3

LES ADAPTATIONS

3. LES ADAPTATIONS :
DES ÉVOLUTIONS STRUCTURANTES SUR LE RÉSEAU À PARTIR DE 50 GW D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

SYNTHÈSE

Pendant des années, le réseau a évolué au même rythme que l'augmentation de la consommation. Ceci n'est plus le cas : c'est aujourd'hui l'évolution du mix de production qui constitue le principal inducteur des évolutions du réseau. Le SDDR 2019 décline ces principes :

1) Le réseau actuel est suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans. Sauf exception locale liée à un dynamisme spécifique de la consommation électrique, RTE ne prévoit pas d'adaptation pour des questions de consommation d'électricité.
2) La carte du réseau de transport d'électricité n'a, en revanche, pas fondamentalement évolué depuis les années 1990 et l'achèvement du programme électronucléaire. Il n'est pas en mesure d'accueillir, sans adaptations structurelles, le mix de la PPE à l'horizon 2035 (multiplication par 5 des capacités éoliennes et solaire en 15 ans, fermeture de 12 réacteurs nucléaires en plus des deux de Fessenheim, fermeture des centrales au charbon). La transformation du mix confrontera donc le réseau électrique existant à ses limites sur la période du SDDR, probablement entre 2025 et 2030.

Les scénarios d'adaptation ont fait l'objet de nombreux travaux de simulations, inédits dans leur ampleur. Ces travaux montrent que les besoins seront très largement déterminés par le rythme effectif de développement des énergies renouvelables. Malgré la forte variabilité des résultats selon les variantes – localisation précise des EnR et géographie de l'évolution du parc nucléaire, pondération entre filières renouvelables –, des permanences sont identifiées.

Jusqu'à environ 50 GW de capacités installées pour l'éolien et le solaire (doublement par rapport à aujourd'hui), des adaptations « à la marge » sont possibles.

- À court terme, l'infrastructure actuelle peut faire face encore pendant quelques années à l'arrivée de nouvelles installations de productions renouvelables sans nécessiter d'adaptation majeure sur le réseau (hors raccordement, des postes source en particulier). Ceci nécessite néanmoins de pousser plus loin l'optimisation des lignes actuelles, *via* l'utilisation de solutions *« smart grids »* et l'acceptation du principe du « dimensionnement optimal ».
- Le principe de dimensionnement optimal du réseau consiste à accepter des écrêtements ponctuels de la production installée, notamment EnR dans les zones de forte production renouvelable, afin d'éviter de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année. Compte tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables, le volume écrêté ne serait que de 0,3% à l'horizon 2035, pour des économies considérables (7 milliards d'euros pour la collectivité sur quinze ans, soit une division par deux des investissements nécessaires sur l'adaptation des réseaux hors raccordement). Cela induira en contrepartie une croissance des coûts de *redispatching* au cours des prochaines années. Les producteurs EnR concernés par l'écrêtement seraient compensés par RTE et ne subiraient aucune perte de revenus.
- Ce principe nécessite la mise en place d'une stratégie industrielle spécifique et exigeante, dont les principes sont décrits dans le SDDR, qui conduira à renforcer l'ossature numérique et à déployer un millier d'automates au cours des 15 prochaines années. Cette stratégie est une condition nécessaire pour parvenir à repousser les limites de l'infrastructure actuelle.
- Dans le cas où ces principes sont pleinement en vigueur, les économies sont importantes,

notamment sur les cinq prochaines années : les budgets consacrés à l'adaptation du réseau (hors raccordement) pourraient être diminués de moitié par rapport au niveau constaté en moyenne au cours des cinq dernières années.

- Malgré ces leviers d'économie sur le réseau amont, le développement d'un nombre important d'ouvrages dédiés au raccordement reste nécessaire pour évacuer les EnR sur le réseau d'électricité et répondre aux nouvelles ambitions régionales de développement EnR, en particulier la création de nouveaux postes source avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour accueillir la production se raccordant sur leur réseau. Cela se traduira, lors des révisions des S3REnR, par des besoins de création de réseau (notamment, des nouveaux postes source) en hausse dans les zones où la capacité d'accueil des postes électriques existants est saturée.

Au-delà du seuil de 50 GW (atteint entre 2025 et 2030 dans les scénarios de la PPE et du Bilan prévisionnel), des adaptations structurelles sont nécessaires sur le réseau de transport d'électricité.

- Ce besoin est attesté dans tous les scénarios, de manière à faire face aux nouveaux flux induits. Ces évolutions devront entrer en service entre 2025 et 2030 : elles doivent se préparer dès aujourd'hui. Cette préparation implique de disposer du maximum d'éléments sur les zones futures d'implantation des prochains moyens de production (renouvelables et, éventuellement, nucléaire) afin de restreindre graduellement le champ des possibles.
- Le rythme d'adaptation du réseau deviendrait alors significativement supérieur à celui d'aujourd'hui, mais demeurerait inférieur à celui des années 1980-1990. Au cours des dernières années, RTE n'a pas mené de projets structurants pour l'évolution du réseau de grand transport.
- Certaines zones (Massif central - centre, façade atlantique, Rhône - Bourgogne, Normandie - Manche - Paris) sont en particulier identifiées comme présentant des fragilités dans plusieurs cas de figure. Dans ces zones, les adaptations structurantes du réseau ne pourront pas être systématiquement repoussées.
- Les solutions « réseau » précises ne sont pas présentées dans le SDDR. Elles nécessitent des approfondissements spécifiques, et dépendent de nombreux facteurs (géographie précise des renouvelables et du nucléaire) dont certains demeurent inconnus. Vu les délais de mise en service de nouveaux ouvrages réseaux, ceci appelle à une planification de long terme impliquant l'État et les producteurs.

Ces adaptations de réseau constituent un prérequis pour l'intégration à grande échelle des EnR en France. Elles doivent donc s'inscrire dans une vision globale de la transformation du système électrique. Pour accompagner leur développement au-delà des principes de bonne concertation (voir aussi volet *Environnement)*, RTE propose trois principes :

1) Pour les réseaux HTB1 (63-90 kV), le SDDR institue un principe par défaut : la construction en souterrain pour tous les ouvrages neufs, sauf impossibilité technique, environnementale ou économique (la rentabilité vue de la collectivité sera systématiquement vérifiée).
2) Pour les réseaux HTB2 (225 kV), la construction en souterrain est privilégiée dans les zones urbaines et fait partie des stratégies envisagées dans les zones rurales. Toutes les incidences techniques, environnementales et économiques seront évaluées au cas par cas sur chaque projet afin de favoriser la stratégie présentant le meilleur compromis pour la collectivité. Globalement, la mise en souterrain de ces liaisons électriques induit un surcoût de l'ordre 40 %.
3) Pour le réseau de grand transport HTB3 (400 kV), la technologie aérienne, de loin la plus performante sur le plan économique, est considérée parmi les stratégies de référence. Néanmoins, des stratégies alternatives seront également envisagées comme la réutilisation des couloirs existants ou l'utilisation de la technologie souterraine, même si cette dernière pourrait être jusqu'à dix fois plus coûteuse.

Il revient à la collectivité d'arbitrer entre ces objectifs de nature différente (minimiser le coût du réseau ou maximiser son insertion dans les territoires). Les avis de la CRE, de l'AE et du Ministre sur le SDDR doivent permettre de rechercher cet arbitrage.

Dans le scénario de référence qui reprend les ambitions du projet de PPE et suppose un dimensionnement optimal du réseau, l'effort d'adaptation du réseau représente de l'ordre de 13 Md€ sur 15 ans (8 Md€ pour l'adaptation du réseau amont et 5 Md€ pour le raccordement).

3.1 La PPE conduit à développer de nouvelles sources de production et de nouveaux usages qui devront être raccordés au réseau

L'analyse de l'adaptation nécessaire des réseaux pour prendre en compte l'évolution du contexte énergétique conduit, en premier lieu, à examiner les enjeux relatifs au raccordement. L'installation d'un nouveau producteur, d'un consommateur ou d'un nouveau poste pour un gestionnaire de réseau de distribution nécessite en effet la création d'une liaison électrique vers le réseau – en fonction de la puissance de l'installation, cette liaison sera installée sur le réseau public de transport ou les réseaux publics de distribution.

Le raccordement (discuté dans le présent paragraphe 3.1) doit être distingué de l'adaptation du cœur du réseau (voir paragraphe 3.2). Ses modes de financement sont notamment différents : alors que le financement d'une grande part des adaptations de réseau repose sur le consommateur d'électricité par le biais du TURPE, le coût du raccordement est facturé en partie (consommateur) ou en totalité (producteur hors cas spécifique) au demandeur et n'est donc pas porté par le TURPE[1]. Des cas de figure spécifiques existent, notamment pour l'éolien en mer, dont le coût est entièrement couvert par RTE depuis les récentes modifications législatives (voir chapitre 6). Pour le raccordement des postes source des gestionnaires de réseau de distribution, ainsi que pour les adaptations du réseau associées au développement des EnR et donnant lieu à la création de nouveaux ouvrages, les coûts sont mutualisés et sont pris en charge par les producteurs EnR *via* le paiement d'une quote-part régionalisée, dans le cadre des S3REnR (voir figure 3.5).

La procédure de raccordement est aujourd'hui très codifiée. Elle s'effectue à l'initiative du demandeur : l'expression d'un besoin d'accès au réseau public de transport (par un producteur, un consommateur ou un distributeur) se traduit par la formalisation par RTE d'une proposition technique et financière (PTF), qui joue le rôle d'un devis. Elle peut conduire à des délais, qui dépendent du volume de projets déjà en développement et varient selon les zones géographiques : la capacité d'accueil du réseau – et notamment son renforcement amont – joue donc un rôle prépondérant. Les méthodes d'élaboration de la PTF sont cadrées par différents textes de niveau réglementaire, validés par la CRE ou le Ministre selon les cas.

Le choix de la structure du raccordement dépend des exigences de qualité de service et de coût souhaitées par le demandeur. L'approche client mise en place par RTE depuis de nombreuses années vise à instaurer un dialogue fluide avec le demandeur durant cette phase cruciale. Après acceptation de la PTF, les travaux sont programmés pour la construction de la liaison de raccordement avec l'installation de production, le site industriel ou le poste source de distribution. La politique de RTE consiste à déterminer de manière concertée les modalités de réalisation des travaux afin de synchroniser la date de mise en service de la liaison de raccordement et celle du nouveau site à raccorder. Cet enjeu de délai est particulièrement prégnant dans le cadre du raccordement des installations de production renouvelable et des nouveaux postes source qui les accueillent sur les réseaux de distribution, dont le développement est souvent plus rapide que le délai nécessaire pour la réalisation des infrastructures sur le réseau public de transport.

Les enjeux sur le raccordement interviennent aujourd'hui à deux niveaux distincts. S'agissant des consommateurs, malgré une tendance à la stagnation de la consommation, des besoins existent selon les filières industrielles ou les zones géographiques. S'agissant des producteurs, les prochaines années seront marquées par une augmentation très nette du rythme de raccordement sur les réseaux de distribution comme sur le réseau de transport, principalement pour la production renouvelable.

1. Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)

Le raccordement des consommateurs : des besoins spécifiques pour certains nouveaux usages

La consommation d'électricité est stable depuis plusieurs années en France. Dans le cadre de ses prévisions de consommations actualisées chaque année dans le cadre du Bilan prévisionnel, RTE a récemment montré que les perspectives étaient stables ou légèrement baissières à moyen terme.

Cette tendance masque d'importantes disparités géographiques. Schématiquement, des zones où la consommation d'électricité continue de croître (métropoles, avec de nombreux usages tertiaires) cohabitent avec des régions où une décrue régulière est amorcée. Le dynamisme de certaines grandes métropoles françaises nécessite ainsi de raccorder des nouveaux postes de distribution pour l'alimentation des consommateurs malgré la tendance nationale de stagnation de la consommation.

De plus, il existe toujours des demandes de raccordement de nouveaux sites sur les réseaux, et notamment sur le réseau public de transport, qui doivent être satisfaites. RTE s'inscrit dans une démarche proactive avec l'écosystème des acteurs engagés sur les territoires – collectivités territoriales, agences de développement économique, aménageurs – afin d'anticiper les besoins et le raccordement des prospects économiques potentiels.

- À titre d'illustration, RTE a développé un partenariat avec la filière numérique afin de faciliter l'accueil de nouveaux centres de stockage de données *(data centers)* et d'identifier leurs besoins spécifiques. Ces installations constituent un secteur en forte croissance – le principal dans le domaine tertiaire – et requièrent souvent une puissance importante pouvant nécessiter des raccordements à haute tension. À l'heure où de nouveaux investissements sont prévus sur la scène internationale, tirés par le développement de l'externalisation informatique et du cloud, le réseau de transport d'électricité français est un lieu naturel pour l'accueil de ces installations, du fait d'un prix de l'électricité compétitif au niveau européen et d'une excellente qualité de l'électricité livrée. Ainsi, il est prévu que le nombre de serveurs augmente de 3 à 8% par an. L'augmentation de la consommation électrique de cet usage devrait être contenue entre 2 et 4% par an grâce aux gains importants attendus en termes d'efficacité énergétique, pour atteindre environ 7 TWh à l'horizon 2035. Cela correspond à une puissance cumulée de 750 MW rien que pour les *data centers* en colocation, qui représentent environ un tiers du traitement des données.
- Dans cette même démarche d'échanges, des consommateurs industriels (par exemple dans le secteur de la chimie, de la parachimie, de la production d'acier, d'aluminium…) expriment le souhait, soit de créer de nouvelles implantations, soit de renforcer leur raccordement au réseau afin de sécuriser ou renforcer l'alimentation de leur process industriel. Les demandes collectées à ce jour concernent une trentaine d'affaires et représentent plus de 1 200 MW.

Par ailleurs, les politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre induisent des transferts d'usages vers l'électricité comme énergie finale (par exemple pour la mobilité ou le chauffage) ou pour la production de certains vecteurs (comme l'hydrogène). Ces évolutions, soutenues et planifiées par les pouvoirs publics, font l'objet de trois monographies spécifiques au titre des compléments au Bilan prévisionnel de RTE, et sont publiées (mobilité électrique) ou en cours de finalisation (hydrogène, chauffage). Elles induisent également des besoins de raccordement sur les réseaux électriques.

- **Le développement de la mobilité électrique est amené à modifier en profondeur le fonctionnement du système électrique.** L'étude détaillée publiée le 15 mai 2019, comprend une analyse de scénarios de développement massif du véhicule électrique, en détaillant leurs conséquences techniques, économiques, et environnementales[2]. Cinq scénarios ont été établis à cette occasion, après concertation d'un grand nombre d'acteurs. Cette étude ne porte pas sur les aspects réseaux, qui font l'objet d'études spécifiques dans le cadre du SDDR ou d'analyses conjointes avec Enedis.
  À titre très majoritaire, la problématique de raccordement liée au développement du véhicule électrique concerne les réseaux de distribution. À titre secondaire, elle implique le réseau public de transport, à la fois (1) pour un éventuel raccordement direct de points de recharge ultra-rapide sur des stations-services sur autoroutes,

2. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, mai 2019

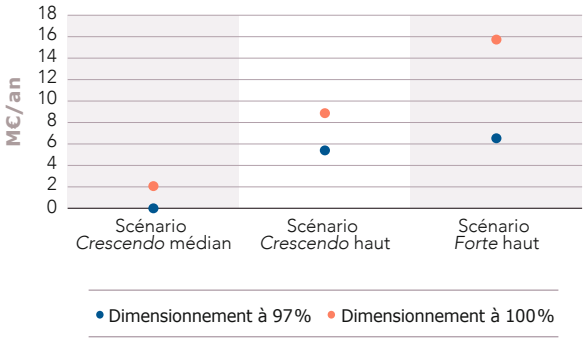
Raccordement des stations-service

L'intégration massive des véhicules électriques dans le parc automobile dans les prochaines années exige la construction des infrastructures de recharge (IRVE) adaptées. Des estimations visant à fournir de premiers ordres de grandeur du coût de déploiement d'IRVE spécifiques à la mobilité longue distance sur le réseau de transport ont été réalisées pour le SDDR. Elles tendent, en l'état des connaissances sur les modèles et des perspectives d'évolution, à montrer que l'impact sur le réseau de transport serait de second ordre.

- Trois variantes concernant le développement de la mobilité électrique pour les déplacements longue distance issues du rapport sur l'électromobilité publié par RTE en mai 2019[3] :
  - Scénario « Forte haut » : 15,6 millions de VE dont 22 % de VHR, utilisés pour les déplacements longue distance dans les mêmes proportions que les véhicules thermiques.
  - Scénario « Crescendo haut » : 15,6 millions de VE dont 22 % de VHR, supposés moins utilisés pour les déplacements longue distance que les véhicules thermiques (-40 %).
  - Scénario « Crescendo médian » : 11,7 millions de VE dont 40 % de VHR, considérés moins utilisés pour les déplacements longue distance que les véhicules thermiques (-40 %).
- Les besoins de puissance « nationaux » sont supposés se répartir sur chaque aire de service d'autoroute sur la base d'une clé de répartition correspondant au trafic annuel sur les sections d'autoroute, sans considération d'une temporalité différenciée des appels de puissance sur les différentes sections (par exemple, besoins plus marqués en été sur la vallée du Rhône et plus marqués en hiver dans les Alpes). Cette hypothèse conduit potentiellement à une sous-estimation de la puissance totale à raccorder.
- Les raccordements s'effectuent « en une fois » afin de répondre directement aux besoins projetés à l'horizon 2035, avec un unique point de livraison, systématiquement sur le réseau de distribution.
- Deux variantes sur le niveau de couverture du besoin de recharge :
  - un dimensionnement « à 100 % », au niveau du pic de demande de mobilité.
  - un dimensionnement « à 97,5 % » – la demande de recharge sur autoroute n'est alors pas satisfaite 2,5 % du temps, ce qui signifie que sur certaines périodes une adaptation des comportements serait nécessaire.

Les variantes considérées font apparaître un besoin contrasté pour les coûts de raccordement pour le réseau de transport, qui s'établissent entre 0 et 16 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035. Ces coûts intègrent uniquement les travaux d'extension du réseau de transport (investissements de RTE pour la création de postes source et leur raccordement au réseau existant) et n'intègrent donc pas le renforcement éventuel du réseau existant amont.

Figure 3.1 Investissements moyens sur la période 2021-2035 pour le raccordement des stations-service



Ces premiers éléments doivent être considérés avec précaution compte tenu des hypothèses considérées, et nécessitent de se baser sur des hypothèses plus précises. RTE et Enedis ont lancé des travaux communs pour approfondir ces estimations et dresser une vision globale des besoins de raccordement, à la fois pour le réseau de transport et de distribution. Ces travaux seront restitués à l'horizon début 2020 sous la forme d'un rapport commun.

3. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, mai 2019

et (2) pour la création de postes source vers les réseaux de distribution concernés.
Ainsi, à l'horizon 2035, le scénario *Volt* (7 millions de VE) ne nécessite pas d'extension du réseau de transport. Les scénarios PPE et *Ampère* (respectivement 15,6 et 14,1 millions de VE) conduisent quant à eux à des coûts de raccordement supplémentaires de l'ordre de 10 M€/an *via* la création de poste source, en lien avec l'émergence de l'électromobilité.

- **La SNBC dresse également une perspective de développement de la production d'hydrogène par électrolyse,** afin de progressivement remplacer l'hydrogène produit aujourd'hui par vaporéformage du méthane (processus émetteur de CO_2). Elle retient ainsi une cible de l'ordre de 30 TWh d'hydrogène d'ici 2035, ce qui correspond à l'installation une puissance de l'ordre de 7 GW d'électrolyseur. Le *Plan hydrogène* publié par le ministre de l'énergie en juin 2018 contient une feuille de route pour y parvenir. Celle-ci se traduit par RTE par des analyses technico-économiques en cours (et qui donneront lieu à un rapport à l'automne 2019).
  Les électrolyseurs représentent des installations de puissance importante qui se raccordent sur le réseau de transport. À court terme, deux projets de raccordement pour une puissance totale de 500 MW, sont recensés sur les zones de Dunkerque et du Havre. Ces projets devraient permettre de démarrer la production d'hydrogène par électrolyse en France à l'horizon 2023.
  Les investissements sur le réseau de transport pour parvenir à l'objectif de la SNBC sur le volet hydrogène sont estimés à environ 15 M€/an en moyenne.
- **La SNBC indique également une perspective d'augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage.** Cette perspective ne se traduit pas, au niveau du réseau de transport, par des raccordements. Elle conduit, toutes choses étant égales par ailleurs, à une dynamique haussière sur la consommation d'électricité, essentiellement dans les zones d'habitat résidentiel. Cette dynamique est intégrée à la PPE (les trajectoires de consommation utilisées dans les scénarios *Volt* et *Ampère* sont en revanche antérieures à la publication du projet de SNBC).
  RTE publiera, au cours des prochains mois, les travaux engagés également sur ce sujet, qui porteront sur les volets production et consommation d'électricité.

Les investissements pour le raccordement des consommateurs (directement sur le réseau de transport ou *via* le réseau de distribution d'électricité) devraient *in fine* augmenter légèrement, passant de 70 M€/an avec la tendance actuelle à environ 90 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035.

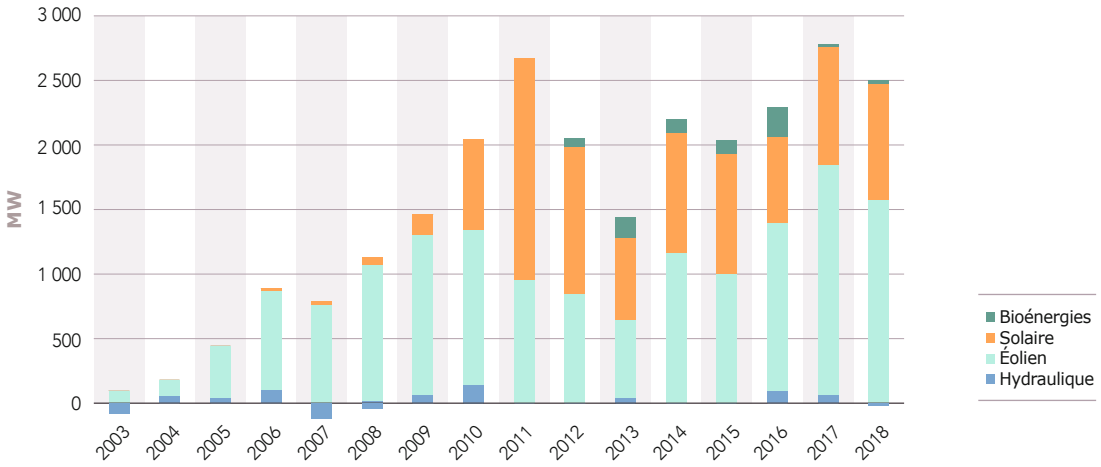
Le raccordement des nouvelles installations de production : une tendance marquée à la hausse dans laquelle s'inscriront les révisions des prochains S3REnR

Aujourd'hui, en France, plus de 90 % de la puissance hydraulique est raccordée sur le réseau de transport (soit près de 23,6 GW, représentant 61,9 TWh de production en 2018). Ce taux passe à moins de 10 % pour les autres filières EnR terrestres (éolien, photovoltaïque et bioénergies), la majorité étant raccordée sur les réseaux de distribution (2,5 GW, pour une production en 2018 de 5,9 TWh).

La puissance des EnR terrestres à raccorder par an est relativement stable depuis le début des années 2010 et oscille autour de 2 GW par an, très largement pour l'éolien terrestre et le solaire. Ce rythme est amené à augmenter de manière très significative : la trajectoire de la PPE nécessite d'atteindre près de 6 GW/an pour ces deux énergies, et environ 1 GW/an pour l'éolien en mer. Le volume de projets en développement a globalement tendance à augmenter ces derniers mois, ce qui représente un enjeu important pour leur intégration sur le réseau.

Depuis 2011, cette intégration est programmée par le biais de *schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* (S3REnR). La loi a confié à RTE la responsabilité d'élaborer ces documents, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, sur la base d'une capacité globale fixée par l'autorité administrative compétente de l'État. Les S3REnR sont validés par les préfets, après avis du conseil régional, des autorités organisatrices de la distribution concernées et des organisations professionnelles de producteurs d'électricité. La première génération de S3REnR a été établie entre 2012 et 2016 au périmètre des anciennes régions administratives. Ensemble, ces 21 schémas ont permis de planifier la mise à disposition de 27,6 GW de capacité d'accueil (hors révision des schémas ex-Picardie et ex-Nord-Pas-de-Calais) sur les réseaux publics d'électricité, en programmant à l'avance les adaptations des réseaux nécessaires à

Figure 3.2 Puissance EnR raccordée par an en France depuis 2003



partir d'une vision globale des gisements à accueillir :

- La cible est définie pour chaque région, à l'origine par l'intermédiaire du schéma régional climat, air et énergie (SRCAE) au périmètre des anciennes régions administratives, et à compter de 2019, en tenant compte du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), de la PPE et de la dynamique de développement régional, au périmètre des nouvelles régions administratives. Dans plusieurs régions, comme les Hauts-de-France, la Nouvelle-Aquitaine et le Grand Est, cette révision est déjà engagée car les capacités réservées dans les schémas initiaux ont déjà été totalement (ou quasi totalement) affectées aux projets EnR.
- Les coûts de création des nouveaux ouvrages sont mutualisés entre tous les producteurs se raccordant dans le cadre d'un schéma donné. Ils leurs sont facturés *via* une « quote-part » qui traduit les évolutions nécessaires du réseau (plus le réseau de la zone est saturé, plus la quote-part est élevée).

Figure 3.3 Capacités réservées par région

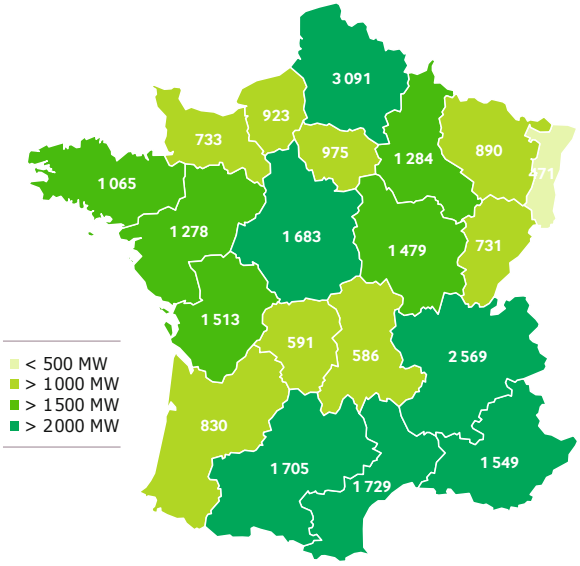


Figure 3.4 Affectation des capacités réservées à fin mai 2019

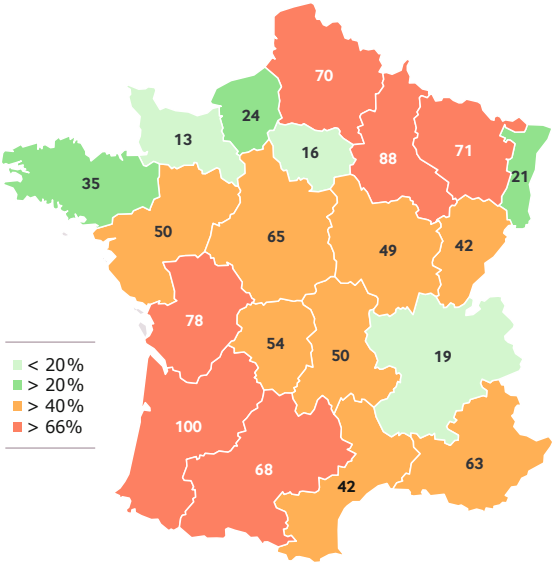


Figure 3.5 État d'avancement des S3REnR et évolution des quotes-parts

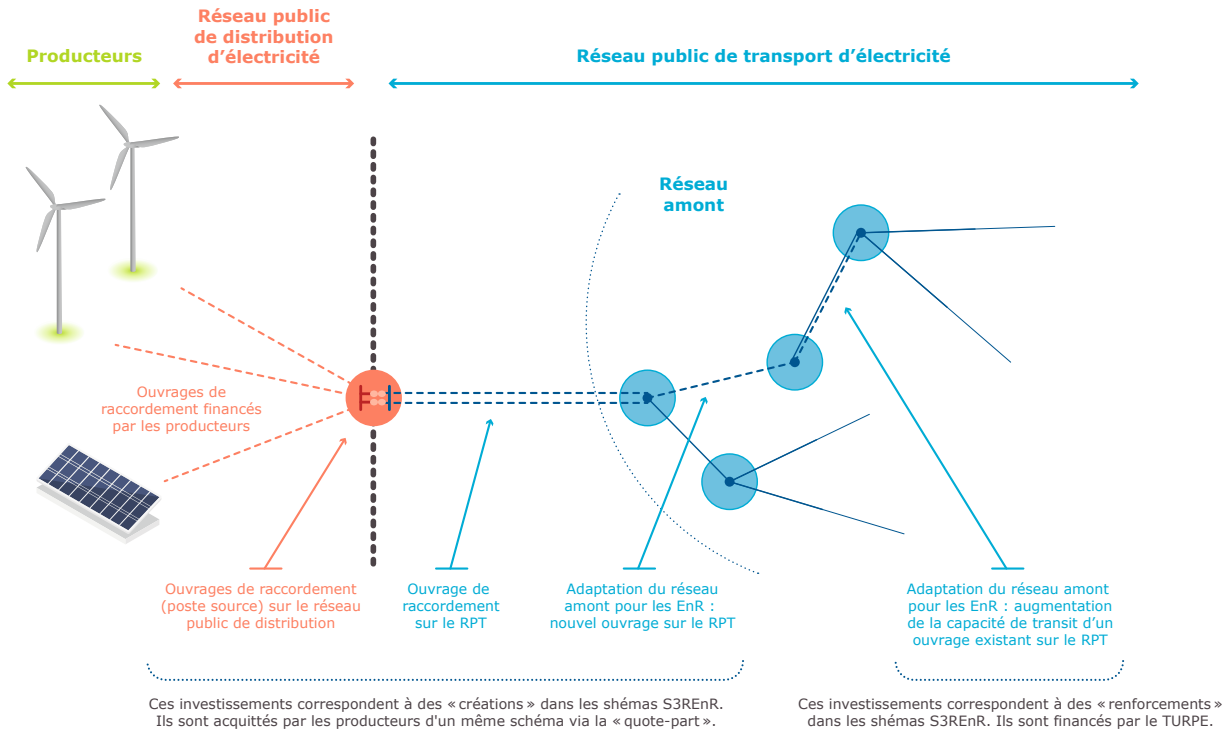
En décembre 2018, près de 11,7 GW d'installations EnR ont déjà été mis en service ou sont en cours de développement dans ce cadre, grâce aux possibilités d'accueil qui existaient déjà sur les réseaux et aux travaux engagés par les gestionnaires de réseau. La capacité réservée n'est donc pas totalement utilisée à ce jour. Des disparités géographiques importantes existent : certains schémas sont saturés (Aquitaine) ou proches de la saturation (Champagne-Ardenne, Poitou-Charentes, Lorraine et Hauts-de-France) tandis que d'autres sont moins dynamiques (Bretagne, Normandie, Alsace…).

La programmation des adaptations à apporter aux réseaux *via* les S3REnR a également pour objectif de réduire les délais de raccordement, en anticipant les phases d'études et de concertation nécessaires dès l'approbation du schéma. La réalisation des travaux prévus dans un S3REnR est conditionnée à l'atteinte d'un « seuil de déclenchement », correspondant à un volume minimal de projets en développement dans la zone des travaux, afin de réduire le risque de réaliser des adaptations de réseau qui seraient finalement inutiles en l'absence de projets EnR.

Les infrastructures de réseau à créer ou à renforcer pour accueillir les EnR sont de différentes natures :

- les ouvrages de raccordement propres du producteur pour raccorder le (ou les) parc(s) sur le réseau de distribution ou directement sur le réseau de transport (les nouvelles installations de production éoliennes peuvent présenter une puissance installée importante[4] compatible avec les prescriptions techniques de raccordement sur le réseau de transport) : ces dépenses, non mutualisées, sont acquittées directement par chaque producteur ;
- les ouvrages de raccordement sur le réseau de distribution (postes, transformateurs ou autres matériels de poste à créer pour le raccordement) : ces investissements sont mutualisés et intégrés à la quote-part acquittée par tous les producteurs de la même région ;
- les ouvrages de raccordement sur le réseau de transport, y compris le raccordement des postes source (liaison, poste ou transformateurs à créer

Figure 3.6 Infrastructures nécessaires pour le raccordement des énergies renouvelables au réseau



4. Depuis 2015, le plafond réglementaire de 12 MW pour bénéficier des tarifs d'obligation d'achat a disparu.

pour raccorder les EnR directement ou *via* le réseau de distribution) : ces investissements sont mutualisés, listés dans les schémas S3REnR et intégrés à la quote-part à acquitter par les producteurs ;

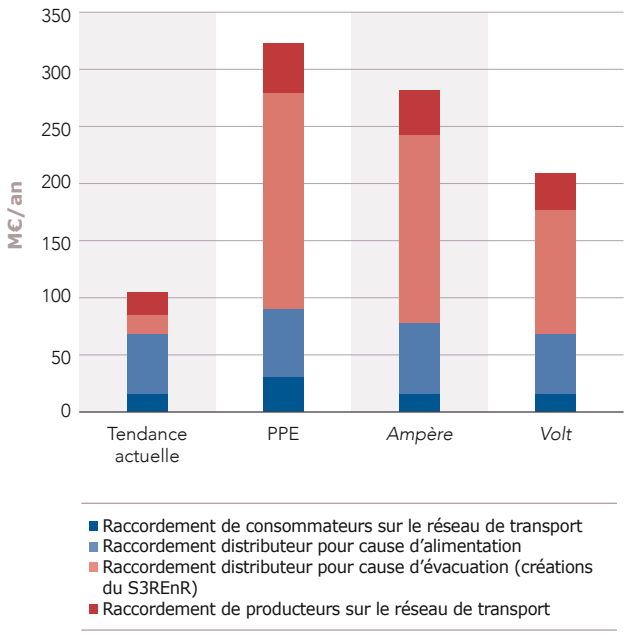
- les ouvrages à adapter sur le réseau de transport (la liaison à créer ou à renforcer pour adapter le réseau amont) : ces investissements sont mutualisés, listés dans les schémas S3REnR. Seuls les investissements correspondant à une création font partie de la quote-part facturée aux producteurs, tandis que les investissements de renforcement du réseau sont financés à travers le TURPE.

L'éolien en mer est régi par un dispositif spécifique (mutualisation du coût du raccordement *via* le TURPE depuis les lois hydrocarbure du 30 décembre 2017 et ESSOC du 10 août 2018). Un chapitre entier y est consacré dans le SDDR (voir chapitre 6).

Concernant l'hydraulique, au-delà des petites installations, dont le raccordement est régi par les mêmes règles que l'éolien ou le solaire, le renouvellement des concessions existantes soulève également un enjeu de raccordement en cas d'augmentation de puissance. En l'état actuel du droit, le renouvellement des concessions doit en effet faire l'objet d'une procédure concurrentielle, au cours de laquelle des modifications techniques peuvent être apportées à l'installation. Les textes prévoient que, avant toute demande de raccordement, une procédure d'octroi soit réalisée par les pouvoirs publics, afin de sélectionner le candidat pour l'exploitation future de la concession hydraulique. RTE intervient en amont de la publication de l'avis de concession, afin de mettre à disposition de tous les candidats les conditions techniques et financières du raccordement selon différents scénarios d'augmentation de puissance, puis répond à la demande de raccordement, une fois le candidat retenu. Dans l'attente de clarifications sur le régime effectif de renouvellement des concessions et de l'issue du contentieux entre l'État et la Commission européenne, les nouveaux besoins de raccordement associés ne sont pas estimés dans ce SDDR.

L'évolution prévisionnelle de l'ensemble des coûts de raccordement des installations de production est directement corrélée à la dynamique de développement ou de renouvellement des filières renouvelables. Ces coûts devraient être multipliés par six sur la période 2021-2035 dans le scénario de la PPE (de l'ordre de 230 M€/an, contre 37 M€/an aujourd'hui) avec notamment des besoins importants de raccordement de postes source lié au développement accéléré de la production EnR sur le réseau de distribution. Ces coûts tiennent compte de l'ensemble des ouvrages de raccordement spécifiquement créés sur le réseau de RTE (raccordement avec le distributeur par la création de postes source ou directement avec le producteur le cas échéant), et sont comptabilisés comme « création » dans les schémas S3REnR.

Figure 3.7 Investissements pour le raccordement des producteurs, consommateurs et distributeurs sur le réseau de transport sur la période 2021-2035 pour les scénarios PPE, *Ampère* et *Volt*



Les ouvrages de raccordement au réseau ne sont généralement pas suffisants pour évacuer de manière optimale la production renouvelable jusqu'aux zones de consommation, car des contraintes peuvent apparaître sur le réseau amont. Des adaptations sont donc nécessaires sur ce réseau amont afin d'éviter les congestions et optimiser l'évacuation de la production. Ces adaptations peuvent se traduire par la création de nouveaux ouvrages ou le renforcement des ouvrages existants, et sont également répertoriés dans les schémas S3REnR. Une vision prospective des investissements d'adaptations (hors ouvrages de raccordement) est proposée ci-après.

3.2 La transformation du mix de production électrique rend nécessaire une adaptation du réseau amont au cours des 15 prochaines années

À moyen terme, il n'est pas nécessaire de développer le réseau pour accueillir davantage de consommation d'électricité

Le déterminant principal du développement des réseaux électriques a longtemps été l'augmentation continue, et régulière, de la consommation d'électricité. Au cours de la décennie 2000-2010 encore, la consommation d'électricité en France a augmenté de 1,4 % par an, avec une croissance deux fois plus rapide de la pointe électrique liée à un marché du chauffage électrique très dynamique. Dans ces circonstances, et alors que le parc de production était relativement stable, l'essentiel des besoins d'adaptations du réseau visaient à garantir une alimentation très fiable des consommateurs, à la fois pour les industriels raccordés directement au réseau public de transport et pour les particuliers et professionnels *via* les réseaux de distribution.

Cette politique a conduit à établir un réseau bien maillé, très peu congestionné, passant d'environ 15 M€/an de surcoûts de congestion dans les années 2000 à un niveau oscillant entre 5 M€/an et 10 M€/an depuis 2015. De plus, elle a permis d'atteindre un très bon niveau de qualité de l'électricité, avec un temps de coupure équivalent de 2 minutes et 59 secondes – hors événements exceptionnels – atteint en 2018, sachant que cet indicateur oscille entre 2 et 6 minutes depuis les années 2000.

Depuis 2010, la consommation d'électricité s'est stabilisée, dans un contexte de moindre croissance économique, d'évolution de la structure du PIB en France, et de progrès dans l'efficacité énergétique de certains appareils. Cette inflexion est analysée dans le Bilan prévisionnel et le bilan électrique publiés par RTE au titre du Code de l'énergie. Selon ces analyses qui font l'objet d'une large concertation et sont réactualisées chaque année, cette tendance pourrait se prolonger, voire s'infléchir légèrement. Les trajectoires de référence établies dans ce cadre par RTE font ainsi état d'une tendance stable ou en légère diminution pour la consommation électrique au cours des prochaines années. Le projet de PPE repose, pour sa part, sur une hypothèse de stabilité globale de la consommation d'électricité finale sur 10-15 ans, et sur un léger surcroît de consommation électrique pour assurer le développement progressif de la production d'hydrogène décarboné.

À terme, la consommation d'électricité devrait être amenée à croître, dans le cadre d'une politique générale de réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre la neutralité carbone. Cette inflexion haussière ne devrait pas se matérialiser dans des proportions sensibles avant 2030.

Ces éléments définissent le cadrage général retenu pour élaborer le SDDR. RTE a modélisé l'évolution du réseau en se basant sur les trajectoires *Volt* et *Ampère* du Bilan prévisionnel 2017 ainsi que sur la trajectoire de la PPE, un peu plus élevée pour permettre une électrification plus importante du secteur de l'industrie. Une variante (consommation forte) a également été testée de manière à vérifier la robustesse des conclusions.

Cette analyse permet de conclure que le réseau actuel est aujourd'hui suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans. Les « filets de sécurité » mis en service en région PACA et Bretagne, respectivement en 2015 et 2018, ont permis de sécuriser ces zones de fragilité identifiées de longue date. Hormis le cas des métropoles et grandes agglomérations, dont l'évolution de la consommation demeure souvent encore légèrement orientée à la hausse, RTE ne prévoit donc pas d'adaptations structurantes du réseau pour des questions de consommation d'électricité.

En revanche, la transformation du mix de production confrontera le réseau électrique existant à ses limites sur la période du SDDR

Le réseau de transport d'électricité n'a, dans ses grandes lignes, pas fondamentalement évolué depuis les années 1990 et l'achèvement du programme électronucléaire. Au cours des 30 dernières années, il a été adapté en permanence mais à la marge, et sa structure générale demeure marquée par les choix des années 1970 et 1980.

Cette configuration n'est pas, en tant que telle, un problème pour la transition énergétique : le réseau est très peu congestionné, bien dimensionné, et le développement des EnR comme l'éolien se déroule aujourd'hui principalement dans des zones (Hauts-de-France, Grand Est) dans lesquelles le réseau était bien dimensionné.

Pour autant, l'augmentation du rythme d'installation des EnR, programmée dans la PPE et envisagée dans les autres scénarios utilisés pour l'élaboration du SDDR, devrait conduire progressivement à une évolution des flux qui parcourent le réseau, engendrant dans certains cas des surcharges sur certaines liaisons électriques si le réseau n'était pas adapté.

Afin de ne pas limiter l'évacuation de la production renouvelable et retarder les ambitions de la transition énergétique, ces zones de fragilité nécessiteront le déploiement de solutions flexibles voire des renforcements légers ou structurels, en fonction de la profondeur, de la durée et de la fréquence des contraintes susceptibles de survenir.

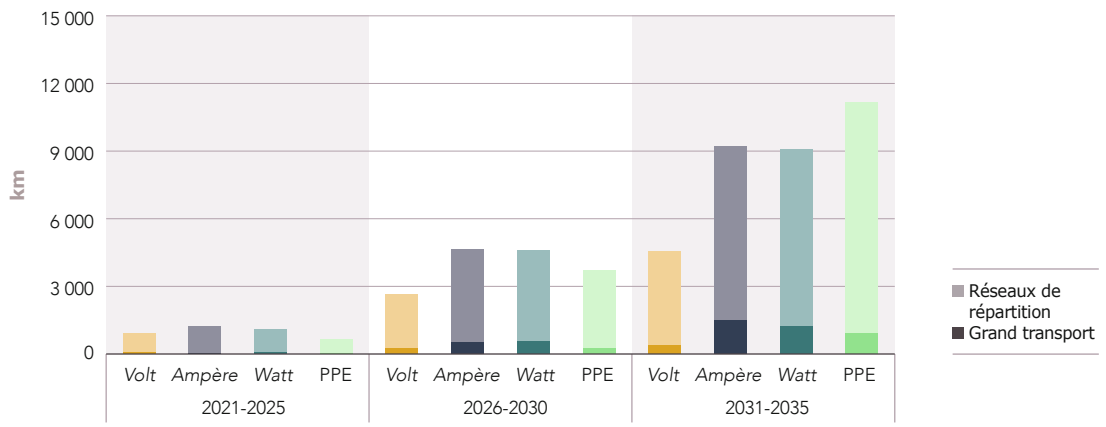
L'analyse détaillée menée dans le SDDR fait émerger trois conclusions principales.

Premièrement, quel que soit le scénario, **le niveau de contrainte devrait rester modeste à l'horizon 2025, et ne pas concerner plus de 2 % des liaisons du réseau.** Cela montre que l'infrastructure actuelle est bien dimensionnée et peut faire face encore plusieurs années aux raccordements de nouvelles installations de production renouvelable, moyennant des adaptations du type de celles qui sont aujourd'hui réalisées.

En second lieu, une tendance à l'intensification des contraintes apparaît clairement dans tous les scénarios, dès la seconde partie de la décennie 2020 : **les besoins d'adaptation du réseau apparaissent globalement corrélés à la trajectoire globale de développement des EnR.** À terme, le niveau de contraintes serait multiplié par trois sur le scénario *Volt* et jusqu'à cinq dans les scénarios *Ampère* et *Watt* (qui prévoient de multiplier respectivement par cinq et par six la capacité installée en éolien et en solaire).

Enfin, **cette tendance générale peut masquer des disparités importantes associées au détail de chaque scénario et aux configurations précises qui seront rencontrées sur le réseau.** Ainsi,

Figure 3.8 Évolution de la longueur de réseau en contrainte en cas d'absence d'actions de RTE (plus de 5 % du temps)



dans le scénario PPE (qui prévoit un productible renouvelable globalement identique par rapport à *Ampère*, mais avec une répartition interne différente se traduisant par une capacité solaire supérieure de 20 GW à *Ampère* en 2035), les contraintes s'intensifient encore : elles induiraient, sans adaptation, des surcharges sur plus de 10 % des lignes existantes du réseau électrique. De même, les différentes variantes étudiées sur le déclassement du nucléaire à l'horizon 2028-2035 montrent des impacts différenciés selon les stratégies envisageables.

Les réseaux de répartition rassemblent la majorité du volume de lignes en contrainte. Ils seront fortement sollicités par l'implantation massive des énergies renouvelables, alors qu'ils étaient initialement dimensionnés pour l'alimentation des sites de consommation. Ces réseaux verront ainsi leur rôle évoluer en favorisant, à tout instant, l'évacuation de la production EnR variable des régions productrices vers d'autres régions consommatrices. Quel que soit le scénario envisagé, les réseaux de répartition verront donc apparaître de nombreuses contraintes et nécessiteront alors des volumes importants d'adaptations, notamment en utilisant tous les leviers issus des solutions flexibles, afin d'évacuer efficacement la production décentralisée.

Le SDDR permet d'identifier des zones de fragilité qui devront à terme être renforcées par des adaptations structurantes

L'analyse des contraintes sur le réseau de grand transport (400 kV) met en exergue un volume plus faible de lignes en contrainte. Néanmoins, ces contraintes portent sur des liaisons qui constituent l'ossature du réseau électrique et permettent des transferts massifs d'énergie sur de longues distances. Les adaptations résultantes seront donc de nature plus structurelle que sur les réseaux de répartition.

Quatre zones de fragilité « nationales » ont été identifiées à titre principal.

Zone de fragilité 1 : Le Massif central et le centre

Dans tous les scénarios, l'implantation des énergies renouvelables en France et en Europe amplifie les flux traversants Nord↔Sud. Ces flux empruntent notamment les axes du Massif central, qui sont les plus anciens du réseau de grand transport, de capacité réduite, et peuvent donc devenir limitants. Cette problématique Nord↔Sud est moins prégnante qu'en Allemagne (aucune des configurations testées dans le SDDR ne conduit à des disparités production-consommation aussi forte qu'outre-Rhin) mais va néanmoins nécessiter des renforcements.

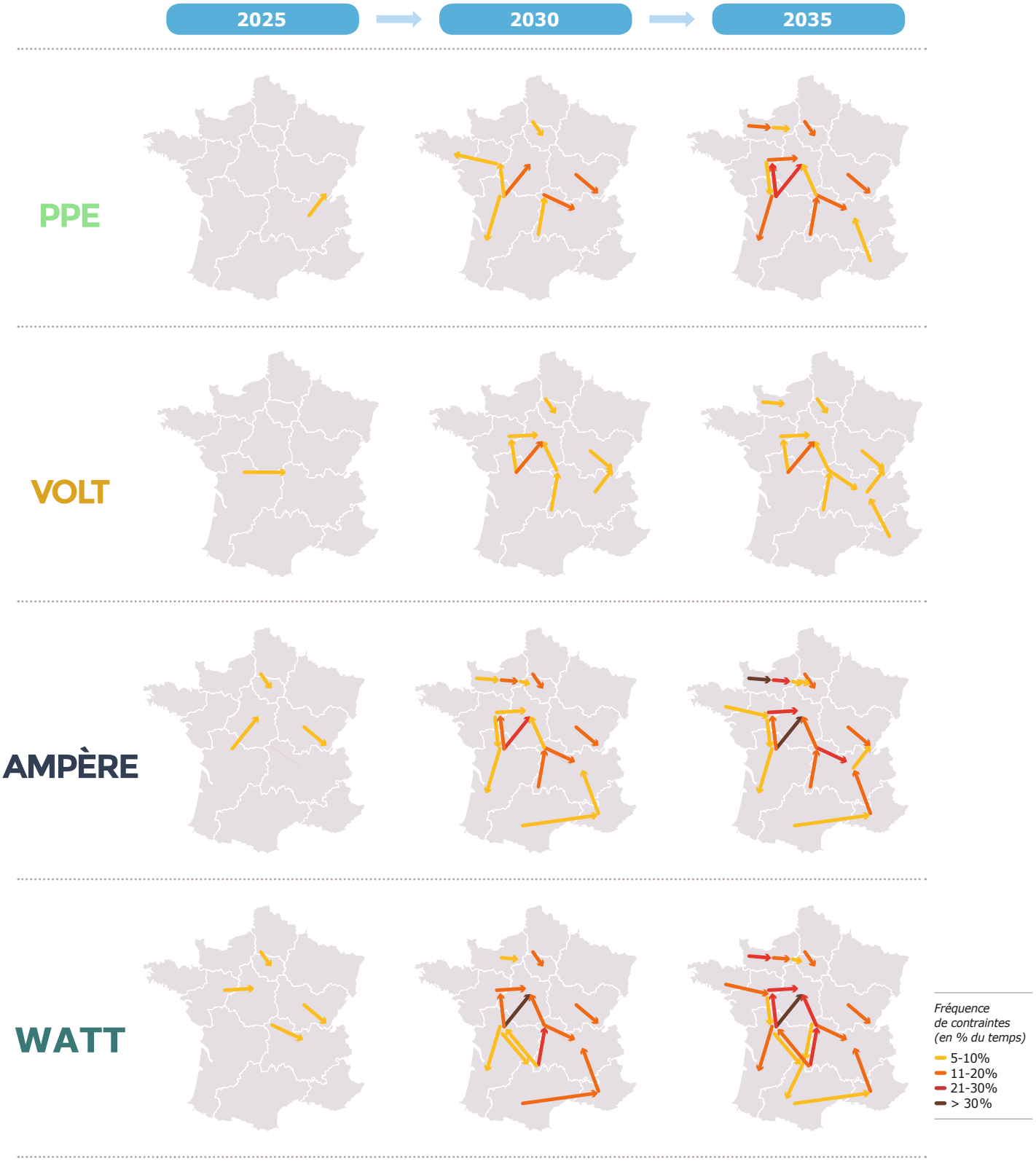
Zone de fragilité 2 : La façade atlantique

L'amplification des flux traversants Nord↔Sud se traduit également par une augmentation des transits sur les axes de la façade atlantique. Les contraintes sur cette zone deviennent de plus en plus fréquentes au fur et à mesure du développement de l'énergie solaire dans le sud-ouest et de l'implantation de fermes éoliennes offshore sur la côte atlantique. Avec la variabilité croissante de la production sur l'ensemble de l'Europe et le renforcement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, ce sont également les échanges avec la péninsule ibérique qui évoluent significativement et ont un impact sur les flux qui circulent sur ces axes. Enfin, le potentiel déclassement des réacteurs de la centrale nucléaire de Blayais pourrait intensifier les bouleversements des flux de cette zone. En cas de réalisation effective de l'ensemble de ces phénomènes, les réseaux de la zone devront donc faire l'objet d'adaptations structurantes pour répondre aux nouveaux besoins.

Zone de fragilité 3 : La zone Rhône - Bourgogne

La zone située autour de la vallée du Rhône et qui s'étend de la Bourgogne jusqu'à la région PACA est un carrefour important du réseau de grand transport. Les axes situés dans cette zone sont concernés par un accroissement des contraintes dans tous les scénarios. Le développement important de la production solaire majoritairement localisée dans le sud de la France, associé aux perspectives de déclassement nucléaire en vallée du Rhône (qui concentre 12 réacteurs nucléaires du palier 900 MW, dont une partie sera fermée entre 2028 et 2035 quel que soit le scénario considéré), constituent les facteurs les plus importants à prendre en compte pour l'expliquer. En complément, cette zone est aussi influencée par des échanges accrus avec la Suisse et l'Italie, notamment lorsque la production hydraulique est faible dans les Alpes et que les exports sont élevés.

Figure 3.9 Apparition de contraintes importantes sur le réseau de grand transport au regard des différents scénarios de transition énergétique étudiés



Les contraintes affichées sont celles obtenues avec les hypothèses centrales de localisation des hypothèses nationales

Zone de fragilité 4 : La zone Normandie - Manche - Paris

Cette zone est également susceptible d'être concernée par des files de contraintes allant des côtes jusqu'à la région parisienne, dans des proportions dépendant des scénarios considérés. Les scénarios *Ampère* et *Watt* ont comme point commun de reposer sur une cible très élevée pour les énergies marines[5], configuration dans laquelle les contraintes sur cette zone sont les plus importantes. Ces contraintes sont d'une ampleur légèrement inférieure dans le scénario de la PPE, dont le projet de décret publié début 2019 prévoit un développement plus limité de l'éolien en mer (que dans les scénarios *Ampère* et *Watt*) et l'absence de développement industriel d'hydroliennes. Les objectifs pour l'éolien en mer devraient toutefois être revus à la hausse dans la version finale de la PPE. De manière générale, l'implantation de parcs éoliens en mer dans la Manche dès 2022, et l'augmentation des échanges avec la Grande-Bretagne constituent des points communs à tous les scénarios.

Au-delà de ces zones « certaines », de nouvelles zones de fragilités peuvent émerger en cas de combinaisons défavorables ou de l'émergence de phénomènes nouveaux :

- **En cas de scénarios de déclassement nucléaire non-conforme au projet de PPE,** par exemple des scénarios privilégiant des déclassements nucléaires de sites uniquement concentrés sur les vallées de la Loire ou du Rhône, les réseaux de ces zones pourraient être fragilisés. De tels scénarios, étudiés au chapitre 12, pourraient conduire à identifier des renforcements importants sur le réseau de grand transport. Pour rappel, il est inscrit dans le projet de PPE que *« le Gouvernement a demandé à EDF de lui transmettre une liste de sites, définie de manière à minimiser l'impact économique et social, ainsi que sur le réseau électrique, des fermetures, en privilégiant des arrêts de réacteurs ne conduisant à l'arrêt complet d'aucun site nucléaire. L'analyse préliminaire de l'État, sur la base de l'âge des sites, de la date de leurs visites décennales, et de la vision industrielle et économique décrite par EDF dans sa contribution au débat public sur la PPE, orienterait vers la fermeture de 12 réacteurs supplémentaires en priorité parmi ceux des sites de Tricastin, Bugey, Gravelines, Dampierre, Blayais, Cruas, Chinon et Saint-Laurent ».* C'est cette hypothèse qui a servi de référence aux études.
- **En cas d'évolutions combinées du mix de production au-delà des ambitions affichées :** dans certaines zones, le développement de moyens de production massifs localisés aurait des impacts très importants sur le réseau électrique. Ce serait par exemple le cas en Manche – Mer du Nord si le développement de nouvelles interconnexions avec l'Angleterre et de plusieurs parcs éoliens en mer était combinée à l'arrivée de nouveaux réacteurs nucléaires qui seraient localisés sur des sites existants sur lesquels aucun réacteur actuel n'aurait été déclassé en compensation. L'impact du lancement éventuel d'un programme industriel de nouveaux réacteurs, comme esquissé dans le projet de PPE, ne fait pas partie des hypothèses de référence étudiées dans le SDDR, mais en cas de réalisation, certaines zones pourraient nécessiter de nouveaux renforcements structurants.

Tout renoncement sur les adaptations de réseau aurait des impacts économiques et environnementaux pour la collectivité

Les contraintes engendrées sur les réseaux se traduisent par des surcharges, c'est-à-dire des dépassements de la capacité[6] de transmission des liaisons. Afin de se prémunir de ces dépassements, des remèdes ponctuels ou structurels peuvent être apportés.

Après avoir pris les mesures pour optimiser la configuration du réseau existant (par exemple, en aiguillant différemment les flux), les remèdes ponctuels consistent à imposer des limitations localisées sur le parc de production. Ces limitations sont compensées par l'appel à une autre production, plus chère et généralement plus émettrice de gaz à effet de serre, en France ou à l'étranger, pour compenser la baisse de production locale et

5. En 2035, le développement industriel de 3 GW d'hydroliennes dans le Cotentin s'ajoute au développement de 15 GW d'éoliennes offshore réparties sur les côtes françaises
6. Chaque liaison du réseau est caractérisée par un transit maximal admissible d'énergie. Lorsque la température interne d'un câble augmente – sous l'effet des conditions climatiques (vent faible, température ambiante élevée) ou de fort transit – celui-ci se dilate et se rapproche du sol. Au-delà de certaines limites, des situations sont susceptibles de créer des arcs électriques et donc de représenter un danger pour les biens et personnes à proximité de l'ouvrage. Le respect de critères techniques sur les distances entre les lignes et l'environnement extérieur, définies par arrêtés techniques, limite la capacité de transit des ouvrages.

maintenir l'équilibre du système électrique. Cette action de modification du plan de production par le gestionnaire de réseau de transport pour résoudre des contraintes sur le réseau est appelée *redispatching.* Les dépenses associées sont comptabilisées comme des dépenses d'exploitation (OPEX).

Les remèdes structurels consistent à adapter le réseau (à parc inchangé), en créant de nouvelles lignes ou en renforçant certaines autres. Les dépenses associées relèvent de l'investissement (CAPEX), et sont amorties sur de longues périodes (jusqu'à 45 ans pour les postes et les liaisons aériennes).

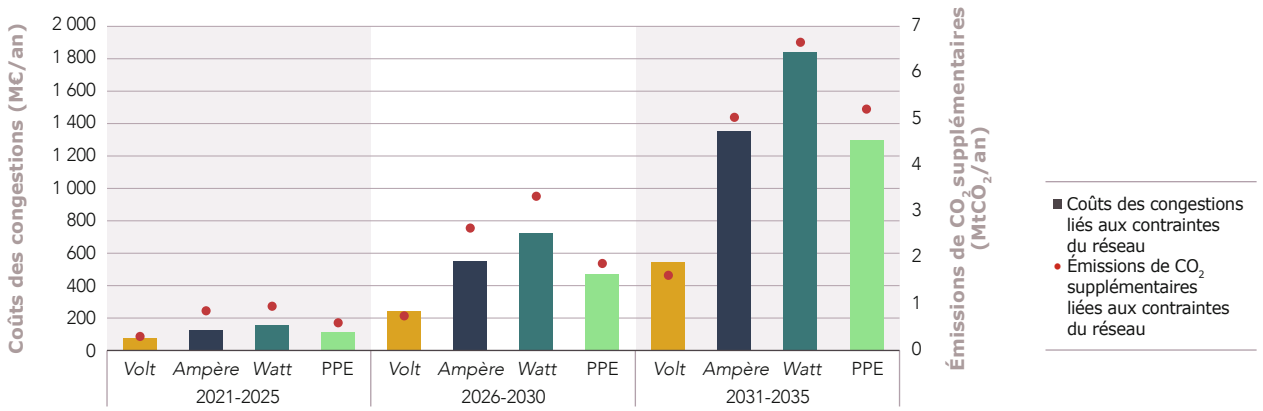
En France, le dimensionnement actuel du réseau électrique français induit peu de contraintes et donc, de faibles surcoûts liés aux limitations (de l'ordre d'une dizaine de millions d'euros en 2017). En Allemagne, l'arrivée massive des énergies renouvelables sur un réseau faiblement adapté (fragilité structurelle importante entre le Nord et le Sud) nécessite de limiter la production renouvelable et de recourir à des moyens compensateurs de production entraînant un surcoût de près d'un milliard d'euros[7] en 2017. Afin de remédier à cette situation, le plan de développement du réseau allemand est extrêmement ambitieux : il est prévu de construire plusieurs liaisons à courant continu (HVDC) qui traverseront le pays du nord au sud pour une capacité totale de 6 GW (à titre de comparaison, l'interconnexion HVDC avec l'Espagne mise en service en 2015 permet de transiter 2 GW), en plus de renforcements à faire sur le réseau alternatif. Au total, les investissements sur le réseau de grand transport allemand sont évalués à plus de 40 milliards d'euros d'ici 2030, uniquement sur la très haute tension (lignes 225 kV et 400 kV) et sans compter le développement du réseau en mer.

Au fur et à mesure de la diversification du mix électrique, les nouveaux flux issus de l'arrivée des énergies renouvelables induiront donc des contraintes sur le réseau électrique français qui, sans adaptation, engendreraient des désoptimisations importantes.

Sans adaptation du réseau, les surcoûts de production du système électrique résultant de ces désoptimisations pourraient dépasser un milliard d'euros à l'horizon 2035 dans des scénarios de forte croissance des EnR (dont le scénario PPE), avec des limitations massives des productions d'origine renouvelable ou nucléaire[8].

Ces désoptimisations se traduiraient également par un effet négatif sur les émissions : **dans le scénario de la PPE, l'absence d'adaptation du réseau conduirait à des émissions supplémentaires d'environ 5 $MtCO_2$ chaque année sur la période 2031-2035,** liées à un recours plus important à la production thermique fossile (en particulier dans les pays voisins).

Figure 3.10 Impact des contraintes en l'absence d'adaptations du réseau



7. TenneT Holding BV, *Integrated annual report 2017*
8. Les modifications à la baisse du parc de production nucléaire afin de résoudre des congestions sur le réseau électrique dépendront des capacités de modulation de cette production aux horizons considérés.

3.3 Jusqu'à 50 GW de capacité EnR installée (horizon 2025) : une adaptation à la marge de l'infrastructure actuelle est possible en poussant son optimisation

À court terme, il est possible de pousser plus loin l'optimisation des lignes actuelles pour repousser les solutions structurelles et réduire le besoin d'adaptation

Aujourd'hui, l'enjeu principal est de favoriser l'accueil des énergies renouvelables sur le réseau dans les meilleures conditions. Cela nécessite, d'une part, des créations spécifiques d'ouvrages, et d'autre part, des adaptations du réseau amont lorsque celui commence à saturer, comme par exemple dans la région Hauts-de-France où une capacité importante de production renouvelable a déjà été accueillie.

L'enjeu est donc de déterminer quand il est nécessaire d'engager des renforcements structurels du réseau, notamment lorsque les phénomènes de saturation portent sur des durées relativement faibles et ne traduisent pas encore un phénomène de saturation structurel tel que l'on peut le voir en Allemagne par exemple. En effet, les phénomènes de saturation observés correspondent plutôt à des situations d'encombrement passager dans certaines configurations particulières.

RTE a exploré, dans le SDDR, tous les moyens de remédier à ce type de contraintes sans renforcement structurel, de manière à adapter le réseau au meilleur coût. Ceci implique, d'une part, de pouvoir s'appuyer sur un ensemble de solutions de flexibilités fiables sur le plan technique et que les éventuels freins réglementaires à l'utilisation de ces flexibilités soient levés et, d'autre part, l'acceptation par la collectivité du principe de « dimensionnement optimal » des réseaux.

Si ces deux conditions sont réunies, l'infrastructure actuelle pourra faire face encore pendant quelques années aux raccordements de nouvelles installations de production renouvelable sans nécessiter d'adaptation majeure.

Les solutions de flexibilités offrent des alternatives aux renforcements structurels

L'insertion des *smart grids* sur les réseaux est un mouvement de fond dans l'environnement du système électrique, qui se traduit par des projets divers. Depuis plusieurs années, RTE s'est engagé dans de nombreux démonstrateurs (expérimentation « *Smart Grid* Vendée », projet *RINGO)*. RTE a par ailleurs structuré une démarche d'évaluation économique de l'intérêt des *smart grids* en coordination avec l'ADEME, l'ADEeF et Enedis, formalisée par deux rapports remis aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie respectivement en 2015[9] et 2017[10].

Le panier de solutions flexibles en cours de généralisation pour exploiter tout le potentiel des infrastructures existantes comprend l'utilisation à grande échelle du « *dynamic line rating* » » (détermination dynamique des capacités de transit des lignes), l'utilisation d'automates topologiques et d'automates de limitation de production. À ces solutions, d'autres s'ajoutent avec des degrés de maturité différents.

- Certaines ont pour objet de capter l'état du réseau en temps réel et de fournir une information sur les capacités de transit optimal des ouvrages, ou sur l'état de fatigue des matériels.
- D'autres auront la capacité d'agir *via* des automatismes sur la répartition des flux sur le réseau :
  - des solutions internes existent pour ré-aiguiller les flux vers des liaisons moins sollicitées ;

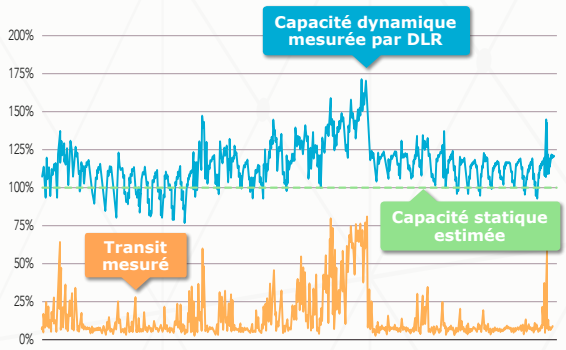
9. Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents – méthodologie et premiers résultats, juillet 2015
10. Réseaux électriques intelligents – valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble, septembre 2017

Exemple 1 : Capter en temps réel la capacité des lignes *via* le *Dynamic Line Rating* (DLR)

Chaque ligne composant le réseau de transport dispose d'une capacité de transit statique. Cette caractéristique est estimée à partir d'hypothèses conservatrices pour préserver la sécurité des biens et des personnes. Grâce à des mesures réalisées *in situ*[11], le DLR affine cette évaluation, et détermine en temps réel la capacité de transit des lignes aériennes concernées, en fonction des conditions météorologiques locales (température ambiante, ensoleillement et vitesse du vent).

Lorsque les conditions climatiques sont favorables, les transits admissibles sur la ligne peuvent alors être supérieurs à la capacité statique tout en garantissant la sécurité des biens et des personnes. Or, les lignes aériennes évacuant de la production éolienne sont justement sollicitées lorsque les conditions climatiques sont favorables (le vent augmentant la capacité de transit d'une ligne aérienne). Dans ces conditions, le DLR optimise les capacités d'accueil de production en limitant les besoins d'adaptation du réseau.

Figure 3.11 Capacité de transit d'une ligne 63 kV sur deux mois (valeurs ramenées à la capacité statique de la ligne)



Exemple 2 : Agir en temps réel sur l'aiguillage des flux sur le réseau *via* les automates topologiques

Des automates dits « topologiques » surveillent les flux sur les lignes et modifient les aiguillages du réseau en cas d'incident afin de modifier les transits et résoudre la surcharge, c'est-à-dire les situations où le transit dans une ligne dépasse sa capacité de transit admissible. Ces automates limitent l'ampleur et la durée d'une contrainte sur le réseau et évitent dans certains cas la mise en œuvre d'investissements structurants.

Jusqu'à présent, les automates installés sur le réseau avaient une action essentiellement locale : à la détection d'une contrainte sur un ouvrage, un ordre est envoyé à un unique matériel (par exemple un disjoncteur). Des solutions plus complexes sont en cours de développement : les automates dits de zones. Ces systèmes gèrent des contraintes sur des zones étendues jusqu'à environ 30 postes, ce qui peut représenter un territoire de 10 000 km², comme notamment dans le projet de Melle-Lonchamp. Ces dispositifs établissent un diagnostic sur l'ensemble du périmètre surveillé en identifiant les différentes actions à mettre en œuvre pour résoudre des contraintes multiples et interdépendantes sur le réseau. Ils accompagnent ainsi l'arrivée massive et décentralisée des énergies renouvelables.

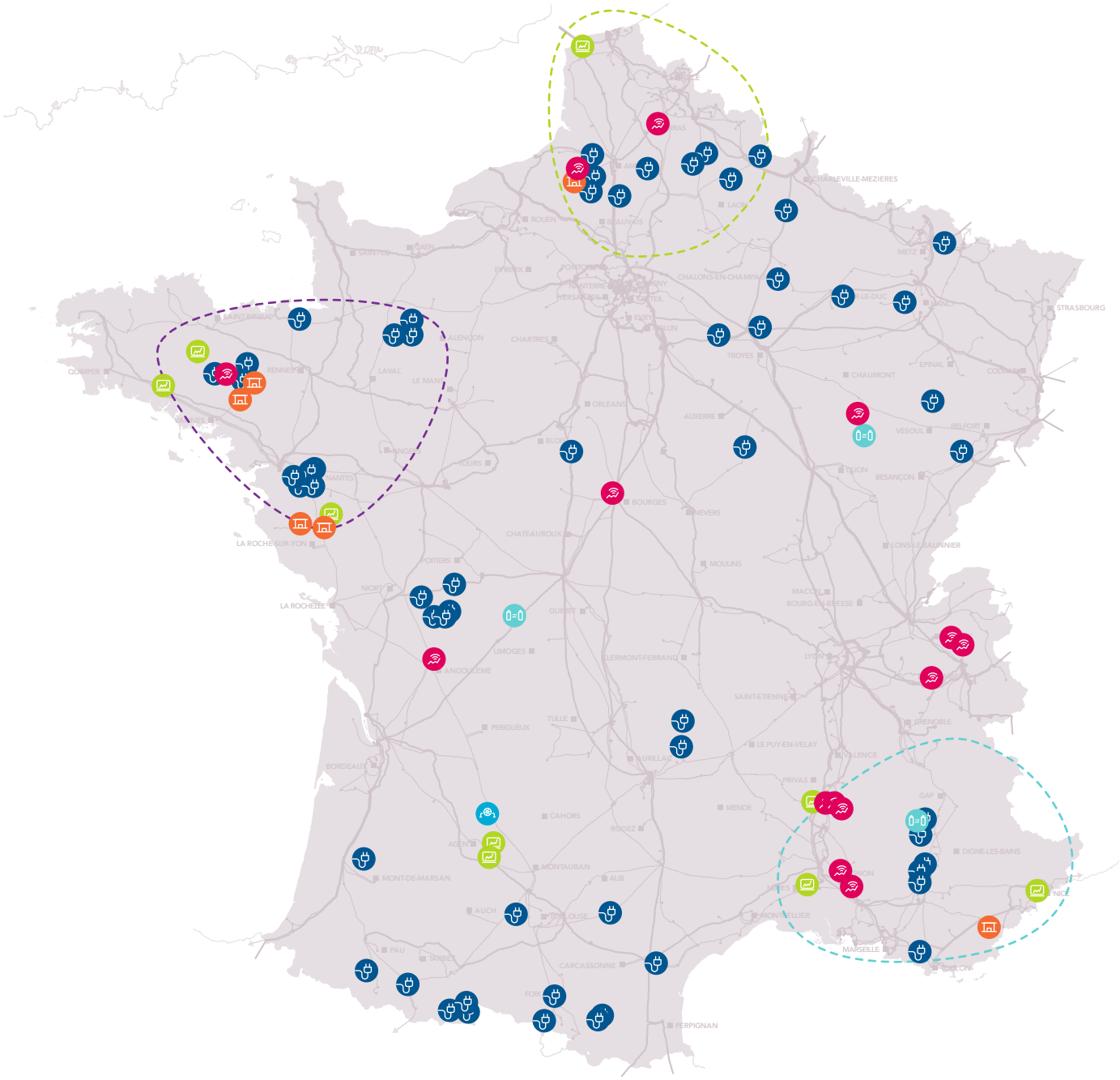
Exemple 3 : Agir en temps réel sur les injections sur le réseau *via* les automates de limitation de production

Les automates dits « de limitation de production » agissent de façon rapide et ciblée sur les parcs de production variables, en cas d'apparition de contraintes sur le réseau électrique. Ces automates écrêtent la production ponctuellement, jusqu'à ce que les flux reviennent à des niveaux admissibles pour le réseau électrique. En l'absence d'automates, la gestion des surcharges liées à l'évacuation de la production renouvelable nécessiterait des limitations de production plus importantes car moins rapides et moins bien ciblées, ou des adaptations structurelles du réseau pour renforcer les liaisons existantes.

L'accès aux flexibilités de la production, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution rend donc possible une diminution des investissements structurants en contrepartie d'une limitation très restreinte de la production EnR.

11. Plusieurs technologies de Dynamic Line Rating peuvent être utilisées : avec et sans capteur sur l'ouvrage, avec et sans station météorologique dédiée.

Figure 3.12 Principales solutions flexibles en développement



- Automate de production
- Poste Nouvelle Génération
- Monitoring
- Dynamic Rating line
- Modules compacts de régulation des transits
- *Ringo*

LES ZONES RÉSEAU ÉLECTRIQUE INTELLIGENT

- Flexgrid
- Smile
- You&Grid

- des solutions tierces émergent pour modifier les injections et les soutirages d'énergie (voir chapitre 9).

Ces différentes solutions nécessitent le renforcement de l'ossature numérique, ce qui implique des investissements et engage des charges régulières, à rapporter aux bénéfices qu'elles induisent pour la collectivité (voir chapitre 4).

D'autres solutions, prospectives, sont en cours de test (par exemple les batteries), et décrites au chapitre 9.

Parmi les solutions envisagées, les automates de limitation de production et les DLR figurent parmi les solutions les plus matures techniquement pour être utilisées en complément des solutions structurantes.

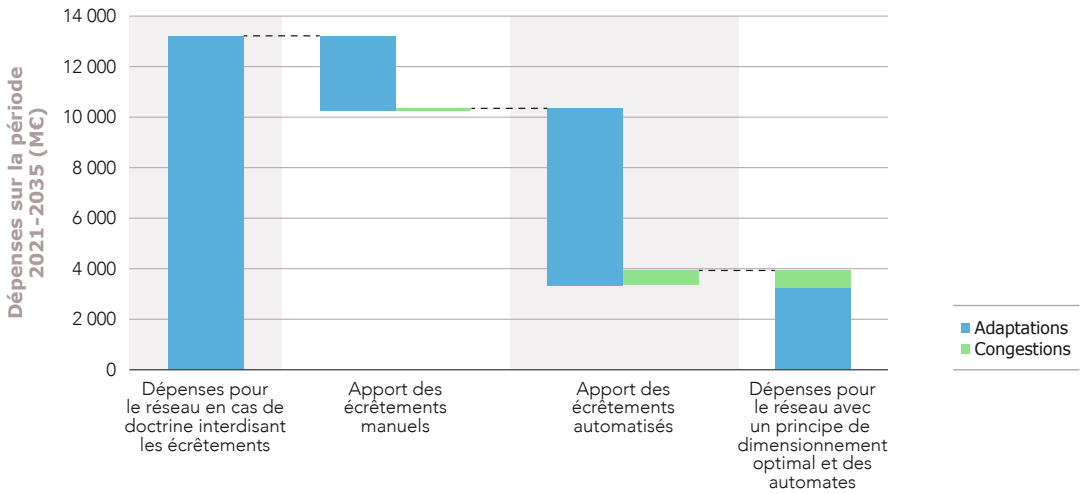
Le « dimensionnement optimal » du réseau : une condition nécessaire pour pouvoir pousser plus loin l'optimisation des infrastructures existantes

La mise en œuvre des automates de limitation de production, et plus globalement des écrêtements sur les énergies renouvelables, qu'ils soient manuels ou automatiques, repose sur l'acceptation d'un principe de dimensionnement économique optimal du réseau pour la collectivité.

Par principe, la détermination du « bon » dimensionnement du réseau doit reposer sur la recherche d'un optimum entre les coûts pour la collectivité des limitations d'une part et des infrastructures de réseau d'autre part. Ce principe a toujours été en vigueur en France, où les approches probabilistes sont depuis longtemps utilisées pour réaliser les études et prendre les décisions, en cherchant l'optimum pour résoudre des contraintes sur le réseau entre le coût des investissements nécessaires et celui des modifications du programme de production permettant de résoudre la contrainte.

Du fait de la variabilité et de la flexibilité de la production renouvelable, les termes de cet arbitrage économique se posent néanmoins différemment aujourd'hui. De rares écrêtements de la production évitent en effet de construire des infrastructures de réseau dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année et permettent donc de limiter les investissements. Toutefois, jusqu'à récemment, la mise en œuvre de ces écrêtements devait être assurée en manuel par les opérateurs de réseau, ce qui a limité l'impact de cette solution.

Figure 3.13 Impact de la mise en œuvre du principe de dimensionnement optimal sur les investissements HTB1 (63-90 kV) dans le scénario PPE

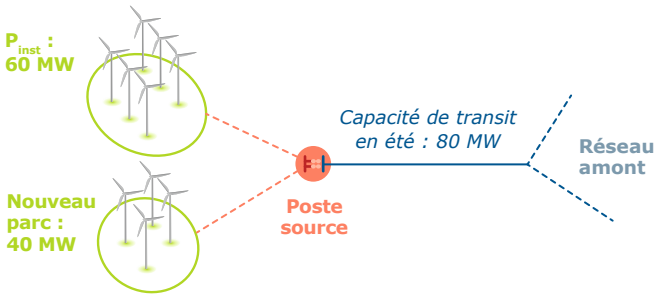


Les écrêtements de production renouvelable pour la résolution de congestions sur le réseau

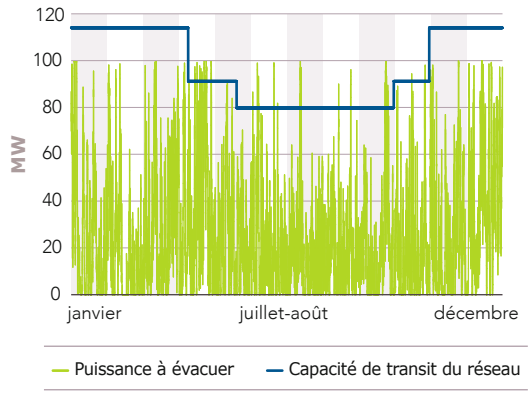
Cet encadré vise à illustrer (i) l'apport des écrêtements manuels dans le dimensionnement du réseau et (ii) les bénéfices supplémentaires associés à l'utilisation d'automates de limitation de la production renouvelable.

Figure 3.14 Évacuation de la production de parcs éoliens fictifs *via* une ligne en antenne

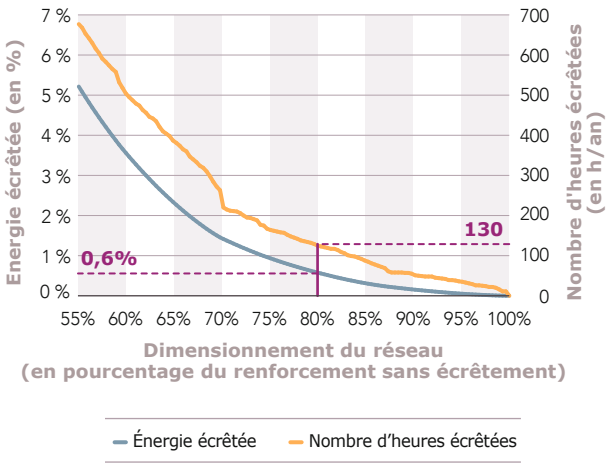
a. Schéma du réseau



b. Puissance éolienne instantanée et capacité d'évacuation du réseau sur une année



c. Écrêtement en durée et en énergie sur ce cas fictif



Principe de dimensionnement du réseau avec recours à l'écrêtement

La situation simplifiée d'une ligne du réseau de répartition évacuant de la production éolienne (voir figure 3.14.a) met en évidence la pertinence économique de l'écrêtement de production. Dans un tel cas de figure, l'ajout d'un parc éolien supplémentaire peut générer des contraintes sur la ligne existante.

La production renouvelable cumulée étant fortement variable, elle atteint la puissance totale installée seulement quelques heures par an. D'autre part, la capacité de transit des lignes du réseau varie en fonction des saisons afin de prendre en compte les conditions climatiques. En hiver, les faibles températures refroidissent les lignes ce qui permet d'augmenter leur capacité de transit tout en garantissant la sécurité des biens et des personnes. En acceptant de ne pas évacuer la production éolienne dans certaines situations ponctuelles, notamment en été lorsque la capacité de transit des lignes est plus faible et en période de fort productible (voir figure 3.14.b), un nouveau parc peut parfois être raccordé au réseau sans faire de travaux. En contrepartie, il est alors nécessaire d'écrêter une partie de la production éolienne quelques dizaines d'heures par an. Cela conduit à une limitation très faible de l'énergie annuelle produite (voir figure 3.14.c). Par exemple, sur le cas fictif proposé, si la capacité de transit sur la ligne existante correspond à 80 % de la puissance totale installée, il suffit de limiter la production 130 heures par an et l'énergie écrêtée ne représente que 0,6 % du productible annuel[12].

Accepter d'écrêter une partie de l'énergie produite pendant les pics de production permet d'accueillir une capacité de production plus importante à un coût moindre, car le coût d'écrêter la production éolienne quelques dizaines d'heures par an reste très inférieur à celui d'une augmentation de la capacité de transit à hauteur de la puissance maximale installée. D'un point de vue économique pour la collectivité, cette solution est pertinente tant que la valeur de l'énergie « perdue » (correspondant au coût de mobilisation d'un moyen de production pour compenser cette énergie non évacuée) est inférieure au coût de développement du réseau. La perte pour le producteur sera par ailleurs compensée selon les modalités contractuelles en cours de concertation.

12. Ce niveau de limitation de la production ne sera pas atteint sur l'ensemble des lignes du réseau. Ainsi, en moyenne, l'énergie non évacuée représentera seulement 0,3 % de la production renouvelable après mise en œuvre des limitations de production, à l'horizon 2035.

La gestion automatisée des écrêtements, un levier d'optimisation supplémentaire

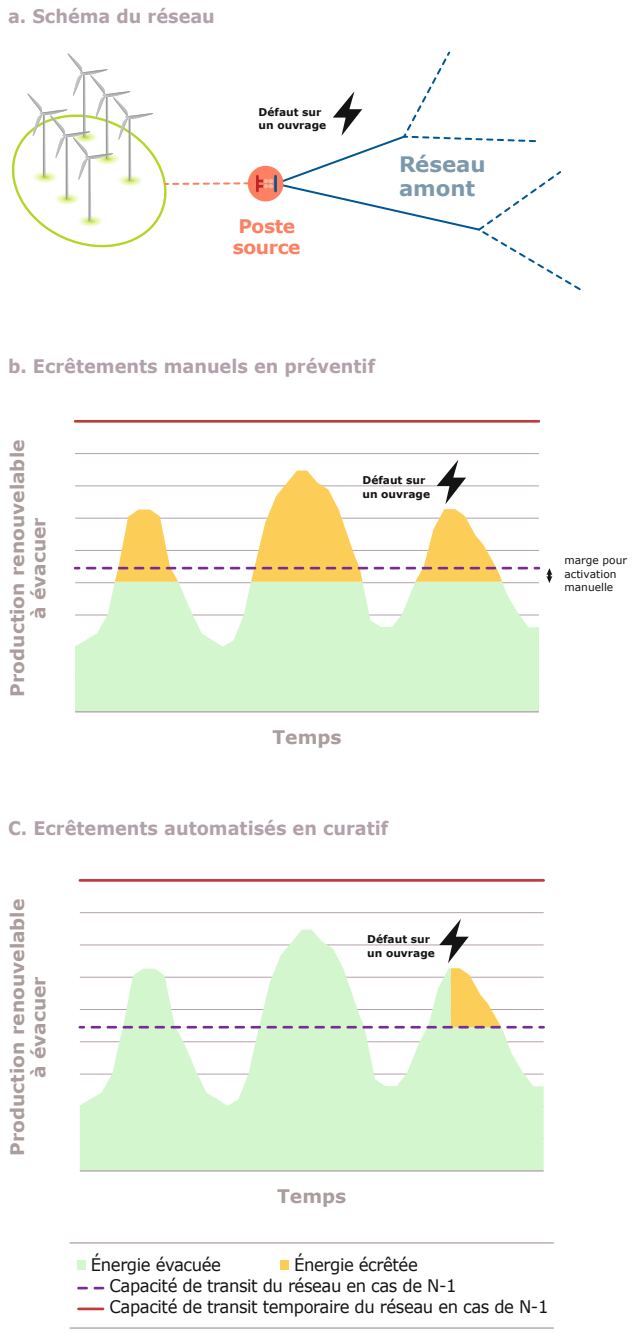
L'apport des automates de limitation de la production peut être illustré dans le cas d'un réseau maillé, c'est-à-dire un réseau pour lequel la production renouvelable peut être évacuée par plusieurs lignes. Dans ce cas de figure, afin de ne pas porter atteinte au matériel et aux personnes, le réseau doit être dimensionné pour être exploitable même en cas d'indisponibilité fortuite d'un ouvrage (situation de « N-1 »). Si un incident survient sur un ouvrage, le report de transit sur les ouvrages fonctionnels ne doit pas dépasser leur capacité de transit. Dans ce cas, sans possibilité d'écrêtements, il faudrait augmenter la capacité de transit des ouvrages de la zone.

Pour un faible nombre d'heures d'écrêtement (de l'ordre de 50 heures par an au maximum), le pilotage de la production renouvelable peut être effectué manuellement par les opérateurs du réseau. Il s'agit pour ces derniers d'anticiper l'apparition éventuelle d'un défaut sur le réseau et d'écrêter préventivement la production renouvelable (voir figure 3.15.b) pour qu'en cas d'incident effectif sur le réseau, le transit sur la ligne fonctionnelle ne dépasse pas sa capacité de transit.

Les automates agissent avec une grande fiabilité sur la production renouvelable, ce qui permet d'étendre leur utilisation à des congestions plus régulières sur le réseau allant jusqu'à plusieurs centaines d'heures de limitations par an. De plus, les automates sont capables d'agir de façon rapide et peuvent ainsi exploiter la surchargeabilité du réseau, c'est-à-dire sa capacité à faire transiter une puissance supérieure à la capacité de transit pendant des délais très courts de l'ordre de la minute, sans porter atteinte au matériel et aux personnes (cette surcharge temporaire admissible est elle-même limitée et nécessite un écrêtement préventif en cas de dépassement). Contrairement à l'écrêtement manuel préventif, en cas d'incident seulement, si le transit sur la ligne fonctionnelle dépasse temporairement la capacité de transit, l'automate ramène le transit sous ce seuil (voir figure 3.15.c). L'activation est qualifiée de curative car la limitation de production est déclenchée après l'incident.

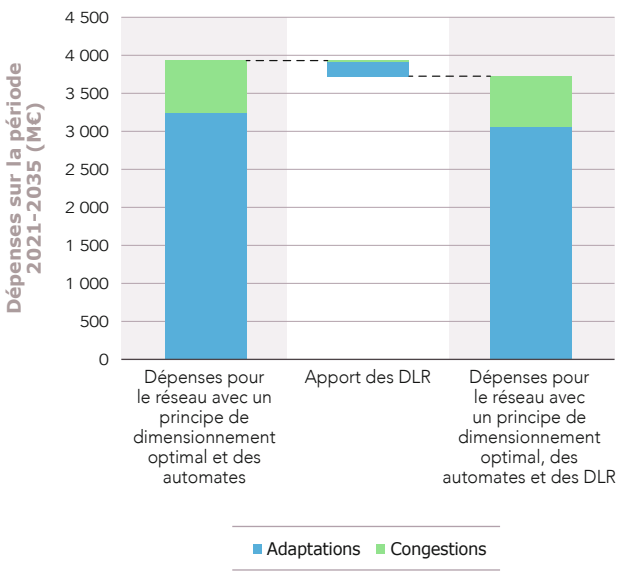
Les automates de limitation de la production renouvelable permettent ainsi d'exploiter au mieux la capacité du réseau existant, ce qui limite le besoin de renforcement ou de création de nouveaux ouvrages et, à réseau donné, de diminuer fortement le volume d'énergie écrêtée par rapport à un écrêtement manuel.

Figure 3.15 Évacuation de la production renouvelable de parcs éolien *via* un réseau maillé et apport des automates



Pousser cette logique pour obtenir des résultats très significatifs sur le plan économique est désormais possible en s'appuyant sur les automates de limitation de production, qui permettent des écrêtements plus restreints et plus ciblés des productions renouvelables que la gestion « manuelle ».
Ces automates permettent d'accueillir de nouveaux parcs de production sans travaux supplémentaires (dans une certaine mesure cependant, au-delà de laquelle des investissements structurels deviennent nécessaire au regard de l'optimum de coûts évoqué plus haut). Ils agissent pour limiter la production EnR locale, sur des périodes réduites, lors de situations de fort productible EnR, à réseau complet ou en situation d'incident et leur action très rapide permet de maintenir les flux sur le réseau en deçà des capacités de transit des ouvrages existants (voir encadré). Sans ces automates, des limitations « manuelles » de la production restent possibles mais elles représentent un volume plus important car elles doivent être réalisées de manière préventive (avant même qu'un incident ne survienne). Sur le plan économique comme sur celui de l'acceptabilité, le déploiement des automates constitue donc une solution à privilégier pour adapter les réseaux car il permet des écrêtements plus ciblés qui permettent de réduire fortement le volume d'énergie écrêtée par rapport à des écrêtements manuels.

Figure 3.16 Impact de la mise en place de la flexibilité *Dynamic Line Rating* sur les investissements HTB1 (63-90 kV) dans le scénario PPE



Le « dimensionnement optimal » du réseau conduit à diviser par deux les besoins d'investissements pour adaptation sur la période du SDDR

L'application du principe de dimensionnement optimal du réseau, associé à l'utilisation d'automates conduit à des économies considérables sur les investissements structurels, en évitant certains investissements de réseau dont l'utilité n'est avérée que pour des situations peu fréquentes, et donc non rentables pour la collectivité :

- sur l'ensemble de la période SDDR, il rend possible une division par deux des investissements pour adapter les réseaux de répartition, conduisant à une économie de l'ordre de 7 milliards d'euros sur la période ;
- en valeur absolue, les investissements liés à l'adaptation des réseaux de répartition pourraient passer de 500 à environ 200 millions d'euros par an sur la période 2021-2025, et donc s'inscrire en baisse.

En contrepartie, des écrêtements de production renouvelable sont nécessaires et surviendront dans de rares cas, afin de décongestionner le réseau électrique, notamment lors de situations d'incident. **Compte tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables et de la variété des configurations du réseau, le volume écrêté ne serait que de 0,3 % en moyenne sur l'ensemble de la production à l'horizon 2035.**

Dans cette équation, le gain économique apporté par les DLR est plus faible que celui des automates : le DLR n'est efficace que si l'ensemble de la ligne est exposé uniformément au vent et si les marges permises par le DLR sur les capacités des liaisons électriques sont synchrones avec les périodes d'évacuation des énergies renouvelables les plus contraignantes.

Figure 3.17 Flexibilités à déployer sur le réseau en complément des adaptations structurelles afin d'optimiser le niveau global d'investissements

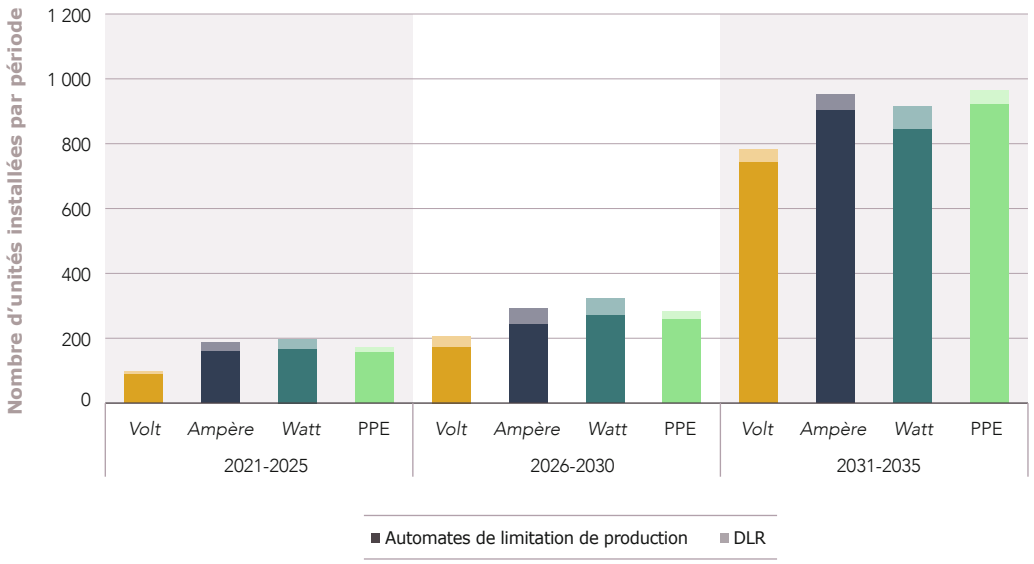
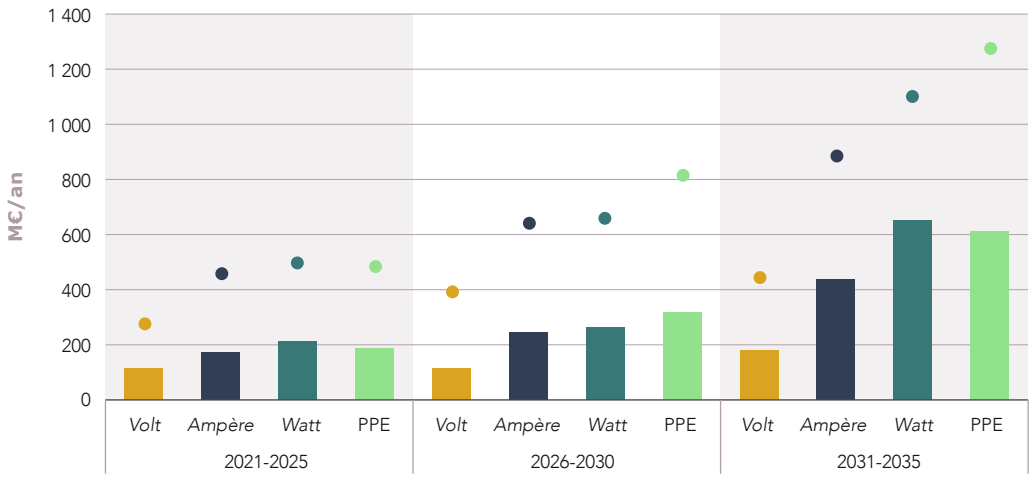


Figure 3.18 Investissements sur les réseaux de répartition, avec ou sans l'apport des flexibilités



■ Investissements sur les réseaux de répartition avec le principe de dimensionnement optimal et la mise en œuvre des flexibilités
● Investissements nécessaires en cas de non dimensionnement optimal

La volonté de pousser plus loin l'optimisation des ouvrages nécessite une politique de déploiement rapide d'automatismes sur les lignes existantes, c'est-à-dire passer du stade de l'expérimentation au stade de l'industrialisation. En considérant une utilisation maximale des automates de limitation de production et des DLR, c'est-à-dire à chaque fois que ces solutions sont les plus optimales pour résoudre les contraintes, **près de 1 500 dispositifs de flexibilité devraient être déployés sur le réseau à l'horizon 2035.**

Le déploiement des flexibilités ne peut pas répondre à toutes les situations. Notamment, elles ne sont pas adaptées à la résolution des contraintes de forte amplitude sur le réseau électrique. Au-delà d'un certain seuil, l'adaptation structurelle de l'infrastructure est la solution la plus pertinente pour répondre à ces congestions.

Pour bénéficier des leviers de flexibilité, des évolutions techniques et réglementaires sont nécessaires

Les flexibilités, en plus d'apporter de la souplesse sur le réseau d'électricité, présentent un certain nombre d'avantages comme leur modularité (redéploiement possible d'un site à un autre), leur coût, et leur rapidité de déploiement. Néanmoins, certaines solutions flexibles, comme les automates de limitation de production, ne sont pas aujourd'hui accessibles à une échelle industrielle sans prérequis techniques et réglementaires.

RTE propose de mettre en œuvre une stratégie industrielle spécifique et exigeante (voir chapitre 4) afin de renforcer l'ossature numérique sur la période 2021-2030 et garantir la mise en œuvre technique des flexibilités. Les renforcements nécessaires sur l'ossature numérique visent :

- à répondre aux besoins de vieillissement *via* le renouvellement des systèmes de contrôle-commande obsolescents (paquet 0) ;
- à compléter le dispositif vital de sûreté du système électrique (paquet 1) en étendant le réseau de télécommunication sur les sites présentant une importance vitale ;
- à maintenir la performance technique et économique du réseau (paquet 2) :
  - en étendant le réseau de télécommunication sur environ 500 nouveaux sites pour maintenir l'alimentation des clients en cas de coupure,
  - en instrumentant le réseau électrique par les solutions numériques (avec notamment près d'un milliers d'automates à la cible),
  - en déployant des outils performants pour superviser flux et matériels.

La mise en œuvre de ces trois paquets permet de renforcer l'ossature numérique et rend possible un déploiement à grand échelle des flexibilités, en favorisant tous les échanges de données de la captation à la prise de décision. En conséquence, le réseau pourra donc être exploité au plus près de ses limites, évitant ainsi une part importante d'investissement pour l'adaptation et le renouvellement du réseau.

D'autres prérequis sont également nécessaires à l'utilisation des solutions flexibles mais ne dépendent pas uniquement de RTE. La mise en œuvre systématique des flexibilités (et notamment des automates de limitation de production) sous-entend l'acceptation collective du principe de dimensionnement optimal du réseau *via* la mise en œuvre de limitations ponctuelles de la production renouvelable. Ce principe conduit à faire évoluer le cadre technique et contractuel entre gestionnaires de réseau et producteurs afin de faciliter la commandabilité des moyens de production raccordés sur le réseau de transport ou sur le réseau de distribution, *via* des dispositifs automatiques.

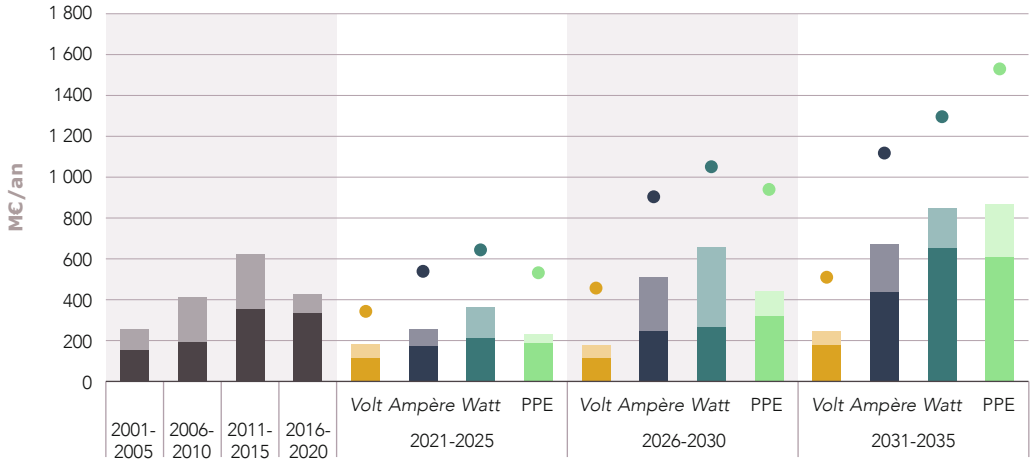
3.4 À partir de 50 GW d'énergies renouvelables terrestres, des adaptations structurantes seront nécessaires sur le réseau de transport

Les adaptations dépendent de la dynamique d'installation des énergies renouvelables

Les travaux de simulation montrent de manière claire que les besoins d'adaptation du réseau dépendent principalement du rythme projeté de développement des EnR. Des similitudes apparaissent ainsi entre les différents scénarios :

- Sur la période 2021-2025, les besoins d'adaptation (toujours hors raccordement) sont modérés (environ 200 M€/an sur le scénario PPE) si les principes évoqués ci-dessus sont mis en œuvre. Dans le scénario de la PPE, la cible de 50 GW pour l'éolien terrestre et le solaire est atteinte à l'horizon 2025 avec un réseau dont l'emprise géographique demeure très semblable à celle d'aujourd'hui.
- Sur la période 2026-2030, les besoins d'adaptation se situent à la hausse (environ 450 M€/an sur le scénario PPE) sans excéder le niveau des années 2010-2020. Ces adaptations sont particulièrement nécessaires lorsque l'arrivée des énergies renouvelables est à la fois ambitieuse et rapide.
- Sur la période 2031-2035, dans les scénarios présentant un rythme de développement des énergies renouvelables proche de celui envisagé dans la PPE, les besoins d'adaptation seront probablement en forte croissance (environ 850 M€/an sur le scénario PPE) en raison d'un effet de saturation croissant des réseaux existants lié à la poursuite des ambitions renouvelables. Cette échéance doit être regardée avec plus de prudence du fait de l'ensemble des incertitudes associées : au-delà de l'évaluation précise des montants financiers, la conclusion principale du SDDR pour cette période est que des restructurations importantes seront nécessaires sur tous les niveaux de tension du réseau.

Figure 3.19 Évolution des investissements sur l'ensemble du réseau en fonction des scénarios de transition énergétique et de la mise en œuvre des leviers de flexibilités



■ Investissements sur le réseau de grand transport
■ Investissements sur les réseaux de répartition avec le principe de dimensionnement optimal et la mise en œuvre des flexibilités
● Investissements nécessaires en cas de non dimensionnement optimal

Ces analyses montrent qu'à compter d'un certain seuil, les solutions ponctuelles permettant d'optimiser l'utilisation des lignes existantes ne suffisent plus. Des renforcements structurels sont alors nécessaires.

Sur la base des études, ce seuil se situerait à une cinquantaine de GW de capacité installée pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, soit un doublement par rapport à la capacité actuelle. Cette évaluation dépendra en pratique des scénarios précis de localisation des futures installations renouvelables et de l'ensemble des autres paramètres, mais l'ordre de grandeur semble constituer une référence pertinente :

- en dessous de 50 GW, les besoins d'adaptation se situent dans le prolongement de la tendance historique, voire légèrement inférieurs si les leviers de flexibilité sont mis en œuvre ;
- au-delà de 50 GW, les phénomènes de saturations associés à l'installation de plus de 5 GW/an de nouvelles capacités renouvelables, conduit nécessairement à des adaptations importantes de l'infrastructure de transport d'électricité.

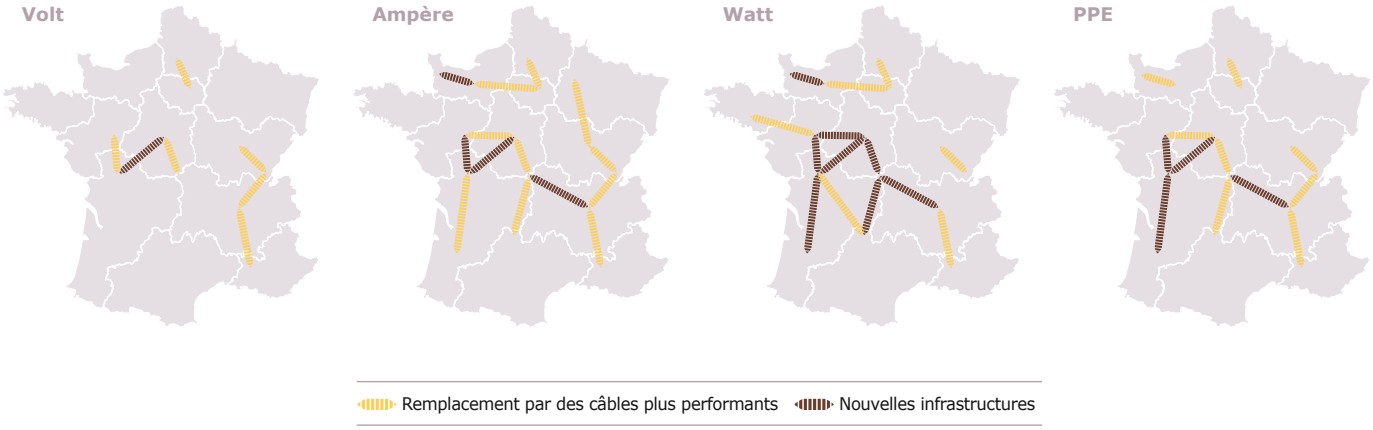
Les scénarios présentent des différences qui ne sont pas liées uniquement aux renouvelables.

Dans un scénario comme *Watt*, même si les ambitions renouvelables sont du même ordre qu'*Ampère* et PPE, des investissements complémentaires seraient nécessaires sur le réseau en raison :

- d'une consommation électrique significativement plus basse conduisant, dans les régions à fort taux de pénétration des énergies renouvelables, à des besoins plus fréquents et plus importants d'évacuation de la production variable vers les autres régions, puisque cette production aura localement moins de débouchés. Ce phénomène engendrera ainsi davantage de besoins d'investissements sur les réseaux de répartition.
- d'une structure très différente du mix électrique. Étant donné la réduction importante de la capacité nucléaire dans ce scénario, les limitations de production renouvelable dues aux contraintes de réseau doivent être systématiquement compensées par des moyens thermiques fossiles (ou des effacements), plus chers. Cet effet tend à renforcer l'intérêt des investissements de réseau.

Sur les réseaux de répartition, l'impact des leviers de flexibilité est particulièrement visible et permet de conserver des investissements dans la tendance de ces dix dernières années, malgré une intégration toujours plus soutenue du volume d'énergies renouvelable sur tous les territoires. Après 2030, les dépenses d'investissements repartent à la hausse du fait de la saturation progressive du réseau et des effets de seuils associés, et ce, même en supposant une mise en œuvre optimale de tous les leviers de flexibilité.

Figure 3.20 Zones de fragilité nécessitant des adaptations dans les différents scénarios étudiés à l'horizon 2035



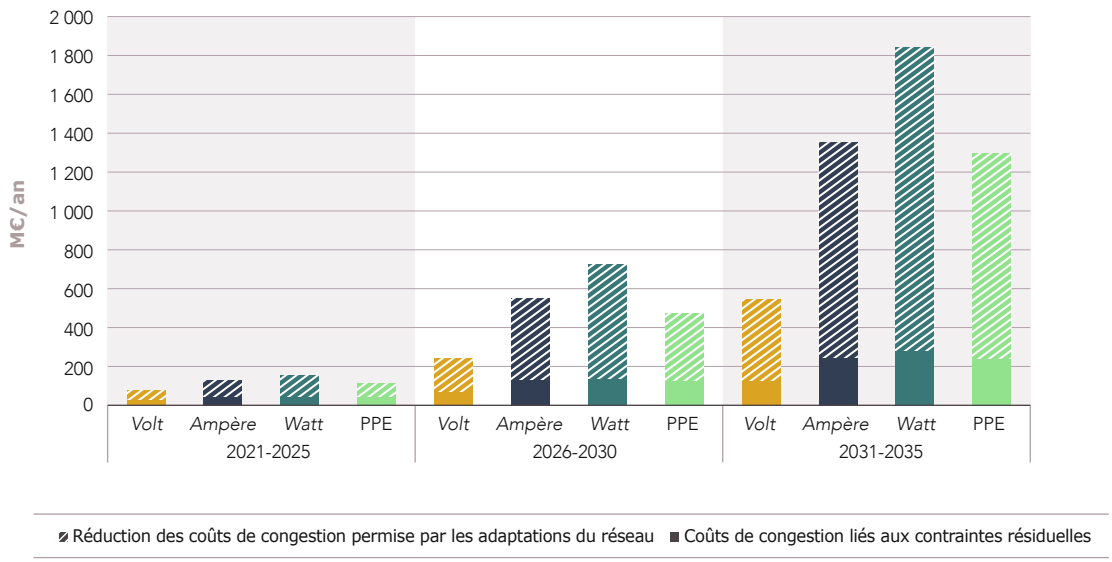
Sur le réseau de grand transport, les zones nécessitant des adaptations recoupent les zones de fragilités identifiées en amont, notamment le Massif central et le Centre, le long de la vallée du Rhône et la région parisienne. Certaines zones de fragilité comme la façade atlantique ou le prolongement nord de la vallée du Rhône en Bourgogne ne nécessitent des adaptations que dans les scénarios où l'augmentation de la production d'origine renouvelable est très importante, et généralement associée à un déclassement nucléaire soutenu. Dans les scénarios *Ampère* et *Watt*, les besoins d'évacuation des énergies marines du Cotentin et des nouveaux parcs éoliens en mer, cumulés à l'implantation des énergies solaires et éoliennes terrestres, accentuent les besoins de renforcement de la Normandie vers la région parisienne.

Lorsque les zones de fragilité nécessitent des renforcements modérés, le recours à des câbles plus performants[13] sur les infrastructures existantes est privilégié afin de limiter les impacts paysagers du réseau de grand transport. Dans le scénario *Volt*, de tels renforcements sont ainsi proposés sur la majorité du territoire. Toutefois, dans des scénarios de transition énergétique plus ambitieux, comme les scénarios *Ampère*, *Watt* et PPE, de telles adaptations se révèlent insuffisantes et la reconstruction d'infrastructures existantes avec des ouvrages de plus forte capacité ou la construction de nouvelles infrastructures s'avéreront indispensables pour accueillir les nouvelles capacités d'énergie renouvelable.

L'adaptation du réseau est un levier de maîtrise des coûts et des émissions de CO_2 pour le système électrique

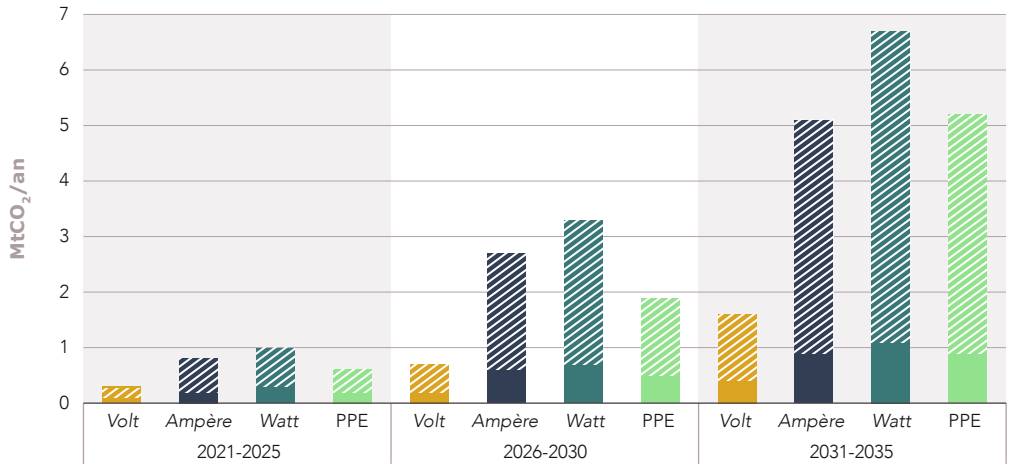
La mise en œuvre des adaptations structurelles sur le réseau de transport d'électricité résout la majorité des contraintes susceptibles de survenir avec l'évolution de la transition énergétique. Elle induit des économies pour la collectivité entre 500 M€/an et 1,6 Md€/an en contrepartie d'investissements de réseau entre 200 M€/an et 850 M€/an selon les scénarios sur la période 2031-2035.

Figure 3.21 Coûts des congestions réseau avec ou sans adaptations



13. Les câbles à faible dilatation allient performances thermique et mécanique, assurant des capacités de transit supérieures à celles des câbles traditionnels

Figure 3.22 Émissions de CO_2 en Europe liées aux congestions réseau, avec et sans adaptations



Réduction des émissions de CO_2 permise par les adaptations du réseau ■ Émissions de CO_2 supplémentaires liées aux contraintes résiduelles

Sur le scénario PPE, l'adaptation du réseau permet ainsi d'économiser, en moyenne sur 2021-2035, près de 750 millions d'euros par an de surcoûts de production du système électrique, en évitant les limitations des nouvelles sources d'énergie renouvelable. Des congestions résiduelles existeront sur le réseau et nécessiteront des adaptations du plan de production afin de les résoudre. Aujourd'hui négligeables, ces congestions vont augmenter progressivement (environ 100 M€/an en 2030 sur le scénario PPE) en lien avec l'arrivée progressive des énergies renouvelables. Néanmoins, des contraintes résiduelles perdureront sur le système électrique, sans justifier pour autant un investissement de renforcement sur le réseau conformément au principe discuté plus tôt dans ce chapitre d'un compromis entre le coût des écrêtements et le coût des adaptations pour la collectivité. Ces contraintes résiduelles sur le réseau s'accroîtront et pourraient atteindre 250 M€/an sur la période 2031-2035, bien au-delà des coûts actuels, de l'ordre de 10 M€/an.

En plus du bénéfice sur les surcoûts d'investissement, les adaptations du réseau divisent également par un facteur 5 les émissions de CO_2 induites par la résolution des contraintes sur le réseau. **Les adaptations du réseau issues des différents scénarios de transition énergétique sont donc indispensables pour tirer parti des bénéfices économiques et environnementaux liés à l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique.**

3.5 Les adaptations du réseau doivent s'inscrire dans un récit collectif et accepté de la transition énergétique

Dans tous les scénarios, des besoins de renforcements structurants existent et interrogent sur leur mise en œuvre

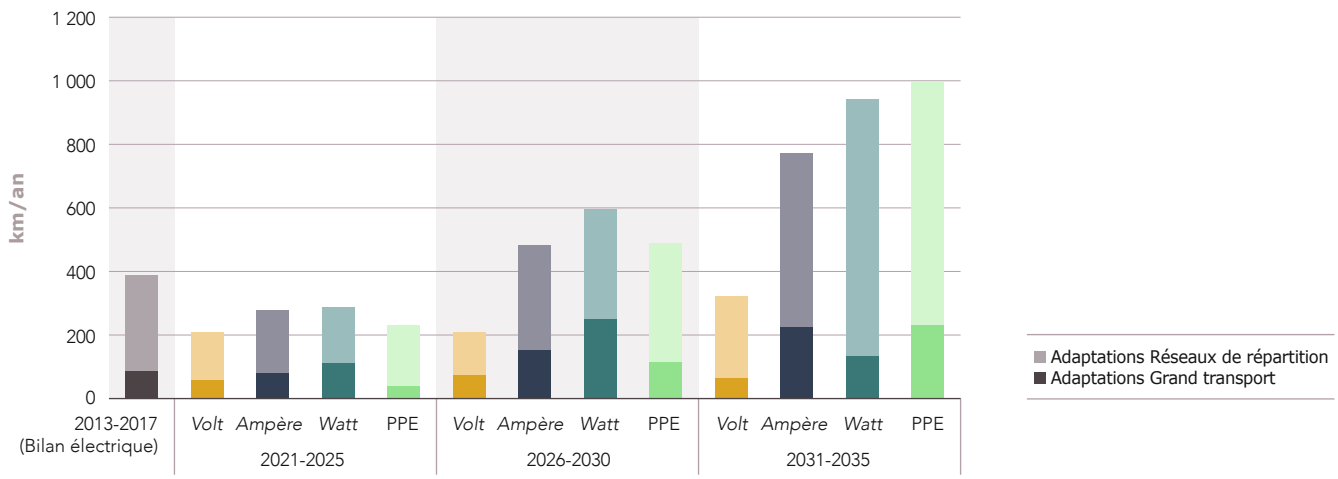
Le réseau de grand transport va nécessiter des renforcements structurels de son infrastructure, à l'horizon 2030 voire même plus tôt dans les scénarios les plus ambitieux. Or, le dernier grand projet réalisé en site vierge est la création de la liaison Cotentin-Maine, mise en service en 2013. Depuis, seuls des remplacements de câbles existants par des câbles plus performants voire la reconstruction complète de liaisons existantes, par exemple pour la ligne Avelin-Gavrelle située entre Lille et Arras, ont été ou seront mis en œuvre à moyen-terme sur le réseau de grand transport. Pour traiter les fragilités régionales des régions PACA et Bretagne, des solutions souterraines ont été privilégiées malgré les surcoûts d'investissements engendrés.

La question de l'adaptation du réseau pour accompagner la transition énergétique est donc centrale. Les problématiques environnementales et d'acceptabilité doivent être prises en compte dans les analyses. La création de nouvelles liaisons THT en site vierge n'a pas été envisagée dans le cadre du SDDR, en privilégiant par défaut le renforcement d'axes existants. Toutefois, les études détaillées pourraient montrer un réel intérêt à la création ce type d'ouvrages. **Il revient à la collectivité d'arbitrer entre ces objectifs de nature différente (minimiser le coût du réseau ou maximiser son insertion dans les territoires). Les avis de la CRE, de l'Autorité environnementale et du Ministre sur le SDDR doivent permettre de rechercher cet arbitrage.**

Des oppositions existent lors de la création de nouvelles infrastructures électriques

S'ils ne sont pas nouveaux, les phénomènes d'opposition aux projets d'infrastructures connaissent ces dernières années une intensification.

Figure 3.23 Évolution de la longueur de réseau nécessitant des adaptations dans les scénarios *Volt, Ampère, Watt* et PPE



À l'utilité publique d'un projet peut se confronter une diversité de préoccupations vis-à-vis du territoire concerné et de ses habitants. Dans ce contexte, la construction des infrastructures de réseau électrique peut également faire l'objet de controverses :

- en lien avec les enjeux environnementaux et sociétaux des projets de réseau sur le territoire. Ces oppositions se manifestent plus particulièrement à l'échelle locale et émanent principalement des riverains et d'associations de protection de la nature ;
- en lien avec l'utilité du projet de réseau pour le système électrique français ou européen : par exemple, l'installation de nouvelles éoliennes terrestres, l'évolution du parc nucléaire ou l'intensification des échanges d'énergie à travers l'Europe.

La faculté à accueillir de nouvelles installations de production sur le territoire, mais également les infrastructures du réseau qui en permettent l'usage, constitue un facteur clé de la réussite de la transition énergétique.

Des leviers d'accompagnement existent pour favoriser l'acceptabilité des adaptations

Au-delà des actions présentées ci-dessus pour minimiser le niveau d'adaptations du réseau, plusieurs leviers doivent être mobilisés, afin de favoriser l'acceptabilité des adaptations de réseau et renforcer l'adhésion collective :

- **Levier 1 : impliquer à la maille nationale** les parties prenantes en amont des choix structurants, en procurant une information complète et adaptée et en les associant à l'élaboration des schémas ou programmes. Le présent schéma, et l'évaluation environnementale stratégique associée, relève de cette volonté d'éclairer largement sur les évolutions du réseau rendues nécessaires par la transition énergétique.
- **Levier 2 : décliner à la maille régionale** les travaux sur les schémas et programmes, en concertation avec les acteurs du territoire, les associations, les développeurs de projets, et le grand public. Par exemple, l'élaboration à la maille de chaque région des S3REnR qui identifient, pour l'atteinte de l'objectif global fixé par le préfet et sur la base des gisements de production renouvelables définis à moyen terme par les développeurs de projets et les acteurs régionaux, de manière transparente et concertée, les créations et renforcements d'infrastructures nécessaires pour les accueillir.
- **Levier 3 : spécifier conjointement sur chaque projet** de réseau les modalités de développement, de concertation et de réalisation, afin d'identifier la solution de moindre impact, qui réponde au besoin identifié d'adaptation du réseau. À cette fin, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation s'appliquent à chaque étape sur le choix de la stratégie de réseau, sur sa consistance technique, sur sa localisation et sur le mode opératoire appliqué lors de la phase travaux. Dans le respect des procédures administratives et des exigences réglementaires, l'ensemble de ces mesures s'appuie sur une concertation la plus en amont et la plus large possible en associant le territoire à sa conception, afin d'identifier la solution présentant la meilleure insertion environnementale et les retombées associées.

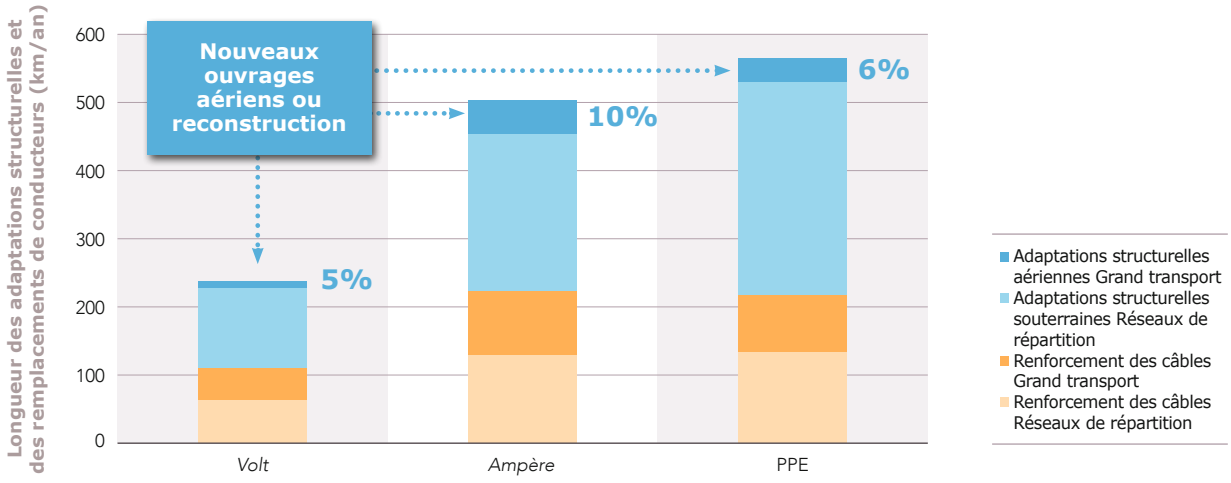
Ces leviers concrétisent les engagements pris par RTE à travers le contrat de service public (reconduit en 2017) dans le but de favoriser l'acceptabilité des ouvrages de haute tension, à travers une politique de recours privilégié aux liaisons souterraines visant à réduire l'empreinte paysagère du réseau de transport d'électricité. La mise en œuvre de ces différents leviers suppose donc des délais et des coûts qu'il faut intégrer dans les processus de décisions, notamment lorsqu'elle favorise l'identification d'une solution présentant une meilleure insertion environnementale mais qu'elle implique parfois des investissements plus importants à assumer par RTE et par la collectivité.

Le SDDR fait des propositions pour arbitrer entre le coût de l'infrastructure et son insertion environnementale

Lors d'un projet de création de réseaux, la stratégie de développement privilégiée diffère selon le niveau de tension et les spécificités du contexte environnemental. Au-delà des solutions flexibles, qui constituent désormais une réponse systématique lors de l'apparition de contraintes faibles et/ou temporaires, des solutions structurantes sont identifiées, avec une consistance générique pour l'élaboration de ce schéma, et ce, sur chaque niveau de tension.

- Réseaux HTB3 (400 kV) :
  - en cas de besoin modéré : remplacement des câbles existants par des câbles plus performants. Ces nouveaux matériels induisent des gains d'environ 30 % sur la capacité des ouvrages ;
  - en cas de besoin important : construction de nouvelles infrastructures en aérien. La technologie souterraine pose des défis techniques considérables pour les liaisons 400 kV car nécessite la conversion du courant alternatif en courant continu, et donc le recours à des matériels très coûteux (jusqu'à dix fois le coût d'une liaison aérienne).
- Réseaux HTB2 (225 kV) :
  - en cas de besoin modéré : remplacement des câbles existants par des câbles plus performants[14]. Ces nouveaux matériels induisent des gains d'environ 30 % sur la capacité des ouvrages ;
  - en cas de besoin important, la construction en souterrain est privilégiée dans les zones urbaines et fait partie des stratégies envisagées dans les zones rurales. Les contraintes techniques liées à la construction de nouvelles infrastructures en technologie souterraine sur ce niveau de tension restent maîtrisables, mais peuvent induire des surcoûts. Ces surcoûts sont évalués *via* l'étude de deux stratégies opposées dans le SDDR : construire toutes les nouvelles liaisons soit en aérien soit en souterrain. Pour présenter les résultats du SDDR dans les paragraphes précédents, l'option de construction en souterrain a été retenue mais ne présage pas des arbitrages qui seront réalisés par la collectivité.
- Réseaux HTB1 (63-90 kV) :
  - en cas de besoin modéré et important : construction de nouvelles infrastructures en souterrain. Le dimensionnement mécanique des liaisons existantes nécessite généralement de renforcer les pylônes et les fondations, même en cas de simple changement de câble.

Figure 3.24 Typologie des adaptations du réseau



14. Câble à faible dilatation

Les hypothèses prises dans ce schéma ne préfigurent pas systématiquement le choix qui sera retenu projet par projet : la solution la plus adaptée sera définie au cas par cas lors de son implémentation, en fonction des territoires et milieux concernés, et de son coût pour la collectivité. Les évaluations génériques réalisées dans ce schéma de réseau intègrent une prise en compte marquée des contraintes d'insertion environnementale.

Les besoins d'adaptation du réseau concernent près de 600 kilomètres de liaisons par an sur la période 2021-2035 dans le scénario PPE. Plus d'un tiers de ces adaptations consistera en des remplacements de câbles. Concernant les nouvelles liaisons, 90 % des adaptations sont envisagées en souterrain dans le scénario de référence des études afin de limiter l'impact paysager. Ainsi, seules les nouvelles liaisons du réseau de grand transport seraient réalisées en aérien, soit 5 % des adaptations à réaliser. Dans les autre scénarios, ces proportions sont similaires, même si le volume global d'adaptations est très inférieur sur le scénario *Volt*.

L'impact économique lié à la mise en souterrain systématique des liaisons électriques sur les réseaux de répartition nécessite l'acceptation collective d'un surcoût d'au moins 40 % sur ces réseaux, soit 100 M€/an dans le scénario *Ampère* et environ 50 M€/an dans le scénario *Volt*.

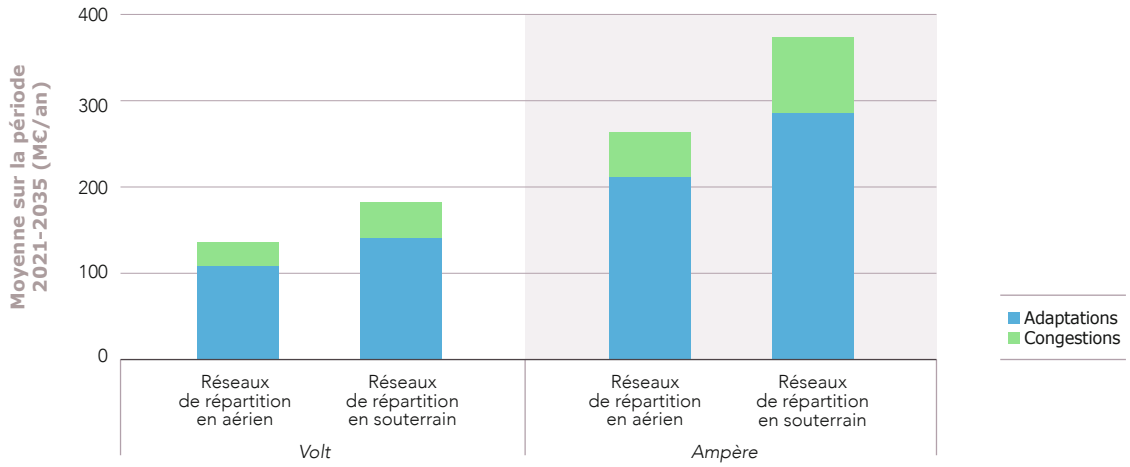



Figure 3.25 Impact économique du choix souterrain vs aérien pour l'adaptation des réseaux de répartition