



DELIBERATION N° 2017-190

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2017 portant décision de vérification positive du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2016

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Cadre juridique

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

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

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

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

Dans ce cadre, la Commission de régulation de l'énergie a mené, conformément aux dispositions de l'article L. 321-6, I du code de l'énergie, une consultation publique¹ du 1^{er} au 30 juin 2017. Six acteurs ont répondu à cette consultation: 3 producteurs ou associations de producteurs, Enedis, un cabinet d'avocats et un particulier.

La présente délibération a pour objet l'examen du SDDR élaboré en 2016 par RTE.

1.2 Consultation publique de RTE

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

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

¹ <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2016>

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

Les acteurs se disent globalement satisfaits du processus de concertation mis en place par RTE. Un acteur regrette néanmoins un manque de clarté sur les mécanismes (hypothèses, méthodes, etc.) qui conduisent à décider des projets de développement du réseau et propose que la consultation sur le SDDR fasse l'objet d'une présentation aux acteurs de la Commission Perspectives Système Réseau (CPSR) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE) ou de toute autre instance *ad hoc*.

La CRE prend note de cette demande d'une transparence accrue, et engagera des échanges avec RTE en ce sens.

1.3 Saisine de la CRE

RTE a soumis le 3 mars 2017 son schéma décennal de développement du réseau 2016 à la CRE.

2. EXAMEN DU SDDR 2016

2.1 Suivi du plan à trois ans

2.1.1 Evolutions par rapport au SDDR élaboré en 2015

Le nombre de projets figurant dans le SDDR est en baisse. Après avoir mis en service 74 projets en 2016, RTE prévoit ainsi de mettre en service 178 projets dans les 3 ans. De même, RTE recense 42 projets dont la mise en service devrait intervenir d'ici 3 à 10 ans, là où il en recensait 50 dans l'édition 2015 du SDDR.

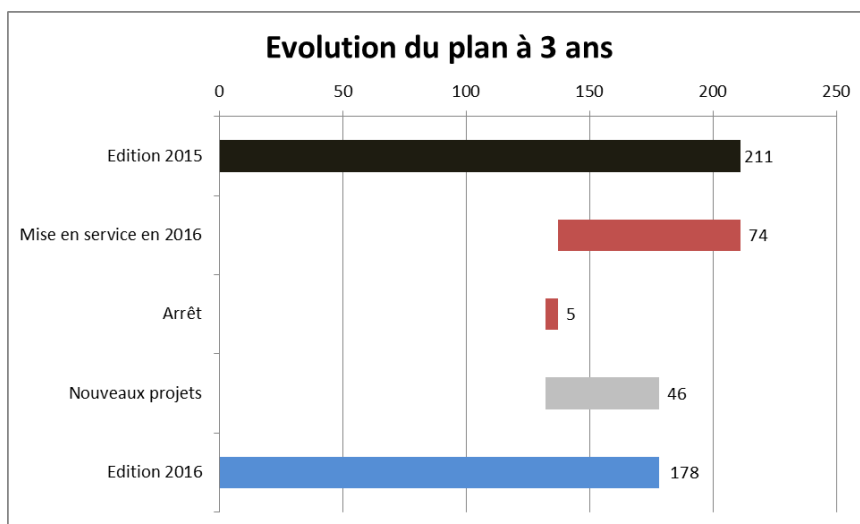


Figure 1 : Evolution du plan à 3 ans par rapport au SDDR 2015

Source : SDDR 2016 de RTE

La diminution du nombre de projets figurant dans le SDDR 2016 par rapport au SDDR 2015 s'explique par un nombre élevé de mises en service, un nombre moindre de nouveaux projets et des abandons ou reports de projets existants. Parmi ces derniers, la CRE note que 3 projets du plan à trois ans et 3 projets du plan à 10 ans ont été arrêtés à la suite de la révision des hypothèses sous-jacentes à leur valorisation, notamment la révision à la baisse des prévisions de consommation.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique estiment que l'évolution en grande masse des projets inclus dans le SDDR (plans à 3 et 10 ans) ainsi que leur déclinaison au niveau régional (volets régionaux) sont présentées de façon claire. Cependant, certains acteurs regrettent que le faible niveau d'informations disponibles rende difficile toute analyse critique.

2.1.2 Analyse des écarts en 2016

Seuls 24% des projets, soit 44 projets, sont en écart par rapport au calendrier annoncé dans le SDDR 2015. La majorité de ces écarts (61%) concerne des changements de planning de raccordements de clients. Outre les 3 projets arrêtés à la suite de la révision des hypothèses sous-jacentes (cf. supra), 11 projets ont subi des aléas de

chantiers et 3 ont connu des retards liés aux procédures administratives ou de concertation. Les justifications fournies par RTE sur ces retards sont satisfaisantes.

2.2 Enjeux à moyen terme

2.2.1 Stabilisation voire décroissance de la consommation et augmentation de la production renouvelable

Le Bilan Prévisionnel (BP) 2016 de RTE, ainsi que les travaux préparatoires à l'élaboration du BP 2017, sont venus confirmer la tendance à la stabilisation voire à la baisse de la consommation d'électricité, en moyenne comme à la pointe, bien que cette évolution masque d'importantes disparités régionales (la consommation continuant d'augmenter dans certaines métropoles en croissance). En outre, l'augmentation de la production renouvelable, quasi-exclusivement raccordée sur les réseaux de distribution, contribue également à la baisse des soutirages à l'interface des réseaux de transport et de distribution.

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

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique partagent cette analyse. Un acteur souligne en outre qu'avec l'augmentation des capacités installées de moyens de production décentralisés, une attention accrue devrait être portée à la minimisation du coût total de production et de raccordement. La CRE note que ce point relève toutefois de la problématique des signaux de localisation adressés aux producteurs raccordés en distribution, qui sort du cadre de l'examen du SDDR.

Concernant les alternatives aux investissements de réseaux, plusieurs acteurs estiment à diverses reprises que RTE devrait présenter un retour d'expérience sur les expérimentations qu'il mène actuellement (poste intelligent, DLR, etc.).

2.2.2 Incertitudes sur l'évolution du parc de production

Le SDDR 2016 indique qu'« *au-delà du volume global, RTE ne dispose pas à ce jour de calendrier et n'a pas connaissance des critères fondant les choix de déclassement des réacteurs nucléaires existants. Les perspectives de construction éventuelle de nouveaux réacteurs ne sont pas non plus précisées. Or, la localisation effective des capacités de production envisagées est déterminante pour le réseau et cette incertitude structure les analyses de flux long-terme* ».

Par ailleurs, dans son BP 2016, RTE met en avant les incertitudes qui pèsent sur la filière thermique à flamme qui pourraient conduire à la fermeture ou la mise sous cocon d'un certain nombre de centrales. En outre, les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie en termes de production restent encore larges, et l'atteinte de certains seuils de déploiement des énergies renouvelables pourrait engendrer des contraintes sur le réseau de transport.

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

Un seul acteur s'est exprimé sur l'évolution du parc de production pour regretter les incertitudes qui entourent l'avenir du parc thermique à flamme.

2.2.3 Analyse de la CRE sur les tendances de fond observées

Le contexte nouveau de stabilisation voire de décroissance de la demande et de développement de la production décentralisée, mais également d'incertitude autour de l'évolution du parc de production, conduisent RTE à réinterroger ses méthodes de planification afin de minimiser le risque de coûts échoués.

Cette réflexion sera alimentée par des expérimentations en cours comme celle du poste de Blocaux. Aussi, il est important que RTE apporte la transparence nécessaire sur les enseignements tirés de ces expériences et, le cas échéant, sur les évolutions méthodologiques apportées.

La CRE demande donc à RTE de dresser un bilan des réflexions en cours sur ce sujet et en particulier de présenter, dans le cadre du SDDR 2017, les premiers résultats de l'expérimentation du poste de Blocaux ainsi que les éventuelles modifications de sa stratégie de développement du réseau qui pourraient en découler.

Par ailleurs, la CRE partage l'analyse des acteurs sur le besoin d'une transparence accrue relative aux hypothèses retenues, aux méthodes de développement du réseau, et à la prise en compte des différentes alternatives à ce développement².

2.3 Projets d'interconnexions

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

Ces analyses coûts-bénéfices s'appuient notamment sur les études du TYNDP, dont la plus récente édition a été publiée dans sa version définitive à la fin de l'année 2016. Lors de l'examen du SDDR 2015, la CRE s'était appuyée sur les résultats, alors préliminaires, du TYNDP 2016.

Ces résultats s'avèrent très proches des résultats définitifs.

2.3.1 Grande Bretagne

Projets en construction ou à l'étude

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

D'une part, le projet privé de 1000 MW ElecLink devrait relier Sellindge au Royaume-Uni aux Mandarins en France, en empruntant le tunnel sous la Manche. Ce projet a reçu en 2014 une dérogation³ sur le fondement de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009. La cérémonie de pose de la première pierre s'est tenue le 23 février 2017.

D'autre part, RTE développe avec son homologue anglais National Grid (NG) le projet « IFA 2 ». Cette nouvelle interconnexion, d'une capacité de 1000 MW, devrait relier le Calvados à la région de Southampton en Angleterre. Dans sa délibération⁴ du 2 février 2017, la CRE a approuvé le projet IFA 2 dans le cadre d'un régime de régulation incitative renforcé présenté en consultation publique. A la suite de cette délibération, RTE et NG ont confirmé le lancement du projet et débiteront les travaux dès l'automne 2017.

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

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

Au total, l'ensemble des projets d'interconnexions existant, en construction ou à l'étude avec la Grande Bretagne pourraient porter la capacité d'interconnexion à 8,8 GW d'ici 2030 contre 2 GW actuellement.

Analyse de la CRE

Comme indiqué dans sa délibération du 2 février 2017 relative au projet IFA 2, le vote des citoyens britanniques du 23 juin 2016 suivi de la notification, le 29 mars 2017, par le Royaume-Uni, de son intention de se retirer de l'Union européenne sur le fondement de l'article 50 du Traité sur l'Union européenne, ouvre une période de négociations portant sur les termes du traité de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. L'ouverture de ces négociations puis la sortie du Royaume-Uni de l'UE soulèvent de nombreuses incertitudes quant à l'utilisation future, et donc la valorisation, des interconnexions électriques avec le Royaume-Uni.

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

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique partagent dans l'ensemble l'analyse de la CRE. Un acteur note cependant que le Brexit ne semble pas remettre en cause les fondamentaux économiques justifiant le développement de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni, tout en indiquant que ces fondamentaux sont eux-mêmes soumis à de forts aléas (e.g. évolutions de la part du nucléaire en France, du prix des combustibles, etc.).

² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/reseau-de-transport-rte-2016-2025>

³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-france-grande-bretagne2>

⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-d-interconnexion-ifa22>

2.3.2 Espagne

Projets à l'étude

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

RTE et son homologue espagnol REE envisagent par ailleurs un nouveau projet d'interconnexion sous-marine de 2000 MW entre Gatica en Espagne et Cubnezais en France, appelé *Golfe de Gascogne*. Une demande d'investissement commune a été déposée le 27 mars 2017 auprès des régulateurs espagnol et français. Cette demande d'investissement inclut une demande de partage transfrontalier des coûts entre l'Espagne et la France (CBCA), étape préalable à l'attribution de subventions européennes, indispensables à l'équilibre global du projet, dans le cadre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie⁵ (« paquet infrastructures »).

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

Analyse de la CRE

Les coûts d'investissement du projet *Golfe de Gascogne* sont à ce jour estimés entre 1550 M€ et 1950 M€. En prenant en compte les coûts annuels d'opération et de maintenance prévisionnels fournis par RTE et REE, un calcul de valeur actuelle nette (VAN) selon la méthodologie développée par l'ENTSO-E⁶ conduit à conclure que la VAN du projet n'est positive au périmètre européen que dans le scénario V4 du TYNDP, très volontariste en termes d'évolutions de la demande et de capacités installées d'énergies renouvelables, notamment en Espagne. En outre, il apparaît que la moyenne des VAN obtenues sur chacun des 4 scénarios du TYNDP 2016 est négative.

RTE et REE considèrent cependant que le TYNDP 2016 sous-estime les bénéfices apportés par le projet en termes de sécurité d'approvisionnement⁷. Ils proposent ainsi d'évaluer, sur la base des hypothèses des scénarios « Croissance Faible » et « Nouveau Mix » du BP 2014, la diminution des besoins de capacités de production installées que pourrait permettre l'interconnexion. Les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) concluent à l'existence de gains de l'ordre de 40 M€/an, indépendamment du scénario considéré. Lorsque ces bénéfices sont pris en compte, la VAN du projet au périmètre européen devient légèrement positive dans les visions 1 à 3, et largement positive dans la vision 4.

La CRE partage le constat des GRT sur la possible sous-estimation de l'impact des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement dans le TYNDP 2016 en raison de la faible modélisation des aléas, notamment de demande, qui y est faite. Cependant, la CRE s'interroge sur la cohérence entre les hypothèses retenues par les GRT pour évaluer les gains en termes de sécurité d'approvisionnement et celles du TYNDP, et donc sur la pérennité de la méthodologie utilisée.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique partagent le constat de la CRE. Un acteur s'inquiète ainsi de la possible surestimation des bénéfices apportés par l'interconnexion, notamment dans un contexte où des marchés de capacités sont mis en place pour soutenir les moyens de production de pointe. Un autre regrette que les gains additionnels de 40 M€/an ne soient pas plus étayés, et suggère que RTE soit incité sur la base d'un indicateur reflétant ces bénéfices annoncés.

A défaut d'estimation alternative, la CRE envisage de prendre en compte l'estimation des gains en termes de sécurité d'approvisionnement proposée par les GRT. Elle considère néanmoins que la méthodologie utilisée par les GRT ne saurait être pérenne, et que l'évaluation de ces bénéfices devra à l'avenir s'appuyer sur les résultats des travaux en cours dans le cadre de l'élaboration du TYNDP 2018.

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

2.3.3 Irlande

Projet à l'étude

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

⁵ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

⁶ Cette méthodologie consiste à utiliser un horizon de 25 ans, sans valeur d'usage résiduelle, et un taux d'actualisation de 4%.

⁷ Le volume d'énergie non-distribuée en l'absence de l'interconnexion est négligeable y compris en l'absence de l'interconnexion dans les scénarios du TYNDP 2016.

Analyse de la CRE

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

2.3.4 Autres frontières

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

2.3.5 Cohérence avec le TYNDP et transparence

Conformément à l'article L. 321-6, I du code de l'énergie, la CRE a examiné la cohérence du SDDR 2016 avec le TYNDP 2016. Trois catégories de différences ont été relevées.

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

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

Enfin, il apparaît que le SDDR met à la disposition des acteurs moins d'informations chiffrées que ne le fait le TYNDP, notamment en ce qui concerne le coût prévisionnel des ouvrages et les bénéfices des projets.

La CRE estime que le SDDR 2016 est dans l'ensemble cohérent avec le TYNDP 2016. Elle note cependant que le niveau d'information relatif aux coûts et aux bénéfices des projets est plus faible dans le SDDR que dans le TYNDP.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique partagent le constat de la CRE sur la nécessité de publier davantage d'informations relatives aux coûts et aux bénéfices des projets dans le cadre du SDDR. En outre, certains acteurs souhaiteraient voir apparaître des informations complémentaires comme une présentation plus détaillée des hypothèses retenues, notamment vis-à-vis des modalités de prise en compte de la différenciation saisonnière dans les capacités d'échange aux interconnexions retenues, ou encore des ordres de grandeur économiques.

La CRE demande donc à RTE d'indiquer, pour les projets d'interconnexions, les coûts et l'analyse coûts-bénéfices des projets d'interconnexion, *a minima*, de façon aussi détaillée que dans le TYNDP.

2.4 Réseau national

2.4.1 Le réseau de grand transport

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

Parmi les réponses à la consultation publique, un acteur considère que la justification des projets destinés aux secours entre les territoires est insuffisamment étayée et estime que des solutions alternatives au développement du réseau devraient être davantage explorées.

La CRE note que cette remarque rejoint les contributions mentionnées précédemment demandant une plus grande transparence sur les hypothèses sous-jacentes au choix des projets.

2.4.2 Les réseaux régionaux

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

Par rapport aux projets d'investissements sur le réseau de grand transport listés à dix ans par RTE, on peut noter la prépondérance au sein du plan à trois ans des projets de raccordement ou de renforcement de réseaux liés à l'accueil de production renouvelable. La grande majorité de ces investissements visant à accueillir de la production renouvelable sont définis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies

renouvelables (S3REnR), qui listent les développements du réseau de transport nécessaires pour atteindre les ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE).

Les SR3EnR constituent donc un outil de planification du réseau, élaboré par RTE en concertation avec les différentes parties prenantes, pour l'accueil des énergies renouvelables sur le réseau d'une région. Les projets définis dans le cadre des SR3EnR concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition.

Si Enedis se félicite de la mise en place d'une collaboration accrue avec RTE (via notamment la rédaction d'une feuille de route définissant un plan de travail commun), certains acteurs ayant répondu à la consultation publique soulignent que la coordination entre l'établissement du SDDR d'une part, et des S3REnR d'autre part, devrait être améliorée, notamment en ce qui concerne l'anticipation de la saturation des S3REnR.

DECISION DE LA CRE

La CRE considère qu'en l'état des anticipations sur plusieurs facteurs structurants (notamment les évolutions de la production décentralisée, les incertitudes autour de l'évolution du parc de production, et l'impact du Brexit), le schéma décennal de développement du réseau 2016 soumis par RTE couvre dans l'ensemble les besoins en matière d'investissement et qu'il est globalement cohérent avec le TYNDP 2016.

Par ailleurs la CRE demande à RTE, pour les prochaines éditions du schéma décennal, les évolutions suivantes :

- présenter un état des lieux des réflexions concernant les évolutions de méthodologie de planification de réseaux ;
- présenter dans le cadre du SDDR, les premiers résultats de ses expérimentations « *smart grid* » (e.g. poste intelligent de Blocaux) ainsi que les éventuelles évolutions dans les stratégies de développement du réseau qui pourraient en découler ;
- indiquer, pour les projets d'interconnexions, les coûts et l'analyse coûts-bénéfices des projets d'interconnexion, de façon *a minima* aussi détaillée que dans le TYNDP ;
- proposer des évolutions de format du SDDR permettant une transparence accrue relative aux hypothèses sous-jacentes et aux méthodes de développement du réseau, ainsi que sur la prise en compte des différentes alternatives à ce développement.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à RTE. Elle sera par ailleurs transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des Finances.

Délibéré à Paris, le 27 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO