



Schéma décennal de développement du réseau

.....
ÉDITION 2019

PRINCIPAUX RÉSULTATS

Schéma décennal de développement du réseau

ÉDITION 2019

PRINCIPAUX RÉSULTATS

SOMMAIRE

7

1. Les enjeux

8

1.1 La transformation des réseaux est une des conditions essentielles à la réussite de la transition énergétique

10

1.2 Le réseau public de transport d'électricité : un objet évident, une fonction mal connue

19

1.3 Un réseau qui « assure l'intendance » mais dont l'évolution est confrontée à des procédures longues et des enjeux d'acceptabilité par ses riverains

21

2. Un document de planification du réseau inédit

22

2.1 Un nouveau schéma de réseau, élargi et repensé, pour éclairer le débat sur la transition énergétique

24

2.2 Un plan de transformation du réseau pour réussir la feuille de route énergétique de la PPE

29

3. Des réponses apportées à l'ensemble des défis associés à l'évolution du réseau électrique

30

3.1 Au plan sociétal et environnemental

37

3.2 Au plan industriel

46

3.3 Au plan économique



LES ENJEUX

1.1 La transformation des réseaux est une des conditions essentielles à la réussite de la transition énergétique

La France est pleinement engagée dans la transition énergétique. Le projet de loi énergie-climat, en cours d'examen par le Parlement, fixe comme objectif l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

Cet objectif s'appuie sur la *stratégie nationale bas carbone* (SNBC), qui définit une trajectoire pour les différents secteurs jusqu'en 2050 et précise les orientations à mettre en œuvre dans les différents secteurs (logements, énergie, agriculture, transports) pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les objectifs de la politique énergétique inscrits dans la *programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE), qui organise l'évolution des modes de production, d'acheminement et de consommation de l'énergie en France au cours des 10 à 15 prochaines années.

Ces différents documents sont au stade de projet. Les arbitrages structurants qui les sous-tendent ont néanmoins été clarifiés par le Gouvernement depuis 2017.

S'agissant du secteur électrique, ils sont fondés sur un fort développement des énergies renouvelables (notamment l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque), la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022, une réduction progressive de la capacité nucléaire (fermeture des deux réacteurs de Fessenheim en 2020, puis d'une douzaine de réacteurs entre 2025 et 2035), le souhait de recourir davantage à l'électricité – très largement décarbonée – dans les secteurs de la mobilité, du bâtiment, de l'industrie et pour la production d'hydrogène.

Il s'agit d'une transformation de grande ampleur. En intensité, elle s'apparente au développement du parc électronucléaire à la suite du second choc pétrolier, qui a vu la France très largement modifier ses approvisionnements énergétiques en un temps très court.

Si le débat public sur le secteur électrique a largement porté sur les sources de production, la réalité opérationnelle du secteur électrique est de constituer une industrie de réseau par excellence : toutes les sources de production et les sites de consommation y sont connectés en permanence, avec une exigence d'équilibre instantané qui n'existe dans aucune autre industrie. Et toute modification du mix implique un

raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

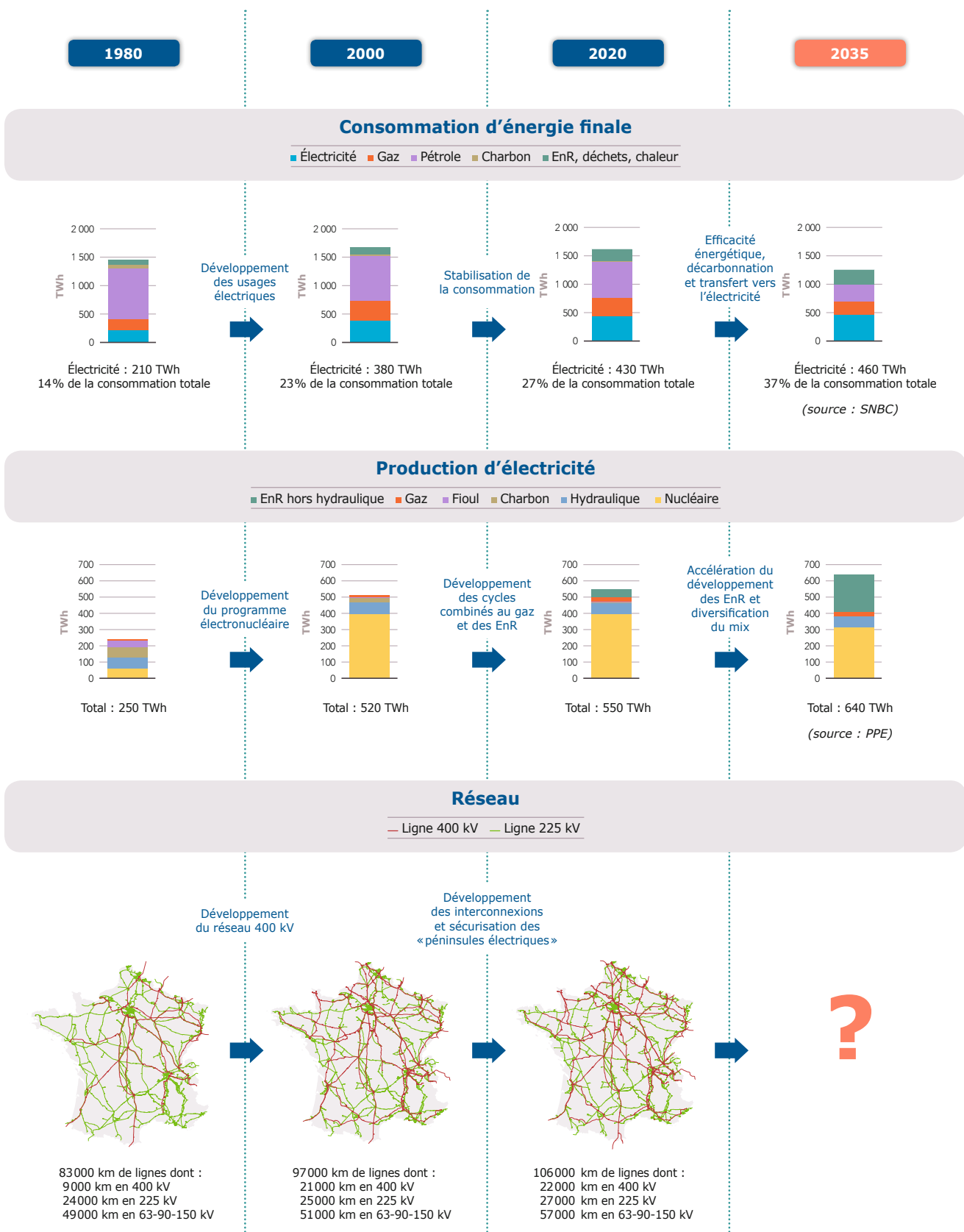
Or ces réseaux vont devoir évoluer, et rapidement, de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement doivent s'apprécier sur le temps long. En amont, plusieurs années d'études techniques et économiques préalables sont indispensables pour implanter un nouvel ouvrage structurant, suivies d'une instruction réglementaire (de nombreuses autorisations sont nécessaires, relevant du droit de l'urbanisme, de l'environnement et de la politique sectorielle de l'énergie) et d'une concertation avec les parties prenantes s'étalant sur plusieurs années (selon la complexité du projet). Une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner jusqu'à 85 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée.

Cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématique y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique.

Il est désormais largement admis que deux facteurs sont indispensables au déploiement rapide des énergies renouvelables : une stabilité réglementaire, et une réflexion en amont sur leur intégration dans les réseaux électriques.

Le nouveau schéma décennal de développement du réseau (SDDR) présenté par RTE intervient à ce moment charnière. Il articule une proposition d'évolution du réseau de transport sur les 15 prochaines années pour atteindre les objectifs publics, en mettant en avant les enjeux, les marges de manœuvre possibles, mais aussi les cohérences nécessaires. Il constitue une traduction opérationnelle du projet de PPE et pourra évoluer en fonction des documents finaux (loi énergie, SNBC et PPE) et des avis formulés sur le projet de SDDR (par le ministre, la Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité environnementale). Il liste les leviers existants à mettre en œuvre pour que les réseaux ne se situent pas sur le « chemin critique » de la transition énergétique, mais qu'ils soient au contraire un élément facilitant.

Figure 1. Évolution du mix et du réseau depuis 1980



1.2 Le réseau public de transport d'électricité : un objet évident, une fonction mal connue

Le réseau de transport d'électricité apparaît comme une évidence.

Pour beaucoup, il est associé aux pylônes des grandes lignes à très haute tension qui assurent la desserte en électricité du pays. Pour certains, il est synonyme des salles de dispatching qui veillent 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 à l'alimentation en électricité partout et à tout instant. Pour tous, il fait partie des acquis : l'électricité n'a jamais été aussi présente et importante dans nos vies de tous

les jours et rares sont ceux qui se souviennent qu'il y a 50 ans, la desserte du territoire était encore un enjeu.

Mais en réalité, le réseau public de transport est un objet mal connu. A l'heure où il doit faire face à une transformation importante pour servir une politique énergétique intégrant l'impératif climatique, il est nécessaire de rappeler ses caractéristiques et sa fonction.

Une infrastructure permettant de transférer de grandes quantités d'énergie des lieux de production vers les centres de consommation...

Une confusion consiste à y voir simplement le pendant, pour l'électricité, des autoroutes ou des grandes lignes du réseau ferroviaire.

Le réseau de transport d'électricité est effectivement une infrastructure physique linéaire, qui achemine de grandes puissances sur de grandes distances, relie les pays européens entre eux, raccorde directement les moyens de production les plus importants (centrales nucléaires, barrages hydrauliques, grandes centrales solaires au sol et à terme fermes éoliennes en mer) ainsi que les plus grands consommateurs (industriels) et les « poches » de consommation locales. Au sein de ces « poches », la desserte finale des consommateurs domestiques se fait par l'intermédiaire des réseaux de distribution.

Pour relier les différents centres de production et alimenter les lieux de consommation, le réseau de transport d'électricité est structuré selon plusieurs niveaux de tension :

- ▶ le *réseau de grand transport* (réseau à très haute tension constitué du réseau 400 kV et d'une partie du réseau 225 kV) correspond aux artères principales permettant d'assurer le maillage du territoire national et l'interconnexion avec les pays voisins afin d'évacuer l'électricité depuis les principaux sites de production (aujourd'hui les centrales nucléaires et

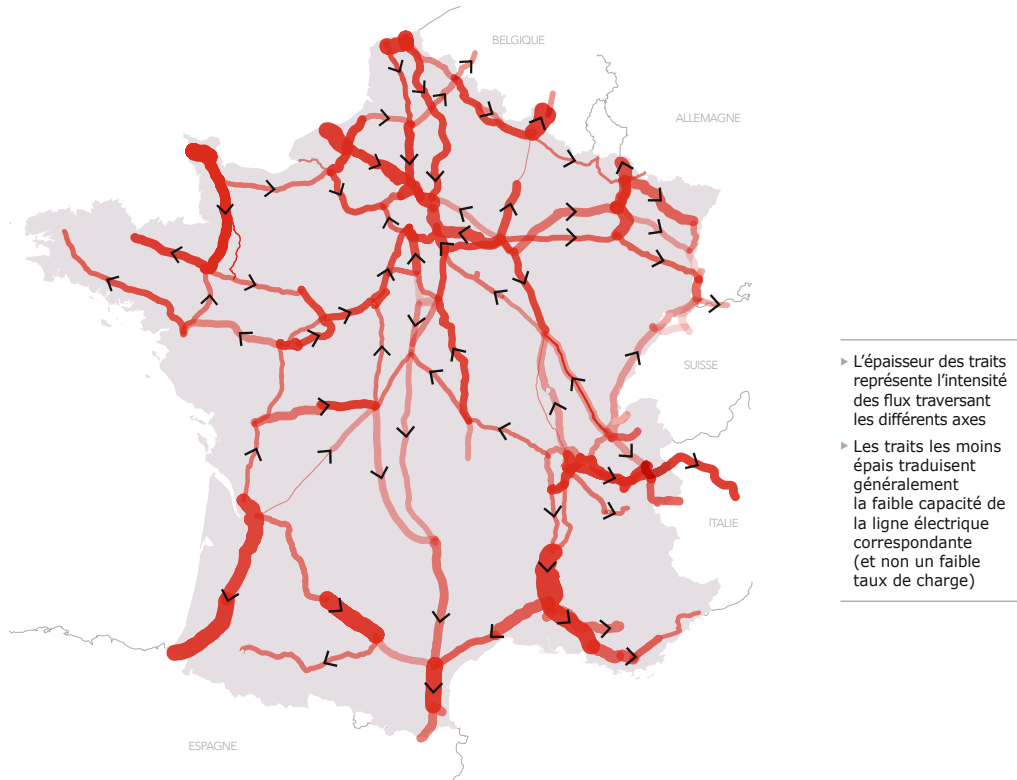
les grands barrages hydrauliques) : un exemple des flux en hiver sur le réseau 400 kV est présenté ci-contre (*figure 2.1*) ;

- ▶ les *réseaux de répartition*, constitués d'une partie du réseau 225 kV et des infrastructures aux niveaux de tension inférieurs (principalement 63 kV et 90 kV), permettent quant à eux de répartir l'énergie à une maille suprarégionale et régionale et d'alimenter les territoires au niveau local.

Le réseau de transport est exploité de manière coordonnée : l'exemple de l'alimentation de la métropole lilloise (*figure 2.2*) illustre l'enchevêtrement des différents niveaux de tension pour parvenir à satisfaire les besoins de consommation.

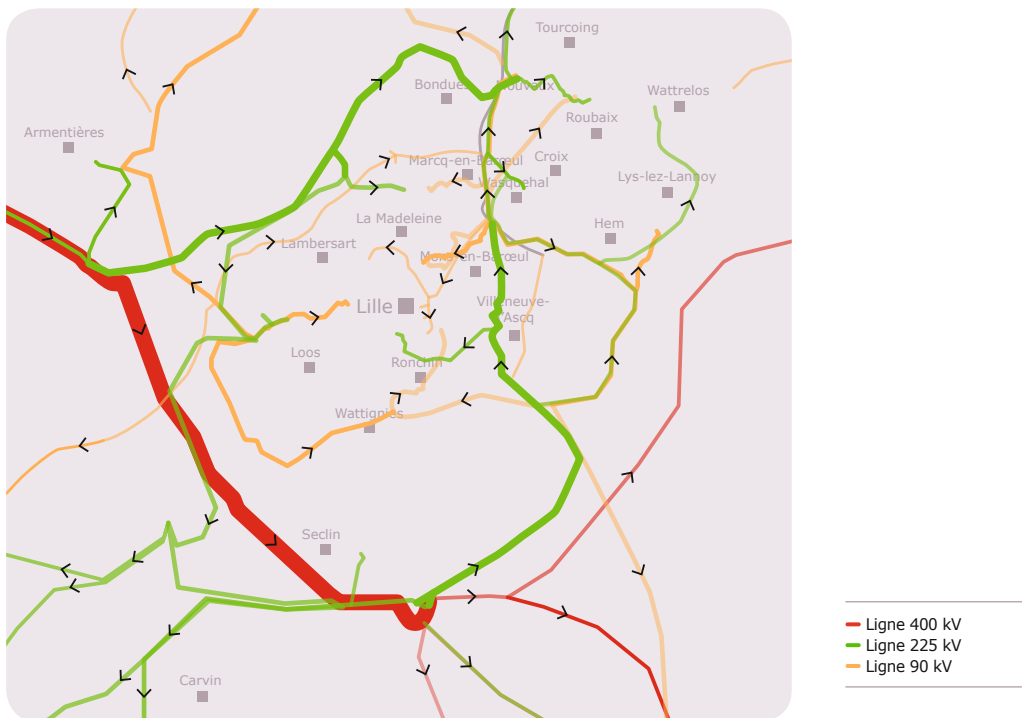
La construction de ce grand réseau maillé est contemporaine des autres grands réseaux et a pleinement participé de la politique d'équipement du pays au cours de la seconde moitié du XX^e siècle. S'il dessert aujourd'hui tout le territoire métropolitain interconnecté, le réseau doit s'adapter à l'évolution des modes de vie (et par exemple être renforcé pour tenir compte de la périurbanisation ou mis en souterrain dans les zones de forte pression foncière) et aborder une phase cruciale de renouvellement pour ses ouvrages les plus anciens.

Figure 2. Illustration des flux sur le réseau de grand transport et les réseaux régionaux



- ▶ L'épaisseur des traits représente l'intensité des flux traversant les différents axes
- ▶ Les traits les moins épais traduisent généralement la faible capacité de la ligne électrique correspondante (et non un faible taux de charge)

Utilisation instantanée du réseau de grand transport (400 kV) – Situation d'hiver



- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV
- Ligne 90 kV

Utilisation instantanée du réseau de l'agglomération lilloise – Situation d'été

... mais surtout un « hub » mutualisant les ressources disponibles

Au-delà du transport « point à point », la fonction première du réseau de transport d'électricité est d'organiser la mise en commun des différentes sources de production à grande échelle. *Via* le réseau, la consommation des français *prise comme un tout*, est alimentée par l'ensemble des moyens de production disponibles, en s'appuyant de manière privilégiée sur les moins chers. Sur le plan physique, la livraison de l'électricité incombe aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

Pour y parvenir, une organisation spécifique est mise en place.

Cette organisation s'articule d'une part autour d'un marché libéralisé. En France comme dans les autres pays de l'Union européenne, chaque consommateur peut choisir son fournisseur d'électricité : les relations entre producteurs, fournisseurs, intermédiaires et consommateurs sont régies par un ensemble de contrats privés.

Elle repose également sur des dispositifs spécifiques qui permettent d'assurer le fonctionnement du système sur le plan technique et économique. À ce titre, le gestionnaire du réseau de transport doit s'assurer à chaque instant que les quantités d'électricité injectées en tout point du territoire sont égales aux quantités d'électricité qui y sont soutirées et aiguiller les flux en fonction des capacités du réseau. Pour ce faire, RTE est en charge de modifier en temps réel la production d'électricité, voire de réguler la consommation. Cet équilibre est réalisé au périmètre de tous les habitants où qu'ils se trouvent : qu'ils soient chez eux et raccordés à un réseau de distribution, dans un train et connectés – *via* les caténaires et les installations ferroviaires – au réseau de RTE, ou chez un industriel raccordé directement au réseau public de transport.

RTE organise *a posteriori* les flux financiers entre acteurs pour refléter la réalité physique constatée, qui diffère des échanges réalisés sur les marchés de l'électricité. Le rôle des producteurs est d'injecter en un point du réseau, les consommateurs peuvent soutirer, et les réseaux gèrent l'interface. On parle souvent de « chambre de compensation physique » du système pour décrire ce rôle du gestionnaire du réseau public de transport.

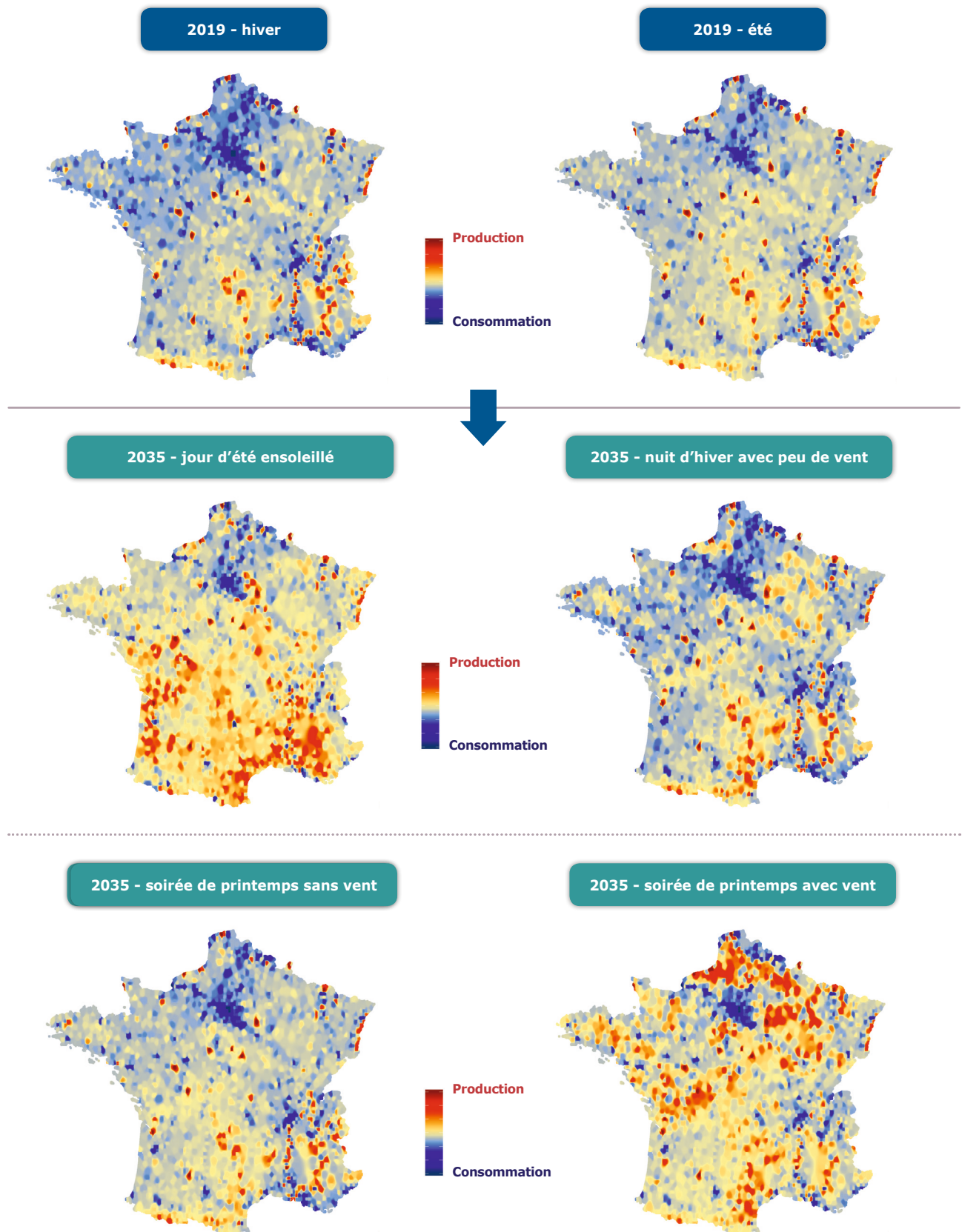
Une telle organisation est propre à l'électricité, du fait de son caractère peu stockable à grande échelle (en l'état actuel des infrastructures) et des fortes exigences en matière de qualité et de continuité du signal électrique – la fréquence dépendant en particulier fortement de l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité. Son équivalent consisterait, pour un gestionnaire d'autoroute, à vérifier à chaque instant que le nombre de personnes qui montent dans une voiture est strictement égal au nombre de personnes qui en descendent. En ce sens, un réseau de transport d'électricité n'est pas comparable aux « autoroutes de l'électricité ».

Cette fonction de « hub » va encore se renforcer avec la transition énergétique. Pour élaborer le SDDR, RTE a modélisé le fonctionnement du système électrique européen en intégrant sa dimension géographique. Cette modélisation met en lumière une double évolution du mix, sur le plan de la répartition géographique de la production d'une part, et de variabilité temporelle de la production d'autre part (*voir ci-contre*) :

- 1) la répartition de la production sur le territoire national va évoluer en étant moins concentrée (fermeture de réacteurs nucléaires) et différemment localisée (augmentation de la production dans des zones qui en sont aujourd'hui dépourvues, réduction du potentiel de production sur les fleuves et renforcement de la concentration sur certains littoraux) ;
- 2) La production journalière et saisonnière va devenir plus variable en volume mais aussi en répartition spatiale : on pourra ainsi observer une alternance entre des épisodes de forte production au sud du pays (journées estivales ensoleillées) ou au nord (nuits de printemps ventées) dans des proportions plus importantes qu'aujourd'hui.

Ce type de mix électrique ne peut fonctionner que *via* une mutualisation poussée des moyens, assurée par le réseau de transport d'électricité. Les évolutions du réseau suivent donc « naturellement » celles de la production.

Figure 3. Répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité sur des situations typiques avec le mix électrique actuel (en haut) et avec le mix électrique projeté à horizon 2035 selon le scénario du projet de PPE



Un système qui compose avec une logique de fonctionnement de plus en plus européenne...

Une évolution structurante est aujourd'hui à l'œuvre sur le système électrique : le déplacement de sa logique d'organisation, d'un périmètre national à une échelle européenne.

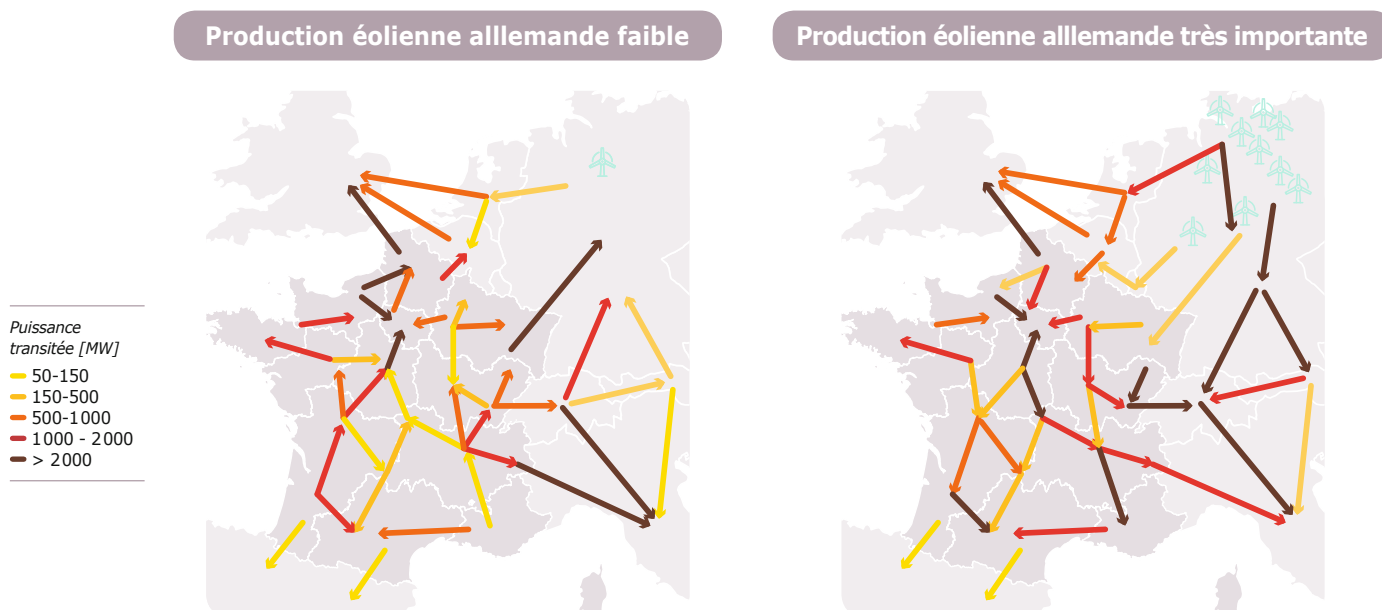
L'interdépendance croissante des pays européens sur le plan électrique est une traduction logique de l'objectif du projet communautaire et résulte de son approfondissement progressif au cours des vingt dernières années dans le secteur de l'énergie. Reposant sur une interconnexion physique entre pays de plus en plus poussée, le marché intérieur de l'électricité constitue en effet la logique dominante d'organisation des flux en Europe. En Europe, la France ne «décide» pas d'exporter de l'électricité – pas plus qu'elle ne «fait appel» à ses voisins lorsque l'électricité vient à manquer : c'est une logique de marché qui est à l'œuvre et conduit à faire fonctionner les outils de production les plus compétitifs, indépendamment de leur localisation. Les flux d'électricité entre pays en découlent mécaniquement.

Dans ce contexte, des lignes de force sont identifiables. La France est, depuis longtemps, un large exportateur d'électricité, et cette caractéristique

devrait se renforcer encore dans les prochaines années si les objectifs fixés par la PPE pour la production d'électricité sont atteints (voir le Bilan prévisionnel 2017 et les études complémentaires sur les échanges parues en septembre 2018). Son parc nucléaire, tout comme l'éolien allemand ou l'hydraulique scandinave, joue un rôle majeur dans l'organisation des flux électriques à l'échelle de l'Europe. Les éléments développés dans le Bilan prévisionnel et dans le SDDR illustrent cette réalité européenne.

L'interconnexion croissante des pays européens a permis d'aller beaucoup plus loin dans l'intégration des énergies renouvelables que certains ne l'envisageaient il y a encore dix ans. Un pays comme le Danemark n'a pu atteindre une part de l'éolien de 45% qu'en étant pleinement intégré au marché européen et en s'appuyant très largement sur ses voisins lors des périodes de faible production éolienne. Dans le même temps, les flux ne peuvent plus être gérés à l'échelle d'un seul pays. Ainsi, le développement de l'éolien et du photovoltaïque en Allemagne a conduit à des conséquences importantes dans les pays voisins, traversés par des flux d'électricité croissants alors que le réseau interne

Figure 4. Influence de la production éolienne en Allemagne sur les flux sur le réseau en France



allemand devenait de moins en moins adapté à la nouvelle répartition géographique de la production outre-Rhin.

Le système électrique choisi par la France est fondé en grande majorité sur des formes de production très compétitives sur les marchés de l'électricité et décarbonées : les énergies renouvelables et

le nucléaire comptent pour 93% de la production aujourd'hui (96% en 2030 dans le cadre de la PPE). Un tel parc de production repose sur un système très interconnecté : les interconnexions permettent à la France de valoriser cette production d'électricité décarbonée en Europe, tout en important lors des pointes de consommation les plus élevées et en réduisant les besoins de réserve.

... mais également avec des dynamiques à l'échelle locale

Le constat d'eupéanisation du système électrique peut sembler en contradiction avec certains mots d'ordre actuels appelant à sa décentralisation. Pourtant, le paradoxe n'est qu'apparent.

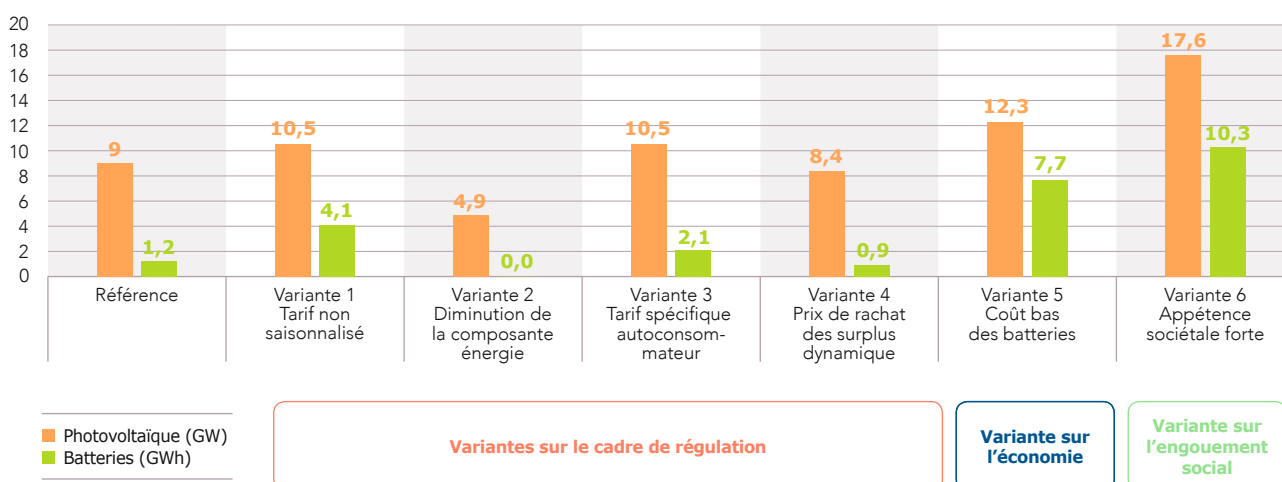
En réalité, il est tout à fait concevable que coexistent des logiques de pilotage à l'échelle locale et un fonctionnement à large échelle d'un grand système interconnecté.

Le développement de l'autoconsommation fait partie des scénarios envisagés au cours des prochaines années. Un travail de projection de ses conséquences sur le mix de production a déjà été réalisé dans le cadre du Bilan prévisionnel, permettant de souligner la grande diversité de modèles envisageables (voir figure 5 ci-dessous).

Ce travail est poursuivi dans le SDDR. Il s'agit alors d'évaluer comment l'intérêt des citoyens français pour les « circuits courts » peut avoir une traduction opérationnelle dans le fonctionnement du réseau et modifier ses équilibres, et d'apporter ainsi des éléments de réponse aux débats sur le sujet.

Cette question n'a rien d'évident : tant que les particuliers et entreprises installant des panneaux solaires sur leurs toitures demeurent connectés au réseau national et en attendent la même garantie de service, la logique actuelle de dimensionnement de l'infrastructure n'en sera pas modifiée substantiellement. Pour autant, les différents scénarios de développement de l'autoconsommation influent sur la géographie d'implantation du photovoltaïque, et exercent à ce titre une influence sur la répartition globale des flux.

Figure 5. Estimations du développement de l'autoconsommation individuelle dans le secteur résidentiel dans le scénario Ampère à l'horizon 2035 selon différentes variantes (*analyses du Bilan prévisionnel 2017*)



Un système qui est utilisé en permanence – non une « assurance occasionnelle »

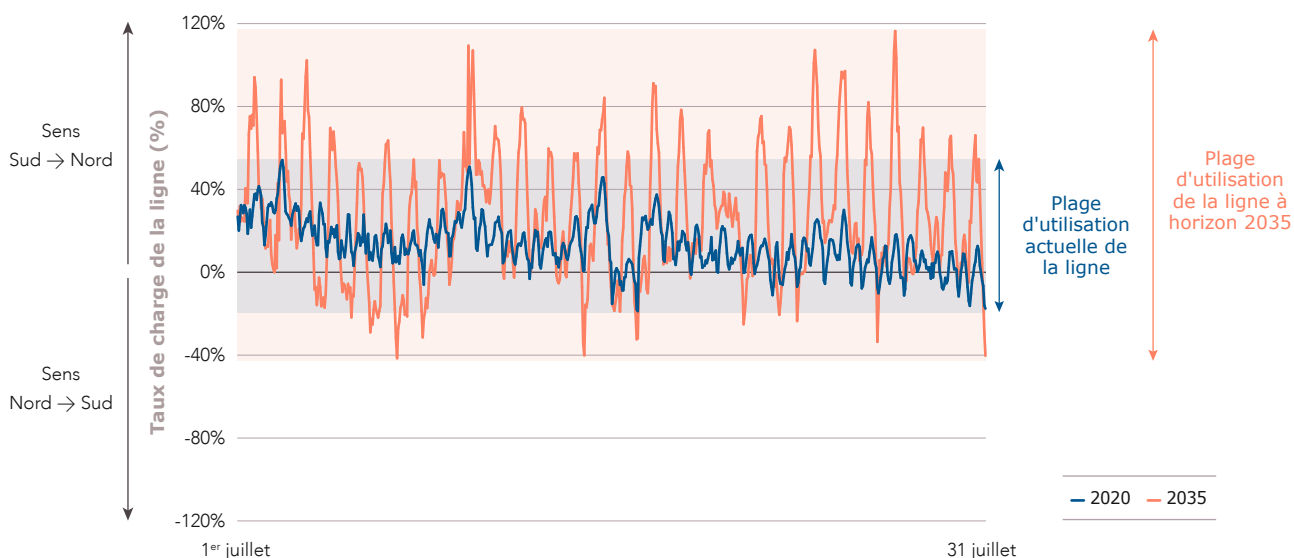
En France, l'architecture et la structure du réseau de grand transport découlent directement de la logique de l'approvisionnement en électricité, organisée à l'échelle du pays¹, et de plus en plus portée par des dynamiques européennes.

Les ouvrages du réseau public de transport ne fonctionnent pas de manière ponctuelle, pour importer ou exporter des excédents locaux. Même avec le développement de sources de production décentralisées, les infrastructures du réseau de transport sont utilisées en permanence pour faire transiter de l'électricité, permettant ainsi de mutualiser les sources de production à l'échelle nationale voire européenne et de fournir une continuité d'alimentation à tous les consommateurs.

Dans ce système fortement interconnecté, la fonction du réseau n'est donc pas, en premier lieu, de garantir une « assurance » d'alimentation électrique aux différents territoires, lesquels seraient organisés de manière autonome.

La structuration historique de ce réseau, qui maille le territoire par le biais de grands axes verticaux et transversaux, est un atout pour l'accueil de l'éolien et du solaire. Les études prospectives montrent que la variabilité des flux sur certains axes (notamment les verticales nord-sud), devrait s'accroître notablement au cours des prochaines années, dans un premier temps sans occasionner de contraintes de grande ampleur. À horizon 2030 en revanche, certains de ces axes devraient devenir limitants et devront être renforcés (voir page 30).

Figure 6. Évolution envisagée des flux sur un axe nord-sud du réseau de grand transport en France (aujourd'hui et à l'horizon 2035)



1. À l'exception de la Corse et des départements, collectivités et territoires d'Outre-mer

Un système qui doit assurer la continuité d'alimentation en faisant face à des situations d'aléas fréquentes

Les ruptures d'alimentation sont redoutées des consommateurs et réputées très coûteuses pour la collectivité : perte économique liée à l'interruption d'une activité industrielle ou professionnelle, dégradation de matériels, risques pour la santé humaine...

Le réseau est conçu et exploité de manière à pouvoir pallier les incidents de manière transparente pour le consommateur, c'est-à-dire en évitant les coupures de sites de consommation. En d'autres termes, l'exploitation du réseau doit permettre de se couvrir contre une « situation de N-1 », c'est-à-dire une configuration dans laquelle un aléa conduirait à l'indisponibilité fortuite d'une ligne du réseau. Cela permet aux flux électriques de contourner la portion du réseau en avarie et d'alimenter le point de consommation comme prévu.

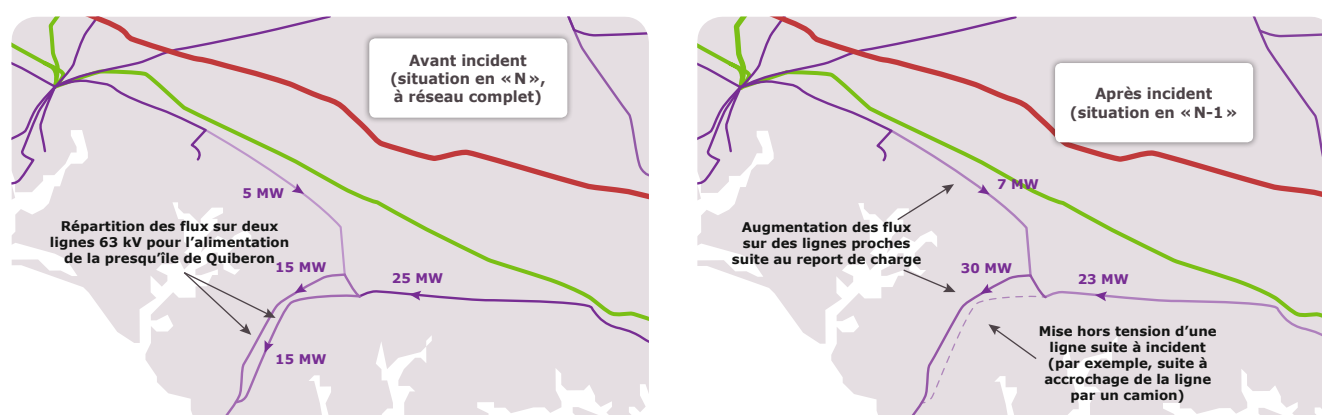
De telles avaries se produisent en permanence sur le réseau. Elles sont le plus souvent invisibles pour les consommateurs et n'occasionnent aucune rupture de leur approvisionnement (voir un exemple ci-dessous concernant la presqu'île de Quiberon en 2018). Seules certaines combinaisons d'aléas ayant une probabilité d'occurrence très faible et pouvant seulement

être parées par des mesures très coûteuses peuvent conduire à des coupures. Celles-ci restent ainsi aujourd'hui extrêmement rares en France : en 2018, le « temps de coupure équivalent » (indicateur utilisé pour mesurer la performance du service rendu à l'utilisateur) dû aux défaillances du réseau de transport est inférieur à 3 minutes par an en moyenne².

La performance du réseau doit donc être analysée en intégrant l'ensemble des ouvrages, et non pas en analysant le taux de charge « ligne par ligne ». Au contraire, c'est bien le coût complet de la « solution réseau », rapporté aux bénéfices engendrés pour les utilisateurs qui doit être utilisé pour l'évaluation du réseau.

C'est ce type d'analyses économiques qui gouverne l'évolution du réseau. À ce titre, RTE a proposé de sa propre initiative, ces dernières années, de ne pas renforcer certains axes dans la mesure où les coûts du projet dépassaient les bénéfices pour la collectivité. Une telle décision a, par exemple, été prise au sujet du projet de ligne souterraine sous-marine de très haute tension entre La Gaudière et Ponteau (liaison Midi-Provence).

Figure 7. Illustration de l'influence d'un aléa sur une ligne haute tension sur les flux électriques (sud du Morbihan)



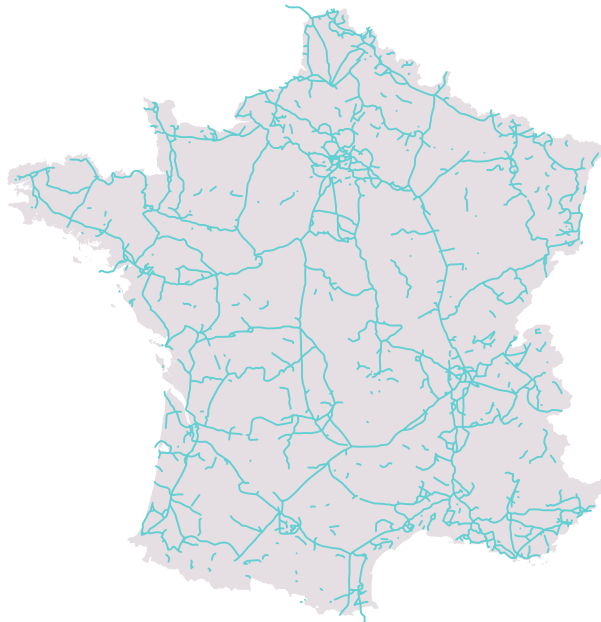
² Ce chiffre correspond à la durée moyenne, sur l'ensemble des consommateurs, des coupures dues aux aléas sur le réseau de transport uniquement. Il ne comprend pas les coupures causées par d'autres types d'aléas (sur le réseau de distribution ou sur l'équilibre offre-demande par exemple). Cet indicateur n'est ainsi pas comparable au « critère des 3 heures » qui porte sur la durée moyenne du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Un système dont l'exploitation repose déjà aujourd'hui sur un couplage avec des réseaux de télécommunications

Le réseau de transport ne peut être réduit à un ensemble de câbles électriques. Le maintien de l'équilibre du système en temps réel et les protocoles permettant de garantir la sûreté de l'ensemble des installations du système (réseau, centrales de production, sites industriels, sites d'importance stratégique ou vitale, etc.) s'appuient très largement sur des réseaux de télécommunications et des moyens informatiques permettant de traiter un très grand volume de données et d'agir directement sur les composantes du réseau.

Ceci n'est pas nouveau : dès les années 1930, la conception des réseaux a intégré les moyens de télécommunications de l'époque (liens télégraphiques).

Figure 8. Chemins optiques déployés sur le territoire au 31 décembre 2018



Depuis, les choix énergétiques des années 1980 (développement massif du nucléaire, croissance de la consommation électrique thermosensible) ont très tôt rendu nécessaire un pilotage « fin » du système électrique en France et des mécanismes de protection spécifiques pour faire face aux différents aléas pouvant affecter le fonctionnement du système.

Le réseau de transport d'électricité est donc également un réseau de télécommunications. Très complémentaire par rapport aux réseaux des grands opérateurs télécoms, le réseau de fibre optique déployé au cours des dernières années compte près de 23 000 km de câbles optiques et est significatif à l'échelle du pays. Ce réseau gère aujourd'hui plus de 300 000 données par seconde et ce chiffre devrait croître fortement au cours des prochaines années.

Le développement de l'éolien et du solaire accroît les besoins de pilotage fin du système électrique en raison de la forte variabilité journalière de ces productions d'énergie. Il conduit à un renforcement des moyens informatiques et de télécoms nécessaires à ce pilotage.

La sécurité de ce réseau est un enjeu de premier ordre : raccordant 58 réacteurs nucléaires, des grands barrages et de nombreuses usines, le réseau public de transport est une infrastructure d'importance vitale, astreint à des exigences particulières en matière de sûreté, de sécurité informatique et de performance. Son évolution, sa résilience, le choix des technologies qui le constituent, le choix et le type de relation avec les sous-traitants relèvent de motifs de sécurité nationale.

Les choix industriels du SDDR en découlent directement, notamment sur les équipements informatiques et télécoms.

1.3 Un réseau qui « assure l'intendance » mais dont l'évolution est confrontée à des procédures longues et des enjeux d'acceptabilité par ses riverains

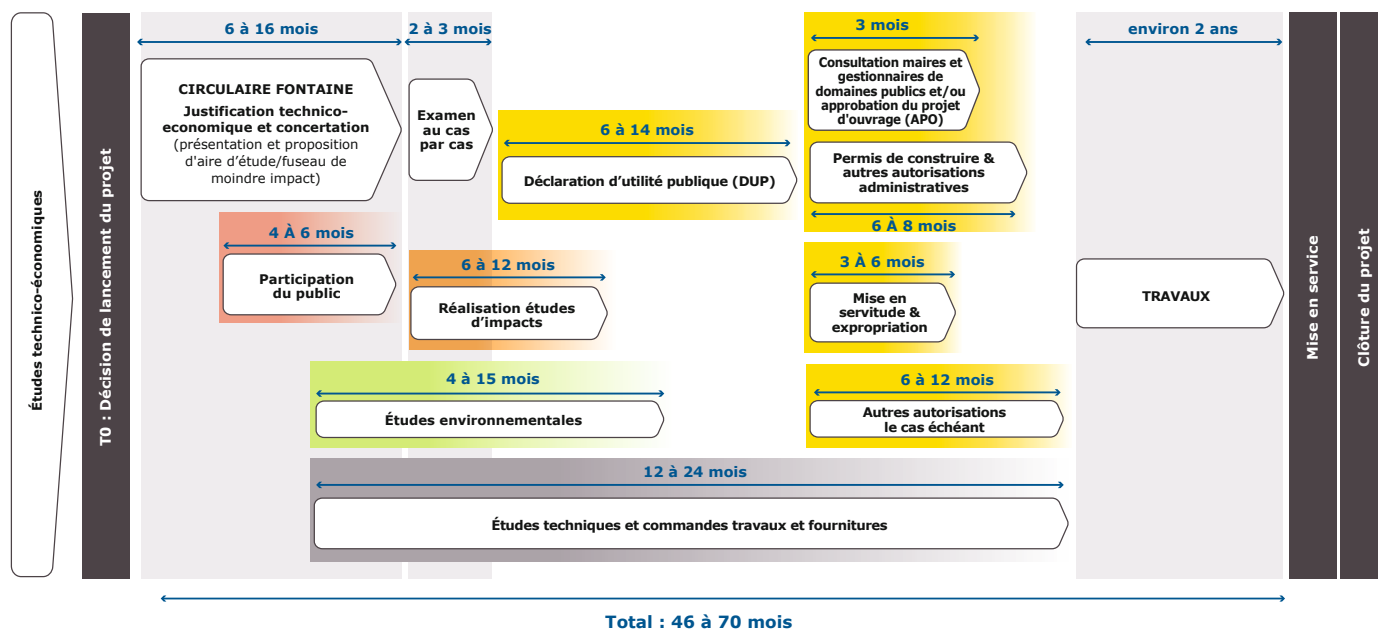
Le besoin de rapidité dans la mise en service des nouvelles infrastructures énergétiques (production, réseau) est aujourd'hui attesté. Il s'agit notamment d'atteindre progressivement un rythme de développement des énergies renouvelables conforme aux orientations de la nouvelle PPE.

En France, il faut sept à dix ans pour construire un parc éolien en mer, dont cinq à sept ans de procédures. Il en va de même pour de grands parcs photovoltaïques. Alors que le raccordement de ces installations au réseau national nécessite le développement de nouvelles infrastructures de réseau, le même type de délai s'applique pour ces dernières.

Ces délais peuvent significativement s'allonger dans les cas où les autorisations administratives nécessaires font l'objet de recours systématiques.

De tels cas peuvent concerner le réseau de transport. Certains postes électriques explicitement construits pour collecter l'énergie éolienne font ainsi l'objet de recours par des particuliers se réclamant de la défense de l'environnement : tel est par exemple le cas du poste « Sud Aveyron » à Saint-Victor-et-Melviu. De tels cas de figure, s'ils se généralisent, pourraient s'avérer particulièrement contraignants et positionner le réseau sur le chemin critique de la transformation du mix de production.

Figure 9. Schéma simplifié des procédures pour un projet structurant (exemple de la création d'un poste 225 kV)





**UN DOCUMENT
DE PLANIFICATION
DU RÉSEAU INÉDIT**

2.1 Un nouveau schéma de réseau, élargi et repensé, pour éclairer le débat sur la transition énergétique

La loi confie la responsabilité à RTE d'élaborer un plan décennal de développement du réseau.

Pour cette édition, et dans le cadre de la refonte de ses scénarios entamée en 2017, RTE présente un nouveau SDDR, entièrement repensé afin d'être le pendant du Bilan prévisionnel côté réseau et constituer un outil de mise en débat des grandes orientations sur le développement des réseaux ainsi qu'un vecteur de déclinaison opérationnelle de la PPE.

Ce nouveau SDDR permet, ainsi, plusieurs avancées :

- Il résulte d'un travail impliquant une **large concertation publique avec les parties**

prenantes (consultation publique au printemps 2018 sur les hypothèses, présentations des différents volets lors des réunions de concertation, etc.)

- Il présente l'évolution de **l'ensemble des enjeux sur le réseau de transport** – industriels, sociétaux, environnementaux et financiers (dépenses d'investissement et d'exploitation) et articule des trajectoires financières détaillées ;
- Il retient un **horizon de 15 ans** (période 2021-2035), comparable avec le cadrage général de la PPE et avec les scénarios du Bilan prévisionnel publiés en novembre 2017 ;

Figure 10. Schéma simplifié de l'articulation du SDDR avec d'autres documents de planification

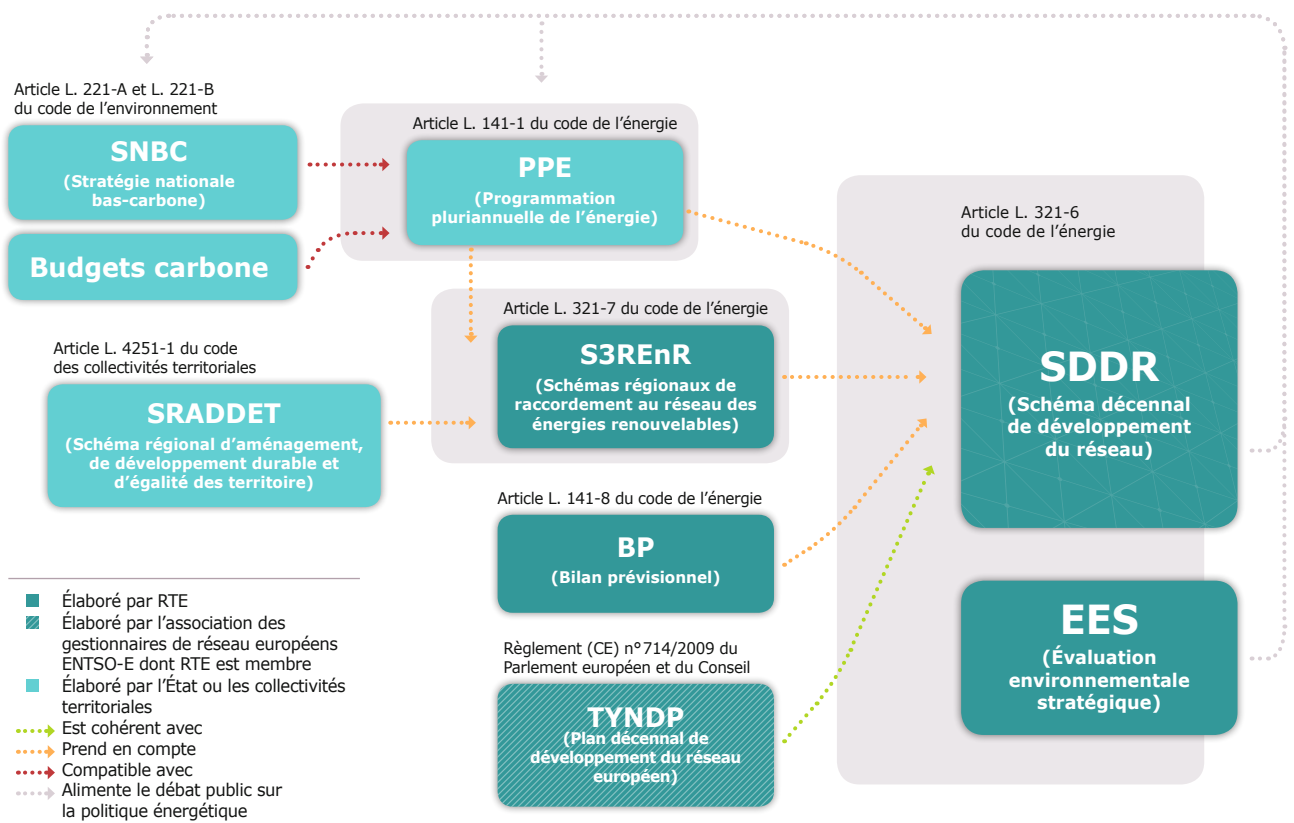
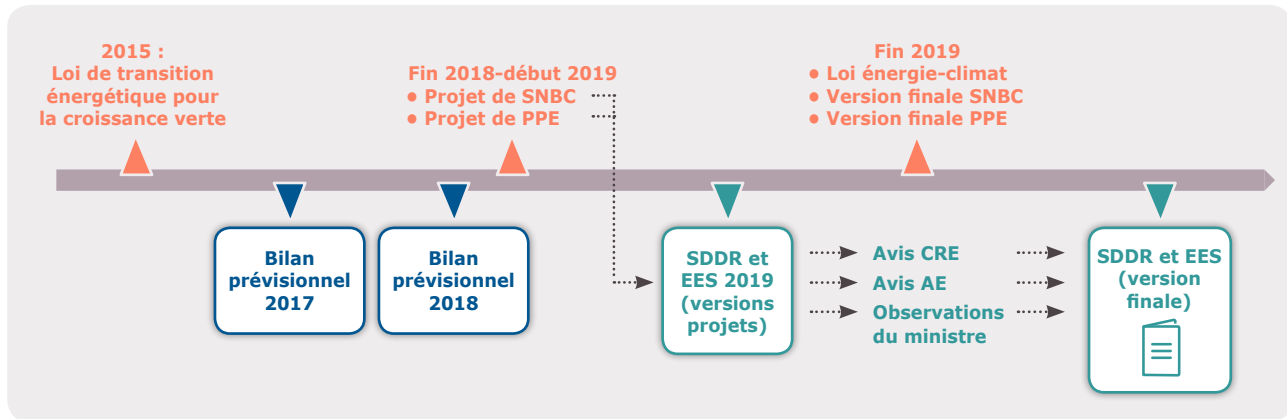


Figure 11. Échéances associées à l'élaboration du SDDR



- ▶ Il adopte une **approche multi-scénarios, centrée sur le projet de PPE** publié début 2019 (scénario de référence) et encadrée par les scénarios du Bilan prévisionnel (*Ampère, Volt et Watt* dans certains cas), et comprenant de nombreuses variantes et analyses de sensibilité (consommation, géographie du développement des EnR, géographie de l'évolution du parc nucléaire, etc.) ;
- ▶ Il reprend les **principes méthodologiques du Bilan prévisionnel 2017** : les hypothèses sont explicitées, tous les scénarios sont chiffrés et les principaux inducteurs font l'objet d'analyses spécifiques *via* des variantes ;

- ▶ Il fait l'objet d'une **évaluation environnementale stratégique volontaire (EES)**, réalisée avec l'appui d'un cabinet spécialisé.

Le SDDR fait l'objet d'une **triple saisine** auprès du ministre en charge de l'énergie, de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et de l'Autorité environnementale (AE). Ces consultations permettront de vérifier la conformité du plan aux grandes orientations de la politique énergétique nationale, de discuter de son financement et de l'inscrire dans une démarche environnementale stratégique. À l'issue de ces consultations, le SDDR pourra être amendé et devenir opérationnel.

2.2 Un plan de transformation du réseau pour réussir la feuille de route énergétique de la PPE

Le contexte : la transformation du mix énergétique français engagée avec la PPE et la SNBC nécessite de faire évoluer le réseau en conséquence

Ce «nouveau SDDR» intervient au moment où les orientations du Gouvernement sur l'évolution du secteur de l'électricité en France ont été clarifiées et précisées, au travers du projet de PPE et de SNBC. Il est ainsi conçu comme la traduction opérationnelle des orientations du projet de PPE. Le réseau de demain devra servir de support à des évolutions majeures du mix électrique envisagées dans ces documents de planification.

Jusqu'à présent, le réseau de transport a toujours su accompagner les choix stratégiques sur le parc de production (développement du parc électronucléaire, première étape d'installation de l'éolien ou du solaire) ou les évolutions de la consommation (diffusion du chauffage

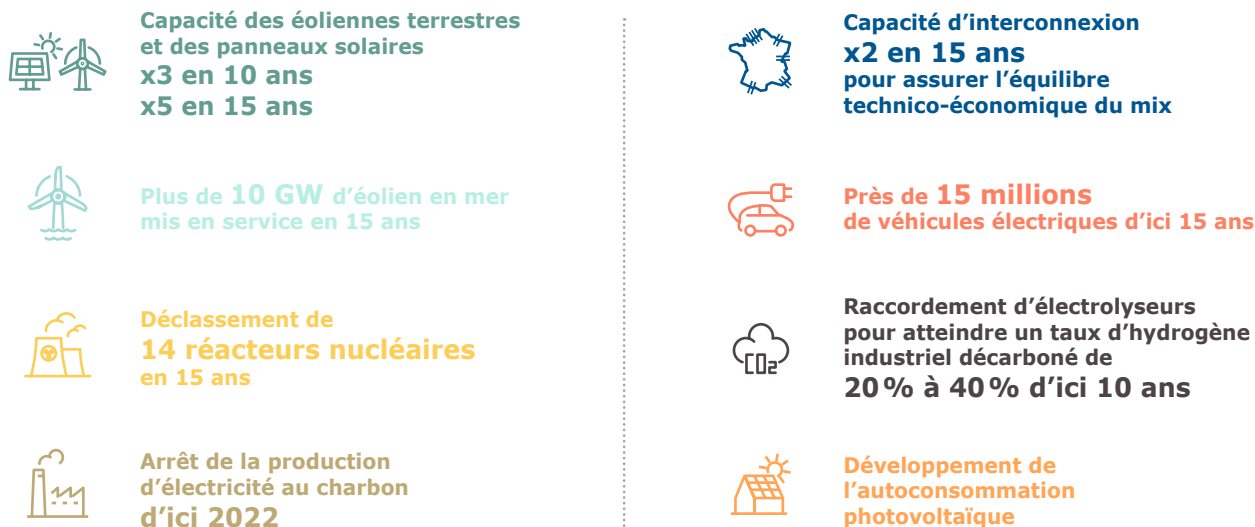
électrique, numérisation des usages). Son adaptation a été financée et il n'y a pas eu de renoncement sur la qualité.

Le point de départ est donc sain.

D'une part, le réseau de transport est robuste, grâce en particulier au programme de sécurisation mécanique décidé après les tempêtes de décembre 1999, et qui permet d'être résilient à des aléas climatiques du même ordre.

D'autre part, il bénéficie d'un maillage important permettant une qualité de l'électricité excellente et une maîtrise à moindre coût des flux : des coûts de congestions annuels de quelques millions

Figure 12. Objectifs publics en matière de transformation du mix énergétique, issus des projets de PPE et SNBC



d'euros contre plus d'un milliard d'euros par an en Allemagne.

Mais c'est aussi une infrastructure qui vieillit et dont le renouvellement doit être programmé : en France, le réseau actuel est plus âgé que celui de nos voisins européens, qui l'ont renouvelé plus tôt.

Cet état est le fruit d'arbitrages conscients, et n'est pas subi : il n'était pas nécessaire, au cours des années passées, de renouveler largement un matériel, qui a dans l'ensemble été maintenu en état de fonctionner grâce à des opérations de maintenance adaptées. Ce choix bénéficie à la collectivité et notamment à la facture du consommateur d'électricité.

Enfin, c'est enfin une infrastructure qui n'a pas subi d'évolution structurante au cours des dernières années.

- ▶ La carte du réseau actuel est proche de celle des années 1990 (*voir page 9*) : depuis cette période, ce sont essentiellement des adaptations à la marge qui ont été réalisées.

- ▶ Son emprise sur le territoire est globalement stable : les nouvelles lignes mises en service sont compensées par le démantèlement ponctuel d'ouvrages anciens ou inadaptés ;

- ▶ Contrairement aux pays qui, comme l'Allemagne, ont déjà largement développé la production éolienne et solaire, il existe peu de grands projets de transformation du réseau en France : les « filets de sécurité » permettant de sécuriser l'alimentation des régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur sont achevés, de même que les grands projets impliquant la pose de lignes à très haute tension en site vierge, dont la ligne Cotentin-Maine a constitué le dernier exemple.

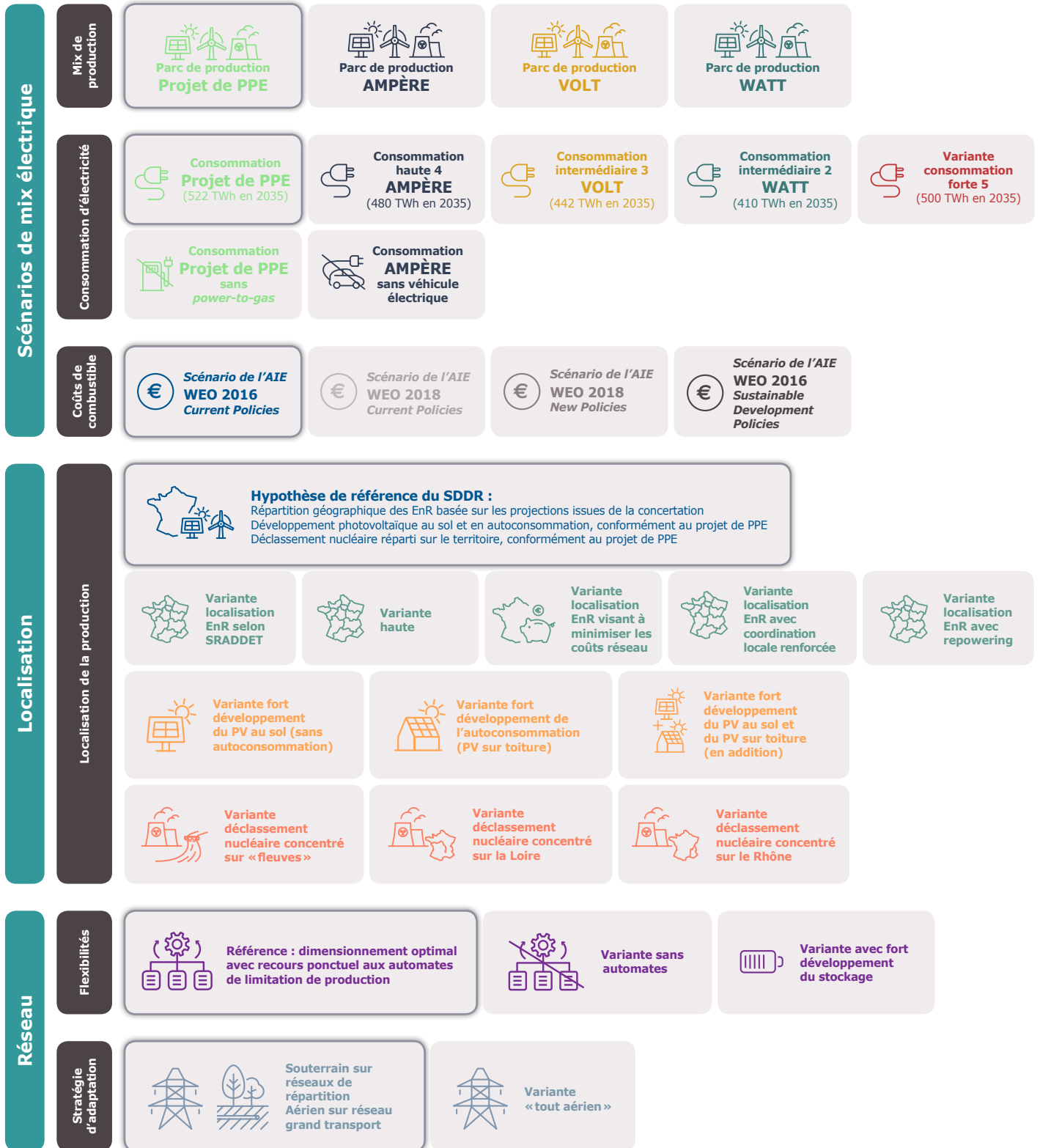
Alors que se profile une évolution structurante du mix énergétique avec la PPE, les rythmes d'évolution de l'infrastructure ne sont pas compatibles avec ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE, tout en maintenant la qualité de service pour les utilisateurs.

La méthode : une approche multi-scénarios pour refléter les incertitudes et les transformations du secteur

Du point de vue institutionnel et géographique, une attention particulière a été portée aux ambitions des territoires. Les stratégies de réseau sont pensées comme pouvant s'adapter aux plages d'incertitude très larges qui existent encore aujourd'hui. Le SDDR fournit des analyses et des outils pour discuter de la convergence nécessaire

entre la planification nationale et les expressions régionales (dans le cadre des SRADDET). Pour chaque région administrative, les problématiques du SDDR ont été décrites et remises en perspective par rapport aux débats locaux. L'approche adoptée relève résolument d'une démarche multi-scénarios (voir figure 13 ci-après).

Figure 13. Hypothèses de référence et variantes étudiées dans le SDDR



La structure du rapport détaillé : un découpage en douze volets dont cinq volets industriels correspondant aux grands chantiers du réseau électrique pour les prochaines années

La PPE nécessite d'orchestrer la première transformation d'ampleur du réseau depuis le parc électro-nucléaire dans les années 1980 :

- ▶ Il faut entamer le premier **renouvellement** du réseau depuis sa création, et être en situation d'ici 2030 d'augmenter significativement l'effort (de l'ordre de +30%) : cette priorité aux réseaux du quotidien est un des axes forts du SDDR afin de garantir la qualité de service d'aujourd'hui, toutes choses étant égales par ailleurs.
- ▶ Il faut **adapter** le réseau au nouveau mix : cela implique de traiter de nouveaux flux, plus variables et plus puissants, *via* l'augmentation de la capacité des lignes actuelles, la construction de nouvelles, ou la dépose des lignes dont l'utilité serait moindre.
- ▶ Il faut poursuivre et adapter aux nouvelles technologies **l'ossature numérique** du réseau, en renforçant les exigences de cybersécurité et en permettant le développement des technologies nécessaires pour pousser plus loin l'utilisation de l'infrastructure actuelle et réduire le besoin de nouvelles lignes.
- ▶ Il faut doubler en 15 ans la **capacité d'interconnexion** de la France, en sélectionnant les projets les plus rentables, pour tirer le meilleur

parti des différences de consommation et de production en Europe et parvenir à un mix équilibré et soutenable sur le plan économique, très majoritairement fondé sur les renouvelables et le nucléaire, à l'horizon 2035.

- ▶ Il faut construire un réseau de **raccordement des énergies marines**, c'est-à-dire un réseau marin planifié de manière cohérente et efficace avec les capacités d'accueil à terre et le potentiel de développement en mer, de manière à en limiter les coûts.

Ces actions constituent les cinq volets industriels de l'évolution du réseau et font l'objet de chapitres détaillés dans le SDDR.

Ils sont complétés par deux volets de synthèse (projets à moyen terme et visions régionales, et trajectoires financières), ainsi que par cinq volets transverses apportant des éclairages spécifiques et des analyses de sensibilité (sur les solutions flexibles, les incertitudes, les enjeux de localisation des énergies renouvelables, le développement de l'autoconsommation ou encore sur les enjeux environnementaux).

Figure 14. Contenu et structure du rapport du SDDR



La synthèse : une restitution des principaux messages selon trois axes

Au-delà du rapport complet découpé selon les douze volets mentionnés ci-dessus, le document de synthèse restitue les principaux enjeux du SDDR selon trois axes, correspondant à trois types de défis posés par la transformation du réseau :

- ▶ **un axe sociétal et environnemental** qui décrit les actions mises en œuvre et les options envisagées, en retenant une approche environnementale globale (portant y compris sur les enjeux de modération dans l'usage des ressources et la régénération des milieux naturels) et sociétale (par le recours plus fréquent au souterrain) ;
- ▶ **un axe industriel** qui porte sur l'identification et la préparation des principaux chantiers industriels pour l'évolution du réseau dans les quinze prochaines années, en vue d'assurer la capacité de RTE et de ses fournisseurs à mettre en œuvre ces différents chantiers ;
- ▶ **un axe économique** qui vise, d'une part, à synthétiser les dépenses nécessaires pour assurer la transformation du réseau au regard des enjeux de la transition énergétique et, d'autre part, à identifier les leviers d'économies pouvant être mis en œuvre pour assurer la capacité à financer les investissements et maîtriser le coût du système pour le consommateur.



**DES RÉPONSES APPORTÉES
À L'ENSEMBLE DES DÉFIS
ASSOCIÉS À L'ÉVOLUTION
DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE**

3.1 Au plan sociétal et environnemental

La transition énergétique implique une prise de conscience du besoin d'une adaptation accélérée du réseau

La transformation du mix de production ne peut pas être pensée sans son pendant réseau. Fermer (ou accueillir) des réacteurs nucléaires, développer l'éolien terrestre et marin et le solaire, conduit à modifier les flux d'électricité en France et en Europe.

Tant que la capacité de production cumulée de l'éolien terrestre et du photovoltaïque demeure inférieure à environ 50 GW (elle s'élevait à 23,6 GW fin 2018), l'infrastructure actuelle semble globalement bien adaptée, pourvu qu'il soit possible sur le plan technique et accepté sur le plan politique de pousser plus loin son optimisation par l'utilisation ponctuelle d'écrêtements ciblés de production dans certaines zones fortement équipées

Au-delà de 50 GW en revanche, des adaptations plus structurantes sont nécessaires pour accueillir les nouvelles installations renouvelables et faire face à la modification des transits résultant de la fermeture prévisible de certains réacteurs dans les vallées du Rhône et de la Loire.

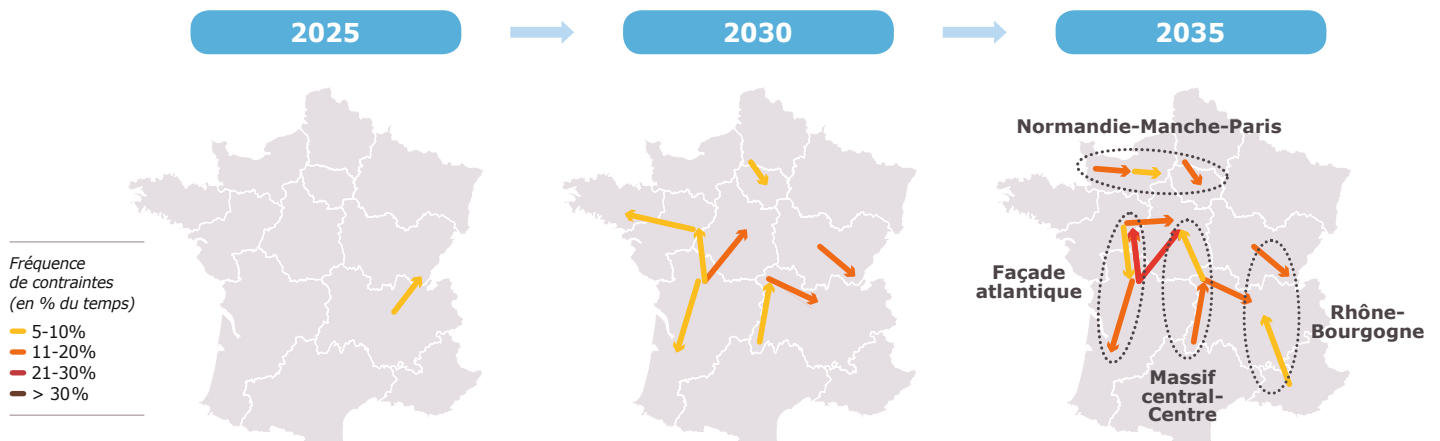
Ces perspectives conduisent à programmer dès maintenant des adaptations significatives sur les réseaux de répartition, dont une partie devra pouvoir être

mise en service à horizon 2025. D'un point de vue concret, cette programmation se traduira dans les futurs schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR) établis au périmètre des nouvelles régions administratives. Les réflexions en cours au sein des régions les plus avancées dans ce processus de programmation permettent de confirmer la trajectoire présentée dans le SDDR.

Au-delà, quatre zones de fragilité nationales sont identifiées sur le réseau de grand transport et devront faire l'objet de renforcements à horizon 2030-2035 : le centre de la France et le Massif central, la façade atlantique, l'axe Rhône-Bourgogne, et la diagonale Manche-Normandie-Paris. Il ne s'agit cependant pas d'une reconfiguration complète du réseau, et l'effort nécessaire est sans commune mesure avec le besoin de construction de nouvelles grandes lignes souterraines nord-sud actuellement en cours en Allemagne.

Dans tous les cas, l'infrastructure actuelle demeurera le socle du réseau à l'horizon de 10 à 15 ans. Son adaptation devra intervenir à un rythme supérieur à celui des dernières années, mais sans atteindre le rythme des années 1980 ayant accompagné le développement du programme électronucléaire.

Figure 15. Projection des principales contraintes sur le réseau de grand transport en l'absence d'adaptation du réseau – scénario du projet de PPE et hypothèses de référence du SDDR



Le SDDR met en débat des orientations sur les grands choix qui doivent guider l'évolution de l'infrastructure et propose une utilisation accrue de la technologie souterraine

L'évolution de la consistance du réseau doit intervenir dans le contexte sociétal d'aujourd'hui.

Le nouveau SDDR est bâti sur la conviction que l'évolution du réseau ne peut plus être pensée dans les mêmes termes qu'il y a une trentaine d'années. Les attentes de la société ont en effet évolué depuis cette période, où le réseau était synonyme de progrès technique, de meilleures conditions de vie et accueilli positivement par toute la population ou presque.

Les attentes exprimées lors des concertations avec les riverains portent fréquemment sur la mise en souterrain des nouveaux ouvrages. Elles vont même de plus en plus jusqu'à demander la mise en souterrain de certaines lignes existantes, notamment dans les zones soumises à une forte pression foncière.

La préférence forte pour une mise en souterrain généralisée n'obéit pas à un motif environnemental : sur le seul fondement de leurs avantages et inconvénients du point de vue de leur impact sur les milieux naturels, l'aérien et le souterrain ne sont pas faciles à départager. Elle relève plus spécifiquement d'un enjeu sociétal concernant la préservation des paysages.

Cette volonté peut se heurter à la préoccupation de réduire les coûts du réseau. Des arbitrages sont ainsi à trouver entre les différentes attentes de la société. Il est en effet impossible de revendiquer un réseau *low cost* (qui serait constitué d'ouvrages en technologie aérienne et bâtis en ligne droite) et de donner droit dans le même temps aux nombreuses demandes issues des concertations locales.

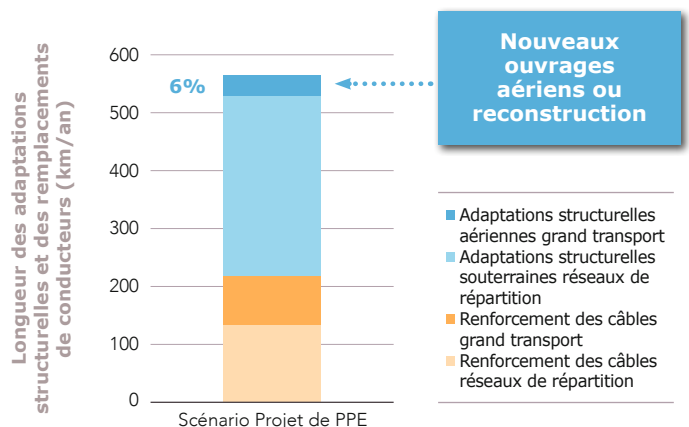
Les équilibres entre ces différentes aspirations seront à déterminer au cas par cas pour tenir compte de la spécificité de chaque territoire. Le SDDR articule des principes généraux, intégrant la préférence forte pour le souterrain mais aussi une réalité économique : le surcoût du souterrain sur la durée de vie de l'ouvrage est faible pour les niveaux de tension 63 et 90 kV, mais très significatif pour les niveaux de tension supérieurs. Il prévoit ainsi :

- 1) **un principe « par défaut » de construction en souterrain de toutes les nouvelles lignes relevant des réseaux de répartition** (principalement 63 kV et 90 kV), sauf impossibilité technique, environnementale ou économique ;
- 2) l'examen systématique de la mise en souterrain de lignes existantes lorsque leur renouvellement est nécessaire sur critère d'âge (pour les réseaux de répartition) ;
- 3) **la recherche de solutions utilisant le renforcement des couloirs existants et la mise en souterrain pour les évolutions du réseau de grand transport.** La solution la plus économique pour la collectivité demeure cependant l'aérien, mais une combinaison entre lignes souterraines et réutilisation des couloirs aériens existants est également possible si le surcoût est assumé et partagé.

Même en tenant compte du besoin accru de réseau de transport, la mise en œuvre de ces principes conduirait à une légère réduction de l'empreinte visuelle du réseau de transport d'ici 2035.

Ces principes, qui relèvent autant de l'aménagement du territoire que de la politique sectorielle de l'énergie, seront ajustés une fois recueillis les avis réglementaires sur le SDDR, tout en laissant la place à une déclinaison différenciée selon les territoires.

Figure 16. Typologie des adaptations du réseau (projection)



Le SDDR décrit la consistance d'un réseau performant sur le plan environnemental, sur le plan de sa contribution à la réduction des émissions, à la sobriété en ressources minérales et à la sauvegarde de la biodiversité

Le SDDR décrit la façon dont le réseau doit contribuer à l'atteinte des objectifs environnementaux de la France.

Cette analyse porte en premier lieu sur la contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'évolution du réseau programmée dans le SDDR y contribue fortement : sans raccordement au réseau, les énergies renouvelables en mer et sur terre et les nouveaux usages de l'électricité (électrolyseurs, véhicules électriques...) ne peuvent contribuer à la transition du mix énergétique. En rendant possible l'atteinte des objectifs de la SNBC, le réseau électrique contribue à une forte réduction des émissions de CO₂ pouvant être évaluée de l'ordre de 50 à 70 MtCO₂ par an à l'horizon 2035.

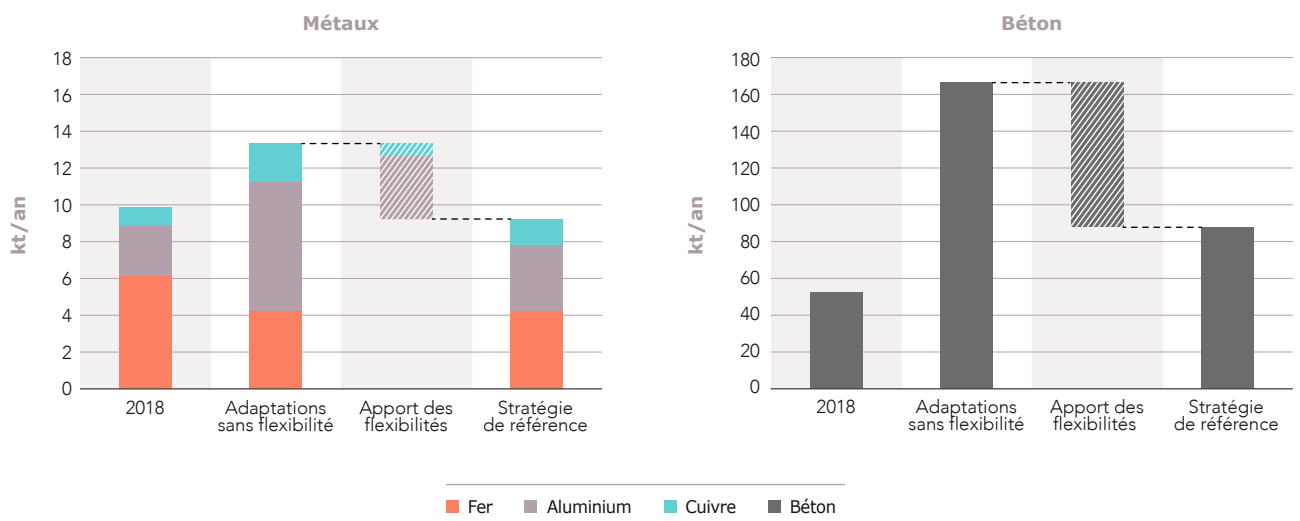
Au-delà de ces objectifs généraux, les choix propres au SDDR sur le dimensionnement du réseau ont une influence sur le fonctionnement du parc de production et ses émissions. Sans

adaptation structurante, il serait en effet nécessaire de limiter fréquemment la production à base d'énergies renouvelables dans certaines régions. Les projets d'adaptation du réseau décrits dans le SDDR permettent ainsi de réduire les émissions de CO₂ du système électrique européen de l'ordre de 5 à 10 MtCO₂, soit l'équivalent des émissions des centrales au charbon françaises aujourd'hui.

L'analyse environnementale met également l'accent sur **la maîtrise des besoins en ressources minérales issus des renouvellements et des adaptations du réseau électrique.**

L'utilisation de solutions flexibles – permise sur une ossature numérique renforcée – permettant de diminuer le recours aux adaptations structurelles, l'allongement de la durée de vie des ouvrages, ou la mutualisation des plateformes en mer sont ainsi proposés dans le cadre du SDDR. La mise en œuvre d'une démarche d'écoconception contribuera à réduire l'empreinte environnementale des solutions employées. Des analyses précises ont été

Figure 17. Estimation de la consommation annuelle de matières associées à l'adaptation du réseau (scénario du projet de PPE)



menées sur la consommation de fer, d'aluminium, de cuivre et de béton et sont ainsi illustrées sur les graphiques ci-contre. Elles permettent de situer les besoins associés au réseau par rapport aux enjeux spécifiques à ces différents matériaux.

Enfin, la mise en œuvre des évolutions de réseau s'inscrit dans un objectif de préservation de la biodiversité sur le territoire (zéro perte nette).

Ceci se traduit par l'engagement d'une démarche de mise en œuvre, très en amont des nouveaux projets, de la séquence «éviter – réduire – compenser», en intégrant la perspective que le renouvellement et l'entretien de l'infrastructure contribue à la préservation et dans certains cas à la restauration de la biodiversité aux abords du réseau existant. Cela prend également la forme

d'un programme de 140 M€ d'aménagements des postes électriques afin de permettre leur entretien sans produits phytosanitaires.

Le SDDR est accompagné d'une évaluation environnementale stratégique, réalisée par un cabinet spécialisé et transmise à l'Autorité environnementale.

Le développement d'un réseau performant sur le plan environnemental a un coût. Ainsi, lors de chaque projet d'adaptation de l'infrastructure, cette exigence pourra se heurter à l'ambition de minimiser les coûts. L'examen simultané du schéma par le ministre, la Commission de régulation de l'énergie, et l'Autorité environnementale constitue une occasion de fixer un certain nombre de principes directeurs pour l'adaptation du réseau au cours des prochaines années dans un cadre cohérent sur le plan économique.

La stratégie d'adaptation du réseau prévue dans le SDDR est résiliente à différentes options de répartition géographique des énergies renouvelables et adaptable aux orientations des régions

Les principes d'organisation du réseau décrits dans le SDDR ne sont pas conçus comme relevant d'une programmation centralisée, «à prendre ou à laisser». Ils sont au contraire pensés comme devant être adaptables ; plusieurs volets du SDDR sont consacrés à décrire les facteurs susceptibles d'influer sur les choix et les méthodes de gestion de l'incertitude.

Le SDDR propose ainsi une analyse des enjeux locaux associés à l'évolution du réseau pour chacune des régions administratives, en tenant compte des spécificités de chacune sur le plan technique (situation géographique, état du parc de production et perspectives d'évolution de la consommation d'électricité, caractéristiques du réseau) et politique (nature des discussions menées à l'échelon régional, ambitions à long terme sur l'évolution du parc de production...).

La répartition géographique future des nouvelles installations éoliennes et solaires constituant un facteur d'incertitude de premier plan, le SDDR explore plusieurs futurs possibles :

- ▶ le scénario de référence du SDDR a été calé à l'issue de la concertation menée en 2018 auprès des acteurs du système électrique : il intègre les différents facteurs influençant la localisation des énergies renouvelables (gisements techniques, appréciation du foncier disponible, acceptabilité par les populations, positions des collectivités) ;
- ▶ sa principale variante est construite autour des ambitions exprimées par les conseils régionaux en matière d'évolution du mix électrique, telles que connues à ce stade au travers des projets de schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) prévus par la loi NOTRe ;
- ▶ d'autres variantes (vision haute basée sur le potentiel maximal atteignable à court terme, analyse de localisations différentes pour réduire le besoin de nouveaux ouvrages à l'échelle nationale ou locale, etc.) sont étudiées pour proposer de scénarios variés.

Cette étude systématique permet de mettre en avant plusieurs résultats importants, qui établissent que **la consistance future du réseau proposée dans le SDDR est globalement résiliente aux différentes options de localisation des énergies renouvelables.**

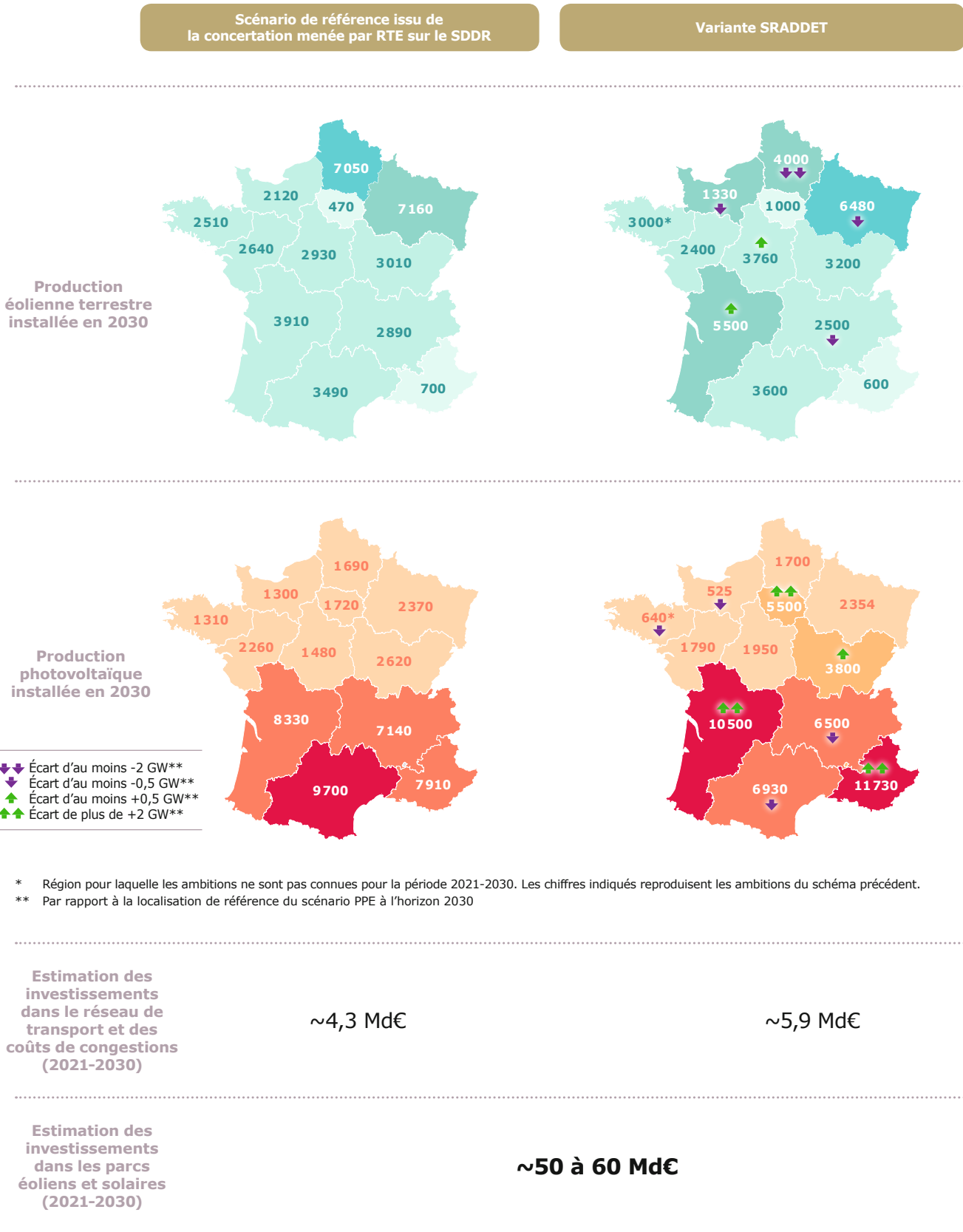
D'une part, au-delà de certaines controverses emblématiques sur la place de l'éolien dans certaines régions déjà plus fortement équipées (par exemple dans les Hauts-de-France), le cumul des perspectives articulées dans les projets de SRADDET n'apparaît pas, à ce stade de leur élaboration, en décalage important avec les scénarios nationaux.

Des différences existent, sur la place des différentes filières (parts du solaire et de l'éolien) et leur répartition (davantage de production au sud du fait des objectifs sur le solaire). La localisation des SRADDET a une influence haussière sur le besoin d'adaptation du réseau de grand transport (avec un accroissement des transits sud-nord) et des réseaux de répartition dans certaines régions (pour raccorder et évacuer la production éolienne ou solaire). Néanmoins, elle conduit à un réseau dont la consistance est semblable à celui du scénario de référence, et à des coûts qui demeurent dans le même ordre de grandeur.

L'analyse montre également qu'il existerait un surcoût à «forcer» la répartition géographique des futures installations renouvelables autour du réseau existant, de manière à en limiter le développement. En effet, ceci nécessiterait de se priver des meilleurs gisements techniques et conduirait à une augmentation substantielle des coûts de production.

Pour la localisation des énergies renouvelables, les enjeux en matière de productible (vent, ensoleillement), de disponibilité du foncier, d'acceptabilité ou encore d'impacts environnementaux demeureront donc les premiers déterminants des choix des producteurs, et conduiront logiquement à des adaptations de l'infrastructure y compris sur le réseau de grand transport.

Figure 18. Comparaison du scénario de localisation issu de la concertation et de la variante basée sur les projets de SRADDET



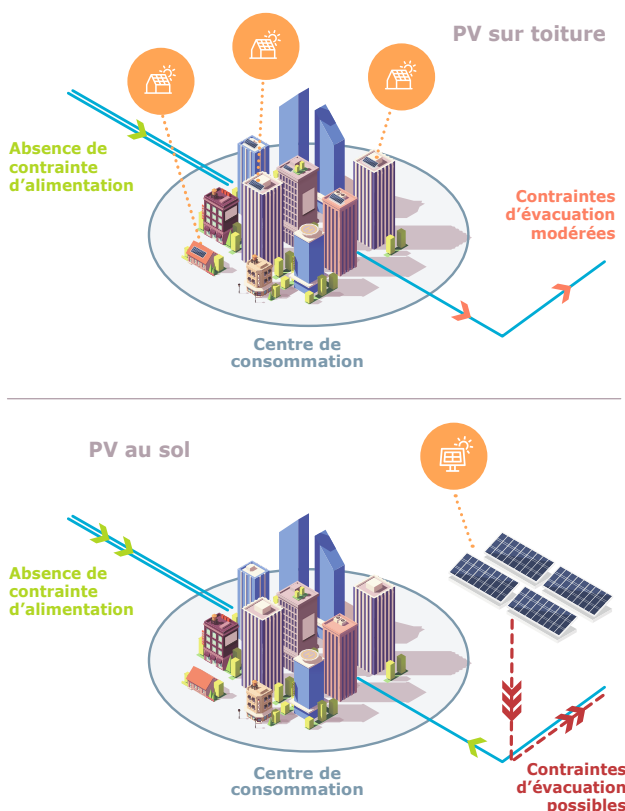
Le développement de l'autoconsommation n'a pas, en tant que tel, d'influence sur les perspectives d'évolution du réseau de transport. La répartition géographique et la puissance des futures installations solaires, oui

La baisse des coûts des panneaux photovoltaïques observée au cours des dernières années conduit à un développement de l'intérêt des ménages et des entreprises pour l'autoconsommation.

Plusieurs thèses sont en concurrence dans le débat sur l'autoconsommation : certains y voient un facteur de réduction dans l'utilisation des réseaux et dans le besoin d'infrastructures pour accompagner la transition énergétique ; pour d'autres au contraire, l'autoconsommation doit encore faire la preuve de son impact positif sur le dimensionnement des réseaux, la garantie exigée par les consommateurs étant toujours la même : pouvoir soutirer du réseau une puissance définie.

Pour progresser, une analyse systématique des conséquences pour les réseaux est nécessaire. Le SDDR entend y contribuer, en présentant un volet dédié, dans le prolongement des travaux publiés

Figure 19. Illustration de l'impact de la localisation de la production photovoltaïque sur un réseau fictif



dans le Bilan prévisionnel 2017. Sur la base d'une nouvelle analyse des perspectives de développement dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, différents scénarios de développement de l'autoconsommation sont analysés (essor limité, essor massif au détriment ou en complément des centrales solaires au sol, avec ou sans pilotage de la demande et avec ou sans stockage diffus).

Plusieurs enseignements en découlent.

D'une part, les perspectives de développement du réseau de transport ne sont pas influencées par le développement de l'autoconsommation en tant que telle. Même en tablant sur un fort développement du solaire, les quantités d'électricité susceptibles d'être autoproduites demeurent relativement faibles à l'horizon 2035 (environ 6% de l'électricité produite en France dans le scénario PPE) : le système électrique demeurera à cette échéance principalement concerné par une logique de transfert massif d'électricité des lieux de production vers les lieux de consommation. De plus, les réseaux demeurent dimensionnés par les pointes de soutirages, qui ne diminuent pas forcément du fait de la non-concomitance entre la production solaire et les besoins de consommation.

En revanche, s'il se réalise au détriment de grandes fermes solaires au sol, le développement de l'autoconsommation conduira à une plus grande partie de la production solaire à être localisée dans les centres urbains, au réseau souvent suffisamment dense, plutôt que dans des zones rurales. Ceci constitue un facteur de réduction des besoins d'adaptation du réseau de transport toutes choses étant égales par ailleurs.

Néanmoins, l'impact sur le réseau de transport apparaît de second ordre par rapport aux enjeux économiques (les installations sur toiture sont beaucoup plus onéreuses que les grandes installations au sol) ou environnementaux (les conséquences en matière d'emprise au sol sont différentes). L'analyse présentée dans le SDDR ne vise pas à trancher entre les différentes visions.

Ces analyses sont sans préjudice des impacts sur les réseaux de distribution, non évalués dans le SDDR.

3.2 Au plan industriel

Adapter le réseau : des investissements contenus à moyen terme en s'appuyant sur le recours aux flexibilités, des renforcements plus structurants au-delà

L'évolution du mix électrique, en premier lieu le développement des énergies renouvelables mais également le déclassement des quatorze réacteurs nucléaires prévu par le projet de PPE, nécessite d'adapter le réseau à la nouvelle répartition géographique des sources de production.

À court terme, l'infrastructure actuelle et ses extensions déjà engagées ou envisagées dans le cadre des S3REnR peuvent faire face encore pendant quelques années à l'arrivée de nouvelles installations de productions renouvelables sans nécessiter d'adaptation majeure sur le réseau amont. Ceci nécessite de pousser plus loin l'optimisation des lignes actuelles, *via* l'utilisation de solutions relevant des *smart grids* et l'acceptation du principe de dimensionnement optimal.

Dans ce cadre, des écrêtements ponctuels de la production pourront intervenir dans certaines zones spécifiques, afin d'éviter de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année. Compte tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables, le volume écrêté serait très limité (0,3% à l'horizon 2035), pour des économies de réseau considérables. Les producteurs concernés par l'écrêtement seraient

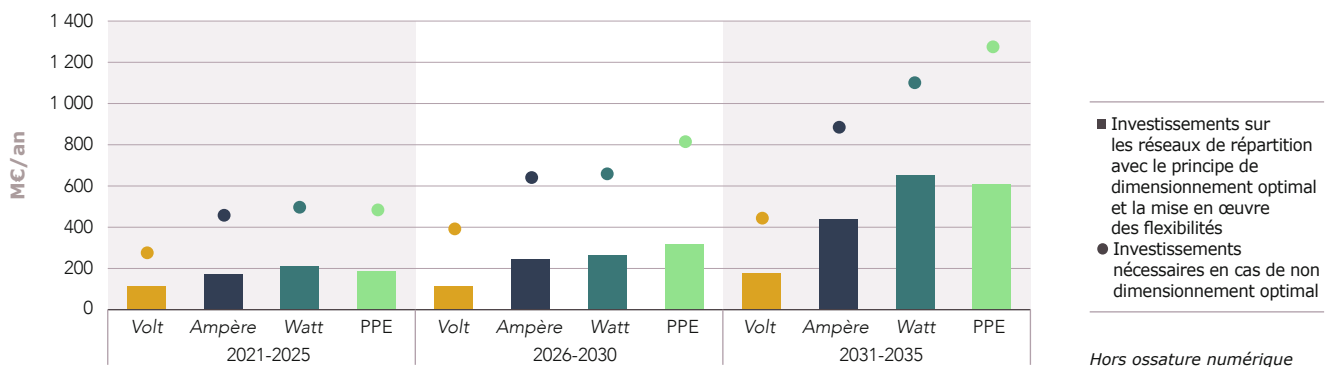
compensés par RTE et ne subiraient aucune perte de revenus.

Pour pouvoir être mis en œuvre sereinement, ces principes doivent être partagés et assumés collectivement. À défaut, les besoins d'adaptation du réseau seraient dès aujourd'hui beaucoup plus élevés et conduiraient à une augmentation des quotes-parts acquittées par les producteurs bien plus élevée que ce qui est aujourd'hui envisagé. Ces principes nécessitent en outre la mise en place d'une stratégie industrielle spécifique (avec notamment le déploiement d'un millier d'automates de zone sur les 15 prochaines années).

Malgré ces leviers d'économie sur le réseau amont, le développement d'un nombre important d'ouvrages dédiés au raccordement reste nécessaire (en particulier la création de nouveaux postes source avec les gestionnaires de réseau de distribution).

Au-delà d'une capacité installée de 50 GW pour l'éolien terrestre et le solaire – un seuil atteint vers 2025 dans le projet de PPE – des adaptations structurantes sont nécessaires sur les réseaux de répartition et de grand transport (voir page 30. Ce besoin est attesté dans tous les scénarios étudiés dans le SDDR, à l'horizon 2030 ou 2035 selon les cas.

Figure 20. Projection des investissements sur les réseaux de répartition, avec ou sans l'apport des flexibilités



Renouveler le réseau existant : la priorité à l'électricité du quotidien

En France, le réseau de transport d'électricité est, en moyenne, âgé d'environ 50 ans, soit davantage qu'ailleurs en Europe. Cette situation est choisie, et non subie : la politique de maintenance adaptée mise en œuvre par RTE jusqu'alors a permis d'exploiter le réseau sur une durée de vie plus longue et de réduire fortement les besoins de renouvellement par rapport à d'autres pays européens.

La durée de vie du réseau ne peut cependant être prolongée indéfiniment. Au cours des quinze prochaines années, le renouvellement du réseau existant va s'affirmer comme un enjeu crucial. En particulier, à partir de 2030, un nombre croissant de lignes, construites lors de la reconstruction du pays après la seconde guerre mondiale, va atteindre l'âge limite de 85 ans : mécaniquement, les budgets à consacrer au renouvellement devront alors augmenter.

Au-delà de cet effet mécanique, des actions urgentes de réhabilitation des infrastructures sont nécessaires dès aujourd'hui sur certains des composants du réseau. C'est notamment le cas des pylônes les plus exposés au phénomène de corrosion dans certaines zones du territoire, dont certains devront être changés et d'autres mieux protégés. Plusieurs plans spécifiques sont ainsi détaillés pour maintenir le niveau de service.

Ces caractéristiques permettent de situer l'enjeu au cours des quinze prochaines années :

soit l'effort consacré au renouvellement sera progressivement augmenté, soit le niveau de service offert par l'infrastructure sera amené à diminuer.

La politique de renouvellement présentée dans le SDDR repose sur trois axes forts.

- 1) Elle vise le maintien du niveau de qualité actuel** en moyenne sur le territoire. Accroître ce niveau, parmi les meilleurs en Europe, ne serait pas pertinent sur le plan économique.
- 2) Elle met l'accent sur le « réseau du quotidien »,** en privilégiant les investissements pour le renouvellement et l'entretien des lignes existantes, qui sont certes moins voyantes que des grands projets comme des nouvelles lignes d'interconnexion mais néanmoins indispensables.
- 3) Elle repose sur un souci d'optimisation économique pour lisser les paliers de renouvellement et utiliser plus longtemps les actifs les plus performants,** en s'appuyant sur plusieurs leviers : redéfinition de la politique de gestion des actifs par l'intermédiaire de nouveaux outils, planification conjointe du renouvellement et de l'adaptation zone par zone, analyses de criticité et priorisation pour renouveler les infrastructures en fonction de leur performance constatée et non de critères normatifs, etc.

Figure 21. Pyramide des âges des conducteurs aériens

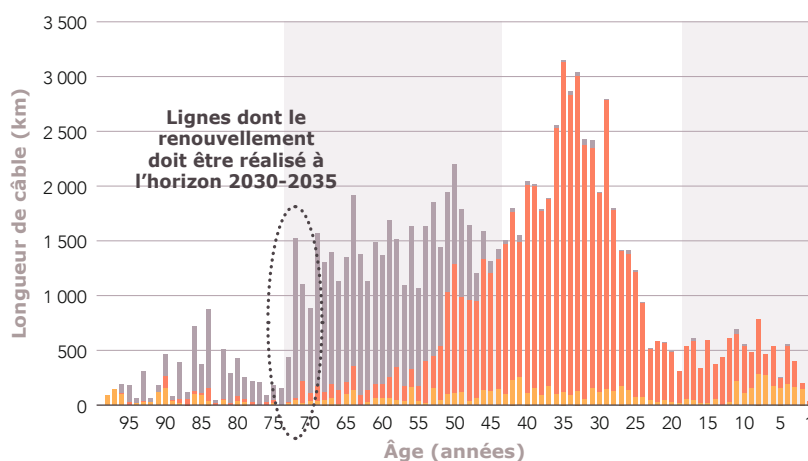
Avant 1945 : Premier développement des réseaux électriques afin d'évacuer les productions hydrauliques et desservir les régions. La technologie de câbles utilisés est composée d'aluminium et d'acier.

1945-1975 : Développement d'un premier niveau de réseau de grand transport (en 225 kV) pour interconnecter les régions avec une utilisation massive des câbles en Aluminium - Acier.

1975-2000 : Développement d'un nouveau niveau de tension 400 kV en lien avec l'émergence du parc électro-nucléaire et développement massif d'une nouvelle technologie de câble en Almélec offrant un meilleur compromis technico-économique.

2000-2018 : Développement plus modéré du réseau électrique en aérien via le recours plus fréquent au souterrain et apparition de nouvelles technologies de câble dit « à faible dilatation » offrant des meilleures capacités de transit.

■ Almélec ■ Aluminium - Acier ■ Autres



Transformer le réseau avec le numérique : une modernisation nécessaire du « système nerveux » du réseau électrique pour accroître sa résilience et optimiser son utilisation

Afin d’accompagner ces transformations du système électrique et le développement de solutions flexibles (automates, capteurs...), le SDDR prévoit un renforcement de l’ossature numérique du réseau pour atteindre une nouvelle cible fonctionnelle à horizon 2035.

Le réseau électrique sera en effet dans les prochaines décennies soumis à des phénomènes qui transformeront en profondeur ses modes d’exploitation et de maintenance.

Il s’agit d’une part de l’essor des énergies renouvelables électriques variables. Pour utiliser au mieux des infrastructures existantes et limiter le besoin d’en construire de nouvelles, des modes d’exploitation du système électrique plus réactifs sont nécessaires.

La stratégie proposée dans le cadre du SDDR repose ainsi sur un plan de déploiement d’automates de zone, d’outils de monitoring des lignes (DLR) et des protocoles de communication performants, dès la période 2021-2025,. Elle participe d’une démarche à grande échelle de fonctionnalités *smart grids*.

D’autre part, la perspective d’un renouvellement plus important des infrastructures rendu nécessaire

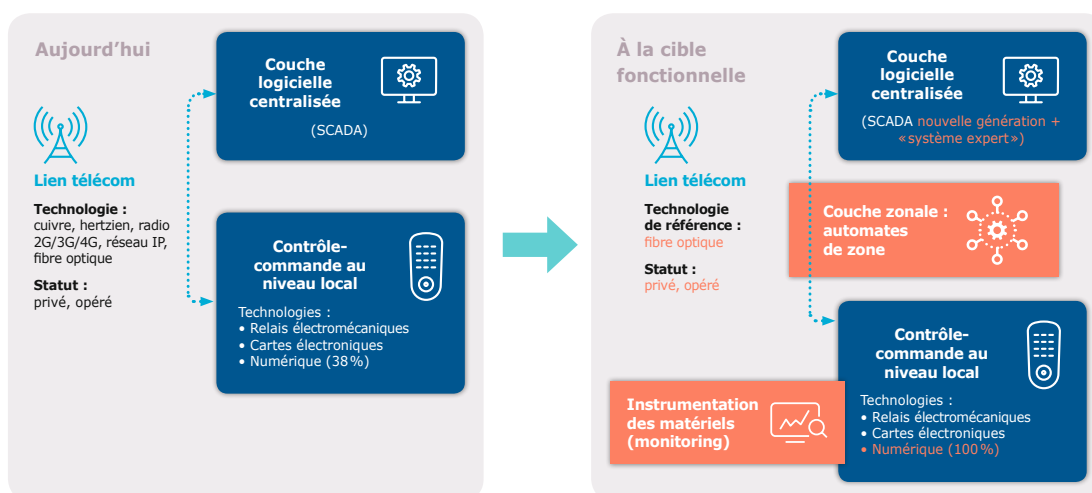
par le vieillissement du réseau nécessite une connaissance fine de l’état réel des matériels pour orienter les opérations d’entretien et de renouvellement vers les plus urgentes. Une instrumentation poussée des matériels est ainsi nécessaire.

La cible fonctionnelle intègre également le renouvellement des contrôles-commande au niveau local et des systèmes d’information, ainsi que l’adaptation des liens télécoms. Elle sera déployée par paquets fonctionnels cohérents :

- ▶ un paquet 0 «renouvellement» pour répondre au vieillissement naturel des systèmes de contrôle-commande existants, installés dans les postes depuis les années 1970 ;
- ▶ un paquet 1 «fondamental» pour moderniser les liaisons télécoms et atteindre un niveau de service compatible avec les exigences spécifiques du réseau (nécessité de garantir la conduite du réseau en cas de blackout électrique) ;
- ▶ un paquet 2 «performance» nécessaire pour déployer les stratégies d’optimisation sur les adaptations et le renouvellement.

Cette stratégie a été ajustée au scénario de la PPE et a conduit à écarter à ce stade un troisième paquet (numérisation plus rapide de l’ossature du réseau et renforcement des liens télécoms).

Figure 22. Ossature de contrôle-commande et télécommunications du réseau électrique



Interconnecter la France : un doublement de la capacité d'échange en 15 ans

Le développement des interconnexions électriques constitue de longue date l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne et un enjeu pour la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des États membres. Au niveau national, la feuille de route énergétique fixée dans le projet de PPE prévoit également un développement important des interconnexions, cohérent avec la perspective dressée par le président de la République en septembre 2017.

Le SDDR articule la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France en 15 ans (d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts en 2035). Pour y parvenir, il sera nécessaire de développer les interconnexions sur toutes les frontières françaises en sélectionnant les projets dont l'utilité est avérée.

Cette perspective s'appuie sur une méthode opérationnelle visant à prioriser les projets et les organiser en un programme industriel et économique cohérent. Tous les projets considérés (une quinzaine) ont ainsi été organisés par sous-ensembles cohérents afin de les développer de manière séquentielle, en intégrant les évolutions associées du réseau interne. Il en résulte l'identification de trois paquets :

1) À court terme, il s'agit d'achever le « paquet 0 », c'est-à-dire à mener à terme les trois projets structurants en cours avec le Royaume-Uni (projet IFA2 – nouvelle liaison sous-marine entre le Calvados et le sud de l'Angleterre – et ElecLink – câble empruntant le Tunnel sous la Manche) et l'Italie (projet Savoie-Piémont entre Chambéry et Turin, *via* notamment le tunnel du Fréjus).

Figure 23. Illustration du programme séquentiel de développement des interconnexions

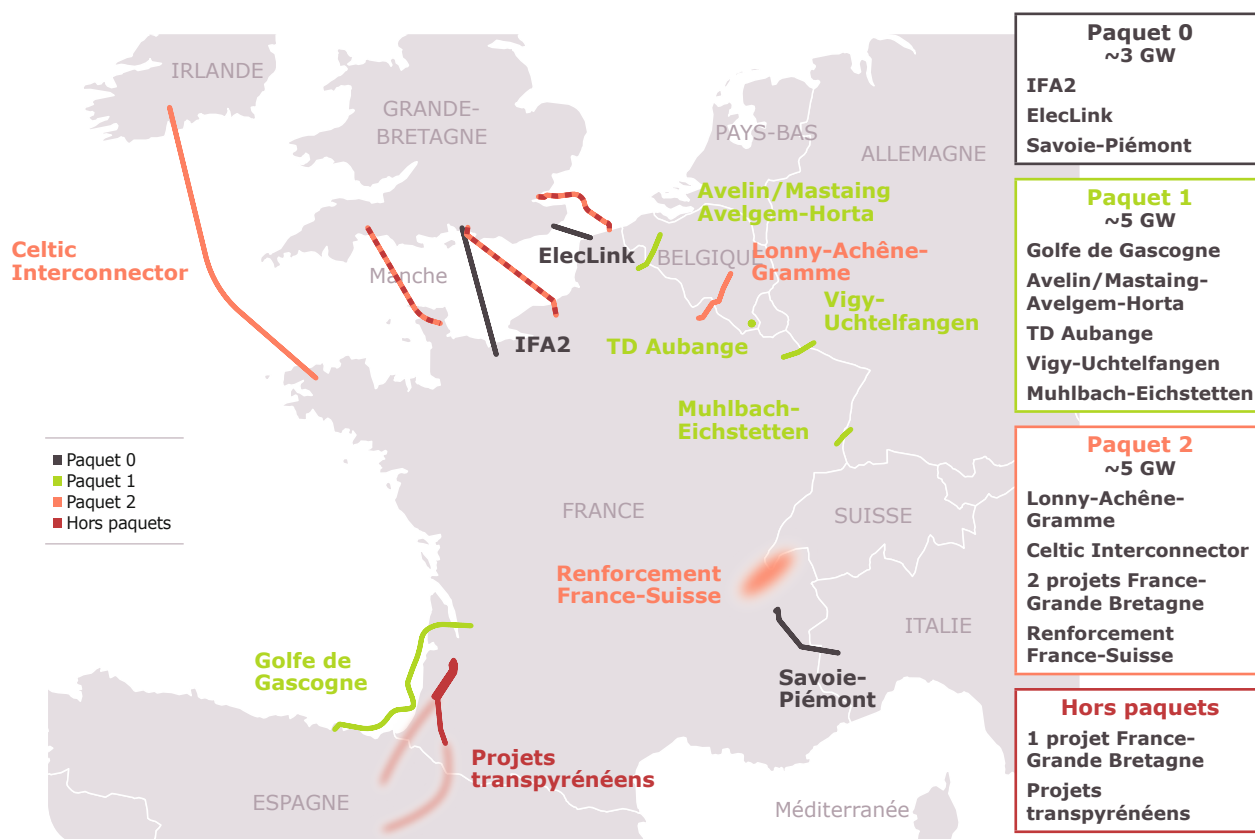
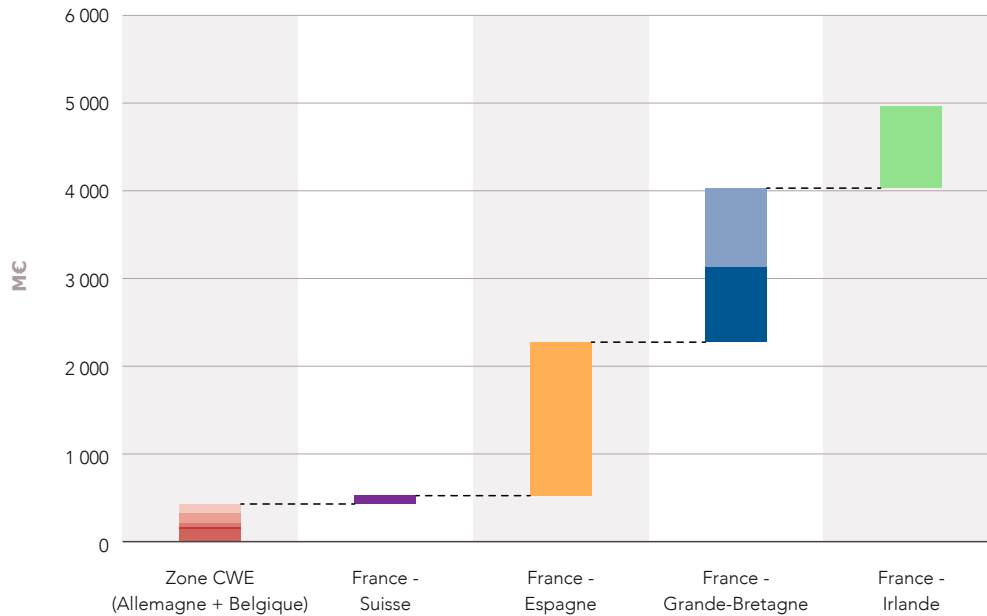


Figure 24. Estimation des coûts totaux (France et pays voisins) des projets d’interconnexions des paquets 1 et 2 du SDDR, hors subventions



Les différentes nuances de chaque couleur représentent différents projets d’interconnexion

- 2) L’étape suivante consiste à mettre en chantier les interconnexions du «paquet 1». Celui-ci rassemble toutes les interconnexions qui apparaissent «sans regret», c’est-à-dire dont la justification technico-économique est acquise dans tous les scénarios : nouvelle liaison avec l’Espagne (projet Golfe de Gascogne reliant Bilbao à Bordeaux), renforcements des liaisons existantes avec l’Allemagne et la Belgique, peu coûteux par rapport aux bénéfiques qu’ils apportent. La mise en service de toutes ces interconnexions est visée à l’horizon 2025.
- 3) D’autres projets de nouvelles interconnexions transfrontalières ont été rassemblés dans un «paquet 2» : leur rentabilité n’est acquise que sous certaines conditions, et des compléments d’instruction sont nécessaires avant de statuer sur l’engagement du projet. Les conditions peuvent être de nature politique (issue du Brexit...), financières (montant des subventions

européennes) ou porter sur la justification technico-économique des projets si celle-ci dépend très fortement de la réalisation de certaines hypothèses sur l’évolution du mix énergétique dans les différents pays concernés. Si ces projets s’avèrent justifiés, ils pourraient être lancés dans les prochaines années pour une mise en service au-delà de 2025.

Ce programme implique de donner une priorité à l’augmentation de la *capacité effective* d’échange d’électricité dans la zone pentalatérale (France-Allemagne-Benelux). Les aménagements du réseau interne français permettant d’exploiter les interconnexions selon le droit communautaire ont dans l’ensemble déjà été consentis.

Ce programme séquencé permet ainsi de faire émerger une trajectoire ambitieuse mais réaliste pour le développement des interconnexions sur les quinze prochaines années.

Raccorder les énergies marines renouvelables : la construction d'un nouveau réseau en mer pour développer 10 à 15 GW d'éolien en mer sur les quinze prochaines années

Le développement des énergies marines renouvelables constitue un des axes forts de la politique de diversification du mix électrique français. Le résultat de l'appel d'offres n°3 sur la zone de Dunkerque annoncé par le Gouvernement en juin 2019 a mis en évidence une baisse importante des coûts de production éolienne en mer. Le raccordement constitue désormais une composante importante du coût complet de l'éolien en mer et l'optimisation de cette composante apparaît donc comme une condition cruciale du développement pérenne de la filière mais aussi de la maîtrise de la facture énergétique des consommateurs.

Les nouvelles dispositions législatives, introduites au cours des deux dernières années, ont clarifié le cadre de développement de l'éolien en mer. RTE, maître d'ouvrage du raccordement des parcs prévus par la PPE, est désormais également responsable de leur financement (*via* le TURPE).

Le SDDR décrit le programme industriel à mettre en œuvre pour raccorder entre 10 et 15 GW d'énergies marines d'ici 2035, conformément aux objectifs annoncés par le Gouvernement. Celle-ci

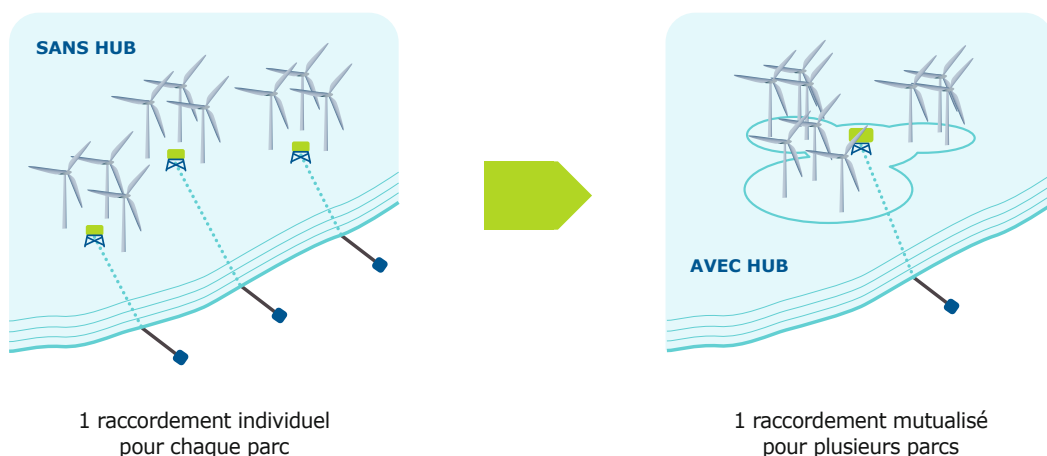
s'appuie sur une évaluation actualisée et affinée des coûts, appuyée sur un benchmark européen, ainsi que sur l'identification de trois leviers d'optimisation, dont la mise en œuvre est rendue possible par la réforme du raccordement :

- ▶ le développement de plateformes mutualisées et modulaires («hubs») et la diversification des usages de ces plateformes ;
- ▶ le dimensionnement adéquat de la puissance des parcs, en vue d'éviter les effets de seuil ;
- ▶ la standardisation de certaines infrastructures déployées.

Pour les parcs qui résulteront des futurs appels d'offres, ces leviers peuvent permettre une économie significative, d'environ 15%, sur les coûts de raccordement. Ces résultats sont conditionnés à la mise en œuvre d'une planification dans la durée des futurs parcs par l'État et à des choix de localisation, dans l'espace et dans le temps, permettant la mutualisation des infrastructures de raccordement.

De manière générale, la planification à long terme des projets d'énergies marines sera nécessaire

Figure 25. Illustration du principe de raccordement mutualisé *via* des «hubs»



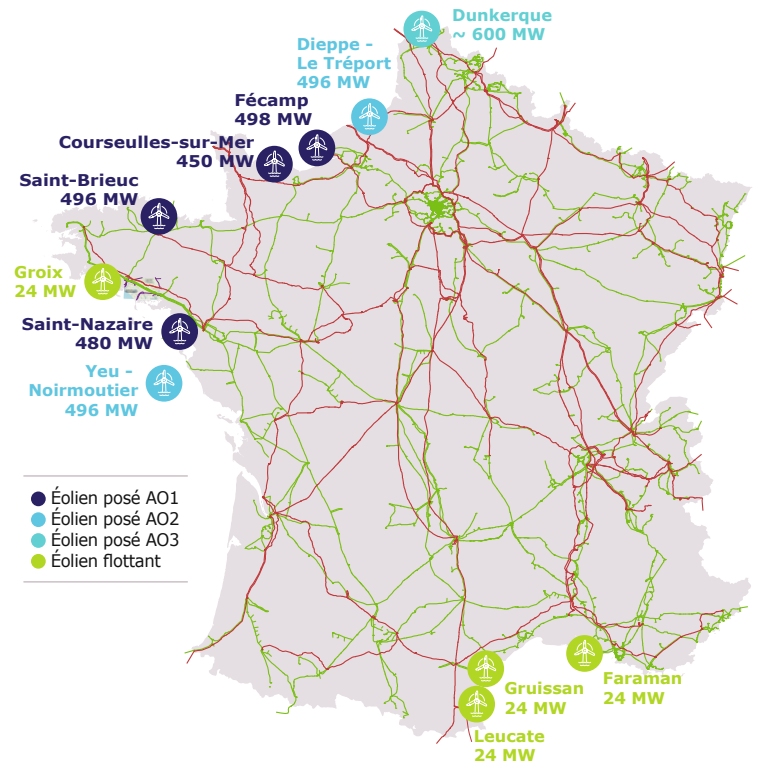
pour anticiper au mieux les capacités d'accueil du réseau sur les différentes façades, dans un contexte marqué par des évolutions importantes du mix au-delà des énergies marines.

Vu d'aujourd'hui, les potentiels d'accueil à terre (capacité à évacuer l'énergie produite en un point du réseau) sont importants sur les quatre façades maritimes. Progressivement, ces potentiels vont se réduire sous l'effet du développement de la production éolienne (en mer et à terre) et solaire. Dans un système contraint – comme c'est le cas pour les façades maritimes Manche Est - Mer du Nord et Sud Atlantique, la chronologie des différentes demandes de raccordement devient un élément de première importance. L'élément déclencheur des renforcements de réseau est celui qui conduit à dépasser le potentiel d'accueil, mais une fois celui-ci augmenté *via* un renforcement du réseau amont, il est possible de raccorder d'autres projets.

Dans le cas des énergies renouvelables à terre, cette difficulté a été résolue par les S3REnR, qui permettent à la fois de déterminer une vision cible du réseau et des clés de partage de l'investissement associé, de manière à garantir une équité entre producteurs.

Dans le cas de l'éolien en mer, il n'existe aucun dispositif de cette nature. En l'absence de «vision cible» partagée sur les moyens de production dans la zone, les raccordements seront donc traités au fil de l'eau selon la logique «premier arrivé premier servi», en application du cadre réglementaire actuel.

Figure 26. Parcs éoliens en mer en projet



Cette analyse met en évidence l'intérêt de disposer d'une planification de long terme du développement des différentes sources de production sur ces façades, afin d'anticiper et préparer dès à présent le réseau à leur accueil. Les propositions de RTE sur l'élaboration d'un document de planification complémentaire pour le développement du réseau en mer visent notamment à éclairer ces enjeux.

Une planification intégrée de l'ensemble des évolutions prévues est nécessaire, zone par zone

Les cinq volets industriels présentés pages 37 à 43 nécessitent une capacité de projection sur le temps long, tout en conservant une capacité d'adaptation. Spécifiquement, ils montrent que la planification permet une meilleure performance socio-économique du réseau :

- 1) Sur les réseaux de répartition, la connaissance en amont de la localisation des énergies renouvelables permet d'anticiper et de planifier les adaptations du réseau ;
- 2) Sur le réseau de grand transport, plus tôt les dates de fermeture des réacteurs nucléaires dont le déclassement doit intervenir au cours des prochaines années au titre de la PPE seront connues et plus il sera facile d'adapter le réseau ;
- 3) Pour les énergies marines, une planification coordonnée du réseau en mer et du réseau à terre présente un intérêt économique et environnemental évident.

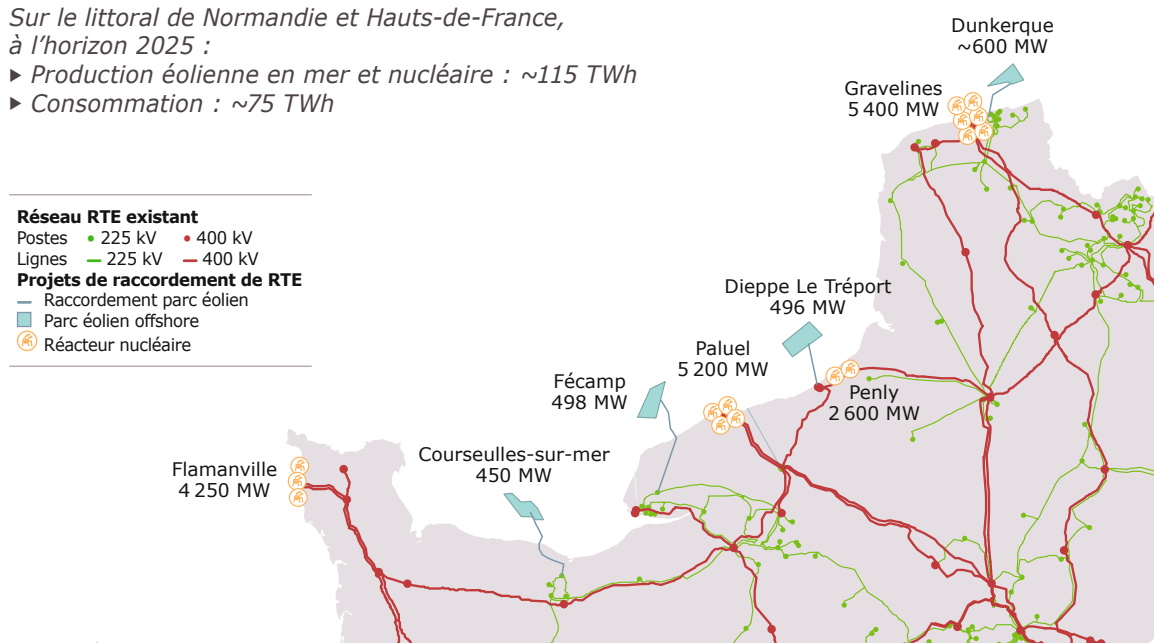
Les délais d'approbation et de réalisation des projets de réseau étant longs, les décisions d'évolution de l'infrastructure sont prises «en avenir incertain». Quelle que soit l'approche retenue face à l'incertitude, celle-ci aura un coût : engager des adaptations du réseau dans un contexte encore incertain (approche «proactive») peut conduire à des coûts échoués ; à l'inverse, attendre de disposer d'une vision claire des besoins d'évolution du réseau (approche «réactive») aboutit à mettre en service les adaptations trop tardivement, donc à accroître transitoirement les coûts de congestions. Dans le SDDR, aucune de ces deux approches n'apparaît systématiquement préférable à l'autre mais un socle minimal d'adaptation est identifié.

Au-delà des différents scénarios, c'est la faisabilité pratique de la transition qui se trouve en jeu : elle nécessite des formes poussées de coordination entre l'État, RTE et le régulateur, ainsi qu'avec l'ensemble des parties prenantes.

Figure 27. Structure du réseau et sites de production nucléaire et éolienne en mer sur le littoral des régions Normandie et Hauts de France

Sur le littoral de Normandie et Hauts-de-France, à l'horizon 2025 :

- ▶ Production éolienne en mer et nucléaire : ~115 TWh
- ▶ Consommation : ~75 TWh



Ces chantiers doivent être anticipés et planifiés sur le long terme, afin d'assurer que l'ensemble du tissu industriel mobilisé aura la capacité de les mener à bien

Au-delà de son importance pour la bonne réalisation des objectifs de politique énergétique fixés dans le projet de PPE, le SDDR constitue en tant que tel un outil de programmation industrielle mobilisant RTE en tant qu'opérateur et un large tissu industriel de fournisseurs et sous-traitants.

Les principes présentés dans le document y participent. La stratégie industrielle repose sur (1) la standardisation des matériels et la planification sur le temps long pour réduire les coûts, (2) la mutualisation des infrastructures (par exemple pour le raccordement des éoliennes en mer), (3) le recours préférentiel à la technologie souterraine à terre et (4) l'utilisation des technologies du numérique pour pousser un cran plus loin l'optimisation des lignes existantes et réduire le besoin d'adaptation du réseau.

La prise en compte des avis du ministre, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité environnementale permettra de s'assurer que le cap proposé par RTE est partagé et de l'amender le cas échéant. Une fois ce cap définitivement fixé, sa déclinaison devra pouvoir s'étaler et s'évaluer sur le temps long. Dans le cas contraire, les gains attendus ne pourront être au rendez-vous.

La publication du SDDR constitue également le moyen de donner de la visibilité à l'écosystème

industriel de RTE sur l'évolution du réseau à long terme et le plan industriel sous-jacent.

- 1) Sur le plan technologique : le SDDR permet de mettre en évidence la croissance des besoins mais également l'évolution de leur consistance (par exemple le recours privilégié au souterrain), et de préparer les fournisseurs aux types de matériels que RTE sera amené à rechercher au cours des prochaines années (automates, systèmes d'information...);
- 2) Sur le plan des compétences : plusieurs volets du SDDR nécessitent la maîtrise sur le temps long de certains domaines technologiques clé qui font appel à des expertises spécifiques. La clarification des besoins de développement sur l'ossature numérique ou sur le raccordement en mer permet en particulier d'anticiper les besoins de formation et de recrutement dans ces domaines ;
- 3) Sur le plan des ressources, le SDDR met en évidence des questions d'approvisionnement et de moyens humains (tant au sein de RTE qu'auprès des acteurs de la filière) et matériels : disponibilité de navires permettant de dérouler des câbles sous-marins, capacité industrielle de production des câbles, maturité des solutions industrielles dans le domaine du contrôle-commande, etc.

3.3 Au plan économique

Le SDDR permet de clarifier les trajectoires d'investissements dans le réseau de transport nécessaires pour la mise en œuvre de la PPE

Une analyse rétrospective des dépenses d'investissement dans l'infrastructure de réseau montre qu'elles suivent étroitement les évolutions du mix énergétique.

En particulier, des investissements structurants dans le réseau de grand transport ont accompagné le développement du parc électronucléaire dans les années 1980 et 1990, puis l'augmentation de la consommation d'électricité. Après un creux au cours des années 2000, les dépenses d'investissements dans le réseau de transport d'électricité, portées par le développement des interconnexions, l'intégration des énergies renouvelables et l'augmentation progressive des dépenses de renouvellement, ont suivi une tendance haussière au cours des dernières années.

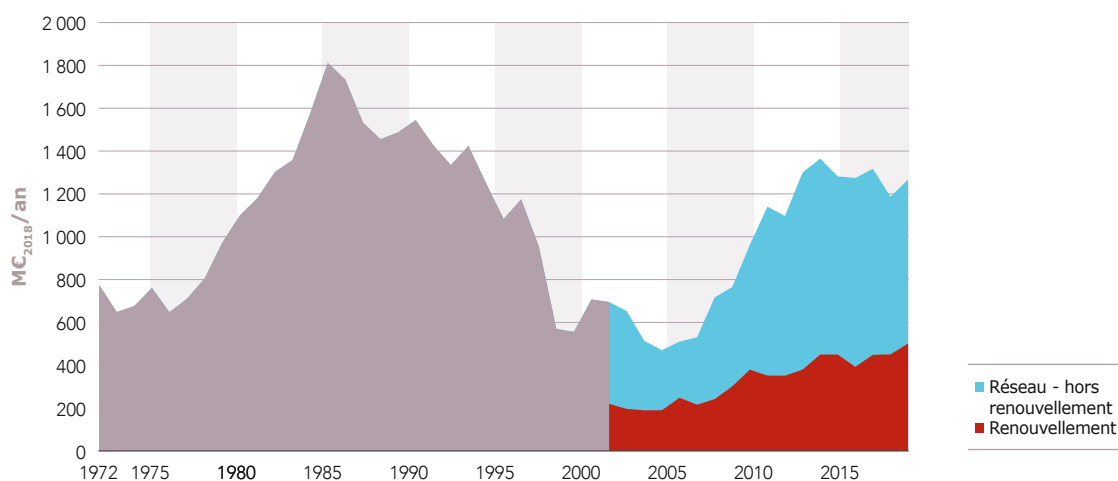
Pour accompagner la transition énergétique, les investissements répertoriés dans le SDDR sont évalués à environ 33 milliards d'euros bruts sur quinze ans (contre 20 milliards en rythme tendanciel). Cette somme se décompose en treize milliards pour l'adaptation (réseau de grand transport, réseaux de répartition, raccordements), huit milliards pour le renouvellement des ouvrages les plus anciens, sept milliards pour le raccordement des énergies marines, trois milliards pour l'ossature numérique

et deux milliards pour les interconnexions transfrontalières (part France). Le montant prévu pour l'adaptation du réseau est à financer à la fois par le TURPE et par la quote-part acquittée par les producteurs dans le cadre des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables.

Aujourd'hui, en rythme tendanciel, RTE engage environ 1,3 milliard d'euros d'investissements chaque année sur les volets décrits par le SDDR ; ce rythme d'investissement devrait augmenter d'environ 600 millions d'euros par an dès les prochaines années :

- 1) cette évolution s'explique essentiellement par l'entrée en phase travaux des raccordements des premiers parcs éoliens en mer** (la première mise en service est prévue dès 2022, et, à compter de 2023, le rythme s'accélère avec plus d'une mise en service par an) ;
- 2) hors composante maritime, le volume des investissements progresse légèrement mais surtout le contenu change de consistance : moins de « développement » de réseau pour l'alimentation des territoires, mais**

Figure 28. Historique des dépenses d'investissement dans le réseau (hors SI et immobilier)



davantage d’adaptation pour l’accueil des énergies renouvelables et davantage de renouvellement et d’opérations combinant réhabilitation et adaptation des zones du réseau les plus anciennes.

Ces chiffres, certes importants en valeur absolue, doivent être mis en perspective et relativisés.

Tout d’abord, les investissements nécessaires pour le réseau doivent être mis en regard non seulement des dépenses programmées pour la transformation du mix électrique dans son ensemble (voir page 50), mais aussi de celles, souvent plus importantes, engagées dans d’autres pays européens pour l’évolution du réseau (voir page 49). Ils doivent également être comparés aux dépenses qui devraient être mises en œuvre si la transformation du réseau n’était pas au rendez-vous des mises en service prévues des nouveaux sites de production (voir page 52) ou s’il fallait à un moment accélérer les travaux sur le réseau pour être au rendez-vous.

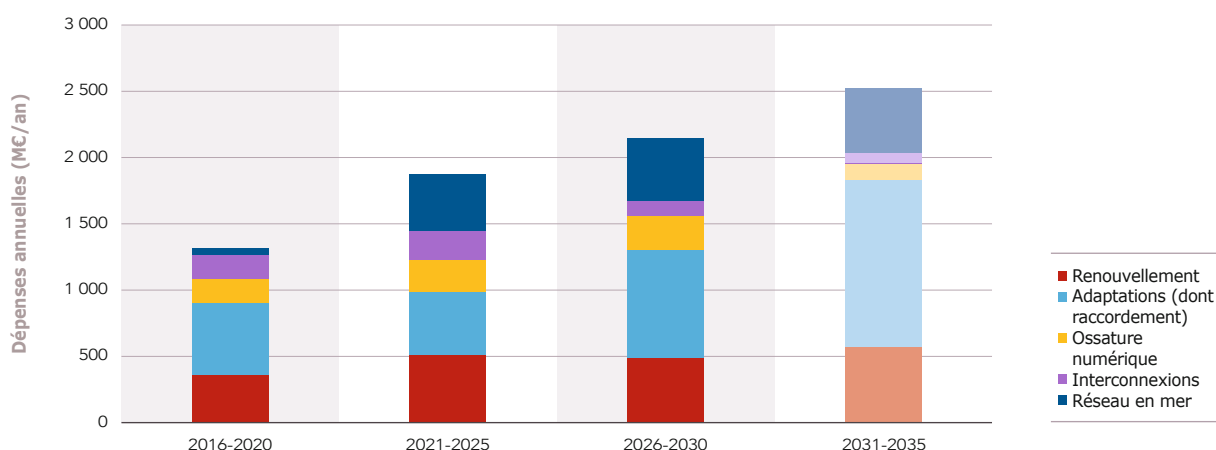
Ensuite, le périmètre des dépenses d’investissement prises en charge par RTE a récemment évolué. Ainsi, alors que la CRE avait initialement chiffré à près de 41 milliards d’euros sur vingt ans les charges financières engendrées par les appels d’offres 1 et 2 pour l’éolien en mer (avant renégociation des contrats entre les porteurs de projets et l’État), une partie de ces coûts – ceux correspondant

au raccordement – sont désormais pris en charge par RTE *via* le TURPE et non plus imputés au budget de l’État. Ce transfert, qui conduit RTE à être maintenant responsable de la réalisation mais aussi du financement de ces raccordements en mer, est donc neutre pour la collectivité : **l’augmentation correspondante des dépenses au périmètre du réseau public de transport se substitue à une diminution des taxes prélevées par l’État.**

Enfin, ce volume d’investissements, sensiblement supérieur au volume tendanciel actuel, peut paraître élevé pris globalement mais sera étalé sur une période d’au moins quinze ans. Vu du consommateur final, les répercussions de ces besoins supplémentaires d’investissement seront atténuées. En effet, la construction du tarif d’utilisation du réseau (TURPE), fixé par la Commission de régulation de l’énergie, conduit à faire porter par le tarif l’amortissement chaque année et la rémunération du capital investi associée. Ces investissements ayant des durées de vie longues, ils sont amortis sur une longue période – de l’ordre de 30 à 40 ans – ce qui tend à limiter le poids annuel des amortissements. La période de taux d’intérêt bas permet d’envisager cette croissance des besoins d’investissement de manière relativement sereine.

Tout ceci doit conduire à ce que la part du coût du transport d’électricité dans le total des coûts du système électrique reste globalement stable au cours des prochaines années.

Figure 29. Estimation des dépenses d’investissement sur le réseau public de transport d’ici 2035 (scénario PPE – trajectoire de référence du SDDR)



2. CRE, 2017, *Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 13 juillet 2017 relative à l’évaluation des charges de service public de l’énergie pour 2018*

Le SDDR est optimisé afin de limiter l'augmentation des besoins d'investissements tout en permettant l'atteinte des objectifs de la PPE

Les trajectoires du SDDR ne sont pas la conséquence d'une préférence pour l'investissement. Au contraire, l'objectif est de réaliser les dépenses les plus efficaces au sens de la collectivité, en minimisant le coût sur l'ensemble du cycle de vie des ouvrages.

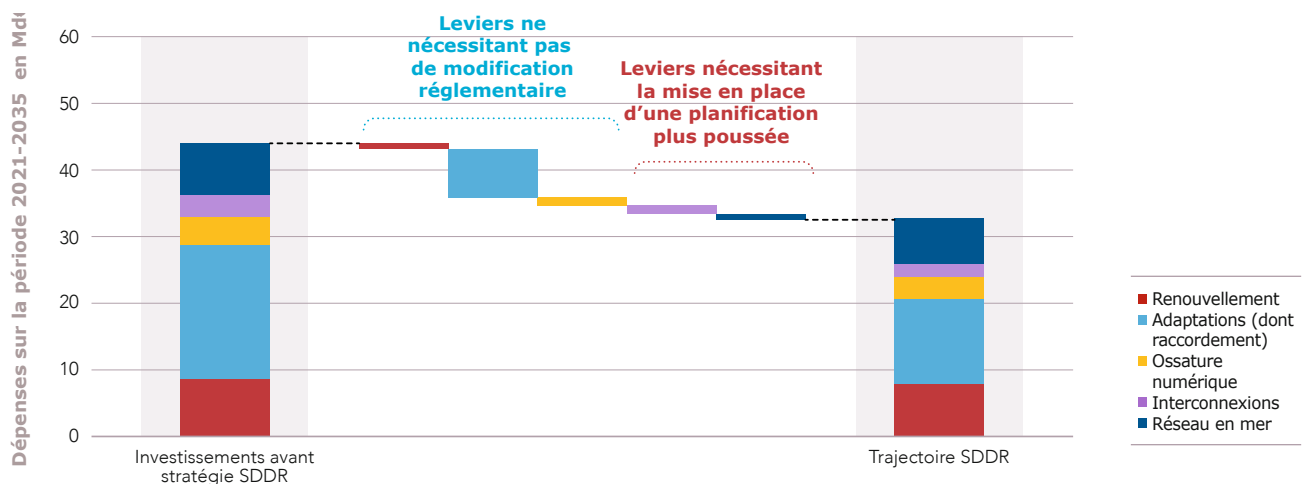
C'est dans ce sens, en l'absence de toute considération liée aux mécanismes de régulation vus comme pouvant conduire à favoriser les dépenses d'investissement au détriment des dépenses d'exploitation, que RTE a élaboré le SDDR. Notamment, certaines analyses ont montré que l'équilibre entre dépenses d'investissements et d'entretien devait être repensé au profit de ces dernières.

RTE est pleinement conscient de la nécessité d'un contrôle des coûts de la transition énergétique, de manière à en favoriser l'acceptabilité par les citoyens. À ce titre, la trajectoire de référence du SDDR est bâtie sur certains principes assumés, qui devront être traduits dans les faits. Ces principes portent notamment sur le bon niveau de dimensionnement du réseau, une planification spatiale et temporelle du développement des énergies marines ou encore une utilisation des technologies du numérique en lieu et place de certains investissements.

Mettre en œuvre ces principes revient à actionner des leviers d'optimisation et d'économies évalués à plus de dix milliards d'euros sur les quinze prochaines années. Ils sont donc de premier ordre dans l'équation économique concernant le réseau public de transport.

Pour autant, leur mise en œuvre ne dépend pas uniquement de RTE. Si les plus efficaces (notamment le dimensionnement du réseau terrestre pour l'évacuation) peuvent être atteints sans modification réglementaire, ils nécessitent d'être bien appréhendés par les pouvoirs publics et les acteurs du secteur : le principe de dimensionnement optimal du réseau consiste à accepter des modulations ponctuelles de la production de manière à ne pas construire des ouvrages qui seraient inutiles l'essentiel du temps. D'autres reposent sur la mise en place d'une planification plus poussée, intégrant une réflexion à l'échelle d'un portefeuille complet de projets (interconnexions, raccordements de parcs éoliens en mer...). Tous permettent de contenir les dépenses d'investissement mais supposent d'accepter une hausse des charges d'exploitation, en particulier des coûts de congestion et d'entretien du réseau : celle-ci reste cependant bien inférieure à la diminution des dépenses qu'elle apporte et permet donc d'optimiser les coûts du réseau de transport d'électricité.

Figure 30. Estimation des dépenses d'investissement totales sur la période 2021-2035 (scénario PPE)



Par rapport aux autres pays : les dépenses d'investissement présentées dans le SDDR se situent dans la fourchette basse

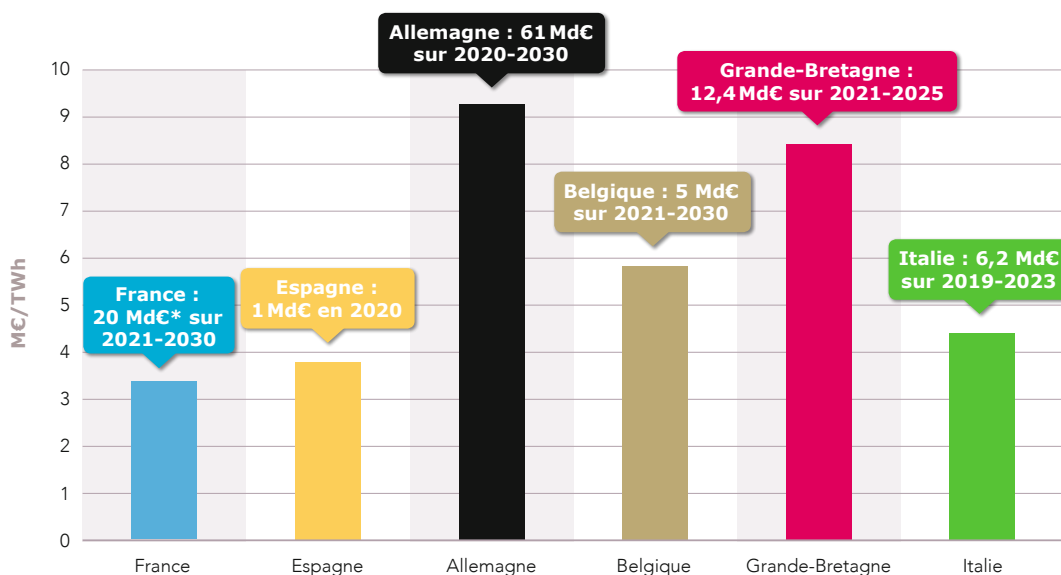
Les investissements de réseau nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique ne concernent pas uniquement la France. Les autres gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens font face à des dépenses d'investissement en augmentation, dans des proportions souvent supérieures à celles envisagées en France.

Le plan décennal de développement du réseau allemand révisé et publié en 2019 prévoit ainsi un programme d'investissement de 61 milliards d'euros sur les dix prochaines années, soit près du triple des dépenses prévues par RTE sur la même période. Ces dépenses importantes sont rendues nécessaires par un développement plus rapide des énergies renouvelables (terrestres et marines) outre-Rhin, par un retard dans l'adaptation du

réseau accumulé au cours des dernières années ayant conduit à de très importants déséquilibres géographiques, ainsi que par un recours plus important au courant continu souterrain pour le grand transport ou le raccordement de certaines fermes éoliennes en mer.

D'autres pays européens font également face à des besoins d'investissement importants, même s'ils sont d'une ampleur légèrement inférieure à ceux planifiés en Allemagne. En rapportant les montants d'investissement envisagés à la production électrique de chaque pays, les montants à engager au titre du SDDR se situent résolument dans le bas de la fourchette : la France se situe parmi les pays où l'effort d'investissement est le moins marqué.

Figure 33. Investissements dans le réseau de transport d'électricité rapportés à la production électrique annuelle



* Pour la France, les dépenses considérées correspondent aux dépenses d'investissement présentées dans le SDDR pour la période 2021-2030

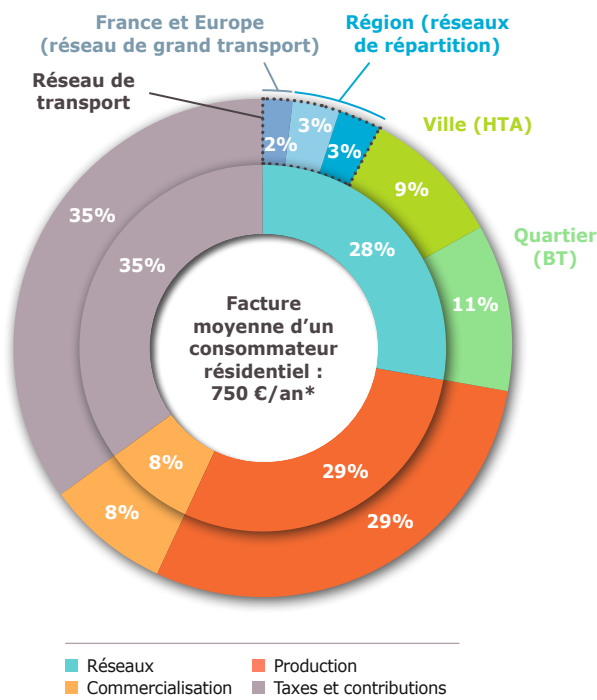
La part du réseau de transport dans le coût total du système électrique demeure globalement stable et proche de 10%

Dans son ensemble, l'évolution du parc de production d'électricité (énergies renouvelables et nucléaire en particulier) implique un investissement de l'ordre de 150 à 200 milliards d'euros sur les quinze prochaines années³. Les dépenses d'investissements dans le réseau de transport d'électricité ne représentent donc qu'une part limitée des coûts d'évolution du mix, et peuvent par ailleurs s'amortir sur une durée plus longue (plus de 40 ans pour certaines infrastructures de réseau contre 20 à 25 ans pour les capacités éoliennes et solaires et 10 ans pour les investissements décennaux sur les réacteurs nucléaires).

Aujourd'hui, la part du réseau de transport d'électricité dans les coûts annuels du système est relativement modeste, de l'ordre de 10%. Cette part est encore plus faible dans la facture d'électricité des consommateurs (8%), puisque diluée par l'effet de certaines taxes (TICFE, TCFE, TVA...) acquittées par les consommateurs en sus des coûts de production et de réseau. Pour le consommateur particulier, la part du réseau de transport s'élève à environ 60 € par foyer par an, à comparer à plus de 750 € en moyenne pour la facture d'électricité totale.

Dans ce total, le réseau à très haute tension (400 kV) représente une part encore plus faible (3%), mais concentre l'essentiel des gains. De manière générale, les composantes de réseau les plus coûteuses correspondent aux niveaux de tension les plus bas. Ces effets d'échelle illustrent l'intérêt économique du réseau d'électricité à haute et très haute tension, puisque c'est lui qui permet une optimisation économique du parc de production à grande échelle et le foisonnement de la demande – éléments qui ont permis au cours du XX^e siècle à l'électricité de s'imposer comme une énergie compétitive.

Figure 31. Décomposition de la facture d'électricité pour un consommateur résidentiel moyen (au tarif réglementé de vente)



* Sur la base des données publiées par la CRE pour la construction des tarifs réglementés de vente : <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data>

Un enseignement important du travail prospectif réalisé pour le SDDR est que la part du réseau de transport devrait rester globalement stable sur la période 2020-2035, voisine de 10% du coût total du système électrique.

Si le transfert financier du budget de l'État vers le TURPE associé à la prise en charge financière du raccordement de l'éolien en mer par RTE (environ sept milliards d'euros sur quinze ans) a bien une conséquence à la hausse sur les sommes prises en charge par RTE au titre du TURPE, ce transfert est globalement neutre pour les citoyens.

Ces analyses se fondent sur le vaste programme de chiffrage des scénarios engagé par RTE en 2017, qui conduit à disposer d'une vision complète de leurs coûts.

3. Évaluation basée sur le chiffrage économique réalisé dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 (chapitre 11.7)

À propos du débat sur les « vrais coûts » des énergies renouvelables : les coûts du réseau de transport sont très faibles dans le scénario de la PPE

Le débat sur le développement des énergies renouvelables électriques mobilise souvent un mythe tenace : celui des « coûts cachés des énergies renouvelables », qui seraient associés à l'intégration de ces sources d'énergie dans le réseau électrique.

L'élaboration du SDDR est une démarche publique, effectuée en concertation auprès des parties prenantes intéressées et dont les hypothèses ont été présentées lors d'une consultation publique. Dans ce cadre, les enjeux économiques des transformations en cours ont été abordés et ont permis d'apporter des éléments d'éclairage sur ces interrogations récurrentes.

Les travaux réalisés à la suite du Bilan prévisionnel 2017 avaient mis en évidence la nécessité de raisonner à l'échelle du système (comparer un scénario complet à un autre) et la difficulté à attribuer certaines composantes de coût à l'une ou l'autre des sources d'énergies. Des approches simplifiées peuvent néanmoins permettre de préciser des ordres de grandeur pouvant être comparés aux coûts moyens de production de manière à identifier les plages de compétitivité des différentes technologies selon une méthode harmonisée.

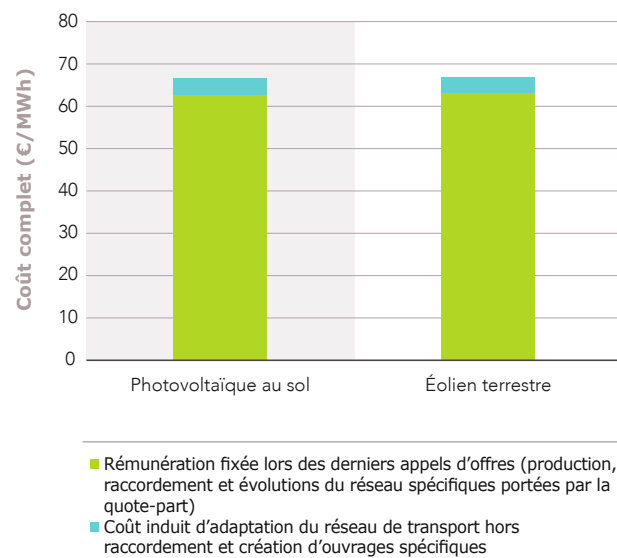
Une première catégorie porte sur les coûts d'adaptation du mix spécifiquement associés au développement des énergies renouvelables (parfois appelés « coûts de back-up » par certaines parties prenantes, en référence aux moyens thermiques qui seraient nécessaires pour palier le caractère variable de la production éolienne ou solaire) : **les analyses du Bilan prévisionnel montrent que dans des scénarios comme Volt et Ampère et a fortiori dans le scénario de la PPE, ces coûts sont négligeables en France au regard des grands équilibres économiques du système électrique.** Dans ces scénarios, avec un système très fortement interconnecté en Europe et le maintien d'un socle important de moyens pilotables (nucléaire, hydraulique, gaz et turbines à combustion), le critère de sécurité d'approvisionnement actuel peut en effet être respecté sans recours à la construction de nouveaux moyens thermiques, en s'appuyant sur les moyens de production et de flexibilité existants ou déjà intégrés à la trajectoire de la PPE.

Les analyses menées dans le SDDR permettent de compléter ces premières évaluations et d'apporter des éléments d'appréciation sur les coûts du réseau associés au développement des énergies renouvelables.

Dans une approche simplifiée, même en attribuant la totalité des coûts d'adaptation du réseau des quinze prochaines années aux nouvelles installations de production renouvelable, l'estimation de la composante attribuable au réseau de transport dans le coût complet des énergies renouvelables terrestres (en sus des quotes-parts acquittées par les producteurs) représente au maximum de l'ordre de 3 à 4 €/MWh.

Pour les parcs éoliens en mer, ces coûts de réseau représentent un montant plus important, de l'ordre de 15 à 20 €/MWh, car ils incluent le raccordement en mer (composante qui n'apparaît plus dans les tarifs d'achat issus des nouveaux appels d'offres). Cependant, même en additionnant le coût de production du projet retenu pour l'AO3 de Dunkerque (44 €/MWh) et une composante traduisant les dépenses engendrées sur le réseau, le coût complet de l'éolien en mer ressort à environ 60 €/MWh, soit un niveau très compétitif par rapport à d'autres sources d'énergie.

Figure 32. Estimation des coûts complets de l'éolien terrestre et du photovoltaïque au sol



Par rapport aux alternatives : l'infrastructure de réseau reste à l'heure actuelle la solution la plus économique pour mutualiser les sources de production d'électricité

Les solutions présentées dans le cadre du SDDR visent à assurer la collecte de l'énergie produite sur le territoire et à garantir l'alimentation des consommateurs selon les standards attendus pour un pays comme la France, c'est-à-dire un excellent niveau de fiabilité.

Les solutions pour y parvenir sont plus diverses que par le passé : elles intègrent l'optimisation de la performance des infrastructures existantes (par exemple en instrumentant des lignes pour qu'elles puissent faire transiter plus de courant lorsque le vent est important et que la production éolienne l'est également), la construction de nouvelles infrastructures (postes et lignes), mais également l'utilisation des flexibilités de la consommation (effacements) ou l'implantation localisée de batteries ou d'autres formes de stockage d'énergie.

Dans le cadre du SDDR, RTE a procédé à une analyse systématique de ces solutions. Les trajectoires proposées s'appuient sur le choix des plus économiques d'entre elles.

Notamment, la stratégie d'adaptation du réseau proposée repose sur le déploiement d'un millier d'automates de zone au cours des quinze prochaines années, de manière à pousser plus loin l'optimisation des infrastructures existantes. Ceci permet, en utilisant la flexibilité des éoliennes et leur capacité à rendre des services au réseau en modulant leur production à la baisse, d'accroître toutes choses étant égales par ailleurs les capacités d'accueil des réseaux de répartition. Cette perspective s'appuie sur des expérimentations menées actuellement dans certaines régions marquées par un développement important de l'éolien, comme les Hauts-de-France. Cette stratégie, dont le prérequis est le renforcement de l'ossature numérique (systèmes d'information, numérisation des contrôles-commandes dans les postes, renforcement des liens télécoms dans les postes stratégiques), permet d'éviter de nombreux investissements dans les réseaux de répartition, et d'économiser sept milliards d'euros sur la période

(qui auraient été facturés aux producteurs par l'intermédiaire de la quote-part des S3REnR et se seraient retrouvés dans les coûts de soutien aux énergies renouvelables).

Ces méthodes présentent un fort intérêt pour traiter des « contraintes modérées » sur le réseau, c'est-à-dire des événements se produisant rarement et pour des durées courtes. En revanche, elles ne sont pas applicables pour traiter des « contraintes structurelles » (fréquentes et longues).

Pour ces contraintes structurelles, les analyses économiques montrent que le renforcement du réseau demeure la solution la plus économique dans le cas général.

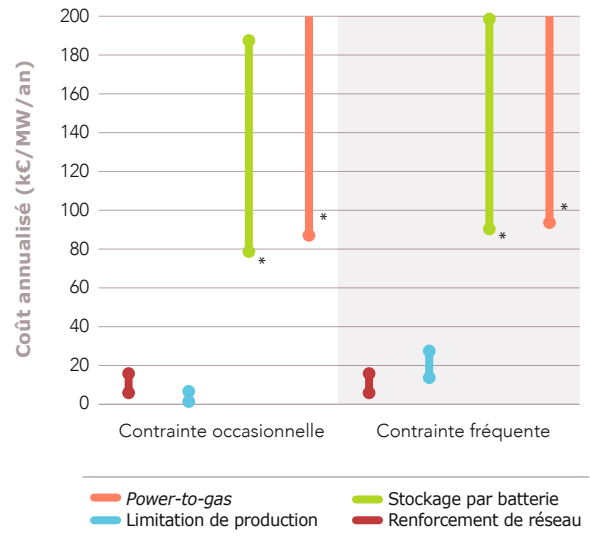
En l'absence d'adaptation du réseau, les coûts de congestions (limitation de la production dans certaines zones et redispatching vers d'autres sources de production) croîtraient, représentant plus d'un milliard d'euros par an (une situation comparable à l'Allemagne aujourd'hui) et un surcroît d'émissions de gaz à effet de serre. Ces dépenses sont à comparer aux 500 M€ d'investissement par an prévus en moyenne sur la période pour adapter le réseau à la transition énergétique.

Cette compétitivité est également attestée à long terme par rapport à des alternatives techniques comme l'installation de stockage par batteries à proximité des lieux de production ayant pour seul objectif la résolution des contraintes, ou du « *power-to-gas* ».

Ces solutions, aujourd'hui au stade d'expérimentation (projet *RINGO* pour les batteries ou *Jupiter1000* pour le *power-to-gas*) pourront représenter des solutions complémentaires à l'horizon 2031-2035, sous des conditions très précises en matière de localisation (proximité avec la production d'énergie renouvelable) et d'exigences techniques (indexation du profil de fonctionnement de ces installations sur les configurations de flux sur le réseau, très variables).

Aussi, bien que la transformation du réseau nécessite des investissements, ceux-ci demeurent réduits à l'échelle globale du système. Les analyses restituées dans le SDDR montrent que le réseau de transport (compris en intégrant l'utilisation de flexibilités sur les réseaux de répartition) représente une solution de mutualisation toujours très compétitive dans les scénarios étudiés. Il permet notamment de réaliser l'intégration des énergies renouvelables variables sur un périmètre géographique très large, et donc d'en réduire les coûts.

Figure 34. Comparaison économique de différentes solutions pour gérer les contraintes sur le réseau de transport (hypothèses de coûts 2018)



* Dans l'hypothèse basse, les solutions de stockage par batterie et de power-to-gas sont dimensionnées à 50% de la puissance maximale de dépassement : la mise en œuvre d'écêtement de production complémentaire est donc nécessaire.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

