

Bilan prévisionnel 2012 de l'équilibre offre-demande en France : la sécurité de l'alimentation électrique assurée jusqu'en 2015

Dominique Maillard

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore et rend public tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Ce document est remis au ministre chargé de l'Énergie en vue de l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements.

Le bilan prévisionnel vise à répondre à deux objectifs: réaliser un diagnostic prévisionnel de l'équilibre du système électrique à 5 ans et élaborer des scénarios prospectifs à long terme. Ces scénarios fournissent le cadre des études menées par RTE sur la sûreté du système électrique, le renouvellement et le développement du réseau de transport.

Par rapport aux travaux précédents, l'analyse prévisionnelle à cinq ans se caractérise cette année par la prise en compte du ralentissement de la progression de la consommation en raison de la crise économique ressentie depuis 2011. C'est de nature à atténuer les tensions sur l'équilibre offre-demande en Europe et en France. Mais la crise entraîne également le report de plusieurs projets de production ou l'arrêt anticipé de certaines centrales, jugées non rentables. Par ailleurs, la vague de froid exceptionnelle de février 2012 a conduit à des niveaux de pointe de consommation dépassant pour la première fois le seuil symbolique de 100 GW. Elle souligne la sensibilité singulière du système électrique français aux aléas de température et montre que la France n'est pas à l'abri de situations de défaillance en cas d'événement climatique extrême.

L'analyse prospective à long terme illustre l'impact potentiel des principaux leviers disponibles pour faire évoluer le mix électrique fran-

çais: l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et l'évolution du parc nucléaire. Les différentes options étudiées ne prétendent pas à l'exhaustivité, mais offrent des visions prospectives suffisamment contrastées afin d'apprécier in fine les conséquences sur le système électrique. Le réseau de transport d'électricité peut s'adapter en temps et en heure pour permettre la mise en œuvre de ces différents choix de politique énergétique à condition que ceux-ci soient définis avec suffisamment d'anticipation.

La maîtrise de la pointe de consommation électrique doit rester une préoccupation centrale des mesures d'efficacité énergétique pour envisager les transferts d'usages énergétiques vers l'électricité tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Le développement des leviers de flexibilité de la consommation (effacements, reports de consommation aux périodes creuses...) est, à ce titre, une des solutions prometteuses pour laquelle RTE a déjà

engagé des expérimentations. Une pénétration significative des énergies renouvelables, par nature intermittentes, appellera l'évolution des modalités de gestion de la sûreté du système (réserves, effacements de consommation et de production, etc.). Par ailleurs, toute nouvelle répartition géographique des lieux de production (énergies renouvelables ou classiques) doit s'accompagner d'une évolution structurale du réseau de transport d'électricité. Les changements en cours en Allemagne en sont une illustration frappante.

Contrairement aux idées reçues, le développement de sources locales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne s'accompagne pas d'une réduction des besoins de réseaux de transport mais, au contraire, en renforce la nécessité car le réseau est la solution disponible et économique pertinente à l'intermittence et à la mutualisation des secours. Une part de plus en plus importante des investissements de RTE est consacrée au développement des capacités d'accueil et à la circulation des flux d'énergies renouvelables sur le réseau. Dans ce cadre, RTE assure notamment la réalisation des schémas de raccordement des énergies renouvelables en collaboration avec les acteurs locaux tels que les producteurs, les collectivités locales et les distributeurs.

Pour RTE, le défi est de pouvoir s'adapter au rythme d'évolution de ce nouvel environnement énergétique. Les projets de production d'énergie renouvelable, qu'ils soient éoliens ou photovoltaïques, se réalisent en moyenne en quelques années alors que les procédures administratives auxquelles RTE est soumis peuvent durer plus de 10 ans. Il devient donc essentiel, pour être au rendez-vous des évolutions à venir, de rationaliser les procédures d'instruction des infrastructures de réseau de transport et d'en harmoniser la durée avec celles de la concertation des ouvrages de production d'électricité.

Par ce bilan prévisionnel, RTE entend fournir son diagnostic de l'équilibre offre-demande à moyen terme et apporter également une contribution technique au débat sur la transition énergétique sous l'angle des enjeux relevant du système électrique français intégré, en Europe.

1. Évolution de la demande électrique à 5 ans (Figure 1)

Une croissance de la demande nationale revue à la baisse à court terme en raison de la crise économique...

Le ralentissement très net de la croissance économique en 2008, puis de nouveau en 2011, pèse sur la demande électrique, particulièrement dans le secteur industriel. Ce ralentissement s'accompagne par ailleurs de nombreuses incertitudes quant aux prévisions d'évolution future de la croissance. Dans ce contexte, l'option retenue est de fonder les hypothèses de croissance économique (PIB) à court et moyen termes sur un large panel de prévisions (consensus des économistes) et d'en retenir les visions médianes et encadrantes. Ainsi, pour les années 2012 et 2013, les hypothèses de croissance médianes du scénario «référence» coïncident avec celles du FMI (publiées en janvier 2012), à savoir respectivement + 0,2% et + 1,0%.

... et qui ralentit à moyen terme avec une montée en puissance de la réglementation thermique et des mesures d'efficacité énergétique...

Les effets des mesures d'efficacité énergétique se mesurent sur la durée. Elles conduisent à une modification en profondeur de la structure de la consommation. À titre d'illustration, l'étiquetage énergétique s'applique désormais à un vaste ensemble d'équipements domestiques (électroménager, ampoules, etc.) et a permis une amélioration sensible des performances de ces appareils. Au-delà de l'étiquetage, de nouvelles normes plus exigeantes s'étendant non seulement aux équipements domestiques mais également à un ensemble d'appareils industriels sont prévues. En matière de réglementation nationale, on peut noter l'impact de deux dispositions : la disparition des lampes à incandescence et la réglementation thermique 2012 qui doit rentrer en vigueur à la fin de l'année. Cette dernière a eu d'ores et déjà, par anticipation, un très net effet à la baisse sur les parts de marché du chauffage électrique dans la construction neuve comme l'illustre le

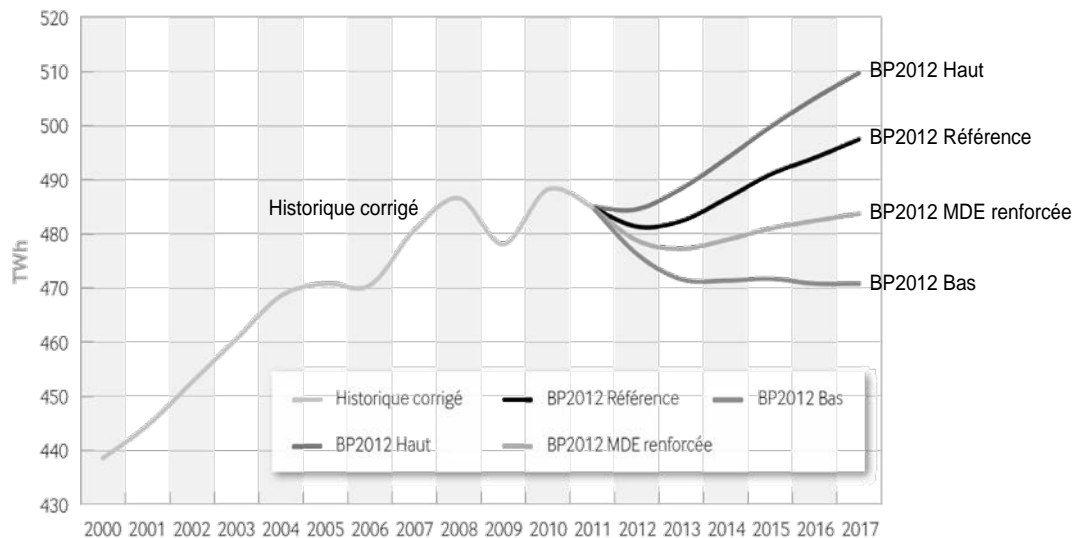


Figure 1 : Prévisions de consommation intérieure France (TWh).

graphique ci-contre. En 2011, cette part de marché est descendue à près de 40%, un niveau plus bas que celui de 2001. Elle devrait encore baisser dans les prochaines années.

... qui conduisent à de nouvelles prévisions de consommation à l'horizon 2017

Compte tenu du contexte économique, les nouvelles prévisions de consommation en énergie à l'horizon 2017 sont de 497 TWh dans le scénario «référence». Dans ce scénario, le contexte économique reflète le décrochage de l'activité actuellement constaté du fait de la crise financière mondiale. On observe alors un ralentissement à court terme suivi d'une phase de rattrapage progressif et partiel à partir de 2015, dans le sillage de la demande mondiale, permettant de retrouver un taux de croissance économique similaire à celui d'avant crise. Ces nouvelles prévisions se traduisent aussi dans les estimations des futures demandes en puissance par une pointe «à 1 chance sur 10» d'environ 102,3 GW à l'horizon 2017. Le pic de consommation enregistré en février 2012 est supérieur à la pointe de consommation «à 1 chance sur 10» car la vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel d'une durée et d'une ampleur inédites depuis plus de 20 ans.

Le développement de la consommation d'énergie connaît cependant d'importantes dis-

parités régionales, en fonction du dynamisme de l'économie locale et de l'attractivité des territoires. Les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur sont deux exemples de régions où la consommation est en forte croissance et où d'importants besoins de renforcements réseaux sont nécessaires pour être en mesure d'assurer l'alimentation électrique de ces zones

Une thermosensibilité nationale élevée nécessitant une vigilance particulière en cas de vague de froid

D'après les dernières estimations pour l'hiver 2011-2012, le gradient thermique varie selon les heures avec une valeur moyenne de 2300 MW/°C à 19h, heure de la pointe de consommation journalière en hiver. Ce gradient d'hiver a évolué continuellement à la hausse depuis le début des années 2000. Le gradient français représente près de la moitié du gradient de l'ensemble des pays continentaux européens. En situation de périodes exceptionnelles de grand froid et en raison de cette thermosensibilité, la France enregistre des pics de consommation qui peuvent contraindre l'équilibre offre-demande, mais aussi engendrer des difficultés d'exploitation. Lors de la vague de froid de février 2012, la France a connu une pointe de consommation à 102,1 GW (Figure 2) et a pu assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en raison d'une bonne disponibilité du

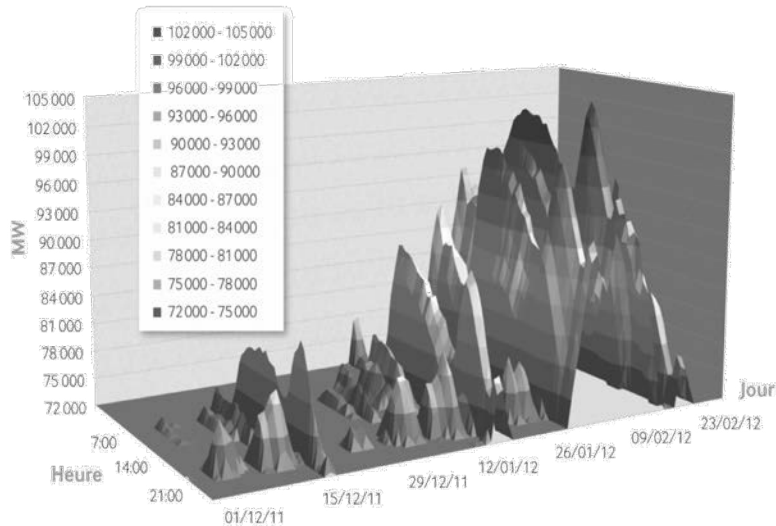


Figure 2: « Montagne de charge » de l'hiver 2011-2012 – Consommation France.

parc de production et grâce à la contribution des importations d'électricité en provenance des pays voisins. Cette dernière s'est élevée, avec plus de 9 GW, à une valeur jamais atteinte jusqu'à présent, proche des limites physiques du réseau d'interconnexion. Si l'impact récent de la réglementation thermique sur la croissance du parc de chauffage électrique est net et devrait modérer, à l'avenir, l'accroissement de la thermosensibilité, il n'en reste pas moins que la France se caractérise en Europe par un des parcs les plus thermosensibles.

2. Évolution de l'offre de production à moyen terme

Un changement significatif du parc de production s'annonce, sous le coup du déclasserment d'installations thermiques, du développement des énergies renouvelables et de la fermeture de Fessenheim fin 2016

L'évolution majeure du parc de production à moyen terme est l'érosion forte du parc de production thermique classique, qui se traduit par la fermeture à l'horizon 2016 de plus de la moitié des parcs charbon, fioul et cogénération actuellement en service.

Après plusieurs années de développement à un rythme proche de 1 GW par an, le parc éolien français a connu en 2011 un

rythme de développement sensiblement plus faible, tendance confirmée durant le premier semestre 2012. De même, après une croissance extrêmement forte en 2011 et au début d'année 2012, la croissance du parc photovoltaïque est en forte réduction, suite à la révision des dispositifs de soutien survenue début 2011. Le bilan prévisionnel 2012 retient l'hypothèse d'une croissance annuelle des parcs éoliens terrestres et photovoltaïques de 800 et 500 MW par an respectivement, soit une croissance toujours forte de ces filières mais sensiblement inférieure à celles récemment constatées. Le raccordement de parcs éoliens maritimes est envisagé au-delà de 2017 (Figures 3 et 4).

Enfin, en lien avec les pouvoirs publics, l'hypothèse retenue concernant le parc de production nucléaire est celle d'un arrêt des deux groupes de la centrale de Fessenheim fin 2016 (1,8 GW). Par ailleurs, la mise en service du nouveau groupe de Flamanville (1,6 GW), actuellement en cours de construction, est prise en compte; la première production commercialisable est attendue en 2016.

Le raccordement d'énergies renouvelables : un vecteur de plus en plus important du développement du réseau

Le développement du parc de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, notamment photovoltaïque et éolien, s'accroît

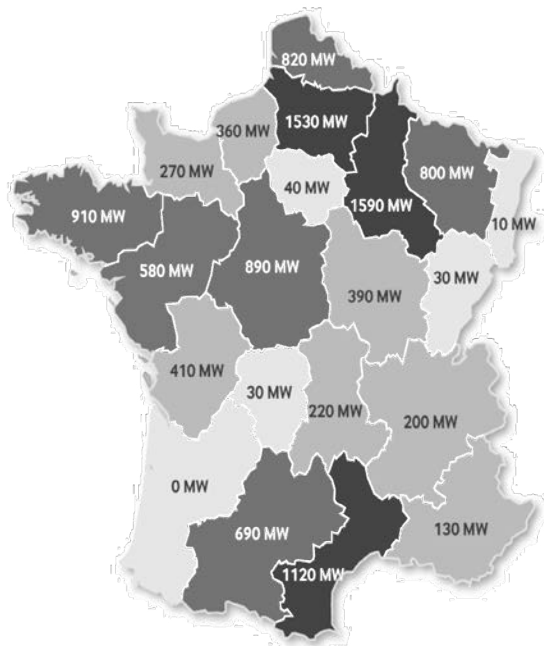


Figure 3: Hypothèse de puissance éolienne terrestre en service en 2017 (total = 11 GW).



Figure 4: Hypothèse de puissance photovoltaïque en service en 2017 (total = 5,6 GW).

pagne nécessairement d'une adaptation du réseau de transport, même lorsque son raccordement se fait sur les réseaux de distribution. À cette fin, RTE prépare l'élaboration des schémas de raccordement des énergies renouvelables, cohérents avec les objectifs de production renouvelable de 23% en 2020. Les premiers schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie ayant été publiés fin juin 2012, RTE réalise actuellement les schémas de raccordement en liaison avec les acteurs locaux : producteurs, collectivités locales et distributeurs. Ces schémas permettront de mieux articuler le développement du réseau de transport avec celui des énergies renouvelables.

3. Diagnostic prévisionnel à moyen terme

La sécurité d'approvisionnement devrait être assurée jusqu'en 2015, la mise en service de plusieurs centrales à cycle combiné gaz permettant de compenser les fermetures de groupes de production thermique à cet hori-

zon. À partir de 2016, la sécurité d'approvisionnement devient plus tendue, en raison de la fermeture de productions charbon et fioul, conséquences de la directive IED sur les limites d'émission de polluants entrant en vigueur au 1er janvier 2016, et de la fermeture supposée de moyens de cogénération. À cette échéance, la durée de défaillance est évaluée à 5 heures par an en espérance et la puissance manquante à 1,2 GW. Ce besoin apparaît moindre que lors du bilan prévisionnel 2011 qui identifiait 2,7 GW de puissance manquante. Cette baisse s'explique principalement par le ralentissement de la demande provoqué par la crise économique. En 2017, l'espérance de durée de défaillance estimée augmente pour atteindre 6h30, en raison de l'hypothèse de fermeture des deux groupes de production nucléaire de Fessenheim, non totalement compensée par la mise en service d'un groupe cycle combiné gaz et le développement des parcs éolien et photovoltaïque. La puissance manquante est alors estimée à 2,1 GW.

Ces besoins identifiés pour 2016 et 2017 peuvent être couverts par la mise en service à

ces échéances de projets suffisamment avancés, de nouveaux projets de moyens de pointe (y compris effacements) ou le report de fermeture de certaines centrales thermiques fossiles. Des études techniques complémentaires doivent être menées sur les conséquences de l'arrêt de Fessenheim sur l'exploitation du système électrique (répartition des flux, tenue de tension, etc.), en prenant en compte l'évolution de la production et de la consommation dans l'environnement de Fessenheim, tant en France qu'en Allemagne.

Les estimations de besoins de puissance au niveau national prennent en compte le rôle primordial que jouent les interconnexions dans la sécurité d'approvisionnement, permettant une mutualisation à l'échelle continentale des moyens de production. Le développement de 2 GW de capacités supplémentaires à l'horizon 2017, sur les frontières espagnole et italienne, permet ainsi de mieux couvrir le risque de défaillance. Sans prise en compte des échanges, la puissance manquante serait considérablement supérieure, estimée à 7,5 GW en 2016 et 8,6 GW en 2017. Ces résultats montrent l'importante contribution des interconnexions européennes à la sécurité d'approvisionnement française.

Ces estimations restent comparables à celles réalisées dans les précédentes éditions du bilan prévisionnel. Les différentes variantes réalisées illustrent la grande sensibilité du critère de défaillance aux hypothèses retenues, et en particulier à l'évolution de la consommation. De nombreuses incertitudes peuvent faire évoluer ce résultat à l'avenir : les choix des producteurs ou des décisions politiques quant au retrait ou au maintien de certains groupes, le rythme de développement des filières renouvelables, la disponibilité des parcs thermiques, etc.

Il est à noter que le respect du critère de trois heures de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque pour l'équilibre offre-demande : en cas d'aléas très défavorables, et en particulier dans l'hypothèse d'une vague de froid extrêmement sévère telle celle observée en février 2012, des délestages pourraient survenir avec une ampleur accrue compte tenu de l'évolution de la thermosensibilité et des pointes de consommation.

4. Scénarios prospectifs pour le long terme

À la différence de l'horizon moyen terme – cinq ans – où la structure de la consommation et de la production peut être assez largement appréhendée à partir des décisions déjà prises, l'approche à long terme nécessite de se fonder sur des scénarios prospectifs reposant sur des hypothèses différenciées. RTE a choisi de bâtir quatre scénarios prospectifs d'évolutions cohérentes et équilibrées de la consommation et de la production (Figure 5), qui permettent d'illustrer autant de visions différentes de ce que serait le mix électrique en 2030 et d'alimenter de futures études de robustesse du réseau :

- Le scénario « médian » s'inscrit dans la continuité des tendances actuelles, avec une diminution graduelle de la capacité nucléaire installée (jusqu'à 56 GW en 2030), une croissance modérée de la consommation et un développement régulier des énergies renouvelables ;
- Le scénario « consommation forte » se caractérise par une accélération de la consommation (notamment via le développement du véhicule électrique) et un maintien à un niveau élevé de la part du nucléaire dans la production électrique ;
- Le scénario « nouveau mix », détaillé plus loin, explore une réduction significative du parc de production nucléaire ;
- Enfin, le scénario « croissance faible » s'inscrit dans une perspective de ralentissement économique durable.

En matière de production, le développement des énergies renouvelables est significatif, quel que soit le scénario considéré, avec une proportion d'énergies renouvelables 2 à 3 fois supérieure à la proportion actuelle. La part du nucléaire varie selon les scénarios, allant d'environ 50% pour le scénario « nouveau mix » à près de 70% pour le scénario « consommation forte ». Dans le prolongement du bilan prévisionnel 2011, le scénario « nouveau mix » étudie quelques-unes des conséquences d'une hypothèse de réduction significative de la capacité nucléaire en France, avec une puissance installée de 40 GW en 2030, soit 23 GW de moins que le parc actuel.

Ce scénario comprend un ensemble d'hypothèses complémentaires qui conduisent à un système électrique équilibré, à savoir :

- Les hypothèses les plus fortes sur les effets des mesures d'efficacité énergétique qui tirent la consommation à la baisse, malgré le développement très soutenu d'usages tels que le véhicule électrique et les pompes à chaleur.
- Le développement renforcé du parc de production renouvelable, avec des capacités de 40 GW d'éolien et 30 GW de photovoltaïque en 2030, ainsi qu'une croissance des parcs biomasse, biogaz et hydrolien.
- La proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique atteint alors 40%.
- Le développement de 2 GW de production semi-base et de 10 GW de moyens de pointe, sous forme de production ou d'effacement, afin d'assurer l'équilibre en puissance à chaque instant.
- Le renforcement des capacités d'échanges transfrontaliers pour gérer au mieux les

intermittences en mutualisant les moyens entre les différents pays, qui s'élèvent à 27 GW, contre 15 GW aujourd'hui.

Dans tous les scénarios, le développement et le renouvellement du réseau doivent accompagner l'évolution de la demande et de la production. Ce développement est d'autant plus significatif en cas de rupture par rapport à la tendance historique. L'accueil des énergies renouvelables mais également le développement de nouveaux usages de l'électricité – comme le véhicule électrique – nécessiteront plus que jamais l'accroissement des capacités de transport d'électricité.

Le réseau de transport d'électricité peut s'adapter en temps et en heure pour permettre la mise en œuvre des différents choix de politique énergétique à condition que ceux-ci soient définis avec suffisamment d'anticipation. À ce titre, la définition du calendrier et de la trajectoire des évolutions du parc de production, notamment en termes de localisation, importe autant que la cible à atteindre. ■

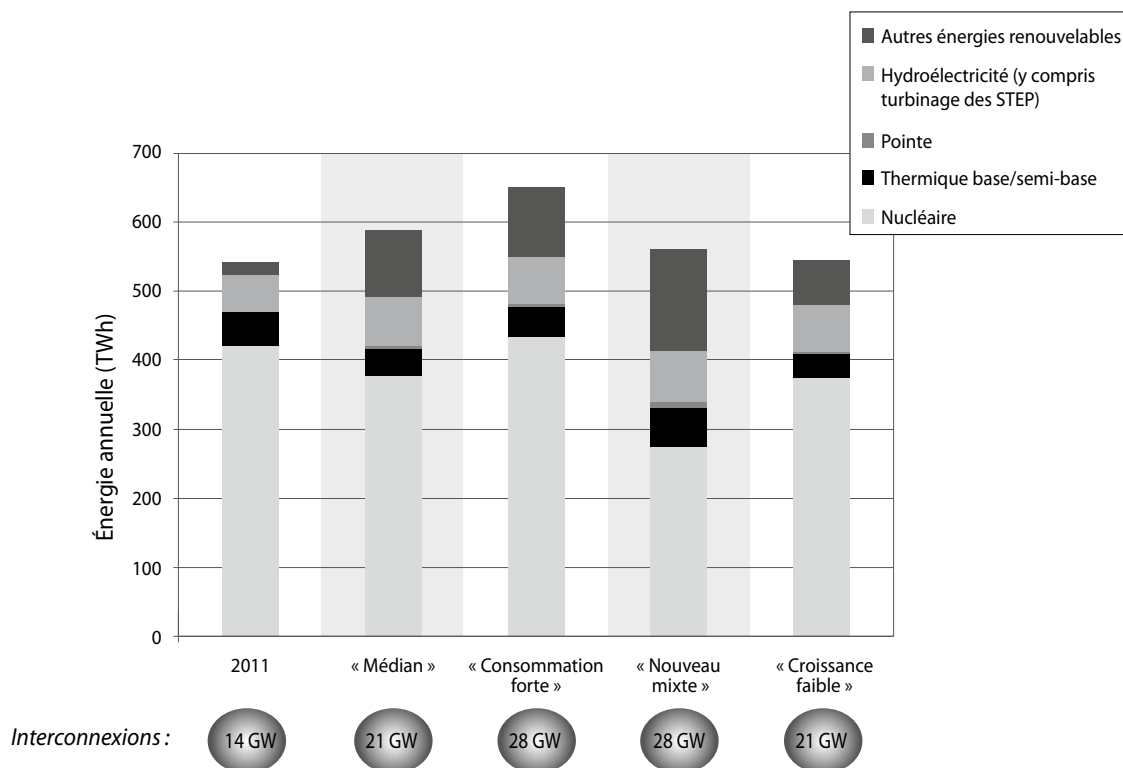


Figure 5: Comparaison des différents scénarios du bilan prévisionnel 2012.

Le développement du réseau de transport

Les nouvelles installations de production ne sont généralement pas situées à proximité des lieux de consommation, ce qui nécessite des adaptations du réseau pour acheminer l'énergie produite. Ce besoin se rencontre partout en Europe. Ainsi, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA (Deutsche Energie-Agentur, Agence allemande de l'énergie) met en exergue la nécessité de créer au plus vite environ 4000 km de lignes THT supplémentaires pour accompagner l'insertion des énergies renouvelables.

Globalement, au niveau européen, le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité (TYNDP), publié par ENTSO-E, prévoit la création ou le renouvellement d'environ 51000 km de lignes THT d'ici 2020 réparties en 100 projets dont 80% nécessaire à l'accueil des énergies renouvelables.

Il convient de rappeler que, dans les années 1980, le développement du réseau français a connu une période de forte croissance pour accompagner le programme nucléaire. Les évolutions énergétiques à venir impliqueront aussi un développement du réseau de transport, mais avec des enjeux complémentaires liés à l'intermittence de certaines productions. RTE prévoit, dans son schéma de développement décennal, d'investir 10 milliards d'euros à l'horizon 2020 pour les principales infrastructures de transport. L'insertion de l'éolien terrestre (objectif national de 19 GW) et de l'éolien maritime (appel d'offres de 3 GW) représente environ 1 milliard d'euros chacun d'ici à 2020.

À l'horizon 2030, un des scénarios du bilan prévisionnel envisage une baisse du nucléaire dans le mix énergétique, qui rendrait nécessaire le doublement en 20 ans des capacités d'interconnexions afin d'optimiser le développement de nouveaux moyens de production et d'effacement. Au-delà de l'aspect financier (coût évalué à environ 350 millions d'euros par an pour les interconnexions), le rythme de construction de ces interconnexions et des nouvelles infrastructures pose un problème. En effet, la création de nouvelles lignes nécessite parfois jusqu'à dix ans, en raison notamment de la superposition de plusieurs procédures administratives redondantes. Ainsi, seuls 5000 MW de capacité d'interconnexion ont été construits sur les 20 dernières années.

En Allemagne, où les délais de construction du réseau sont également un enjeu majeur pour la réalisation des projets d'énergie renouvelable, le gouvernement a fait adopter en 2011 une loi sur l'accélération du développement du réseau (Netzausbaubeschleunigungsgesetz – NABEG), qui réduit le nombre d'échelons administratifs concernés en permettant aux autorités compétentes de se concentrer sur leurs tâches principales. Cette loi simplifie de manière significative le régime des procédures d'autorisation des lignes électriques. Un régime uniforme d'autorisation est ainsi introduit pour réduire le temps d'approbation des lignes 110 kV aériennes et souterraines. L'objectif des pouvoirs publics en Allemagne est de réduire à quatre ans les délais d'instruction afin de pouvoir effectivement mettre en œuvre les décisions de politique énergétique.

Consciente des difficultés entraînées par ces délais d'instruction administrative que l'on retrouve dans plusieurs pays européens, la Commission européenne suggère dans son «paquet Infrastructures» de les réduire à trois ans.