

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 novembre 2016 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE pour la période 2016-2025

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CADRE REGLEMENTAIRE

1.1 Cadre européen

Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 a institué une démarche de planification des réseaux coordonnée au niveau européen. Le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de l'électricité (ci-après ENTSO-E) doit ainsi élaborer tous les deux ans un plan décennal de développement du réseau pour l'ensemble de l'Union (le Ten-Year Network Development Plan, ci-après TYNDP). L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) émet un avis sur ce plan et suit sa mise en œuvre ainsi que sa cohérence avec les différents plans nationaux.

1.2 Cadre national

L'article L. 321-6 du code de l'énergie, qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, rend obligatoire l'élaboration, chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Cet article en définit le périmètre, et précise les modalités de son élaboration et de son contrôle.

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

Enfin, l'article L. 321-6 du code de l'énergie précise que « chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie » (CRE). Conformément aux dispositions de cet article, la CRE doit vérifier si « le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport ». Dans ce cadre, « la Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation ».

2. ELEMENTS DE CONTEXTE

2.1 Calendrier

Le 5 février 2016, RTE a soumis à l'examen de la CRE un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2016 à 2025 (ci-après SDDR 2015).

Le SDDR 2015 s'appuie sur la version 2014 du TYNDP pour s'assurer de la cohérence entre le plan européen de développement des réseaux d'une part, et les investissements prévus sur le réseau national français d'autre part. ENTSO-E a depuis soumis à consultation publique, en juin 2016, son plan décennal de développement du réseau

européen 2016¹, la version définitive devant être publiée avant fin 2016. La présente délibération s'appuie donc également sur les résultats présentés par ENTSO-E dans sa consultation publique.

Par ailleurs, les évolutions à long terme de la consommation et du parc de production prises en compte dans le SDDR s'appuient sur les prévisions du Bilan Prévisionnel (ci-après BP), que publie RTE chaque fin d'année. Le SDDR 2015 reprend ainsi les hypothèses du BP 2014². Le BP 2016 a depuis été publié (en juillet 2016), et la présente délibération se fonde donc sur certains éléments du BP 2016.

La CRE a mené une consultation publique relative au SDDR 2015 du 22 juin au 22 juillet 2016. Neuf réponses ont été reçues dans le cadre de cette consultation : les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. Une synthèse de cette consultation est également présentée en annexe de cette délibération. Par la présente délibération, la CRE présente son analyse du SDDR 2015 et l'avis qui en découle.

2.2 Périmètre du schéma décennal

En application des dispositions précitées de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal de RTE comprend :

- un plan à 10 ans, incluant les principales infrastructures à mettre en service dans les dix ans sur le réseau de grand transport (projets d'interconnexions, projets 225 et 400 kV susceptibles de modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation) ;
- 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 répartition³.

L'élaboration de ces plans s'appuie sur des scénarios d'évolution de la consommation et du parc de production décrits dans le bilan prévisionnel. Les besoins d'investissements dans les réseaux dépendent en effet fortement de ces évolutions, comme l'illustre le tableau suivant⁴:

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 et Logistique	1,9	1,9	1,9	1,9
Total	13,2	15,7	15,4	17,6

Tableau 1 : Trajectoires financières à dix ans par scénario du Bilan Prévisionnel 2014

La présente délibération reprend la décomposition adoptée par RTE dans le schéma décennal entre, d'une part, les réseaux de grand transport et, d'autre part, les réseaux de répartition, et analyse la couverture des besoins d'investissements pour chacun de ces réseaux.

Le plan à trois ans, au sein duquel les projets sur les réseaux de répartition sont prédominants, a été intégré à la description, par région administrative, des enjeux à 10 ans sur ces réseaux. Cette présentation par région administrative des besoins sur les réseaux de répartition met en évidence les enjeux locaux qui déterminent leur dimensionnement, notamment la croissance de la pointe locale de consommation et le développement des énergies renouvelables.

Par ailleurs, la CRE avait demandé dans sa précédente délibération sur le schéma décennal⁵ que certains besoins d'investissement sur le réseau soient mieux justifiés. La réponse apportée par RTE à cette demande est abordée dans chaque partie, pour chacun des réseaux concernés.

¹ Pour plus d'informations, se référer au site internet d'ENTSO-E : <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

² Le BP 2014 est la version la plus récente du bilan prévisionnel qui présente des scénarios à 10 ans. Les scénarios du BP 2015 (resp. 2016) se terminent en effet en 2020 (resp. 2021).

³ Les réseaux de répartition (en 63, 90 ou 225 kV) acheminent l'énergie depuis le réseau de grand transport jusqu'aux réseaux de distribution et les gros clients industriels.

⁴ Ce tableau fait référence aux quatre scénarios du BP 2014 (« croissance forte », « consommation forte », « diversification » et « nouveau mix »), en cohérence avec le contenu du SDDR 2015.

⁵ Délibération de la CRE du 9 juillet 2015 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE soumis en 2015 : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/schema-decennal-rte/consulter-la-deliberation>



3. RESEAU DE GRAND TRANSPORT

RTE souligne dans le schéma décennal que « le principal enjeu du réseau de transport est d'accompagner la profonde mutation énergétique en cours ». Celle-ci soulève quatre défis selon RTE :

- le développement des capacités d'échange aux frontières (7 projets) ;
- l'accueil de la production, et principalement des EnR (15 projets) ;
- le renforcement du réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires (5 projets) ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe (23 projets).

Les trois premiers enjeux concernent le réseau de grand transport (à l'exception des projets de raccordement des EnR, qui concernent également les réseaux de répartition), et sont abordés dans cette partie 3. La sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe concerne quant à elle principalement les réseaux de répartition, et sera donc abordée dans la partie 4.

3.1 Le développement des capacités d'échange aux frontières

RTE analyse dans le SDDR 2015 les besoins d'interconnexions sur chaque frontière en présentant les projets à retenir dans chacun des scénarios du BP 2014, ainsi que les résultats des évaluations économiques des projets avec des hypothèses correspondant à la vision 3 du TYNDP 2014 (cf. ci-dessous).

Dans la consultation publique lancée le 22 juin 2016, la CRE a indiqué qu'elle envisageait de prendre en compte dans sa délibération les résultats préliminaires issus de la consultation sur le TYNDP 2016 publiés à l'été 2016 (résultats postérieurs à l'élaboration du SDDR 2015). En effet, la forte évolution des hypothèses du TYNDP 2016 pouvait remettre en cause certains résultats du TYNDP 2014. L'analyse des projets ci-après se fonde donc sur ces premiers résultats.

3.1.1 Analyse des projets

3.1.1.1 Remarques liminaires sur les résultats du TYNDP

Le TYNDP a pour objet d'identifier les besoins de développement de réseaux en Europe et, pour ce faire, procède à l'évaluation des projets d'investissements soumis par les porteurs de projet. Cette évaluation des projets est réalisée sur la base d'un scénario d'offre et de demande à l'horizon 2020 et de quatre scénarios à l'horizon 2030 définis pour l'ensemble des pays européens (les scénarios Vision 1, Vision 2, Vision 3 et Vision 4). Ces scénarios présentent des visions de l'avenir contrastées vis-à-vis d'une part de l'atteinte des objectifs de l'Union Européenne pour 2050 en matière d'énergie, et d'autre part du niveau de coordination entre les politiques énergétiques des différents pays européens. Ils ont été soumis à consultation publique par ENTSO-E en mai 2015⁶.

Les hypothèses du TYNDP 2016 ont fortement évolué par rapport à l'édition précédente publiée en 2014, ce qui explique des variations significatives entre les valorisations d'un même projet dans les deux plans. Au sein du TYNDP 2016, on observe ainsi une forte baisse de la demande pour l'ensemble des scénarios par rapport au TYNDP 2014.

Scénario à 2030 du TYNDP	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
TYNDP 2014	3610	3716	4166	4308
TYNDP 2016	3523	3335	3454	3662
Variation absolue	-87	-381	-711	-646
Variation relative	-2,4%	-10,3%	-17,1%	-15,0%

Tableau 2 : demande européenne annuelle (en TWh) dans les différents scénarios à 2030 des TYNDP 2014 et 2016

En réponse à ces évolutions, les capacités de production d'origine thermique à flamme retenues en 2030 baissent de respectivement 50 GW et 84 GW dans les scénarios V1 et V2 tandis que les capacités renouvelables augmentent d'environ 33 GW. Les capacités nucléaires baissent quant à elles de 5 GW. S'agissant des scénarios V3 et V4, les capacités de production thermique à flamme à 2030 baissent respectivement de 90 GW et 95 GW tandis que les capacités renouvelables baissent de 7 et 190 GW. Les capacités nucléaires baissent d'environ 27 GW.

⁶https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf

Ces évolutions s'expliquent en partie par les changements de méthodologie introduits par ENTSO-E en réponse aux recommandations formulées par l'ACER dans son avis sur le TYNDP 2014. Toutefois, la CRE considère que les éléments présents dans le TYNDP ne sont pas suffisants pour avoir une complète compréhension du contenu du plan. En particulier, les évolutions des hypothèses pourraient être mieux justifiées par ENTSO-E. De plus, peu d'explications sont fournies quant aux différences entre les valeurs obtenues pour les valorisations des projets dans les différents scénarios et les TYNDP successifs. Enfin, la CRE constate que le niveau des pertes générées par les projets d'interconnexion a fortement augmenté entre le TYNDP 2014 et le TYNDP 2016 sans justification.

La CRE s'attachera à ce que ces points soient discutés au niveau européen. La CRE estime en effet important que ENTSO-E poursuive ses efforts de transparence tant sur le mode d'élaboration des scénarios que sur la méthodologie de calcul des bénéfices économiques et des pertes.

3.1.1.2 Projets d'interconnexion avec l'Espagne

Trois projets de renforcement avec l'Espagne figurent dans le TYNDP 2016. Le premier est le projet Golfe de Gascogne dont le coût est estimé entre 1600 et 1900 M€ dans le TYNDP 2016 pour une capacité additionnelle de 2 GW. La date de mise en service envisagée dans le TYNDP 2016 est 2025 tandis que le SDDR 2015 retient une date de mise en service avant 2023. RTE indique que les études sur ce projet se poursuivent afin de définir un tracé préférentiel et lever ainsi l'incertitude sur la possibilité technique de franchir la fosse de Capbreton.

Deux autres projets de liaisons souterraines avec l'Espagne (de 1000 MW chacune), additionnels au projet Golfe de Gascogne, ont été introduits dans le TYNDP 2016. Ils ne figurent pas dans le SDDR 2015 de RTE.

Analyse de la CRE

La CRE constate une forte évolution de l'évaluation des bénéfices pour le projet Golfe de Gascogne dans le TYNDP 2016 par rapport à l'édition 2014. Les bénéfices nets annuels⁷ du projet sont désormais négatifs dans trois scénarios sur quatre à 2030 (entre -20 et -35 M€/an). Seul le scénario vision 4, volontariste en termes de développement des renouvelables (particulièrement en Espagne où la puissance installée d'énergies renouvelables atteindrait 124 GW en 2030 contre 31 GW en 2015), conduit à un bénéfice net annuel positif à l'échelle européenne.

Sur la base des données dont elle dispose à ce stade⁸, la CRE considère donc que l'intérêt du projet Golfe de Gascogne reste à démontrer. ENTSO-E présente toutefois dans le TYNDP 2016 des bénéfices additionnels non pris en compte dans les précédentes estimations et pouvant atteindre 40 M€/an. Ces bénéfices correspondent aux coûts d'investissement évités dans les centrales de pointe. La CRE estime nécessaire que la méthodologie d'évaluation de ces bénéfices soit mieux explicitée et s'interroge sur la pertinence de leur intégration au calcul du bénéfice économique net des projets.

Dans ce contexte, la CRE demande à RTE de poursuivre les études de faisabilité du projet Golfe de Gascogne, afin de valider la faisabilité technique de franchir la fosse de Capbreton, et ainsi de déterminer de façon plus fine le coût du projet. Ces études sont un préalable à l'analyse de la justification économique du projet et sont nécessaires pour décider *in fine* de la pertinence de le réaliser.

S'agissant des deux autres projets de renforcement, RTE a indiqué à la CRE que la réalisation du projet Golfe de Gascogne était un préalable indispensable, du fait de la topologie du réseau, à la réalisation de projets complémentaires avec l'Espagne. Dans la mesure où le projet Golfe de Gascogne doit encore démontrer sa faisabilité technique et son équilibre économique, la CRE considère que les projets de liaisons transpyrénéens n'ont pas atteint un niveau de maturité suffisant pour permettre des évaluations socio-économiques robustes. Une revue des spécificités techniques des projets, des renforcements de réseaux nécessaires ainsi que des estimations de coûts fiables constituent des préalables nécessaires à leur évaluation.

3.1.1.3 Projets d'interconnexion avec la Grande Bretagne

Sur la frontière entre la France et l'Angleterre, le TYNDP 2016 compte trois projets communs avec le SDDR 2015 : Eleclink, IFA 2 et FAB. Un nouveau projet porté par un promoteur privé, le projet Aquind, a fait son entrée dans le TYNDP 2016 et, à ce titre, n'a pas pu être intégré dans le SDDR 2015.

Les dates de mise en service des projets IFA2 et FAB sont en ligne avec les dates de mise en service affichées dans le SDDR, soit 2020 et 2022, tandis que pour le projet Eleclink, la date de mise en service est avancée d'une

⁷ Les bénéfices nets fournis dans la présente délibération résultent d'une analyse succincte de la CRE menée à partir des données fournies dans le TYNDP 2016. Une estimation du bénéfice net annuel d'un projet, pour un scénario donné, est obtenue en soustrayant au bénéfice annuel brut (donné dans le TYNDP 2016) l'estimation du montant des pertes associées (donnée dans le TYNDP 2016), le coût médian annualisé du projet (calculé sur la base d'un taux d'actualisation de 4,5%, et une durée d'amortissement de 45 ans), et une estimation des dépenses opérationnelles annuelles (approximées par une valeur normative de 1,3% des dépenses d'investissements pour les projets de liaison à courant continu, et 0,5% pour les projets de liaison à courant alternatif). Ces estimations de bénéfice net par scénario s'appuient donc sur l'hypothèse que le bénéfice brut et les pertes annuels se reproduisent à l'identique tout au long de la durée de vie du projet.

⁸ Les études de faisabilité sont en effet en cours, si bien que le tracé définitif et le chiffrage des coûts du projet restent encore à finaliser.

année (à 2018) dans le TYNDP 2016. Pour IFA2, RTE envisage un début des travaux en octobre 2017. En ce qui concerne FAB, le début des travaux est prévu en juin 2019.

Les coûts médians des projets Eleclink, IFA2 et FAB affichés dans le TYNDP 2016 sont respectivement de 350 M€, 685 M€ et 850 M€ pour des capacités de 1000 MW, 1000 MW et 1400 MW.

Analyse de la CRE

Pour chacun des projets d'interconnexion avec la Grande Bretagne, les bénéfices bruts annuels ont augmenté dans les visions 1 et 2, et fortement diminué dans les visions 3 et 4 par rapport au TYNDP 2014. Les coûts liés aux pertes sont par ailleurs fortement contrastés selon les scénarios. Cela conduit à des niveaux de bénéfices nets annuels positifs pour les visions 1 et 2, et nettement plus faibles pour les visions 3 et 4, en forte évolution par rapport aux résultats du TYNDP 2014. L'explication de ces fortes différences de résultats des évaluations socio-économiques des projets entre les deux éditions du TYNDP n'est cependant pas fournie.

Par ailleurs, la décision du Royaume-Uni de sortir de l'Union européenne à la suite du référendum du 23 juin 2016 (Brexit) a introduit un changement de contexte majeur et il est prématuré à ce stade d'avoir une vision précise de ses impacts. La CRE sera en tout état de cause très attentive aux conséquences que le Brexit pourrait avoir sur les projets de développement d'interconnexions entre la France et le Royaume-Uni.

La CRE a été saisie par RTE au printemps dernier d'un dossier de demande d'incitation concernant le projet IFA2. Avant toute décision sur ce projet, la CRE a demandé à RTE d'apporter des éléments complémentaires, en particulier sur les risques identifiés par RTE sur ce projet du fait du Brexit, ainsi que sur les mesures que RTE envisage pour y répondre.

3.1.1.4 Projet d'interconnexion avec l'Irlande

Un projet de création d'une interconnexion avec l'Irlande de 700 MW est présent dans le TYNDP 2016 et dans le SDDR 2015, avec une date de mise en service envisagée à 2025 dans chacun des deux plans.

Analyse de la CRE

Dans le TYNDP 2016, le coût du projet est estimé à 920 M€, en baisse par rapport à la précédente estimation du TYNDP 2014. RTE a indiqué à la CRE que ce coût tenait compte des résultats des premières études de faisabilité du projet conclues à l'été 2016. D'autres études concernant le design initial du projet doivent être lancées et permettront de confirmer le coût du projet au cours de l'année 2018.

Les résultats publiés dans le TYNDP 2016 conduisent à une rentabilité négative du projet pour trois scénarios sur quatre à 2030 (visions 1, 2 et 4) et des bénéfices faibles pour le scénario Vision 3. Les bénéfices sont respectivement de -15 M€, -4 M€, 2 M€ et -12 M€. Ces résultats contrastent fortement avec les résultats du TYNDP 2014 pour les scénarios V3 et V4 qui affichaient des bénéfices nets annuels largement positifs. Peu d'informations sont disponibles au sein du TYNDP 2016 pour expliquer ces différences de valorisations.

L'annexe du SDDR (« Analyse des échanges aux frontières françaises »), qui présente les conditions d'utilisation du projet, montre toutefois que pour le scénario nouveau mix (qui correspond au scénario V3 du TYNDP), 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 s'expliquent par le développement de la production renouvelable en Irlande, et donc le niveau élevé des capacités installées des fermes éoliennes en Irlande à l'horizon 2030. Or, ces hypothèses ont été revues à la baisse par rapport au TYNDP 2014 pour trois scénarios sur quatre ce qui pourrait en partie expliquer la baisse des bénéfices du projet par rapport à l'édition 2014.

La CRE 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.

3.1.1.5 Projets sur la frontière Belge

Trois projets avec la Belgique figurent dans le TYNDP 2016.

Le premier est un projet de renforcement de 1000 MW entre Avelin et Horta avec une date de mise en service envisagée en 2022, en cohérence avec la date affichée dans le SDDR 2015. RTE prévoit d'en débiter la construction en juin 2017. Son coût médian est estimé à 100 M€ dans le TYNDP 2016.

Deux autres projets sont en considération à long terme avec des mises en service envisagées en 2025 : il s'agit de la mise en place de transformateurs déphaseurs sur l'axe Moulaine-Aubange et la rénovation de l'axe Lonny-Achene-Gramme. Ces deux projets, estimés de façon solidaire au sein du TYNDP 2016, devraient permettre d'augmenter les capacités d'échange sur la frontière d'environ 500 MW. Le SDDR ne fait pas référence explicitement à ces projets, mais indique envisager à long terme un projet complémentaire au projet Avelin-Horta. Le coût de ce groupe de projets est également estimé à 100 M€.

Analyse de la CRE

Le TYNDP 2016 est venu confirmer l'intérêt du projet Avelin-Horta avec des bénéfices nets annuels positifs pour l'ensemble des scénarios du TYNDP 2016, compris entre 2 et 12 M€. A ce stade, et compte tenu des informations disponibles, la CRE juge le calendrier retenu par RTE pertinent.

S'agissant des autres projets, les dates de mises en service sont plus éloignées dans le temps. Les actualisations du TYNDP en 2018 et du SDDR en 2017 permettront d'analyser de façon plus précise leur rationalité économique.

3.1.1.6 Projets avec l'Allemagne

Un projet de rénovation de la liaison entre Vigy et Uchtelfangen est en considération à long terme avec une mise en service envisagée pour 2030 dans le TYNDP 2016, mais pour avant 2025 dans le SDDR où il est indiqué qu'un protocole d'accord est en cours de finalisation avec le GRT allemand Amprion. La valeur médiane du coût du projet est estimée à 25 M€ dans le TYNDP 2016.

Un second projet est en considération au sein du SDDR. Il s'agit du projet de passage de 225 kV à 400 kV de la ligne entre Muhlbach et Eichstetten. RTE explique que des études sont en cours de réalisation et envisage une mise en service en 2025. Ce projet est présent au sein du TYNDP 2016.

Analyse de la CRE

Les bénéfices nets annuels du projet entre Vigy et Uchtelfangen sont positifs pour chacun des scénarios du TYNDP 2016 (ils évoluent entre 8 et 40 M€ selon les scénarios à 2030), comme c'était le cas pour le TYNDP 2014. Cependant les dates de mise en service affichées dans le SDDR 2015 et le TYNDP 2016 diffèrent : avant 2025 pour le SDDR et en 2030 pour le TYNDP. La CRE demande donc que RTE clarifie cette divergence, en privilégiant une date de mise en service maximisant le bénéfice net qu'apporte le projet.

3.1.1.7 Projets avec la Suisse

Dans le TYNDP 2016, trois projets sont envisagés à un horizon de 15 ans.

Le premier est un projet d'augmentation de la capacité de la liaison 225 kV entre les postes de Génissiat et Verbois (à l'ouest du lac Léman), qui doit permettre d'augmenter les capacités à l'export d'environ 500 MW à l'horizon 2018 (en cohérence avec la date affichée dans le SDDR 2015). Ce projet inclut également un projet de renforcement interne ultérieur du réseau en Suisse. La valeur médiane du coût du projet est estimé à 60 M€ dans le TYNDP 2016, dont 3 M€ côté français. Le schéma décennal indique que l'ouverture du chantier est prévue en mars 2017.

Le second projet, nouveau dans le TYNDP 2016 par rapport à l'édition 2014, concerne l'ajout de transformateurs déphaseurs autour du Lac Léman afin de permettre une meilleure gestion des flux. L'augmentation de la capacité d'échange attendue est d'environ 600 MW à l'export et 100 MW à l'import. Ce projet est envisagé pour 2020 dans le TYNDP 2016, et avant 2025 dans le SDDR.

Le dernier projet concerne le remplacement de la liaison au sud du Lac Léman permettant l'augmentation de la capacité d'échange de 1000 MW pour un coût médian de 120 M€. Ce projet est envisagé pour 2026 au sein du TYNDP 2016, en cohérence avec la date affichée dans le SDDR. Le SDDR 2015 précise cependant que ce projet présente surtout un intérêt dans le cadre du scénario C « Nouveau Mix » du BP 2014.

Analyse de la CRE

Les bénéfices nets annuels du projet d'augmentation de la capacité de la liaison entre Génissiat et Verbois sont positifs dans chacun des scénarios (ils sont compris entre 0,5 M€ et 5 M€ à 2030), en ligne avec les résultats du TYNDP 2014, bien qu'en forte baisse pour les scénarios V3 et V4. Compte tenu du coût anticipé du projet, et de son intérêt selon RTE dans chacun des scénarios du BP 2014, la CRE estime que le calendrier de réalisation du projet est pertinent.

S'agissant du second projet, la date de mise en service donnée par le TYNDP 2016 semble optimiste étant donné le caractère nouveau du projet. Le SDDR 2015 n'envisage d'ailleurs ce projet qu'à l'horizon 2025.

La date de mise en service du troisième projet est plus éloignée dans le temps. L'actualisation du TYNDP en 2018 et du SDDR en 2017, ainsi que la finalisation des études en cours sur ce projet, permettront de préciser les bénéfices et les coûts du projet, ainsi que son calendrier.

3.1.2 L'analyse et la justification des besoins d'interconnexion telles que présentées dans le SDDR doivent être renforcées

Dans un contexte d'évolutions du secteur de l'énergie (développement des énergies renouvelables, stabilisation des consommations, émergence de nouveaux usages et nouvelles flexibilité, etc), il est essentiel que les décisions d'investissement soient prises sur la base d'analyses coûts bénéfiques solides, prenant en compte l'ensemble des renforcements internes des réseaux nécessaires pour la pleine utilisation des nouvelles capacités.

A ce titre, la CRE estime que l'analyse de l'intérêt des différents projets d'interconnexion ne doit pas se fonder sur un unique scénario. Dans la mesure où le TYNDP et le schéma décennal fondent leurs évaluations respectives des projets sur quatre scénarios, dont deux sont communs aux deux plans (tout du moins s'agissant des hypothèses françaises), la CRE considère que RTE devrait analyser l'intérêt des projets dans chacun des scénarios du SDDR et du TYNDP, quitte à exprimer une opinion sur la pertinence de chaque scénario.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique de la CRE se sont également exprimés en ce sens. Ils ont en effet insisté sur la nécessité d'analyser la pertinence des projets pour chacun des scénarios ainsi que sur la nécessité de renforcer la justification des projets d'interconnexions retenus par RTE.

Par ailleurs, dans sa délibération du 9 juillet 2015 précitée, 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 partiellement répondu à ces demandes, en adjoignant une annexe précisant les conditions d'utilisation et de valorisation des projets selon les différents scénarios du bilan prévisionnel. L'annexe précise notamment pour chaque frontière les éléments suivants : 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, et la durée des écarts de prix. 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, ce qui engendre une certaine confusion dans le cas de scénarios pour lesquels les mix de production sont très contrastés.

La CRE considère donc que RTE doit renforcer davantage les explications qualitatives des déterminants des projets et veiller à une meilleure cohérence entre ces explications et ses analyses chiffrées, et ce pour chacun des scénarios du TYNDP et du bilan prévisionnel. Cette analyse détaillée devra permettre aux acteurs et à la CRE de mieux comprendre les facteurs explicatifs des bénéfices des projets dans chacun des scénarios, la crédibilité de ces derniers, et la pertinence du calendrier de réalisation des projets au regard de la matérialisation probable de ces hypothèses dans le futur.

En outre, le TYNDP 2016 soumis à consultation en juin 2016 a mis en évidence une forte évolution des résultats de valorisations des projets par rapport à l'édition 2014. Ces évolutions conduisent dans certains cas à remettre en cause l'intérêt des projets en considération. Or, le TYNDP ne contient pas d'analyse justifiant les fortes évolutions des résultats des analyses coûts bénéfiques entre les deux éditions. Dans la mesure où le SDDR s'appuie sur le TYNDP pour analyser l'intérêt d'un projet, les évolutions des résultats des analyses coûts bénéfiques des projets issus du TYNDP doivent y être expliquées, notamment en lien avec les évolutions des hypothèses au sein de ce plan.

Ces éléments d'explication permettront de répondre aux demandes des acteurs ayant répondu à la consultation publique de la CRE d'une plus grande transparence sur les facteurs explicatifs des différents niveaux de valorisation des interconnexions.

3.1.3 Cohérence du SDDR 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 TYNDP élaboré par ENTSO-E.

La CRE note que deux scénarios du TYNDP sur quatre partagent avec le SDDR des hypothèses communes au périmètre France, tandis que les deux autres scénarios s'appuient sur des hypothèses propres au TYNDP qui ne sont reprises par aucun des scénarios du SDDR. La CRE note le souhait exprimé par RTE de pouvoir analyser au sein du plan national des scénarios complémentaires au TYNDP, afin de préciser les conséquences éventuelles d'hypothèses particulières.

La CRE considère que, dans la mesure où le plan européen et le plan français reposent sur des scénarios parfois différents, la vérification de la cohérence entre les deux plans consiste à comparer les projets entre les deux plans et à s'assurer de l'utilité de chaque projet d'interconnexion (ainsi que les renforcements internes éventuellement nécessaires) au regard des scénarios considéré dans le TYNDP et le SDDR.

La CRE constate que la majorité des projets figurant dans le TYNDP est effectivement incluse dans le SDDR (les exceptions s'expliquant par le décalage entre les dates de publication respectives des plans).

Par ailleurs, la CRE relève que pour analyser les bénéfices des projets en 2030, ENTSO-E s'appuie sur la définition d'un réseau de référence qui intègre un grand nombre de projets en considération à long terme mais dont la construction effective reste néanmoins incertaine. Au sein de ce réseau de référence, les projets d'interconnexion avec l'Espagne additionnels au projet de Golfe de Gascogne ont été inclus, ce qui conduit à la nécessité de réaliser des projets de renforcement significatifs dans le Massif central et sur la façade atlantique pour chacun des scénarios du TYNDP, alors même que la réalisation de ces projets est cantonnée au scénario nouveau mix dans le SDDR. La CRE relève que ces projets de renforcement avec l'Espagne n'apparaissent pas, à ce stade, rentables pour la collectivité au vu des résultats du TYNDP 2016. A ce titre, la CRE considère que ces projets ne doivent pas être inclus au sein du SDDR dans les hypothèses de référence utilisées pour évaluer les besoins de renforcements internes en France.

Compte tenu de ces éléments, la CRE considère que les plans sont cohérents. RTE doit toutefois poursuivre ses efforts d'explication des éventuels écarts entre les deux plans. Il est en particulier nécessaire, comme indiqué au point 3.1.2, que l'analyse des résultats de l'évaluation des projets permette de comprendre l'utilité des projets dans chacun des scénarios considérés.

3.2 Projets de secours entre territoires

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.

Ces enjeux sur le réseau de transport sont identifiés sur la base de scénarios d'offre et de demande à 2030 définis par RTE dans son bilan prévisionnel. Ces scénarios sont soumis à consultation des acteurs dans le cadre des réunions de la Commission Perspectives du réseau au sein du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Les acteurs ayant participé à la consultation publique organisée par la CRE se sont dits globalement satisfaits des modalités de la concertation mise en place par RTE sur ces scénarios. Certains ont cependant exprimé le souhait que RTE renforce la transparence sur les méthodes d'élaboration des scénarios, en particulier concernant le choix des hypothèses finalement retenues.

RTE a ainsi recensé un certain nombre de projets sur 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 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 également permis de révéler des zones de fragilités à l'horizon 2030, non résolues par les projets envisagés 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.

Dans la délibération du 9 juillet 2015, 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 s'appuie 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.

La CRE estime que la réponse apportée par RTE est 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 retenus à dix ans sur le grand transport est cantonné au scénario nouveau mix.

3.3 Projets d'accueil de production

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 schémas régionaux climat air énergie (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, le projet de renouvellement de l'axe entre le Havre et Rougemontier⁹ est en cours de travaux et se déroule comme prévu. Il devrait être mis en service en 2018. Le SDDR 2015 prévoit par ailleurs le raccordement de la centrale thermique de Landivisiau pour mi-2018 (le BP 2016 prévoit désormais une mise en service au mieux pour l'hiver 2020-2021).

L'accueil des énergies renouvelables (sauf lorsque les conditions de raccordement sont fixées par un appel d'offre spécifique) est défini dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Ces projets concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition, et seront donc abordés dans la section suivante.

Les projets de raccordements des sites en mer nécessitent en revanche des investissements directs dans le réseau de grand transport. Pour l'éolien en mer, ces projets visent à raccorder près de 3 GW de fermes éoliennes marines, s'échelonnant selon RTE entre 2020 et 2021 (désormais entre 2018 et 2023 selon le BP 2016). En ce qui concerne l'énergie hydrolienne, RTE a étudié, à la demande du gouvernement, les différentes possibilités de raccordement. RTE souligne la rareté des sites potentiels d'atterrissage 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.

Lors de la consultation publique menée par la CRE sur le SDDR 2015, un acteur a exprimé le souhait de disposer « d'un modèle de réseau complet, publié et mis à jour régulièrement par RTE, intégrant une description électrotechnique des réseaux de transport (topologie des postes, impédance des lignes, etc) pour différents points de fonctionnement (ex. hiver/été – pointe/creux) et à différentes échéances ». La mise à disposition d'un tel modèle permettrait selon cet acteur la réalisation « d'études lui permettant d'anticiper au mieux les évolutions possibles du marché électrique européen et orienter en conséquence ses décisions d'exploitation ou d'investissement ». RTE avait répondu l'année dernière dans le cadre de la consultation publique sur le SDDR 2014 qu'une description électrotechnique du réseau à l'horizon 2030 serait disponible au printemps 2015 auprès d'ENTSO-E dans le cadre des travaux du TYNDP¹⁰. Cette description n'étant semble-t-il pas suffisamment détaillée à ce stade pour remplir tous les besoins des utilisateurs du réseau, la CRE demande à RTE d'étudier la possibilité de mettre à la disposition des acteurs une description plus complète du réseau de transport national, actualisée de façon régulière.

4. RESEAUX DE REPARTITION

4.1 Perspectives à dix ans par région administrative

Conformément à une demande de la CRE exprimée dans sa précédente délibération sur le SDDR 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 l'évolution de la demande à la pointe dans chaque région à 10 ans et le développement des renouvelables, ainsi que la vétusté du réseau. Ces hypothèses font ainsi écho aux problématiques de la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe d'une part, et de l'accueil de la production renouvelable d'autre part.

4.1.1 Sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe

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 ».

⁹ Ce projet, bien que rattaché à la finalité « Accueil de la production » répond également à d'autres finalités tel que les secours entre territoires.

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/network-dataset/TYNDP-2014-input-datasets/Pages/default.aspx>

La CRE note cependant que si le BP 2014 anticipait une croissance de la pointe nationale et de toutes les régions françaises à dix ans (de 1 à 1,2 % par an pour les régions les plus dynamiques), le BP 2016 prévoit désormais une légère baisse de la pointe nationale à 2021. Ceci s'explique selon RTE par une stabilisation du chauffage électrique et par la progression de l'efficacité énergétique dans de nombreux secteurs, notamment celui de l'éclairage. Par ailleurs, les perspectives d'évolution de la demande sont décroissantes dans le scénario «Référence» du BP 2016. A cet égard, la CRE note que les effacements, la flexibilité de la demande et le stockage pourraient à l'avenir présenter un intérêt croissant comme alternatives aux renforcements du réseau.

4.1.2 Accueil de la production renouvelable

RTE souligne 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.

La CRE, dans sa délibération du 9 juillet 2015 précitée, 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 devrait 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 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, au moins partiellement, avec la pointe locale de consommation, devraient permettre de réduire les investissements sur les réseaux de transport. La CRE comprend que RTE, à ce stade, n'est pas encore en mesure d'estimer précisément ces éventuelles économies d'investissements dues au développement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution. La CRE accueille favorablement la volonté de RTE de poursuivre sa réflexion sur le sujet.

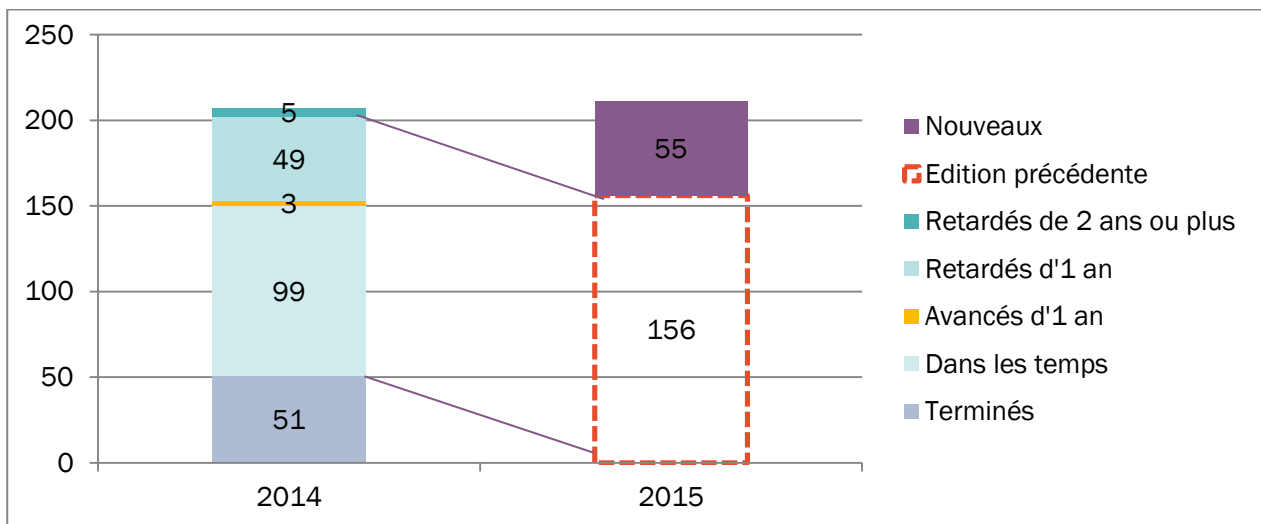
RTE identifie en revanche un certain nombre de régions pour lesquelles de nouvelles contraintes sont susceptibles d'apparaître du fait des refoulements de la production des réseaux de distribution vers les niveaux de tension supérieurs.

A ce stade, la CRE considère que RTE doit mettre en évidence les conséquences d'une décroissance attendue de la consommation nette sur le rythme d'investissements sur les réseaux de répartition, et continuer d'approfondir son analyse des effets du développement de la production décentralisée sur les besoins de développement des réseaux de transport (que ce soit en termes de coûts, de bilan des actions amorcées et de leur efficacité et des investissements encore à consentir). Cette présentation permettra de répondre aux demandes formulées par les acteurs sur la nécessité d'un exposé plus complet des conséquences pour les réseaux de répartition du développement des énergies renouvelables.

La question de la coordination entre RTE et Enedis, notamment s'agissant du développement des renouvelables, a par ailleurs été abordée par Enedis, qui souhaite que celle-ci fasse l'objet d'une présentation dans le SDDR. La CRE, en réponse à une précédente demande d'Enedis, avait demandé à RTE d'intégrer les besoins HTB1 pertinents au sein du SDDR. Enedis indique dans sa réponse à la consultation publique de la CRE que « des échanges menés entre Enedis et RTE ont désormais permis d'élaborer en 2016 une feuille de route commune entre les deux entreprises établissant un plan de travail s'appuyant d'une part sur une priorisation des études à mener afin de répondre aux attentes d'Enedis et d'autre part sur la mise en œuvre d'un processus annuel itératif permettant de pérenniser les échanges et de suivre de manière concrète les projets qui apparaîtront dans les futurs SDDR dans les volets à 3 ans et 10 ans ayant trait aux réseaux de répartition ». La CRE invite RTE à transcrire les résultats de ces échanges dans les prochaines éditions du SDDR, en insistant sur la présentation des enjeux et de leurs solutions.

4.2 Suivi du plan à trois ans

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. Le volet à trois ans de l'édition 2015 du schéma décennal comprend 211 projets, contre 207 pour l'édition 2014. Ces évolutions peuvent se résumer de la manière suivante :



Graphique 1 : 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 % : évolution de planning du client (eg. demandes de raccordement) ;
- 21 % : difficultés techniques.

La CRE considère que les justifications fournies par RTE sur ces retards sont satisfaisantes.

5. DEMANDES DE LA CRE

La CRE demande à RTE, pour les prochaines éditions du schéma décennal, les évolutions suivantes :

- expliquer de façon plus fine les évolutions constatées dans les valorisations des projets d’interconnexions entre les différentes éditions du TYNDP ;
- renforcer l’analyse qualitative des projets d’interconnexions permettant d’apprécier les différences de valorisation des projets selon les scénarios et mettre en cohérence cette analyse avec des indicateurs chiffrés pertinents pour apprécier les conditions d’utilisation des interconnexions. Les bénéfices des projets devront également être présentés pour chacun des scénarios du TYNDP ;
- 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).

S’agissant des projets Celtic et Golfe de Gascogne, la CRE rappelle que la décision d’investissement doit se fonder sur une analyse coûts-bénéfices robuste. A ce titre, il est nécessaire que la CRE dispose, pour juger de l’opportunité de réaliser ces projets, de l’ensemble des éléments nécessaires à leur évaluation socio-économique, en particulier des études de faisabilité technique des projets.

6. DECISION DE LA CRE

Compte tenu des éléments présentés par RTE dans le schéma décennal 2015, la CRE considère que le schéma décennal de développement du réseau couvre dans l’ensemble les besoins en matière d’investissement et qu’il est globalement cohérent avec le TYNDP 2016.

Fait à Paris, le 17 novembre 2016.

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

Philippe de LADOUCKETTE



ANNEXE : SYNTHÈSE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE a organisé une consultation publique du 22 juin au 22 juillet 2016 sur le SDDR 2015 de RTE. Les participants à cette consultation sont au nombre de neuf : un gestionnaire de réseau de distribution (Enedis), un producteur/fournisseur d'électricité (EDF), deux syndicats de producteurs renouvelables (France Énergie Éolienne et le Syndicat des Énergies Renouvelables), un syndicat professionnel regroupant des consommateurs (Uniden), une association (Sauvons le Climat) et trois particuliers.

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

Les acteurs expriment des vues différentes et pour certaines contradictoires s'agissant des scénarios sur lesquels fonder l'estimation des besoins de développement de réseaux. Cette diversité des vues reflète pour une part l'incertitude accompagnant l'évolution des hypothèses d'offre et de demande du secteur électrique à long terme.

EDF souligne l'importance d'une plus grande transparence des scénarios afin de faciliter leur appropriation par les acteurs et la nécessité d'avoir recours à des scénarios contrastés à long terme pour analyser les besoins de réseau. Deux acteurs recommandent l'étude de scénarios complémentaires.

L'UNIDEN souhaite « l'ajout d'un scénario représentatif des évolutions réglementaires actuelles (Programmation Pluriannuelle de l'énergie, rapports émis notamment sur l'effacement et l'auto consommation) et se fondant sur un recul significatif de la consommation, un développement des énergies renouvelables pour atteindre 30% de la production totale, et une part du nucléaire représentant 60% de la production totale ».

Sauvons le climat recommande pour sa part de mettre en regard le scénario déclinant la loi de transition énergétique pour la croissance verte et un scénario sans contrainte de limitation de nucléaire, et dans la consommation des transports et des bâtiments serait en croissance.

France Énergie Éolienne considère quant à lui que seul le scénario « Nouveau Mix » est en adéquation (partielle) avec les hypothèses de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

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

Les acteurs ont déclaré être globalement satisfaits des modalités de consultation. Deux acteurs ont toutefois souhaité être mieux informés sur la manière dont RTE intègre, dans l'élaboration des scénarios du bilan prévisionnel, les hypothèses collectées auprès des acteurs. Un acteur a également souhaité que les remarques formulées dans le cadre des rencontres de la Commission Perspectives du réseau, soient mieux prises en compte.

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

Les acteurs ont été satisfaits de l'ajout par RTE de trajectoires financières à 10 ans par scénario. Deux acteurs, EDF et France Énergie Éolienne, ont toutefois souhaité une décomposition plus fine de ces trajectoires par catégorie d'investissements. Sauvons le climat s'est également interrogé sur la relative stabilité des investissements dans chacun des scénarios.

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

Les acteurs ayant répondu à cette question ont rejoint le constat formulé par la CRE sur le besoin d'une meilleure justification du niveau d'interconnexion.

EDF recommande en particulier que l'intérêt des projets d'interconnexions ne soit pas uniquement analysé par RTE en fonction du scénario vision 3 du TYNDP, mais également en référence aux autres scénarios du SDDR et du TYNDP. EDF souhaite également que RTE détaille, sur la base de ces résultats, les projets sélectionnés dans chacun de ces scénarios et comment s'effectue cette sélection. Il incite enfin RTE à poursuivre la démarche consistant à mieux justifier les nouveaux besoins d'interconnexions et notamment les sources de production à l'origine de ces besoins de développement.

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

Quatre acteurs ayant répondu à cette question rejoignent l'analyse de la CRE sur le besoin d'améliorer la robustesse des études coûts bénéfiques justifiant les besoins d'interconnexions, en tenant notamment compte des alternatives au développement de réseau.

Sauvons le climat remet en cause l'utilité économique de la liaison France Irlande, qui selon lui sera sous utilisée et ne contribuera que peu à l'intégration des énergies renouvelables. France Énergie Éolienne souligne la nécessité de justifier les niveaux de développement importants d'interconnexions prévus avec l'Angleterre par rapport à l'Italie, dans la mesure où les différentiels de prix sur les marchés à terme sont identiques sur ces

frontières. Elle souligne également la nécessité d'études coûts bénéfiques robustes s'agissant des projets en considération avec l'Allemagne dans la mesure où les régimes de vent français et allemands sont corrélés.

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 ?

L'Uniden s'est interrogé sur l'impact sur le niveau de dépenses prévues pour sécuriser le réseau « *des décisions prises relatives aux appels d'offre à venir sur l'auto consommation, les appels d'offre effacement en évolution au niveau volume et sur le démarrage du marché de capacité en janvier 2017* ». Sauvons le Climat considère en outre que la problématique de la coordination entre Enedis et RTE s'agissant de la planification du réseau n'est pas suffisamment abordée, et notamment sous l'angle du développement des renouvelables.

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 ?

Le seul acteur ayant répondu à la question (France Energie Eolienne) s'est déclaré « *satisfait de la présentation des fragilités de certaines régions et des solutions proposées par RTE* ».

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

Tout en reconnaissant certaines avancées concernant la publication des données de réseau par RTE, EDF souhaiterait pouvoir disposer d'un modèle de réseau complet, publié et mis à jour régulièrement par RTE, ceci afin d'anticiper au mieux les évolutions possibles du marché électrique européen. France Energie Eolienne souligne par ailleurs que puisque les projets de renforcement nécessaires à l'accueil de l'éolien demandent des temps de développement longs, ils devraient être déclenchés plus en amont. D'autres acteurs insistent néanmoins sur la forte sensibilité du volume de renforcements nécessaires aux hypothèses de développement des renouvelables, ce qui appelle en premier lieu à un raffinement des prévisions et un suivi renforcé du réalisé.

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

Pour EDF, « *l'appréciation de la bonne cohérence des plans européen et français n'est cependant pas évidente pour les acteurs de marché, dans la mesure où RTE ne précise pas quel projet est retenu pour chaque scénario et ne précise pas non plus où se situent par rapport aux visions d'ENTSO-E les scénarios, consommation forte et diversification* ». France énergie éolienne considère pour sa part que « les scénarios Vison 1 et 2 du TYNDP ne sont pas en cohérence avec les ambitions affichées par la France en matière d'énergies renouvelables, ni même avec la contrainte d'un plafonnement de la production d'origine nucléaire à 50% du mix électrique.

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 ?

France Energie Eolienne s'est déclaré « satisfait de la présentation des fragilités de certaines régions et des solutions proposées par RTE ». Le Syndicat des Energies Renouvelables souhaite quant à lui l'ajout au SDDR d'un bilan des investissements déjà réalisés pour l'intégration des EnR afin de mesurer l'efficacité des outils et travaux d'ores et déjà mis en œuvres.

Sauvons le climat insiste sur la nécessité d'orienter les productions décentralisées vers l'autoconsommation afin de limiter le surdimensionnement des réseaux de moyenne et de basse tension.

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 ?

L'UNIDEN s'interroge sur l'impact sur les coûts d'investissements sur le réseau de transport à long-terme.

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 ?

France Energie Eolienne s'est dit satisfait de la répartition régionale des projets mis en service dans le cadre du plan à 3 ans pour l'accueil de nouvelles productions. Cette répartition reflète selon elle la réalité des raccordements en régions. Elle considère toutefois que les investissements pour accueillir les nouvelles productions, notamment renouvelables, sont trop bas au regard des investissements pour les autres finalités. Un autre acteur souligne la difficulté de se prononcer sur le plan à trois ans en l'absence d'indicateurs pertinents pour apprécier le volume d'investissements.

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

Le seul acteur ayant répondu s'est dit satisfait mais a toutefois souhaité l'organisation d'une consultation plus en amont afin de ne pas avoir à se prononcer sur un document finalisé.