraines entre les postes de Galoreaux et Mauges permettent selon RTE de résorber les fragilités de la région du sud du pays de la Loire.

D'autres projets d'importance seront mis en service dans les trois prochaines années :

- le projet d'optimisation du réseau au nord de Coulange ;
- le projet « 2 Loires »
- le projet Charleville-Reims ;
- le filet de sécurité Bretagne ;
- le projet de restructuration du réseau alsacien ;
- le renforcement de l'axe à 400 kV le Havre – Rougemontier ;
- le passage à 400 kV de la ligne 225 kV entre Cergy et Persan (ex projet "Oise - Val d'Oise").

RTE souligne que, sans la réalisation des projets listés dans le schéma décennal, plus de 2 millions d'habitants pourraient voir leur qualité d'alimentation se dégrader avec un temps de coupure équivalent pouvant atteindre 30 minutes par an, contre moins de trois minutes par an avec la réalisation desdits investissements<sup>12</sup>.

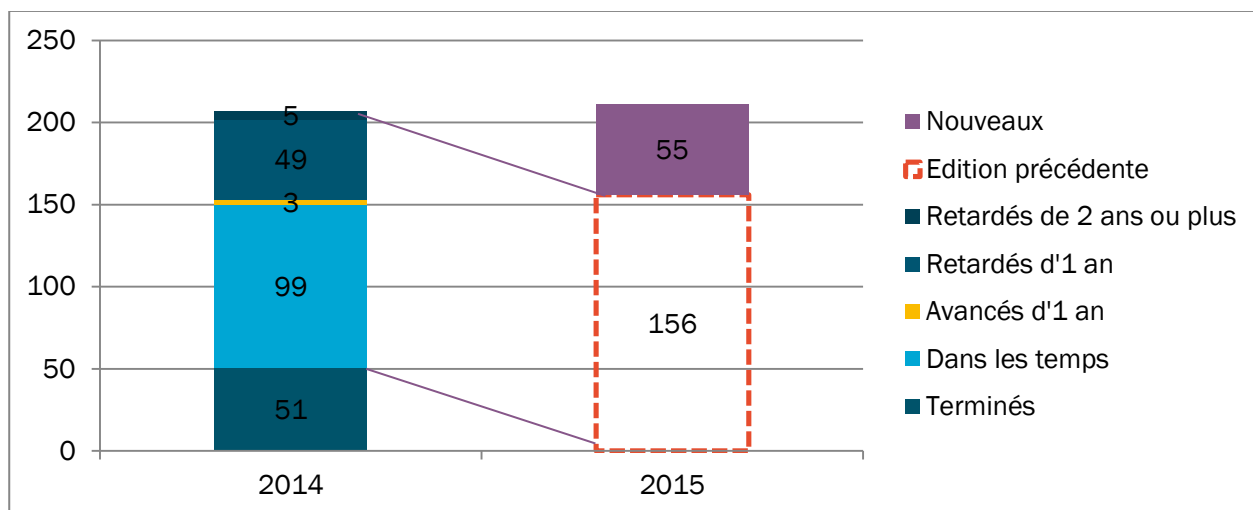
<sup>12</sup> En conformité avec la moyenne nationale.

Question 12 : Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?

### 3.3 Suivi des projets

Le volet à trois ans de l'édition 2014 du schéma décennal comprenait 207 projets. L'édition 2015 en comprend 211. Les évolutions des différents projets peuvent se résumer de la manière suivante :

Tableau 4 : Suivi des projets du plan à trois ans



Pour les 54 projets retardés, les causes indiquées par RTE se répartissent de la manière suivante :

- 18 % : délais d'instruction administratives ;
- 13 % : concertation plus longue que prévue ;
- 48 % : en lien direct avec le projet du client ;
- 21 % : dû à des difficultés techniques.

## 4. MODE DE CONSULTATION DES ACTEURS PAR RTE

Avant de soumettre son projet à la CRE, RTE a procédé à une consultation des acteurs sur son projet de schéma décennal qui s'est déroulée du 10 novembre au 18 décembre 2015. Le document transmis à la CRE, et accessible sur la page internet de RTE<sup>13</sup>, contient une annexe récapitulant les remarques et demandes des acteurs accompagnées des réponses de RTE.

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

- 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...) ;
- des projets spécifiques ;
- les préoccupations environnementales ;
- le périmètre et le contenu du schéma décennal (notamment une meilleure prise en compte des besoins du réseau de distribution) ;
- l'économie du secteur électrique.

<sup>13</sup> <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>

Question 13 : Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?

### 5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS AUX ACTEURS

**Question 1 :** Avez-vous des commentaires s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses associées ?

**Question 2 :** Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur les scénarios du bilan prévisionnel 2016 vous donnent-elles satisfaction ?

**Question 3 :** Avez-vous des remarques concernant les trajectoires financières à 10 ans présentées par RTE ?

**Question 4 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les améliorations à apporter par RTE sur la justification des besoins d'interconnexions identifiés ?

**Question 5 :** Partagez-vous les éléments d'analyse présentés par la CRE sur les projets d'interconnexions ?

**Question 6 :** Les projets retenus au sein du plan à dix ans vous semblent-ils suffisants pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau à 10 ans ?

**Question 7 :** Les besoins additionnels listés pour les zones à enjeux vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? La méthodologie mise en place par RTE pour gérer ces besoins vous semble-t-elle suffisamment explicitée ?

**Question 8 :** Les perspectives de développement des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?

**Question 9 :** La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?

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

**Question 11 :** La prise en compte par RTE des conséquences pour le réseau de transport du développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution vous paraît-elle satisfaisante ?

**Question 12 :** Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?

**Question 13 :** Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?

### 6. MODALITÉS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 22 juillet 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp4@cre.fr](mailto:dr.cp4@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.