

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2014 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité de RTE soumis en 2014

Participaient à la séance : Philippe de Ladoucette, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, commissaires

1. Cadre réglementaire

1.1. Cadre européen

Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 a institué une démarche coordonnée de planification des réseaux. 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 non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. Il a vocation à permettre un travail de prospective et une coopération technique entre les gestionnaires de réseau européens. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et suivre sa mise en œuvre ainsi que sa cohérence avec les différents plans nationaux.

ENTSO-E a publié en juillet 2012 son plan décennal de développement du réseau européen (Ten-Year Network Development Plan, ci-après TYNDP). Une nouvelle édition du TYNDP, actuellement en cours d'élaboration par ENTSO-E, est attendue pour la fin du deuxième semestre de 2014.

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 encadre les modalités d'élaboration, définit son périmètre et précise les modalités de son contrôle.

Conformément à 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 des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionnés à l'article L. 321-7* ». L'article 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* ».

Le 3 février 2014, RTE a soumis à l'examen de la CRE un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2013 à 2023. La CRE a mené une consultation publique du 28 mars au 18 avril 2014. Par la présente délibération, la CRE rend publique la synthèse de cette consultation et son analyse du schéma décennal de développement du réseau.

2. Synthèse de la consultation publique

Conformément aux dispositions de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, la CRE a mené une consultation publique du 28 mars au 18 avril 2014 à laquelle huit acteurs ont répondu : trois producteurs-fournisseurs, un gestionnaire de réseau, le président du conseil général des Alpes-Maritimes, le maire d'une commune rurale, une PME du secteur de l'énergie. La CRE synthétise ici les principales remarques des acteurs en rapport avec le schéma décennal.

En premier lieu, la plupart des acteurs notent des avancées par rapport à l'exercice précédent en termes de concertation et/ou d'effort de RTE pour répondre à leurs interrogations.

EDF et Direct Energie ont souhaité connaître de manière plus détaillée les résultats des évaluations économiques des projets présentés par RTE, la méthodologie utilisée ainsi que les hypothèses retenues.

Ces derniers ont également souhaité une information encore plus précise concernant l'augmentation des capacités d'interconnexion. En particulier, Direct Energie souhaiterait que cette information soit clairement identifiée dans chaque plan national en Europe afin de vérifier la cohérence des différents plans entre eux. EDF souhaiterait que l'information sur l'augmentation des capacités d'échange commerciales par frontière soit déclinée par poste horo-saisonnier.

Le président du conseil général des Alpes-Maritimes s'est interrogé sur la capacité du plan de sécurité de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) à sécuriser la région au-delà de 2023, notamment si les objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de développement de la production locale actés par l'Etat, en même temps que le filet de sécurité de la région PACA, n'étaient pas atteints. Il demande donc des compléments d'informations sur les solutions pérennes envisagées après 2023 par RTE.

GDF Suez a souhaité que le prochain schéma décennal donne des informations plus précises sur l'impact à moyen terme de l'évolution des réseaux sur ses unités de production.

Le gestionnaire de réseau de distribution ERDF a exprimé le souhait que RTE « *accentue encore, et dans la durée, la visibilité sur les travaux consécutifs à la mise en œuvre des S3REnR* ». S'agissant du périmètre du plan, cet acteur souhaiterait également une extension du schéma décennal aux besoins de développement de long terme du réseau 63-90 kV.

Enfin, Apis Mellifera, une PME du secteur de l'énergie estime que le seul scénario à considérer est le scénario « *nouveau mix* » mais juge que les hypothèses sous-jacentes à ce scénario ne tiennent pas suffisamment compte de la régionalisation et du stockage des énergies renouvelables.

3. Analyse de la CRE

La CRE présente ici l'ensemble de son analyse en prenant notamment en compte les remarques des acteurs.

3.1. Rappel du périmètre du schéma décennal

Conformément à l'article L. 321-6, le schéma décennal s'organise en deux grandes parties, un plan à dix ans et un plan à trois ans.

S'agissant du plan à dix ans, les principales infrastructures de transport mentionnées à l'article L. 321-6 du code de l'énergie incluent les ouvrages du réseau 400 kV, l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins ainsi que les ouvrages 225 kV dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation. Les besoins de développement de long terme du réseau 63-90 kV ne sont pas inclus dans le volet à dix ans.

Quant au volet à trois ans des investissements de réseau, il recense pour les trois prochaines années les investissements de RTE quel que soit le niveau de tension. La liste est exhaustive pour les projets relatifs à l'intégration des marchés et à la qualité de l'électricité. S'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, seuls les plus conséquents sont détaillés compte tenu du nombre important de projets concernés.

3.2. Prise en compte des recommandations de la CRE formulées dans la délibération portant examen du schéma décennal 2012.

Dans sa délibération du 23 juillet 2013 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité de RTE, la CRE a formulé plusieurs recommandations.

Les évolutions introduites dans la version 2013 du schéma décennal ont permis de répondre à certaines des demandes de la CRE.

En premier lieu, il convient de souligner l'intégration des informations des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) au sein de l'édition du programme 2013, pour les plans déjà validés. La présentation très claire des projets propres aux SR3EnR dans le volet à trois ans constitue une amélioration notable.

De même, RTE a clarifié la méthodologie d'analyse du surplus économique utilisée pour le TYNDP en annexe du schéma décennal et a précisé, en réponse à une recommandation de la CRE faite lors de l'avis rendu sur l'édition 2012 du schéma décennal¹, les résultats des études économiques réalisées par frontière dans le cadre des travaux européens de l'ENTSOE². En revanche, concernant l'analyse de l'écart des besoins d'interconnexion entre les différents scénarios, RTE mentionne les moteurs du développement des interconnexions sur chaque frontière mais sans lien explicite avec les scénarios. La CRE constate par ailleurs que les hypothèses concernant les systèmes électriques étrangers, utilisées pour la simulation des contraintes sur le réseau français en 2030 pourraient être déclinées de façon plus précise.

La CRE avait également demandé à RTE de mieux distinguer les horizons de temps à la fois en termes de scénarios et de présentation des contraintes de réseaux et des projets sélectionnés, et d'établir plus clairement, pour chaque horizon de temps, l'impact des évolutions d'hypothèses sur les projets sélectionnés. Dans cette nouvelle édition, RTE distingue plus clairement les projets qui relèvent du périmètre du schéma décennal de ceux susceptibles d'être nécessaires à plus long terme, mentionnés pour simple information. Néanmoins, concernant le volet à dix ans, la CRE estime que l'articulation entre l'horizon de modélisation des contraintes à 2030 et la liste des projets sélectionnés à dix ans doit faire l'objet d'une explication plus détaillée. Ainsi, le schéma décennal n'explicite que les hypothèses utilisées pour les simulations des contraintes à 2030. Sur la base des seules informations présentes dans le schéma décennal, les types de scénarios auxquels le réseau est déclaré robuste ne ressortent pas clairement. Les échanges complémentaires réalisés avec RTE ont toutefois permis d'apporter des réponses globales aux questions soulevées par la CRE.

¹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/schema-decennal-de-developpement-de-rte-soumis-en-2013>

² European Network of Transmission System Operators for Electricity.

3.3. Analyse du volet à dix ans

RTE décompose les besoins de développement à dix ans en fonction de 5 grandes finalités : les interconnexions, le secours entre les territoires, la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe, l'accueil de production et la sûreté du système.

3.3.1. Les interconnexions

L'analyse de besoins d'interconnexions s'appuie sur des études économiques réalisées dans le cadre des travaux du TYNDP et dont les grands principes sont présentés en annexe du schéma décennal.

Les travaux menés par RTE depuis 2012 ont permis d'estimer un besoin entre 7 GW et 14 GW selon les scénarios à l'horizon 2030. D'ici 2023, RTE étudie la mise en service potentielle de 9 projets, ce qui augmenterait les capacités d'interconnexion d'approximativement 10 GW. Cette augmentation tient compte des projets suivants : trois projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni (IFA2, Eleclink, et France-Alderney-Britain), un projet France-Belgique, un projet France-Suisse, un projet France-Italie, ainsi que deux projets d'interconnexion avec l'Espagne.

L'édition 2013 du schéma décennal a permis de préciser l'horizon de mise en service pour un certain nombre de projets d'interconnexion qui ont intégré le plan à dix ans. Il s'agit des projets France-Belgique, France-Suisse, France-Espagne (*via* le Golfe de Gascogne). La date de mise en service envisagée pour le projet France Irlande a par contre été reportée au-delà de 2023.

Parmi ces projets, deux ont vu leur date de mise en service décalée. Sur la frontière espagnole, le développement du projet d'interconnexion à l'est des Pyrénées a vu sa date de mise en service décalée à 2015, à la suite d'un retard technique lié au traitement architecturale des bâtiments de la station de conversion de Baixas. Concernant la frontière avec l'Italie, le développement du projet Savoie-Piémont a vu sa mise en service reportée à 2019 du fait d'un report de quelques mois du lancement de l'appel d'offre. Les études conjointes menées avec le Luxembourg n'ont pas confirmé le besoin d'une nouvelle infrastructure avec la France et ont conduit à privilégier le renforcement des interconnexions existantes avec la Belgique et l'Allemagne.

3.3.2. Le secours entre les territoires

Pour déterminer les investissements nécessaires sur le réseau 400 kV à l'horizon de dix ans, RTE indique s'appuyer sur des simulations des flux sur les réseaux à un horizon 2030. RTE retient quatre scénarios contrastés d'offre et de demande à cet horizon de temps ce qui lui permet notamment de vérifier la robustesse de ses investissements vis-à-vis des évolutions très différenciées susceptibles de se produire à long terme. Ces simulations ont permis d'identifier les zones qui à l'horizon 2030 pourraient être fortement contraintes. Ces zones font ensuite l'objet d'analyses plus fines qui permettent de déterminer l'émergence de contraintes en fonction de l'évolution de certains facteurs jugés structurants pour la zone considérée.

Quatre zones ont été identifiées comme cruciales pour la sécurité du système à long terme : le grand Est, la Normandie et le Sud parisien, le Massif central et la façade atlantique. Pour cette édition 2013, RTE s'appuie sur les mêmes simulations de flux que l'année précédente. Les évolutions proposées reposent donc sur des études complémentaires menées par RTE qui ont permis d'affiner l'analyse des contraintes dans ces zones et la date probable d'émergence de ces contraintes.

A l'horizon de dix ans, RTE confirme le besoin de restructuration du réseau alsacien pour tenir compte de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim. Des premières mesures prévues pour 2016 permettront d'améliorer la gestion des flux et de la tenue de tension. Un deuxième lot de mesures concerne le doublement de l'axe de Muhlbach-Scheer. Par rapport au schéma décennal 2012, la date de mise en service de ce projet a été décalée de 2020 à 2022, RTE indiquant que les études permettent d'envisager ce report. Un autre projet structurant dans cette zone de l'Est de la France, identifié dans le cadre de précédentes études, est la reconstruction de la ligne aérienne Lonny-Seuil-Vesle en un double circuit 400 kV ; ce projet se déroule comme prévu.

Dans la région Normandie - Sud parisien, les projets les plus structurants des dix prochaines années cités dans le schéma décennal sont la construction d'une nouvelle ligne 400 kV entre les postes de Cergy et Persan et le renforcement de l'axe 400 kV Le Havre-Rougementier dont les mises en service sont prévues pour 2018. RTE indique par ailleurs dans le schéma décennal que d'autres renforcements pourraient être nécessaires en fonction de la croissance des flux (depuis les régions côtières et le Nord du pays vers l'Île de France), laquelle sera fortement dépendante des évolutions attendues du parc de production à moyen terme. Ces renforcements complémentaires seraient essentiellement des renforcements de postes de transformation ou d'axes existants, qui peuvent être réalisés assez rapidement. En effet, RTE a confirmé, dans le cadre d'échanges complémentaires, que le délai de réalisation de ce type d'ouvrage était de l'ordre de cinq ans.

Dans le Massif central, l'édition 2013 du schéma décennal précise les contours du projet de renforcement du Massif central présent dans le volet à dix ans de l'édition 2012. A l'horizon de dix ans, RTE considère dans le schéma décennal que, quelles que soient les évolutions de long terme du système électrique, l'axe Gaudière - Ruyères sera très probablement insuffisant et propose donc de reconstruire et doubler cet axe pour 2023. En revanche, les études complémentaires menées par RTE à ce jour, ne mettent pas en évidence un besoin de renforcement du réseau entre le Sud de l'Auvergne et le Centre d'ici 2023. Néanmoins, si le Centre ou les Pays de la Loire voyaient leur capacité de production d'électricité diminuer et si les capacités de stockage hydrauliques se développaient fortement dans le Massif central, un renforcement du réseau dans cette zone deviendrait nécessaire.

Enfin, les études menées en 2013 ont permis d'identifier une nouvelle zone de fragilités à l'horizon 2030 le long de la façade atlantique. Néanmoins, RTE indique qu'en l'absence de précision sur les orientations de politique énergétique, il serait prématuré d'envisager de nouvelles options de renforcement à ce stade.

Un autre projet structurant pour faciliter les transits entre régions est le projet Midi-Provence. Ce projet est considéré comme mis en service dans les études de long terme et aucune contrainte résiduelle n'apparaît une fois pris en compte cet ouvrage. C'est un projet décidé sur la base des précédentes études pour faire face à des contraintes pouvant apparaître avant 2020. Ce projet consiste en une ligne sous-marine de 230 km en courant continu traversant le golfe du Lion. Le projet se déroule comme prévu et l'enquête publique est programmée pour 2015. RTE souligne également l'importance des travaux de sécurisation et d'optimisation du réseau existant entre Lyon et Montélimar afin d'assurer à la fois la sécurité d'approvisionnement du territoire français et l'alimentation électrique de la Vallée du Rhône.

En conclusion, il ressort de l'analyse du schéma décennal 2013 que les projets structurants déjà décidés pour faire face à des contraintes dès avant 2020 (tels que les projets Lille-Arras, Charleville-Reims, Cergy-Persan, Midi-Provence et Lyon Montélimar) sont, d'après les études menées par RTE, essentiels pour faire face aux transits interrégionaux des dix prochaines années et ce quel que soit le scénario d'offre et de demande considéré. Ils constituent donc le socle minimum de grands projets à réaliser dans les prochaines années pour assurer l'approvisionnement en électricité du territoire français. RTE a, par ailleurs, identifié l'intérêt de deux nouveaux projets, à savoir le renforcement des axes Muhlbach-Scheer et Gaudières-Ruyères. Enfin, pour chacune des zones susceptibles de présenter des fragilités électriques, RTE identifie plusieurs projets qui pourraient être décidés dans les prochaines années, en fonction du développement de la production renouvelable et de l'évolution du parc nucléaire en France, mais également de l'évolution des parcs de production étrangers et de la consommation en France.

3.3.3. *Autres finalités*

Pour ce qui concerne les autres finalités, le volet à dix ans comporte 14 nouveaux projets. Parmi ces nouveaux projets, huit visent à sécuriser l'alimentation des régions. RTE a ainsi intégré quatre projets d'ajout de transformateur (deux en Midi-Pyrénées, un en Rhône Alpes et un en Poitou Charentes), trois projets de création de poste avec raccordement au réseau (deux projets en PACA, et un en Bretagne) et un projet d'amélioration de la qualité d'alimentation de la zone de Colmar-Sélestat.

Les motifs d'inclusion de ces nouveaux projets dans le volet à dix ans ne sont pas systématiquement mentionnés. Une présentation plus systématique des impacts des changements d'hypothèses sur les évolutions du portefeuille des projets est souhaitable.

Les six autres nouveaux projets sont des projets de raccordement : raccordement de la centrale de Landivisau (2017); raccordement de deux stations ferroviaires en Poitou ; raccordement du projet Eleclink ; raccordement de deux centrales éoliennes en mer.

La plupart des autres projets associés à ces finalités se déroulent comme prévu. Néanmoins la date de mise en service de 6 projets a été reportée à la suite d'aléas de chantiers, de modification des hypothèses des études, des difficultés rencontrées dans la concertation ou dans l'instruction administrative.

Parmi les grands projets de sécurité d'alimentation qui seront réalisés dans les prochaines années, il convient de citer le filet de sécurité Paca, le filet de sécurité Bretagne, le projet « deux Loire », le projet Haute-Durance et le projet Sud pays de Loire.

3.4. Analyse du volet à trois ans

Pour cette édition 2013, RTE a adopté un nouveau format de présentation du volet à trois ans en le déclinant par région. Ce choix permet de mieux mettre en avant les enjeux régionaux. Le schéma décennal 2013 a ainsi pointé un certain nombre de régions pour lesquelles l'évolution de la consommation constitue un facteur de fragilité des réseaux. C'est dans ces chapitres régionaux que sont présentés les schémas régionaux de raccordement (S3REnR) qui ont été approuvés.

En termes de suivi de projet, 36 projets ont été décalés par rapport à l'édition précédente et 4 projets ont été abandonnés. Trois projets de raccordement ont été abandonnés en lien avec la demande du client tandis que le dernier projet, un projet d'amélioration de la sécurité d'alimentation de Saint-Etienne, l'a été à la suite d'une révision des prévisions de consommation.

La CRE a analysé les causes de ces retards ou abandons de projets indiqués par RTE et considère que les justifications fournies par RTE sont satisfaisantes.

3.5. Le processus de sélection des projets du volet à dix ans

Afin de s'assurer que l'ensemble des besoins d'investissements sont couverts par le schéma décennal, la CRE vérifie que la démarche de RTE de planification des investissements de réseaux anticipe de façon satisfaisante les besoins de réseaux à un horizon de dix ans.

RTE indique s'appuyer sur une vision de long terme des contraintes pour identifier les projets structurants devant être mis en service dans les dix ans. Cette démarche s'applique aussi bien au réseau 400 kV servant aux échanges entre territoires qu'aux ouvrages structurants des réseaux régionaux. Les visions à quinze-vingt ans sont revues avec une certaine périodicité.

S'agissant du réseau 400 kV, RTE a présenté dans le schéma décennal de développement du réseau 2012 sa méthodologie d'évaluation des flux à travers le territoire à quinze-vingt ans. Ces simulations de flux permettent ensuite d'identifier les zones potentiellement contraintes à cet horizon de temps. Ces zones font ensuite l'objet d'études de réseau plus détaillées. Ces études détaillées permettent par exemple d'identifier pour chaque zone les hypothèses de déclassement de nucléaire qui seraient particulièrement contraignantes pour le réseau et d'en estimer l'impact.

En ce qui concerne les réseaux régionaux, une analyse similaire est menée. Néanmoins pour les réseaux, les études à mener sont beaucoup plus nombreuses et s'inscrivent dans un pas de temps plus long. L'ensemble de ces études de long terme des réseaux régionaux devrait être achevé pour l'édition 2015 du schéma décennal.

RTE indique que les études des contraintes à l'horizon de vingt ans lui permettent de caractériser les facteurs susceptibles de générer à terme des contraintes dans les zones étudiées. Si, à un horizon de dix ans, un de ces facteurs ou la combinaison de plusieurs de ceux-ci sont susceptibles de se matérialiser, RTE déclare procéder à des études décisionnelles qui visent à définir le projet le plus à même de résoudre ces contraintes.

Ce processus de sélection des projets n'est pas clairement explicité dans le schéma décennal. Pour la prochaine édition du schéma décennal, la CRE souhaite par conséquent que RTE intègre une annexe précisant sa démarche pour identifier les contraintes à dix ans à partir de la vision des contraintes à 2030. Par ailleurs, la CRE demande à RTE d'identifier, à la fois pour les zones de fragilité du réseau 400 kV et les réseaux régionaux, les hypothèses structurantes qui, à l'horizon de dix ans, pourraient éventuellement se matérialiser et rendre nécessaires des développements supplémentaires de réseaux.

3.6. Cohérence avec le TYNDP en termes d'investissement et de niveau d'information

En l'absence d'une édition du TYNDP pour l'année en cours, l'exercice d'analyse de la cohérence entre le plan national et européen a porté sur la comparaison du schéma décennal 2013 de RTE et du TYNDP 2012 publié fin 2011 par ENTSOE. Les différences portent essentiellement sur l'actualisation des études réalisées par RTE à l'occasion de l'édition 2013 du schéma décennal. Entre les deux éditions, deux projets présents dans le TYNDP 2012 ont disparu du schéma décennal de développement du réseau 2013 : le premier est le projet Marne Sud abandonné à la suite du développement de la production locale dans la zone plus faible que prévue. Le second concerne un projet d'interconnexion absent du schéma décennal 2013 par suite de l'abandon du projet par le Luxembourg. Six projets internes ont été également mis en service entre l'édition 2012 du TYNDP et le schéma décennal de développement du réseau 2013 tandis que deux projets ont subi des retards de mises en service, le projet d'interconnexion en construction avec l'Espagne et le projet Savoie Piémont. Enfin, la précision apportée au projet de renforcement du massif central au travers de la sélection du projet Gaudière-Rueyres et du renvoi au-delà de 2023 d'un potentiel renforcement au nord de Rueyres constitue la dernière différence entre les deux plans.

S'agissant des interconnexions, la prochaine mise à jour des études européennes de besoins de développement des capacités d'échanges est attendue pour fin décembre 2014 à l'occasion de la publication du plan décennal européen. En attendant cette échéance, RTE a reconduit dans cette édition son estimation réalisée en 2012 des besoins de développement des interconnexions selon les scénarios envisagés. En réponse à une recommandation de la CRE rendue à l'occasion de l'avis sur l'édition 2012 du schéma décennal, il conviendrait de mieux expliquer l'écart de besoin de capacités d'interconnexion entre les différents scénarios d'offre et de demande considérés à l'horizon 2030. La CRE constate en outre que les hypothèses descriptives des pays voisins ne sont pas explicitement indiquées.

4. Demandes de la CRE

La CRE demande à RTE, pour la prochaine édition du schéma décennal, les évolutions suivantes :

- Exposer de façon systématique les principales conséquences des changements d'hypothèses sur la sélection des projets et l'évolution des contraintes pour les horizons de trois et dix ans.
- Présenter l'actualisation des travaux de modélisation des flux du réseau 400 kV à l'horizon 2030 ainsi que les principaux résultats disponibles des travaux des études de long terme sur les réseaux régionaux.
- Mener en 2014 une étude de réseaux complémentaire permettant de mieux préciser le projet de renforcement qui pourrait être nécessaire dans le Massif central dans l'hypothèse où des capacités de stockage hydrauliques importantes se développaient dans cette zone.
- Intégrer dans le schéma décennal de développement des réseaux une annexe précisant la démarche de RTE pour identifier les contraintes à dix ans. Cette annexe précisera en particulier le lien entre l'analyse des contraintes de long terme et celle menée pour identifier les contraintes pouvant survenir à l'horizon de dix ans. Le cas échéant, RTE précisera si des différences d'approche existent pour les réseaux 400 kV et les réseaux régionaux.

- Identifier, à la fois pour chaque zone de fragilité du réseau 400kV et pour les réseaux régionaux, les hypothèses structurantes qui à l'horizon de dix ans pourraient se matérialiser et rendre nécessaires des développements supplémentaires de réseaux. RTE devra également préciser dans quelle mesure le réseau est robuste aux évolutions de parc de production qui résultent des objectifs de la politique énergétique tels que déclinés dans le projet de loi de la transition énergétique, notamment à l'horizon 2025.
- Mieux expliquer l'écart des besoins de capacités d'interconnexion entre les différents scénarios d'offre et de demande considérés à l'horizon 2030.
- Expliciter les hypothèses d'offre et de demande dans les pays étrangers utilisées pour la simulation des contraintes sur le réseau français en 2030 pour chaque scénario considéré.
- Expliquer les différences susceptibles d'apparaître entre le schéma décennal de développement des réseaux 2014 et le TYNDP 2014.

5. Décision de la CRE sur le schéma décennal

Compte tenu des éléments présentés par RTE dans le schéma décennal 2013 et des précisions ultérieures apportées par RTE, 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 2012. Les quelques écarts observés avec le TYNDP 2012 en termes de projets s'expliquent par des mises à jour d'hypothèses d'offre et de demande compte tenu des différences de date de publication entre les deux rapports.

Fait à Paris, le 26 juin 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie

Le Président,

Philippe de LADoucETTE