



**10**

# **LES RÉSEAUX**

## LES RÉSEAUX :

### DES BESOINS SIGNIFICATIFS DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES POUR ACCOMPAGNER LES ÉVOLUTIONS DU MIX ÉLECTRIQUE

#### 10.1 Une évaluation complète des besoins couvrant l'ensemble des réseaux de transport et de distribution

---

##### 10.1.1 Les réseaux sont au cœur de la transition énergétique

Le débat public sur le secteur électrique porte largement sur les sources de production, mais sa réalité opérationnelle est de constituer une industrie de réseaux d'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 nouvelle installation de production, de stockage, ou de consommation implique un raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

**Ces réseaux vont devoir continuer à évoluer en profondeur de manière à rendre possible la transition énergétique.** La dynamique industrielle de cette évolution et son financement constituent par essence des sujets de temps long (une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en

service, il peut fonctionner jusqu'à plus de 80 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée). Pour implanter un nouvel ouvrage structurant, plusieurs années sont nécessaires pour des études détaillées et pour obtenir les autorisations correspondantes. Les raccordements aux réseaux vont se multiplier et le rythme de raccordement constituera un défi technique et de dialogue avec les parties prenantes (autorités locales, filière industrielle, gestionnaires de réseaux, producteurs, associations) dans les scénarios les plus dynamiques sur cet aspect.

Or cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématiques, y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique. Il en résulte une contradiction qu'il nous appartient collectivement de gérer.

### 10.1.2 La démarche des « Futurs énergétiques 2050 » porte sur l'ensemble des réseaux

Le réseau électrique français est large et interconnecté. Trois fonctions peuvent y être distinguées : (i) le réseau de grand transport, national et européen, (ii) les réseaux régionaux et (iii) les réseaux de distribution.

- Le réseau de grand transport d'électricité (400 kV et une partie du 225 kV contribuant à son appui) a tout d'abord été développé pour relier les lieux de production, historiquement les massifs montagneux où se trouvent les barrages hydrauliques, et les centres de consommation : villes et centres industriels. Il s'est ensuite fortement développé dans les années 1980 en parallèle des centrales nucléaires, et maille désormais tout le territoire national. Depuis les années 2000, le réseau national évolue moins, mais les interconnexions avec les pays voisins ont été renforcées. Il constitue désormais une plateforme physique d'échange d'électricité en Europe.
- Les réseaux régionaux (63, 90 et une partie du 225 kV) visent à répartir l'électricité vers l'ensemble des territoires, en assurant la sécurité d'alimentation en tout lieu.
- Les réseaux de distribution (10 à 20 kV et 230 V) assurent la desserte de l'ensemble des clients de moindre puissance, à partir des « postes sources » qui les alimentent depuis le réseau de transport.

En France métropolitaine continentale, le développement et l'exploitation des réseaux publics sont confiés à RTE pour le réseau public de transport, à partir de 50 kV, et à Enedis et environ 150 entreprises locales de distribution pour les réseaux publics de distribution.

Le développement concomitant des réseaux régionaux de transport et des réseaux de distribution correspond depuis la seconde guerre mondiale à une approche majoritairement descendante de

l'acheminement. Cette logique est en cours d'évolution mais correspond aujourd'hui encore à une réalité dans laquelle la production raccordée sur les réseaux de distribution a contribué en 2020 à environ 10 % de la production nationale française, alors que ces réseaux alimentent plus de 70 % de la consommation.

Les « Futurs énergétiques 2050 » envisagent des scénarios dans lesquels les installations de production raccordées au réseau public de distribution assurent entre 25 % et 50 % de la production nationale annuelle. Ceci induit un bouleversement dans l'utilisation des réseaux : le réseau public de distribution devient dans certains scénarios un lieu privilégié de développement de la production, tandis que le rôle d'acheminement des réseaux régionaux de transport devient structurellement bidirectionnel.

De la même façon, les très fortes proportions d'énergies renouvelables dans le mix des pays voisins impliquent une grande variabilité des flux entre pays. Le réseau de grand transport métropolitain peut ainsi se trouver parcouru de flux importants, de façon très variable d'un jour sur l'autre, et même en cours de journée.

Il est donc plus que jamais nécessaire d'analyser l'ensemble des besoins en matière d'infrastructure de réseau de façon conjointe et cohérente entre transport et distribution. Dans la lignée du rapport récent sur la recharge rapide sur autoroutes<sup>1</sup>, les travaux des « Futurs énergétiques 2050 » portant sur le volet « réseaux » ont bénéficié d'une collaboration technique entre RTE et Enedis. Cette démarche permet de disposer d'une analyse complète et cohérente de l'impact de différents scénarios de décarbonation sur l'ensemble des composantes du réseau électrique français.

1. Rapport RTE – Enedis « les besoins de la mobilité électrique longue distance sur autoroutes » publié en juillet 2021

## 10.2 Réseau de transport : des besoins d'évolution structurants sur toutes les composantes en lien avec la transformation du mix

### 10.2.1 Une répartition géographique de la production et de la consommation qui change et nécessite de faire évoluer le réseau de transport en conséquence

La localisation et la nature des moyens de production ainsi que la répartition géographique des grands centres de consommation d'électricité constituent des déterminants majeurs de la structure du réseau électrique.

Le Schéma décennal de développement de réseau (SDDR) publié par RTE en 2019 a dressé les perspectives du développement du réseau de transport d'ici 2035, en se fondant sur la trajectoire d'évolution du mix électrique projetée par la PPE. Le SDDR demeure la référence d'ici 2030 : les scénarios de mix électrique des « Futurs énergétiques 2050 » sont conformes à la PPE ou ne s'en écartent que marginalement (M0 et N03) d'ici 2030. Les trajectoires de consommation, réévaluées à la hausse depuis 2017, peuvent conduire à certains aménagements mais qui ne modifient pas structurellement l'équilibre du SDDR.

Des ajustements plus importants peuvent intervenir sur la décennie suivante (2030-2040). Le SDDR publié par RTE en 2019 s'étendait jusqu'en 2035 afin de donner une vision prospective des besoins à cette échéance, qui étaient en nette augmentation. Cette évolution (témoignant d'une bascule dans des investissements plus structurants au-delà de 2030) se conforme avec les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 », avec un degré qui varie selon les scénarios.

Aux horizons plus lointains (2050 et 2060), les scénarios étudiés impliquent tous une transformation structurante du mix électrique pour atteindre la neutralité carbone. La localisation de la production et de la consommation évolue donc très largement, et les besoins d'évolution des réseaux s'en trouvent très fortement modifiés. Les principaux facteurs à prendre en compte sont les suivants :

- la fermeture d'une grande partie du parc nucléaire actuel ;
- le développement accéléré des énergies renouvelables, terrestres et marines ;

- la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires dans les scénarios N ;
- le développement de nouveaux usages de l'électricité ;
- des évolutions également structurantes des mix énergétiques dans les pays voisins.

**L'analyse des besoins de réseau présente une difficulté supplémentaire par rapport à celle du mix : elle est tributaire d'hypothèses précises sur la localisation des futures installations de production.** Or ce paramètre est par essence extrêmement incertain à très long terme : ainsi en est-il du développement de l'éolien terrestre, que la dynamique industrielle conduirait à positionner principalement dans les zones les plus propices (nord et est de la France, centre, etc.) alors que la recherche d'une plus juste répartition conduirait à le répartir de manière plus équitable en France. Différentes trajectoires d'évolution de mix électrique et des hypothèses de localisation de la production et de la consommation ont été retenues pour l'étude en cohérence avec le principe de chaque scénario (*voir chapitre 5*). Ces hypothèses sont par essence prospectives et ne préjugent en rien des choix qui seront effectivement réalisés par les investisseurs ou l'État. Cela signifie également que **les trajectoires de développement de réseau devront être progressivement affinées, et qu'elles ne valent que par les ordres de grandeur et considérations industrielles qu'elles permettent d'établir.**

Pour ce qui concerne les besoins d'évolution du réseau de transport, les « Futurs énergétiques 2050 » reprennent le cadrage discuté en concertation avec les parties prenantes et esquissent des impacts différenciés selon quatre segments du réseau :

- Les réseaux régionaux, constitués des ouvrages à 63, 90 et 150 kV, ainsi que d'une partie des réseaux 225 kV assurant un rôle de répartition

**Figure 10.1** Le réseau public de transport et ses différentes composantes en 2021

régionale. Ces réseaux représentent environ 70 % des 100 000 km du réseau public de transport. Leur rôle de répartition entre le grand transport et la distribution les rend sensibles au développement de la production répartie de manière diffuse sur le territoire, notamment au travers des besoins de raccordement.

- Le réseau de grand transport, constitué des ouvrages 400 kV et de certains ouvrages 225 kV qui en constituent un appui. Ces réseaux représentent environ 30 % des circuits du réseau public de transport d'électricité. Ils sont aujourd'hui structurés autour des grands centres de consommation, de sites de production centralisée et de flux aux interconnexions. Ces deux derniers points peuvent fortement évoluer à l'horizon 2050.
- Les interconnexions, qui permettent d'assurer l'insertion des énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement et un meilleur fonctionnement du marché à l'échelle européenne. Leur évolution est guidée par des considérations d'équilibre offre-demande : besoins et sources

de flexibilité en France et à l'étranger, compétitivité et nature des parcs étrangers.

- Les réseaux en mer, qui assureront l'évacuation de la production éolienne en mer et constitueront également une partie des lignes d'interconnexion, parfois de façon concomitante (réseaux hybrides). Leur développement dépendra donc du rythme de raccordement de la production en mer, éventuellement des besoins d'interconnexion, voire dans certains cas du renforcement du réseau de grand transport le long d'une façade maritime (des synergies seraient alors envisageables, mais nécessitent une très forte planification).

Du fait de l'importance de la transformation du mix électrique d'ici 2050, des évolutions majeures seront nécessaires sur l'ensemble de ces composantes. Le présent rapport constitue une première description de la consistance de ces évolutions, qui feront l'objet d'approfondissements successifs par la suite, notamment dans le cadre de la prochaine réactualisation du SDDR de RTE.

## 10.2.2 Les interconnexions : un développement soutenu pour mutualiser la production et optimiser les coûts à l'échelle européenne

### 10.2.2.1 Un développement poussé des interconnexions sur trente ans, avec un rythme légèrement inférieur à +1GW par an, en vue de favoriser l'optimisation de l'équilibre offre-demande

Le rôle important des interconnexions pour mutualiser les moyens de production en Europe et assurer la sécurité d'alimentation à moindre coût a été décrit au chapitre 7.

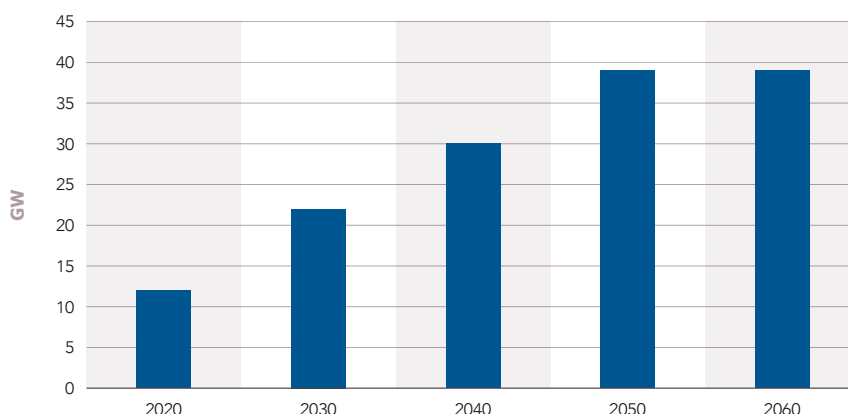
Les analyses montrent qu'un développement soutenu des interconnexions en Europe, de l'ordre de 45 GW à la frontière française, peut se justifier à long terme dans le cadre d'un optimum global. Néanmoins, de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte : incertitudes sur la faisabilité industrielle et l'acceptabilité des nouvelles lignes, volonté des pays voisins ou encore souhait de chaque pays de régler son degré d'interdépendance avec les pays voisins. La concertation a conduit à retenir, dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», une capacité d'import totale de la France en deçà de l'optimum économique, qui atteint 39 GW en 2050 dans tous les scénarios.

Sur le plan de la capacité d'échange, **les développements d'interconnexions entre la France et ses voisins intégrés dans les scénarios à**

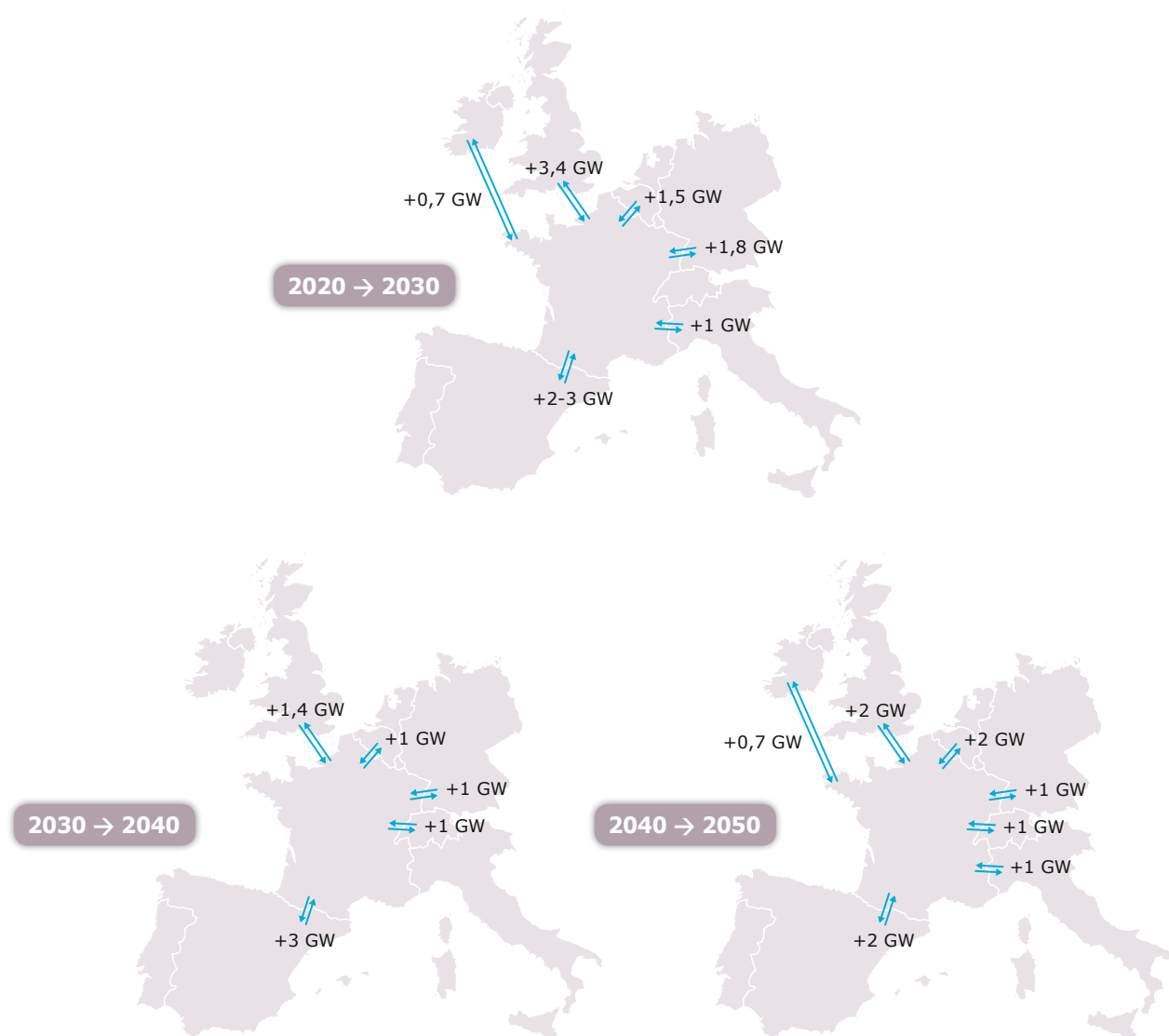
**l'horizon 2050 s'inscrivent dans la continuité des projections prévues par RTE pour les prochaines années.** Avec un rythme de +0,9 GW chaque année en moyenne sur trente ans, ils marquent même un très léger ralentissement par rapport au rythme projeté dans le SDDR au-delà de 2030-2035. Du fait de contraintes d'acceptabilité, de disponibilité d'espaces pour de nouvelles lignes aériennes et du développement accru de lignes sous-marines, l'hypothèse retenue est que la majorité des projets d'interconnexion développés au-delà de 2035 se basent sur la technologie à courant continu (HVDC), déjà utilisée aujourd'hui mais de manière ponctuelle, et globalement plus coûteuse.

Cette évolution se traduit directement sur les coûts associés à cette trajectoire. La construction des interconnexions supplémentaires entre 2035 et 2050 représente un investissement total de 10 Md€, à répartir entre la France et les pays voisins concernés. L'approche retenue est de considérer que le coût de ces projets est réparti à moitié entre les pays

**Figure 10.2** Évolution des capacités d'import en France – trajectoire de référence



**Figure 10.3** Hypothèses d'évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises (import)



concernés, et ainsi de comptabiliser pour la France la moitié de cet effort, soit 5 Md€, même si *in fine*

le financement de chaque projet fait l'objet de sa propre clé de répartition entre les pays.

### 10.2.2.2 Une utilisation des interconnexions qui évolue dans sa nature et modifie les flux circulant sur le réseau français

Les évolutions structurelles des parcs de production européens et le développement des interconnexions modifient profondément les échanges

aux frontières à l'horizon 2050, avec en particulier deux tendances observées dans tous les scénarios.



**D'une part, la France sera beaucoup moins exportatrice à long terme (horizon 2050) qu'aujourd'hui et à moyen terme (d'ici 2035).**

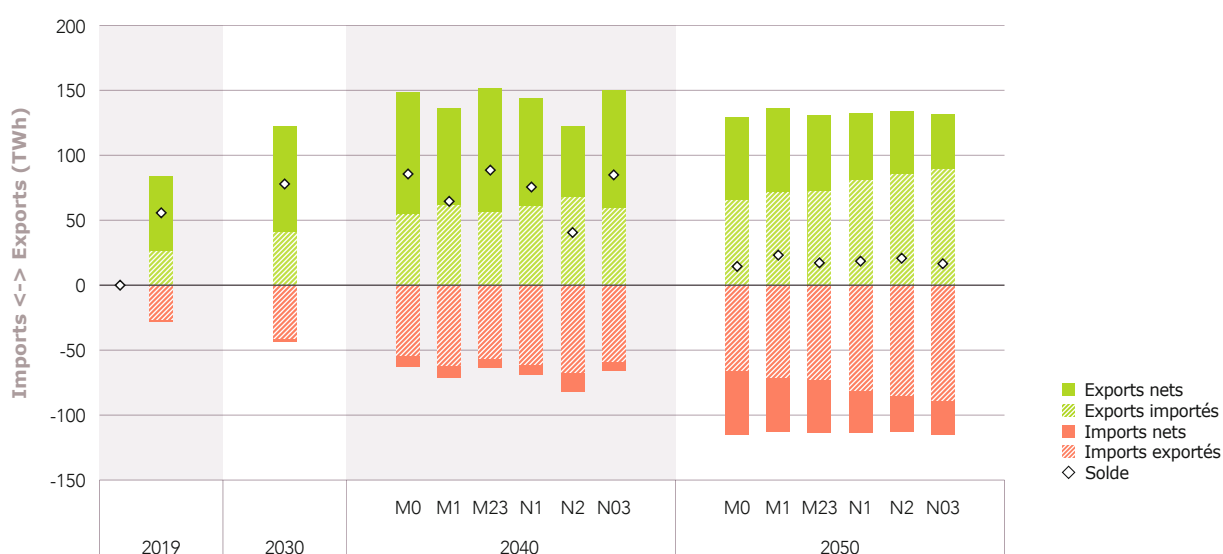
La marge exportatrice du pays sera progressivement rognée d'une part par l'augmentation de la consommation d'électricité afin d'atteindre la neutralité carbone, et d'autre part par le déclassement des réacteurs nucléaires arrivant en fin de vie. Pour autant, le volume d'échanges cumulés (imports et exports) apparaît en nette hausse, avec de fortes variations selon l'heure ou la saison. C'est en particulier le cas avec la Grande-Bretagne, fortement exportatrice d'énergie éolienne, et avec l'Espagne qui exporte de l'électricité d'origine photovoltaïque durant le jour mais importe la nuit.

D'autre part, **l'évolution structurelle du mix électrique européen conduira la France à devenir un pays de transit pour des flux transeuropéens**, c'est-à-dire les flux circulant sur les interconnexions françaises mais correspondant à des transits entre d'autres pays via la France. Dans tous les scénarios, la part de ces flux devient en effet très majoritaire. Dans de nombreux cas, la France peut par exemple se trouver en situation

d'import depuis la Grande-Bretagne et d'export vers la péninsule ibérique, ou inversement. Le rôle de « plaque de transit » européenne portée par le réseau électrique français tend ainsi à se renforcer. C'est une conséquence directe du positionnement géographique de la France en Europe, qui relie plusieurs péninsules électriques (péninsule ibérique, îles britanniques, Italie) à l'Europe continentale. Ces flux commencent à être observés dès à présent. À l'horizon 2050, entre 50 % et 70 % de l'électricité qui est exportée par la France est importée au même moment d'une autre frontière, contre 30 % aujourd'hui.

Ces deux phénomènes ont une incidence de premier ordre sur le réseau de grand transport français. Afin de garantir le respect de ces capacités de transit, le développement de ces interconnexions devra s'accompagner de renforcements sur le réseau interne. Ces coûts ont été pris en compte dans l'évaluation de la pertinence économique des flexibilités présentée au chapitre 7, mais ils sont, dans ce chapitre, intégrés dans le volet « réseau de grand transport ».

**Figure 10.4** Évolution des imports, exports et flux transeuropéens





## 10.2.2 Le réseau de grand transport : une nette amplification des besoins d'investissements au-delà de l'horizon 2035

### 10.2.3.1 Une évolution des flux circulant sur le réseau de grand transport tirée principalement par l'évolution de la production et des interconnexions

Le réseau de grand transport est composé des principales artères du réseau à très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV). Il relie aujourd'hui les sources de production, largement centralisées autour des centrales nucléaires et des grands barrages hydrauliques, les interconnexions et les grands centres de consommation.

Sa structure est intimement liée au parc de production français : les grands axes 400kV organisés en toile d'araignée ont été bâtis des années 1970 aux années 1990 dans le contexte du développement du parc électronucléaire. Ils se sont depuis avérés particulièrement bien adaptés à l'intégration des renouvelables et n'ont dû être adaptés qu'à la marge.

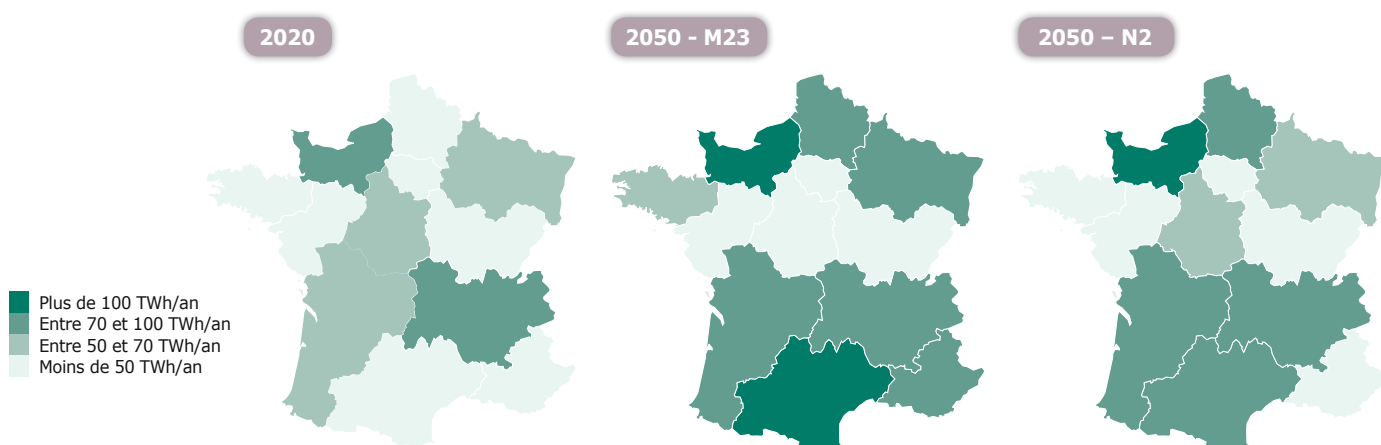
À long terme, la structure de ce réseau devra être significativement réévaluée. L'évolution du mix et le développement des échanges transfrontaliers conduisent à ce que la nature des flux circulant sur les lignes du réseau de grand transport évolue – ceci peut déjà être observé aujourd'hui.

**D'ici 2035 et encore plus au-delà, ces caractéristiques devraient s'accroître dans les scénarios marqués par un fort développement des énergies renouvelables.**

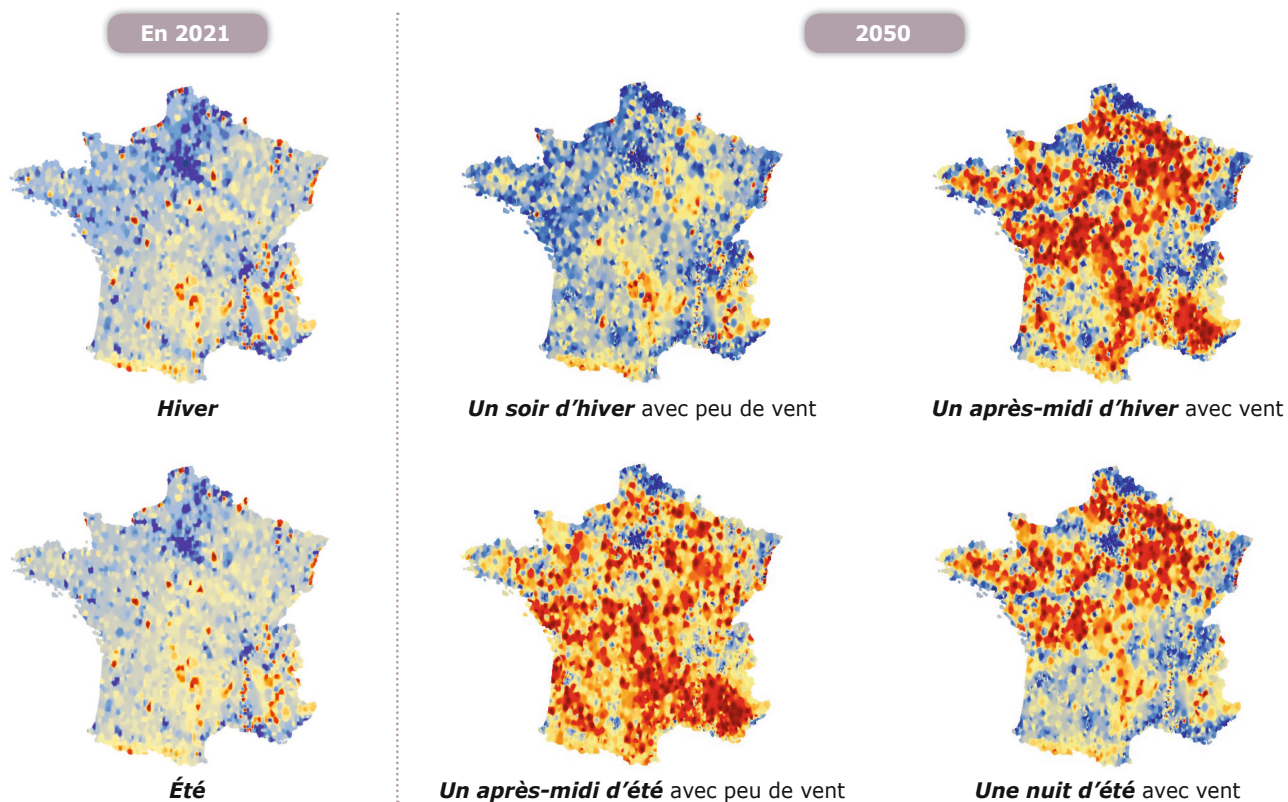
Dans le détail, les évolutions des flux d'électricité sur le réseau de grand transport sont tirées par trois principaux déterminants :

- la localisation de la production : l'évolution du mix modifie de manière profonde la nature et la localisation des installations de production d'électricité. Le parc de production qui était historiquement organisé autour de grandes installations nucléaires, thermiques et hydrauliques, sera composé d'une part croissante d'énergies renouvelables installées sur l'ensemble du territoire mais avec une densité plus importante dans certaines régions (photovoltaïque au sud, éolien terrestre au nord-est, éolien en mer le long des côtes).
- la plus grande variabilité de la production : le développement de la production éolienne et photovoltaïque accroît le phénomène précédent.

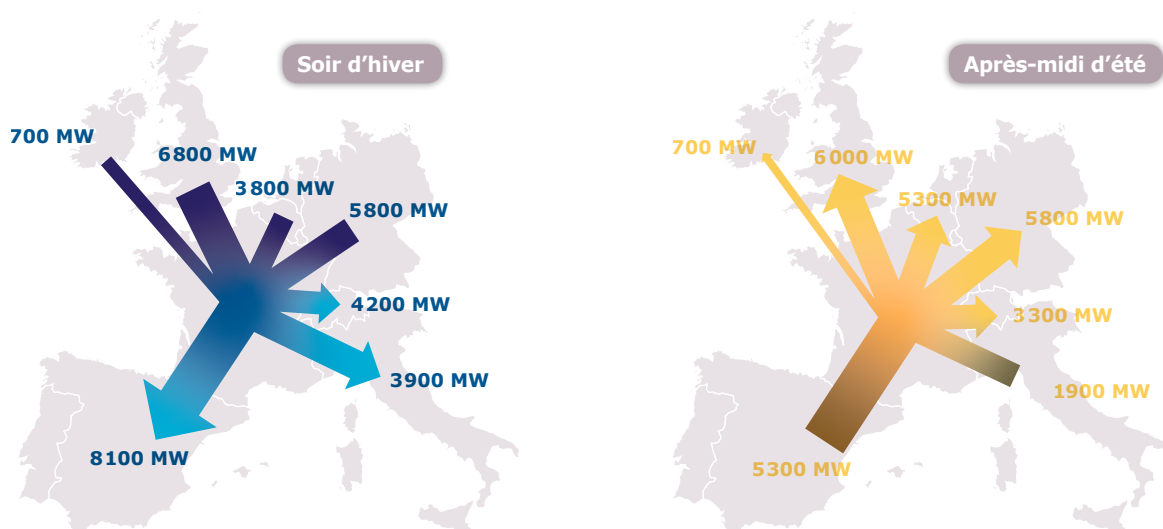
**Figure 10.5** Localisation de la production annuelle : 2020 (à gauche), 2050 – scénarios M23 et N2 (à droite)



**Figure 10.6** Illustration de la variabilité temporelle de la production et de la consommation d'électricité, en 2021 et 2050. Le rouge indique un solde producteur, le bleu un solde consommateur.



**Figure 10.7** Répartition (origine et destination) des flux transeuropéens en 2050, un soir de janvier (à gauche) et un après-midi de juin (à droite), dans le scénario M23



Le fait de s'appuyer essentiellement sur une production variable fait que l'origine des flux évolue durant la journée et la saison. La production photovoltaïque étant majoritairement située au sud, le réseau va être sollicité dans le sens sud-nord pour acheminer cette production le jour, tandis que son absence la nuit va occasionner à l'inverse des flux importants orientés du nord vers le sud.

- le développement des interconnexions et des échanges d'électricité transfrontaliers : celui-ci conduit par exemple à une augmentation des flux permettant l'évacuation de la production photovoltaïque ibérique ou encore de la production éolienne britannique vers la France et l'est de l'Europe. De tels flux viennent s'ajouter à ceux qui résultent de l'acheminement de la

production en France : photovoltaïque majoritairement au sud et éolien en mer également au sud et au nord-ouest. L'adaptation du réseau de grand transport français doit ainsi intégrer ces perspectives de transit accru.

Enfin, le développement des usages électriques, notamment dans l'industrie et pour la production d'hydrogène, peut ponctuellement conduire à des besoins d'adaptation du réseau autour de certains centres de consommation, en particulier dans les zones industrielles dynamiques. Ces besoins d'adaptation concernent principalement les réseaux régionaux (voir partie suivante) mais des renforcements sur le réseau de grand transport dans certains cas spécifiques ne sont pas exclus.

### 10.2.3.2 Des besoins d'adaptation identifiés sur plusieurs axes nord-sud mais également de manière croissante sur des axes ouest-est, en lien avec les besoins liés à l'acheminement de la production éolienne en mer

En l'absence d'adaptation de l'infrastructure de réseau, les flux circulant sur certains axes dépasseraient la capacité maximale de transit des lignes concernées, sur certaines heures de l'année, créant ainsi des situations de « congestion ». Dans ce type de situations, il est alors nécessaire de modifier le programme de production pour alléger les flux sur les lignes surchargées, ce qui conduit à une désoptimisation du plan de production et donc à des surcoûts pour le système électrique.

Les stratégies d'adaptation du réseau de transport d'électricité consistent à faire évoluer le dimensionnement de l'infrastructure (via le remplacement de conducteurs pour augmenter la capacité de transit, la construction de nouvelles lignes, etc.) pour éviter que les surcoûts liés aux congestions ne deviennent trop importants et trop contraignants pour l'équilibre offre-demande d'électricité.

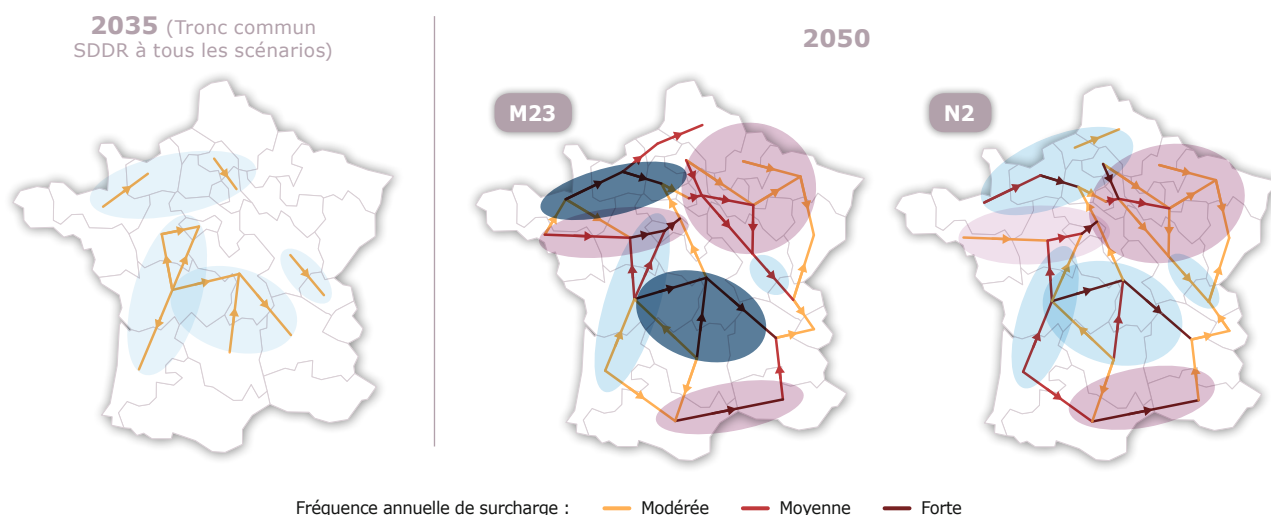
Dans les « Futurs énergétiques 2050 », les analyses menées sur le réseau de grand transport permettent d'identifier le niveau de congestion sur les principaux axes et ceux pour lesquels des renforcements seront nécessaires dans chacun des scénarios considérés.

Sans adaptation, le réseau de grand transport actuel serait ainsi marqué par un niveau de congestion en forte hausse en 2050, encore accru par rapport aux évaluations du SDDR qui avaient été menées à l'horizon 2035.

À l'horizon 2050, les contraintes sur les zones de fragilité identifiées dans le SDDR tendent à s'accroître et de nouvelles zones de fragilité apparaissent. Plus précisément :

- Sur les quatre zones de fragilité identifiées dans le SDDR (Massif central-Centre, façade Atlantique, Rhône-Bourgogne et Normandie-Manche-Paris), les fréquences de congestion sont amplifiées à l'horizon 2050, quel que soit le scénario. Ces zones correspondent essentiellement à des axes nord-sud et à une diagonale ouest-est. **Cela conforte le caractère sans regret des adaptations nécessaires sur les zones identifiées à l'horizon 2035 : celles-ci devront être préparées dès maintenant afin de pouvoir être mises en service au début de la décennie 2030.**
- Au-delà de ces quatre zones, les analyses menées à l'horizon 2050 mettent en évidence l'apparition de trois nouvelles zones potentiellement contraintes sur le réseau de grand

**Figure 10.8** Fréquence annuelle des congestions sur le réseau de 2020 détectées en 2035 dans le SDDR et en 2050 dans les scénarios M23 (milieu) et N2 (droite)



transport, essentiellement sur des axes ouest-est : la côte méditerranéenne, le Nord-Est et la zone de l'Anjou – Pays de la Loire. Ces besoins d'évolution apparaissent tirés par l'accroissement des échanges européens mais également par le développement de la production éolienne

en mer qui nécessite des capacités d'acheminement dans le sens ouest-est plus importantes. Les besoins apparaissent plus marqués dans les scénarios de sortie du nucléaire : dans ces zones, des renforcements du réseau sont donc probables à terme.

### 10.2.3.3 Les besoins de renforcement du réseau sont communs à tous les scénarios mais significativement plus élevés dans les scénarios de non-renouvellement du parc nucléaire

**Le niveau de contraintes observé sur le réseau de grand transport varie selon les scénarios de mix considérés.** Sur toutes les zones de fragilité identifiées, les congestions sont ainsi plus fréquentes dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans le scénario M23 basé sur le développement de grands parcs. Ceci contribue à concentrer des installations dans de nouvelles régions et conduit à devoir déplacer de grandes quantités d'énergie en sollicitant fortement le réseau de grand transport.

**Dans le cas d'une répartition des énergies renouvelables plus diffuse sur le territoire et d'un développement poussé de**

**l'autoconsommation, comme dans le scénario M1, les contraintes sur le réseau de grand transport apparaissent légèrement moins fortes :** le rapprochement de la production et de la consommation a bien une influence sur le développement du réseau. Cependant, même dans ce dernier cas, les contraintes restent plus importantes que dans les scénarios N.

**Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport sont moins importants dans les scénarios où de nouveaux réacteurs nucléaires sont construits.** En effet, l'installation de nouveaux réacteurs EPR sur des sites nucléaires existants, sur lesquels certains

réacteurs de seconde génération auront été préalablement mis à l'arrêt, conduit à une localisation du mix future qui se situe dans le prolongement de la situation actuelle. Cependant, l'intégration de nouveaux réacteurs nucléaires nécessitera des études approfondies spécifiques à chaque site, dont certaines pourront conduire au besoin de renforcements du réseau. Ainsi, dans le cas où la

tête de série du programme NNF serait implantée à Penly et interviendrait avant la mise à l'arrêt des réacteurs existants, des aménagements du réseau permettant d'accueillir cette nouvelle production nucléaire ainsi que les futurs parcs éoliens en mer au large de la Normandie seront nécessaires et devront être planifiés dès la décennie 2020 vu leur caractère structurant.

#### 10.2.3.4 Des besoins de renforcement qui nécessitent des nouvelles solutions

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport identifiés sont trop importants pour pouvoir être gérés uniquement par des flexibilités, et ils se traduiront pour partie en des investissements d'adaptation de l'infrastructure. Des premières estimations des investissements nécessaires sont apportées dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» afin de pouvoir comparer les grandes tendances des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau. Ces estimations doivent être considérées avec précaution, des analyses approfondies étant nécessaires pour fournir des trajectoires d'investissements consolidées.

**Le niveau de contrainte du réseau à moyen terme (2030) peut être traité par des aménagements à la marge de la structure du réseau, en évitant le recours à de nouvelles lignes souterraines de grand transport ou à de nouvelles lignes aériennes en site vierge** (hors raccordement). Le dernier SDDR de RTE a en effet montré qu'il était possible d'adapter le réseau pour accueillir le mix de la PPE en recourant à un panel d'opérations de moindre impact : adaptation de la capacité des postes de transport, remplacement des câbles existants par des câbles de capacité plus importante, augmentation de la capacité de transit des lignes existantes (passage en 400 kV d'une ligne 225 kV ou dédoublement de lignes sur une file de pylônes existante), ou ajout d'une ligne dans un couloir existant.

**Le niveau de contraintes à long terme (2050) ne peut être traité que par des adaptations plus structurantes.** Dans un scénario comme M23, des aménagements du type de ceux du SDDR permettent de réduire les contraintes mais insuffisamment, ce qui conduirait à des coûts de résolution

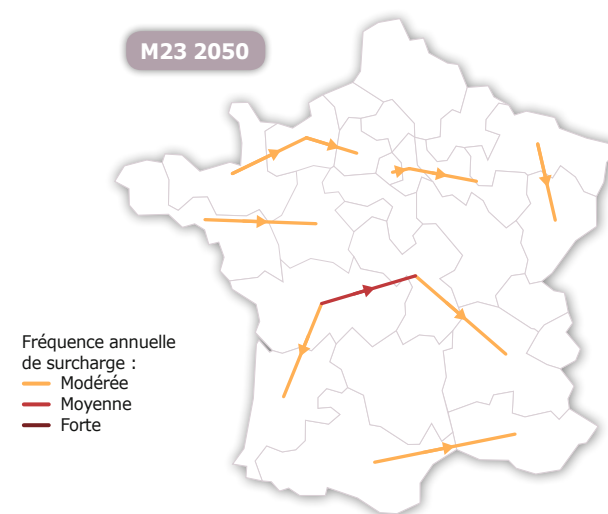
des congestions résiduelles de l'ordre du milliard d'euros par an – une somme voisine de celle acquittée ces dernières années par les gestionnaires de réseau allemand, et qui justifie sans difficulté des renforcements importants.

**À long terme, il sera nécessaire de recourir dans tous les scénarios hormis N03 à l'une ou l'autre des solutions suivantes, qui n'étaient pas envisagées par le SDDR à court terme :**

- la construction de nouvelles lignes aériennes 400 kV en site vierge, principalement pour des raisons environnementales et de faible acceptabilité sociale,

**Figure 10.9**

Fréquence annuelle des congestions avec le scénario M23, après application de tous les renforcements 400 kV envisageables dans les conditions du SDDR.





- la construction de lignes HVDC souterraines, coûteuses et dont le bilan environnemental n'est pas forcément meilleur ou pire que les lignes aériennes.

Cette conclusion rejoint celle du rapport conjoint publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021 : les scénarios à haute proportion en énergies renouvelables soulèvent un véritable enjeu de nature sociétale concernant l'acceptation des ouvrages de réseau, dont l'emprise sur le territoire est susceptible d'augmenter. La stratégie de long terme d'évolution du réseau de transport doit donc faire l'objet d'une planification de long terme et d'arbitrages politiques tout autant qu'économiques.

Deux options extrêmes sont en effet possibles pour adapter le réseau de grand transport (notamment dans les scénarios M et N1, voire dans N2) :

- Accepter le renforcement des lignes aériennes de grand transport à 400 kV. **Dans cette option, il n'est plus possible, à l'exception du scénario N03, de maintenir le principe du SDDR excluant, sauf pour des cas ponctuels tels que des raccordements, la**

#### **construction de nouvelles lignes 400 kV en site vierge.**

- À l'opposé, il est possible de ne construire aucune ligne aérienne en site vierge, à l'exception des ouvrages de raccordements ou d'adaptations ponctuelles sur des distances faibles (de l'ordre de 20 km), compensées en ce cas par des mises en souterrain d'ouvrages de plus basse tension aux alentours. Sous cette contrainte, **le principe du SDDR consistant à ne pas construire de liaisons HVDC souterraines, solution coûteuse et dont le bilan environnemental n'est pas par définition supérieur à celui d'une ligne aérienne, ne peut être conservé au-delà de 2035 dans aucun scénario à l'exception de N03.**

Dans les «Futurs énergétiques 2050», les évaluations économiques ont été réalisées en retenant un cas de référence plus proche de la seconde option, mais il est possible de réduire le coût de l'adaptation en se rapprochant de la première option. Le bon développement de ce type de solutions soulève des enjeux techniques et suppose un important travail sur la normalisation et l'interopérabilité des équipements.

### **10.2.3.5 La gestion de la tension reste maîtrisée mais bénéficiera des capacités de réglage des producteurs**

Les contraintes de tension basse sont susceptibles de poser des risques d'effondrement de tension si elles ne sont pas correctement gérées. Ce type de situation peut apparaître lors de périodes de fort transit sur les lignes 400 kV. La gestion de ces situations repose aujourd'hui sur les capacités de réglage des installations raccordées en 400 kV et leur bonne répartition sur le territoire. La réduction de ces capacités et le déplacement vers l'ouest de la production considérée dans les scénarios sans nouveau nucléaire nécessite de recourir à d'autres moyens de compensation.

Les analyses menées par RTE montrent que les contraintes de tension engendrées par les situations de forts transits sur le réseau de grand transport sont maîtrisables dans tous les scénarios avec des technologies conventionnelles (condensateurs, électronique de puissance). Le coût de ces solutions, qui peuvent impliquer la création ou l'extension de

postes 400 kV, est estimé à un maximum de 3 Md€ sur la période 2020-2050 pour un scénario sans nouveau nucléaire. Le développement de liaisons à courant continu serait un facteur favorable, les stations de conversion pouvant apporter des capacités de réglages importantes et dans des zones pertinentes.

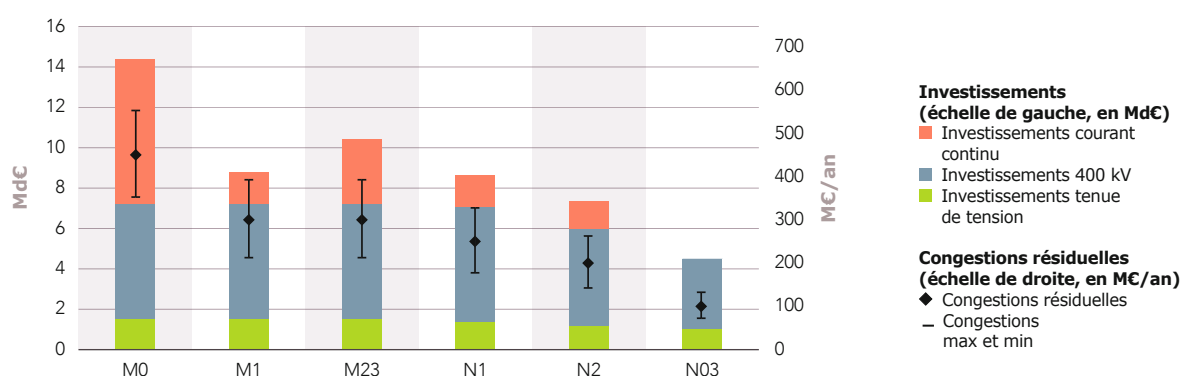
Le recours accru aux capacités de réglage des producteurs permettrait de réduire ce coût mais également de réduire l'impact environnemental lié à l'encombrement des solutions de réglages installées dans les postes. Ce principe concerne les groupes nucléaires mais également les renouvelables raccordées en haute tension (HTB) lorsqu'elles ne produisent pas (photovoltaïque la nuit) ou en moyenne tension (HTA). Il suppose un renforcement de la coordination entre producteurs, distributeurs et RTE à de multiples niveaux : techniques (solutions de pilotage), contractuels et réglementaires (modèles de marché).

### 10.2.3.6 Des besoins d'investissements importants sur la période 2035-2050, en nette hausse par rapport à la période 2020-2035

**Il résulte de l'analyse technique que les investissements sur le réseau de grand transport seront, pour tous les scénarios envisagés, en forte croissance sur la période 2035-2050 par rapport à la période 2020-2035.** Le scénario N03 nécessite des investissements moindres mais déjà légèrement supérieurs à ceux envisagés pour la période 2020-2035. À l'inverse, le scénario M0 se caractérise par des besoins de renforcement importants et un niveau de congestions résiduelles élevé malgré la construction de quatre liaisons à courant continu.

Le scénario M1 occupe une place à part. Il présente un niveau de contrainte moindre que les deux autres scénarios sans nouveau nucléaire, ce qui conduit à des besoins d'investissements plus faibles. Ce résultat s'explique essentiellement par des questions de localisation géographique. Les critères de développement de la production spécifiques à ce scénario conduisent à une répartition de la production sur le territoire plus proche de la situation actuelle que M0 et M23. Ce n'est donc pas, en soi, la recherche d'équilibres locaux, pas plus que le recours à une production plus fortement décentralisée, qui conduit à un moindre besoin d'investissements.

**Figure 10.10** Coûts du réseau de grand transport entre 2035 et 2050 selon le scénario, avec les incertitudes sur les congestions





## 10.2.4 Les réseaux de répartition : un développement qui accompagne celui des énergies renouvelables terrestres

### 10.2.4.1 Le développement des énergies renouvelables terrestres est le principal déterminant de l'évolution des réseaux de répartition régionale

Initialement développés pour interconnecter des réseaux de distribution, les réseaux régionaux ont rapidement permis de répartir localement une production issue de sites centralisés (hydrauliques puis nucléaires) vers des centres de consommation. La transition énergétique a conduit à repenser cette logique de répartition descendante vers un modèle bidirectionnel où les réseaux régionaux peuvent tout autant contribuer à l'alimentation d'une zone de consommation qu'à l'évacuation et la mutualisation d'une part croissante de production répartie de manière plus diffuse sur le territoire.

À long terme, l'insertion des énergies renouvelables terrestres a un impact direct sur les réseaux régionaux pour permettre l'évacuation de l'énergie produite vers des lieux de consommation souvent éloignés. Les développements de réseau doivent comprendre à la fois le raccordement des installations au réseau (soit via des liaisons directes au réseau haute tension pour les parcs les plus importants, soit via de nouveaux postes sources pour les parcs de puissance intermédiaire qui transitent par le réseau de distribution), et le renforcement des lignes en amont pour assurer l'évacuation de la production vers le réseau de grand transport dans de bonnes conditions.

### 10.2.4.2 Le développement des usages électriques et la décarbonation de l'industrie peuvent conduire à des besoins d'adaptation du réseau

Si le développement des énergies renouvelables apparaît comme le principal déterminant des besoins de développement des réseaux régionaux, il peut demeurer des zones sur lesquelles les transferts d'usage vers l'électricité, combinés avec un faible développement de la production, conduisent à des besoins de renforcement de réseau pour satisfaire la demande.

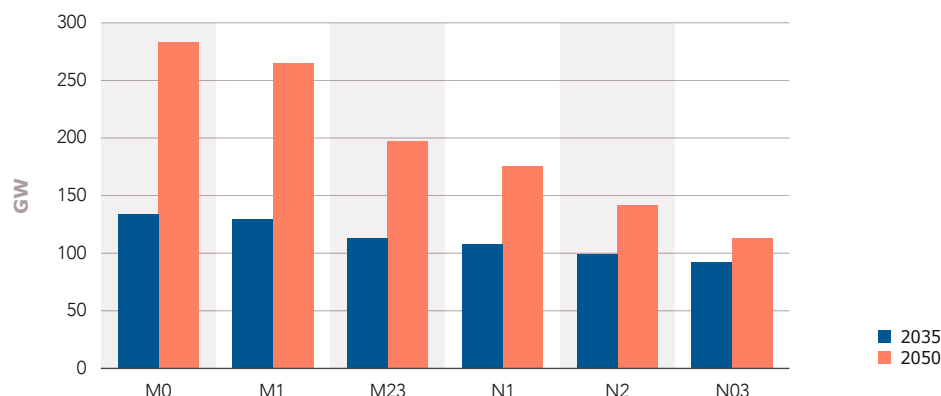
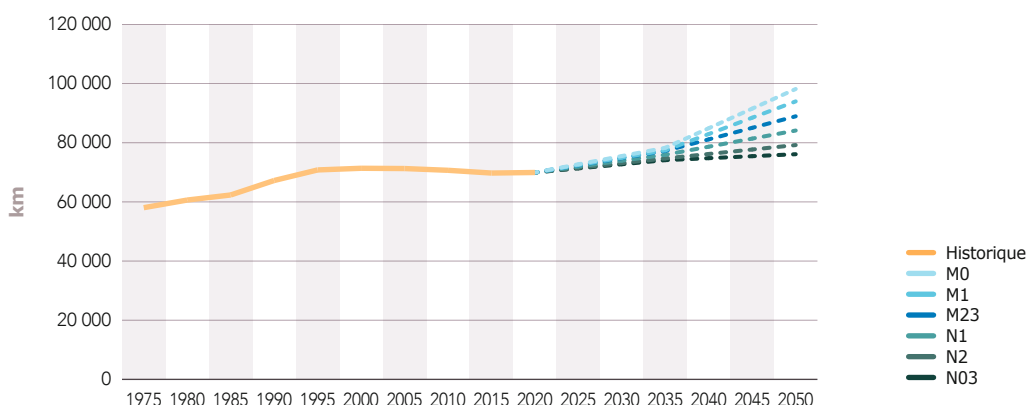
C'est notamment le cas dans certaines zones industrielles où pourraient s'enclencher rapidement, à la suite des plans «France relance» et «France 2030» et de manière générale du soutien apporté par l'État à la décarbonation de l'industrie, des investissements de la part de grands industriels. Les sites devront être raccordés et, dans certains cas, des renforcements ponctuels du réseau seront nécessaires, notamment pour

accompagner le développement d'électrolyseurs de grande puissance ou encore de parcs de *data centers*. **La problématique de l'électrification de l'industrie ne constitue pourtant pas, à court/moyen terme, une problématique économique. Elle soulève en revanche un enjeu de rapidité** dans le cas où des décisions d'investissements seraient prises à brève échéance par les industriels concernés. Même pour des travaux de faible envergure et peu coûteux comme la reconstruction de postes électriques, les procédures d'autorisation sont très longues. **L'objectif de décarbonation de l'industrie doit donc nécessairement s'accompagner d'une réflexion sur les délais d'adaptation du réseau et doit conduire à développer de manière anticipée des capacités d'accueil dans certaines zones industrielles ciblées.**

### 10.2.4.3 Une croissance de 10 à 40 % des réseaux régionaux, plus forte dans les scénarios allant vers 100 % d'énergies renouvelables

**L'extension et l'adaptation des réseaux régionaux seront d'autant plus rapides que le rythme de développement des énergies**

**renouvelables terrestres sera élevé.** À ce titre, les scénarios des «Futurs énergétiques 2050» font apparaître des rythmes très contrastés, passant

**Figure 10.11** Puissance raccordée des énergies renouvelables terrestres selon le scénario**Figure 10.12** Évolution de la longueur du réseau régional de transport (km de circuits)

selon les cas par une accélération ou un ralentissement par rapport aux hypothèses de la PPE ayant servi de base au SDDR de 2019.

Malgré l'expansion récente des énergies renouvelables, les réseaux de répartition régionaux n'ont pas connu d'évolution majeure depuis la mise en œuvre – entre 1985 et 1995 – d'une politique visant à améliorer la qualité d'alimentation des consommateurs raccordés en moyenne (HTA) et basse tension (BT) en zone rurale. Cette politique

avait conduit à la création et au raccordement de 500 postes sources en dix ans.

**Le développement des énergies renouvelables terrestre projeté à l'horizon 2050 implique un effort qui, dans certains scénarios, dépassera celui réalisé dans la période 1985-1995.** Les investissements dans les énergies renouvelables vont en effet entraîner une évolution conséquente des réseaux régionaux, dont la longueur va progresser de 10 à 40 % selon les scénarios entre 2020 et 2050.

#### 10.2.4.4 Le principe du « dimensionnement optimal » reste un facteur important d'économies de développement de réseau et pourrait être poussé encore plus loin

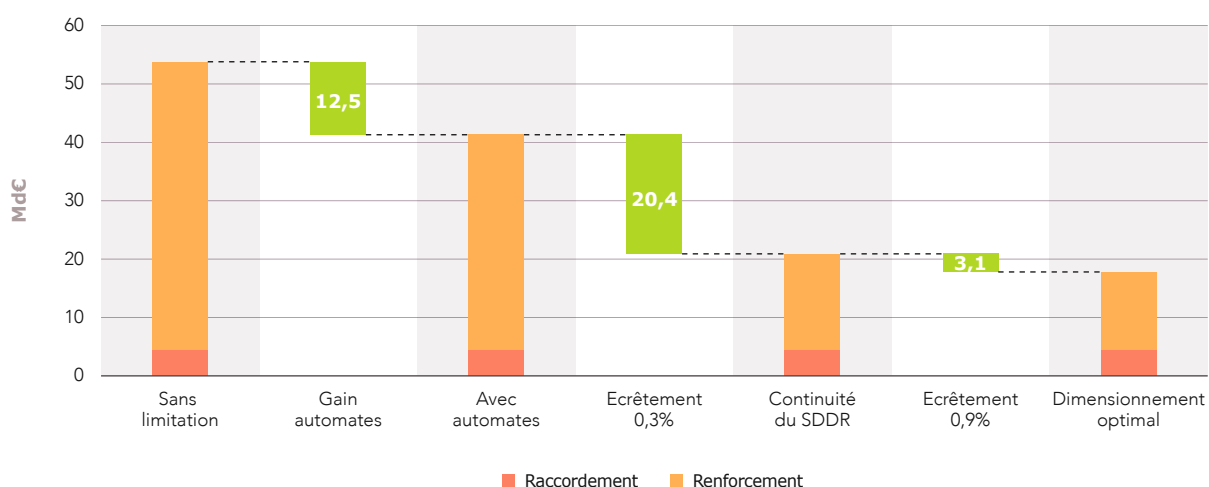
RTE a fondé son SDDR de 2019 sur le principe du « dimensionnement optimal » du réseau, c'est-à-dire sur un dimensionnement économique de l'infrastructure. À ce titre, le réseau est prévu pour permettre la collecte de toute la production variable à l'exception d'un volume limité : la production peut être écrêtée de manière ponctuelle, par automates, afin de ne pas surcharger le réseau. Ceci permet de réduire fortement les besoins de développement de l'infrastructure : RTE a chiffré les économies associées à 7 milliards d'euros sur le réseau de transport entre 2020 et 2035.

Le principe du dimensionnement optimal est également utilisé dans les « Futurs énergétiques 2050 ». La cible de long terme pour le réseau de transport comprend donc, en plus des ouvrages physiques, le déploiement d'automates permettant d'exploiter les lignes au plus proche de leur capacité et donc de réaliser des économies. Les premières analyses technico-économiques montrent, pour le scénario M23, qu'il permettrait une réduction

des investissements sur le réseau de l'ordre de vingt milliards d'euros sur la période 2020-2050 en contrepartie d'un taux d'écrêtement de la production renouvelable qui serait alors porté à près de 1%. Ces écrêtements concerneraient principalement la production photovoltaïque et notamment à des moments où cette dernière est importante face à une consommation faible : le coût collectif d'écrêtement de cette production est donc très faible, et largement inférieur aux gains économiques qu'il induit sur le dimensionnement du réseau.

Les analyses restituées dans les « Futurs énergétiques 2050 » reposent sur l'hypothèse que le taux d'écrêtement peut être porté au niveau que suggère l'analyse économique. Ceci n'est possible que dans un contexte où ce principe est bien accepté au niveau politique et traduit dans la réglementation. Des études plus approfondies, menées en concertation avec les acteurs, seront conduites dans le cadre de la préparation du prochain SDDR.

**Figure 10.13** Impact du dimensionnement optimal sur les investissements sur les réseaux régionaux, scénario M23 (2020-2050)



#### 10.2.4.5 Le développement de l'autoconsommation dans le scénario M1 conduit à des économies sur les réseaux de répartition, mais limitées

Le scénario M1 se distingue des autres scénarios à plusieurs titres.

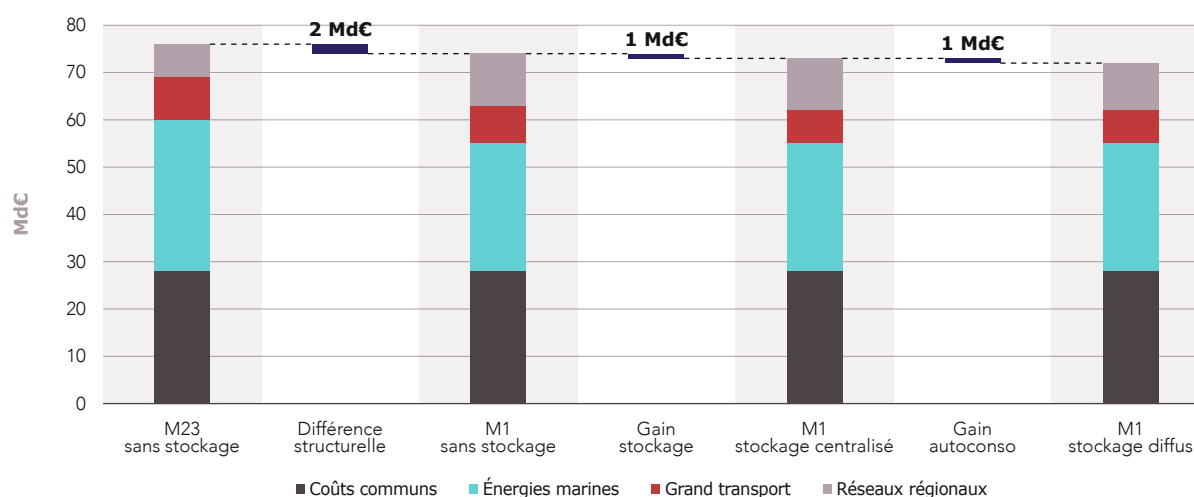
D'une part, ce scénario est fondé sur un développement important de la production photovoltaïque et comporte une forte part d'installations en toiture. Ces installations ont un impact limité en termes de raccordement au réseau haute tension, contrairement aux grands parcs éoliens à terre et en mer par exemple. En revanche, le volume plus important de production photovoltaïque nécessite une quantité de renforcements supérieure à celle qui est projetée dans M23.

D'autre part, le scénario M1 intègre un développement poussé de l'autoconsommation et un possible déploiement de stockage diffus (petites batteries) directement chez les consommateurs. Cette perspective pourrait ainsi présenter un intérêt en matière de dimensionnement du réseau :

si les batteries diffuses, réparties sur le territoire, sont activées lors des moments où les congestions sur le réseau sont les plus élevées (notamment lors des pics de production solaire), alors des économies sur l'adaptation du réseau peuvent être dégagées.

**Une optimisation locale parfaite du positionnement des installations de stockage par batteries dans M1, par rapport à une logique purement centralisée, conduirait ainsi à une réduction modérée des besoins de renforcement (réseaux de grand transport et de répartition), de l'ordre de 10%, soit environ 2 Md€ sur la période 2020-2050.** Cette valeur correspond à l'écart de coût entre deux hypothèses extrêmes de localisation du stockage et constitue donc un majorant du bénéfice de l'autoconsommation avec stockage.

**Figure 10.14** Impact du stockage sur les coûts de réseau – différence entre M1 et M23



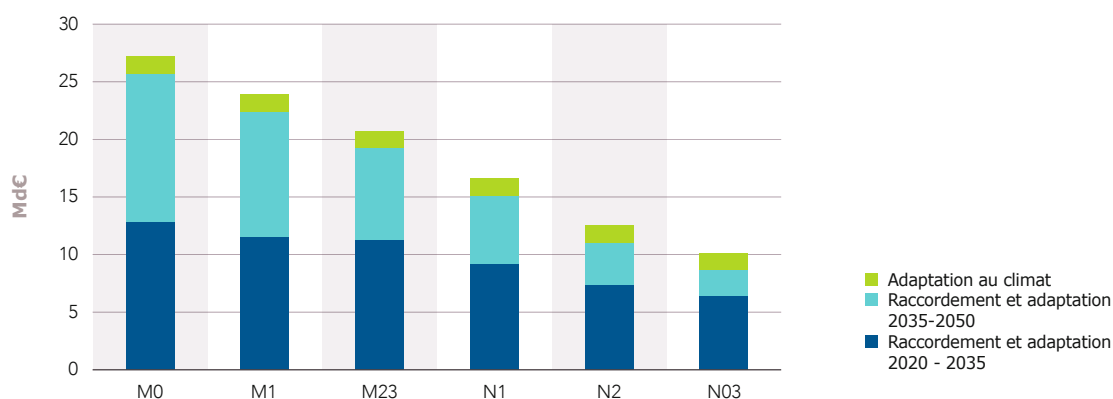
#### 10.2.4.6 Des investissements très contrastés au-delà de 2035

Les investissements attendus sur les réseaux de répartition sont assez proches entre les divers scénarios à court-moyen terme (horizon 2030), les trajectoires d'évolution étant conformes ou proches de la PPE. Au-delà, les scénarios divergent fortement et entraînent une importante disparité de coûts d'un scénario à l'autre. **Les investissements nécessaires au raccordement des renouvelables et à**

**l'adaptation du réseau varient d'un rapport 5 à 10 entre N03 et M0 sur la période 2035-2050.**

À ces coûts très contrastés s'ajoutent des termes supposés indépendants des scénarios, concernant le raccordement de consommateurs industriels et l'adaptation de certains ouvrages aériens au changement climatique (voir partie 10.4.4).

**Figure 10.15** Investissements sur le réseau régional de transport entre 2020 et 2050.



### 10.2.5 Les réseaux en mer : le raccordement des parcs éoliens en mer devient le premier poste d'investissements sur le réseau de transport dans tous les scénarios à l'exception de N03

#### 10.2.5.1 Des parcs progressivement plus puissants et plus éloignés des côtes qui conduisent à déployer de nouvelles solutions de raccordement, mutualisées et à courant continu

Tous les scénarios prévoient le développement de la production éolienne en mer. Ils nécessitent donc le raccordement de parcs de puissances importantes, à une distance des côtes qui tend à s'accroître par rapport aux premiers projets en vue de faciliter leur acceptabilité.

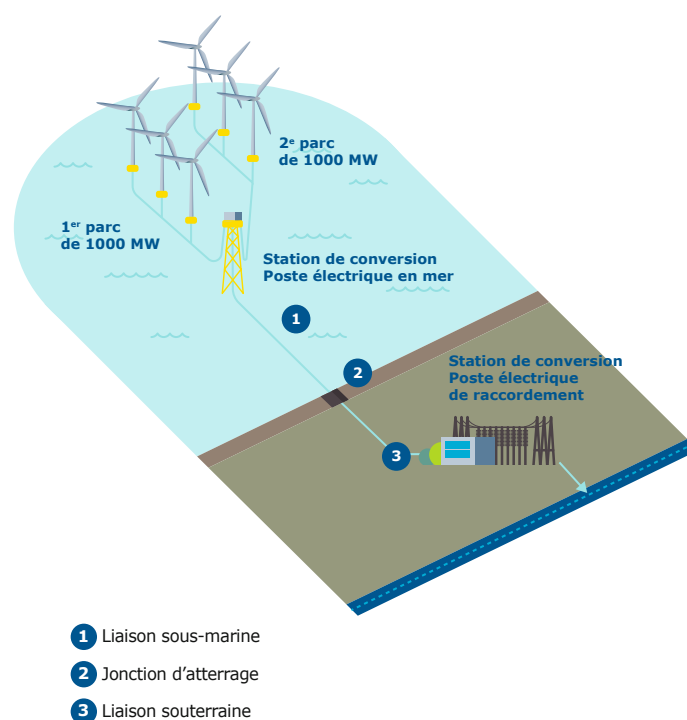
Les débats publics menés sur les différentes façades depuis 2019 pour les prochains appels d'offres mettent ainsi en évidence des demandes récurrentes d'éloigner les parcs des côtes, à des distances de plusieurs dizaines de kilomètres, afin de limiter les impacts sur l'environnement, la concurrence d'usages pour la pêche ou encore le tourisme et pour tenir compte des enjeux paysagers. Cet éloignement permet également de bénéficier de vents plus forts et stables.

Dans ce contexte, le recours à des solutions de raccordement en courant continu (HVDC) se justifie sur le plan économique et devrait donc s'imposer comme le standard en France à terme. Ce type de solution a déjà été utilisé pour les interconnexions et constitue la solution de raccordement envisagée par RTE pour le développement des parcs d'éoliennes en mer sur la façade normande à compter de l'AO 4 et de l'AO 8, qui prévoient des parcs d'une puissance importante situés loin des côtes. Il présente des caractéristiques technico-économiques différentes de celles mises en œuvre pour les premiers parcs à venir (raccordement en courant alternatif à 225 kV). À chaque extrémité de la liaison à courant continu, les stations de conversion représentent un coût fixe important. *A contrario*, les câbles sont moins chers et génèrent moins de pertes que ceux en courant alternatif. En outre, le recours à des liaisons à courant continu permet de réduire l'empreinte environnementale en mer, à l'atterrage et à terre du fait notamment de la réduction du nombre de câbles. À terre, ils évitent la construction de stations de

compensation intermédiaire de l'énergie réactive, souvent nécessaires à proximité du littoral pour des câbles en courant alternatif (HVAC) de grande longueur.

**Dans les scénarios considérés, la massification du développement de l'éolien en mer et les perspectives d'accroissement de la distance des parcs aux côtes conduisent donc à retenir comme hypothèse d'étude la généralisation d'un schéma de raccordement en HVDC de 525 kV, mutualisé à l'échelle de**

**Figure 10.16** Raccordement mutualisé 525 kV HVDC



**plusieurs parcs** (typiquement deux parcs d'environ 1 GW situés dans une même zone). Cette solution s'appliquerait pour les parcs éoliens en mer posés et flottants pour lesquels les distances aux côtes envisagées et les principales caractéristiques sont similaires.

Cette technologie émergente est aujourd'hui envisagée ailleurs en Europe, pour le raccordement de plusieurs projets de parcs en mer du Nord et en mer Baltique d'ici 2030. Elle semble, vu d'aujourd'hui, appelée à devenir un standard pour le raccordement de parcs éoliens en mer en Europe.

#### 10.2.5.2 Les technologies de postes flottants faciliteraient le raccordement des parcs éoliens en mer flottants, même si elles n'apparaissent *a priori* pas indispensables dans les scénarios étudiés

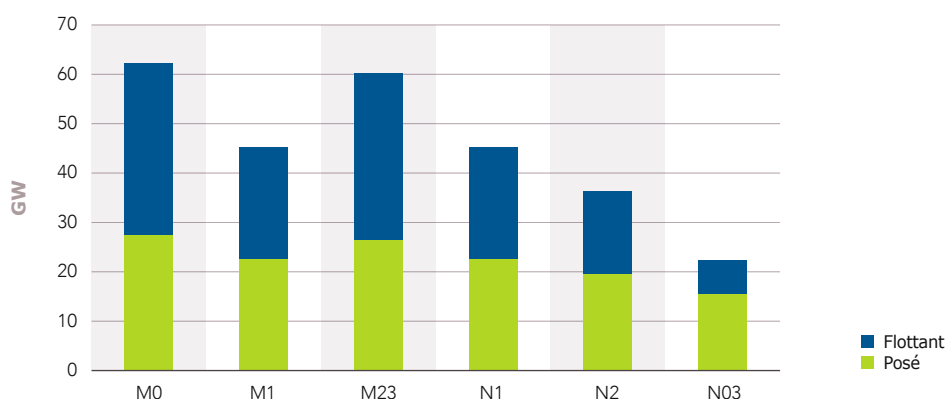
Le développement de l'éolien en mer en France ne pourra pas suivre le même chemin que celui des pays riverains de la mer du Nord. En effet, les caractéristiques de profondeur au large de certaines côtes françaises conduisent à privilégier l'éolien flottant notamment sur les façades maritimes bretonnes et méditerranéennes (caractérisées par des profondeurs chutant rapidement au large des côtes).

À ce stade, la technologie des postes flottants n'est pas maîtrisée sur le plan industriel. Dans les «Futurs énergétiques 2050», tous les parcs envisagés à 2050, y compris les parcs flottants en Méditerranée ou en Bretagne, sont donc raccordés avec des postes

électriques en mer qui seraient posés sur des fondations ancrées au fond marin par des pieux («Jacket»).

S'ils atteignent la maturité technologique, les postes flottants peuvent présenter plusieurs avantages : possibilité d'accéder à des profondeurs accrues, notamment pour s'éloigner des côtes sur les façades bretonne et atlantique (zones dont la profondeur dépasse 100 mètres), réduction potentielle du coût et de l'empreinte environnementale. Pour y parvenir, l'effort de R&D porte notamment sur le développement de câbles HVDC «dynamiques» capables d'accompagner les mouvements entre la plateforme par rapport au sol marin où ils sont posés.

**Figure 10.17** Énergies marines – puissances raccordées par technologie (posé/flottant) en 2050 selon le scénario



2. La répartition proposée sur cette figure est indicative et basée sur un seuil de basculement posé/flottant à 50 mètres de profondeur. Une analyse de sensibilité a été menée considérant une évolution de ce seuil allant de 40 mètres (cas où l'éolien flottant deviendrait plus économique et/ou plus acceptable car avec un moindre impact environnemental) à 60 mètres (cas où l'éolien posé pourrait être installé jusqu'à 60 mètres sans remettre en cause l'équilibre technico-économique). La part de l'éolien flottant peut ainsi varier de 35 à 70 % selon les scénarios considérés.



### 10.2.5.3 Des besoins d'investissements en forte hausse pour assurer le raccordement des parcs éoliens en mer

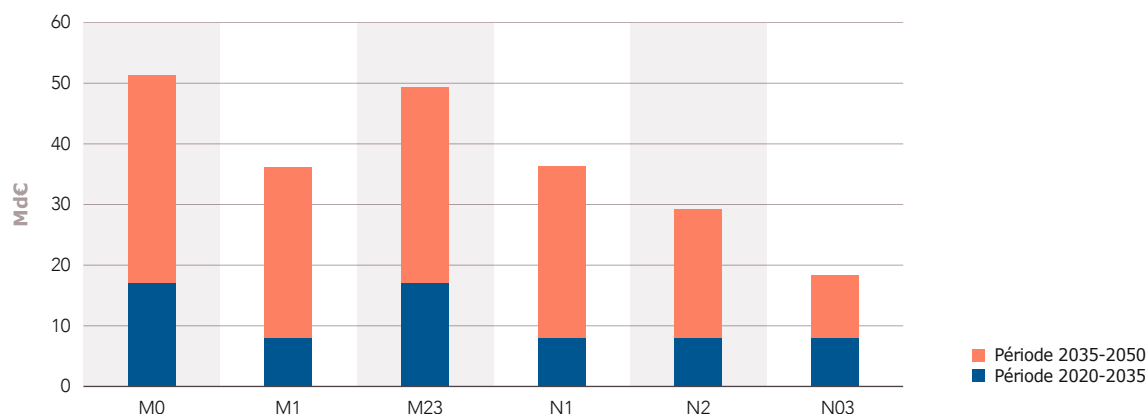
Les scénarios M nécessitent une accélération extrêmement forte du rythme de raccordement (entre 2 GW/an et 3 GW/an sur la période 2035-2050 contre moins de 1 GW par an au rythme actuel). Cette accélération se traduit directement dans les dépenses d'investissement pour le raccordement : celles-ci atteignent ainsi de l'ordre de 2 Md€/an dans les scénarios M sur la période 2035-2050.

D'une façon générale, **les coûts de raccordement des énergies marines sont soumis à de fortes incertitudes, supérieures à celles rencontrées pour des types de réseaux plus conventionnels**. S'agissant de technologies émergentes, on ne peut exclure en particulier l'impact d'effets

d'apprentissage ou d'améliorations technologiques (telles que les postes flottants) qui permettraient une baisse sensible des coûts. Inversement, les estimations réalisées dans le cadre actuel d'appels d'offres intègrent une provision pour risque qui n'a pas été prise en compte ici.

Globalement, les coûts de raccordement de l'éolien en mer apparaissent largement proportionnels à la puissance installée dans les différents scénarios – la distance aux côtes joue moins que pour un raccordement à courant alternatif (HVAC) car le principal poste de dépense concerne les stations de conversion en mer et à terre. Ils varient ainsi d'un facteur 3 entre le scénario N03 et le scénario M0.

**Figure 10.18** Coût de raccordement des énergies marines

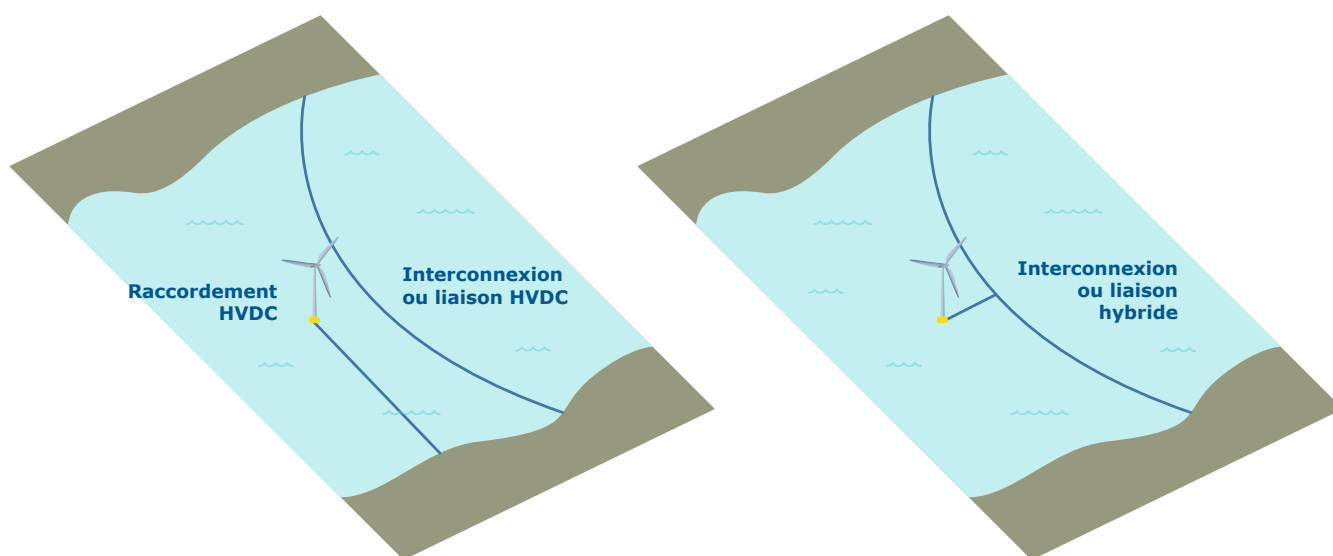


#### 10.2.5.4 Des perspectives de mutualisation accrue avec d'autres infrastructures du réseau de transport comme les interconnexions (réseaux hybrides) pourraient permettre une optimisation plus large des coûts de réseau à long terme

Un projet hybride vise à mutualiser certaines infrastructures de réseau entre une liaison d'interconnexion ou de grand transport et le raccordement d'un parc éolien en mer. Ce type de projet peut se développer de façon optimale lorsque les besoins de raccordement et de liaison sous-marine sont simultanés. Il est toutefois possible de réaliser l'opération en plusieurs étapes sous réserve d'avoir au préalable opté pour des architectures de raccordement modulaires, anticipé certains coûts de matériels et de s'assurer de l'interopérabilité des équipements HVDC.

Au sein d'une liaison hybride, l'énergie évacuée d'un parc en mer peut entrer en compétition avec les besoins de transits internationaux ou interrégionaux et, dans certains cas, en réduire la valeur. La pertinence de la réalisation d'un tel projet nécessite donc une analyse au cas par cas pour apprécier le bilan entre les gains apportés par la mutualisation des infrastructures et l'impact sur les transits. Ce type d'analyse pourra être mené sur les futurs parcs lorsque la configuration géographique s'y prêtera.

**Figure 10.19** Raccordement hybride d'un parc éolien sur une liaison sous-marine



## 10.2.6 Le renouvellement : un accroissement des besoins d'investissements pour remplacer les infrastructures les plus anciennes dans tous les scénarios

### 10.2.6.1 La pyramide des âges détermine au premier ordre les besoins de renouvellement du réseau

L'âge moyen du réseau de RTE est de l'ordre de 50 ans : les investissements de développement du réseau ont connu une forte croissance après-guerre et particulièrement dans les années 1970 et 1980. La problématique du vieillissement des ouvrages et de leur fin de vie, qui n'était pas une préoccupation centrale en matière de gestion d'actifs au début des années 2000, est donc devenue

aujourd'hui une priorité, conduisant à un réexamen des pratiques et des trajectoires formalisé dans le SDDR de 2019.

Plusieurs illustrations des enjeux du vieillissement peuvent être données en fonction des catégories d'équipements qui se retrouvent sur le réseau.

### 10.2.6.2 L'effort de renouvellement à partir de 2035 de lignes aériennes développées après la guerre nécessitera d'avoir traité certaines technologies critiques

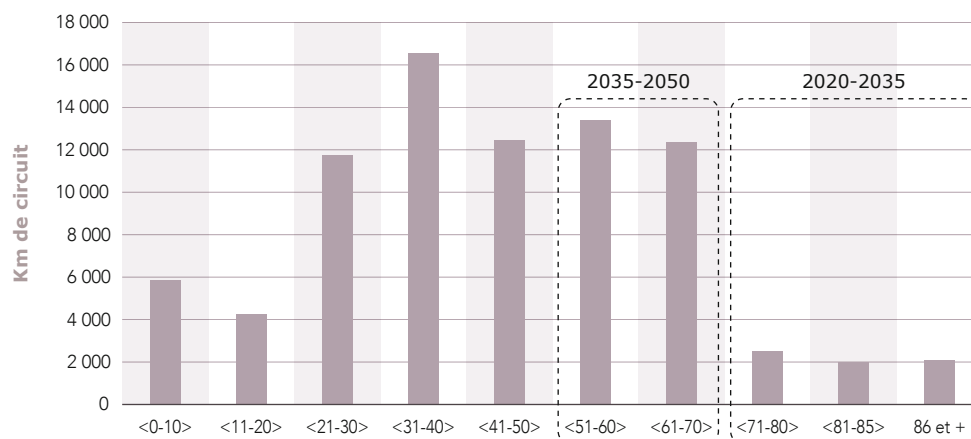
L'âge moyen des ouvrages aériens est élevé. Les problématiques de vétusté se concentrent en particulier sur les supports treillis en acier noir qui affichent aujourd'hui un âge moyen de 65 ans et sur les câbles en aluminium-acier dont l'âge moyen est de 67 ans :

- Les dégradations importantes constatées sur les supports en acier noir en zone littorale ont conduit à des évolutions des méthodes de gestion des actifs : jusque-là concentré sur les

conducteurs, le renouvellement intègre désormais un programme volontariste de remplacement et de maintenance des supports en zone de corrosivité forte.

- Les câbles aluminium-acier ont été installés massivement jusque dans les années 1970 : ils posent des problèmes de tenue mécanique et de résistance de l'acier au fur et à mesure de leur vieillissement.

**Figure 10.20** Distribution des conducteurs par tranche d'âge en 2021 et période de renouvellement



La stratégie présentée dans le SDDR consiste à renouveler sur la période 2020-2035 les ouvrages du réseau ayant aujourd'hui plus de 70 ans. L'objectif pour RTE est de ne pas prendre de retard sur ce premier palier de renouvellement du réseau (qui correspond à peu près aux ouvrages construits avant 1950), de façon à pouvoir ensuite faire face à un second palier de renouvellement qui débutera à

l'échéance 2035 et qui correspondra aux ouvrages aériens construits entre 1950 et 1970.

Il s'agira, sur ce second palier, de pouvoir renouveler le réseau aérien à un rythme annuel moyen de l'ordre de 1 200 km/an, soit le double du rythme prévu à l'horizon 2024 (600 km/an) et le quadruple du rythme historiquement réalisé par RTE (300 km/an).

### 10.2.6.3 Une forte inflexion sur les postes électriques, qui nécessitera une accélération progressive

Les besoins de renouvellement des postes électriques et de leurs équipements présentent une forte augmentation à l'horizon 2035, pour des raisons différentes des lignes aériennes. Deux exemples illustrent ce phénomène.

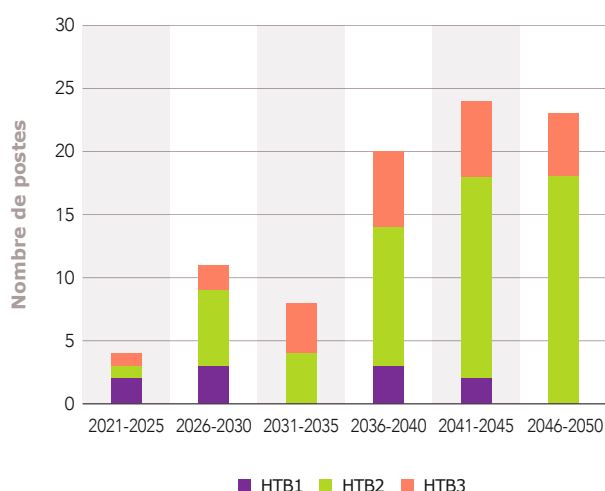
- **Les postes sous enveloppe métallique (PSEM)** sont des postes sources compacts isolés historiquement par du SF6. Leur durée de vie maximale est de l'ordre de 60 ans, voire moins dans des cas d'obsolescence des matériels. RTE a déployé un programme de renouvellement à l'horizon 2035 des équipements les plus critiques, combiné à

un accroissement des actions de maintenance. Au-delà de cette échéance, un second palier de renouvellement apparaît, avec un doublement du rythme de renouvellement.

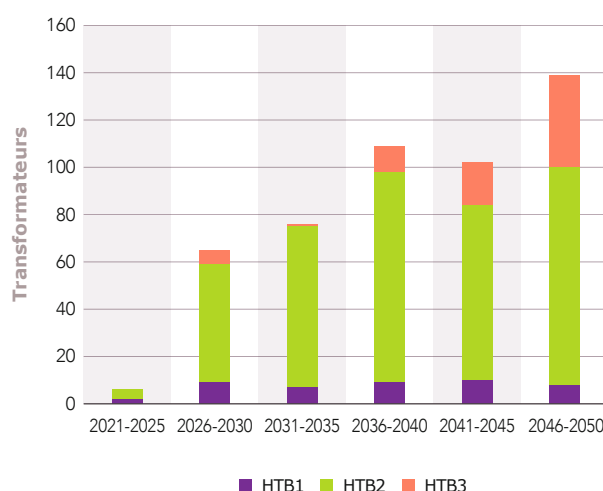
- La pyramide des âges des **transformateurs**, d'une durée de vie de l'ordre de 70 ans, montre également un accroissement des contraintes sur les années à venir, avec un pic de renouvellement qui arrive plus tôt, dès 2025.

Ces trajectoires de renouvellement seront réexaminées dans le cadre du prochain SDDR.

**Figure 10.21** Échéance du besoin de reconstruction des PSEM en visant une durée de vie maximum de 60 ans



**Figure 10.22** Projection du besoin de renouvellement des transformateurs



#### 10.2.6.4 Des actions ont été engagées pour lisser au mieux les dépenses de renouvellement du réseau

**Accroître les actions de maintenance des ouvrages permet de prolonger leur durée de vie.** À court terme, il s'agit donc d'une des actions prioritaires pour éviter un pic de renouvellement dans les années à venir. Elle passe par des opérations ciblées selon les types d'ouvrages et leur environnement : peinture des supports de lignes et infrastructures de postes, réhabilitation à mi-vie des transformateurs etc.

**Les méthodes de gestion des actifs permettent d'identifier les synergies avec les besoins d'adaptation et de limiter le renouvellement au strict nécessaire.** Dans le cadre de ses processus industriels, RTE approche systématiquement les besoins de renouvellement à un périmètre régional, en les confrontant aux besoins prospectifs de raccordement et d'adaptation du réseau. Cette approche permet de mutualiser les investissements et conduit parfois à restructurer

les schémas de desserte sur une zone géographique. L'accroissement conjoint des besoins de renouvellement et de renforcement dans certains scénarios permet d'envisager une plus grande synergie entre les deux types d'investissements à l'horizon 2050.

**Enfin, le développement de la supervision des actifs permet d'optimiser leur durée de vie en ciblant les actions sur les matériels qui le nécessitent le plus.** La collecte d'informations, via des capteurs ou des drones améliore la connaissance de l'état de santé des infrastructures. Le traitement automatisé de ces données par un système de supervision des actifs vise à anticiper les avaries et améliorer la performance de l'exploitation du réseau, connaître l'«âge réel» des composants, optimiser leur durée d'exploitation et rationaliser les actions d'entretien par un meilleur suivi de l'état de santé des actifs.

#### 10.2.6.5 Un besoin industriel d'adopter des trajectoires de renouvellement anticipées pour 2020-2035 et 2035-2050

Les trajectoires de renouvellement sont en cours d'ajustement en vue de la révision prochaine du SDDR. À ce stade et dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», une première évaluation a été réalisée sur la base des pyramides des âges présentées précédemment.

Les besoins d'investissements sont bien organisés autour de deux paliers distincts.

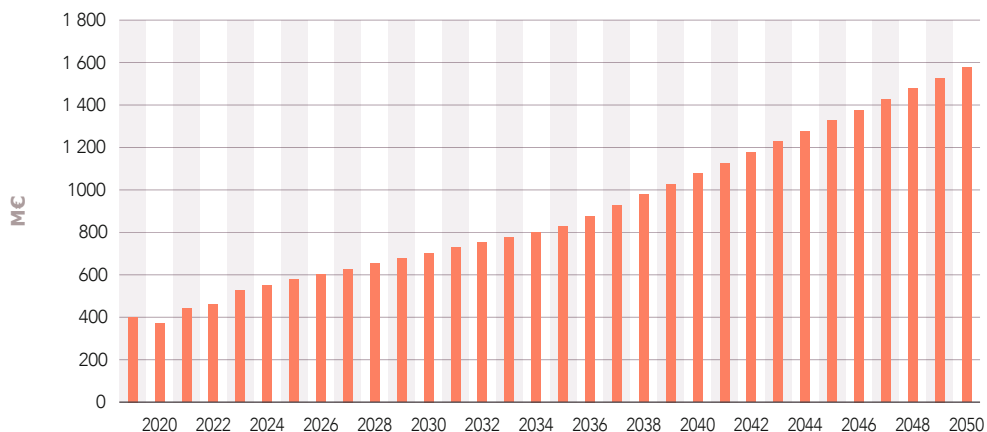
**Le premier palier d'investissements, caractéristique de la période 2020-2035, doit être atteint dès les prochaines années.** Il conduit à un montant d'investissements de renouvellement estimé dans une fourchette de l'ordre de 8 à 11 Md€ (soit une moyenne de 650 M€ par an contre 400 M€ par an avant 2020). Ce montant est en légère augmentation par rapport aux prévisions du SDDR pour tenir compte d'une révision à la hausse des besoins dans les équipes opérationnelles et pour mieux lisser les investissements prévus dans le domaine des liaisons.

**Un second palier d'investissements se profile à partir de 2035, avec un doublement des montants de renouvellement.** Ceux-ci devraient totaliser 20 Md€, soit une moyenne de l'ordre de 1,3 Md€/an.

Les incertitudes sur ces montants demeurent à ce stade élevées et comprises dans une fourchette de l'ordre de 20%. Selon l'ampleur des restructurations du réseau, les besoins de renouvellement pourraient être revus à la baisse. Des travaux sur l'optimisation entre politiques techniques, notamment sur le domaine poste, pourraient également apporter des gains. À l'inverse, des incertitudes à la hausse pourraient intervenir sur les coûts, l'hypothèse sous-jacente étant celle d'un renouvellement à l'identique en aérien.

Quelle que soit l'ampleur *in fine* de cette incertitude, il n'en demeure pas moins qu'un accroissement important des investissements de renouvellement apparaît indispensable. Ses conséquences devront

**Figure 10.23** Projection des dépenses de renouvellement 2019-2050



être appréciées, en matière d'adaptation de l'outil industriel chez RTE et ses prestataires, à la fois dans le domaine des travaux et de la fabrication de composants.

**Cet enjeu industriel conduira RTE à proposer de lisser le plus possible les montants**

**annuels d'investissements.** Une des trajectoires possibles est esquissée pour la première fois dans les «Futurs énergétiques 2050», intégrant une évolution annuelle à la hausse des investissements de l'ordre de +25 M€/an sur 2020-2035 et de +50 M€/an sur la période 2035-2050.

## 10.2.7 Dans l'ensemble, une augmentation significative des investissements et des coûts du réseau de transport

### 10.2.7.1 Dans tous les scénarios, les besoins d'investissements s'accroissent au-delà de 2035

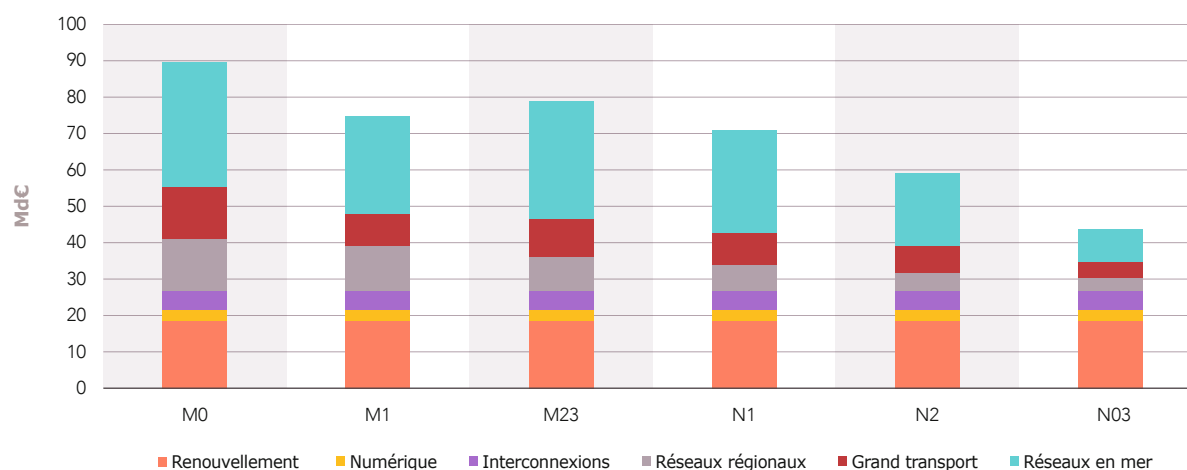
L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 suppose, quel que soit le scénario envisagé, une augmentation des investissements sur le réseau de transport à partir de 2035 par rapport à la période 2020-2035.

Le montant des investissements est d'autant plus élevé que la part d'énergies renouvelables est importante. Ce résultat découle de la combinaison de plusieurs facteurs : le déplacement de la production (notamment vers l'ouest), les besoins de raccordement et de renforcement sur les réseaux régionaux, et l'importance des dépenses prévisionnelles pour raccorder l'éolien en mer.

À l'inverse, les scénarios reposant sur une relance de la production nucléaire présentent un coût de réseau d'autant plus réduit que la localisation et le type de production sont proches de la situation actuelle.

Dans tous les cas de figure, les besoins à 2050 intègrent un socle d'investissements important pour le renouvellement. Ceux-ci représentent près de la moitié des investissements dans le cas du scénario N03 et, d'une façon générale, un volume d'investissement supérieur à celui nécessaire pour l'adaptation des réseaux régionaux ou du réseau de grand transport.

**Figure 10.24** Besoins d'investissements totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050





### **10.2.7.2 Le coût de réalisation des ouvrages de transport dépend de leur acceptation par les parties prenantes**

L'importance que revêt le développement des infrastructures de réseau pour réaliser les scénarios de neutralité carbone a été soulignée à plusieurs reprises dans ce rapport. Or le coût des réseaux dépend de l'acceptation collective des infrastructures de réseau, notamment les réseaux aériens.

Les évaluations présentées plus haut reposent sur l'hypothèse d'une bonne acceptation par la société d'infrastructures tant de production que de réseau. Elles se situent dans le prolongement du SDDR de 2019 sur plusieurs points, en faisant l'hypothèse que les réseaux HTB1 sont réalisés en totalité en souterrain, que les réseaux HTB2 sont réalisés

pour l'essentiel en aérien et que le réseau de grand transport est pour l'essentiel constitué de lignes aériennes 400kV, à concurrence du doublement d'une ligne existante.

Une moindre acceptation des ouvrages par les riverains conduirait à un recours accru aux technologies souterraines en 225 kV et à une moindre utilisation du 400 kV au profit de liaisons HVDC supplémentaires. À titre d'illustration, le recours systématique au souterrain en 225 kV et l'ajout de trois liaisons HVDC permettant d'éviter de doubler des lignes 400 kV augmenteraient les investissements du scénario M23 d'environ 8 Md€.

## 10.3 Réseau de distribution : des coûts d'adaptation qui pourraient aller du simple au double suivant les scénarios

### 10.3.1 Des projections sur le coût d'adaptation du réseau de distribution à l'horizon 2050 intégrées à l'étude, sur la base d'évaluations réalisées par Enedis

Cette partie est consacrée aux coûts relatifs au réseau public de distribution des six scénarios de référence M0, M1, M23, N1, N2, N03. Elle a été établie par Enedis qui gère le réseau public de distribution (RPD) sur 95% du territoire français métropolitain. Elle s'inscrit dans la continuité du rapport Enedis «*Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*», paru en avril 2021.

**Il ne s'agit pas d'une prévision des coûts futurs d'Enedis, encore moins d'une trajectoire d'investissements mais bien d'une contribution aux travaux de prospective pilotés par RTE pour éclairer les décisions de politique énergétique de long terme. Il ne s'agit pas non plus du « plan de développement de réseau », requis par le code de l'énergie** (article L322-11

ajouté au code de l'énergie par l'ordonnance du 3 mars 2021 dans le cadre de la transposition du Clean Energy Package).

Enfin, cette partie concerne la part du RPD gérée par Enedis, et non pas le RPD dans son ensemble (avec les entreprises locales de distribution). Elle donne les ordres de grandeur recherchés pour caractériser et comparer les différents scénarios.

En 2020, la part du RPD gérée par Enedis achemine vers les clients 72 % de l'électricité consommée en France<sup>3</sup>, et collecte 87 %<sup>4</sup> de l'électricité produite à partir des installations éoliennes et solaires. De même en 2050, suivant les scénarios étudiés, le réseau de distribution sera mis à contribution de manière importante, et les coûts d'adaptation sont calculés en conséquence.

### 10.3.2 Une méthodologie spécifique pour évaluer les coûts du réseau de distribution dans les différents scénarios

#### 10.3.2.1 Une déclinaison territoriale précise des scénarios de mix électrique, partagée entre RTE et Enedis

Une partie importante des nouvelles installations de consommation et de production attendues d'ici 2050, décrites au chapitre 5.2, seront raccordées au RPD. RTE et Enedis ont fixé ensemble les hypothèses permettant de les répartir sur les réseaux de transport et de distribution.

En matière de consommation, la valeur de la consommation retenue pour le RPD géré par Enedis

pour chacun des six scénarios est de 420 TWh à l'horizon 2050. Cette valeur est cohérente avec les 645 TWh à l'échelle nationale, hypothèse étant faite dans ce rapport qu'une partie de la croissance de la consommation porte sur l'industrie raccordée au réseau de transport et que les moyens de production d'hydrogène en partie destinés à décarboner l'industrie (environ 50 TWh) seraient essentiellement connectés sur le RPT.

3. Comparaison des bilans de consommation d'électricité en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (331 TWh) et de RTE (460 TWh)

4. Comparaison des bilans de production d'électricité éolienne et photovoltaïque en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (45 TWh) et de RTE (52 TWh)

La répartition de cette consommation entre les usages et dans les territoires est modélisée grâce à une multitude de déterminants locaux (démographie, consommation historique locale, logement, activité économique, météorologie, développement de la mobilité électrique, présence de réseau de gaz naturel, etc.) et nationaux (dynamique des rénovations dans le parc résidentiel, efficacité énergétique des équipements, sobriété, évolution des profils de consommation, modes de chauffage, etc.). Elle permet de prendre en compte les spécificités locales, de répartir la consommation sur le réseau de distribution, et de simuler des courbes de charge horaire.

La part de la production raccordée au réseau de distribution géré par Enedis est variable suivant les types de filière, les territoires et les scénarios.

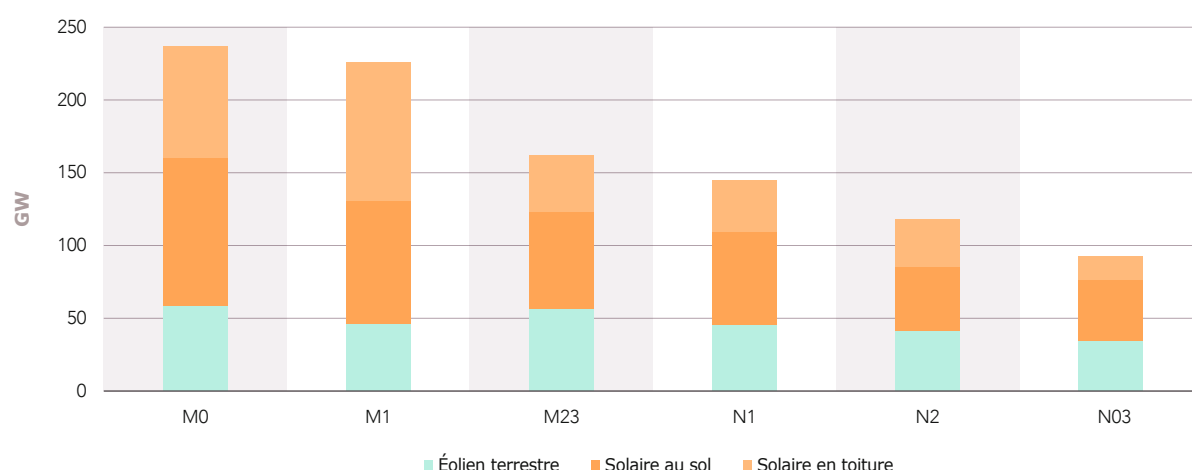
Compte tenu des puissances en jeu, la répartition de la production renouvelable selon les différents niveaux de tension suppose que l'éolien en mer est entièrement connecté au réseau de transport, et

que le photovoltaïque sur toitures est entièrement connecté au réseau de distribution.

Pour les installations éoliennes et photovoltaïques au sol, la répartition entre RPT et RPD se fait à l'échelle départementale et tient compte de l'historique de développement. En moyenne à l'échelle nationale, la proportion des capacités de production raccordées au réseau public de distribution géré par Enedis en 2050 est de 78 % pour l'éolien terrestre et 85 % pour le photovoltaïque. Ces valeurs sont un peu inférieures à la proportion constatée actuellement : 86 % pour l'éolien et 88 % pour le photovoltaïque. On suppose en effet que la croissance continue du secteur pourrait entraîner la multiplication d'installations de grande taille directement connectées au réseau de transport.

À l'échelle nationale, il en résulte que la totalité des capacités de production raccordées au périmètre Enedis varie entre 93 et 237 GW selon les scénarios.

**Figure 10.25** Production renouvelable raccordée au RPD géré par Enedis en 2050



5. Comparaison des capacités de production éolienne et photovoltaïque en 2019 tirées des *Bilans Électriques 2020* respectifs d'Enedis (9 GW de photovoltaïque et 15 GW d'éolien) et de RTE (10 GW de photovoltaïque et 18 GW d'éolien)

### 10.3.2.2 Des raccordements de nouveaux clients et des renforcements associés qui seront nécessaires dans les différents scénarios

#### Éléments descriptifs du RPD

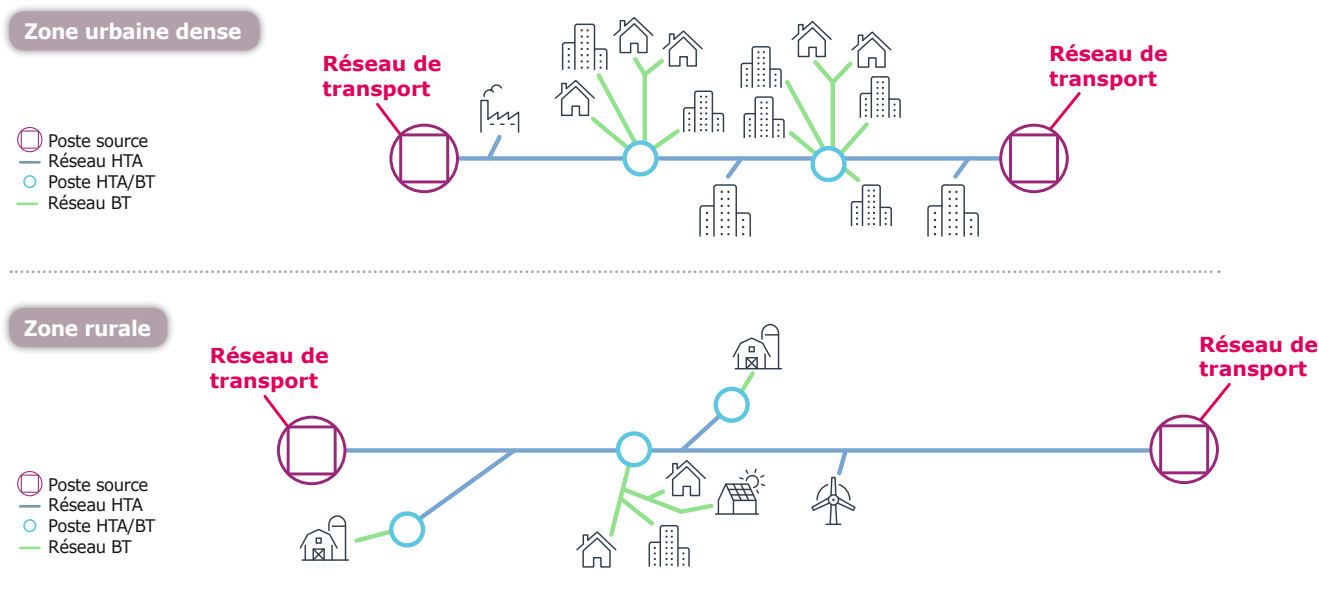
Le RPD géré par Enedis est constitué de 2 325 postes de transformation<sup>6</sup> («postes sources»), connectés au réseau de transport, et du réseau électrique situé entre ces postes sources et les points de consommation (logements, magasins, usines, bureaux, bornes de charge de véhicule électrique, etc.) ou de production (éoliennes, photovoltaïque, etc.).

En sortie des postes sources, le réseau public de distribution est au niveau de tension HTA (moyenne

tension), compris entre 10 000 et 20 000 Volts ce qui permet d'acheminer de grandes quantités d'énergie vers les utilisateurs. Des postes de transformation intermédiaires permettent d'abaisser le voltage à 230 ou 400 Volts. C'est la basse tension (BT), qui est la tension d'utilisation des appareils les plus courants (éclairage, électroménager...), de façon à satisfaire tous les besoins des utilisateurs.

Suivant leurs caractéristiques, les points de consommation ou production sont connectés sur

**Figure 10.26** Exemples schématiques de configurations de réseau de distribution : urbain dense et rural



**Figure 10.27** Exemple schématique de configuration d'un réseau basse tension



6. Chiffre à fin 2020.

la partie HTA ou BT du réseau. En basse tension, une installation est raccordée au RPD via un branchement individuel ou collectif, comme illustré sur la figure 10.27.

Pour des installations avec des puissances plus conséquentes, un raccordement directement sur le réseau en moyenne tension (HTA) est nécessaire sous la forme d'un poste de transformation dédié au client.

### Adaptation du réseau

Suivant la puissance demandée par le client ou le producteur, des travaux de renforcement ou de création de réseau peuvent s'avérer nécessaires pour alimenter la nouvelle installation et maintenir le niveau de fiabilité du réseau assuré par Enedis.

### Exemple illustratif sur le réseau BT (un raisonnement analogue peut être appliqué pour le réseau HTA):

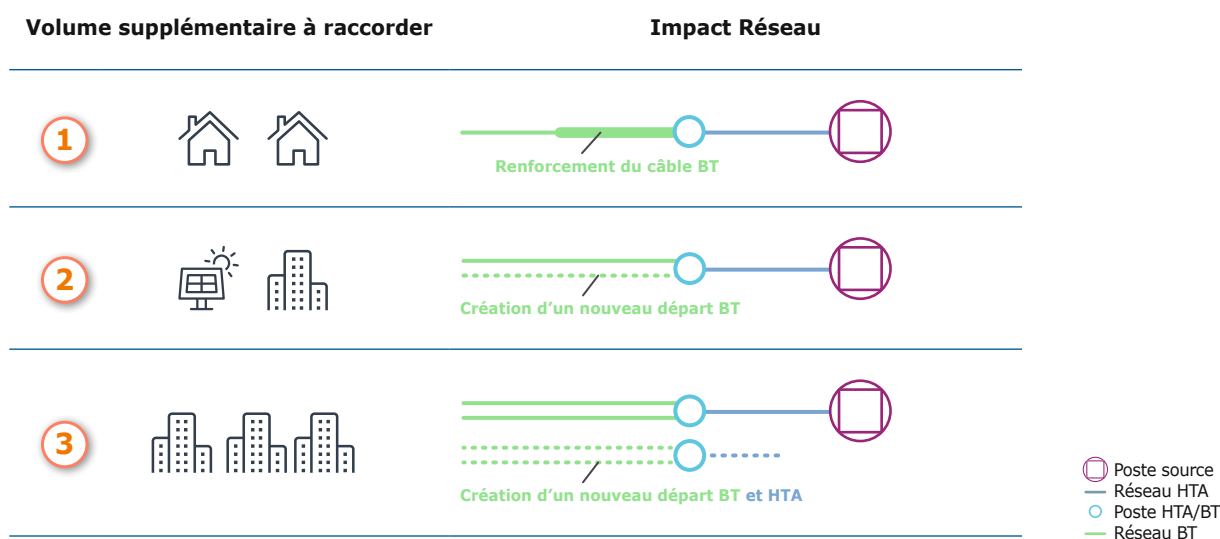
Suivant le volume supplémentaire (augmentation de puissance, nouvelles installations...), des travaux seront nécessaires sur le réseau. Dans le cas n°1 illustré sur la figure ci-dessous, le réseau BT (en vert) nécessite un renforcement. Dans le cas n°2,

le volume supplémentaire ne peut être accueilli sur la ligne BT existante, un départ BT supplémentaire est donc nécessaire. Dans le cas n°3, le volume à raccorder est tel que le transformateur HTA/BT existant n'est pas en mesure de l'accueillir, un nouveau transformateur HTA/BT est donc nécessaire.

De manière générale, l'impact de la croissance de la consommation et celle de la production connectée au RPD conduit à des efforts d'investissements différents suivant la densité d'équipement des territoires. À titre d'illustration, en zone urbaine dense, la croissance de la consommation sera le plus souvent prépondérante par rapport à celle de la production décentralisée, et donc souvent à l'origine des renforcements de réseau. À l'inverse, en zone peu dense, le potentiel d'installation de production est en général plus fort et se révèle souvent déterminant dans le besoin de renforcement. De plus, pour une même nouvelle installation connectée, les équipements nécessaires sont différents dans des zones où le réseau est peu dense, et dans celles où le réseau est plus dense.

Ainsi, la localisation géographique des installations (en consommation ou en production) a un impact dans le dimensionnement du réseau.

**Figure 10.28** Impact sur le réseau basse tension suivant la demande des clients en injection ou/et soutirage



**Figure 10.29** Exemples schématiques de réseaux de distribution en 2050**Exemple réseau type rural - actuel****Exemple réseau type rural - en 2050**

Par ailleurs, outre la configuration initiale du réseau, la création de nouveaux ouvrages réseaux (ou le renforcement d'ouvrages existants) va varier suivant la puissance unitaire des projets et leur concentration locale, comme le montre l'exemple illustratif ci-après.

Si la production est très concentrée localement, elle va nécessiter des travaux conséquents au niveau du réseau sur la zone concernée. *A contrario*, si la production est répartie de façon homogène avec des puissances unitaires faibles, l'impact réseau sera plus mesuré.

**Exemple illustratif (en basse tension) :**

1. Un client souhaite recouvrir l'ensemble de sa toiture de panneaux photovoltaïques. Dans l'exemple, la production des panneaux est supérieure à la consommation de l'installation existante qui a servi initialement à dimensionner le réseau.
2. Le réseau BT desservant l'installation n'est pas en capacité d'accueillir ce supplément de production, le réseau BT doit être renforcé (il est également possible suivant les configurations de créer un nouveau départ BT).

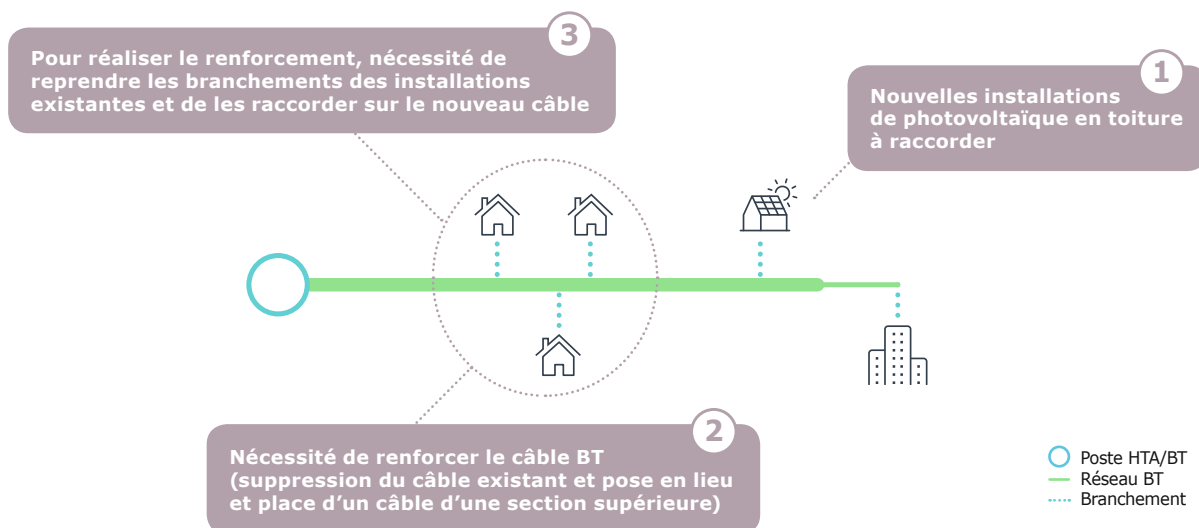
3. Des maisons sont déjà raccordées sur ce réseau BT : lors du changement du câble, il est donc nécessaire de reprendre les branchements des maisons existantes pour les raccorder sur le nouveau câble.

Le coût des travaux réseaux (et l'impact auprès des clients desservis) ne se limite ainsi pas au simple branchement de l'habitation installant des panneaux photovoltaïques.

Si, sur le même principe, des panneaux photovoltaïques sont rajoutés sur l'ensemble des toitures des installations raccordées sur ce câble BT, il sera non seulement nécessaire de créer de nouveaux réseaux BT mais également de nouveaux ouvrages HTA. Dans certaines zones du sud de la France, ces cas de figure sont déjà actuellement rencontrés et des travaux sont nécessaires au niveau des postes sources et même du réseau de transport.

Des optimisations sont mises en place par Enedis avec les clients producteurs pour limiter les besoins de renforcement du réseau à l'occasion

**Figure 10.30** Exemple d'impact sur le réseau d'un raccordement photovoltaïque en basse tension



d'une nouvelle installation de production, par le biais notamment d'écarterments ciblés de la production. Elles portent sur les offres de raccordement pour un client donné, ou sur l'évolution d'un poste source. Le recours à ces leviers de flexibilité devrait permettre d'éviter quelques centaines de millions d'euros d'investissements sur le RPD pour les 15 ans qui viennent, ce qui est une valeur modérée au regard des investissements sur la période (cf. 10.2.4), ceci sans préjuger des gains sur le réseau de transport. De plus, dans les scénarios à 2050 étudiés, pour lesquels la croissance des énergies renouvelables est continue, une

optimisation d'investissements de cette nature se traduit par un décalage du renforcement dans le temps. Aussi, sans remettre en cause l'intérêt de ces optimisations qui vont encore se développer, elles ne changent pas les ordres de grandeur des coûts estimés au périmètre d'Enedis.

**Dans la suite du document, les coûts qualifiés de « coûts d'adaptation du RPD » sont constitués des coûts des branchements et extensions de réseau sur la BT d'une part, et des coûts de raccordement sur la HTA et l'ensemble des renforcements nécessaires sur la BT et la HTA.**

### 10.3.2.3 Une évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution

#### Coûts d'adaptation du RPD hors branchements BT

Comme indiqué précédemment, la croissance des usages et de la production d'électricité conduit le RPD à se renforcer progressivement pour continuer d'offrir une qualité de service au meilleur prix.

Aussi, la quantité des ouvrages qui constituent le RPD est directement liée aux nombres et aux types de clients connectés sur le réseau, et aux

spécificités du territoire (topographie, densité d'habitations, types d'activités...). Par une approche économétrique, s'appuyant notamment sur l'estimation du nombre de points raccordés et aux courbes de charge de ceux-ci, cette relation peut se traduire sous forme de fonction mathématique.

Les coûts d'adaptation du RPD entre 2020 et 2050 sont calculés comme la différence entre la valeur des ouvrages du réseau en 2050 et celle en 2020.



En estimant en 2050 des variables clés observables que sont le nombre de clients, le niveau et le profil de consommation nette, la puissance souscrite ou encore la densité de réseau, et en utilisant la fonction mathématique donnant la valeur du réseau correspondante, il est possible d'estimer la valeur du réseau en 2050.

Cette approche est aussi celle utilisée dans le rapport Enedis «*Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*», paru en avril 2021. Depuis lors, des approfondissements ont permis d'affiner la modélisation pour appréhender les évolutions à l'échelle de chacun des postes sources du réseau.

Bien qu'une estimation prospective de la quantité d'ouvrages du réseau alimentés par chaque poste source puisse être mathématiquement déterminée, l'approche économétrique employée ne permet pas une interprétation individuelle. Seule une analyse globale permet d'obtenir une estimation interprétable de la variation de la quantité d'ouvrages. Pour cette raison, les coûts d'adaptation du RPD sont présentés pour chaque scénario à l'échelle nationale.

Par ailleurs, comme cela a été développé au chapitre 7, des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100% d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici prennent pour hypothèse une contribution du réseau public de distribution nulle, l'ensemble (stockage, électrolyseurs, thermique décarboné...) étant supposé raccordé au RPT, dans les modélisations présentées plus haut dans ce chapitre.

Enfin le modèle génère de l'incertitude lorsqu'il est utilisé à des horizons lointains à 2050. En effet, il établit des corrélations fondées sur le réseau dans son état actuel et prenant en compte les tendances récentes de la consommation et de la production. Il n'intègre pas des adaptations notables de la structure du réseau et du rapport local entre

consommation et production qui pourraient apparaître à long terme (comme illustré dans l'exemple ci-dessus).

Il donne une valeur à une date donnée et ne délivre pas de trajectoire (il atténue les effets de l'incrémentation des nouvelles installations raccordées sur le réseau).

### **Cas spécifique des branchements sur le réseau BT**

#### **Branchements consommateurs**

Le rythme annuel de raccordement des branchements «consommateurs» est lié à la fois à la dynamique d'urbanisme en France (raccordement de constructions neuves) et aux rénovations d'habitats existants (toutes les rénovations n'impliquant pas une reprise de l'installation électrique). Ce rythme est globalement constant, voire en légère augmentation depuis quelques années.

Pour cette raison, le coût annuel des branchements «consommateurs» a été maintenu constant d'ici à 2050.

#### **Branchements producteurs**

Le rythme des branchements producteurs dépend des scénarios.

Pour en chiffrer le montant, il est pris en compte que dans certains des cas où l'installation de production s'intègre à une installation déjà branchée sur le réseau (comme des panneaux solaires sur un toit), il n'y a pas de travaux à engager sur le réseau. Par exemple, dans le cas d'une maison qui dispose d'une puissance souscrite de 9kW, l'installation de panneaux solaires d'une puissance de 4 kW ne devrait pas nécessiter de travaux réseaux. L'évacuation de la production pourra se faire avec le branchement existant.

Sur ce point, l'hypothèse conventionnelle retenue est qu'une reprise de branchement est nécessaire dans 30% des cas où est raccordée une installation de production de moins de 36 kVA<sup>7</sup>. Ce ratio correspond à une tendance observée actuellement.

7. Le nombre d'installations considéré est quant à lui est déterminé sur la base des capacités de production (inf. 36 kVA) en considérant une taille moyenne d'installation d'environ 4 kWc.

#### 10.3.2.4 D'autres coûts relatifs au RPD pris en compte dans l'analyse

##### *Investissements hors adaptation*

Outre les investissements nécessaires pour le raccordement de nouvelles installations, le distributeur investit également afin de renouveler certains composants du réseau, afin de moderniser les équipements le nécessitant, ou encore afin d'adapter le réseau aux conditions climatiques évolutives (enfouissement des lignes aériennes...). **Dans la suite de cette partie, ces investissements seront désignés par investissements hors adaptation.**

Sur la période de temps considérée, un socle d'investissements hors adaptation sera commun aux six scénarios. C'est le cas par exemple des investissements associés au renouvellement de réseaux qui arriveront en fin de vie dans quelques années.

En plus de ce socle, des différences pourront également être observées suivant l'intensité et la répartition des flux transitant sur le réseau, et leur optimisation en exploitation. Une infrastructure très sollicitée nécessitera potentiellement un renouvellement plus rapproché qu'une infrastructure moins contrainte. La politique de maintenance joue également suivant qu'elle est plus ou moins préventive et curative.

Dans ce rapport prospectif qui vise à la comparaison entre les scénarios, une valeur commune aux six scénarios est retenue pour les investissements

de modernisation et de renouvellement du réseau sur la période de 2020 à 2050. De 2020 à 2035, les investissements hors adaptation seront basés sur la trajectoire prévue actuellement par Enedis (montants compris entre 1,9 Md€/an et 2,1 Md€/an). Dans le calcul, la valeur d'investissements hors adaptation en 2035 est ensuite conservée identique par convention jusqu'en 2050. **Cette valeur n'est toutefois pas représentative d'une étude de l'évolution de ces coûts sur la période.**

##### *Coûts d'exploitation (OPEX)*

Les OPEX sont les dépenses de fonctionnement et d'entretien comme les achats de fourniture, l'élagage, le dépannage, les redevances, les remises d'ouvrages... Ces dépenses sont pour partie dépendantes des scénarios. En effet, les scénarios conduisant à une sollicitation accrue du réseau auront logiquement un impact plus conséquent sur l'évolution de ces OPEX (achat accru de matériels, davantage de zones à élaguer/entretenir, augmentation du volume d'automates nécessaires pour piloter le réseau à distance...). Les OPEX évoluent en fonction des actifs construits.

L'hypothèse retenue, commune aux six scénarios, est de faire évoluer les OPEX de façon proportionnelle aux investissements liés aux coûts d'adaptation.

#### 10.3.2.5 Deux types d'indicateurs économiques présentés en vue d'alimenter l'analyse économique des scénarios

Les coûts complets à horizon 2050 sont représentés sous deux angles :

► **Besoins d'investissements moyen annuel sur la période 2020-2050 (en Md€/an en moyenne sur la période) :** cette représentation traduit la moyenne des investissements réseaux sur la période 2020-2050. Ces investissements réseaux incluent les investissements hors adaptation, conservés identiques aux six scénarios par choix méthodologique et les investissements adaptation. Les montants sont exprimés en euros constants 2020.

► **Charges totales annualisées (en Md€/an à un horizon donné) :** cette représentation retranscrit les différentes charges de capital (adaptation, hors adaptation...) et d'exploitation en 2050. En reprenant les hypothèses conventionnelles centrales retenues pour le système électrique, le taux d'annuité retenu est un taux réel de 4% par an sur 40 ans. Par choix méthodologique en cohérence avec les besoins de l'exercice, l'évolution des charges de capital de l'existant est conservée identique pour les six scénarios. Les charges de capital de l'existant sont calculées en reprenant le taux réel (4%) et la durée (40 ans) utilisés pour l'étude.

### 10.3.3 Estimations des coûts d'adaptation nécessaires par scénario pour Enedis

En s'appuyant sur les principes présentés précédemment, les investissements cumulés sur la période 2020-2050 sont estimés entre 4,1 et 6,3 milliards d'euros par an (hors programme Linky) selon les scénarios (et en tenant compte d'incertitudes). Ils sont globalement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans les scénarios M0 et M1 qui concentrent des capacités photovoltaïques importantes.

Ces évaluations appellent plusieurs commentaires :

- Sur la comparaison des scénarios M0 et M1 : à l'horizon 2050, les capacités photovoltaïques installées sur le RPD géré par Enedis pour les scénarios M1 et M0 sont semblables, mais elles sont plus concentrées sur la basse tension dans le scénario M1, ce qui augmente les coûts correspondants. En revanche, les capacités éoliennes raccordées sont plus importantes dans le scénario M0 relativement à M1. Ces deux effets se compensent et conduisent à des montants proches pour les deux scénarios.
- Sur les projections à l'horizon 2060 : dans les six scénarios, la consommation est supposée identique à celle de 2050.

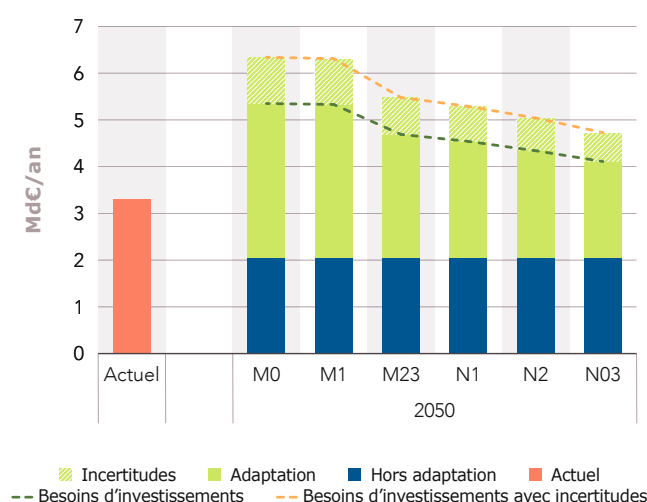
Les capacités de production raccordées au RPD des scénarios M0, N2 et N03 n'évoluent que marginalement entre 2050 et 2060. Avec ces hypothèses, les coûts d'adaptation additionnels entre 2050 et 2060 sont négligeables.

Pour les autres scénarios, les capacités de productions raccordées au RPD évoluent davantage, notamment dans le scénario M1. Les coûts d'adaptation additionnels, hors branchements, seraient d'environ 11 milliards pour le scénario M1, de 5,5 milliards pour le scénario M23 et de 4,5 milliards pour le scénario N1.

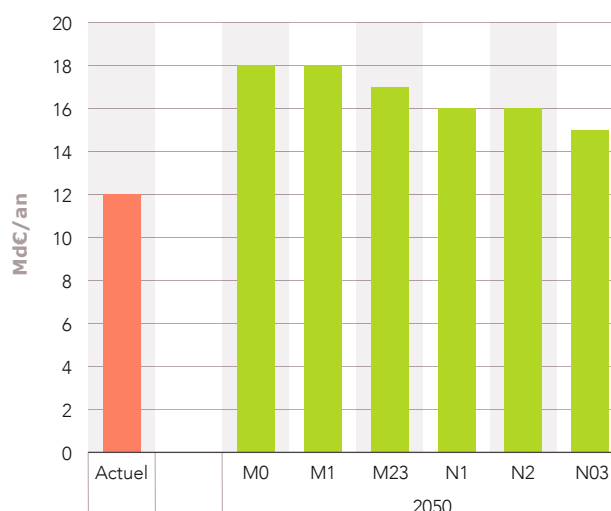
- Sur les hypothèses de coûts : les références de coûts utilisées (pour les matériaux, les travaux...) sont cohérents avec les pratiques actuelles. Ils n'intègrent pas de rupture technologique ou normative. Il en est de même pour les investissements associés aux systèmes d'informations.

Traduits en coûts annualisés (en utilisant les besoins d'investissements hors incertitudes), ces évaluations mettent en évidence une enveloppe pour Enedis de l'ordre de 15 à 18 Md€/an en 2050 dans les différents scénarios (hors pertes réseau

**Figure 10.31** Besoins d'investissements moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky)



**Figure 10.32** Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB



et TURPE HTB, comptabilisés par ailleurs dans les coûts de production ou du réseau de transport).

Dans l'analyse économique des scénarios, ces coûts sont augmentés de 6% pour tenir compte

des coûts d'adaptation nécessaires sur le réseau de distribution géré par les autres gestionnaires de réseau de distribution (entreprises locales de distribution).

### 10.3.4 Principaux enseignements de l'analyse sur les besoins d'adaptation et les coûts du réseau de distribution

Les évaluations prospectives réalisées par Enedis sur les coûts d'adaptation du réseau de distribution dans les scénarios de neutralité carbone permettent de tirer plusieurs enseignements :

- 1) Les coûts d'adaptation du réseau de distribution au périmètre d'Enedis sont contrastés selon les scénarios. Ils pourraient varier du simple au double, d'environ 2 Md€ par an en moyenne sur 30 ans pour N03 à environ 4 Md€ par an pour M0.
- 2) Des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios (voir 7.6.1) et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100 % d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici reposent sur l'hypothèse que ces moyens (notamment thermique décarboné et stockage stationnaire) sont raccordés au réseau de transport et n'ont donc pas d'impact sur le RPD. Cependant, des installations telles que des cogénérations biogaz, du stockage par batteries ou des électrolyseurs peuvent se développer sur le RPD et nécessiteraient des

investissements supplémentaires sur celui-ci. Les chiffres relatifs à ces scénarios sont donc des fourchettes basses pour ce qui relève du RPD.

- 3) Dans tous les scénarios, le développement des installations solaires et éoliennes est soutenu dans la durée. Il se fait au rythme de 2 à 3 GW en moyenne sur les 30 prochaines années dans les scénarios N03 et N2, ce qui est un peu supérieur au rythme constaté ces derniers mois. Il se fait à un rythme de 4 à 5 GW en moyenne par an dans N1 et M23, et se fait à un rythme de plus de 6 et de 7 GW en moyenne par an dans les scénarios M1 et M0.

Ces rythmes de croissance constituent un défi : ils nécessiteraient une mobilisation générale du tissu industriel, des lieux de formation, des filières d'approvisionnement des matériels dans la durée et dans une période où la tension sur ces ressources sera forte à l'échelle européenne. Les éventuels effets sur les prix ne sont pas pris en compte dans les évaluations ci-dessus.

## 10.4 Au total, des coûts d'évolution du réseau en nette hausse à la fois sur les réseaux de transport et de distribution

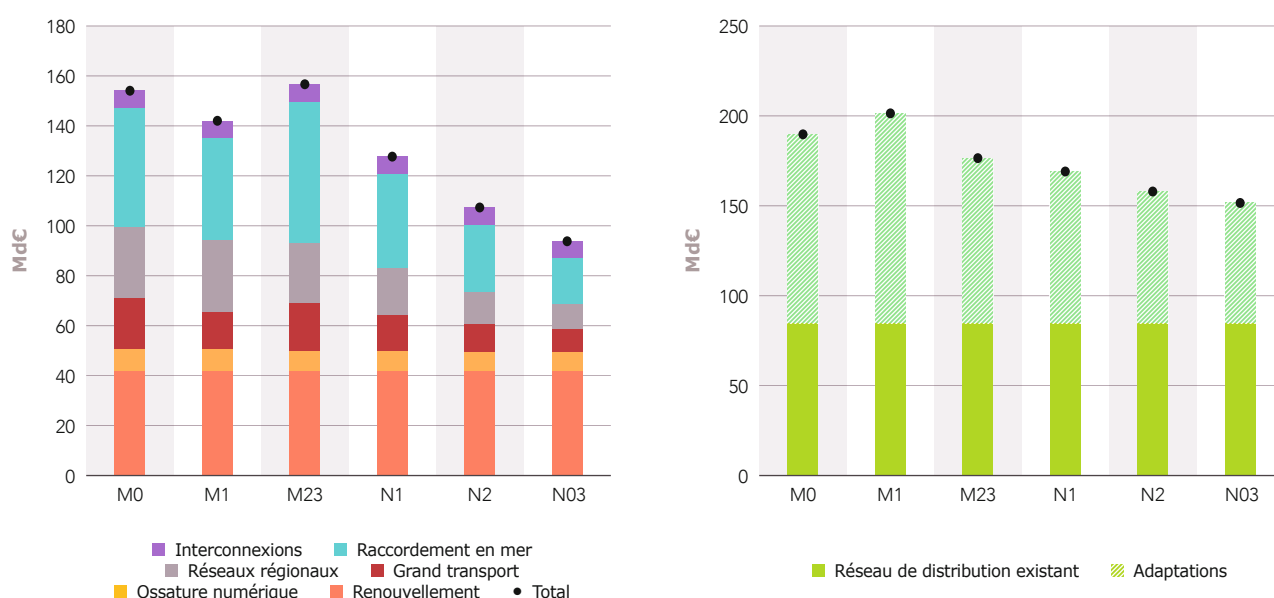
### 10.4.1 L'ensemble des scénarios conduisant à une décarbonation de l'économie a un impact profond sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Les besoins d'investissements sur les réseaux sont en nette augmentation sur l'ensemble des composantes, de la basse tension au grand transport.

Les évaluations de besoins d'investissements menées sur la période 2020-2060 montrent un impact différencié entre les divers scénarios. Dans tous les cas, les scénarios reposant sur une relance plus ou moins marquée de la filière nucléaire nécessitent un effort moindre en matière de réseau. Ce constat est similaire sur les réseaux de transport et de distribution, quoique de façon moins marquée concernant ces derniers.

Au-delà de l'aspect purement économique de cette évolution, les besoins de développement de nouveaux réseaux supposent une mobilisation importante de l'ensemble des filières concernées : équipementiers et prestataires seront tout autant concernés par la mutation des réseaux que par la transformation du parc de production et le développement de nouveaux moyens d'équilibrage. Il s'agit là d'un phénomène *a minima* européen qui s'inscrit dans la durée.

**Figure 10.33** Investissements sur les réseaux de transport et distribution entre 2020 et 2060 pour les 6 scénarios.



### 10.4.2 Le développement d'une production plus locale fondée sur des installations de petite taille implique un besoin accru de réseau

L'analyse des scénarios M1 et M23 permet de comparer deux mondes dans lesquels la production renouvelable repose sur une logique industrielle de grands parcs ou sur une forte décentralisation.

Le scénario M1 présente un profil particulier en ce que son impact sur les coûts de réseau de transport est moindre que celui de M23 alors qu'il repose sur une puissance installée de production renouvelable supérieure. Ce résultat n'est pas la conséquence d'une volonté de satisfaire les besoins localement mais découle avant tout d'une réduction des coûts de raccordement de la production en mer et d'une répartition plus homogène sur le territoire, conduisant à de moindres renforcements sur le réseau de grand transport. Le coût des réseaux régionaux dans le cas de M1 est supérieur à celui de M23 en raison du plus grand volume de production photovoltaïque. Le fait que cette production réduise les besoins de

raccordement en HTB contribue à modérer le surcoût de M1.

Le coût de réseau de transport correspondant au scénario M1 est finalement légèrement inférieur à celui de M23, avec une répartition différente entre les différents niveaux de tension. Vu du réseau de distribution, la part importante de production diffuse raccordée en basse tension tend à accroître le coût de ce scénario.

Il résulte de ces analyses que le coût de réseau total du scénario M1, tenant compte à la fois du réseau de transport et du réseau de distribution, est sensiblement supérieur à celui de M23. **Le recours à une couverture locale de la demande conduit à une structure de parc différente et à des coûts de réseau plus élevés que lorsque le développement de la production renouvelable est guidé par une logique de grands parcs avec un meilleur productible.**

### 10.4.3 Les dispositifs de planification contribuent à limiter les coûts

Les évaluations réalisées dans le cadre de l'étude «Futurs énergétiques 2050» supposent un développement du réseau adapté à un besoin cible parfaitement déterminé : raccordements mutualisés de l'éolien en mer et des énergies marines, renouvellement des ouvrages bien adapté aux besoins futurs, développement des réseaux régionaux et de grand transport adossé à l'évolution de la structure et localisation de la production. Le développement des infrastructures de transport est un processus long et d'autant plus exposé aux risques de coûts échoués que les besoins seront incertains.

La capacité des gestionnaires de réseaux à anticiper l'évolution des besoins, tant en matière de production que de consommation, est donc un facteur essentiel d'efficacité économique qui influe sur la

totalité des composantes considérées dans la présente étude. **Des dispositifs de planification, incluant les gestionnaires de réseau, sont donc un facteur d'efficacité en permettant à la fois des mutualisations et des développements anticipés tout en limitant les risques de coûts échoués. Ce type de dispositifs s'étend à diverses mailles :**

- ▶ nationale : positionnement des grands sites de production centralisée, notamment au travers de documents stratégiques de façade pour les énergies marines ou les choix de localisation et de déclassement des réacteurs nucléaires ;
- ▶ régionale : localisation et rythme de développement des énergies renouvelables, rôle aujourd'hui rempli par les SRADDET et S3REnR ;
- ▶ plus locale : développement de la recharge rapide de mobilité électrique par exemple.

#### 10.4.4 Une nécessaire prise en compte de l'impact du réchauffement climatique sur les infrastructures de réseau

Outre le fait qu'il nécessite la mise en œuvre de la transition énergétique, le changement climatique a un impact direct sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Il occasionne d'une part une modification de la demande et de la production. La demande, pour sa part thermosensible, répondra à des vagues de chaleur plus fortes et longues dans des scénarios de fort réchauffement que dans le climat actuel. La production sera également modifiée, comme cela est décrit au chapitre 8. Les analyses menées sur le réseau dans la présente étude intègrent l'impact d'un scénario de réchauffement de type RCP 4.5.

D'autre part, les conditions climatiques affectent les ouvrages de réseau de différentes façons.

Les liaisons de transport souterraines n'apparaissent pas, aujourd'hui, susceptibles d'être affectées par de futures vagues de chaleur, y compris en zone urbaine. De même, les travaux menés

par RTE ne montrent pas de fragilité structurelle des postes électriques à des vagues de chaleur. En revanche, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. Lors d'une vague de chaleur, la capacité des lignes aériennes est réduite et peut, dans le cas de certaines liaisons, devenir nulle. S'il est difficile d'estimer, aujourd'hui, dans quelle proportion la capacité de transit des lignes devra être révisée, les investissements envisagés pour le réseau de transport intègrent une mise à niveau de la tenue en température des lignes et des travaux doivent être poursuivis sur ce sujet.

Par ailleurs, les travaux sur l'évolution du climat montrent des évolutions de nature hydrologique. Les fondations des supports de lignes aériennes situées à proximité de cours d'eau devront faire l'objet d'un suivi et être adaptées en conséquence en fonction des besoins.