

**12**

**L'ANALYSE  
ENVIRONNEMENTALE**

## L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

### 12.1 L'objet du volet environnemental des « Futurs énergétiques 2050 » : analyser les caractéristiques environnementales des scénarios

#### 12.1.1 Tous les modes de production, acheminement ou consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement

La transition énergétique s'inscrit dans une préoccupation d'ordre environnemental plus globale : la lutte contre le changement climatique en constitue l'un des piliers mais pas le seul, le respect de la biodiversité figurant également parmi les objectifs majeurs.

Ce cadrage est d'autant plus important que les différentes options pour réaliser la transition énergétique suscitent toutes leur part de polémiques sur la question environnementale.

Le nucléaire, qui n'émet pas de gaz à effet de serre, trouve des terrains de contestation sur le plan des déchets radioactifs à long terme pour les générations futures, vis-à-vis de son influence sur l'écosystème local (températures de rejet des eaux utilisées pour le refroidissement) et des conséquences en termes de dissémination de matières radioactives en cas d'accident. L'hydraulique est contestée pour son impact sur l'écosystème local (interruption du cours des rivières, créations de retenues d'eau artificielles entraînant des incidences sur l'environnement). Les nouvelles énergies renouvelables sont critiquées pour leur consommation de ressources minérales et sont accusées de contenir des terres rares. Du fait de la variabilité de leur production, les éoliennes et les panneaux solaires sont suspectés de servir de paravent au maintien de la production à base de charbon ou de gaz et donc de ne pas permettre de réellement réduire les émissions. Les panneaux solaires sont associés à une polémique sur la réalité de leur bilan environnemental du fait des

conditions de leur production, souvent en Asie par des procédés énergivores dans des mix carbonés et donc polluants. Les éoliennes en mer sont suspectées de perturber les espèces vivant à proximité. Le bilan environnemental des batteries, les besoins en matières premières qui sont associés à leur développement pour les besoins du système électrique ou dans le cadre de la transition vers la mobilité bas-carbone, sont pointés du doigt. Les autres vecteurs énergétiques ne sont pas en reste : contestation de l'implantation de méthaniseurs au titre de la pollution des nappes phréatiques, interrogations sur les conséquences d'une mobilisation accrue de la biomasse, pollutions aux particules fines avec le chauffage au bois, réévaluation de l'effet anthropique des fuites de méthane dans les gazoducs, etc.

Cette liste, non exhaustive, souligne l'enjeu de la discussion : toutes les technologies de production, de transport ou de consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement. Cette incidence peut prendre des formes différentes, qui sont généralement non mesurables même si l'analyse socioéconomique permet dans une certaine mesure d'en intégrer certaines à l'évaluation des choix publics et privés. Dans le débat, l'entrelacement de ces problématiques de natures différentes rend difficile la prise de décision en matière énergétique, dans la mesure où aucun n'apparaît comme systématiquement moins-disant sur le terrain environnemental, mis à la part l'absence de consommation d'énergie.

## 12.1.2 La méthode d'évaluation environnementale des « Futurs énergétiques 2050 »

L'objet du volet environnemental des « Futurs énergétiques 2050 » est de sortir du débat « par technologie » et « par projet » en proposant une analyse systématique de l'incidence environnementale « par scénario », selon une méthode rigoureuse et un jeu d'indicateurs partagés.

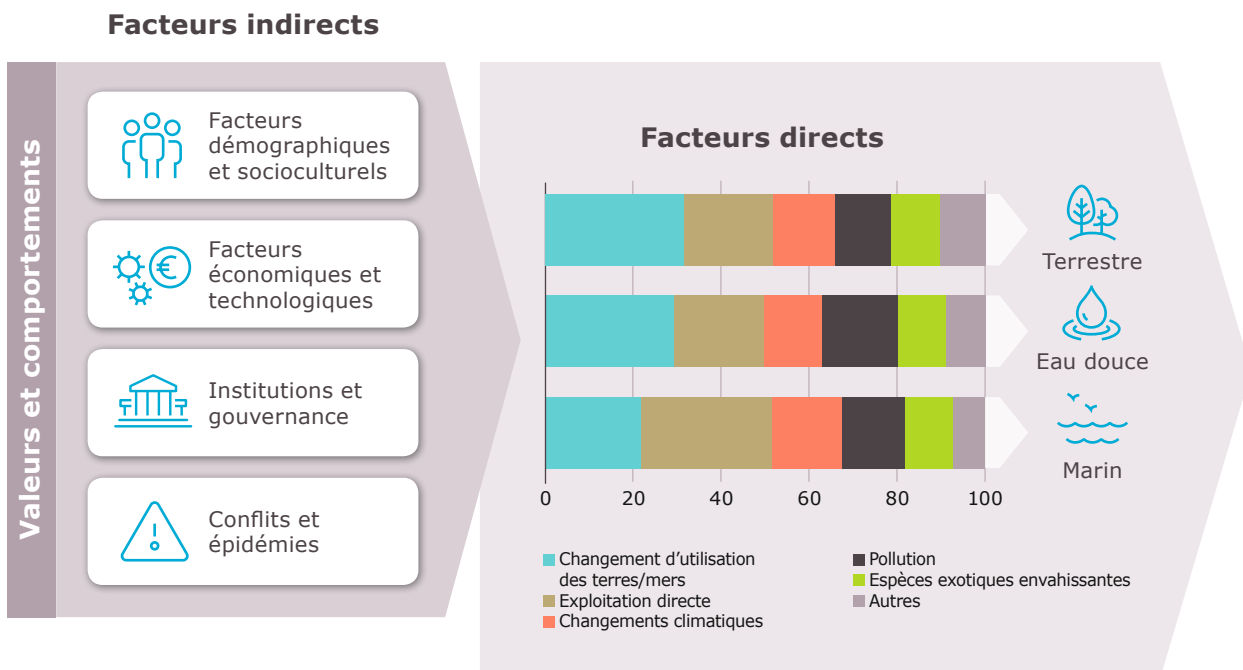
Sur le plan méthodologique, RTE revendique de présenter les différents indicateurs sans chercher à en déterminer une unique valeur socioéconomique. D'une part, l'analyse ne peut prétendre à ce stade à l'exhaustivité. D'autre part, certains indicateurs sont difficiles à monétiser (cas de la biodiversité par exemple), ou alors les méthodes pour y parvenir ne font pas consensus. Enfin, la réduction de l'ensemble de la complexité du monde à un unique indicateur semble insuffisante aux besoins du débat démocratique, qui nécessite que soient

« données à voir » les différentes conséquences des options présentées.

Les enjeux environnementaux de notre époque s'articulent autour de multiples thématiques : la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité, l'exploitation et l'épuisement des ressources naturelles, les déchets ou encore la santé humaine.

Si le changement climatique est essentiellement déterminé par la concentration atmosphérique de gaz à effet de serre et peut donc s'analyser à l'aune de bilans sur l'évolution de ces gaz à effet de serre, les autres thématiques sont plus difficilement appréhendables dans la mesure où elles dépendent de facteurs multiples et ne peuvent se résumer à un seul indicateur.

**Figure 12.1** Facteurs directs et indirects impactant les écosystèmes terrestres, marins et d'eau douce



Source : issue du Rapport de l'évaluation mondiale de la biodiversité et des services écosystémiques (IPBES, 2019)

La préservation de la biodiversité en constitue un exemple caractéristique : si l'IPBES<sup>1</sup> alertait en 2019 dans son premier rapport d'évaluation sur la détérioration de la biodiversité dans le monde entier et si cette thématique constitue un point d'attention important dans le débat public et la concertation, il n'existe à ce jour pas d'indicateur agrégé permettant de résumer les conséquences des scénarios de transition énergétique sur la biodiversité. Les enjeux autour de la biodiversité dépendent en pratique de facteurs très divers ainsi que de spécificités locales qui ne peuvent être étudiées de manière exhaustive à l'échelle nationale.

Toutefois, dans son premier rapport d'évaluation de 2019, l'IPBES a mis en évidence cinq facteurs directs qui ont joué un rôle prépondérant dans la détérioration de la nature au cours des cinquante dernières années :

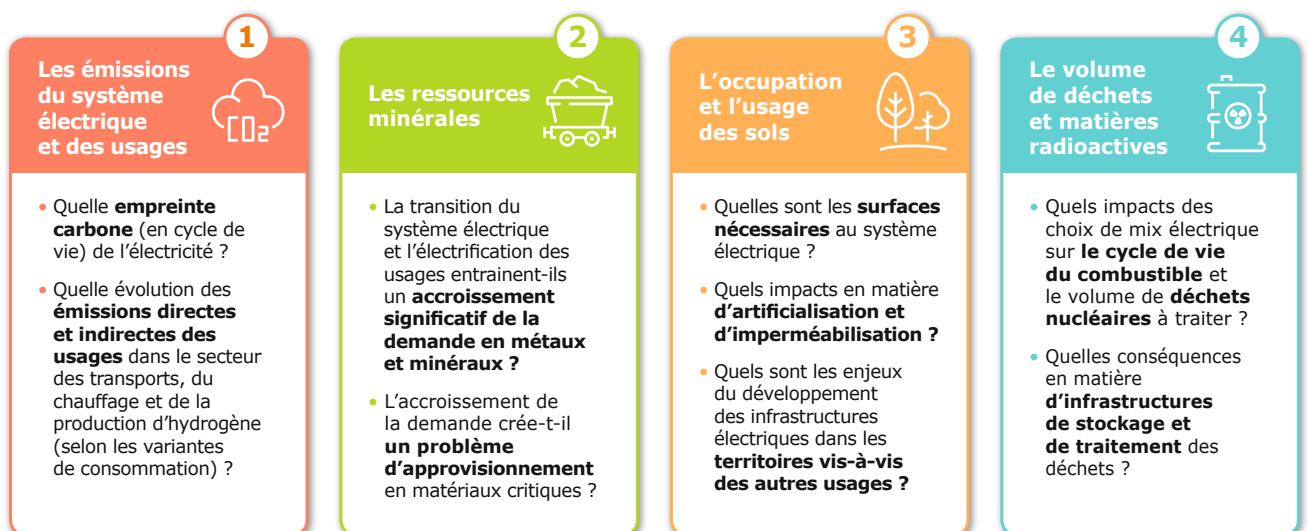
- ▶ Le changement d'affectation des terres (agriculture, villes, fragmentation et mitage des

espaces naturelles, utilisation intensive et dégradation des terres) ;

- ▶ L'exploitation directe, c'est-à-dire l'exploitation des ressources vivantes, mais aussi de la biomasse, des ressources en eau, en minéraux, métaux, fossiles, etc. ;
- ▶ Le changement climatique qui affecte la biodiversité principalement à travers l'augmentation du niveau des mers et l'acidification des océans ;
- ▶ Les pollutions qui sont émises dans l'atmosphère, dans l'eau et par les déchets solides ;
- ▶ Les espèces exotiques envahissantes.

Pour certains de ces facteurs, il apparaît possible de quantifier en partie l'incidence des différentes propositions sur l'évolution du système électrique. Ainsi, pour répondre aux attentes de la concertation sur les enjeux en matière de préservation de la biodiversité, plusieurs de ces facteurs font l'objet d'analyses macroscopiques dans le cadre de

Figure 12.2 Axes de travail de l'analyse environnementale



1. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

l'étude «Futurs énergétiques 2050» : l'occupation des sols et de l'espace, le changement climatique ou encore l'épuisement des ressources minérales.

De la même manière, les enjeux autour de la santé humaine relèvent de facteurs multiples, avec des interdépendances fortes vis-à-vis des autres enjeux évoqués précédemment : changement climatique, perte de biodiversité, dégradation des écosystèmes, pollutions, exposition, etc.

En définitive, au regard des principaux enjeux de protection de l'environnement ciblés par les politiques publiques, et de ceux discutés dans le cadre du débat public et de la concertation organisée par RTE, le volet environnemental de l'étude est structuré autour d'indicateurs chiffrés regroupés dans quatre axes de travail et développés dans le présent chapitre :

- 1) Les émissions de gaz à effet de serre induites par les scénarios (inventaire national et empreinte carbone) ;
- 2) La consommation de ressources minérales pour le système électrique ;
- 3) L'emprise au sol des infrastructures générées par chaque scénario ;
- 4) Le volume des résidus issus de la production nucléaire (matières valorisables et déchets ultimes).

À ces quatre axes s'ajoutera, dans la version finale de l'étude, un cinquième sur les pollutions atmosphériques, ainsi qu'une analyse systématique sur toutes les variantes et les scénarios dégradés.

L'étude d'autres enjeux ou indicateurs thématiques pourra également faire l'objet de prolongements au cours des prochains mois.

## 12.2 Les émissions de gaz à effet de serre : une transformation du système électrique qui contribue largement à la décarbonation de l'économie, même en tenant compte du cycle de vie des infrastructures

### 12.2.1 L'équation climatique de la France : un secteur électrique déjà quasi décarboné grâce aux choix historiques du nucléaire et de l'hydraulique, mais une production d'énergie totale encore dépendante à 60 % des énergies fossiles

#### 12.2.1.1 Le secteur électrique français : un système atypique, décarboné à 93 %

La France a fait le choix du nucléaire civil pour la production d'électricité dans les années 1970 pour des raisons d'indépendance énergétique. Ce choix est aujourd'hui le principal facteur de performance du pays sur le plan du climat, l'exploitation d'une centrale nucléaire n'émettant pas de gaz à effet de serre qui perturbe le climat. Depuis l'achèvement du programme nucléaire, la France a ainsi pu s'appuyer sur une production de l'ordre de 400 TWh par an de production d'électricité bas-carbone.

Ce parc nucléaire s'est ajouté à un socle d'installations hydrauliques (allant du petit barrage sur différents cours d'eau aux grandes retenues d'eau artificielles en montagne) déjà largement constitué à la fin des années 1970, également non émetteur de gaz à effet de serre en exploitation. L'hydraulique produit aujourd'hui de l'ordre 60 TWh par an d'électricité bas-carbone, en partie flexible et donc très utile au fonctionnement du système électrique.

Dès les années 1990, la France disposait donc d'un système électrique largement décarboné.

Cette performance s'est encore accrue depuis vingt ans, de nouvelles technologies bas-carbone ayant été ajoutées. La production combinée de l'éolien (40 TWh), du photovoltaïque (13 TWh) et des bioénergies (10 TWh) est aujourd'hui équivalente à celle du parc hydraulique français, contribuant ainsi à la réduction des émissions du secteur électrique.

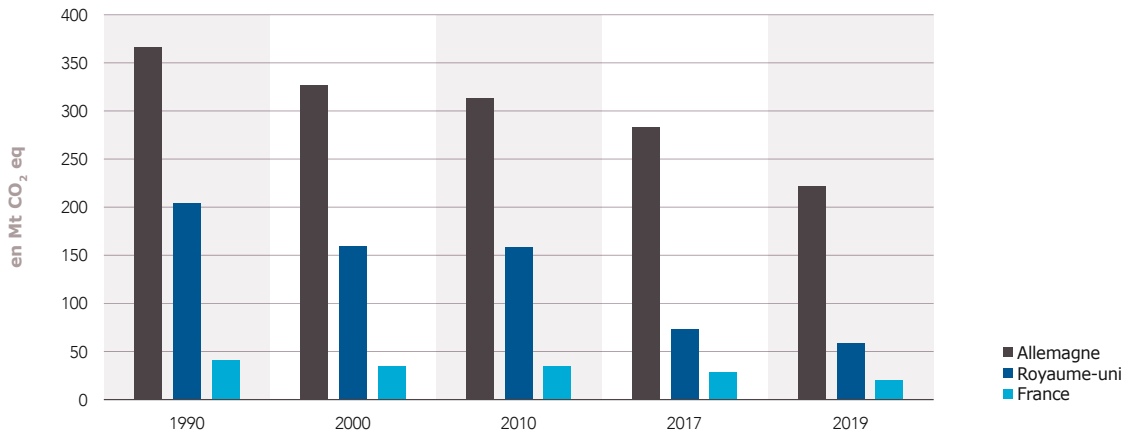
Durant cette période, une grande part des installations les plus émettrices de gaz à effet de serre (installations fonctionnant au fioul et au charbon) ont été mises à l'arrêt. Plus de 10 GW ont

été fermés depuis les années 2010, seules trois centrales au charbon sont encore en service et ne fonctionnent plus que de manière marginale. La fermeture des trois derniers sites est désormais actée par les pouvoirs publics : deux sites seront mis à l'arrêt d'ici fin 2022 et le dernier site sera mis à l'arrêt au plus tard entre 2024 et 2026.

Une fois que ce mouvement sera achevé, il ne demeurera plus en France que quelques turbines à combustion au fioul et au gaz et qu'une dizaine de centrales à gaz. Ces dernières sont récentes puisque construites entre 2008 et 2016 au moment de l'ouverture à la concurrence du marché de la production, participant d'un cycle d'investissement commun aux différents pays européens avant que les politiques publiques ne s'infléchissent vers la neutralité carbone. L'espace économique de ces centrales est appelé à se réduire progressivement pour en faire des centrales d'appoint répondant à une logique européenne : leur durée de fonctionnement, et donc les émissions de gaz à effet de serre associées, devraient alors se réduire.

Ce mix électrique est fortement décarboné (20 MtCO<sub>2</sub>eq en 2019) par rapport à ceux des pays voisins, et notamment ceux de l'Allemagne (222 MtCO<sub>2</sub>eq en 2019) ou dans une moindre mesure du Royaume-Uni (59 MtCO<sub>2</sub>eq). Si ces pays se sont engagés dans l'objectif de décarbonation à l'horizon 2050, leurs mix électriques restent encore à ce jour composés à moitié d'installations fonctionnant au charbon ou au gaz. En conséquence, l'Allemagne a émis en 2019 neuf fois plus d'émissions par habitant (2,7 tCO<sub>2</sub>eq/hab) que la France (0,3 tCO<sub>2</sub>eq/hab) pour la production d'électricité.

**Figure 12.3** Évolution des émissions directes du secteur électrique entre 1990 et aujourd’hui en Allemagne, au Royaume-Uni et en France



Sources : Umweltbundesamt (2021) / «The Sixth Carbon Budget report, the UK's path to Net Zero» Committee on Climate Change (2020)

L'enjeu pour le système électrique français n'est donc pas, *in fine*, celui de la décarbonation de la production d'électricité. Il s'agit plutôt d'assurer sa transformation vers un système qui resterait bas-carbone tout en accompagnant la croissance de la

consommation liée à des transferts d'usage vers l'électricité, et la fermeture d'ici 2050 d'une grande partie du parc nucléaire pour raison d'âge indépendamment des décisions politiques sur la diversification du parc.

### 12.2.1.2 La clé de l'atteinte de la neutralité carbone consiste à faire baisser les émissions dans les autres secteurs

La performance actuelle du système électrique français conduit parfois, dans le débat public, à une interrogation : ce secteur étant déjà largement bas-carbone, pourquoi devrait-il faire l'objet d'une politique de développement des renouvelables ? Dans cette discussion, certains opposants aux énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire utilisent ainsi largement ce point pour justifier l'inutilité d'une politique de développement de ces filières en France.

Ce raisonnement est statique (à parc inchangé et à taille du secteur électrique constante). Il est donc inopérant à double titre :

- ▶ d'une part, il néglige le fait que les réacteurs nucléaires actuels devront à terme être fermés – voir la problématique générale exposée au chapitre 4 ;

- ▶ d'autre part, il fait l'hypothèse d'une stabilité du secteur électrique alors que les scénarios de transition énergétique sont dans la plupart des cas fondés sur l'idée d'une électrification des usages.

**Dans la perspective générale de la neutralité carbone, l'ajout/retrait de moyens bas-carbone (hydraulique, nucléaire, éolien, solaire) doit ainsi être appréhendé non pas au périmètre du système électrique, mais du système énergétique tout entier et en particulier vis-à-vis des usages de l'énergie.**

La partie suivante est organisée pour intégrer ces enjeux :

- ▶ la partie 12.2.2 est consacrée aux émissions directes de la production d'électricité à long terme ;

- ▶ la partie 12.2.3 permet un premier élargissement en intégrant le cycle de vie pour la production d'électricité et les moyens de flexibilité et de réseau ;
- ▶ la partie 12.2.4 analyse l'effet sur les émissions directes de gaz à effet de serre des secteurs concernés par la décarbonation des usages énergétiques, au-delà du système électrique ;
- ▶ la partie 12.2.5 évalue les perspectives d'accélération de la réduction des émissions à l'horizon 2030 ;
- ▶ enfin, la partie 12.2.6 élargit encore l'analyse aux questions d'empreinte carbone de l'économie française, en lien avec les enjeux autour de la réindustrialisation.



## 12.2.2 Les perspectives pour les émissions dues à la production d'électricité d'ici 2050 : une décarbonation complète est atteignable dans tous les scénarios, avec un point de vigilance sur le thermique pour les scénarios à forte part en énergies renouvelables

### 12.2.2.1 La neutralité carbone peut être atteinte sur la base d'un système 100% renouvelables ou d'un système « renouvelables + nucléaire »

Par construction, les scénarios de l'étude «Futurs énergétiques 2050» conduisent à des systèmes électriques complètement décarbonés : à l'horizon 2050-2060, seules des émissions résiduelles liées à la valorisation de déchets pour la production d'électricité et de chaleur (i.e. énergies de récupération) peuvent subsister (2 MtCO<sub>2</sub>eq/an), celles-ci étant difficilement compressibles.

L'essentiel des moyens de production construits sur l'horizon d'étude sont, pour les scénarios de type «M», des installations renouvelables et, pour les scénarios de type «N», des installations renouvelables et nucléaires. Ces moyens sont complétés, selon les scénarios, par des batteries et des moyens thermiques pilotables, n'utilisant en 2050 plus que des combustibles décarbonés.

En conséquence, les émissions directes de la production d'électricité associées aux combustibles fossiles, déjà faibles aujourd'hui, disparaissent progressivement dans ces scénarios par construction. D'une part, l'augmentation de la part du biométhane dans le réseau de gaz (supposée évoluer en cohérence avec la trajectoire de la SNBC, soit 10% en 2030, 37% en 2040 et 100% en 2050) contribue à moyen terme à la réduction des émissions attribuables au fonctionnement des centrales au gaz. D'autre part, la transformation complète du parc thermique actuel (fermeture progressive ou conversion à l'hydrogène des installations fonctionnant au gaz fossile et construction éventuelle de nouveaux moyens thermiques fonctionnant exclusivement avec des combustibles décarbonés comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse) permet à long terme d'assurer la décarbonation totale du parc de production électrique.

### 12.2.2.2 Les scénarios de mix électrique n'ont pas le même bilan sur la trajectoire de décarbonation en France et surtout en Europe, avec un écart qui porte essentiellement sur le point 2030 pour lequel le nombre de réacteurs nucléaires en service diffère d'un scénario à l'autre

Les trajectoires de diminution des émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France sont relativement proches dans les différents scénarios.

Toutefois, des écarts sont observés à l'horizon 2030, pour lequel les scénarios sont équivalents en matière de consommation et de production renouvelable mais se distinguent par la capacité nucléaire en service :

- (i) les scénarios M1, M23, N1 et N2 se fondent sur la trajectoire de fermeture de tranches prévue par la PPE (quatre tranches fermées en 2030, en plus de celles de Fessenheim),
- (ii) le scénario M0 intègre la fermeture de deux tranches supplémentaires par rapport à la trajectoire de la PPE,

- (iii) le scénario N03 ne prévoit à l'inverse aucune fermeture de réacteurs d'ici 2030.

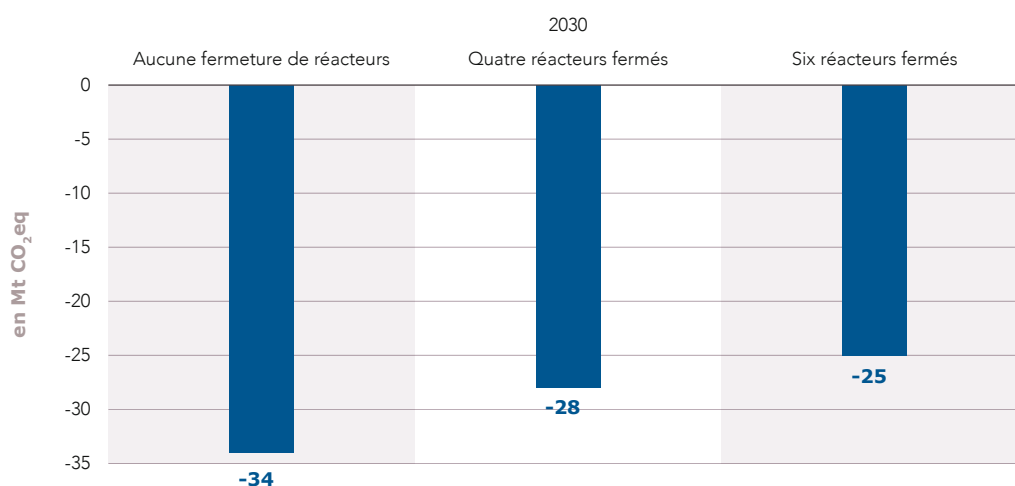
Toutes choses étant égales par ailleurs, la fermeture de réacteurs nucléaires conduit à une diminution plus lente de la production d'électricité d'origine thermique fossile, en France mais surtout en Europe, car les exports français d'électricité s'en trouvent réduits.

En conséquence, à l'horizon 2030, si les bilans d'émissions directes du système électrique en France présentent de faibles écarts, de l'ordre de moins d'un million de tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent entre les différents scénarios de mix, la réduction des émissions de gaz à effet de serre associées à l'échelle de l'Europe présentent des écarts un peu plus notables.

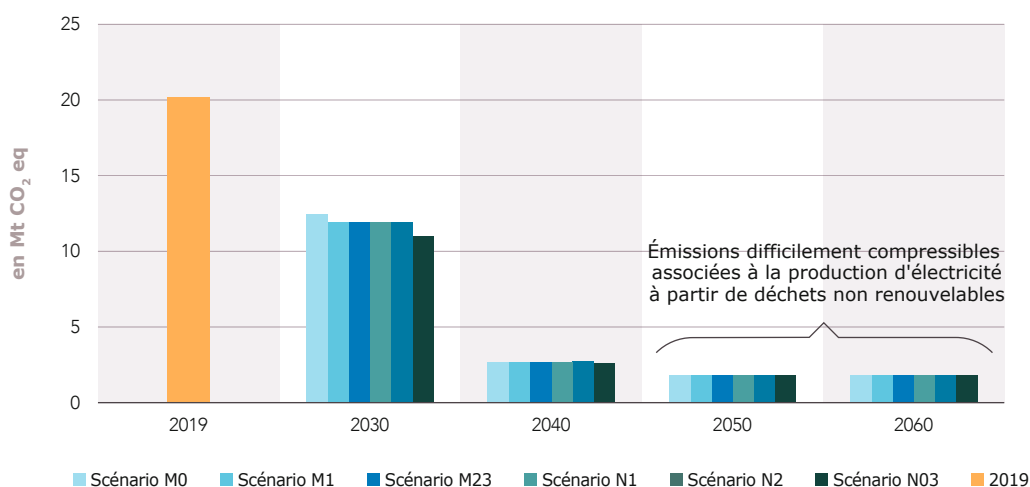
Les exports français, dans le cas où aucune tranche de réacteur nucléaire n'est fermée en 2030 (scénario N03), permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre en Europe hors France de 34 MtCO<sub>2</sub>eq, alors que la fermeture de quatre tranches (scénarios M1, M23, N1 et N2) prive l'Union européenne d'une réduction d'émissions de 6 MtCO<sub>2</sub>eq et de six tranches (scénario M0) de 8,5 MtCO<sub>2</sub>eq.

Il convient toutefois de noter que cette performance climatique n'est pas spécifique au scénario N03 ni uniquement aux scénarios avec nouveau nucléaire : elle pourrait également être obtenue en ralentissant la fermeture des réacteurs nucléaires à l'horizon 2030 dans les scénarios M1, M23, N1 et N2, quitte à avoir un rythme de fermeture plus rapide sur les décennies suivantes. Dans le scénario M0 en revanche, une absence de fermeture de réacteurs

**Figure 12.4** Émissions directes évitées en Europe selon le maintien ou la fermeture des centrales nucléaires en 2030



**Figure 12.5** Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France dans les différents scénarios



d'ici 2030 paraît plus difficilement envisageable, car elle conduirait alors à devoir fermer un très grand nombre de réacteurs entre 2030 et 2050.

Par ailleurs, d'autres leviers peuvent aussi avoir des effets significatifs sur les émissions directes de la production d'électricité à l'horizon 2030 :

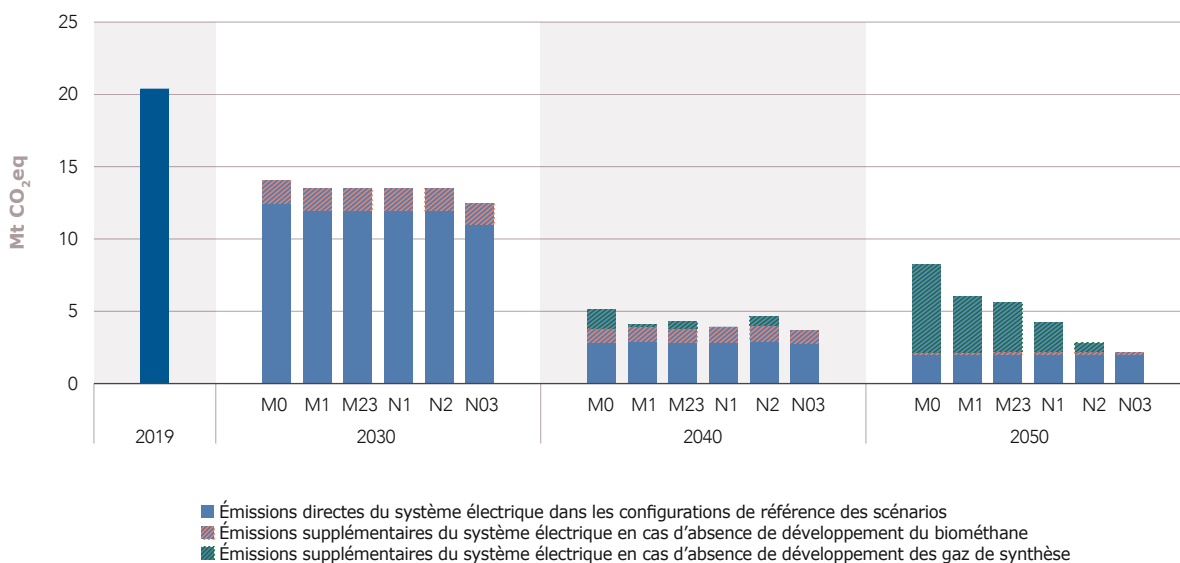
accélération des efforts d'efficacité énergétique, actions de sobriété, accélération du développement des énergies renouvelables, flexibilité des nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques qui permet de réduire la sollicitation des moyens thermiques fossiles, etc.

### 12.2.2.3 Un premier point de vigilance : l'atteinte de l'objectif de décarbonation du système électrique est en partie conditionnée à la faculté de décarboner totalement le gaz utilisé dans les centrales thermiques, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire

La disparition quasi complète des émissions directes de la production électrique à l'horizon 2050 est conditionnée à la fois par la capacité à développer suffisamment de moyens de production renouvelables et nucléaires pour accompagner l'évolution de la consommation énergétique, mais également par celle à convertir dans des délais raisonnables la nature des combustibles gazeux utilisés dans les centrales thermiques.

Cette condition apparaît d'autant plus importante dans les scénarios «M» et N1 pour lesquels le développement de moyens thermiques en France est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme (*voir détails au chapitre 7*), ceux-ci devant alors être alimentés par des combustibles bas-carbone comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse. Dans les autres scénarios (N2, N03), une grande partie de la flexibilité de pointe étant assurée

**Figure 12.6** Évolution des émissions directes du système électrique français entre 2020 et 2050 selon l'atteinte des objectifs de décarbonation du gaz et selon le développement des gaz de synthèse et de leur utilisation pour la production d'électricité



par la mutualisation à l'échelle européenne, l'enjeu consiste à s'assurer que les moyens thermiques situés à l'étranger contribuant à la sécurité d'approvisionnement française, sont également décarbonés.

La performance carbone des scénarios est donc intrinsèquement liée au rythme de décarbonation du secteur gazier. Si le développement des gaz de synthèse ou du biométhane n'a pas lieu dans des volumes suffisants, alors le recours aux centrales à gaz d'origine fossile sera nécessaire.

À l'horizon 2050, les scénarios les plus sensibles à l'atteinte de l'objectif de décarbonation sont les scénarios de type M ainsi que le scénario N1. Sans recours à la décarbonation du gaz, les émissions atteindraient environ 8 MtCO<sub>2</sub>eq/an dans le scénario M0. *A contrario*, dans le scénario N03, les émissions du système électrique français ne seraient

pratiquement pas modifiées par la non-décarbonation du gaz.

À des horizons plus proches (2030 ou 2040), c'est surtout le non-respect des trajectoires de développement du biométhane qui peut induire une augmentation des émissions attribuables à la production d'électricité pouvant atteindre de l'ordre d'1,5 MtCO<sub>2</sub>eq supplémentaires par an dans tous les scénarios.

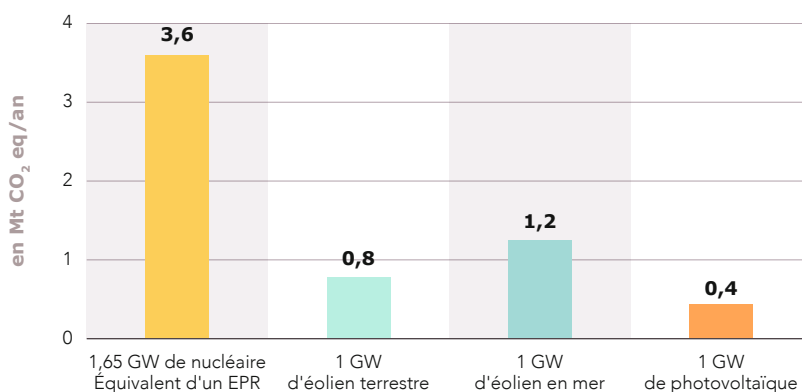
*In fine*, quels que soient les scénarios, les ordres de grandeur des émissions du seul secteur électrique en cas de non-décarbonation du gaz restent relativement faibles. L'essentiel de l'enjeu de la décarbonation du gaz portera sur les autres usages des combustibles gazeux (consommation de 200 à 300 TWh PCI en 2050 selon les projections de la SNBC contre une consommation de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh au maximum pour la seule production d'électricité).

#### 12.2.2.4 Deuxième point de vigilance : en cas de non-atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables ou du nucléaire, un risque de compensation par des centrales au gaz fossile

Si le risque de ne pas réussir à décarboner les combustibles gazeux utilisés pour la production d'électricité flexible est réel, celui-ci reste néanmoins de second ordre par rapport aux conséquences

éventuelles d'une non-atteinte des objectifs sur le développement du parc renouvelable et/ou nucléaire dans les différents scénarios des «Futurs énergétiques 2050».

**Figure 12.7** Émissions supplémentaires liées à un retard de développement des moyens de production décarbonés (dans le cas d'une substitution par un moyen thermique au gaz)



En cas de retard ou de non-développement de production renouvelable ou nucléaire, le risque pour le système électrique serait de double nature : (i) un risque en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>eq avec le recours à du gaz fossile pour compenser le manque de production, mais aussi (ii) au-delà d'un certain retard dans l'installation des moyens de production, des risques sur la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, dans le cas où des retards dans les moyens de production bas-carbone devraient être compensés par le développement ou le maintien de moyens de production d'électricité à partir de gaz fossile en France, **le surcroît d'émissions pourrait atteindre de l'ordre de plusieurs millions de tonnes par an.**

Ce risque est significativement plus élevé dans le scénario «M0», et de manière générale dans tout scénario prévoyant un rythme rapide de fermeture du nucléaire par rapport aux rythmes envisageables de développement des énergies renouvelables. Par exemple, le rythme élevé de développement des renouvelables sur les dernières années en Allemagne n'a pas conduit à une forte réduction de l'utilisation du charbon, et donc des émissions, du fait de la fermeture progressive des réacteurs nucléaires (dont certains doivent encore être mis à l'arrêt d'ici fin 2022). La Belgique s'achemine vers la construction de centrales à gaz pour compenser la fermeture de son parc nucléaire et devrait ainsi voir les émissions de son secteur électrique augmenter.

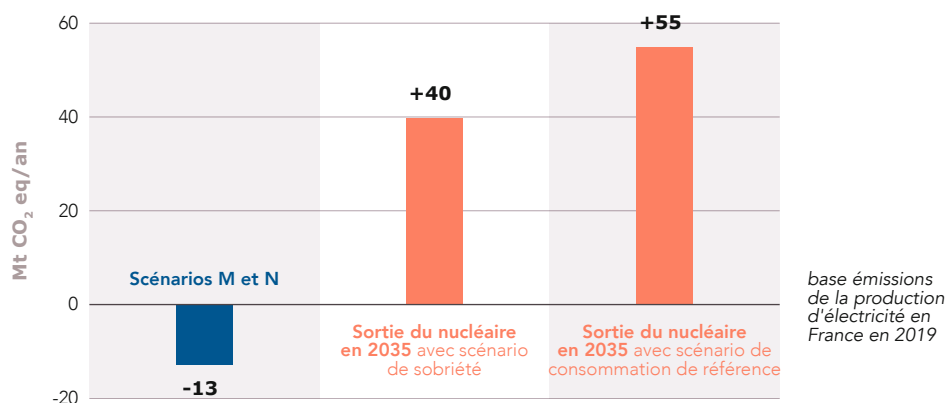
### 12.2.2.5 Troisième point de vigilance majeur : un scénario de « substitution » plutôt que « d'addition » entre énergies bas-carbone conduit à faire augmenter les émissions

Seule une logique «additive» entre les énergies bas-carbone permet au système électrique de pourvoir à court/moyen terme à des besoins en augmentation.

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), décrit dans la partie 5.5.1, les leviers pour compenser la perte de production

nucléaire sont de plusieurs ordres une fois le rythme de développement des énergies renouvelables poussé à son maximum sur une période de 10-15 ans (rythme scénario M0) : diminuer la consommation d'électricité (par des mesures de sobriété ou en renonçant à l'électrification de certains usages) et/ou assumer un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible et/ou

**Figure 12.8** Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France en 2035 par rapport à 2019



compenser la production avec d'autres moyens que des énergies renouvelables (soit directement en France, soit via les importations).

Même dans le scénario de consommation «sobriété» (décrit dans la partie 3.5), maintenir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant en cas de sortie du nucléaire à l'horizon 2035 nécessite le recours à d'autres moyens de production carbonés, conduisant à tripler les émissions de la production électrique à cet horizon par rapport au niveau de 2019. Dans le scénario de référence, elles seraient multipliées par 3,5 alors même que ces émissions sont censées être divisées par 3 dans les scénarios M et N en France.

La solution qui consiste à adopter une logique de maximisation de la production bas-carbone est donc bien la plus performante sur le plan des trajectoires climatiques à court/moyen terme.

**Les options permettant d'atteindre cet objectif consistent donc à prolonger l'exploitation de réacteurs nucléaires et à accélérer au maximum le rythme de développement des renouvelables. A minima, respecter les trajectoires de production décarbonée fixées par la PPE apparaît indispensable pour atteindre l'objectif.**

## 12.2.3 L'intégration des émissions indirectes liées au cycle de vie, même pour des technologies comme le photovoltaïque, ne modifie pas le bénéfice climatique du remplacement des énergies fossiles par de l'électricité bas-carbone

### 12.2.3.1 L'étude « Futurs énergétiques 2050 » intègre une vision prospective de l'empreinte carbone des différentes technologies

Les émissions directes de gaz à effet de serre du système électrique français, aujourd'hui très faibles, tendent vers zéro à l'horizon 2050 dans le cadre de l'objectif de décarbonation.

Pour autant, l'empreinte réelle du système électrique en termes d'émissions peut être partiellement masquée. En effet, les émissions de gaz à effet de serre des installations ne se limitent pas aux seules phases de production d'électricité. Les phases de construction ou de démantèlement des installations et l'approvisionnement en combustible génèrent également des gaz à effet de serre. Les émissions associées à ces étapes, qu'elles soient réalisées en France ou à l'étranger, doivent être prises en compte pour refléter au mieux l'impact carbone de l'évolution du mix électrique.

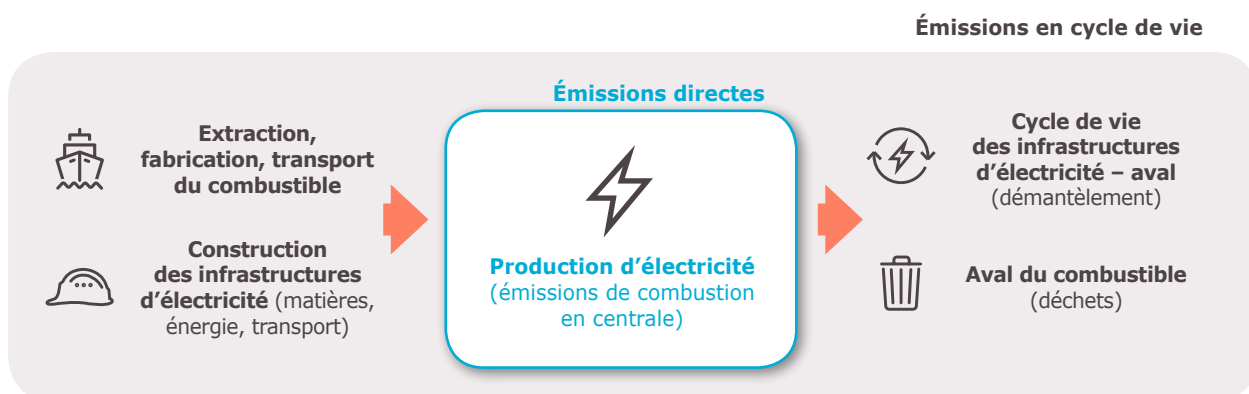
Aussi, afin d'éviter une délocalisation masquée d'une partie des émissions de gaz à effet de serre qui serait contraire aux objectifs climatiques, l'empreinte carbone du système électrique (calcul

intégrant les émissions sur l'ensemble du cycle de vie des installations) est également évaluée en complément du calcul en émissions directes.

L'analyse des émissions du système électrique en cycle de vie nécessite l'utilisation de facteurs d'émissions pour chacune des technologies qui composent le système. La base carbone de l'ADEME, la base de donnée *ecoinvent* (base de données d'inventaire internationale la plus exhaustive à ce jour) ou encore la littérature scientifique sont autant de sources qui permettent de disposer d'un certain nombre de facteurs d'émissions. Ces données correspondent toutefois à un horizon temporel, une situation géographique et des technologies précises, qui présentent des limites pour se projeter à l'horizon 2050 ou encore s'adapter au contexte français.

Pour adapter l'analyse en cycle de vie au plus juste des installations électriques et intégrer les évolutions possibles du contexte à long terme, l'étude réalisée par RTE s'appuie sur des modèles

**Figure 12.9** Schéma de principe des émissions directes et en cycle de vie



paramétrés<sup>2</sup>, développés en lien avec le centre de recherche OIE MINES ParisTech. Ces modèles paramétrés visent à prendre en compte l'état le plus actuel des technologies, adapté au contexte français, et les possibles évolutions des technologies ou des mix énergétiques mondiaux qui interviennent à certaines étapes du cycle de vie des

installations. Ils permettent également d'étudier l'influence des paramètres sur le résultat final. Une centaine de paramètres ont ainsi été introduits dans les jeux de données tels que la durée de vie des installations, les modes de fabrication, la quantité de matières ou encore le contenu carbone des mix énergétiques utilisés pour la fabrication.

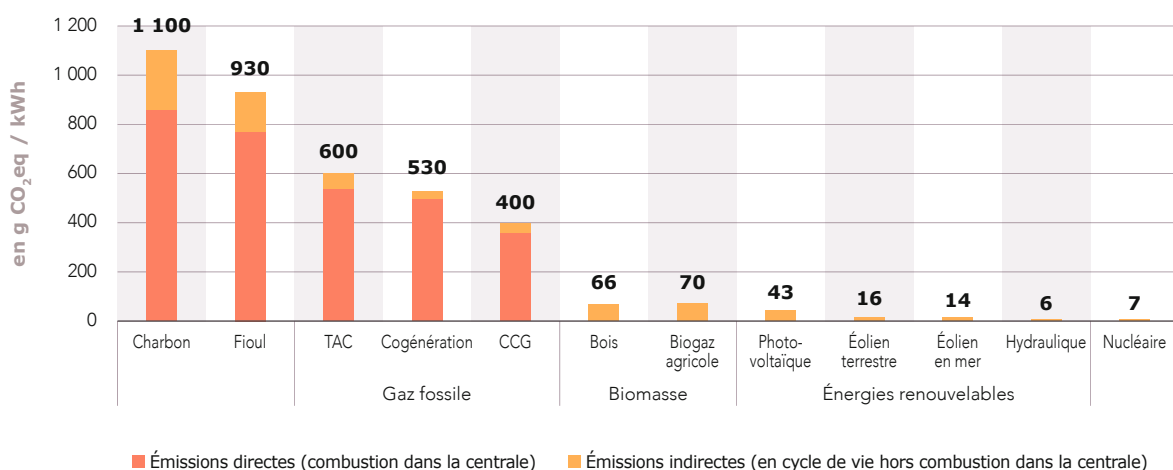
### 12.2.3.2 Dès aujourd'hui : les facteurs d'émissions des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables) sont considérablement inférieurs à ceux des énergies fossiles même en intégrant les émissions indirectes sur l'ensemble du cycle de vie

Certaines installations d'énergies renouvelables sont parfois réputées avoir un bilan carbone très important dès lors que l'on prend en compte les émissions sur l'ensemble du cycle de vie. Pourtant, l'analyse met en évidence des facteurs d'émissions faibles pour toutes les technologies renouvelables et nucléaire, en comparaison de ceux associés aux technologies fossiles.

à la combustion dans les centrales représentent la très grande majorité des émissions totales sur le cycle de vie (entre 75 % et 95 %). La prise en compte des phases d'extraction et d'acheminement du combustible conduit de plus à des volumes d'émissions non négligeables qui rehaussent encore le bilan carbone de ces technologies. Sur l'ensemble du cycle de vie, les émissions atteignent ainsi entre 400 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>e</sub> (centrales au gaz les plus performantes) et 1 100 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>e</sub> (centrales au charbon).

Ainsi, pour les installations utilisant des combustibles fossiles (gaz, fioul et charbon), les émissions

**Figure 12.10** Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes)



2. (Cooper et al. 2012) Parameterization in Life Cycle Assessment inventory data: review of current use and the representation of uncertainty. <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0411-1>



S'agissant des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables), celles-ci n'émettent pas de gaz à effet de serre qui perturbent le climat lors de la phase de production d'électricité, mais conduisent néanmoins à des émissions indirectes principalement lors des phases de fabrication, de construction et de démantèlement des infrastructures, ainsi que, dans le cas du nucléaire lors des phases amont et aval du combustible (extraction et enrichissement de l'uranium, retraitement du combustible et stockage des déchets)<sup>3</sup>.

**En prenant en compte l'ensemble du cycle de vie, l'empreinte carbone des technologies bas-carbone (entre 5 et 43 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>e</sub>) reste d'un niveau très inférieur à celle de centrales thermiques fossiles, et ce quelle que**

**soit la technologie considérée.** Ce résultat se vérifie même en considérant l'état actuel des technologies (sans amélioration future) et une fabrication des équipements en Asie sur la base de mix énergétiques encore largement carbonés (sans relocalisation future), comme ceci est aujourd'hui le cas pour l'essentiel des panneaux photovoltaïques. Dans cette configuration, l'empreinte carbone d'une installation photovoltaïque moyenne actuelle<sup>4</sup> (autour de 43 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>e</sub>) est malgré tout dix fois inférieure à celle des meilleures centrales à gaz et vingt-cinq fois inférieure à celle des centrales au charbon.

Le développement des énergies renouvelables ne conduit donc pas à «délocaliser» des émissions hors de France dans des proportions significatives.

### 12.2.3.3 Au sein des technologies bas-carbone, le nucléaire, l'hydraulique et l'éolien se distinguent aujourd'hui par une empreinte carbone particulièrement faible, tandis que celle du photovoltaïque, légèrement plus élevée, devrait baisser à terme

Parmi les technologies bas-carbone, les bilans d'émissions des installations présentent quelques différences. Les filières nucléaire, hydraulique et éolienne sont celles pour lesquelles les émissions totales sur le cycle de vie sont les plus faibles, avec des niveaux dès aujourd'hui inférieurs à ou proche de 15 gCO<sub>2</sub>eq/kWh.

Même si les émissions des installations photovoltaïques ont baissé, par exemple passant depuis 2005 de 80 gCO<sub>2</sub>eq/kWh à 43 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sup>5</sup>, elles restent néanmoins légèrement plus élevées que celles des autres installations décarbonées. Cette baisse devrait se poursuivre dans les prochaines années sous l'effet de plusieurs facteurs : (i) une augmentation de la durée de vie des installations, (ii) l'amélioration de l'efficacité des modules et (iii) la réduction de la quantité d'énergie pour la fabrication. Ces progrès pourraient conduire la

filière à réduire l'empreinte carbone des panneaux à un niveau autour de 15 gCO<sub>2</sub>eq/kWh à terme et davantage dans le cas de la décarbonation de l'énergie à la fabrication.

Les baisses d'émissions pourront aussi concerner la filière éolienne. Néanmoins, compte tenu de la maturité de la filière, les leviers semblent plus limités et concernent essentiellement la durée de vie des installations.

Enfin, les émissions associées à la combustion de biomasse ou de biogaz agricole sont nulles<sup>6</sup> mais les émissions en cycle de vie restent supérieures (autour de 70 gCO<sub>2</sub>eq/kWh). Mais d'une part ces émissions correspondent à un impact carbone dit *cut-off*, c'est-à-dire que les émissions évitées par la valorisation des «co-produits» comme la chaleur, ou la valorisation de déchets (déchets verts

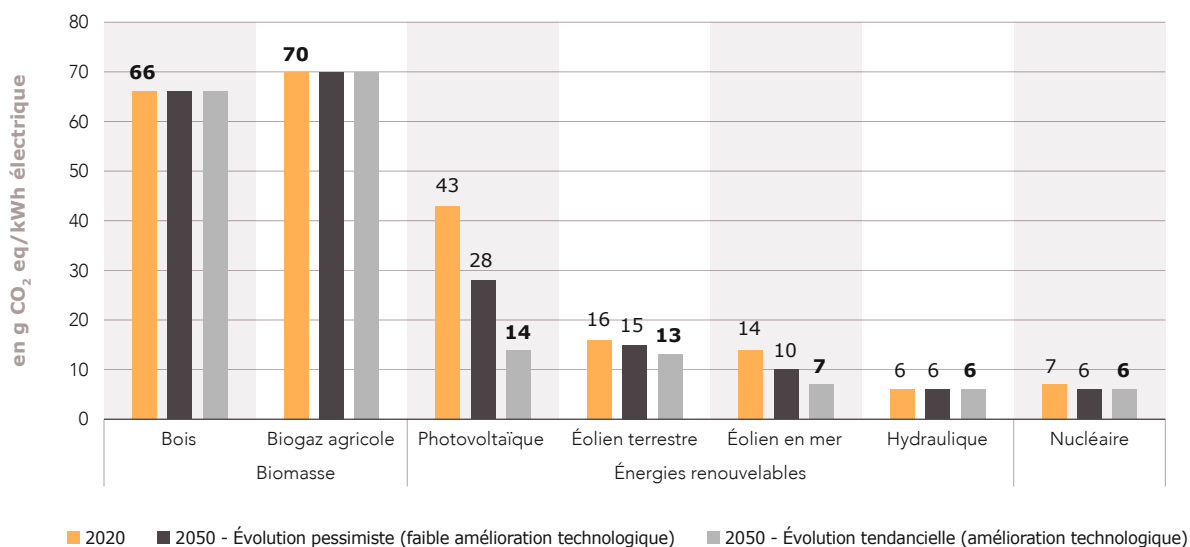
3. Assessment of the environmental footprint of nuclear energy system. Comparison between closed and open fuel cycles. (2014, C. Poinssot)

4. Deux grandes familles de technologies existent dans la filière photovoltaïque, les cellules cristallines à base de silicium et les cellules dites couches minces. Cette dernière était présente sur le marché au début du développement de la filière pour son avantage économique, mais depuis les cellules cristallines ont vu leur rendement s'améliorer plus rapidement et leurs coûts de fabrication baisser, inondant ainsi le marché [Photovoltaics Report (fraunhofer.de)].

5. Selon la base carbone de l'ADEME : <https://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consulter/liste-element/categorie/71> et l'outil INCER-ACV : <http://viewer.webservice-energy.org/incer-acv/app/>

6. Le carbone émis à la combustion de la biomasse d'origine agricole ou forestière correspond à du carbone biogénique. Quelle que soit son origine, biogénique ou fossile, une molécule de CO<sub>2</sub> agit de la même façon sur l'effet de serre. Cependant, au contraire des énergies fossiles, la biomasse peut se renouveler à l'échelle humaine, avec des cycles plus ou moins longs (cultures annuelles, forêts).

**Figure 12.11** Émissions en cycle de vie des technologies bas-carbone en 2020 et en 2050 (évolution pessimiste et tendancielle)



ou effluents d'élevage par exemple) ne sont pas prises en compte. D'autre part, ces filières ne sont mobilisées qu'à la marge dans les scénarios étudiés, qui intègrent uniquement les installations existantes ou les sites pour lesquels il n'existe pas d'autres débouchés possibles que la production d'électricité (par exemple, les sites agricoles éloignés du réseau gazier et ne pouvant y être raccordés pour injecter le biogaz produit).

Ces progrès sur l'empreinte carbone pourraient par ailleurs être accentués par la décarbonation des mix énergétiques dans les pays producteurs des infrastructures des moyens de production. Pour l'évaluation des émissions en cycle de vie du système électrique, le choix méthodologique retenu dans les «Futurs énergétiques 2050» consiste à rester prudent quant à l'atteinte des objectifs de décarbonation des autres pays.

Ces niveaux d'émissions demeurent dans tous les cas très inférieurs à ceux associés aux énergies fossiles et ne remettent pas en cause l'opportunité du développement des différentes filières pour décarboner l'économie. En particulier, le déploiement des énergies renouvelables permet non seulement d'éviter le recours aux centrales thermiques fossiles pour la production d'électricité mais aussi d'accompagner l'électrification des usages et donc la réduction du recours aux énergies fossiles dans tous les autres secteurs (bâtiments, transport, industrie...) ce qui a globalement un bilan positif pour le climat. À titre d'exemple, même en prenant en compte les émissions en cycle de vie, l'empreinte carbone de la mobilité des français dans le scénario de référence passerait d'environ 2,8 tCO<sub>2</sub>eq/hab<sup>7</sup> à 0,6 tCO<sub>2</sub>eq/hab, sans prendre en compte la décarbonation des autres pays. La publication complémentaire prévue pour début 2022 précisera les analyses en cycle de vie au niveau des usages.

7. «L'empreinte carbone de la France» SDES, 2020

### 12.2.3.4 Dans tous les scénarios, l’empreinte carbone de l’électricité produite en France est en forte baisse

En prenant en compte l’ensemble des émissions sur le cycle de vie, l’empreinte carbone du système électrique français est aujourd’hui d’environ 26 MtCO<sub>2</sub>eq annuelles (à conditions météorologiques moyennes). L’essentiel de cette empreinte provient des émissions directes liées à la combustion de fioul, gaz et charbon dans les centrales (20 MtCO<sub>2</sub>eq) mais avec un talon également issu du reste du cycle de vie des installations (6 MtCO<sub>2</sub>eq), correspondant aux émissions amont (extraction et transport des combustibles) et à la construction et à la fin de vie des moyens de production et de réseau.

Dans tous les scénarios étudiés, cette empreinte est nettement réduite à l’horizon 2050, le bilan carbone associé aux nouvelles infrastructures (notamment énergies renouvelables et stockage) étant largement compensé par les gains liés à la décarbonation de la production d’électricité. Dans l’hypothèse de référence (améliorations technologiques tendancielles mais sans décarbonation des mix énergétiques à l’étranger), les émissions en cycle de vie du système électrique français sont ainsi réduites de 60 % à 75 % d’ici 2050 selon les scénarios, avec une baisse un peu plus prononcée dans les scénarios comprenant le développement du photovoltaïque et des batteries le plus faible. Même dans une hypothèse plus pessimiste de moindres améliorations

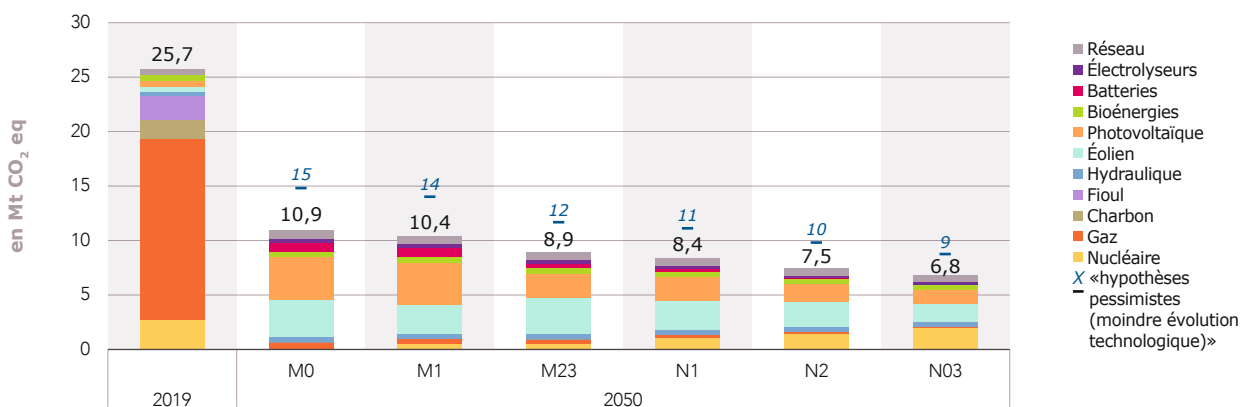
technologiques et toujours sans intégrer la décarbonation des mix énergétiques étrangers, la réduction des émissions du système électrique est de l’ordre de 40 à 65%.

Cette diminution, importante en pourcentage, reste néanmoins limitée en valeur absolue compte tenu de l’empreinte carbone déjà relativement faible du système électrique actuel. La baisse obtenue représente tout de même de l’ordre de 2,5% de l’empreinte carbone totale actuelle de la France.

Dans l’hypothèse où l’intensité carbone des mix énergétiques mondiaux baisserait, comme mentionné dans la partie 12.2.6, alors l’empreinte carbone du secteur électrique français pourrait être encore plus faible à l’horizon 2050, avec en corollaire une réduction de l’écart entre les scénarios étudiés.

Enfin, **les émissions du système électrique français se réduisent donc significativement même en intégrant l’ensemble du cycle de vie des moyens de production, de stockage et de réseau et ce alors même que la consommation et la production d’électricité sont amenées à augmenter.** Ceci conforte l’intérêt d’un recours à l’électricité pour décarboner les usages énergétiques quand cela est possible.

**Figure 12.12** Émissions en cycle de vie du système électrique en France en 2020 et en 2050 dans les six scénarios



## 12.2.4 Remplacer les combustibles fossiles dans les transports, le bâtiment et l'industrie par de l'électricité bas-carbone contribue à une réduction des émissions de la France de plus de 35% à long terme

### 12.2.4.1 L'électrification des usages énergétiques ou de certains procédés industriels permet de s'attaquer aux principaux postes d'émissions de gaz à effet de serre de la France

La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre de la France est aujourd'hui associée à l'utilisation d'énergie fossile (70% des émissions nationales en 2019), le reste étant issu de l'agriculture, des procédés industriels non énergétiques et de la gestion des déchets.

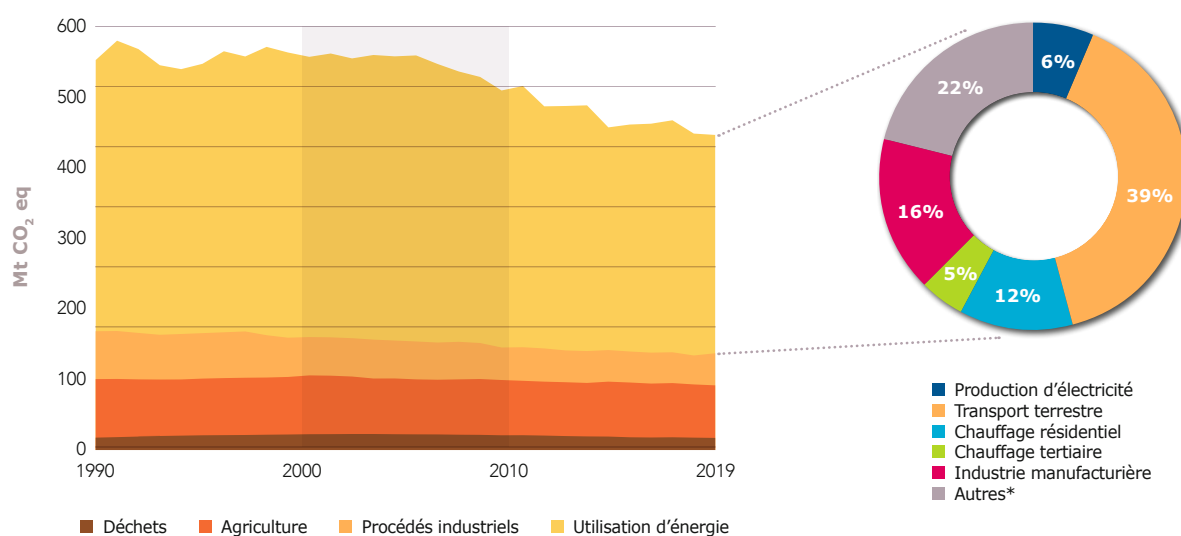
Parmi les usages énergétiques, l'électricité représente une part limitée des émissions en France, l'essentiel de la production étant déjà bas-carbone. En revanche, le recours aux énergies fossiles dans les transports, les bâtiments et l'industrie contribue largement aux émissions nationales et constitue le gisement principal de réduction des émissions de la France. La SNBC, tout comme l'ensemble des stratégies de décarbonation publiées dans le monde, prévoit ainsi d'électrifier (directement ou indirectement via l'hydrogène) un certain nombre

d'usages énergétiques en vue d'atteindre la neutralité carbone.

Les effets de la transformation du secteur électrique sur les émissions de gaz à effet de serre au cours des trente à quarante prochaines années ne doivent donc pas s'étudier sur le seul périmètre de la production d'électricité mais plutôt en intégrant l'ensemble des transferts d'usages vers l'électricité.

Au-delà de l'utilisation de l'énergie, le recours à l'électricité peut également favoriser la réduction des émissions de certains procédés industriels utilisant de l'hydrogène. Ainsi, le développement de la production d'hydrogène à partir d'électricité bas-carbone (via l'électrolyse) contribue à remplacer des procédés utilisant des énergies fossiles dans la chimie, la sidérurgie ou encore dans les raffineries et bioraffineries.

**Figure 12.13** Répartition par source des émissions de gaz à effet de serre en France entre 1990 et 2019



Source : «Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde» SDES (2021)

\* Soutes maritimes, aérien, autre énergie (raffinage, fuites de gaz, etc), industrie de construction, énergie dans l'agriculture, autres

### 12.2.4.2 Les transferts d'usages vers l'électricité représentent plus de 50% des baisses d'émissions liées à l'énergie projetées à l'horizon 2050 et contribuent ainsi fortement à l'atteinte de la neutralité carbone

À l'horizon 2050, la SNBC table sur une décarbonation quasi complète de la consommation d'énergie, dont les émissions, aujourd'hui de l'ordre de 310 MtCO<sub>2</sub>eq, se réduisent à 6 MtCO<sub>2</sub>eq. Les émissions résiduelles, qui correspondent aux transports aériens et maritimes internationaux (appelés « combustibles soutes »), sont considérées comme difficilement compressibles et visent donc à être compensées par des puits de carbone.

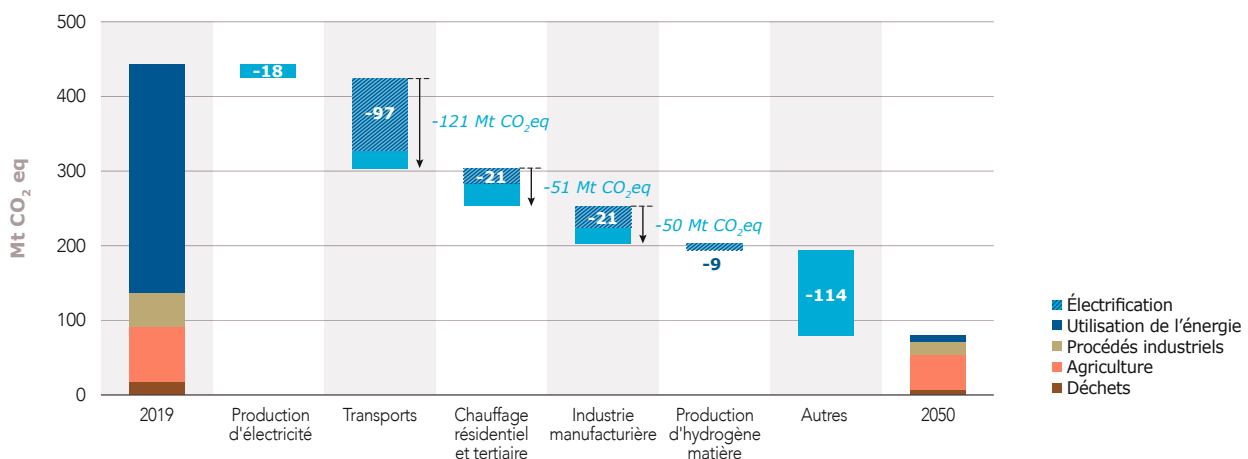
Cette trajectoire de réduction des émissions liées à la consommation d'énergie projetée par la SNBC s'appuie sur deux principaux leviers :

- ▶ la baisse de la demande en énergie notamment via des mesures d'efficacité énergétique ;

- ▶ un remplacement des énergies fossiles par des énergies bas-carbone, notamment via des transferts d'usages importants vers l'électricité.

En conséquence, une grande partie des baisses d'émissions projetées est directement liée au développement des nouveaux usages de l'électricité dans les transports, les bâtiments et l'industrie. Au cours des dernières années, RTE a étudié de manière approfondie ces effets à travers plusieurs publications<sup>8</sup>, qui ont permis de préciser les méthodologies d'analyse et de quantifier les émissions de gaz à effet de serre évitées par l'électrification à l'horizon 2030-2035.

**Figure 12.14** Évolution des émissions de gaz à effet de serre territoriales de la France et contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050



NB : la catégorie « Autres » regroupe la baisse des émissions liées à l'agriculture, au traitement des déchets, aux procédés industriels et le reste des émissions liées à l'énergie dans le secteur du bâtiment (équipements domestiques, cuisson, etc.) et le secteur de la construction

8. « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique » (mai 2019) : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilit%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>  
 « La transition vers un hydrogène bas-carbone » (janvier 2020) : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>  
 « Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? » (décembre 2020) : [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage\\_RTE\\_Ademe.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf)

**Le prolongement de ces travaux sur les nouveaux scénarios à l'horizon 2050 montre que l'électrification joue un rôle majeur dans la décarbonation du mix énergétique français et l'atteinte de la neutralité carbone. Dans l'ensemble, le secteur électrique contribuera ainsi pour environ 55% à la réduction des émissions liées à l'énergie,** dont près de 50% pour l'effet des transferts vers l'électricité (-156 MtCO<sub>2</sub>eq) et 5% associés à la décarbonation totale de la production d'électricité grâce à la fermeture ou la conversion des dernières centrales

thermiques fossiles. Parmi les différents secteurs concernés, l'électrification des transports représente le levier principal de baisse des émissions (-97 MtCO<sub>2</sub>eq).

En complément des baisses d'émissions liées à l'utilisation de l'énergie, le développement de la production d'hydrogène par électrolyse en lieu et place du vaporeformage permet de réduire les émissions des procédés industriels d'environ 9 MtCO<sub>2</sub>eq.

### **12.2.4.3 La décarbonation des transports à long terme repose à 80% sur l'électricité, essentiellement via les véhicules électriques à batteries mais également via le développement de l'hydrogène dans le transport lourd**

Les émissions directes dans le secteur des transports (liées au seul usage des véhicules) représentent aujourd'hui la principale source d'émissions territoriales, avec plus de 120 MtCO<sub>2</sub>eq/an en incluant les émissions des véhicules particuliers et celles associées aux transports en commun et au transport de marchandises.

À l'horizon 2050, les perspectives d'évolution de la consommation énergétique intègrent une augmentation de la distance moyenne parcourue par les personnes et les marchandises, dans la continuité des tendances actuelles. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette hypothèse tendrait à faire croître légèrement les émissions dans le scénario de référence, même si la hausse est partiellement compensée par une augmentation des taux de remplissage des véhicules.

Pour décarboner le secteur, les politiques publiques visent à s'appuyer sur différents leviers :

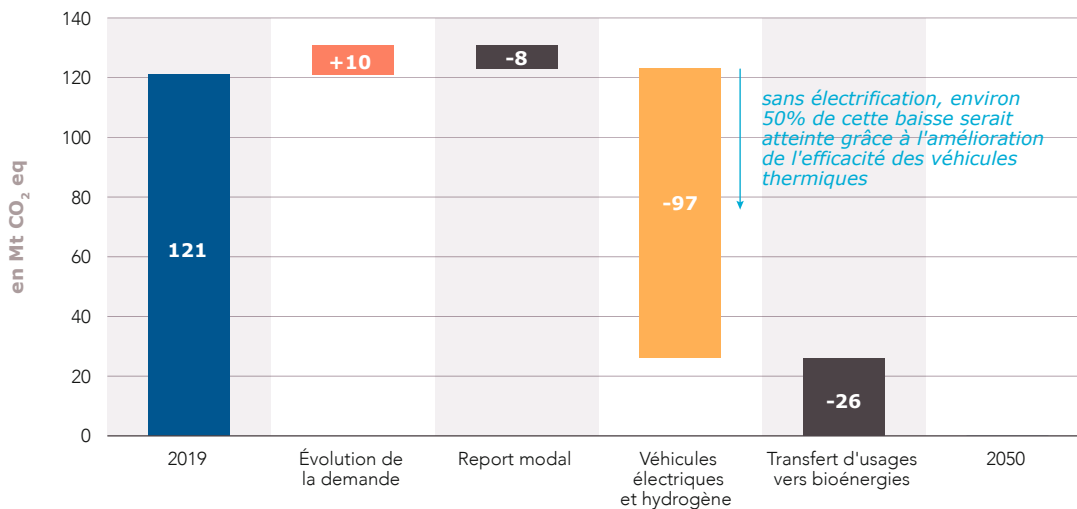
- ▶ le report modal, qui se traduit par un transfert des déplacements en voiture vers les transports en commun et la mobilité douce, et un report des transports de marchandises par camions vers le fret ferroviaire ;
- ▶ une décarbonation de l'énergie utilisée, avec en particulier un développement massif des véhicules particuliers électriques ainsi qu'un développement

combiné de l'électrique, de l'hydrogène, des biocarburants et du bio-GNV pour les poids lourds ;

- ▶ une diminution de la consommation unitaire des véhicules, via l'amélioration du rendement des moteurs, qu'ils soient électriques ou thermiques.

Parmi ces leviers, le recours massif au véhicule électrique constitue une condition nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone. Ainsi, l'électrification de 95% du parc de véhicules particuliers et le développement des poids lourds fonctionnant à l'électricité ou à l'hydrogène (produit par électrolyse) contribuent à réduire les émissions directes du secteur des transports de plus de 80% d'ici 2050. Le reste des baisses d'émissions est atteint avec le report modal et le développement des biocarburants et du bio-GNV pour décarboner une partie des poids lourds.

À titre de comparaison, un scénario dans lequel la décarbonation des transports s'appuierait uniquement sur l'amélioration des véhicules thermiques (remplacement du parc par des véhicules aux meilleures performances actuelles) ne permettrait de réduire que près de 50% des émissions évitées par le déploiement des véhicules électriques à long terme.

**Figure 12.15** Évolution des émissions dans le secteur des transports terrestres entre 2019 et 2050

#### 12.2.4.4 L'électrification du chauffage permet de réduire les émissions de plus de 40% dans le secteur du bâtiment

Les émissions directes liées aux usages énergétiques dans le secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires) ont représenté environ 70 MtCO<sub>2</sub>eq en 2019 (16% des émissions totales de la France), dont environ 50 MtCO<sub>2</sub>eq pour les seules émissions liées au chauffage (le reste correspondant à la cuisson, à l'eau chaude sanitaire et aux émissions des fluides frigorigènes pour la climatisation).

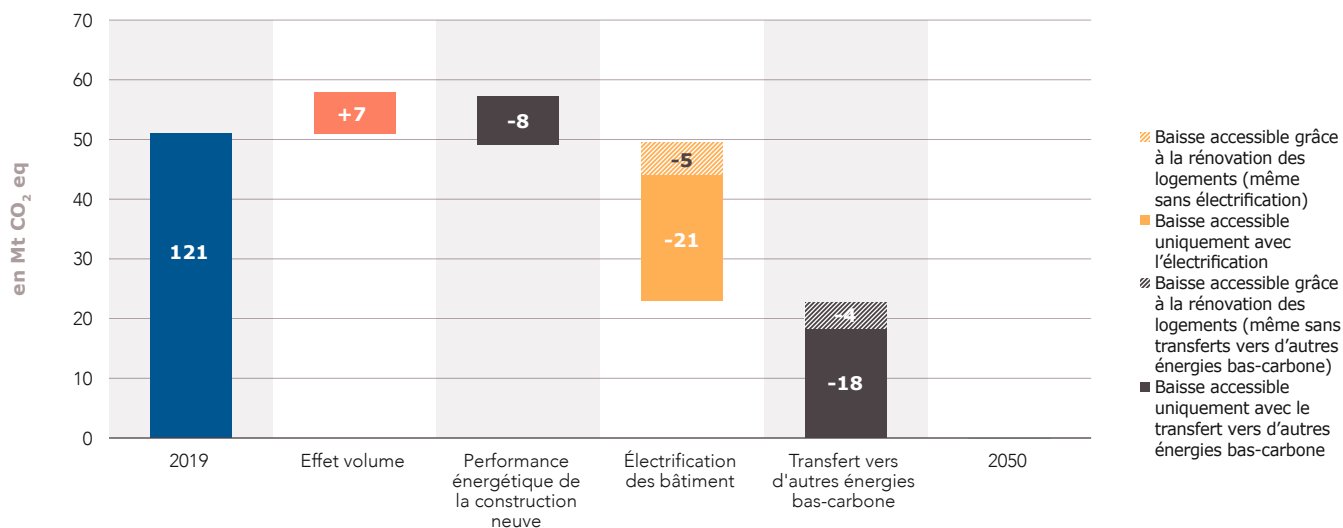
Le rapport publié par RTE et l'ADEME en décembre 2020 a mis en évidence les principaux leviers mis en place par les pouvoirs publics pour réduire les émissions du chauffage : performance énergétique et climatique de la construction neuve (notamment via la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments RE2020), rénovation des bâtiments existants, recours aux solutions de chauffage les plus efficaces (notamment pompes à chaleur) et bascule vers des vecteurs décarbonés comme l'électricité, la biomasse et les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération. Cette étude avait montré qu'à l'horizon 2035, une combinaison de l'ensemble des

leviers permet de sortir du chauffage au fioul et de diviser par deux les émissions du chauffage en France.

À l'horizon 2050, la décarbonation profonde passe par une accélération de la rénovation et des transferts vers les solutions décarbonées. Dans cette stratégie, le déploiement massif de systèmes très efficaces comme les pompes à chaleur conduit à augmenter la part de l'électricité dans les bâtiments de 40% aujourd'hui à 70% en 2050 (cf. chapitre 3), et contribue ainsi à réduire de plus de 40% les émissions du chauffage en France.

Contrairement à une idée parfois reçue, la stratégie nationale bas-carbone ne prévoit toutefois pas une vision tout-électrique pour le bâtiment en 2050, mais conduit à une part significative de logements et bâtiments tertiaires chauffés au bois, au biométhane ou encore avec des réseaux de chaleur alimentés par des sources renouvelables ou de récupération. La transformation de ces bâtiments constitue donc également une condition nécessaire à la décarbonation totale du chauffage en 2050.

**Figure 12.16** Évolution des émissions liées au chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire entre 2019 et 2050



Enfin, l'amélioration de la performance du bâti (murs, toits, fenêtres...) à la fois dans le neuf, via la réglementation environnementale des bâtiments, et dans l'existant, via la rénovation, apparaît comme un levier important de la stratégie de décarbonation, même si ce type d'actions est en

partie contrebalancé par un effet rebond (suite aux travaux de rénovation, les utilisateurs sont ainsi susceptibles d'augmenter leur température de chauffage, effaçant ainsi partiellement les gains énergétiques liés aux travaux).

#### 12.2.4.5 Dans l'industrie manufacturière, la substitution de l'électricité aux sources d'énergie d'origine fossile représente la moitié du gisement de réduction des émissions énergétiques

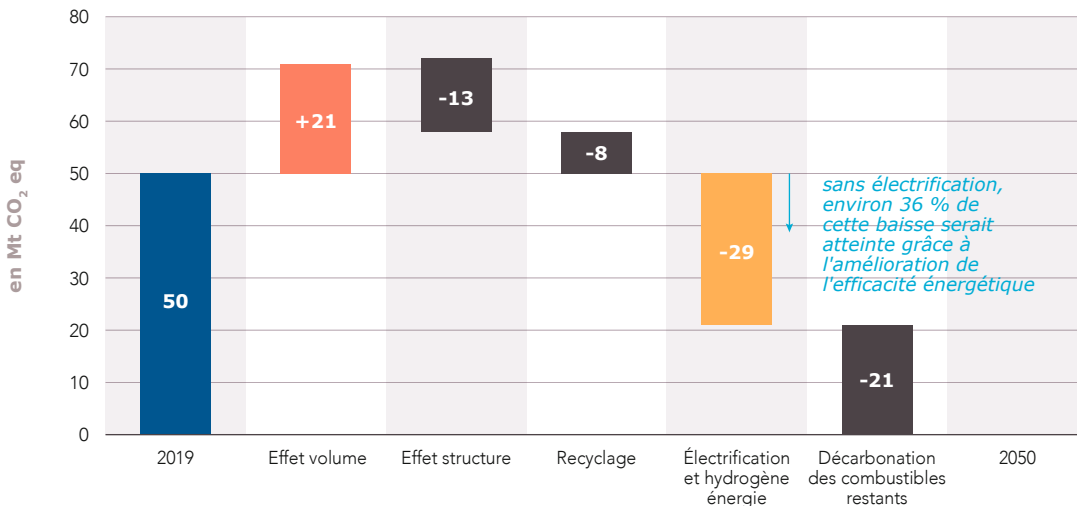
L'industrie manufacturière est aujourd'hui à l'origine de près de 17% des émissions de la France (près de 74 MtCO<sub>2</sub>eq/an, dont 50 sont associées à des usages énergétiques et 24 pour les procédés industriels non énergétiques).

À l'horizon 2050, la stratégie nationale bas-carbone considère que le secteur de l'industrie manufacturière ne se décarbone pas entièrement du fait des émissions incompressibles des procédés industriels, mais table en revanche sur une suppression des émissions liées à l'utilisation de l'énergie, malgré une forte croissance de l'activité industrielle.

Cette croissance de l'industrie (en valeur ajoutée) si elle ne s'accompagnait pas d'une stratégie de décarbonation serait de nature à accroître les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, cet effet haussier est en partie compensé par un effet de structure : la croissance de l'industrie se porte sur des secteurs moins énergivores (équipements électriques et électroniques, matériel de transport...) tandis que l'activité de certaines des branches les plus énergivores et émettrices doit baisser (engrais azotés, baisse du besoin en ciment et matériaux de construction...).

Au-delà de ces effets « volume » et « structure », plusieurs leviers de décarbonation doivent être



**Figure 12.17** Évolution des émissions directes (hors procédés) dans l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050

déployés pour réduire les émissions énergétiques de l'industrie et atteindre la neutralité carbone :

- ▶ en premier lieu l'électrification des procédés et de la production de chaleur (chaudières électriques et pompes à chaleur), qui contribue pour plus de 55% aux baisses d'émissions ;
- ▶ le recours aux bioénergies (bois et autres

combustibles solides, biométhane), dans la mesure de leur disponibilité ;

- ▶ enfin, le recyclage des produits, qui est moins énergivore que la filière primaire de production et contribue ainsi à réduire les émissions associées à la combustion dans certains secteurs (acier, aluminium, verre, papier-carton...).

#### 12.2.4.6 Dans le domaine des procédés industriels non énergétiques, la production d'hydrogène par électrolyse représente un potentiel de décarbonation important

L'hydrogène à usage matériau que ce soit pour le raffinage (carburants et biocarburants), la production d'ammoniac ou autre produit chimique, est une substance difficilement substituable dans les procédés chimiques. Si certains de ces usages sont appelés à diminuer à long terme (raffinage de pétrole, engrais azotés), de nouveaux usages matériau de l'hydrogène pourront aussi se développer, comme par exemple l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie.

Pour ces usages matériau, la quasi-totalité de l'hydrogène concerné est aujourd'hui produit à partir de procédés utilisant des énergies fossiles et

fortement émetteurs de gaz à effet de serre. Si une partie de la production d'hydrogène est fatale et inhérente à certains procédés industriels (et donc difficilement substituable), une grande partie est encore assurée par des unités dédiées de vaporeformage du méthane susceptibles d'être remplacées par de l'électrolyse bas-carbone.

Dans les scénarios étudiés, une telle stratégie permet d'assurer la production d'environ 900 000 tonnes d'hydrogène pour des usages matériau à partir d'électricité bas-carbone, ce qui contribue à baisser les émissions nationales de près de 9 MtCO<sub>2</sub>eq/an.

## 12.2.5 Une accélération du rythme de décarbonation est possible dès l'horizon 2030 via des transferts d'usages accrus vers l'électricité

### 12.2.5.1 Le nouvel objectif européen implique d'accélérer le rythme de décarbonation

Au-delà de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 se pose la question du rythme de cette décarbonation. Dans le cadre du nouveau «Pacte vert», l'Union européenne a fixé l'objectif d'une réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de 55% en 2030 par rapport aux niveaux de 1990, soit un renforcement important de l'objectif précédent qui consistait en une réduction des émissions de 40% à cet horizon.

Plusieurs mesures contenues dans le paquet «Ajustement à l'objectif 55» publié en juillet 2021 visent à accompagner cet objectif, avec notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment, ou encore la réduction de 100% des émissions dans les parcs de véhicules légers (voitures et véhicules utilitaires légers) vendus dès 2035.

Même si le nouvel objectif de réduction des émissions pour la France n'est pas encore fixé, la proposition de modification du règlement européen sur

la répartition des efforts, concernant les émissions des secteurs non couverts à l'origine par le système d'échange de quotas d'émissions, établirait une réduction de 47,5% des émissions françaises dans ces secteurs en 2030. De manière générale, le nouvel objectif de -55% sur les émissions nettes appliqué à la France pourrait se traduire par une réduction de l'ordre de -50% sur les émissions brutes (c'est-à-dire hors prise en compte des puits de carbone).

L'accélération de l'électrification est un des leviers efficaces pour permettre l'atteinte des nouveaux objectifs 2030, d'autant plus que la production d'électricité bas-carbone en France restera excédentaire à cet horizon, résultat déjà mis en avant par l'étude publiée par RTE au printemps 2021<sup>9</sup>.

Dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», l'analyse des perspectives d'accélération de la décarbonation à l'horizon 2030 a été approfondie, notamment au travers de l'étude d'une variante spécifique («Accélération 2030») présentée dans le chapitre 3.

**Figure 12.18** Émissions évitées supplémentaires en 2030 dans le scénario «accélération 2030»

	Scénario de référence	Scénario «accélération 2030»	Émissions évitées supplémentaires dans «accélération 2030»
Transports terrestres	33 TWh	61 TWh	15 MtCO <sub>2</sub> eq
Chauffages résidentiels et tertiaires	56 TWh	58 TWh	0,4 MtCO <sub>2</sub> eq
Industrie manufacturière	113 TWh	116 TWh	0,7 MtCO <sub>2</sub> eq

9. RTE, 2021, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2021, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021%20-%20principaux%20enseignements.pdf>

Cette variante repose sur des transferts d'usages plus poussés, dans les secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie. Parmi ces différents secteurs, le transport présente en particulier plusieurs caractéristiques qui en font un segment propice pour l'accélération de l'électrification : taux de renouvellement du parc relativement rapide, efficacité économique par rapport à d'autres mesures de décarbonation, dynamique positive déjà engagée en 2020 avec un bond de la part de marché de l'électricité dans les ventes (plus de 10% des véhicules neufs), accélération prévisible avec le nouvel objectif de fin de vente de nouveaux véhicules thermiques en 2035.

La variante « accélération 2030 » prévoit en conséquence un déploiement plus rapide du véhicule

électrique (13 millions de véhicules électriques en 2030 contre 7 millions dans la trajectoire de référence), et dans une moindre mesure une accélération des transferts d'usages vers l'électricité dans le bâtiment et l'industrie. D'autres stratégies consistant à accélérer plus spécifiquement sur le chauffage ou certains procédés industriels sont également envisageables. Par ailleurs, cette trajectoire doit s'intégrer dans un effort plus global d'accélération sur d'autres actions, notamment en matière d'efficacité énergétique et de décarbonation des autres vecteurs : l'accélération de l'électrification constitue en effet un prérequis important pour l'atteinte des nouveaux objectifs mais ne sera pas suffisante à elle seule.

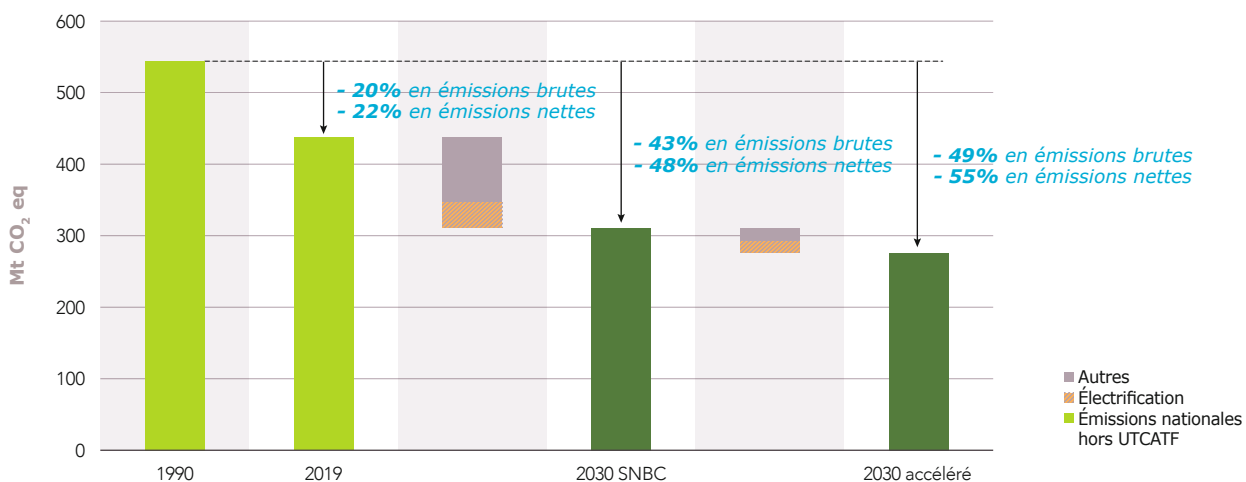
### 12.2.5.2 L'accélération de l'électrification

L'accélération des transferts d'usage vers l'électricité contribue largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En reprenant le principe des évaluations présentées ci-dessus, l'analyse montre que la contribution du système électrique à la décarbonation pèse pour 29% dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre

à l'horizon 2030 dans la trajectoire de référence et 33% dans la variante « accélération 2030 ».

Ces évaluations montrent ainsi l'intérêt d'accélérer les transferts d'usages pour contribuer aux nouveaux objectifs climatiques de la France et de l'Europe.

**Figure 12.19** Baisse des émissions territoriales à l'horizon 2030



Ces perspectives de renforcement des objectifs de décarbonation ne peuvent s'inscrire durablement que dans une perspective de croissance de la production d'électricité décarbonée sur les dix prochaines années. Si l'analyse avait déjà mis en évidence les marges de production d'électricité dont disposera la France et donc le caractère fortement exportateur du système électrique français à l'horizon 2030, une telle stratégie d'accélération sera favorisée par la mobilisation de l'ensemble

des leviers permettant de maximiser la production d'électricité décarbonée. Le nouveau nucléaire ne pouvant être déployé de manière assez rapide pour produire des effets sur les dix prochaines années, les leviers sur le mix électrique consistent essentiellement à développer le maximum d'énergies renouvelables, notamment en suivant voire en dépassant les trajectoires actuelles de la PPE, ainsi qu'à maintenir les réacteurs nucléaires existants.

## 12.2.6 La France pourrait réduire de manière progressive son empreinte carbone de 50 à 100 MtCO<sub>2</sub>eq supplémentaires grâce à une stratégie combinée de réindustrialisation et de décarbonation assise sur un parc électrique bas-carbone compétitif

### 12.2.6.1 L'empreinte carbone : un indicateur qui permet de refléter la pression sur le climat générée par la demande

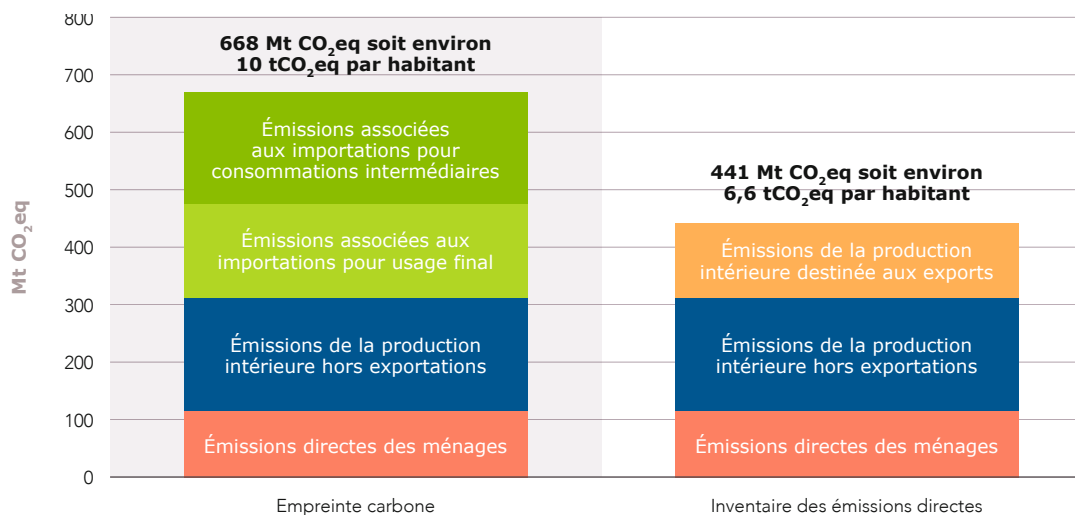
Au-delà de la seule question des émissions directes, dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique, l'attention se focalise également sur la notion d'empreinte carbone, qui inclut les émissions induites à l'échelle mondiale par la consommation des Français, plutôt que sur les seules émissions nationales.

L'empreinte carbone permet d'apprécier les pressions exercées sur le climat par la demande intérieure française quelle que soit l'origine géographique des produits consommés. Elle est complémentaire de l'inventaire national qui estime les émissions directes. Son calcul n'est pas encadré

par des normes reconnues et différentes approches méthodologiques existent. Néanmoins, la modélisation macroéconomique est la méthode<sup>10</sup> privilégiée par la communauté scientifique et les organismes statistiques internationaux ou nationaux, tel que le Service des données et études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique en France.

Le GIEC a estimé dans son rapport<sup>11</sup> publié en octobre 2018 un «budget» carbone mondial restant compatible avec une limitation du réchauffement planétaire de 2°C. Rapporté à la population, le «budget CO<sub>2</sub>» de chaque habitant sur Terre devrait

**Figure 12.20** Empreinte carbone de la France vs émissions directes en 2019



10. Les calculs d'empreinte carbone réalisés dans ce chapitre s'appuient sur la méthode proposée par le SDES, qui est décrite ici :

<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-01/empreinte-carbone-methodologie-012020.pdf>

Ils reposent sur l'exploitation de données fournies par le Citepa, par Eurostat, par les Douanes, par l'AIE et par la FAO. Les analyses d'empreinte carbone se restreignent aux trois principaux gaz à effet de serre, c'est-à-dire le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O). L'agrégation en équivalent CO<sub>2</sub> se fait à partir du pouvoir de réchauffement global à 100 ans (PRG) de chacun de ces gaz à effet de serre, chiffres fournis par le GIEC.

11. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2018), «Rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5°C»

être compris entre 1,6 tonne (hypothèse basse) et 2,8 tonnes (hypothèse haute) de CO<sub>2</sub> équivalent par an entre aujourd'hui et 2100. Pour comparaison, en 2017, l'empreinte carbone moyenne par habitant dans le monde était de 4,8 tCO<sub>2</sub>eq/an contre 10,1 tCO<sub>2</sub>eq/an pour un Français.

Désormais introduit dans la loi énergie et climat de 2019, l'objectif de réduction de l'empreinte carbone de la France complète les objectifs de réduction sur les émissions territoriales. Les objectifs quantitatifs associés à cette évolution de l'empreinte carbone doivent être précisés dans la prochaine SNBC.

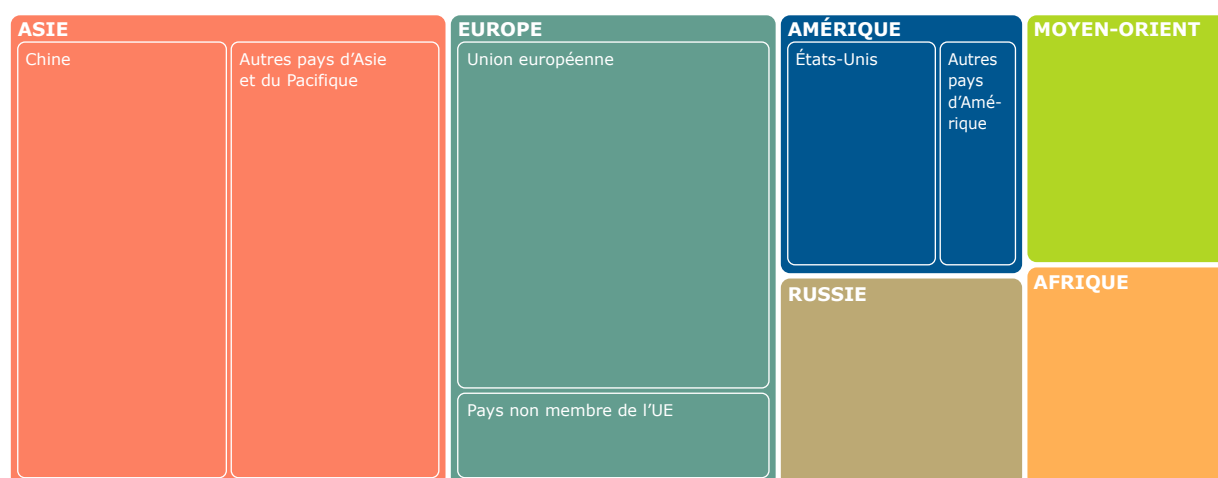
### 12.2.6.2 Une empreinte carbone en nette diminution dans la trajectoire de référence grâce à la décarbonation progressive de la France et des autres pays

Malgré une baisse des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire français au cours des quinze dernières années, l'empreinte carbone de la France est demeurée globalement stable autour de 700 MtCO<sub>2</sub>eq entre 2000 et 2015, même si elle tend à baisser légèrement après 2015. Une partie de ce constat s'explique par l'augmentation des émissions dues aux importations, qui est passée d'environ 285 à 360 MtCO<sub>2</sub>eq sur la période 2000-2019. Aujourd'hui, l'empreinte carbone de la France est 1,5 fois plus élevée que les émissions territoriales.

Dans l'Union européenne, les objectifs du nouveau «Pacte vert» incluent la réduction des émissions nettes de 55% en 2030 par rapport à 1990 (contre

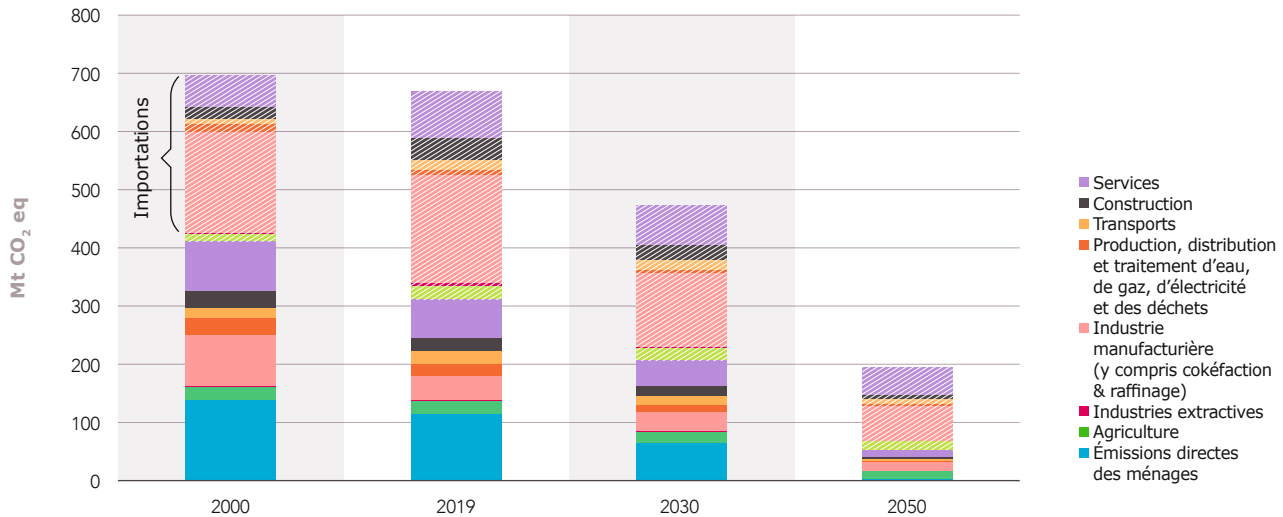
une réduction de 48% visée auparavant) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. La Chine a quant à elle annoncé fin 2020 un objectif de réduction de son intensité carbone (émissions de CO<sub>2</sub> rapportées au PIB) de 65% par rapport au niveau de 2005, et de zéro émissions nettes au plus tard en 2060. Après avoir rejoint de nouveau les signataires de l'accord de Paris, les États-Unis ont affiché en 2021 la volonté de réduire leurs émissions de 50% en 2030 comparé au niveau de 2005 et s'engagent avec leur plan d'action en faveur du climat à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Mi-octobre, le président de la Russie a également déclaré vouloir atteindre la neutralité carbone au plus tard en 2060.

**Figure 12.21** Décomposition des contributions de chaque pays à l'empreinte carbone de la France en 2011



Source : données Haut Conseil pour le Climat et Observatoire Français de la Conjoncture Economique

**Figure 12.22** Évolution de l’empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence (en tenant compte de la décarbonation progressive de la France et des autres pays selon leurs objectifs publics)



Ainsi, dans le scénario consommation de référence, une diminution progressive de l’empreinte carbone de la France est attendue, principalement sous l’effet de la réduction des émissions du mix énergétique en France, ainsi que dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés. L’empreinte carbone passe ainsi d’environ 670 MtCO<sub>2</sub>eq en 2019 à environ 470 MtCO<sub>2</sub>eq en 2030 (-30%) et 195 MtCO<sub>2</sub>eq en 2050 (-72%). Le volume des échanges reste globalement proportionnel à la progression du PIB, les importations et les exportations augmentant de manière tendancielle.

À l’horizon 2050, l’empreinte carbone de la France reste significative, notamment du fait des émissions liées aux importations. Ceci s’explique essentiellement par le fait que les objectifs de décarbonation suivent un rythme plus lent dans beaucoup d’autres pays que la France (peu de pays dans le monde ont encore adopté un objectif de neutralité carbone à l’horizon 2050, la plupart ayant à ce jour uniquement des objectifs de baisse à l’horizon 2030) et dans une moindre mesure par le fait que la France continue d’importer des biens dont les procédés de production apparaissent difficiles à décarboner, comme des métaux ou des produits agricoles.

### 12.2.6.3 Dès aujourd’hui, une relocalisation de la production en France permet d’améliorer l’empreinte carbone de la France

L’industrie française est aujourd’hui toujours alimentée par un mix énergétique majoritairement carboné (65% de combustibles fossiles). Cependant, des efforts sur l’efficacité énergétique de divers procédés de fabrication ont permis de réduire l’intensité

énergétique de l’ordre de 30% depuis 2000. De même, l’intensité carbone de l’énergie consommée a baissé de 7% sur cette même période<sup>12</sup>, grâce à un recours croissant à la biomasse qui représente aujourd’hui 5% du mix énergétique, à l’électricité

12. Dossier INSEE : « Une analyse de la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> dues à la combustion d’énergie en France depuis 1990 » [https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3280934/Enviro17d\\_D3\\_Emissions-carbone.pdf](https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3280934/Enviro17d_D3_Emissions-carbone.pdf)

déjà bas-carbone et au gaz, des vecteurs moins émetteurs que d'autres énergies fossiles qu'ils remplacent. Enfin, concernant l'électricité, la France dispose déjà d'une production largement bas-carbone, ce qui lui confère un avantage relatif sur ce point par rapport aux autres pays. Bien que l'électricité représente environ 30% des consommations d'énergie de l'industrie (un niveau comparable à celui d'autres pays européens), il n'en reste pas moins que les émissions indirectes liées à la consommation électrique de l'industrie permettent de réduire l'intensité carbone par unité de valeur ajoutée.

Ainsi, d'ores et déjà l'industrie française est plus performante en termes d'émissions carbone que dans la plupart des pays d'où les biens sont importés. En moyenne, les produits manufacturés importés en France ont une intensité carbone supérieure de 58% à l'intensité carbone de la production des mêmes produits en France.

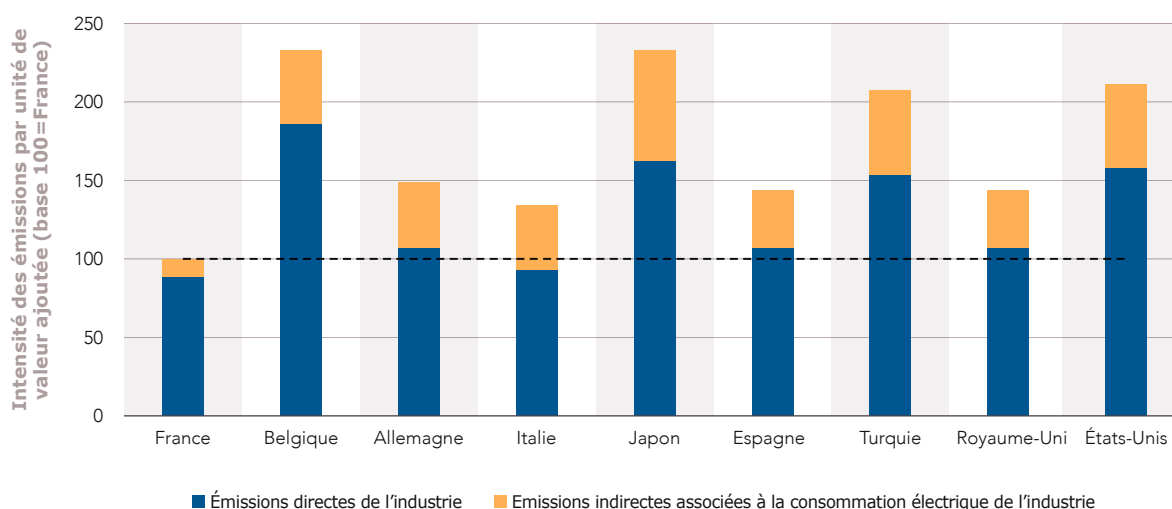
Sur le court et moyen terme, l'augmentation de la part de production locale dans la consommation nationale de produits industriels constitue donc un levier significatif pour la réduction de l'empreinte

carbone de la France. Si tous les produits manufacturés importés aujourd'hui étaient produits localement, alors l'empreinte carbone serait plus faible d'environ 75 MtCO<sub>2</sub>eq.

À long terme, l'électrification et le transfert vers des combustibles verts vont permettre de réduire l'intensité en émissions des différentes branches de l'industrie française. **Malgré les ambitions de décarbonation du reste du monde, la France garde jusqu'en 2050 un avantage à relocaliser la production de biens manufacturés si elle tient ses objectifs. Cela est dû à son avantage carbone de départ ainsi qu'au fait que tous les pays depuis lesquels la France importe n'ont pas un objectif de neutralité carbone en 2050.**

En transposant l'exercice théorique d'une relocalisation totale de la production sur l'année 2050 dans une France neutre en carbone, plus de 65 MtCO<sub>2</sub>eq d'empreinte carbone seraient évitées. Cette réduction est inférieure à celle qui aurait été obtenue en 2019 du fait de la réduction de l'intensité carbone dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés.

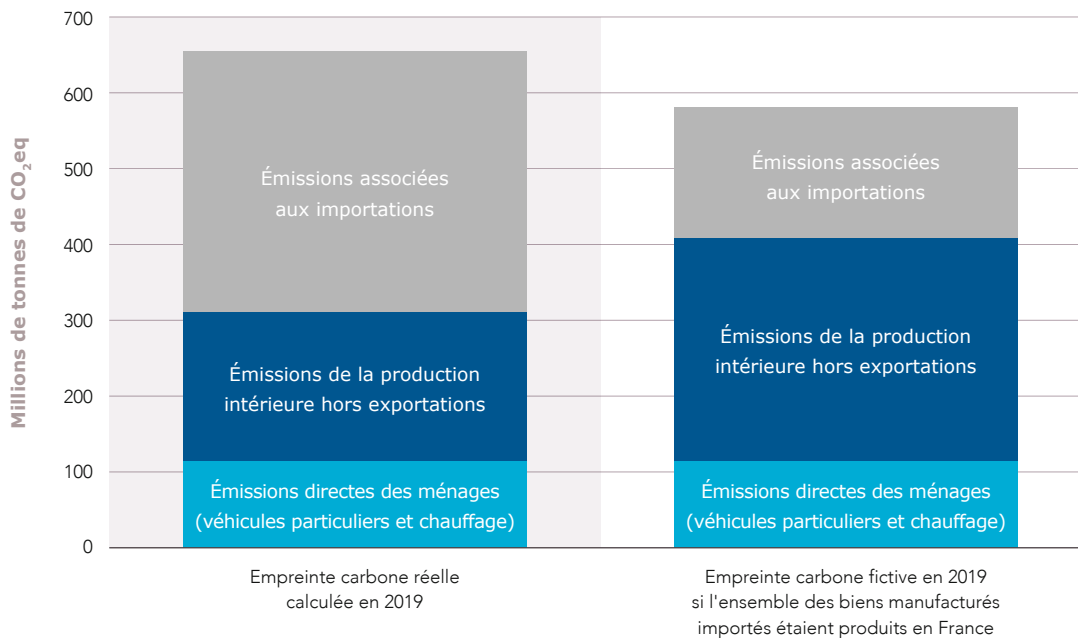
**Figure 12.23** Comparaison des émissions par unité de valeur ajoutée de l'industrie manufacturière (directes de l'industrie et indirectes associées à la consommation d'électricité) (traitement de données AIE)



Source : données AIE



**Figure 12.24** Empreinte carbone de la France en 2019 et empreinte fictive 2019 calculée en supposant que l'ensemble des produits manufacturés importés en 2019 avaient été produits en France



#### 12.2.6.4 À l'horizon 2030 et 2050, le bénéfice de la réindustrialisation sur l'empreinte carbone dépend de plusieurs facteurs

Dans le détail, l'effet d'une stratégie de réindustrialisation réaliste sur l'empreinte carbone à l'horizon 2050 dépendra de plusieurs facteurs parmi lesquels :

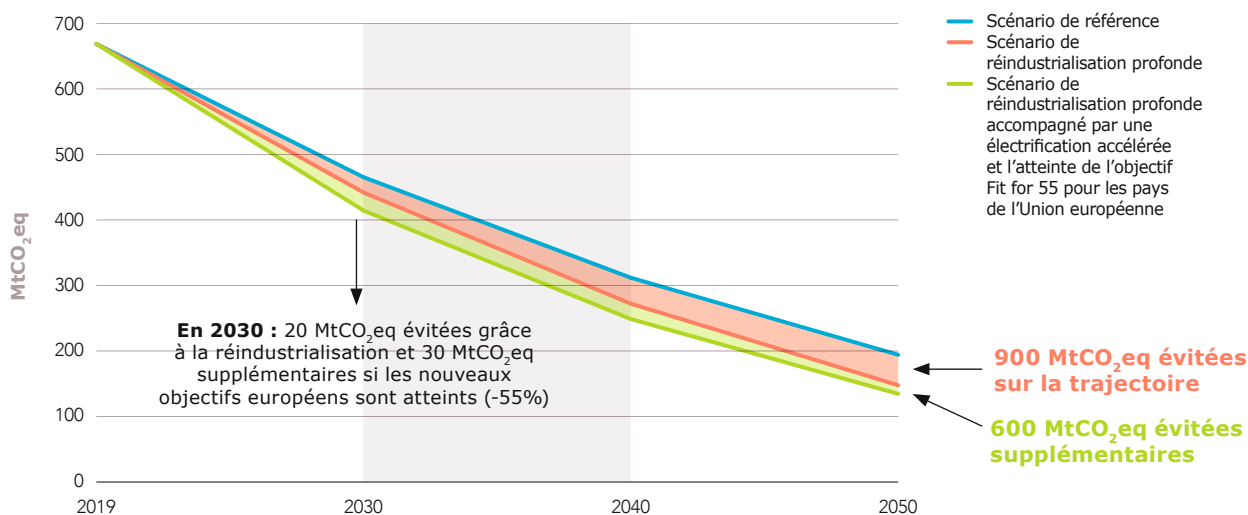
- ▶ l'ampleur de la relocalisation des importations,
- ▶ les branches sur lesquels porte la stratégie de réindustrialisation,
- ▶ l'évolution du commerce extérieur de la France,
- ▶ la trajectoire de décarbonation du mix énergétique français,
- ▶ la trajectoire de décarbonation des autres pays, sachant que la plupart des pays industrialisés affichent aujourd'hui des objectifs ambitieux en la matière.

Dans le cas d'une réindustrialisation essentiellement tournée vers le commerce extérieur, la France contribuera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le monde, avec un impact moindre sur l'empreinte du pays. Au contraire, si

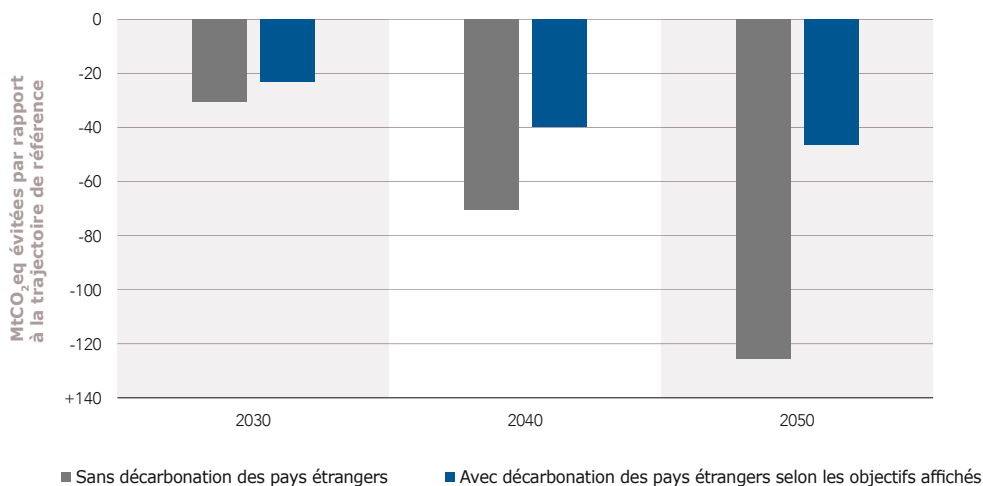
la réindustrialisation est combinée avec une relocalisation pour une production davantage orientée vers la satisfaction de la demande intérieure, elle se traduirait par une réduction significative de l'empreinte carbone de la France.

L'hypothèse retenue dans le scénario de référence est celle d'une évolution tendancielle du commerce extérieur, sans volonté particulière de relocaliser la production malgré une progression de l'activité industrielle. En revanche, le scénario «réindustrialisation profonde» est caractérisé par une réindustrialisation essentiellement orientée vers l'alimentation de la demande intérieure et la réduction des importations. Dans ce scénario, l'empreinte carbone est d'environ 25 MtCO<sub>2</sub>eq plus faible en 2030 que dans le scénario de référence, et de 45 MtCO<sub>2</sub>eq plus faible en 2050. Au total, la trajectoire de réindustrialisation profonde permet d'éviter environ 900 MtCO<sub>2</sub>eq supplémentaires

**Figure 12.25** Évolution de l’empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence, dans le scénario de réindustrialisation profonde et dans le scénario de réindustrialisation profonde accompagné par la trajectoire d’électrification rapide et l’atteinte des nouveaux objectifs Fit for 55 par les pays de l’Union européenne



**Figure 12.26** Réduction de l’empreinte carbone de la France associée au scénario de réindustrialisation profonde, par rapport au scénario de référence, en fonction de la trajectoire de décarbonation des autres pays (la France respecte la trajectoire de neutralité carbone en 2050 dans les deux cas)



entre 2020 et 2050 par rapport à la trajectoire de référence. L’empreinte carbone d’un français en 2050 serait alors réduite de 2,7 tCO<sub>2</sub>eq/hab dans le scénario de référence à 2 tonnes grâce à la réindustrialisation.

Si cette réindustrialisation profonde est combinée avec une accélération du processus de décarbonation en France ainsi que dans les pays de l’Union européenne, en cohérence avec le nouvel objectif plus ambitieux «Fit for 55», le bénéfice observé sur l’empreinte carbone est plus élevé encore, notamment

en 2030. Sur la période 2020-2050, 600 MtCO<sub>2</sub>eq supplémentaires pourraient alors être évitées. Ce résultat ne dépend alors pas uniquement de la capacité de la France à réindustrialiser et à décarboner son économie mais aussi de la faculté des pays européens à tenir leurs objectifs climatiques.

Les bénéfices de la réindustrialisation pourraient être par ailleurs encore plus importants dans le cas où les autres pays ne parviennent pas à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Pour illustrer cet enjeu, il est possible d'évaluer un majorant de la réduction de l'empreinte carbone dans le cas théorique où seule la France tiendrait ses objectifs de décarbonation du mix énergétique. Dans cette configuration, l'empreinte carbone de la France en 2050 serait alors d'environ 400 MtCO<sub>2</sub>eq dans la trajectoire de référence, et d'environ 275 MtCO<sub>2</sub>eq dans un scénario de «réindustrialisation profonde», soit donc un bénéfice de plus de 125 MtCO<sub>2</sub>eq à cet horizon.

### 12.2.6.5 L'augmentation des consommations d'énergie et des émissions de procédés associées à la réindustrialisation devra être couverte par de la production d'énergie décarbonée pour atteindre l'objectif de neutralité carbone

**La conséquence du scénario de «réindustrialisation profonde» et de la réduction qu'il permet sur l'empreinte carbone de la France est une augmentation de la consommation d'énergie en France, et notamment d'électricité.** Pour être compatible avec l'objectif de neutralité carbone sur les émissions territoriales, la stratégie de réindustrialisation profonde doit en effet s'accompagner d'un accroissement de la production d'énergie décarbonée en France et/ou d'un recours à des imports de combustibles décarbonés (même si cette option n'est pas privilégiée par les orientations de la SNBC et semble en partie contradictoire avec l'esprit de la stratégie de relocalisation) et/ou d'une augmentation des puits de carbone, dans la limite du possible, notamment pour les émissions relatives aux procédés industriels difficiles à décarboner.

Les éléments sur la consommation présentés dans le chapitre 3 montrent en particulier que la

trajectoire de réindustrialisation profonde conduirait à augmenter la consommation d'électricité (pour alimenter de manière directe de nouveaux usages énergétiques ou pour produire de l'hydrogène nécessaire aux nouvelles industries) d'environ 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence. Ce volume supplémentaire devrait alors être couvert par un développement plus important de la production d'électricité décarbonée et notamment des énergies renouvelables. Différentes variantes du scénario de réindustrialisation, ainsi que certaines projections des fédérations industrielles, peuvent conduire à des estimations encore plus hautes.

À l'horizon 2030, le surplus de consommation serait d'environ 27 TWh. De la même manière que pour la stratégie d'accélération sur l'électrification, cette trajectoire est favorisée par un fort développement des énergies renouvelables et une prolongation de l'essentiel des réacteurs nucléaires existants à cet horizon.

## 12.3 Les ressources : des tensions possibles sur l’approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu’il sera nécessaire d’anticiper

### 12.3.1 La transition énergétique réduit la dépendance liée aux énergies fossiles mais induit des besoins et circuits d’approvisionnement nouveaux en ressources minérales

#### 12.3.1.1 De nouveaux enjeux en matière d’approvisionnement en ressources pour le système énergétique

Le débat sur l’approvisionnement énergétique au XX<sup>e</sup> siècle a été marqué par des interrogations récurrentes sur la taille des réserves de gaz et de pétrole, l’horizon du pic pétrolier ou encore sur les problèmes de dépendance énergétique aux pays producteurs.

La transition énergétique du XXI<sup>e</sup> siècle déplace ces questions d’approvisionnement en ressources : le système énergétique sort de sa dépendance aux énergies fossiles mais nécessite des quantités importantes de ressources minérales qui suscitent leurs propres enjeux d’approvisionnement et de dépendance.

Les transformations du système électrique décrites dans les «Futurs énergétiques 2050» font partie des évolutions qui nécessiteront des besoins importants en ressources minérales. Le développement des énergies renouvelables requiert à la fois des ressources structurelles comme le cuivre, l’aluminium ou l’acier, et d’autres plus spécifiques comme le silicium pour les panneaux photovoltaïques. Le renouvellement éventuel du parc nucléaire ou encore l’adaptation du réseau électrique seront également consommateurs de ressources minérales structurelles (béton, acier, cuivre...). Enfin, l’électrification des usages, notamment à travers

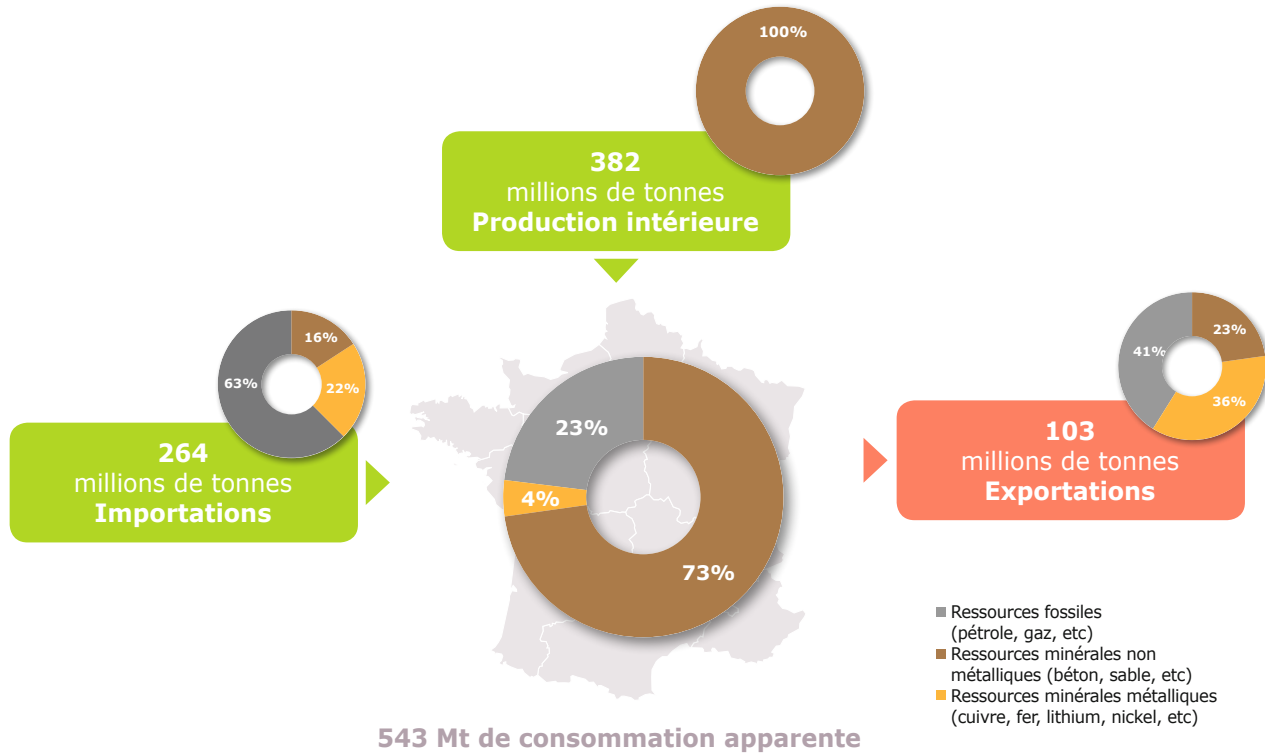
le développement des véhicules électriques et leurs batteries, conduira à une demande accrue en métaux critiques comme le cobalt et le lithium.

Toutes les technologies envisagées induisent donc des besoins en ressources plus ou moins importants qu’il convient d’anticiper dans la planification du système. Cette demande accrue en ressources minérales s’inscrit par ailleurs dans un contexte où la France importe aujourd’hui la quasi-totalité des métaux et combustibles qu’elle consomme<sup>13</sup>, et où de nombreux autres pays et secteurs en croissance sont également consommateurs de ressources (par exemple, dans le numérique, également mis en avant comme incontournable pour accompagner la transition et lutter contre le réchauffement climatique). Au-delà de l’enjeu d’approvisionnement (économique et géopolitique), les conditions d’extraction des ressources minérales ainsi que la gestion de leur fin de vie constituent également des points d’attention importants sur le plan environnemental et social.

**Une réflexion sur la consommation et l’approvisionnement en ressources minérales (métalliques et non métalliques) apparaît donc indispensable à toute prospective sur le système énergétique.**

13. «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021) <https://ree.developpement-durable.gouv.fr/themes/pressions-exercees-par-les-modes-de-production-et-de-consommation/prelevements-de-ressources-naturelles/utilisation-des-ressources-naturelles-en-france/article/evolution-de-la-consommation-interieure-de-matieres-en-france>

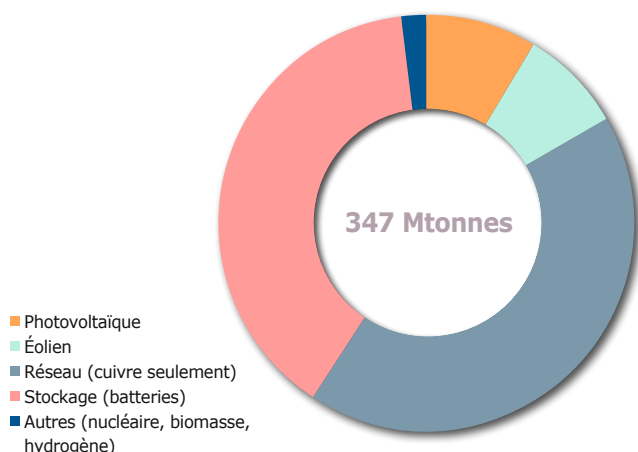
**Figure 12.27** Bilan matières (hors biomasse) des imports/exports/production intérieure en France en 2018



Source : «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021)

### 12.3.1.2 Des besoins en matières grandissants pour la transition énergétique au niveau mondial

**Figure 12.28** Consommation cumulée de ressources minérales (cuivre, cobalt, chrome, nickel, lithium, graphite, manganèse, zinc) entre 2020 et 2040 (dans le scénario SDS de l'AIE)



Source : IEA, 2021, "The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions"

À l'heure où de nombreux pays s'engagent dans une décarbonation profonde de leur économie pour lutter contre le changement climatique et respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris, plusieurs études se sont intéressées à l'évaluation des besoins mondiaux en ressources pour le développement des infrastructures d'énergie et de mobilité.

L'Agence internationale de l'énergie a estimé en 2021<sup>14</sup> que, pour la transition énergétique au niveau mondial, la demande en ressources minérales (cuivre, lithium, cobalt, nickel, terres rares...) serait multipliée par 6 d'ici 2040, dans un scénario compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone mondiale au milieu du siècle (scénario SDS<sup>15</sup>). L'augmentation de ces besoins est principalement due au développement du stockage par batterie (véhicules électriques et batteries stationnaires dédiées au système électrique), à l'évolution des réseaux d'électricité et dans une moindre mesure aux éoliennes et panneaux photovoltaïques.

### 12.3.1.3 Au-delà de l'évaluation de la quantité de ressources nécessaires, des enjeux d'approvisionnement, de relations internationales, de stratégie industrielle et de responsabilité environnementale et sociale intégrés à l'analyse

Les analyses sur les ressources au niveau mondial mettent en évidence l'accroissement de la demande en ressources minérales dans les scénarios de transition énergétique. Pour autant, ces résultats d'ensemble doivent être pris avec précaution dans la mesure où ils agrègent des matières pour lesquelles les enjeux sont très différents.

Ainsi, une demande en volume importante pour certaines matières ne pose pas nécessairement

de difficultés d'approvisionnement (béton, acier...). À l'inverse, une augmentation de la consommation de certaines matières qui représentent des volumes faibles en absolu peut susciter des enjeux d'approvisionnement beaucoup plus critiques (par exemple pour le cobalt). Ainsi dans un rapport<sup>16</sup> de 2020, la Banque mondiale estime que la consommation de métaux<sup>17</sup> pour la production et le stockage d'électricité dont les batteries de véhicules sera multipliée par 4 d'ici 2050 dans le scénario 2DS<sup>18</sup> de l'AIE et si l'acier, l'aluminium représentent

14. «The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions», IEA (2021)

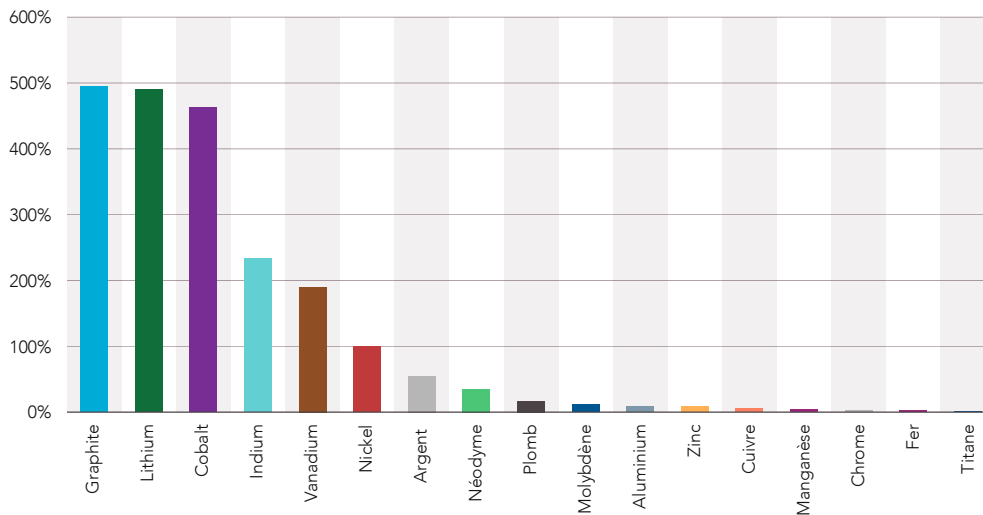
15. SDS = «sustainable development scenario», repose sur une montée en puissance des politiques et des investissements en matière d'énergie propre qui met le système énergétique sur la voie des principaux ODD (Objectif Développement Durable). Dans ce scénario, tous les engagements actuels de réduction nette zéro sont pleinement réalisés et des efforts considérables sont déployés pour réduire les émissions à court terme : atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans les économies les plus avancées, en 2060 en Chine et au plus tard en 2070 dans les autres pays ; IEA, 2021 «WEO-2021»

16. «Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition», World Bank group (2020)

17. Aluminium, chrome, cobalt, cuivre, graphite, indium, fer, plomb, lithium, manganèse, molybdenum, néodyme, nickel, argent, titane, vanadium, zinc

18. 2DS = "2°C scenario", le secteur de l'énergie mondiale atteint la neutralité carbone en 2060 grâce à des ambitions poussées de décarbonation par les technologies bas-carbone, atteignant un réchauffement limité à 2°C en 2100 ; IEA, 2017, "Energy Technologies Perspectives 2017"

**Figure 12.29** Demande annuelle en 2050 pour la production d'électricité et le stockage en pourcentage de la production de 2018 (dans le scénario 2DS de l'AIE)



Source: « Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition », World Bank group (2020)

des volumes importants, ce sont le graphite, le lithium et le cobalt qui voient leur demande s'accroître le plus fortement.

Dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», une évaluation de la consommation de ressources minérales pour l'évolution du système électrique français a été réalisée et montre que si aujourd'hui les imports de ressources fossiles représentent environ 160 Mt/an, sur la période 2020-2050 le volume de ressources minérales pour le système électrique et les batteries des véhicules serait compris entre 6 et 8 Mt/an dont 15% de ressources métalliques. Cette analyse répond ainsi à une demande exprimée de manière récurrente dans la concertation de pouvoir identifier les volumes de ressources nécessaires à chaque scénario.

Cependant, la seule évaluation des quantités de ressources minérales nécessaires à la transformation du système énergétique ne suffit pas à identifier les principaux enjeux en matière d'approvisionnement.

Il apparaît nécessaire de mettre en perspective les volumes requis en identifiant plus précisément les points de criticité associés à chaque type de ressources étudiées : niveau de réserves sur le plan géologique, disponibilité sur le plan technico-économique, dépendance géostratégique, conflit d'usage, caractère recyclable, substituable ou encore impact environnemental et social au niveau des mines d'extraction, etc.

Les ressources étudiées et la grille d'analyse retenue pour préciser les enjeux en matière de criticité sont présentées dans les paragraphes suivants.

## 12.3.2 Les risques associés à l’approvisionnement des ressources dépendent à la fois de l’évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l’échelle internationale

### 12.3.2.1 De nombreuses ressources différentes nécessaires pour l’évolution du système électrique sont étudiées

De très nombreux types de ressources sont nécessaires à la transformation du système énergétique et embarquent des enjeux différents en matière d’approvisionnement.

Afin de concentrer l’analyse sur les problématiques les plus importantes, l’analyse quantitative réalisée par RTE s’est concentrée sur 16 types de ressources, listées dans la figure 12.30. Ces ressources correspondent à celles qui sont requises pour la transition énergétique et qui présentent un enjeu en matière de criticité, identifié en s’appuyant notamment sur les références suivantes :

- ▶ la liste de matières premières critiques d’après le comité des métaux stratégiques (COMES) et celle de la Commission européenne (lithium, cobalt, bauxite – pour l’aluminium –, etc.) ;
- ▶ les études publiées récemment (AIE, World Bank) ;
- ▶ le débat public (béton, uranium, etc.).

La liste des ressources n’est donc pas exhaustive<sup>19</sup> mais a été confortée par la concertation avec les parties prenantes. Parmi ces ressources certaines sont minérales métalliques et d’autres minérales non métalliques. Par ailleurs, certaines peuvent être qualifiées de « structurelles » dans la mesure où on les retrouve dans de nombreux composants tandis que d’autres sont plus spécifiques à certaines technologies.

L’évaluation quantitative a été centrée sur les besoins pour les moyens de production et de stockage d’électricité, pour l’adaptation du réseau de transport électrique, ainsi que sur la demande en ressources des batteries associée

au développement du véhicule électrique, dans la mesure où celui-ci conduit à des enjeux spécifiques sur certaines ressources qui se trouvent dans les batteries (cobalt, lithium...).

L’analyse consiste à évaluer à la fois les ressources immobilisées dans l’infrastructure mais aussi l’ensemble des autres ressources mobilisées et déplacées sur l’ensemble du cycle de vie (fabrication, utilisation et recyclage de l’infrastructure). Plus précisément, ceci signifie qu’une fraction des matières utilisées par une usine de production de lingots de silicium est attribuée à un panneau solaire, *au prorata* des quantités de lingots de silicium nécessaires pour le panneau considéré.

Cette méthode s’appuie sur l’approche de cycle de vie et sur les mêmes modèles que ceux utilisés pour les analyses en cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre. Les calculs sont menés pour l’ensemble des matières précisées ci-dessus et les résultats sont restitués pour chacune des matières. Ceux-ci ne sont pas ramenés à un indicateur unique agrégeant l’ensemble des masses de différentes matières en une forme de « matière équivalente » comme cela est parfois fait (via l’unité d’antimoine), afin de ne pas masquer les enjeux spécifiques à chacune des matières. La méthode employée se rapproche de l’indicateur MIPS (Material Input per Service-unit)<sup>20</sup>.

**Des résultats et bilans préliminaires sont présentés dans la suite de cette partie.** Ceux-ci seront précisés dans les analyses approfondies prévues pour début 2022.

19. Pour certains métaux comme le chrome, le nickel, le silicium ou encore le manganèse, la consommation pour les alliages n’est pas intégrée à l’analyse quantitative (seule la consommation en tant que composant principal hors alliages est évaluée), faute de données disponibles, comme mentionné dans l’« inventaire des besoins en matière, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » (ADEME, 2021).

20. L’indicateur MIPS au niveau du produit : Dématérialisation – Mesure par bilans matières et MIPS : L’indicateur MIPS au niveau du produit | Techniques de l’Ingénieur (techniques-ingenieur.fr)



**Figure 12.30** Technologies et ressources minérales étudiées

	Batteries	Réseau	Nucléaire	Photovoltaïque	Éolien terrestre	Éolien en mer	Hydraulique	CCG Gaz	Charbon
Aluminium	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Cuivre	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Acier	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Béton	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Terres rares						●			
Argent				●					
Silicium		○		●					
Uranium			●						
Zirconium			●						
Graphite	●			●					
Lithium	●								
Cobalt	●								
Manganèse	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Nickel	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Chrome	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Zinc	○	○	○	○	○	○	○	○	○

● Ressource mobilisée dans la structure ou pour le combustible ○ Ressource mobilisée dans des alliages (non quantifiable)

### 12.3.2.2 La criticité d'une ressource, une notion à géométrie variable

La notion de criticité des ressources fait l'objet d'un nombre croissant de publications scientifiques et est de plus en plus utilisée dans diverses études sur la transition énergétique. Toutefois cette notion n'est aujourd'hui pas définie de manière standardisée et renvoie à des enjeux de natures différentes, déjà évoqués précédemment. Selon le cadre d'application, les indicateurs qui permettent d'aboutir à un niveau de criticité peuvent ainsi être variables et plus ou moins nombreux.

En particulier, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) qui est l'établissement public français de référence sur le sujet, exprime la criticité d'une ressource selon deux axes : la

disponibilité de la substance et son importance économique. Les facteurs qui influencent ces deux axes peuvent être nombreux. La disponibilité de la substance peut aussi bien dépendre de l'accès géologique à la ressource que des monopoles existants que ce soit au niveau de la production minière ou métallurgique. L'impact social et environnemental de l'exploitation d'une ressource peut également constituer un facteur influent sur la disponibilité de la ressource. De même, l'importance économique pour le territoire concerné dépend à la fois de l'importance stratégique de la ressource dans l'économie et de la capacité de recyclage ou de substitution de la ressource.

**Pour évaluer la criticité des ressources étudiées, RTE a retenu six indicateurs, qui permettent de restituer les principaux enjeux sans pour autant être exhaustifs.** Ceux-ci portent sur les réserves disponibles<sup>21</sup>, l'existence de situations de monopole, le caractère stratégique (intégrant les questions autour des conflits d'usage), la substituabilité, la recyclabilité et enfin sur les impacts sociaux et environnementaux.

L'analyse consiste à préciser l'état de criticité actuel pour chacun de ces indicateurs ainsi que la tendance d'évolution perçue aujourd'hui sur les trente prochaines années. Cette tendance est néanmoins

nécessairement incertaine dans la mesure où elle dépend de nombreux facteurs liés à l'évolution réelle des réserves et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale.

Le tableau ci-dessus présente les valeurs d'indicateurs retenues par RTE en s'appuyant sur la littérature et sur une série d'expertises réalisées par le BRGM. À ce stade, les indicateurs de criticité sont qualifiés seulement pour une partie des ressources identifiées comme les plus critiques. Le tableau sera complété dans la restitution des analyses approfondies prévues début 2022.

**Figure 12.31** Matrice de criticité des ressources-clé en 2020 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui

	Réserves disponibles		Monopole sur l'approvisionnement et la production		Dimension stratégique/ conflit d'usage		Substituabilité		Recyclabilité		Impacts social et environnemental	
	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir	2020	tendances à venir
<b>Cuivre</b>	●	↗	●	=	●	=	●	=	●	↘	●	=
<b>Argent</b>	●	=	●	=	●	= ou ↗	●	= ou ↘	●	= ou ↘	●	=
<b>Silicium</b>	●	= ou ↗	●	↗ ou ↘	●	= ou ↗	●	↘	●	↘	●	↘
<b>Uranium</b>	●	= ou ↗	●	=	●	=	●	=	●	= ou ↘	●	=
<b>Lithium</b>	●	= ou ↗	●	↗	●	=	●	=	●	=	●	= ou ↘
<b>Cobalt</b>	●	= ou ↗	●	=	●	=	●	=	●	↘	●	= ou ↘

● niveau de criticité faible    ● niveau de criticité moyen    ● niveau de criticité élevé  
↘ niveau de criticité à la baisse    ↗ niveau de criticité à la hausse    = niveau de criticité identique

21. Les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité

### 12.3.3 Les terres rares, souvent évoquées dans le débat, ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre du point de vue du système électrique

Dans le débat qui entoure le développement des énergies renouvelables, la question des ressources est souvent réduite à celle des terres rares, avec l'idée que celles-ci présentent une forme de rareté créant une difficulté pour assurer la transition du système électrique.

**Cependant, l'approvisionnement en terres rares, s'il soulève des questions spécifiques en matière de dépendance à certains pays, ne constitue pas un enjeu de premier ordre pour l'évolution du système électrique.**

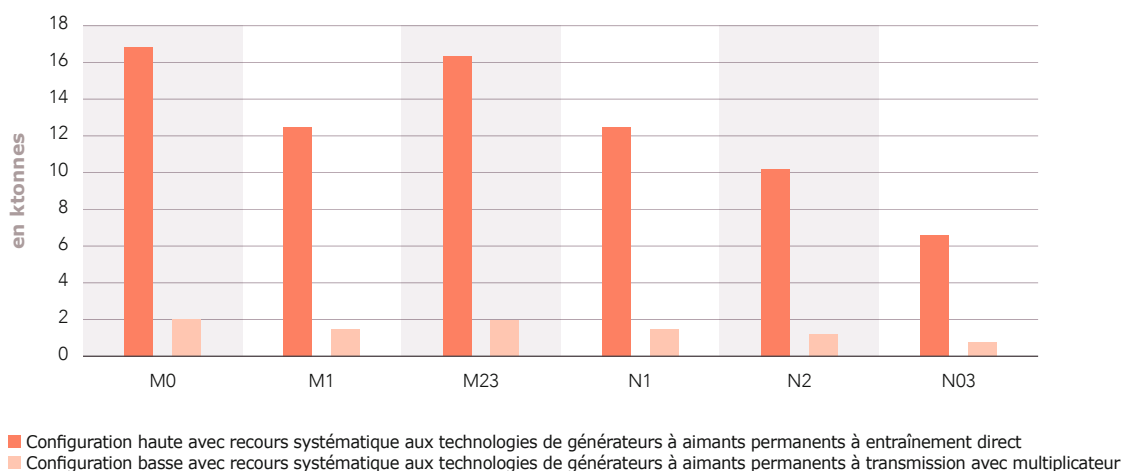
D'une part, contrairement à leur dénomination, ces métaux ne présentent pas de rareté géologique : ils sont aussi abondants que le cuivre ou le nickel dans la croûte terrestre, même s'ils sont plus dispersés.

D'autre part, les technologies déployées pour la transformation du système électrique sont en

pratique peu consommatrices de terres rares. En effet, ces ressources ne sont nécessaires que pour des alternateurs synchrones à aimants permanents qui ne sont utilisés que dans certaines technologies d'éoliennes (essentiellement pour les éoliennes en mer), mais quasiment pas pour les autres filières. En 2019, l'ADEME a ainsi estimé que 6% des éoliennes en France contenaient des alternateurs synchrones utilisant des terres rares<sup>22</sup> (néodyme et dysprosium) dont seulement la moitié avec des générateurs à aimants permanents à entraînement direct qui sont les technologies les plus consommatrices de terres rares. L'essor de l'éolien en mer pourrait conduire à faire augmenter cette part à moyen terme mais des leviers existent pour limiter la demande en terres rares dans les scénarios à l'horizon 2050 avec le recours à des technologies moins consommatrices.

Dans les scénarios les plus ambitieux en matière de développement de l'éolien en mer (M0 et M23 qui prévoient environ 60 GW à l'horizon 2050), la

**Figure 12.32** Consommation cumulée des terres rares entre 2020 et 2050 dans les aimants permanents des éoliennes offshore selon deux choix technologiques



22. « Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie – Avis technique » ADEME (2020)

consommation cumulée sur la période 2020-2050 de l'ensemble des terres rares est estimée entre 2 kilotonnes et 17 kilotonnes, selon le type de technologies privilégiées pour le développement de l'éolien en mer. À titre de comparaison, les réserves mondiales vues d'aujourd'hui s'élèvent à environ 10 millions de tonnes pour le néodyme et 690 kilotonnes pour le dysprosium.

Cette situation ne signifie pas pour autant l'absence d'enjeu de criticité autour de la demande en terres rares de manière générale. Si celles-ci sont peu présentes dans le système électrique, elles sont en revanche utilisées de manière croissante

dans certains secteurs et usages comme le numérique, tous les appareils avec de moteurs miniatures, ou encore les LED.

Vu d'aujourd'hui, la disponibilité géologique de ces matières ne semble pas présenter de contrainte importante pour la couverture de la demande. Elle pose néanmoins une question de dépendance géostratégique dans la mesure où la Chine dispose aujourd'hui d'une forme de monopole pour leur extraction et leur transformation. Ceci place notamment le dysprosium comme une ressource à la criticité forte en termes de risque d'approvisionnement selon la classification du BRGM<sup>23</sup>.

## Les terres rares, les métaux rares, de quoi parle-t-on ?

L'appellation «terre rare» recouvre les éléments situés entre le numéro atomique 57 (lanthane) et le numéro 71 (lutétium) de la table périodique des éléments ainsi que le scandium et l'yttrium. En réalité, ces terres sont des métaux aussi abondants que d'autres comme le nickel ou le cuivre mais beaucoup plus dispersés. Ainsi, si l'on s'en tient à une mesure géologique de la part d'une matière dans la croûte terrestre, exprimée en ppm (parties par millions), les terres rares ne sont donc pas devenues une source de tension géopolitique et économique pour une question de rareté géologique mais parce qu'elles présentent des conditions d'extraction particulièrement difficiles. Ainsi, la criticité des terres rares est principalement liée au quasi-monopole actuel de la Chine pour leur extraction et transformation. En 2017, la Chine réalisait environ 86% de leur production mondiale<sup>24</sup>.

En parallèle, la notion de «rareté» définit du point de vue économique la valeur d'échange d'un bien,

donc son prix de marché. Les analystes des prix des matières premières utilisent la définition de «métaux rares» pour les matières présentes en faible quantité dans un petit nombre de pays, qui sont peu substituables et qui, du fait de leur faible concentration dans les alliages produits, présentent des perspectives de recyclage limitées. Certains métaux rares ne sont ainsi pas des «terres rares», comme le cobalt par exemple. Il n'existe pas aujourd'hui de liste standard et unique de l'ensemble des métaux considérés comme rares.

La définition de rareté est donc loin d'être univoque. Il s'agit d'une notion, évolutive dans le temps, qui agrège, comme la criticité, des aspects géologiques, économiques, politiques et environnementaux. Les experts semblent préférer d'ailleurs désormais utiliser la notion de métaux stratégiques plutôt que celle de métaux rares.

23. «Fiche de synthèse sur la criticité des métaux – Le dysprosium» BRGM (2016)  
<https://www.mineralinfo.fr/sites/default/files/documents/2020-12/fichecriticitedysprosium-publique160913.pdf>

24. «Mineral Commodity Summaries, Rare Earth» U.S. Geological Survey (2019)  
<https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-raree.pdf>

## 12.3.4 Les besoins en métaux spécifiques pour les batteries constituent un point de vigilance réel surtout pour les véhicules électriques

### 12.3.4.1 Des batteries aujourd'hui largement consommatrices de métaux critiques comme le lithium, le cobalt et le nickel

Les batteries s'imposent aujourd'hui comme un élément incontournable de la décarbonation des systèmes énergétiques dans le monde, notamment à travers le développement du véhicule électrique. Ce dernier doit ainsi permettre de remplacer les véhicules à essence et diesel, nettement plus émetteurs de gaz à effet de serre (même en tenant compte du cycle de vie des batteries pour les véhicules électriques) et d'autres polluants atmosphériques. Comme présenté à la partie 12.2.4, l'électrification des transports contribuera ainsi à une part très importante de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, en France mais également dans beaucoup d'autres pays.

Plus spécifiquement, les batteries lithium-ion, dont la technologie a progressé et les coûts ont fortement baissé ces dernières années, apparaissent comme la solution privilégiée aujourd'hui pour les véhicules électriques ou encore pour les stockages

stationnaires fournissant des services au système électrique.

Pour autant, ces batteries présentent des besoins importants en métaux, et en particulier en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite. Les consommations de tels métaux peuvent varier selon les technologies précises<sup>25</sup> mais suscitent dans tous les cas un point de vigilance particulier en matière d'approvisionnement. Pour chacune des matières considérées, les enjeux sont variables : disponibilité des réserves géologiques, dépendance géostratégique ou économique ou encore impact environnemental et social associé à leur extraction dans les mines. Ceux-ci sont détaillés dans la suite de cette partie pour le lithium et le cobalt, qui présentent, vu d'aujourd'hui, les problématiques de criticité les plus importantes. Des compléments pourront être apportés dans les analyses approfondies qui seront publiées au premier trimestre 2022.

### 12.3.4.2 Une consommation de ressources spécifiques pour les batteries essentiellement dépendante du développement des véhicules électriques et qui peut être modérée grâce à la sobriété énergétique

Dans les «Futurs énergétiques 2050», les batteries sont mobilisées de manière importante pour la décarbonation du système énergétique, à la fois pour les véhicules électriques (qui représentent 95% du parc de véhicules légers à l'horizon 2050) et pour la fourniture de services au système électrique (batteries dites «stationnaires»).

Toutefois, les volumes en jeu pour ces deux types de fonctions sont d'ordres de grandeur très différents. Dans tous les scénarios étudiés, les batteries dédiées à l'équilibrage du système électrique à l'horizon 2050 représentent ainsi entre quelques

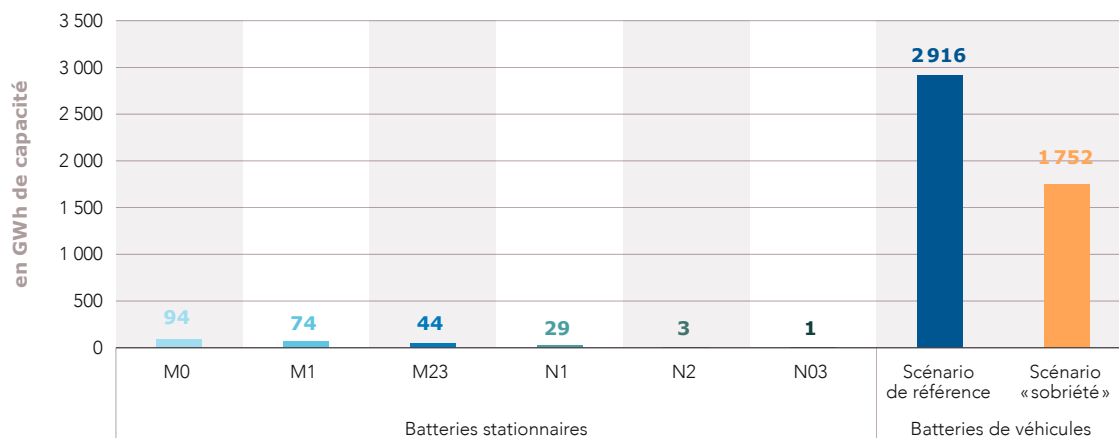
gigawattheures et quelques dizaines de gigawattheures (voir chapitre 7), soit des capacités sans commune mesure avec celles correspondant au parc de véhicules électriques au même horizon qui atteint plusieurs milliers de gigawattheures.

L'essentiel de l'enjeu autour de la consommation en métaux critiques des batteries porte donc sur les effets associés à l'essor du véhicule électrique. Dans ce cadre, **un des principaux leviers pour réduire la demande en métaux critiques des batteries consiste à accompagner la décarbonation des transports et le**

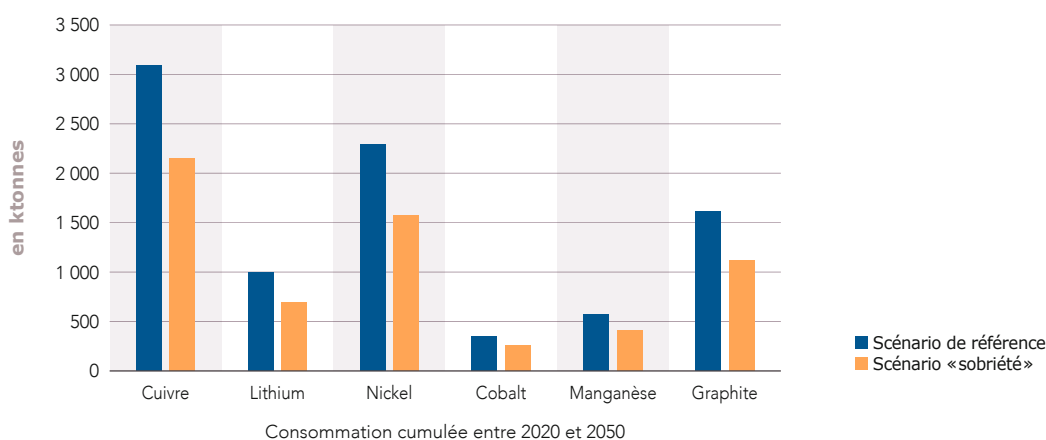
25. Il est possible de distinguer plusieurs technologies de batteries lithium-ion parmi lesquelles :

- NMC (nickel, cobalt, manganèse), les plus répandues pour leur bon rapport poids/énergie et qualité/prix ;
- NCA (nickel, cobalt, aluminium) moins répandue ;
- LFP (lithium, fer, phosphate), technologie aujourd'hui peu répandue mais qui pourrait se développer.

**Figure 12.33** Capacité des batteries stationnaires en 2050 dans les six scénarios et dans les véhicules électriques légers dans les scénarios de référence et sobriété



**Figure 12.34** Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries des véhicules électriques dans différentes trajectoires de consommation électrique



**développement du véhicule électrique d'une approche de sobriété (voir chapitre 3).**

Celle-ci repose notamment sur le fait de privilégier, lorsque cela est possible, le report modal vers les transports en commun ou des modes «doux» (vélo, marche...), l'autopartage et le covoiturage ou encore le recours à des batteries de petite taille pour les véhicules amenés à faire majoritairement de petits trajets quotidiens.

Le rapport publié par RTE en mai 2019 sur les enjeux autour du développement de la mobilité électrique avait déjà mis en évidence les impacts positifs des leviers de sobriété, notamment en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'étude «Futurs énergétiques 2050» conforte ce résultat et met en évidence les réductions importantes de consommation de ressources critiques permises par une telle approche.

Dans la trajectoire de référence sur la consommation, la demande en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite associée au développement du véhicule électrique en France atteint plusieurs centaines de milliers de tonnes, voire plusieurs millions de tonnes en cumul sur la période 2020-2050. **Cette consommation est significativement réduite, d'environ 30%, dans le scénario sobriété présenté au chapitre 3.**

Au-delà des économies permises par la sobriété, plusieurs autres leviers pourront contribuer à minimiser le besoin en métaux critiques ou à soulager les contraintes en matière d'approvisionnement.

D'une part, il convient de prolonger la recherche sur des technologies innovantes consommant moins de matériaux critiques et de développer le recyclage, notamment pour certaines matières

comme le cobalt pour lesquelles des solutions technologiques existent dès à présent.

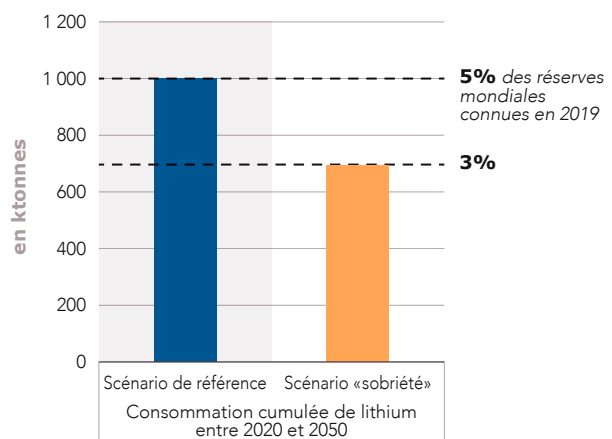
D'autre part, la recherche de nouveaux gisements pourrait permettre de développer de nouvelles chaînes d'approvisionnement. L'exploration des grands fonds océaniques, évoquée par le gouvernement français dans la Stratégie nationale d'exploration et d'exploitation des ressources minérales, constitue une solution possible pour accéder à de nouvelles réserves en métaux rares (notamment cobalt, nickel et cuivre). Celle-ci présente toutefois de nombreuses incertitudes en matière d'impact environnemental. L'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN) a ainsi récemment adopté une motion demandant un moratoire sur l'exploitation minière des fonds marins, qui est également réclamé par de nombreuses associations de protection de l'environnement.

### 12.3.4.3 Lithium : une vigilance particulière dans un contexte d'essor du véhicule électrique au niveau mondial, de dépendance croissante à la Chine et de faibles perspectives de recyclage

La demande en lithium a connu une forte croissance au cours des dernières années, portée par le développement des batteries lithium-ion et leur utilisation généralisée dans les appareils électroportatifs et les véhicules électriques. Cette augmentation de la demande, qui devrait se poursuivre et même s'accroître dans les prochaines décennies, suscite des inquiétudes sur l'approvisionnement en lithium à long terme pour différentes raisons.

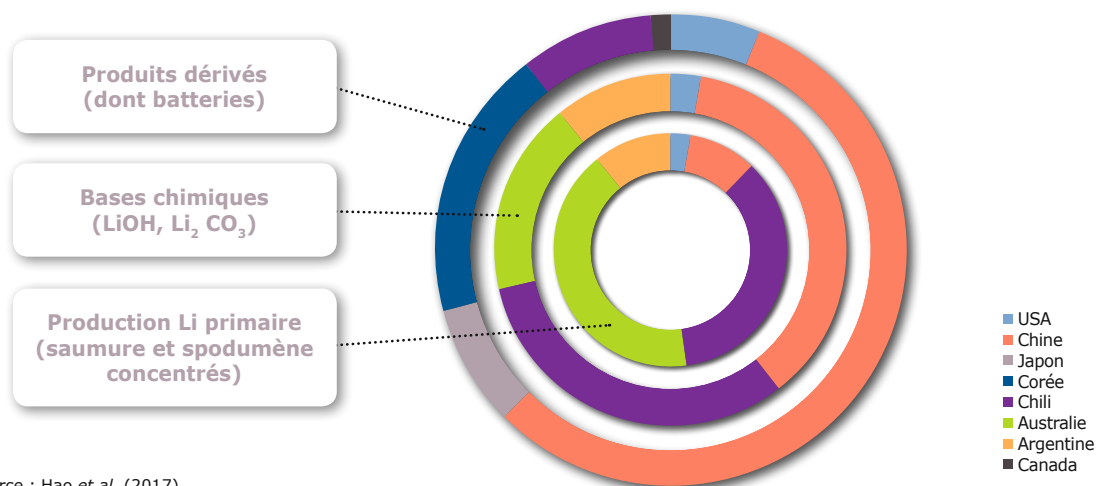
En premier lieu, les réserves mondiales de lithium connues à l'heure actuelle apparaissent limitées en regard de la croissance de la consommation. Le scénario de référence décrit dans les « Futurs énergétiques 2050 » prévoit une demande cumulée en lithium d'environ 1 million de tonnes sur les trente prochaines années pour électrifier 95 % du parc de véhicules légers en France et décarboner les transports. Cette demande représente de l'ordre de 5 % des réserves mondiales connues de lithium<sup>26</sup>, pour les seuls besoins associés aux véhicules électriques français alors même que d'autres secteurs sont

**Figure 12.35** Consommation cumulée de lithium entre 2020 et 2050 dans le scénario de référence et le scénario sobriété pour les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport aux réserves mondiales connues en 2019



26. « Mineral Commodity Summaries, Lithium » U.S. Geological Survey (2021) <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-lithium.pdf>

**Figure 12.36** Répartition géographique de la production minière et métallurgique du lithium et produits dérivés en 2017



Source : Hao et al. (2017)

également consommateurs de lithium (industrie du verre et de la céramique...) et que la plupart des pays dans le monde prévoient également un développement massif du véhicule électrique. Même dans le scénario de sobriété, la consommation en lithium sur la période 2020-2050 atteindrait 3% des réserves, ce qui apparaît contraignant étant donné que la France compte aujourd'hui pour environ 1% de la population mondiale et 2,7% des véhicules dans le monde.

De plus, l'utilisation du lithium dans les batteries apparaît aujourd'hui difficilement substituable dans la mesure où la technologie lithium-ion est largement dominante. Seul un changement technologique serait de nature à diminuer fortement la contrainte sur la croissance de la demande en lithium mais aucune technologie alternative mature ne semble aujourd'hui en mesure de remplacer les batteries lithium. Par ailleurs, les capacités de recyclage visant à réutiliser le lithium dans les batteries en perspective de la fabrication de nouvelles batteries sont aujourd'hui très faiblement développées (l'obtention de lithium de qualité suffisante pour un ré-usage en batteries se faisant à des coûts très élevés).

Sur les plans environnementaux et sociaux, l'extraction et la transformation du lithium suscitent également des inquiétudes dans certaines régions du monde. L'exploitation de la filière « salars » en Amérique du Sud conduit par exemple à des risques de conflits d'usage de l'eau et à une consommation d'espace importante susceptible de perturber la biodiversité. Un autre enjeu majeur porte sur le raffinage, aujourd'hui concentré en Chine et qui est très énergivore et émetteur de gaz à effet de serre.

Enfin, l'approvisionnement en lithium pose des questions de dépendance géostratégique vis-à-vis de la Chine. Celle-ci constitue un acteur majeur intégré dans le secteur du lithium avec deux importantes compagnies, Tianqi Lithium et Ganfeng Lithium Co. La Chine est ainsi devenue le plus gros consommateur de lithium et le plus gros producteur de lithium transformé. Bien qu'elle importe la majorité des ressources qu'elle raffine sur son territoire (dont 75% de spodumène en provenance d'Australie et 25% de saumures en provenance d'Amérique du Sud), elle devrait garder à moyen terme une place prédominante avec un fort risque de capter les nouvelles productions de lithium mondiales, malgré l'initiation de stratégies en Europe, aux États-Unis et en Australie.



#### 12.3.4.4 Cobalt : des réserves limitées et une chaîne d'approvisionnement qui repose sur un petit nombre de pays

Le cobalt est aujourd'hui essentiellement extrait à partir des mines de cuivre, nickel et gisements sulfurés. Il constitue désormais une des ressources essentielles pour les technologies de batteries actuellement les plus utilisées pour les véhicules électriques, à savoir les batteries nickel-manganèse-cobalt (NMC). Les évolutions technologiques récentes conduisent à développer des batteries moins gourmandes en cobalt (NMC811), permettant de modérer l'accroissement de la demande, mais le cobalt restera à moyen terme une ressource stratégique pour les batteries rechargeables mobiles à moyen long terme (pour les véhicules électriques mais également pour de nombreuses autres applications comme le numérique) du fait de la stabilité qu'il procure à la batterie.

Il s'agit en outre d'une des ressources présentant aujourd'hui le plus de vigilance en matière d'approvisionnement, pour plusieurs raisons d'ordre géologique et stratégique.

En premier lieu, le niveau de réserves connues ne permet de répondre qu'à quelques dizaines d'années de consommation au rythme actuel tout au plus : le niveau de réserves est passé d'environ 150 ans en 2002 à 50 ans de consommation aujourd'hui, étant donné que les besoins augmentent fortement tandis que le niveau des réserves connues tend à stagner. **À moyen terme, l'accélération du développement du véhicule électrique et du numérique à travers le monde contribuera à accentuer encore la pression sur les réserves de cobalt.**

À titre d'illustration, à l'échelle des besoins français pour la décarbonation des transports, la demande en cobalt s'élèverait, selon l'évolution des parts de marché des différentes technologies (NMC333, NMC622, NMC811...), entre 360 et 1 000 kilotonnes sur la période de 2020-2050 dans la trajectoire de référence. Dans le cas le plus favorable intégrant une évolution vers le recours à des batteries moins consommatrices de cobalt, ceci représente une consommation annuelle d'environ 12 kt/an, soit

l'équivalent de 8,5% de la production mondiale<sup>27</sup> de cobalt en 2019 (uniquement pour les véhicules électriques français).

Dans le scénario sobriété, la consommation annuelle de cobalt est réduite à 9 kt/an, soit 6% de la production actuelle au niveau mondial, ce qui reste un niveau très important (d'autant que le parc de véhicules français ne représente qu'environ 2,7% du nombre total de véhicules dans le monde et que cette part devrait baisser à l'avenir).

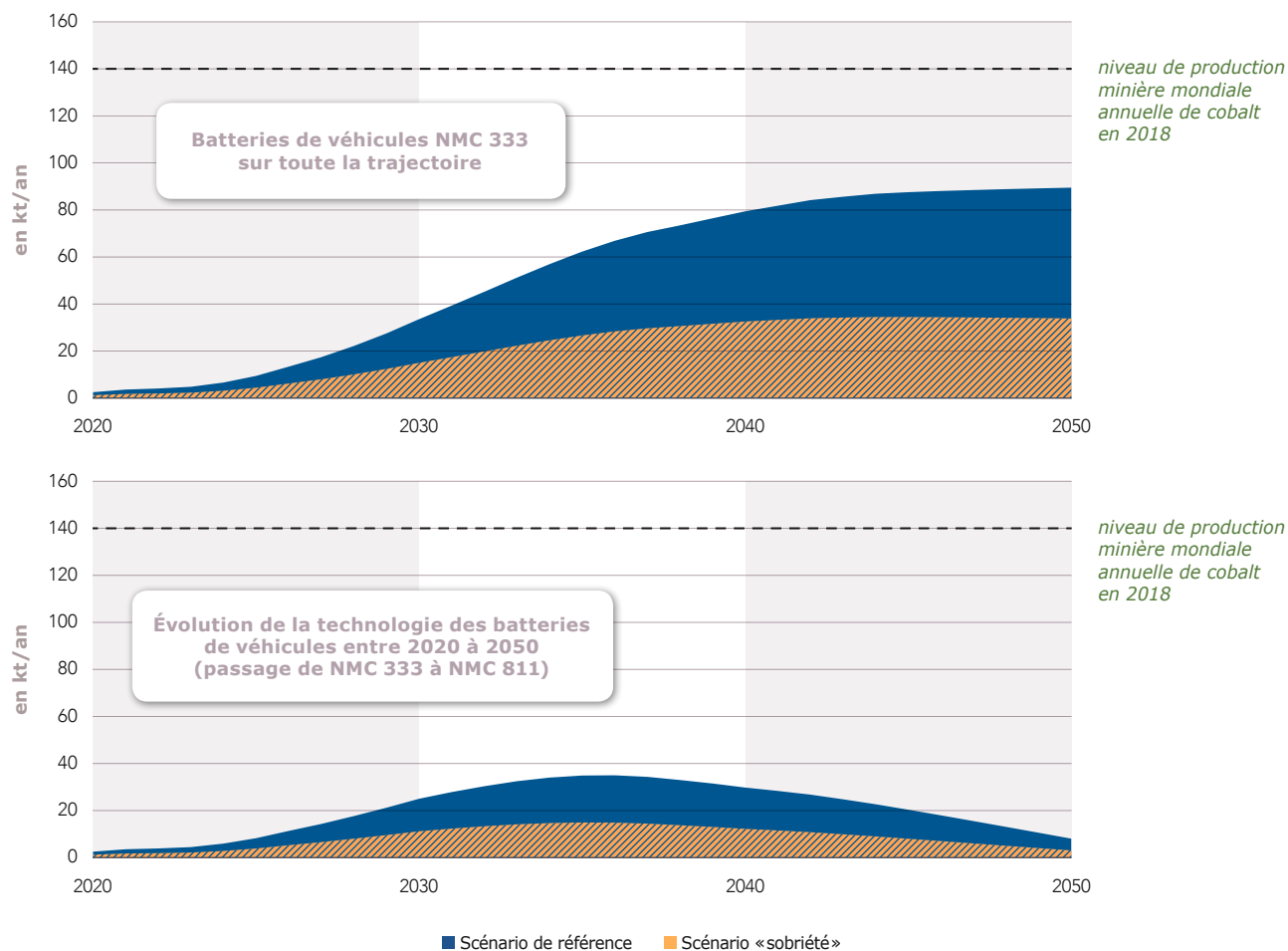
Pour consolider l'approvisionnement, de nombreuses recherches géologiques sont en cours. Certains gisements commencent aujourd'hui tout juste à être identifiés, en particulier dans les résidus miniers des mines actuelles qui contiennent du cobalt. Les fonds marins riches en cobalt pourraient également être exploités à l'avenir mais cette possibilité reste très incertaine. Dans l'ensemble, les nouveaux gisements attendus pourront atténuer la pression sur le cobalt sans toutefois annuler le caractère critique de cette ressource.

**En second lieu, l'approvisionnement en cobalt présente à l'heure actuelle une forte dépendance à un nombre réduit de pays et d'acteurs.** Au niveau de la production minière, 72% du cobalt est produit en République démocratique du Congo (RDC), tandis que la Chine dispose d'un monopole sur le raffinage (production métallurgique). Étant donné les gisements disponibles et les dynamiques actuelles, la RDC et la Chine devraient garder leur monopole à moyen terme.

Des capacités de production existent également en Europe et représentent environ 15% de la production totale actuelle, essentiellement en Belgique et en Finlande. En termes de gisement, le potentiel minier en Europe (notamment en Finlande) pourrait couvrir une large part voire la totalité des besoins du continent (selon l'évolution des besoins), mais aucune stratégie européenne n'est engagée à ce stade pour aller dans ce sens.

27. « Mineral Commodity Summaries, Cobalt » U.S. Geological Survey (2020) Cobalt Data Sheet – Mineral Commodity Summaries 2020 (usgs.gov)

**Figure 12.37** Trajectoire de consommation du cobalt primaire<sup>28</sup> pour les batteries de véhicules électriques dans le scénario de référence et le scénario de sobriété, selon deux évolutions possibles de la technologie de batterie NMC



En matière de recyclage, des filières existent dès aujourd’hui pour recycler les chutes de production ou les usages en fin de vie. Du fait de la tension croissante sur le cobalt et de l’augmentation de sa valeur sur les marchés mondiaux, le taux de recyclage devrait s’accroître dans les prochaines années contribuant à modérer les tensions sur l’approvisionnement (sans les faire disparaître).

**Enfin, le cobalt présente un grand nombre d’impacts négatifs sur le plan social et environnemental.** Il génère des risques d’exploitation d’enfants dans les mines artisanales (représentant environ 20% de la production en République démocratique du Congo) et contribue à alimenter les conflits armés en Afrique<sup>29</sup>.

<sup>28</sup>. La part de cobalt secondaire dans la consommation est identique à celle d’aujourd’hui, soit 32%

<sup>29</sup>. «This is what we die for. Human rights abuses in the Democratic Republic of Congo», Amnesty International (2016).

### 12.3.5 La croissance de la demande en ressources structurelles, tirée par le secteur électrique mais aussi de nombreux autres secteurs, est susceptible de créer des tensions sur l'approvisionnement de certaines matières comme le cuivre

De nombreuses matières structurelles (cuivre, aluminium, béton, acier) connaissent aujourd'hui un net accroissement de la demande, tiré par différents effets : les besoins pour la transition énergétique (évolution du mix énergétique et des équipements) mais également le développement

soutenu des technologies du numérique (internet, objets connectés..) ou encore l'évolution démographique et l'augmentation du niveau de vie qui accroît la demande en bâtiments, transports et équipements divers.

#### 12.3.5.1 Cuivre : un métal critique, consommé dans le secteur électrique et de nombreux autres secteurs, et qui présente un risque de tensions sur l'approvisionnement à moyen terme

Le cuivre est aujourd'hui utilisé dans la plupart des secteurs économiques et notamment dans le secteur du bâtiment, que ce soit pour l'électricité, les télécommunications ou la plomberie, ou encore dans les infrastructures de production et de transport d'électricité. Il est également utilisé dans l'automobile, les biens de consommation, la réfrigération et la climatisation, etc. Le cuivre constitue en conséquence une ressource désormais très stratégique.

Plusieurs organismes mentionnent un point de vigilance concernant l'approvisionnement en cuivre. L'Agence internationale de l'énergie projette par exemple un pic d'extraction autour de 2024 compte tenu des mines existantes, de celles en construction et du besoin de cuivre pour la transition énergétique. L'IFPEN estime dans une autre étude<sup>30</sup> que la consommation mondiale de cuivre cumulée d'ici 2050 pourrait dépasser le niveau de ressources connues<sup>31</sup> en 2019<sup>32</sup>. Même en prenant en compte les capacités de recyclage du cuivre (aujourd'hui environ un tiers de la demande mondiale est satisfaite à partir de cuivre recyclé), la consommation de cuivre primaire d'ici 2050 s'élèverait à plus de 80% des ressources connues en 2019 soit un niveau susceptible de compliquer fortement l'approvisionnement en cuivre.

Le niveau de réserves rapporté au volume de consommation du cuivre est stable depuis plusieurs années et estimé à 30-40 ans. Bien que les budgets d'exploration sur les dernières années soient en hausse, le rythme de découverte de nouveaux gisements s'étiole, en particulier depuis 2014. **Le manque de découverte de nouveaux gisements susceptibles de prendre le relais des grands gisements en fin de vie conduirait à de sérieux problèmes d'approvisionnement dans un futur proche, notamment dans un contexte d'accroissement de la demande.** Des fluctuations récentes du prix du cuivre illustrent dès à présent les tensions croissantes sur l'approvisionnement de cette ressource.

Dans ce contexte, le recyclage constitue un levier essentiel pour faire face à l'accroissement de consommation de cuivre. Le niveau de cuivre recyclé en Europe stagne depuis 2005 et si les taux de recyclage pourraient être améliorés, ils sont toutefois conditionnés par la durée d'immobilisation de la ressource consommée durant la durée de vie des infrastructures dans lesquelles elle est intégrée.

En France, la consommation française de cuivre primaire et secondaire était estimée à environ 530 kt en 2015<sup>33</sup>. D'ici 2050, l'évolution du système

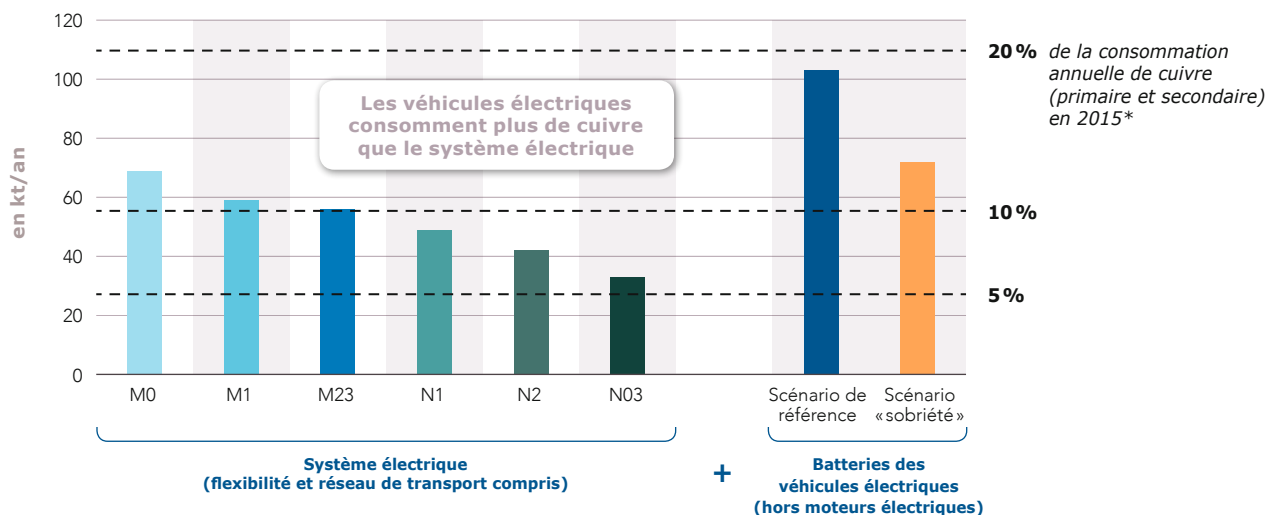
30. « Le cuivre dans la transition énergétique : un métal essentiel, structurel et géopolitique » Les métaux dans la transition énergétique, n°2, IFPEN (2020)

31. Les ressources désignent les volumes de ressources minérales connues et contenues dans les sous-sols, tandis que les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité

32. « Mineral Commodity Summaries, Copper » U.S. Geological Survey (2021) <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-copper.pdf>

33. D'après données Exiobase + Eurostat – ComExt et BNR

**Figure 12.38** Consommation annuelle moyenne de cuivre entre 2020 et 2050 dans les scénarios et les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport à la consommation annuelle de cuivre (primaire et recyclé, tous secteurs confondus) en 2018



\* issues des données Exiobase + Eurostat - ComExt et BNR

électrique (flexibilité et réseau de transports compris) consommera l'équivalent de 6 à 13% de la demande française actuelle de cuivre en moyenne chaque année. La demande en cuivre estimée pour les infrastructures de production, stockage et réseau dépend ainsi de manière non négligeable des choix sur le mix électrique : les scénarios avec relance du nucléaire seront en moyenne moins consommateurs de cuivre. Du côté des usages,

les véhicules électriques sont également gourmands en cuivre, que ce soit dans les batteries ou les moteurs électriques (pour ne pas utiliser de terres rares). À elles seules, les batteries dédiées à la mobilité électrique conduiraient dans la trajectoire de référence à une demande annuelle de cuivre évaluée à environ 19% de la consommation actuelle française de cuivre, valeur qui peut être à réduite à 13% dans le scénario de sobriété.

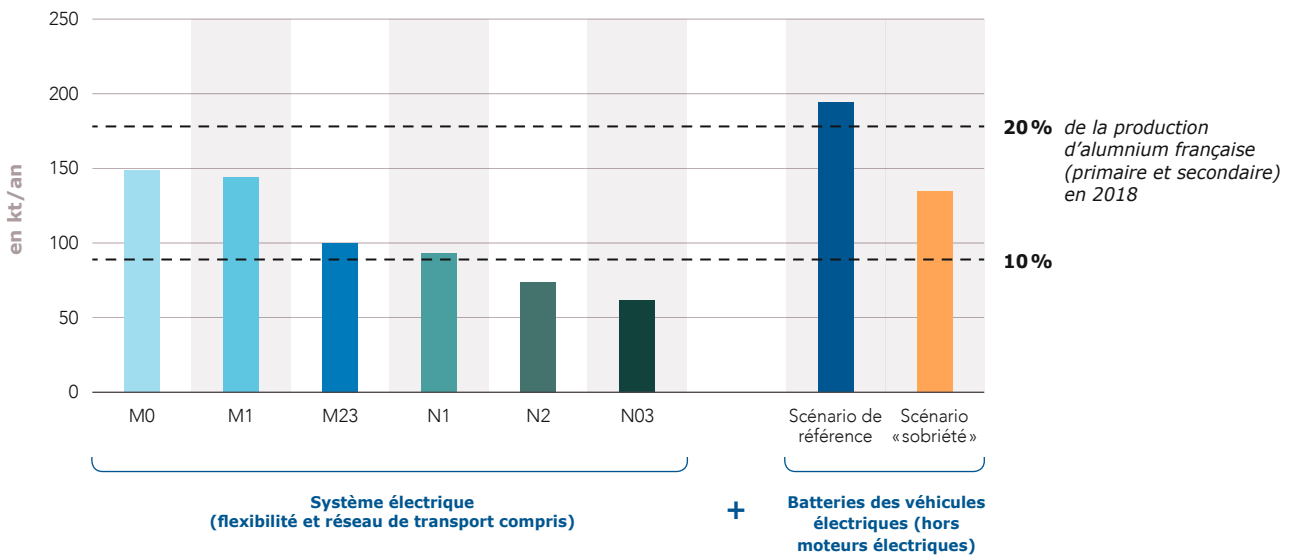
### 12.3.5.2 Aluminium : un classement comme matière critique par la Commission européenne mais des enjeux *a priori* moins contraignants que pour le cuivre

En 2020, la Commission européenne a ajouté la bauxite, matière première de l'aluminium à la liste des matières premières critiques (en même temps que le lithium, le titane et le strontium), du fait de plusieurs événements significatifs qui ont mis en avant la fragilité de la chaîne d'approvisionnement de l'aluminium. En 2018, le marché de l'alumine (substance intermédiaire entre la bauxite et l'aluminium métal) a par exemple été exceptionnellement volatil en raison de plusieurs incidents, comme la diminution de production du quatrième

producteur mondial d'alumine suite à décision de justice brésilienne vis-à-vis de manquements aux normes environnementales.

Si les chaînes d'approvisionnement en aluminium nécessitent donc un point de vigilance, les possibilités de tension sur l'approvisionnement sont de bien moindre ampleur que pour le cuivre. Les réserves en bauxite sont présentes en abondance dans de nombreuses régions du monde. Même si la Chine représente une part importante de la production

**Figure 12.39** Consommation annuelle moyenne d'aluminium pour le système électrique et pour les batteries de véhicules électriques sur 2020-2050 et comparaison par rapport à la production annuelle d'aluminium (primaire et recyclée, tous secteurs confondus) en 2018



d'aluminium, des usines sont également présentes dans de nombreux pays. Enfin, l'aluminium possède des propriétés qui rendent son recyclage possible dans de très fortes proportions. La croissance du taux de recyclage serait donc également de nature à atténuer encore d'éventuelles pressions sur l'approvisionnement.

Dans le cadre des scénarios des «Futurs énergétiques 2050», la consommation d'aluminium augmente pour satisfaire les besoins du système

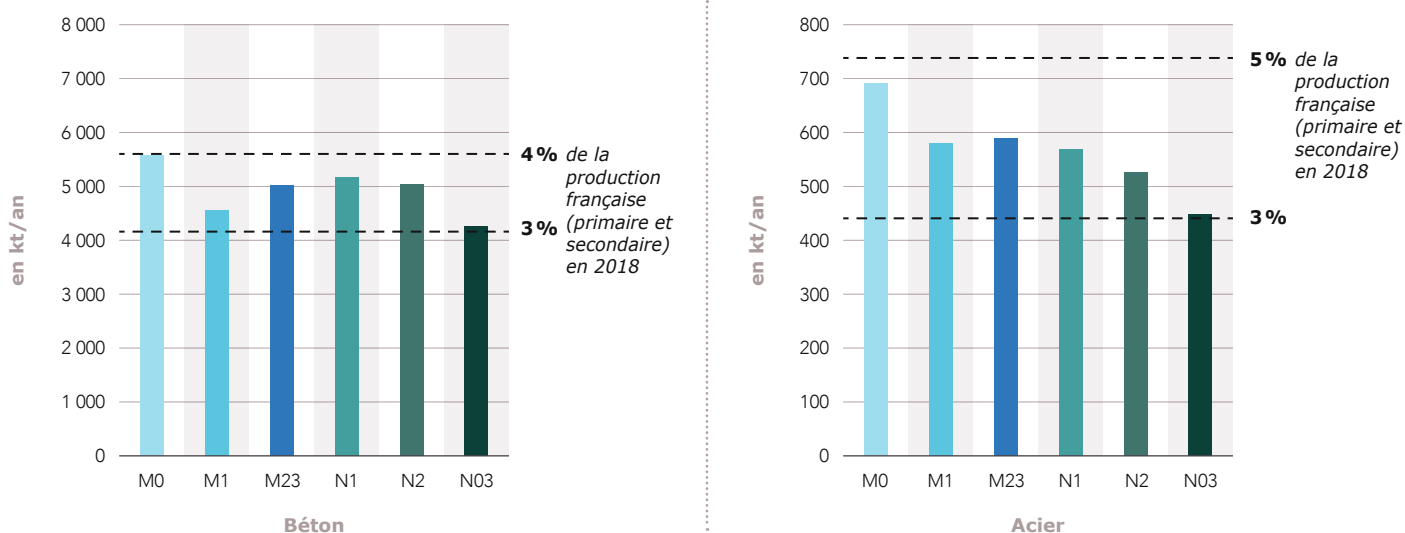
électrique, pour le cadre des panneaux photovoltaïque notamment et les conducteurs du réseau, mais aussi des batteries des véhicules électriques. Ainsi d'ici 2050, la consommation annuelle moyenne d'aluminium pour les batteries de véhicules électriques et les infrastructures du système électrique pourrait être comprise entre 200 et 350 kilotonnes (selon les scénarios de mix et de consommation) soit l'équivalent de 22% à 38% de la production française actuelle, ce qui est relativement significatif.

### 12.3.5.3 Béton et acier : des consommations importantes en tonnage dans tous les scénarios mais une chaîne d'approvisionnement plus facile à maîtriser

Dans le débat public sur l'évolution du système électrique, de nombreuses parties prenantes attirent régulièrement l'attention sur la consommation de béton requise pour la construction de nouveaux moyens de production, que ce soit pour les énergies renouvelables (par exemple, fondations des mâts d'éoliennes) ou encore les centrales nucléaires.

Les volumes de béton nécessaires pour le génie civil accompagnant la construction de nouvelles infrastructures du système électrique sont en effet importants : entre 2020 et 2050, ils sont ainsi estimés autour de 5 millions de tonnes en moyenne, soit de l'ordre de 3-4% de la production française de béton. La consommation de béton est en outre globalement équivalente dans les scénarios avec et sans nouveau nucléaire, les besoins étant en

**Figure 12.40** Consommations annuelles moyennes de béton et d'acier pour le système électrique entre 2020 et 2050 et comparaison par rapport à la production annuelle actuelle en France (primaire et recyclée et tous secteurs confondus)



effet significatifs à la fois pour les éoliennes et le nucléaire. La consommation est légèrement plus faible dans M1, du fait d'un recours plus important aux petites installations photovoltaïques qui consomment moins de béton, ainsi que dans le scénario N03, du fait du maintien plus important des réacteurs nucléaires existants à l'horizon 2050 qui conduit en conséquence à un moindre besoin de construction de moyens de production.

Du point de vue de l'approvisionnement, le béton suscite moins d'inquiétudes que les matières métalliques. Le béton utilisé est fabriqué en France (son transport longue distance étant plus coûteux que pour d'autres matières) et il n'existe pas de problématiques de réserves. Son utilisation dans le secteur de la construction pourrait en outre se réduire avec les nouvelles réglementations environnementales du bâtiment et le rythme décroissant

de construction neuve. De plus, le béton armé des fondations<sup>34</sup> des éoliennes peut aussi être facilement valorisé : trié, concassé et déferraillé, il peut être réutilisé sous la forme de granulats dans le secteur de la construction ou dans les nouvelles fondations éoliennes elles-mêmes.

De la même manière, l'acier reste une ressource relativement locale, bien qu'elle nécessite des approvisionnements en fer. Dans les différents scénarios, les besoins annuels en acier pour le système électrique sur la période 2020-2050 sont de l'ordre de 450 kt/an (N03) et 700kt/an (M0), soit autour de 10% de la consommation annuelle d'acier correspondant à celle du secteur du bâtiment et 3 à 5% de la production totale française. La filière française de l'acier bénéficie par ailleurs d'une capacité de recyclage relativement fonctionnelle, permettant de réutiliser au mieux la matière.

34. L'arrêté du 22 juin 2020 introduit dans la réglementation française, l'obligation de démanteler la totalité des fondations sauf dans le cas où le bilan environnemental est défavorable sans que l'objectif de démantèlement puisse être inférieur à 1 mètre de profondeur.

### 12.3.6 Un point d'attention doit également être porté à l'approvisionnement en silicium, dans un contexte de forte croissance de la demande liée au développement du photovoltaïque

Le marché des panneaux photovoltaïques est aujourd'hui dominé par la technologie de cellules cristallines à base de silicium, du fait de ses caractéristiques favorables en matière de rendement et de coûts de production. Cette filière a connu des améliorations de performance et des baisses de coûts très importantes au cours des dernières années et devrait rester majoritaire sur le marché du solaire à moyen terme.

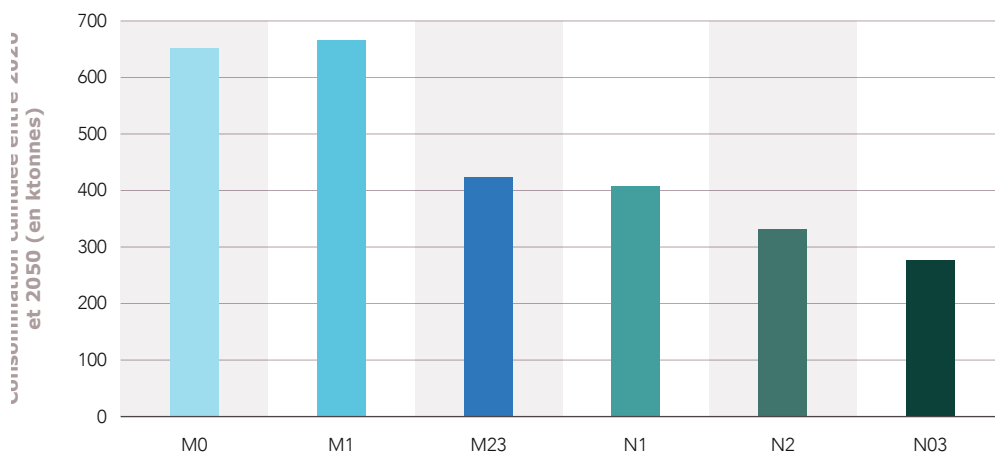
Au niveau mondial, l'accélération du développement des installations photovoltaïques conduit en conséquence à mobiliser des quantités importantes de silicium métallique, issu de la carboréduction de la silice de haute pureté. En dehors du système électrique, la microélectronique est également devenue un consommateur important de silicium métallique.

Contrairement à d'autres ressources, le silicium ne présente pas de rareté géologique : il est l'un des éléments les plus abondants de la croûte terrestre même si les gisements spécifiques de roches siliceuses de haute pureté exploitables, nécessaires à la production de panneaux photovoltaïques, ne

représentent qu'une part des volumes totaux de silicium. Les réserves se situent principalement en Chine mais de nombreux autres pays en possèdent également, dont la France et l'Espagne avec des réserves estimées à plus d'une vingtaine de millions de tonnes. À des horizons de long terme, la tension sur les réserves pourrait s'accroître essentiellement dans des scénarios de forte accélération sur le photovoltaïque et d'absence de découverte de nouveaux gisements de silice haute pureté. Vis-à-vis des besoins pour le système électrique français, les réserves estimées en Europe semblent toutefois suffisantes pour tous les scénarios.

À moyen terme, les tensions attendues sur le silicium sont donc, vu d'aujourd'hui, moins contraignantes que pour le cuivre ou le cobalt. L'approvisionnement en silicium pour le photovoltaïque suscite néanmoins une vigilance particulière. Dans les deux derniers mois, le prix du silicium métallique a bondi de +300% d'après l'agence Bloomberg. Cette évolution s'explique notamment par un ralentissement de la production chinoise de silicium, du fait d'un rationnement de la

**Figure 12.41** Consommations cumulées de silicium métalliques pour les panneaux photovoltaïques entre 2020 et 2050, selon les six scénarios



consommation d'électricité dans certaines régions de Chine, ayant conduit à l'arrêt de certaines usines. En conséquence, tous les secteurs en aval de la production de silicium ont été affectés, en commençant par les industriels de l'aluminium, de l'électronique, et par conséquent de l'automobile qui sont déjà concernés par l'envolée du coût de l'acier suite à la reprise après crise du Covid. Quant au solaire, le prix des panneaux photovoltaïques polycristallins pourrait en conséquence également augmenter de manière significative.

Cette situation illustre ainsi la forte dépendance de l'approvisionnement en silicium à la Chine, qui domine le marché de production de silice de haute pureté et de production de silicium métallique. Toutefois la France et la Norvège sont aussi des producteurs significatifs, mais les industriels concernés connaissent aujourd'hui des difficultés économiques (notamment Ferropem en France) et prévoient des fermetures de site à moyen terme. **Sans soutien ni stratégie européenne visant à préserver une part de marché européenne**

**(alors que les réserves et l'outil industriel existent déjà), la Chine pourrait devenir le seul producteur de silicium métallique et de panneaux photovoltaïques dans le monde, fragilisant grandement la sécurité d'approvisionnement de la ressource.**

Du fait du faible prix du silicium métal de haute pureté observé au cours des dernières années, les capacités de recyclage sont aujourd'hui peu développées. Seules les pertes à la découpe des lingots de silicium sont à l'heure actuelle recyclées en boucle courte. L'augmentation de la consommation et des prix du silicium pourrait toutefois favoriser le développement de filières de recyclage, notamment pour le recyclage du « kerf » (poussière de silicium issue de la découpe des lingots en plaquettes solaires et microélectroniques). Le recyclage des installations photovoltaïques en fin de vie reste en revanche plus incertain dans la mesure où la plaquette de silicium est collée à son substrat, ce qui ne permet pas de récupérer la matière en l'état actuel des technologies disponibles.



### 12.3.7 Les réserves d'uranium naturel et la chaîne de production en uranium enrichi ne semblent pas soulever de risques d'approvisionnement d'ici 2050

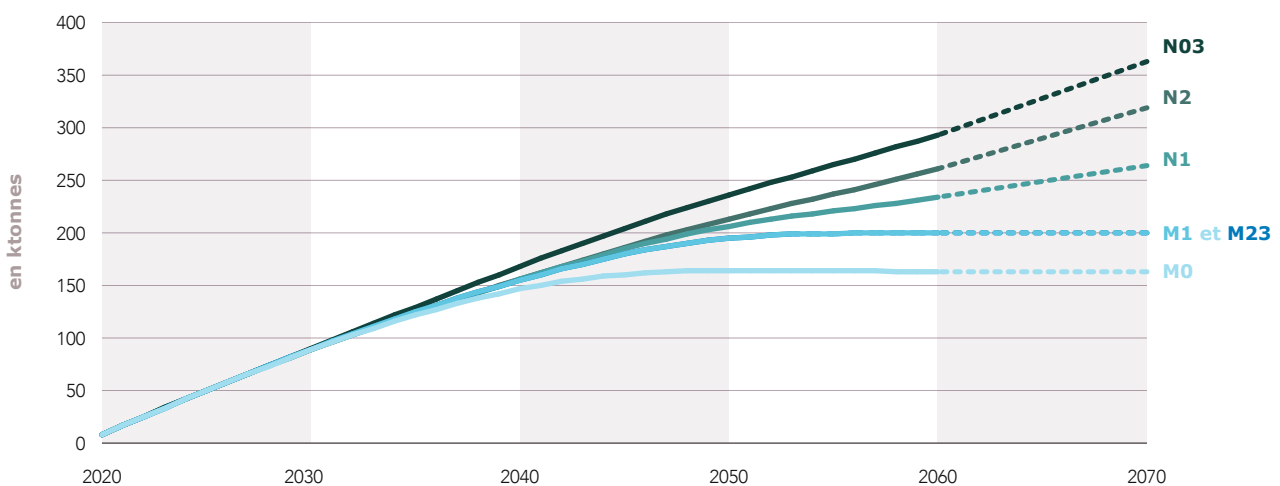
En 2019, les réserves mondiales d'uranium identifiées comme exploitables étaient de l'ordre de 6 800 kilotonnes, représentant plus d'un siècle de consommation au rythme actuel : la consommation d'uranium naturel pour le système électrique français s'élève à environ 8 kilotonnes par an, sur un total d'environ 59 kilotonnes consommées dans le monde<sup>35</sup> chaque année.

Historiquement marquée par des perspectives plus incertaines, la disponibilité des réserves d'uranium naturel à long terme fait aujourd'hui l'objet de moins d'inquiétudes, dans un contexte où de nombreux pays prévoient de fermer leur parc de réacteurs nucléaires et où le nombre de réacteurs en construction reste limité. Si les stratégies de transition énergétique dans certains pays (Chine, Royaume-Uni, Europe de l'Est) pourraient conduire à un nouveau cycle d'investissement dans le nucléaire, aucune pénurie sur l'uranium naturel n'est anticipée à moyen terme.

Dans les différents scénarios de mix de l'étude «Futurs énergétiques 2050», la consommation d'uranium devrait en outre ralentir de manière plus ou moins importante, sous l'effet de la réduction de la capacité nucléaire et de l'amélioration du rendement permise par les réacteurs de troisième génération de type EPR. Dans le scénario le plus haut en matière de capacité nucléaire (N03), la consommation cumulée d'uranium naturel atteint près de 260 kt sur la période 2020-2060 (6,5 kilotonnes par an), sous l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie de mono-recyclage actuel (des stratégies différentes pourraient légèrement modifier ce chiffre à la hausse ou à la baisse).

Plutôt que sur la question de la disponibilité des réserves, l'approvisionnement en uranium naturel suscite de vifs débats autour de la question de l'indépendance énergétique. D'un côté, certains soulignent le fait que la France est aujourd'hui

**Figure 12.42** Consommation cumulée d'uranium naturel entre 2020 et 2070, à niveau de mono-recyclage actuel



35. «Uranium 2020 ressources, production and demand» Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency (2020) – p.77 7555\_uranium\_-\_resources\_production\_and\_demand\_2020\_\_web.pdf

dépendante d'autres régions du monde pour l'importation d'uranium naturel (produit dans des mines au Kazakhstan, au Canada, au Niger, etc.) ou pour certaines étapes du cycle comme la fluorisation de l'uranium de retraitement. D'autres acteurs indiquent à l'inverse que la France dispose de gisements d'uranium naturel sur son territoire (même si non exploités à l'heure actuelle), de stocks constitués pour plusieurs années de fonctionnement et d'une filière de production, d'enrichissement et de traitement de l'uranium tirée par des acteurs industriels nationaux de premier plan.

Orano détient en particulier une part significative des capacités de production minière réparties dans le monde. EDF s'approvisionne quant à lui auprès de plusieurs fournisseurs pour des questions de diversification.

Sur le plan des matières, au-delà de la question de l'approvisionnement en uranium, l'exploitation de réacteurs nucléaires suscite surtout des interrogations du point de vue de la gestion des combustibles usés et du stockage des déchets radioactifs à long terme. Ces problématiques sont abordées dans la partie 12.4

## 12.4 L'occupation des sols : un enjeu qui porte davantage sur le cadre de vie que sur des questions strictement environnementales comme l'artificialisation

### 12.4.1 Un débat vif sur l'occupation de l'espace par les infrastructures énergétiques mais avec des enjeux qui dépassent les questions environnementales

#### 12.4.1.1 Des interrogations qui portent sur l'artificialisation des sols, en lien avec l'objectif de protection de la biodiversité mais également sur l'impact paysager ou encore la concurrence d'usages

L'incidence du développement des infrastructures du système électrique sur l'occupation du territoire, et en premier lieu celui des installations renouvelables qui connaissent un développement en forte croissance, constitue un point d'attention croissant du débat public sur l'évolution du mix énergétique.

Toutefois, les points de discussion autour des questions d'occupation de l'espace et les critiques émises à l'encontre de l'une ou l'autre des filières sur ce sujet peuvent porter sur des enjeux de natures très différentes.

D'une part, comme mentionné en introduction du chapitre (*voir partie 12.1*), **l'attention croissante portée sur la préservation de la biodiversité conduit à un point de vigilance spécifique sur l'artificialisation des sols et de manière plus générale sur les changements d'usages des terres liés à toute nouvelle infrastructure.** Le plan Biodiversité publié par le Gouvernement en 2018, ou encore l'objectif d'atteindre à terme «zéro artificialisation nette», témoigne ainsi de cette volonté publique de réduire l'artificialisation des sols pour protéger la nature et la biodiversité.

Dans ce contexte, la plupart des grandes infrastructures du système électrique suscitent une vigilance particulière en matière d'impacts sur les sols : ce point de vigilance concerne plus particulièrement

le développement des grandes centrales photovoltaïques au sol, réputées consommatrices de surfaces, et dans une moindre mesure les éoliennes, le réseau ou encore les nouvelles centrales nucléaires.

L'étude des perspectives de développement du système électrique doit ainsi tenir compte de ces enjeux : pour répondre à une demande spécifique émise dans le cadre de la concertation, RTE a traité de manière approfondie cette question dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050».

D'autre part, d'autres enjeux évoqués dans le débat concernent des sujets sociétaux, d'ordres esthétiques ou patrimoniaux, et touchent plus largement au cadre de vie : il s'agit notamment des questions portant sur la visibilité des infrastructures énergétiques, de leur intégration dans le cadre de vie des français ou encore autour des conflits avec d'autres usages du sol notamment agricoles.

Ces questions doivent également être traitées avec attention pour assurer l'intégration et l'acceptation des énergies renouvelables. Elles sont détaillées dans la suite de cette section mais renvoient également à une problématique plus générale sur l'acceptabilité des infrastructures énergétiques, qui seront détaillées dans la publication au premier trimestre 2022.

### 12.4.1.2 Une étude quantitative fondée sur des analyses bibliographiques et cartographiques détaillées pour identifier les enjeux spécifiques à chaque type d'installation

Le calcul de la surface nécessaire au système électrique nécessite l'identification des surfaces occupées par chaque type d'ouvrage. Cette notion de surface occupée n'est toutefois pas définie de manière standard et peut recouvrir différentes conceptions.

Il apparaît en effet nécessaire de pouvoir distinguer :

- ▶ les surfaces *artificialisées* ;
  - dont les surfaces *imperméabilisées*, qui ont un impact fort sur les fonctions hydriques des sols ;
- ▶ les surfaces non artificialisées mais *susceptibles de restreindre certains co-usages*.

**Cette dernière notion restitue une vision extensive de la surface occupée par les infrastructures électriques.** Par exemple pour une éolienne, ceci permet de ne pas se limiter à la seule zone d'implantation du mât, mais d'intégrer dans la surface occupée un rayon autour de cette éolienne dans lequel certains usages peuvent être restreints. Néanmoins ces surfaces accessibles pour d'autres usages recouvrent des réalités contrastées. À titre d'exemple, les surfaces situées autour d'une installation éolienne ou sous des panneaux photovoltaïques ne présentent pas les mêmes opportunités de co-usages.

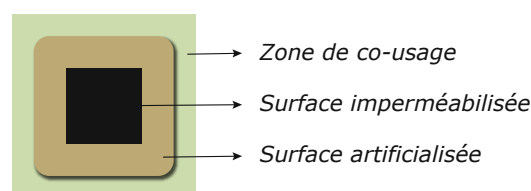
Dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», une évaluation des surfaces occupées par le système électrique selon les indicateurs présentés ci-dessus a été réalisée. Cette analyse a été menée en s'appuyant sur des valeurs moyennes associées à chaque filière, calculées sur la base d'analyses cartographiques et d'études bibliographiques.

L'étude s'est ainsi fondée sur des méthodologies de comptabilisation ad hoc, dans la mesure où aucune méthode existante ne semblait suffire à restituer l'ensemble des enjeux discutés en concertation.

Ainsi, si les analyses en cycle de vie permettent de rendre compte de l'impact potentiel sur les sols sur tout le cycle de vie des ouvrages, que ce soit d'un point de vue géographique ou temporel, elles ne permettent pas d'identifier finement les impacts sur l'artificialisation des sols en France ou des co-usages possibles. S'agissant des travaux actuels sur le suivi de l'artificialisation, qui s'appuient pour l'instant sur la méthode des fichiers fonciers, ceux-ci ont mis en évidence le caractère ambigu de certaines surfaces dont celles des éoliennes et des centrales solaires photovoltaïques au même titre que celles des carrières ou des terrains militaires entre autres<sup>36</sup>. Ainsi à la connaissance de RTE, aucune méthode reconnue ne permet d'évaluer les surfaces artificialisées, imperméabilisées ou en co-usages.

L'évaluation quantitative des différentes surfaces par technologie a été réalisée à partir de la littérature existante, comme le rapport d'«inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique» de l'ADEME, des documents techniques de projets existants<sup>37</sup> (pour le photovoltaïque et l'éolien notamment)

**Figure 12.43** Schéma de principe des différentes surfaces étudiées



36. CEREMA, 2019, Mesure de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers, <https://artificialisation.biodiversitetousvivants.fr/sites/artificialisation/files/inline-files/definition%20artificialisation%20FF%20V3.pdf>

37. Par exemple les documents de consultation publique ICPE des projets de parcs éoliens retenus dans le dernier appel d'offre CRE (CRE, 2020) ou encore des études d'impact existantes sur le photovoltaïque.

ou encore de relevés cartographiques à partir des ouvrages existants (pour les lignes électriques aériennes<sup>38</sup> par exemple).

**Ces travaux constituent ainsi une description inédite de l'occupation du territoire et de l'artificialisation des surfaces par le système électrique.**

Les analyses se sont focalisées sur l'occupation des sols terrestres des centrales de production (notamment éoliennes et photovoltaïques) et le réseau de transport d'électricité. Des analyses complémentaires sur l'occupation de l'espace maritime par les énergies marines ou encore sur l'intégration des centrales hydrauliques pourront également faire l'objet de prolongements ultérieurs.

38. Végétation dans l'emprise des lignes aériennes : [https://opendata.reseaux-energies.fr/api/datasets/1.0/vegetation-emprise-lignes-rte/attachments/bdr\\_cgla\\_vegeo\\_20190705\\_zip/](https://opendata.reseaux-energies.fr/api/datasets/1.0/vegetation-emprise-lignes-rte/attachments/bdr_cgla_vegeo_20190705_zip/)

## 12.4.2 Des enjeux d'occupation de l'espace qui se posent de manière contrastée selon les technologies

### 12.4.2.1 L'éolien terrestre : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles

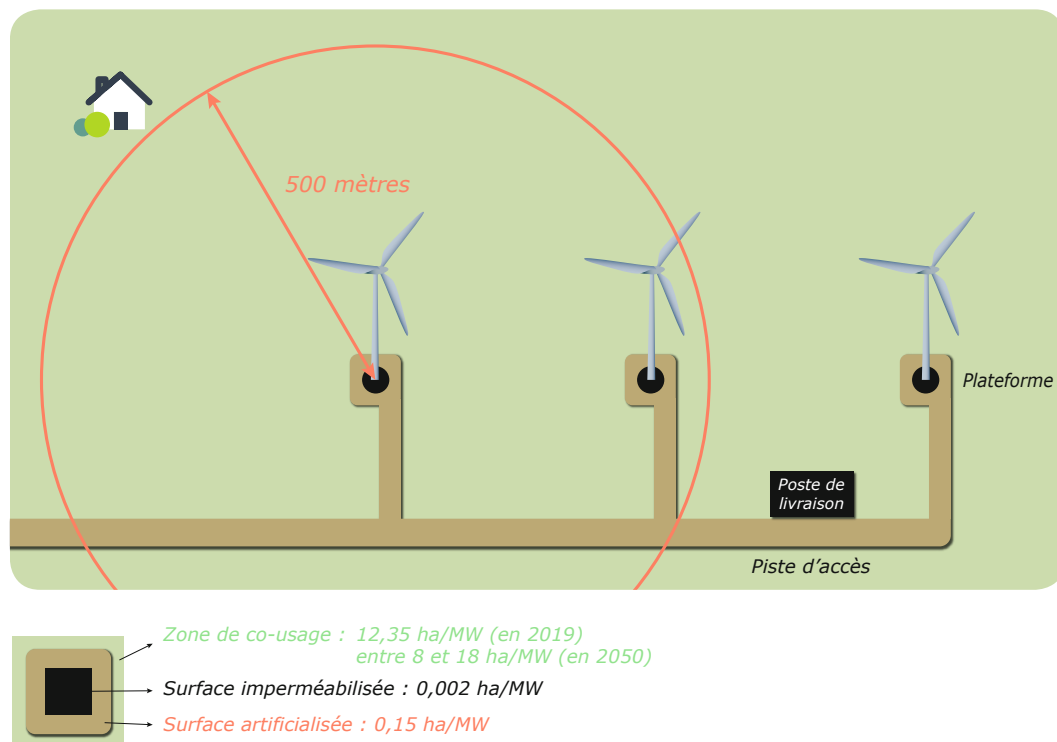
Du fait de leur caractère «vertical» et «diffus», les éoliennes terrestres sont devenues en quelques années l'une des filières de production d'énergie les plus visibles sur le territoire français, là où beaucoup d'autres infrastructures associées aux énergies fossiles (raffineries, centrales thermiques...) sont moins visibles, concentrées dans des zones industrialisées ou encore situées en dehors du territoire français. Cette visibilité fait parfois débat avec des critiques sur l'impact paysager du développement des éoliennes en zone rurale.

L'éolien terrestre fait ainsi l'objet de beaucoup plus de préoccupations sur le plan de l'impact

visuel paysager que sur la question de l'occupation des sols.

En effet, même si l'emprise des parcs éoliens est plus importante que d'autres moyens de production (les éoliennes ont des pâles de plusieurs dizaines de mètres et les éoliennes d'un même parc sont espacées en moyenne de 400 mètres, conduisant à des parcs qui ponctuent des zones relativement étendues), les surfaces artificialisées et imperméabilisées sont largement contenues. L'artificialisation ne concerne que les différents équipements composant le parc éolien (poste électrique, piste d'accès, plateforme des éoliennes...)

**Figure 12.44** Surface d'un parc éolien – schéma de principe



**Figure 12.45** Compatibilité des usages avec les éoliennes terrestres

Éolienne terrestre		
<b>Agricole</b>	✓	
<b>Forestier</b>	✓	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'un massif forestier <sup>39</sup> , mais de fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes <sup>40</sup> (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact possible ou non).
<b>Naturel hors forêts</b>	✓	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'une zone naturelle non réglementée, mais fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes <sup>40</sup> (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact potentiel).
<b>Résidentiel</b>	✗	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 500 m des habitations.
<b>Tertiaire, industrie</b>	✓	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 300 m des centrales nucléaires et des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Distance aux autres bâtiments hors résidentiels traitée au cas par cas par les préfets entre autres, en tenant compte du niveau sonore et des enjeux de sécurité.
<b>Réseau de transport terrestre</b>	✓	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 100 m des routes et 200 m des voies ferrées.
<b>Réseau d'utilité publique</b>	✓	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 200m des lignes électriques aériennes
<b>Aérien</b>	✗	Les éoliennes ne peuvent pas être situées à moins de plusieurs kilomètres des zones de radars météorologiques, militaires ainsi que dans les couloirs de l'aviation civile

soit une faible part de l'emprise totale des parcs, tandis que la partie imperméabilisée se limite aux fondations et mâts d'éoliennes et aux postes de livraison électrique (de l'ordre de 0,2 hectare pour un parc éolien de 10 MW).

S'agissant de la surface totale située sous et autour des éoliennes, l'essentiel est disponible pour des co-usages, sous certaines conditions parfois. La surface non artificialisée est compatible sans exclusion avec les usages agricoles. Elle est également, dans une certaine mesure, compatible avec les usages naturels et forestiers, les réseaux de transports et réseaux d'utilité publique et avec les usages tertiaires et industriels (sous réserve

d'une autorisation administrative). À l'inverse, ces surfaces non artificialisées ne sont absolument pas accessibles à des usages résidentiels ou aériens.

Au-delà des enjeux sur l'occupation des surfaces et sur le partage avec d'autres usages naturels et économiques, le développement des éoliennes suscite des questions en matière d'impact sur l'avifaune (ensemble des oiseaux des régions considérées). Ces impacts apparaissent relativement bien connus aujourd'hui. La ligue de protection des oiseaux estimait en 2017 qu'une éolienne pouvait être responsable de la mort de 0,3 à 18 oiseaux par an<sup>41</sup>. Ce chiffre est faible en comparaison d'autres causes de mortalité des oiseaux (notamment morts d'oiseaux

39. Par exemple, en avril 2021, le conseil d'État a donné son avis favorable à l'installation d'un parc éolien de 17 mats dans la forêt de Lanouée, en Bretagne.»

40. LPO, juin 2017, Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune

41. Loss, S., Will, T. & Marra, P. The impact of free-ranging domestic cats on wildlife of the United States. *Nat Commun* 4, 1396 (2013). <https://doi.org/10.1038/ncomms2380>

causées par les chats errants ou encore par les voitures<sup>41</sup>). Néanmoins, l'impact sur la faune alentour fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de chaque projet afin d'en minimiser les conséquences. Pour cela, des études d'impact sont systématiquement réalisées en amont de la construction d'un parc éolien pour identifier entre autres les espèces d'oiseaux et de chauves-souris présentes,

identifier les impacts potentiels et mettre en place des mesures d'atténuation adéquates<sup>42</sup> (implanter le parc éolien ailleurs, brider les éoliennes en période sensible pour les espèces identifiées, etc.). Si la présence d'espèces sensibles aux éoliennes est très forte, le projet est en général abandonné ou déplacé car jugé non rentable à cause du bridage de leur fonctionnement imposé pour protéger les espèces.

#### **12.4.2.2 Le photovoltaïque au sol : une forte empreinte au sol mais une mutualisation avec d'autres usages qui apparaît possible dans le cadre de modèles « agrivoltaïques »**

Les installations photovoltaïques au sol présentent des enjeux nettement différents de ceux associés aux parcs éoliens. Les panneaux solaires au sol sont moins critiqués pour leur impact paysager – il ne s'agit en effet pas de structures « verticales » comme les éoliennes et pylônes mais plutôt des structures « horizontales » – que pour leur consommation d'espace au sol.

À mi-2021, le parc photovoltaïque au sol représentait environ 5 GW (installations sur ombrières de parkings non incluses), et occupait au total de l'ordre de 5 000 à 8 500 ha, avec une densité moyenne actuelle estimée entre 1 et 1,7 ha/MW<sup>43</sup>.

À long terme, l'accélération prévisible du développement du photovoltaïque suscite donc des interrogations sur l'ampleur des surfaces dédiées à ces installations. Dans ce débat, il convient cependant de bien distinguer les différents enjeux associés à l'utilisation des surfaces par les panneaux photovoltaïques, notamment entre les impacts sur la biodiversité et la concurrence avec d'autres usages.

Les impacts en matière d'artificialisation et d'imperméabilisation des sols devraient en particulier rester relativement faibles. D'une part, les parcs photovoltaïques au sol sont aujourd'hui incités à s'installer sur des surfaces déjà artificialisées telles que d'anciennes zones industrielles et décharges afin de limiter leur effet sur la biodiversité. Ce

potentiel est toutefois limité et ne pourra suffire à intégrer les volumes de photovoltaïques prévus dans les différents scénarios considérés, d'autant que des difficultés en matière de dépollution ou de concurrence d'usages peuvent compliquer l'installation sur ces surfaces. D'autre part, même en cas d'installation dans des espaces naturels, l'artificialisation des sols reste dans le cas général faible : les panneaux photovoltaïques sont plantés dans le sol à l'aide de pieux et ne sont pas équipés de fondations tandis que l'espace situé sous les panneaux reste à l'état naturel (sauf cas particulier) et laisse plus de liberté à l'usage du sol. Finalement, les surfaces strictement artificialisées se limitent donc aux pieux, aux pistes, à l'espace du poste électrique et des éventuelles citernes (pour le risque incendie et le nettoyage des panneaux). Ceci ne signifie pas pour autant que les parcs photovoltaïques n'ont pas d'impact sur la biodiversité mais l'analyse doit alors dépasser la seule question de l'artificialisation.

Sur le plan de la concurrence d'usages du sol, les panneaux peuvent être nettement plus contraignants. Les centrales photovoltaïques au sol ne permettent pas d'utiliser les espaces à des fins résidentielles<sup>44</sup> ou économiques (hors cas particulier), les réseaux routiers<sup>45</sup> et ferrés ou les milieux forestiers. Sous certaines conditions, elles peuvent en revanche être compatibles avec des surfaces naturelles et agricoles.

42. À noter que l'impact sur la biodiversité fait l'objet d'un suivi, et les informations issues du suivi environnemental périodique doivent être transmises au Muséum national d'histoire naturelle, en complément du dépôt légal des données brutes de biodiversité (sur la plateforme depobio).

43. Valeurs issues de la revue de littérature (« Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol en région Provence-Alpes-Côte d'Azur. » CEREMA, (avril 2019) et « Un mix électrique 100% renouvelables ? » ADEME (2015)) complétée des relevés d'études d'impacts existantes.

44. Ce qui n'est pas le cas du photovoltaïque sur toitures.

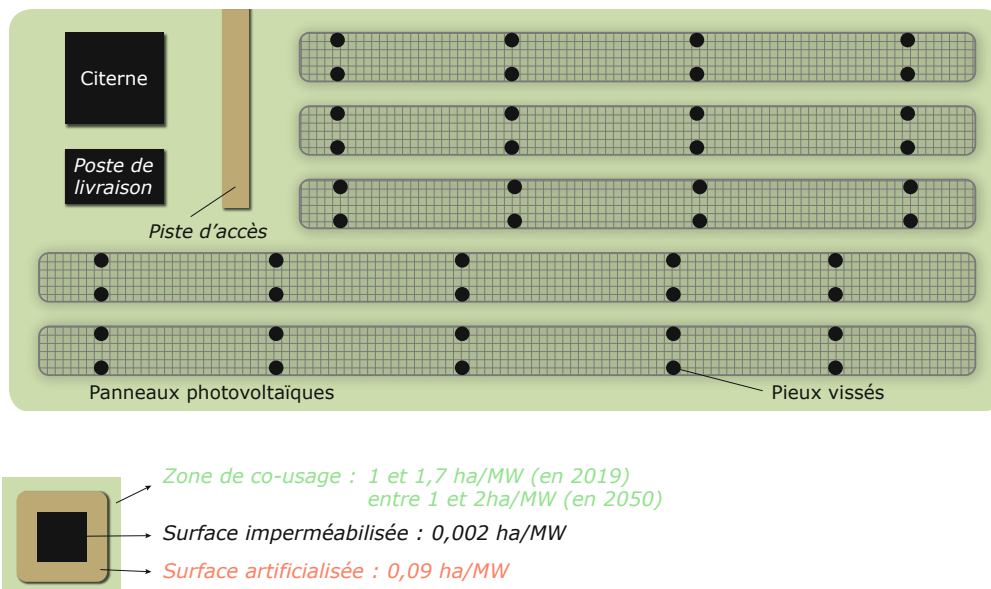
45. La première expérimentation de route solaire en Normandie n'a pas répondu aux attentes de production et s'est usée prématurément.



Dès aujourd'hui, plusieurs projets dits agrivoltaïques permettent la cohabitation avec certains usages agricoles comme les prairies ou des surfaces en pâturages. Plusieurs projets agrivoltaïques ont ainsi été sélectionnés dans le cadre des appels d'offres menés par le ministère pour le développement d'installations photovoltaïques innovantes<sup>46</sup>. Une telle compatibilité avec des co-usages agricoles ne va toutefois pas de soi et doit s'organiser en amont du développement pour permettre à la production photovoltaïque de s'adapter à la pratique agricole et non l'inverse. Il s'agit par exemple si besoin de rehausser les panneaux en les installant sur des portiques en hauteur ou encore de les espacer pour laisser une circulation plus aisée entre les panneaux et éventuellement une mécanisation de l'exploitation des surfaces cultivées. Ces installations seraient ainsi compatibles avec un certain nombre de cultures : céréales, vignes, cultures maraîchères... L'«agrivoltaïsme» étant une pratique nouvelle, l'ADEME doit publier très prochainement









une étude visant à produire un guide de recommandations à destination des pouvoirs publics à partir de plusieurs retours d'expériences. L'essor de ce type d'installations dépendra donc des avantages et inconvénients identifiés par ce retour d'expérience, ainsi que de l'évolution de la réglementation. À l'heure actuelle, le changement d'usage des terres agricoles pour un usage strictement énergétique est interdit. En contrepartie de la possibilité de partager l'espace avec des usages agricoles, les panneaux photovoltaïques pourraient s'étaler sur une surface plus grande et – du fait des modifications d'orientation des panneaux pour favoriser les cultures étant susceptibles de sous-optimiser la production – voir leur productible réduit. À terme, l'analyse de projets concrets d'agrivoltaïsme permettra de mesurer leur gain environnemental et leur compétitivité par rapport aux installations classiques de photovoltaïques au sol.

**Figure 12.46** Surface d'un parc photovoltaïque au sol – schéma de principe



46. Rapports de synthèse (version publique) 2018-2020 de la CRE sur les appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire des 1<sup>re</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> périodes

**Figure 12.47** Compatibilité des usages avec les panneaux photovoltaïques au sol

Photovoltaïque au sol		
<b>Agricole</b>		Compatibilité dès aujourd'hui possible avec certaines surfaces agricoles (prairies, vignes, vergers et maraîchage)
<b>Forestier</b>		
<b>Naturel hors forêts</b>		Les pelouses naturelles sont compatibles avec les panneaux photovoltaïques
<b>Résidentiel</b>		
<b>Tertiaire, industrie</b>		Compatibilité dans le cas d'installations photovoltaïques sur les parkings ou sur des friches délaissées
<b>Réseau de transport terrestre</b>		
<b>Réseau d'utilité publique</b>		
<b>Aérien</b>		Interdiction à 300 m autour des pistes d'aéroport en activité, mais pas d'incompatibilité avec les radars

### 12.4.2.3 La filière photovoltaïque sur toiture : une incidence nulle sur l'occupation des terres

Les installations photovoltaïques sur toiture sont par définition compatibles avec tous les usages équipés de bâti, soit les usages résidentiels, tertiaires et industriels dans la limite de la réglementation

vis-à-vis du patrimoine notamment. Celles-ci ne présentent donc pas d'enjeu spécifique en matière d'artificialisation ou de concurrence d'usages.

### 12.4.2.4 Les filières nucléaire et thermique : des sites qui concentrent des capacités de production importantes mais majoritairement artificialisés et sans possibilité de co-usages

Les sites des centrales nucléaires et thermiques sont généralement situés dans des enceintes clôturées dans lesquelles l'essentiel des terrains sont artificialisés (même si en pratique, il peut exister des zones qui restent végétalisées). La compatibilité avec d'autres usages est très fortement limitée du fait des contraintes de sûreté des installations industrielles.

En revanche, les sites des centrales nucléaires et thermiques concentrent des capacités de production importantes sur des zones restreintes. Ainsi, la densité actuelle des centrales est estimée à environ 0,06 ha/MW soit une surface totale de l'ordre de 4400 ha pour l'ensemble des centrales nucléaires françaises, y compris les centrales nucléaires de première génération dont le démantèlement est prévu à la fin du siècle (surface estimée totalement

artificialisée et à 50% imperméabilisée). Pour les nouveaux réacteurs, une densité entre 0,03 et 0,06 ha/MW est retenue car elles pourront bénéficier d'une partie des installations existantes. Ces

valeurs sont très faibles en comparaison des surfaces totales nécessaires aux énergies renouvelables (notamment de l'ordre de 1 à 1,7 ha/MW pour les parcs photovoltaïques au sol).

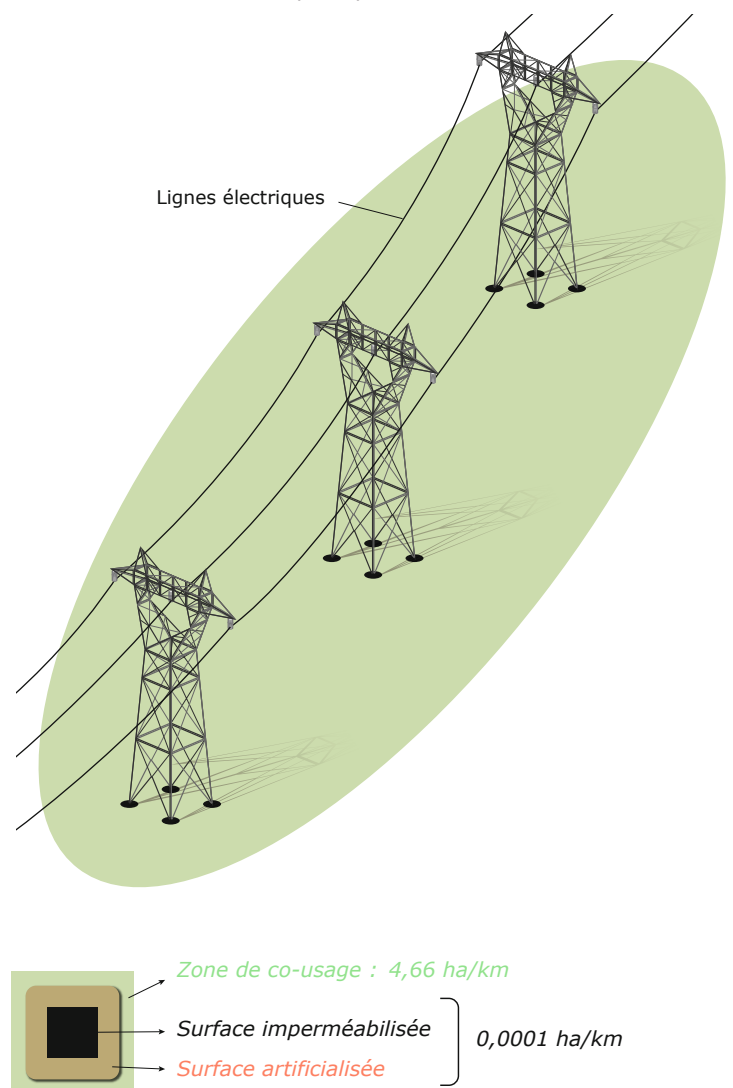
### 12.4.2.5 Les infrastructures de réseau : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles sous conditions du respect des distances de sécurité

Les lignes électriques aériennes, composées de pylônes ou poteaux et de câbles, se retrouvent dans une grande partie du territoire français. Pour autant, à part les surfaces supportant les pylônes (dans lesquels de la végétation peut être présente), les surfaces sous les lignes sont accessibles à d'autres usages. La proximité avec les câbles électriques impose toutefois des contraintes de sécurité qui limitent l'espace disponible sous les lignes aériennes. Par ailleurs, ces contraintes de sécurité conduisent à adapter le tracé et la hauteur des lignes aériennes du réseau de transport aux servitudes aériennes.

Sous conditions de respecter les contraintes de sécurité, tous les usages sont possibles hormis les usages forestiers intégrant des arbres de trop grande hauteur et certains usages aériens. Les distances de sécurité varient suivant les niveaux de tension sans distance limitante pour les conducteurs isolés (basse tension), plus de 1 m pour les lignes basse tension nues, jusqu'à de l'ordre de plus de 7 m pour les lignes à très haute tension<sup>47</sup>. Seules les fondations des pieds de pylônes ou des poteaux sont considérées comme artificialisées et imperméabilisées.

Les lignes souterraines sont, elles, composées de câbles électriques isolés et de chambres de jonction visant à raccorder les câbles entre eux. Pour des raisons d'accessibilité aux câbles en cas de défaillance, les bâtiments sont interdits au-dessus des câbles du réseau de transport (à partir de la HTB1, 63 kV et plus), ainsi que les arbres de trop grande hauteur (de l'ordre de 2,5 m et plus). Hormis cela, tout autre usage est possible au-dessus des liaisons souterraines. Aucune surface n'est retenue

**Figure 12.48** Surface d'une ligne aérienne – schéma de principe



47. En fonction de l'arrêté technique du 17 mai 2001 décrivant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et du code du travail.

comme artificialisée ou imperméabilisée pour les liaisons souterraines.

À l'intérieur de l'enceinte des postes électriques, si certaines zones peuvent être végétalisées, la majorité des surfaces sont à usage unique du réseau électrique et non végétalisées. Dans le cadre de cette étude, la surface totale du poste est considérée comme 100 % artificialisée bien que dans les faits RTE se soit engagé depuis trois années dans une démarche visant à accroître la préservation

de la biodiversité dans les postes de façon progressive<sup>48</sup>. La surface imperméabilisée représente environ 5% de la surface totale, correspondant principalement aux bâtiments, aux enclos des transformateurs, à quelques accès et zones de stationnement.

Ainsi en 2020, 342000 hectares cohabitent avec le réseau de transport d'électricité et seulement 4000 hectares des surfaces sont artificialisés et environ 200 hectares sont imperméabilisés.

**Figure 12.49** Compatibilité des usages avec les lignes électriques

	Lignes aériennes	Lignes souterraines
<b>Agricole</b>	✓	✓
<b>Forestier</b>	✓	✗
	Possibilité d'avoir des lignes en milieux forestiers mais avec nécessité d'entretien de la végétation sous les lignes pour éviter les incidents	
<b>Naturel hors forêts</b>	✓	✓
<b>Résidentiel</b>	✓	✗
	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	
<b>Tertiaire, industrie</b>	✓	✗
	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	
<b>Réseau de transport terrestre</b>	✓	✓
	Selon les distances de sécurité	
<b>Réseau d'utilité publique</b>	✓	✓
	L'arrêté technique <sup>49</sup> établit des distances de sécurité avec les réseaux d'utilité publique (conduites d'hydrocarbures, eau, chaleur, télécommunications, voies de chemins de fer, etc.)	
<b>Aérien</b>	✓	✓
	Dans le cas d'une présence de servitude aérienne, il est possible d'avoir recours à des pylônes plus petits (et plus massifs pour tenir les contraintes mécaniques) avec une peinture rouge et blanche	

48. RTE s'est engagé dans une démarche d'abandon progressif de l'utilisation des produits phytosanitaires sur ses postes électriques les plus sensibles (proximité de zones d'eau en surface ou souterraines). Lorsque cela est pertinent d'un point de vue économique, cette conversion dite « zéro-phyto » s'accompagne d'un aménagement préalable du poste visant à végétaliser sa surface (« couvert végétal ») ce qui permet de limiter la fréquence d'entretien nécessaire pour garantir le respect des normes de sécurité.

49. Arrêté technique du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

## 12.4.2.6 Synthèse des possibilités de co-usages entre les différentes infrastructures

	Éolien	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Centrale thermique & nucléaire	Lignes aériennes	Lignes souterraines
Agricole	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Forestier	✓	✗	NC	✗	✓	✗
Naturel hors forêts	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Résidentiel	✗	✗	✓	✗	✓	✗
Tertiaire, industrie	✓	✓	✓	✗	✓	✗
Réseau de transport terrestre	✓	✗	NC	✗	✓	✓
Réseau d'utilité publique	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Aérien	✗	✓	✓	✓	✓	✓

## 12.4.3 L'évolution du système électrique et le développement des énergies renouvelables ne conduiront pas, de manière générale, à une forte artificialisation des surfaces en comparaison d'autres usages

### 12.4.3.1 Des questions autour de la préservation de la biodiversité et en particulier autour de l'artificialisation des sols liée aux nouvelles installations de production d'électricité

#### *Des objectifs de réduction de l'artificialisation des sols pour contribuer à la préservation de la biodiversité*

La préservation de la biodiversité s'inscrit désormais comme l'une des causes environnementales majeures du XXI<sup>e</sup> siècle, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

À l'instar du GIEC créé en 1988 pour évaluer l'état des connaissances sur l'évolution du climat, les Nations Unies ont mis en place plus récemment l'IPBES<sup>50</sup>, un organisme dédié à la préservation de la biodiversité. Même si les facteurs d'impact sur la biodiversité sont multiples, l'IPBES a identifié, dans son rapport d'évaluation de 2019, le changement d'affectation des terres comme le facteur principal de détérioration de la nature au niveau mondial.

Au niveau national, cette thématique fait également l'objet d'une attention croissante depuis quelques années. En 2018, la France a publié un plan Biodiversité, dans lequel elle s'est fixé un objectif de «zéro artificialisation nette». **La loi «climat et résilience» promulguée à l'été 2021 a précisé cet objectif, en fixant notamment l'objectif d'atteindre le zéro artificialisation nette à l'horizon 2050 et en prévoyant une division par deux du rythme d'artificialisation sur les dix prochaines années (par rapport à celui de la décennie passée).** Elle décline également les mesures permettant de contribuer à l'atteinte et au suivi de cet objectif.

Après une nette diminution du rythme d'artificialisation entre 2011 et 2015, la tendance des trois dernières années est à la stagnation du rythme sur

la base des fichiers fonciers. D'après cette même référence, le rythme actuel correspond à l'artificialisation d'une surface équivalent à celle d'un département comme les Yvelines, soit 20 000 hectares par an correspondant à 0,4% du territoire national tous les dix ans, causée pour l'essentiel par le développement des zones résidentielles (de l'ordre de 68% des surfaces concernées).

Dans le cadre des «Futurs énergétiques 2050», RTE a réalisé une évaluation approfondie des surfaces artificialisées et imperméabilisées pour le développement des infrastructures du système électrique (production et réseau de transport d'électricité). Ces indicateurs ne reflètent qu'une partie de la problématique de la biodiversité, celle-ci restant difficile à traiter de manière globale (comme évoqué à la partie 12.1)

#### *Une caractérisation précise des surfaces considérées comme artificialisées qui reste à définir*

La loi climat et résilience de 2021 précise que «l'artificialisation est définie comme l'altération durable de tout ou partie des fonctions écologiques d'un sol, en particulier de ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques, ainsi que de son potentiel agronomique par son occupation ou son usage». Toutefois, si la notion de surface imperméabilisée est relativement bien caractérisée, celle de surface artificialisée n'est pas toujours précisée.

Dans le cadre de la mise en œuvre de l'objectif de «zéro artificialisation nette», la France s'est dotée d'un observatoire qui permet un suivi de l'évolution des zones artificialisées. Les outils et méthodes utilisés dans le cadre du suivi de l'objectif sur la

50. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

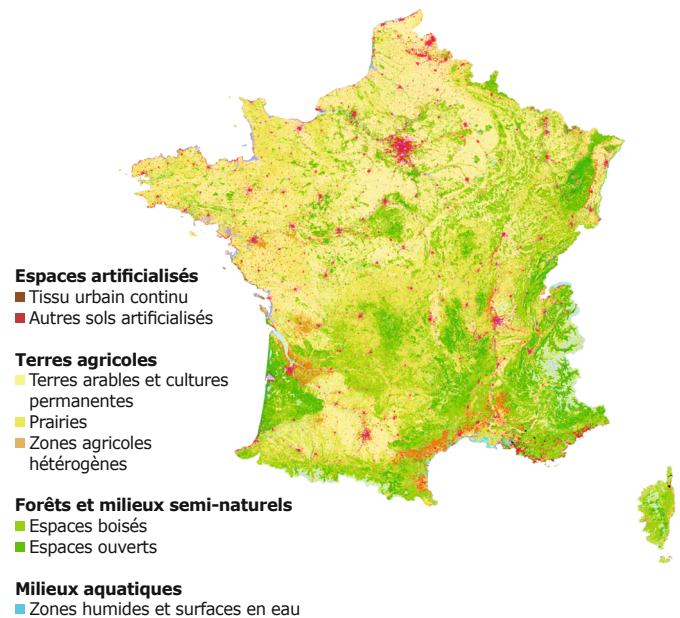
réduction de l'artificialisation restent cependant encore en construction et évolution, et les chiffres publiés sur le portail de l'artificialisation des sols ne présentent pas de manière spécifique la part prise par le secteur électrique.

De manière plus générale, l'évaluation de l'artificialisation souffre d'un manque de définition partagée sur les surfaces considérées comme artificialisées. La méthodologie retenue pour établir cette comptabilité fait encore l'objet de travaux des services de l'État pour définir de manière plus précise le concept d'artificialisation.

À titre d'exemple, la méthodologie actuelle utilisée dans le portail de suivi de l'artificialisation des sols ne prend pas en compte les éoliennes dans la comptabilité mise en place<sup>51</sup>. Dans le cas des parcs photovoltaïques au sol, elle comptabilise en revanche l'ensemble du parc comme artificialisé alors que la majorité des installations sont *a minima* végétalisées sous les panneaux et que leur impact sur la biodiversité est plus faible que pour beaucoup d'autres zones artificialisées (bâtiments d'habitation, zones industrielles et commerciales, réseaux de transport routier...).

La loi « climat et résilience » prévoit au contraire « qu'un espace naturel ou agricole occupé par une installation de production d'énergie photovoltaïque n'est pas comptabilisé dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers dès lors que les modalités de cette installation permettent qu'elle n'affecte pas durablement les

**Figure 12.50** Carte CORINE Land Cover 2018



(<https://www.geoportail.gouv.fr/donnees/corine-land-cover-2018>)

*fonctions écologiques du sol* ». Même si les modalités d'application devront être précisées par décret, ceci devrait concerner ainsi la grande majorité des parcs photovoltaïques au sol, pour lesquels les panneaux sont plantés directement dans le sol à l'aide de pieux et en faisant en sorte de laisser l'espace libre sous les panneaux.

<sup>51</sup>. Mesures de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers (définition, limites et comparaison avec d'autres sources)

### 12.4.3.2 La surface artificialisée ou imperméabilisée n'occupe qu'une faible part de la surface du système électrique et qu'une faible part du territoire français

Le système électrique fait aujourd'hui partie intégrante du paysage français, avec des infrastructures facilement identifiables (éoliennes, centrales nucléaires, lignes électriques...). Cependant, il conduit à des surfaces artificialisées qui restent aujourd'hui faibles à l'échelle du territoire.

Avec environ 12 000 hectares artificialisés et moins de 3 000 hectares imperméabilisés, les infrastructures de l'ensemble du système électrique (hors réseau de distribution) représentent de l'ordre de 0,35% des surfaces artificialisées en France et 0,2% des surfaces imperméabilisées<sup>52</sup>.

À l'heure actuelle, les surfaces artificialisées du système électrique comprennent essentiellement

les centrales nucléaires, les postes électriques et les parcs éoliens (les surfaces sous les panneaux photovoltaïques ne sont ici pas intégrées dans l'artificialisation conformément à l'approche adoptée dans la loi «climat et résilience» – seuls les pieux, les chemins d'accès, le poste de livraison ou encore les citernes sont comptabilisées). Pour les parcs éoliens et les postes, les surfaces artificialisées ne sont pour l'essentiel pas imperméabilisées (pistes d'accès en stabilisé minéral ou en terre, revêtement minéral dans les postes électriques...). La quasi-totalité de l'imperméabilisation associée au système électrique (hors réseau de distribution) correspond donc aujourd'hui aux sites des centrales nucléaires.

### 12.4.3.3 À l'horizon 2050, les surfaces artificialisées pour les infrastructures du système électrique resteront faibles au regard d'autres usages

Dans les «Futurs énergétiques 2050», les surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique augmentent par rapport à aujourd'hui, et ce, dans tous les scénarios. Cette augmentation s'explique par le développement des énergies renouvelables et l'adaptation du réseau de transport d'électricité.

**Dans les différents scénarios à l'horizon 2050, les surfaces artificialisées sont ainsi multipliées par 2 à 5 suivant les hypothèses associées au photovoltaïque au sol et à l'éolien tandis que les surfaces imperméabilisées augmentent de 50%. À l'échelle du territoire, ces valeurs demeurent faibles, moins de 1%**

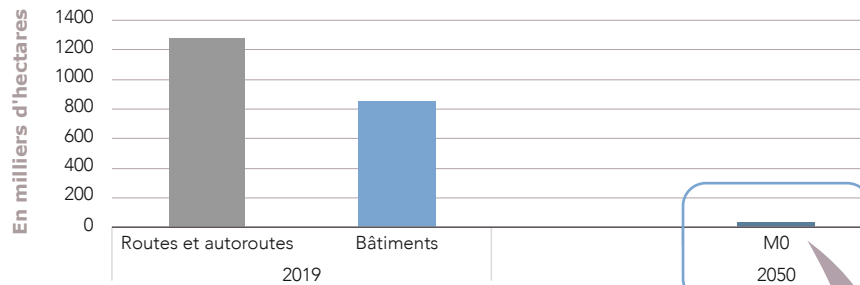
**de la totalité des surfaces artificialisées en France aujourd'hui, et bien plus faibles que l'artificialisation résultant aujourd'hui du réseau routier et des bâtiments.**

Ce résultat est toutefois très dépendant de la catégorisation des parcs photovoltaïques au sol. Dans le cas où ces installations seraient finalement comptabilisées comme des surfaces entièrement artificialisées, l'artificialisation totale du système électrique serait nettement plus importante. Ceci illustre l'importance de réguler les modes de développement du photovoltaïque au sol vis-à-vis des enjeux sur la biodiversité et l'artificialisation des sols, sujet abordé notamment dans la loi climat et résilience.

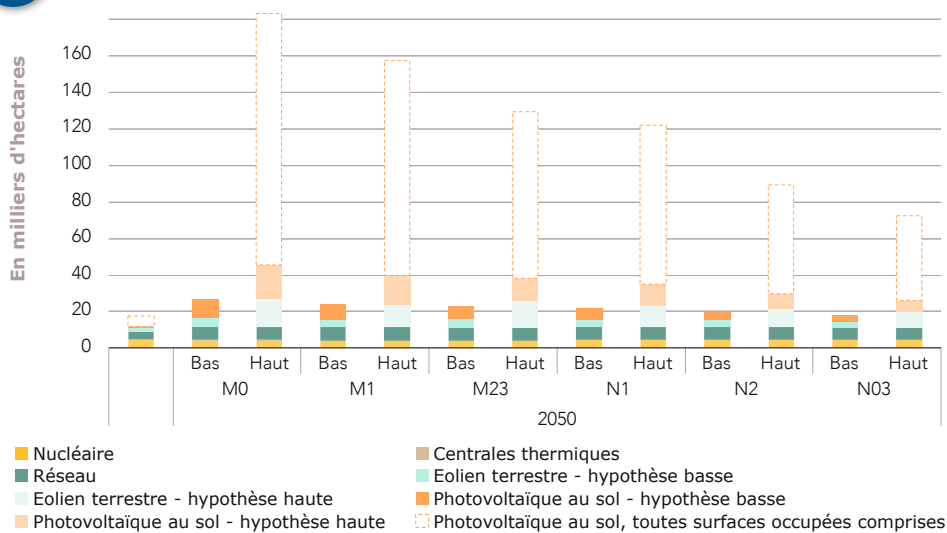
52. Surfaces artificialisées : 3,25 Mha selon Corine Land Cover ; 4,32 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée pour le périmètre France métropolitaine) ; 3,52 Mha selon les fichiers fonciers (valeur estimée)  
Surfaces imperméabilisées : 1,9 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée)



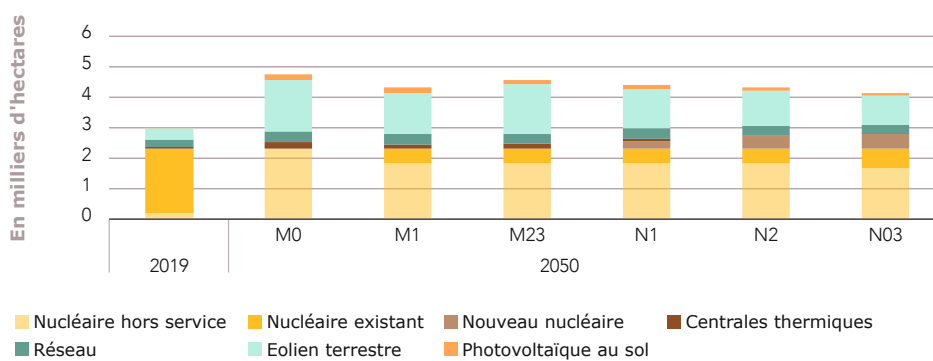
**Figure 12.51** Comparaison des surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 à celles d'autres infrastructures (routes et bâtiments)



#### Surfaces artificialisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



#### Surfaces imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



### 12.4.3.4 La réutilisation de surfaces déjà artificialisées pour construire de nouvelles infrastructures contribuera à limiter le flux d'artificialisation annuel et ainsi à favoriser l'atteinte de l'objectif de « zéro artificialisation nette »

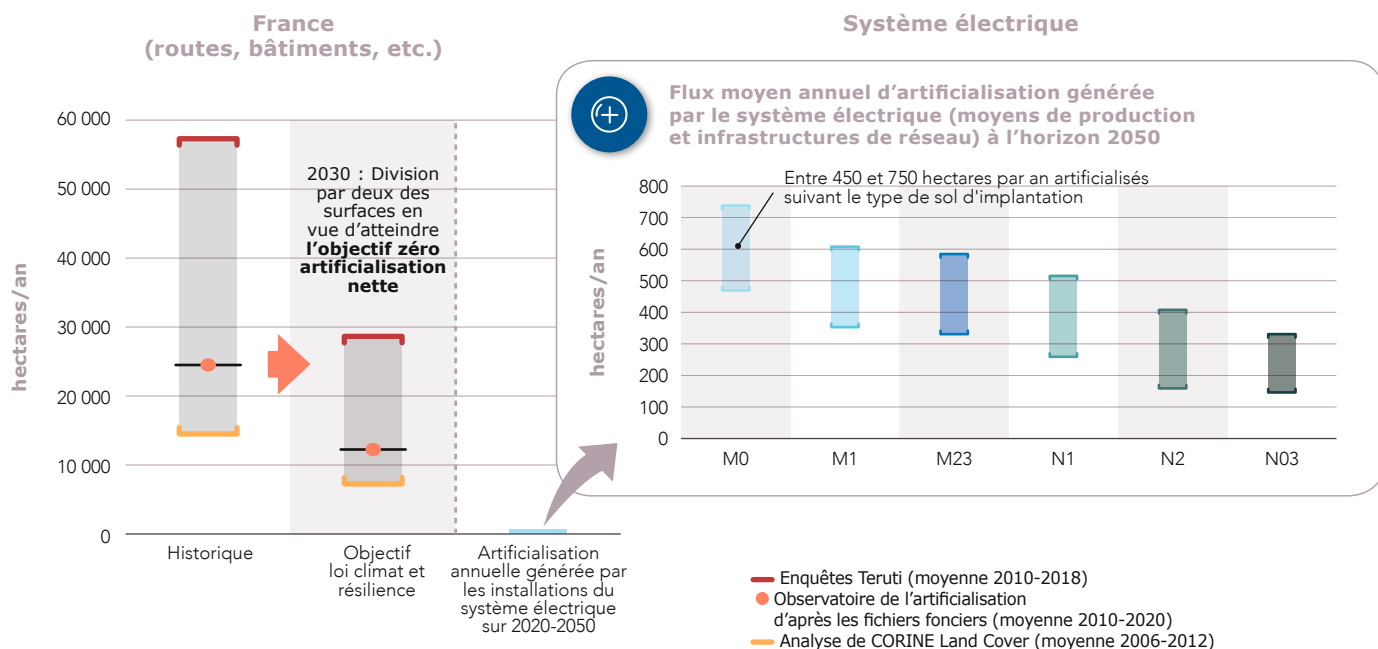
L'enjeu autour de l'artificialisation des surfaces ne porte pas uniquement sur le stock de surfaces artificialisées mais surtout sur le taux d'artificialisation, ou encore flux d'artificialisation, c'est-à-dire le nombre d'hectares qui passent d'un état non artificialisé à un état artificialisé sur une période donnée. En particulier, l'objectif de zéro artificialisation nette que s'est fixé la France en vue de protéger la biodiversité porte bien sur le flux d'artificialisation.

Dans le cas du système électrique, ce flux dépend largement des scénarios mais également des sols qui seront utilisés pour le déploiement des installations éoliennes, photovoltaïques, des infrastructures du réseau et des éventuelles centrales nucléaires.

En moyenne, les scénarios à plus forte proportion en énergies renouvelables sont ceux pour lesquels le flux d'artificialisation est le plus important, tiré par le développement du photovoltaïque, de l'éolien et dans une moindre mesure du réseau. Il atteint jusqu'à environ 600 ha/an dans le scénario M0 contre moins de 250 ha/an pour le scénario N03.

**Ces valeurs demeurent faibles en comparaison du rythme actuel d'artificialisation et même par rapport au rythme d'artificialisation cible pour les dix prochaines années : le flux associé au système électrique ne représente ainsi qu'environ 1 à 3% du rythme actuel d'artificialisation et 2 à 6% de l'objectif fixé pour les prochaines années, en**

**Figure 12.52** Flux d'artificialisation associé aux infrastructures du système électrique (hors réseau de distribution)



Source : CEREMA, 2021, «Les déterminants de la consommation d'espaces».

Nota bene : le volume d'artificialisation varie selon la méthode d'évaluation (fichiers fonciers, enquêtes par sondage).

Conformément à la convention prévue par la loi climat et résilience, la surface sous les panneaux photovoltaïques n'est ici pas comptabilisée dans les surfaces artificialisées.

**prenant le rythme issu des fichiers fonciers retenus comme référence par l'observatoire de l'artificialisation.**

En conséquence, le développement des énergies renouvelables est *a priori* compatible avec l'objectif de zéro artificialisation nette. Néanmoins, privilégier le déploiement des nouvelles installations sur des terrains déjà artificialisés contribuera à faciliter l'atteinte de cet objectif.

Les leviers concernent en particulier l'installation de panneaux photovoltaïques qui pourrait intervenir de manière préférentielle sur des surfaces déjà artificialisées comme des anciennes décharges, des terrils, ou encore d'anciennes carrières. Plusieurs études ont mis en évidence des gisements significatifs de friches délaissées susceptibles d'accueillir des centrales photovoltaïques (de l'ordre de 50 GW théorique d'après une étude de l'ADEME<sup>53</sup>) et les développeurs de projets sont dès aujourd'hui incités à utiliser ce type de surfaces via un critère *ad hoc* dans les appels d'offres pour les centrales au sol, comptant pour 9% de la notation des projets pour leur sélection (le prix du projet comptant pour 70% et l'empreinte carbone pour 16%)<sup>54</sup>. Toutefois, le potentiel réellement utilisable en tenant compte des contraintes en matière de

dépollution, de réglementation ou de concurrence avec d'autres usages est susceptible d'être limité. Les travaux en cours du CEREMA devraient permettre d'éclairer plus finement les potentiels grâce à l'outil « cartofriche ».

Concernant d'éventuels nouveaux réacteurs nucléaires, un développement sur des sites existants, comme privilégié dans les scénarios étudiés, permettra généralement de limiter l'artificialisation même si, dans certains cas, des extensions de sites seront nécessaires. De même, pour l'installation d'éoliennes, la réutilisation de chemins d'accès dans les zones agricoles ou forestières peut limiter l'artificialisation.

Enfin, s'agissant du réseau, la réutilisation de couloirs existants, le changement de conducteurs, d'autres adaptations « légères » ou encore le recours au dimensionnement optimal pour limiter les besoins de développement du réseau constitueront autant de leviers pour modérer les besoins de nouvelles surfaces. Même si, dans tous les scénarios considérés, de nouveaux postes électriques seront nécessaires, l'espace libre dans des postes existants pourrait également accueillir de nouvelles installations afin de limiter l'artificialisation.

53. Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques (ADEME 2019 )

54. Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol ». AO PPE2 PV Sol <https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelesoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur>

## 12.4.4 Sur la concurrence d'usages, l'essentiel de l'espace situé sous ou autour des infrastructures électriques est accessible à des co-usages mais sous conditions dans le cas du photovoltaïque au sol

### 12.4.4.1 Des estimations de la surface totale occupée par le système électrique tendent à occulter le fait qu'une grande partie des surfaces concernées sont partagées avec d'autres usages

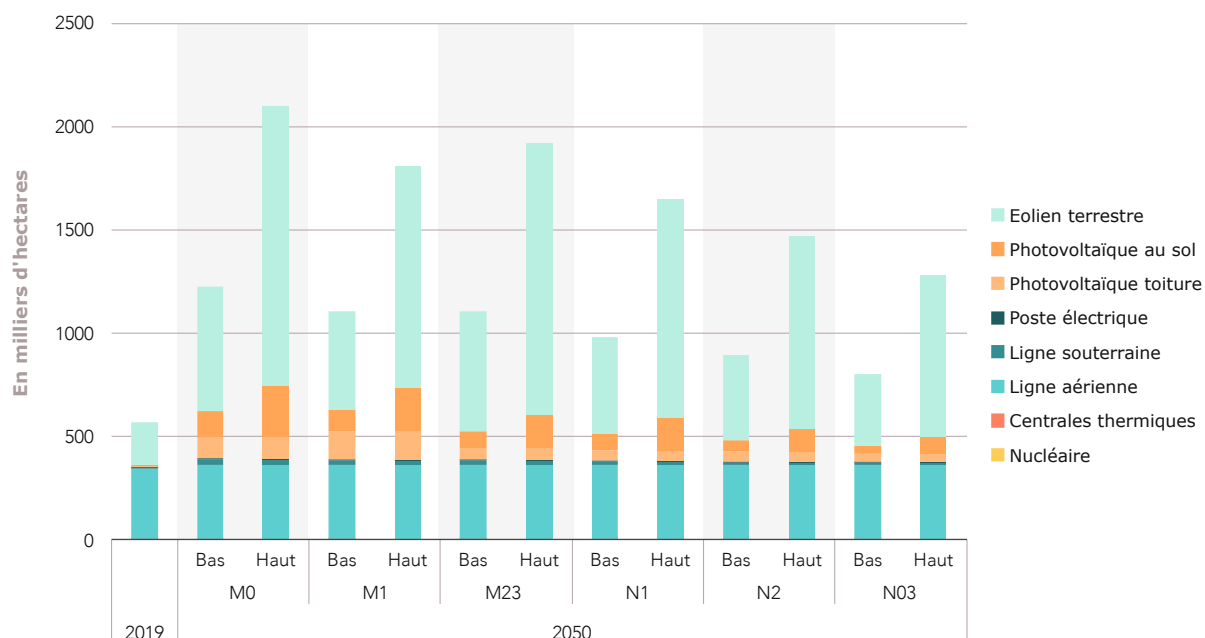
Au-delà des enjeux de lutte contre l'artificialisation des sols et de préservation de la biodiversité, le débat public sur l'évolution du système électrique évoque régulièrement l'évaluation des surfaces totales occupées par le système électrique.

Dans son étude sur l'atteinte d'un mix électrique 100% renouvelable en 2050, l'ADEME avait ainsi estimé la surface nécessaire pour un tel mix à environ 3% du territoire national<sup>55</sup>. En Allemagne,

plusieurs mouvements politiques ont récemment appelé à réserver 2% du territoire allemand pour l'implantation d'éoliennes (alors que seulement 0,9% serait accessible aujourd'hui). La convention de calcul retenue dans le débat en Allemagne est ainsi susceptible de différer de celles prises dans la présente analyse.

L'évaluation de ces surfaces ne s'appuie pas toujours sur une même définition partagée et il n'existe

**Figure 12.53** Surface « totale » (y compris co-usages) du système électrique (production, réseau de transport) en 2019 et 2050



55. «Un mix électrique 100% renouvelable ?» (ADEME 2015)

pas de méthodologie standard pour calculer la surface occupée par chaque type d'infrastructure.

Une convention possible consiste à définir la surface occupée par une installation donnée (par exemple une éolienne) comme celle qui délimite l'espace dans lequel il n'est pas possible de construire une autre installation du même type. Selon cette approche, la surface totale occupée par le système électrique (production et réseau de transport) atteint entre 1 et 1,6 million d'hectares à l'horizon 2050, soit de l'ordre de 2 à 3% du territoire métropolitain (contre 1% aujourd'hui). Elle est globalement plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables (« scénarios M »).

#### 12.4.4.2 L'essentiel des équipements du système électrique permettent des co-usages agricoles ou naturels, le principal point de vigilance concerne le développement du photovoltaïque au sol

Dans la surface totale occupée par le système électrique, l'essentiel est accessible pour des co-usages agricoles ou naturels. Ainsi, les éoliennes et les lignes électriques qui représentent l'essentiel de la surface occupée selon le calcul réalisé ci-dessus, sont également les infrastructures qui permettent le plus de mutualisation avec les surfaces agricoles ou naturelles, avec peu de restriction sur les activités (même s'il existe des distances minimales aux bâtiments pour les éoliennes et les lignes). Dès aujourd'hui, ces infrastructures sont très majoritairement situées sur des territoires agricoles, et parfois dans des milieux forestiers, semi-naturels, ou encore sur des sols déjà artificialisés (habitations ou zones d'activités situées sous les lignes électriques).

**À long terme, le point de vigilance porte plus particulièrement sur les parcs photovoltaïques au sol qui peuvent être très consommateurs d'espace.** Sans aménagement spécifique, ces installations peuvent contraindre les autres usages et sont ainsi parfois accusées d'entrer en concurrence avec des usages agricoles ou encore de contribuer à la pression foncière dans certaines régions.

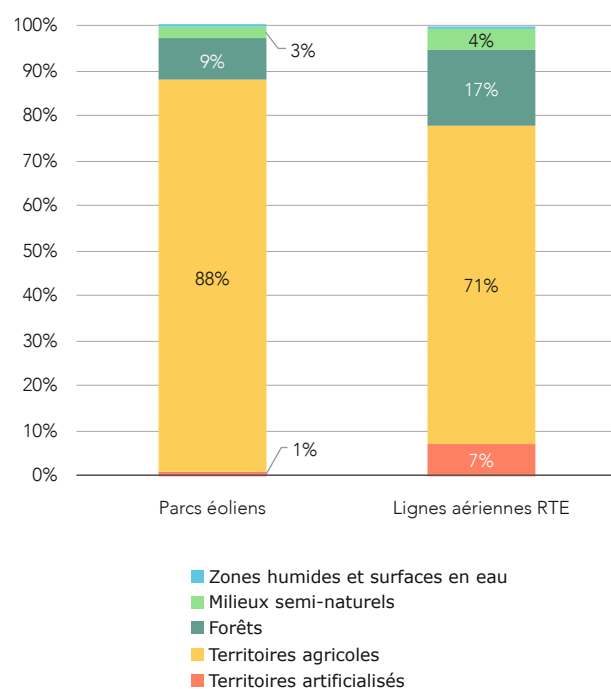
De nouveaux modèles de développement dits « agrivoltaïques » permettent toutefois d'envisager

Comme le montre la figure 12.53, cette convention tend néanmoins à attribuer une surface très importante à l'éolien terrestre et aux lignes électriques alors même que la surface correspondante est très peu artificialisée et est très largement accessible à d'autres usages, notamment agricoles. À l'inverse, la surface occupée par les panneaux photovoltaïques apparaît plus restreinte alors qu'elle peut être beaucoup plus contraignante pour d'autres usages.

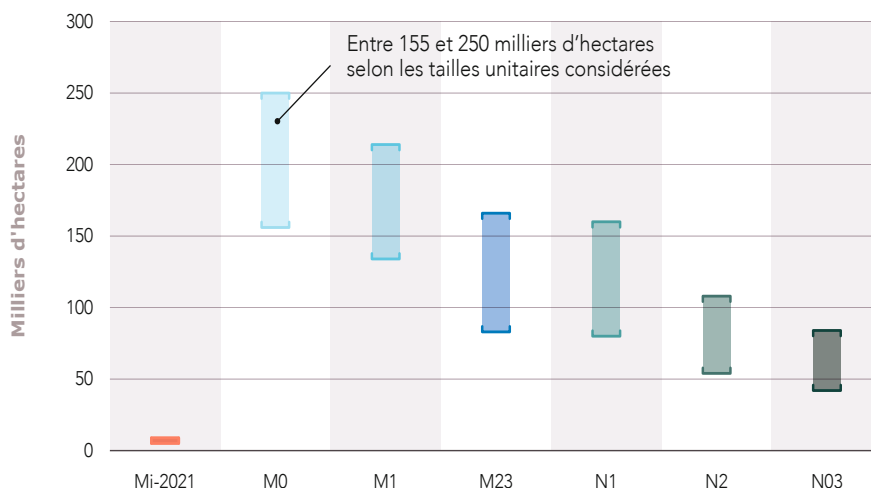
Une analyse approfondie de la surface occupée par le système électrique nécessite donc d'aller plus loin, en regardant notamment les possibilités de co-usages associés aux surfaces concernées.

plus facilement des co-usages agricoles (*voir partie*

**Figure 12.54** Répartition des types de surfaces sous et aux abords des lignes électriques aériennes et autour des éoliennes en 2019



**Figure 12.55** Estimation du nombre d'hectares nécessaires pour la production photovoltaïque au sol en 2050



12.4.2). En contrepartie, les installations sont susceptibles d'occuper un espace plus important.

Compte tenu de l'incertitude sur la densité des parcs photovoltaïques, en particulier dans le cas de co-usages agrivoltaïques, une fourchette de densité moyenne du parc de centrales photovoltaïques au sol entre 1 ha/MW et 2 ha/MW<sup>56</sup> a été retenue à l'horizon 2050.

Dans les différents scénarios, la surface nécessaire pour l'accueil des panneaux photovoltaïques au sol est estimée à environ 70 000 hectares (scénarios N2 et N03) à de l'ordre de 200 000 hectares (scénario M0). Cette valeur peut paraître importante en absolu mais doit être relativisée : notamment, ces surfaces ne représentent que 0,1 % à 0,3 % du territoire.

Si les espaces abandonnées (friches, ancienne carrière, etc.) ne suffisent pas à accueillir l'ensemble des capacités photovoltaïques, les dynamiques agricoles à venir pourraient constituer des opportunités et des freins. D'une part, la diminution des surfaces agricoles utiles laisse peu de marge à d'autres usages que la production alimentaire, d'autant plus dans un contexte de hausse de la population, d'augmentation de la fréquence des accidents climatiques et de la transition vers des pratiques agricoles biologiques. Et enfin, un maintien des prairies naturelles avec une diminution du nombre d'élevages bovins offre des surfaces potentiellement compatibles avec une production photovoltaïque adaptée (des panneaux photovoltaïques verticaux à faible emprise au sol) tout en maintenant un caractère multifonctionnel du sol : stockage de carbone, biodiversité, paysage, alimentation et production d'énergie.

<sup>56</sup>. Valeurs issues de la revue de littérature (CEREMA, avril 2019, ADEME 2015) complétée des relevés d'études d'impacts existantes en retenant une dé-densification des parcs de photovoltaïque au sol pour les nouveaux types de parcs agrivoltaïques (cf. 12.4.2).

### 12.4.5 Sur l’empreinte visuelle et l’impact paysager, un impact spécifique de l’éolien terrestre et du réseau mais qui reste difficile à mesurer

Le développement des grandes infrastructures énergétiques fait aujourd’hui souvent l’objet d’oppositions liées à leur emprise visuelle. Ces oppositions se sont accrues au cours des dernières décennies, en particulier autour du développement des pylônes et lignes électriques et plus récemment des parcs éoliens. Du fait de leurs grandes hauteurs, ces infrastructures ont potentiellement une visibilité portant sur des zones étendues.

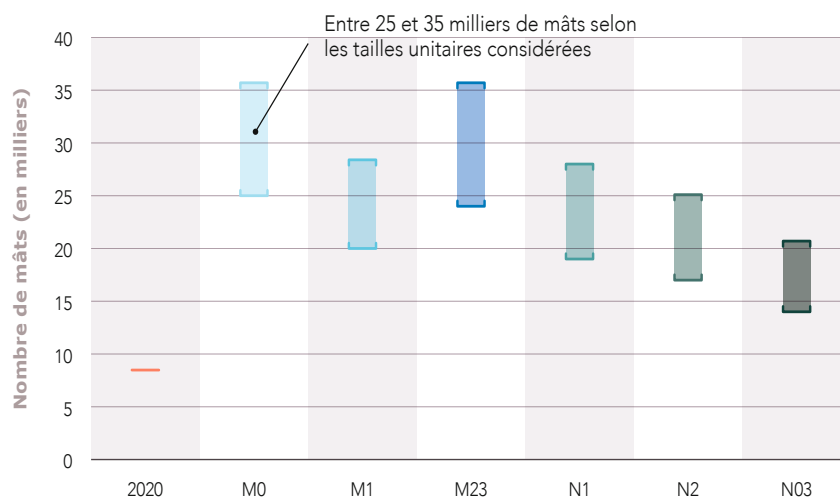
L’impact paysager induit par de nouvelles éoliennes ou pylônes reste cependant difficile à objectiver et quantifier, d’une part, car il relève d’une dimension esthétique de nature subjective et d’autre part car l’évaluation de la visibilité doit en théorie intégrer un grand nombre de paramètres (topographie, covisibilité avec d’autres points d’intérêt, prégnance, effet de surplomb...).

Les différents scénarios de mix des « Futurs énergétiques 2050 » conduisent tous à un net développement de la production éolienne terrestre en France et donc à une augmentation du nombre de mâts qui ne doit pas être ignorée. Le nombre précis de

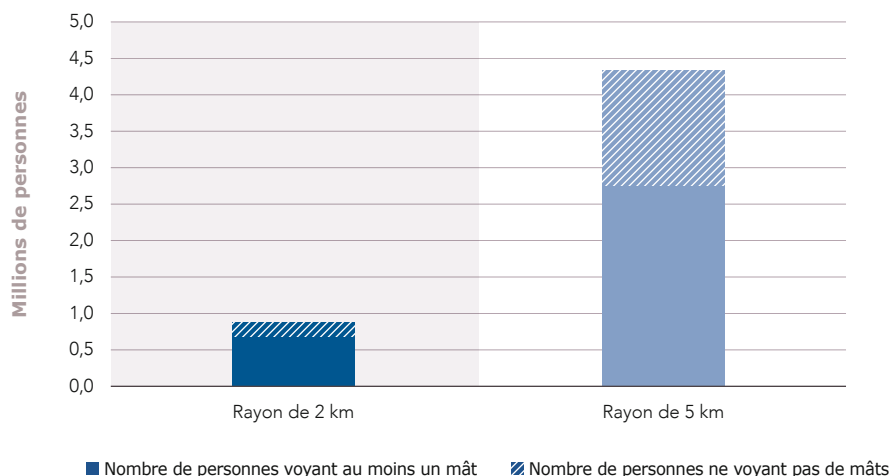
nouveaux mâts dépendra cependant de l’évolution de la capacité unitaire des éoliennes installées en France. Une augmentation de la taille des turbines permettrait ainsi de limiter le nombre de mâts à construire pour atteindre une capacité totale donnée mais conduirait à des éoliennes en moyenne plus grandes et donc potentiellement plus visibles. Une telle évolution n’est par ailleurs pas possible partout du fait de contraintes réglementaires et d’acceptabilité. En moyenne, le nombre de mâts d’éoliennes en France métropolitaine serait ainsi multiplié par 2 à 4 dans les différents scénarios et pourrait atteindre de l’ordre de 30 000 mâts à l’horizon 2050 dans les scénarios les plus hauts (M0 et M23). Ce chiffre peut être mis en regard du nombre de mâts déjà présents dans d’autres pays européens : en Allemagne, il y avait à fin 2020 déjà près de 30 000 éoliennes terrestres, pour un territoire 35 % plus petit que la France.

Les projections sur l’évolution du nombre de mâts ne permettent toutefois de restituer que très partiellement les enjeux associés à leur visibilité. Dans certains cas, les nouveaux mâts pourraient être

**Figure 12.56** Estimation du nombre de mâts d’éoliennes terrestres en 2050 dans les différents scénarios considérés



**Figure 12.57** Nombre de personnes voyant au moins une éolienne à 2 ou 5 km en fonction de la population dans ce rayon



localisés dans des zones dans lesquelles ils ont un impact visuel limité ou pas d'impact visuel pour les populations locales ou à l'inverse être concentrés dans des zones déjà denses en éoliennes.

Pour apporter un ordre de grandeur sur le nombre de personnes concernées à l'heure actuelle par la visibilité de parcs éoliens, une estimation a été menée en s'appuyant sur une analyse cartographique détaillée intégrant la topographie, la localisation et la taille des parcs éoliens existants. Celle-ci suggère qu'en 2021, environ 2,7 millions de personnes étaient susceptibles de percevoir une

éolienne depuis leur résidence principale (dans un rayon de 5 km autour d'un parc éolien), soit moins de 4% de la population française. Toutefois, les perceptions entre 3 et 10 km dépendent grandement des caractéristiques du paysage alentour, ainsi cette analyse succincte ne peut prétendre à présenter une vision complète de l'impact paysager.

L'estimation de l'impact paysager nécessiterait de disposer des emplacements exacts des éoliennes, d'évaluations paysagères *ad hoc* et d'études de perception, positive, négative ou indifférente qu'à la population locale.



## 12.5 Les matières et déchets radioactifs : des enjeux spécifiques pour le cycle du combustible et ses installations de stockage, de retraitement et d'entreposage, en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire

La question des déchets radioactifs cristallise de nombreuses oppositions à l'énergie nucléaire. En effet, les centrales nucléaires, si elles constituent des moyens de production d'énergie bas-carbone, induisent en contrepartie la production de matières et déchets radioactifs qu'il est nécessaire de pouvoir traiter et gérer sur des horizons de très long terme.

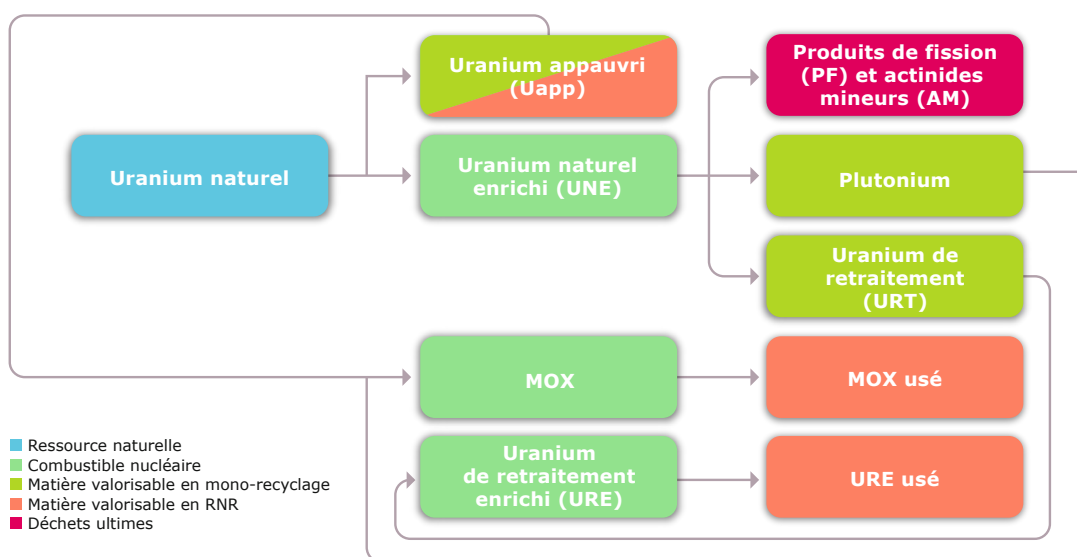
Les choix politiques et industriels en matière de prolongation et renouvellement du parc nucléaire, notamment dans les différents scénarios étudiés dans cette analyse, structurent donc, au-delà du parc de réacteurs, l'ensemble des infrastructures nécessaires à la gestion du cycle de vie du combustible nucléaire.

### 12.5.1 Le cycle de vie du combustible produit des substances variées qui impliquent des modes de gestion spécifiques

Le cycle du combustible nucléaire génère différents types de substances radioactives, dont les modalités de gestion à long terme diffèrent selon leur nature. Le fonctionnement du cycle conduit en particulier à distinguer :

► d'une part, les *matières valorisables*, qui sont vouées à être réemployées, sur la base de techniques industrielles actuelles ou d'évolutions techniques envisageables : ces matières valorisables doivent être entreposées de manière sûre,

**Figure 12.58** Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle



- en attendant leur éventuel traitement et leur réutilisation dans des réacteurs (actuels ou futurs) ;
- ▶ d'autre part, les *déchets radioactifs ultimes*, qui ne peuvent être valorisés : ceux-ci doivent alors être conditionnés et stockés de manière définitive.

Dans le détail, l'enrichissement et l'utilisation de l'uranium naturel dans les centrales nucléaires génèrent principalement quatre types de substances radioactives, objets du cycle du combustible et représentés sur le schéma suivant :

- ▶ l'uranium appauvri, résidu de l'enrichissement d'uranium,
- ▶ les trois types de substances issues du passage du combustible en réacteur, à savoir :
  - 1 % de plutonium,
  - 95 % d'uranium de retraitement (URT),
  - 4 % d'actinides mineurs et produits de fission.

**Le plutonium et l'uranium de retraitement sont considérés comme des matières valorisables** car ils peuvent, sous certaines conditions, être réutilisés comme combustible :

- ▶ Le plutonium, une fois séparé, est associé à de l'uranium appauvri pour former le combustible « MOX », utilisé dans les réacteurs certifiés pour en accueillir en tant que combustible. 24 réacteurs de 900 MW sont ainsi dits « moxés » sur l'ensemble des 56 réacteurs actuellement en exploitation dans le parc français.

- ▶ À partir de 2023, l'enrichissement de l'uranium de retraitement (URT) en uranium de retraitement enrichi (URE) reprendra – après avoir été arrêté pendant dix ans – afin de faire décroître le stock français d'URT (32 700 tML<sup>57</sup>), aujourd'hui entreposé sur le site de Tricastin. L'uranium de retraitement enrichi est ensuite chargé dans les réacteurs en substitution de l'uranium naturel enrichi (UNE).

**À l'heure actuelle, le MOX usé et l'URE usé (après utilisation en réacteurs) sont également considérés comme des matières valorisables, car potentiellement réutilisables en multi-recyclage ou dans des réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération (RNR), en France ou dans d'autres pays<sup>58</sup>.** Ils sont entreposés dans les piscines de La Hague dans cette attente (cf. 12.5.4).

Seuls les actinides mineurs et les produits de fission sont d'ores et déjà considérés par la France comme des déchets ultimes, ne pouvant être valorisés. L'utilisation du combustible nucléaire dans les réacteurs génère également d'autres déchets par irradiation des assemblages portant le combustible nucléaire ou des installations des centrales, avec des niveaux de radioactivité variables.

<sup>57</sup>. tonnes de métal lourd

<sup>58</sup>. Trois réacteurs à neutrons rapides alimentent un réseau électrique à ce jour : les réacteurs russes Beloyarsk-3 (BN-600, de 560 MWe) et Beloyarsk-4 (BN-800, de 820 MWe) et le CEFR chinois (20 MWe).

## 12.5.2 Dans tous les scénarios de mix, l'enjeu des déchets concerne principalement ceux de haute et moyenne activité à vie longue destinés au stockage géologique profond Cigéo

### 12.5.2.1 Des déchets classés en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie

Les déchets radioactifs produits par le fonctionnement des centrales nucléaires doivent faire l'objet de mesures de radioprotection, afin de protéger l'homme et son environnement contre les effets néfastes des rayonnements ionisants en émanant.

La gestion des déchets radioactifs est encadrée par la loi<sup>59</sup> : afin d'assurer qu'ils ne créent pas de risque radiologique, les modalités de stockage de chaque type de déchets sont définies en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie (de façon simplifiée, les déchets dont la durée de vie, c'est-à-dire le temps nécessaire à ce que leur radioactivité devienne négligeable, est de plus de 300 ans sont dits de vie longue et ceux de durée de vie inférieure à 300 ans sont dits de vie courte). Leur gestion est ainsi adaptée à leur nature et la plus sûre possible.

Les producteurs de déchets radioactifs (en particulier les exploitants de centrales nucléaires) ont l'obligation de les caractériser selon une classification qui permet ensuite d'établir les modalités de gestion correspondantes. Six catégories de déchets radioactifs sont ainsi considérées :

- ▶ les déchets de haute activité (HA) sont pour l'essentiel issus des combustibles usés après retraitement (actinides mineurs et produits de fission) ;
- ▶ les déchets de moyenne activité à vie longue (MA VL) sont principalement issus des assemblages

portant le combustible nucléaire, ainsi que des déchets issus d'équipements ou du traitement d'effluents résultant du fonctionnement ou de la maintenance des installations nucléaires ;

- ▶ les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) sont essentiellement des déchets de graphite ou contenant du radium provenant du démantèlement des réacteurs de première génération de la filière uranium naturel graphite gaz (UNGG) construits à partir de 1956 et dont le dernier réacteur s'est arrêté en 1994 à Bugey ;
- ▶ les déchets de faible activité et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) et les déchets de très faible activité (TFA) sont majoritairement issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que des installations du cycle du combustible ;
- ▶ les déchets à vie très courte (VTC) proviennent principalement du secteur médical ou de la recherche et non de la production électrique et sont gérés par la décroissance naturelle de leur radioactivité.

Dans l'hypothèse d'une poursuite de la politique de retraitement des combustibles usés, la prolongation de la production d'électricité d'origine nucléaire (« scénarios N ») induit une production supplémentaire de déchets HA et MA-VL globalement proportionnelle à la production électrique ainsi qu'une production de déchets TFA et FMA-VC corrélées au nombre d'installations en fonctionnement.

<sup>59</sup>. Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

### 12.5.2.2 Des enjeux et des solutions de gestion différentes selon la catégorie de déchets, avec une attention particulière sur le stockage géologique profond des déchets de plus forte activité

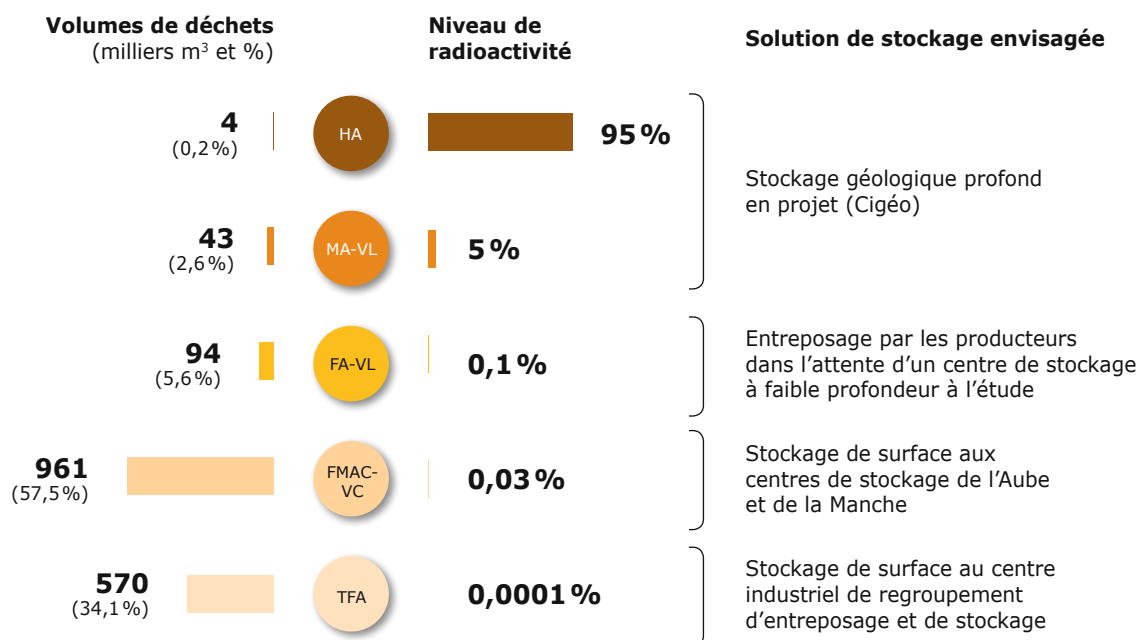
Les enjeux de stockage et le stade de maturité des solutions diffèrent en fonction des catégories de déchets. Des solutions de stockage existent d'ores et déjà, notamment pour les déchets de plus faible activité et de plus courte durée de vie.

Les déchets TFA disposent déjà d'un centre de stockage en exploitation, le centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires). L'Andra prévoit la production de 2,2 millions de m<sup>3</sup> de déchets TFA issus de l'exploitation et du démantèlement complet des installations nucléaires actuelles. La capacité actuelle du Cires (650 000 m<sup>3</sup>, mis en service en 2003) devrait être saturée en 20 ou 25 ans, au lieu des 30 ans

initialement prévus, et nécessiter la mise en place de nouvelles installations de stockage, potentiellement sur les sites des centrales nucléaires, ou l'extension de la capacité autorisée du centre actuel d'ici 2025.

Les déchets FMA-VC sont les plus abondants en volume. Ils sont stockés dans deux centres de stockages de surface, dans la Manche et l'Aube. Le centre de stockage de la Manche a accueilli, entre 1969 et 1994, 527 000 m<sup>3</sup> de colis de déchets. Arrivé à pleine capacité, il est aujourd'hui en phase de fermeture. Le centre de stockage de l'Aube (CSA) accueillait, fin 2019, 345 000 m<sup>3</sup> pour une capacité réglementaire autorisée de 1 000 000 m<sup>3</sup>.

**Figure 12.59** Enjeux des solutions de stockage en fonction des catégories de déchets nucléaires<sup>60</sup>



60. Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs 2021

Les déchets stockés dans ces centres sont surveillés pendant le temps nécessaire à la décroissance de leur radioactivité jusqu'à des niveaux d'impact négligeables, estimé à environ 300 ans.

À l'inverse, les modalités de gestion des déchets FA-VL, ainsi que HA et MA-VL sont encore au stade de projet. La durée de vie de ces déchets et le niveau de radioactivité de certains d'entre eux représentent des enjeux technique, éthique et économique.

Les déchets FA-VL doivent faire l'objet d'une gestion spécifique du fait de leur longue durée de vie (souvent de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers d'années ou plus). Actuellement entreposés par les producteurs, ils ne disposent pas d'un centre de stockage définitif. Cependant, une zone de 10 km<sup>2</sup> au nord de la communauté de commune de Soulaines fait l'objet d'investigations géologiques plus poussées par l'Andra pour un stockage en faible profondeur (quelques dizaines de mètres). Si les 320 000 tML d'uranium appauvri

issu de l'enrichissement du combustible nucléaire devaient être requalifiés en déchets, ils relèveraient vraisemblablement de cette catégorie.

**Bien que ne représentant qu'un très faible volume (moins de 3% de l'ensemble des déchets nucléaires français), les déchets HA et MA-VL sont ceux dont le stockage représente l'essentiel du coût et des enjeux de la gestion des déchets radioactifs.** À eux seuls, les déchets HA et MA-VL représentent à terme 85% des coûts totaux de la gestion des déchets<sup>61</sup>. Ils sont aujourd'hui entreposés sur le site de La Hague (cf. *paragraphe 12.5.4*). La stratégie de stockage définitif retenue par l'Andra et les pouvoirs publics consiste à terme à stocker ces déchets (HA et MA-VL) dans le centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo. Cette solution vise notamment à protéger les populations et les générations futures des déchets radioactifs les plus dangereux en les stockant de manière pérenne dans un site stable fonctionnant de manière passive pour des échelles de temps très longues.

### 12.5.2.3 Un inventaire de déchets destinés au stockage géologique de Cigéo susceptible d'être adapté notamment en fonction de l'évolution du parc de production nucléaire

L'inventaire de référence pris en compte pour dimensionner le projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) prévoit le stockage des déchets nucléaires français HA et MA-VL produits par l'ensemble des installations nucléaires du parc historique et de l'EPR de Flamanville, jusqu'à leur démantèlement.

**L'Andra estime que pour le fonctionnement du parc nucléaire actuel et de l'EPR de Flamanville 83 000 m<sup>3</sup> de déchets HA et MA-VL devront être stockés dans les galeries souterraines de Cigéo,** représentant 73 000 m<sup>3</sup> de déchets de MA-VL et 10 000 m<sup>3</sup> de déchets HA. Fin 2020, près de la moitié de ces déchets étaient déjà produits. Ces estimations se basent sur une durée de fonctionnement du parc actuel de 50 ans et une hypothèse de retraitement de la totalité des combustibles usés.

Les déchets produits par un éventuel futur parc ne sont pas inclus dans l'inventaire de référence.

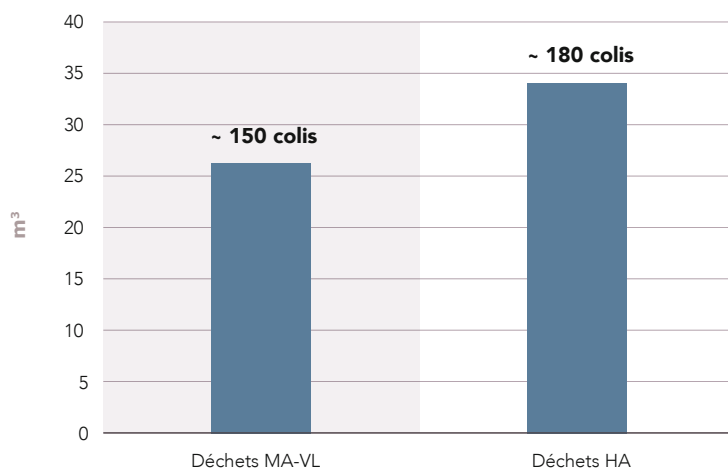
Néanmoins, l'inventaire à retenir par l'Andra pour les études et recherches conduites en vue de concevoir le centre de stockage comprend un inventaire de référence et un inventaire de réserve<sup>62</sup>. L'inventaire de réserve prend en compte les incertitudes liées notamment à la mise en place de nouvelles filières de gestion de déchets ou à des évolutions de politique énergétique.

Le centre de stockage Cigéo est conçu pour accueillir les déchets de l'inventaire de référence. En lien avec les propriétaires des substances de l'inventaire de réserve (EDF, Orano et le CEA), **le centre de stockage Cigéo est également conçu par l'Andra pour être en mesure d'accueillir les**

<sup>61</sup>. Cour des comptes, 2012, Les coûts de la filière électronucléaire

<sup>62</sup>. Article D542-90 du code de l'environnement.

**Figure 12.60** Estimation du volume de déchets radioactifs HA et MA-VL issus de la production de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire



**substances qui figurent à cet inventaire, sous réserve le cas échéant d'évolutions dans sa conception pouvant être mises en œuvre en cours d'exploitation à un coût économiquement acceptable.** L'Andra propose pour cet inventaire de réserve l'intégration de combustibles usés, l'intégration des déchets HA et MA-VL qui résulteraient d'une prolongation du fonctionnement du parc ainsi que les déchets FA-VL.

Si la demande de déclaration d'utilité publique (DUP) et la demande d'autorisation de création (DAC) sont approuvées, Cigéo pourrait ainsi être mis en service en 2035 pour une durée d'exploitation d'un peu plus de 100 ans. Les premiers colis MA-VL entreraient alors progressivement en stockage géologique tandis que les colis HA y entreraient à partir de la fin du siècle.

À date, les inventaires de référence et de réserve ne sont pas définitivement arrêtés. L'Andra doit proposer un inventaire de référence stabilisé à l'occasion de la demande d'autorisation de création de Cigéo dans les prochaines années.

De manière plus générale, le dimensionnement des infrastructures de stockage des déchets radioactifs

à long terme dépend largement des choix sur l'évolution du parc nucléaire :

- ▶ Les scénarios prévoyant la construction de nouveaux réacteurs (scénarios «N») impliquent une augmentation du volume de déchets à stocker à long terme. La relance du nucléaire sur plusieurs décennies conduira en effet à générer de nouveaux déchets issus du cycle du combustible et impliquera de dimensionner les infrastructures de stockage en conséquence, par exemple en adaptant le projet Cigéo. Les estimations présentées sur la figure 12.60 permettent d'apporter un ordre de grandeur des volumes supplémentaires de déchets occasionnés par la production d'électricité nucléaire ;
- ▶ Les scénarios prévoyant une sortie du nucléaire peuvent avoir des conséquences variées selon les hypothèses considérées concernant la politique de retraitement et le rythme de sortie. En effet, l'arrêt du retraitement implique vraisemblablement en effet de considérer l'ensemble des combustibles usés comme des déchets de haute activité faute de débouchés pour ceux-ci. Un arrêt rapide du nucléaire peut également ne pas laisser le temps de consommer en MOX l'ensemble du plutonium déjà extrait et induire des substances supplémentaires à stocker.

### 12.5.3 Le cycle du combustible : une stratégie de retraitement à clarifier dans les années à venir et des perspectives incertaines de valorisation traitées avec prudence

Le cycle du combustible implique de disposer des infrastructures adaptées au traitement des combustibles usés et à leur éventuel recyclage pour réutilisation dans les centrales. Les enjeux autour de ces infrastructures se posent de façon radicalement différente suivant que les scénarios de mix électriques intègrent ou non de nouveaux réacteurs nucléaires. Dans tous les cas, les exigences de sûreté et de transparence liées aux actions impliquant des substances radioactives nécessitent l'anticipation de la trajectoire du parc nucléaire et des prises de décisions plusieurs années à l'avance pour s'ancrer dans un temps industriel et démocratique long.

Dans les scénarios M, sans nouveau nucléaire, l'enjeu est d'adapter la gestion du combustible à la réduction progressive de la capacité du parc nucléaire actuel et à la sortie complète de l'énergie nucléaire. À l'inverse, dans les scénarios N, avec l'investissement dans de nouveaux EPR2, l'enjeu principal est celui du renouvellement des installations de retraitement.

Au-delà des décisions de relance ou non d'un nouveau parc nucléaire, les stratégies de retraitement au-delà de 2040 devront impérativement être établies suffisamment tôt pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de retraitement ou d'entreposage et stockage du combustible usé. À cet égard, l'ASN a ainsi demandé que cette stratégie soit précisée dans la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

**Dans l'hypothèse d'une relance du nucléaire, une décision d'investissement apparaît nécessaire au cours des prochaines années pour la mise en service d'une nouvelle usine de traitement des combustibles usés à l'horizon 2040 (ou d'une jouvence complète des usines actuelles).**

En cas de non-réinvestissement dans les chaînes de retraitement de l'usine de la Hague, fort probable dans l'hypothèse d'une sortie à terme du nucléaire envisagée dans les scénarios M, une stratégie de requalification du combustible usé non retraité (uranium usé, MOX et URE) serait à déterminer pour en évaluer la gestion comme déchet. Ceci reste toutefois cohérent avec les propositions de l'Andra pour l'inventaire de réserve de Cigéo mais augmente très significativement le tonnage de déchets voués à y être stockés.

En outre, compte tenu de l'abandon par la France de ses programmes de recherche sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR) avec l'arrêt du projet ASTRID et de l'absence de processus certifié pour retraiter le MOX usé et l'URE usé à une cadence industrielle, la perspective de réemploi de ces combustibles s'est éloignée. Comme le demande ainsi l'ASN<sup>63</sup>, cet état de fait industriel invite à projeter pour la filière des principes de gestion de ces combustibles usés compatibles avec leur utilisation dans les 30 ans à venir. Cette absence de perspective industrielle connue pour les MOX et URE usés a ainsi conduit RTE à un traitement prudent pour ce type de matières dans les études économiques (cf. chapitre 11).

63. Avis n°2020-AV-0363 du 8 octobre 2020.

### 12.5.4 Dans tous les scénarios, une gestion du cycle du combustible qui doit être anticipée afin de ne pas affecter la disponibilité du parc nucléaire

Chaque année, l'équivalent du volume de combustible chargé dans les réacteurs est retiré des piscines d'entreposage des réacteurs pour rejoindre les piscines de la Hague. Fin 2019, les piscines de la Hague étaient remplies à un niveau supérieur à 80-90%. Afin de produire le plutonium destiné à la production de MOX, un volume analogue à la quantité d'uranium naturel enrichi (UNE) utilisé accueillie est sorti des piscines de La Hague pour retraitement (soit chaque année un flux entrant-sortant de matières de l'ordre de 8% de la capacité totale d'entreposage de la piscine).

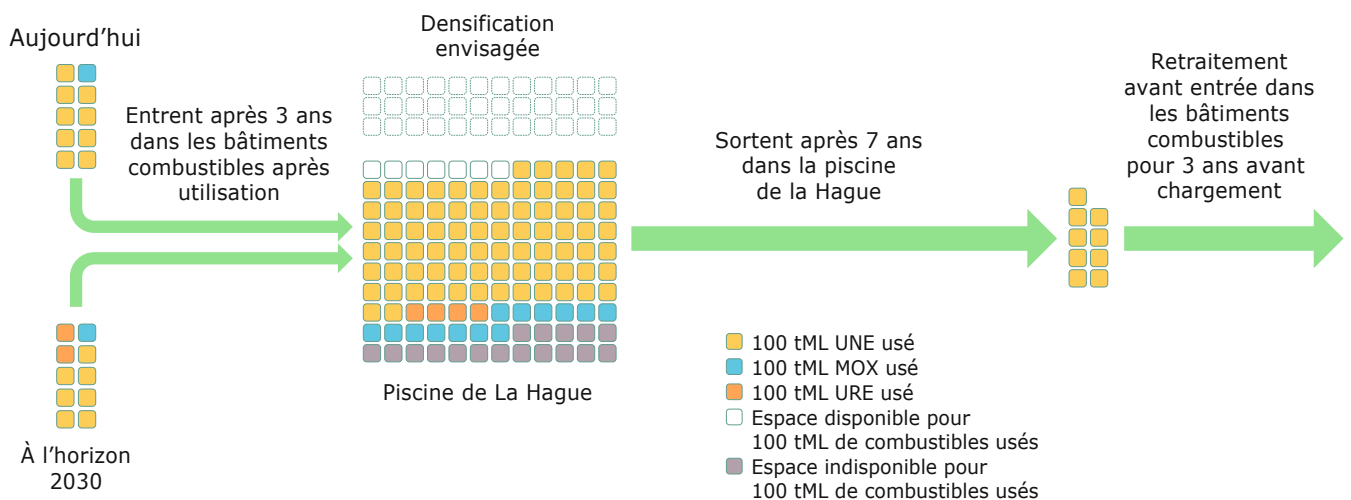
Le MOX utilisé et l'URE utilisé, résultant de l'utilisation du MOX et de l'URE comme combustibles, restent entreposés en piscine, conduisant ainsi à l'accroissement des volumes de matières radioactives

entreposées à la Hague (un volume de l'ordre de 1%/an du tonnage de la piscine et à terme pour 2%/an avec l'entreposage de l'URE usé).

Différentes évaluations<sup>64</sup> prévoient la saturation des piscines d'entreposage de combustible usé à l'horizon 2030. Une marge par rapport au remplissage total des piscines devra être maintenue pour assurer la continuité des chargements et déchargements de combustible dans les réacteurs nucléaires à cet horizon.

**La construction d'un nouvel entreposage de combustible usé apparaît ainsi comme une nécessité dans l'ensemble des scénarios étudiés, qui prévoient tous un maintien de la production nucléaire sur la décennie 2030-2040.**

**Figure 12.61** Remplissage des piscines de la Hague, vision annuelle des flux entrant-sortant (chiffres 2016). Chaque année, le stock s'accroît du volume du MOX usé et de l'URE usé.



64. « Avis n°2020-AV-0363 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020 sur les études concernant la gestion des matières radioactives et l'évaluation de leur caractère valorisable remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018, en vue de l'élaboration du cinquième plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs », ASN (2020).

« Plan national de gestion des matières et des déchets radioactif 2016-2018 »

« Clarification des controverses techniques. Note de synthèse 21 mars ». Débat public plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, 5<sup>e</sup> édition 2019-2021.

« L'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage », Cour des comptes (2019).



Cette dynamique dépend fortement des capacités de retraitement et, à l'avenir, des perspectives qui seront données aux matières valorisables d'URE usé<sup>65</sup> et de MOX usé. En effet, ces deux substances irradiées, aujourd'hui considérées comme des matières valorisables, s'accumulent progressivement dans les piscines de la Hague et pourront représenter une partie majoritaire du remplissage du volume d'ici l'horizon 2030-2040 sans qu'une perspective de retraitement ne soit aujourd'hui décidée. En tout état de cause, leur valorisation n'étant pas envisageable avant plusieurs décennies, le Ministère de la transition écologique a prescrit à EDF de déposer une demande d'autorisation pour un nouvel entreposage de combustible usé. EDF prévoit ainsi la construction d'une piscine d'une capacité de l'ordre de 6 500 tML pour assurer l'entreposage à long terme du combustible usé de façon centralisée à l'horizon 2035.

Dans l'attente de la construction d'une piscine d'entreposage centralisé de combustibles usés par EDF, Orano envisage la densification de sa piscine de La Hague dans la décennie à venir afin de pallier un risque de saturation qui remettrait en cause la disponibilité du parc nucléaire.

En l'absence de nouvelles capacités d'entreposage de combustible usé, l'arrêt ou la diminution

du retraitement (comme actuellement sur l'une des deux usines de La Hague) peut conduire à une saturation plus rapide des piscines d'entreposage, et *in fine* contraindre la production nucléaire faute de possibilité de déchargement/rechargement. En effet, la production d'une tonne de MOX consomme huit tonnes de combustibles URE usés. En d'autres termes, la non-consommation d'une tonne de MOX requiert d'entreposer sept tonnes supplémentaires de combustible usé par rapport au fonctionnement actuel. Tant que de nouveaux entreposages ne sont pas disponibles, cette contrainte nécessite de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du MOX (et donc éventuellement de « moxer » de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés de 900 MW ferment) et de conserver la capacité de retraitement de la Hague.

Compte tenu de l'arrivée en fin de vie d'une grande partie des installations de retraitement de la Hague à l'horizon 2040, la politique de retraitement du combustible arrive à un tournant nécessitant une décision d'investissement pour sa poursuite. Ces politiques doivent s'inscrire dans le temps industriel long, plus de 15 ans avant échéance, en particulier dans le cas d'une relance d'un programme nucléaire (« scénarios N »).

65. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application du décret n°2017-231 du 23 février 2017