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 éner-gétiques 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

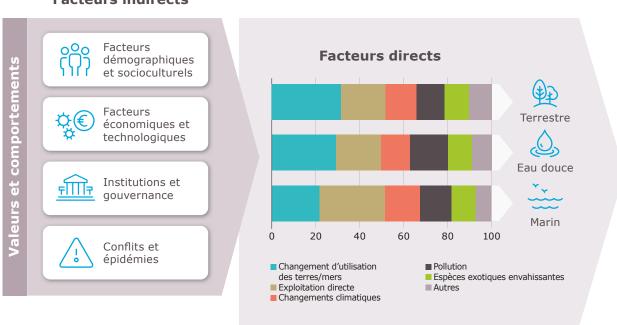
« données à voir » les différentes conséquences des options présentées.

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

#### **Facteurs indirects**



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'IPBES¹ 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

Figure 12.2 Axes de travail de l'analyse environnementale

#### Les émissions du système électrique et des usages

- Quelle empreinte carbone (en cycle de vie) de l'électricité ?
- Quelle évolution des émissions directes et indirectes des usages dans le secteur des transports, du chauffage et de la production d'hydrogène (selon les variantes de consommation) ?

#### Les ressources minérales



- La transition du système électrique et l'électrification des usages entrainent-ils un accroissement significatif de la demande en métaux et minéraux ?
- L'accroissement de la demande crée-t-il un problème d'approvisionnement en matériaux critiques ?

#### L'occupation et l'usage des sols



- Quels impacts en matière d'artificialisation et d'imperméabilisation ?
- Quels sont les enjeux du développement des infrastructures électriques dans les territoires vis-à-vis des autres usages ?

#### Le volume de déchets et matières radioactives



- Quels impacts des choix de mix électrique sur le cycle de vie du combustible et le volume de déchets nucléaires à traiter ?
- Quelles conséquences en matière d'infrastructures de stockage et de traitement des déchets?

#### Polluants atmosphériques



atmosphériques (qui constituent un enjeu majeur de santé publique en France) ?

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.

de 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 :

 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 d'études présentées dans la version publiée en octobre 2021, s'ajoute dons la version finale de l'étude restituée dans le présent rapport (février 2022), un cinquième sur les pollutions atmosphériques. Cette dernière version fait également l'objet de compléments sur l'axe des ressources minérales (compléments et analyse du scénario «sobriété» et «réindustrialisation profonde») et sur l'axe des déchets nucléaires.

L'étude d'autres enjeux ou indicateurs thématiques pourront 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.

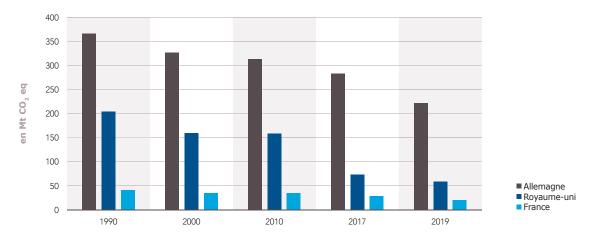
Cette performance s'est encore accrue depuis vingt ans, de nouvelles technologies bas-carbone ayant été ajoutées. La production combinée de l'éolien (40 TWh), du photovoltaïque (13 TWh) et des bioénergies (10 TWh) est aujourd'hui équivalente à celle du parc hydraulique français, contribuant ainsi à la 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 bascarbone 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 bascarbone (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 complétement 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 movens 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  $\mathrm{CO}_2$  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

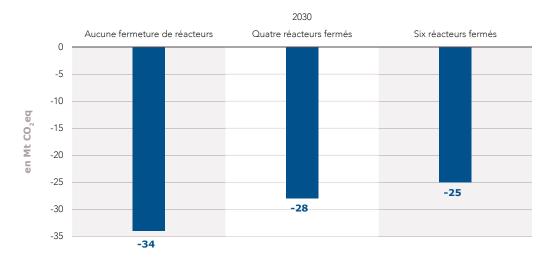
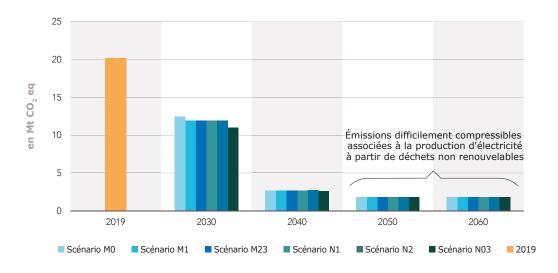


Figure 12.5 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France dans les différents scénarios



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 :

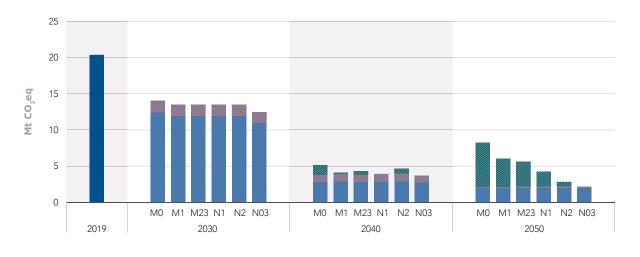
accélération des efforts d'efficacité énergétique, actions de sobriété, accélération du développement des énergies renouvelables, flexibilité des nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques qui permet de réduire la sollicitation des moyens thermiques fossiles, etc.

# 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

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



- Émissions directes du système électrique dans les configurations de référence des scénarios
- mémissions supplémentaires du système électrique en cas d'absence de développement du biométhane
- Émissions supplémentaires du système électrique en cas d'absence de développement des gaz de synthèse

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.

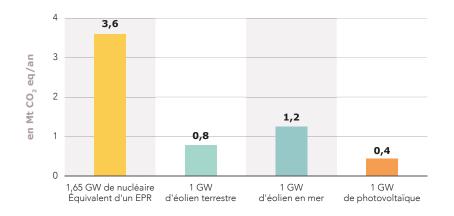
À des horizons plus proches (2030 ou 2040), c'est surtout le non-respect des trajectoires de développement du biométhane qui peut induire une augmentation des émissions attribuables à la production d'électricité pouvant atteindre de l'ordre d'1,5 MtCO<sub>2</sub>eq supplémentaires par an dans tous les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

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  $\mathrm{CO_2}$ 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.

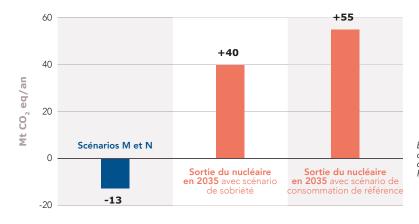
Ce risque est significativement plus élevé dans le scénario «M0», et de manière générale dans tout scénario prévoyant un rythme rapide de fermeture du nucléaire par rapport aux rythmes envisageables de développement des énergies renouvelables. Par exemple, le rythme élevé de développement des renouvelables 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



base émissions de la production d'électricité en France en 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.

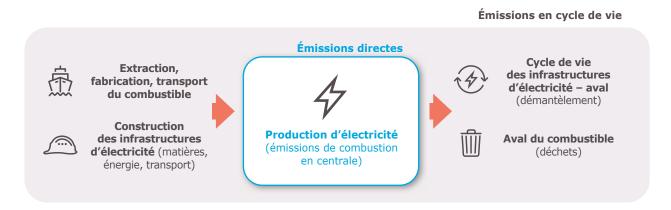
Pour autant, l'empreinte réelle du système électrique en termes d'émissions peut être partiellement masquée. En effet, les émissions de gaz à effet de serre des installations ne se limitent pas aux seules phases de production d'électricité. Les phases de construction ou de démantèlement des installations 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 reflèter 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 données *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



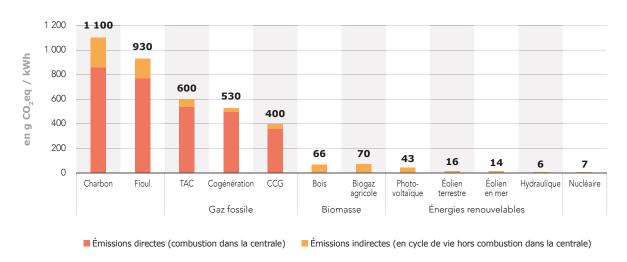
paramétrés<sup>2</sup>, développés en lien avec le centre de recherche OIE MINES ParisTech. Ces modèles paramétrés visent à prendre en compte l'état le plus actuel des technologies, adapté au contexte français, et les possibles évolutions des technologies ou des mix énergétiques mondiaux qui interviennent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

Ainsi, pour les installations utilisant des combustibles fossiles (gaz, fioul et charbon), les émissions 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 1100 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sub>e</sub> (centrales au charbon).





 <sup>(</sup>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  $15~\mathrm{gCO}_2\mathrm{eq/kWh}$ .

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

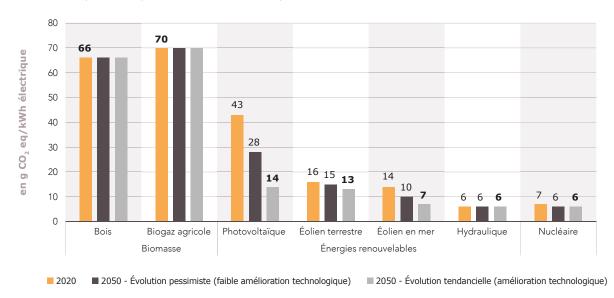
filière à réduire l'empreinte carbone des panneaux à un niveau autour de  $15~\rm gCO_2 eq/kWh$  à terme et davantage dans le cas de la décarbonation de l'énergie à la fabrication.

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. Des analyses complémentaires les analyses en cycle de vie au niveau des usages pourront faire l'objet de prolongements ultérieurs.

### 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.

Finalement, 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.

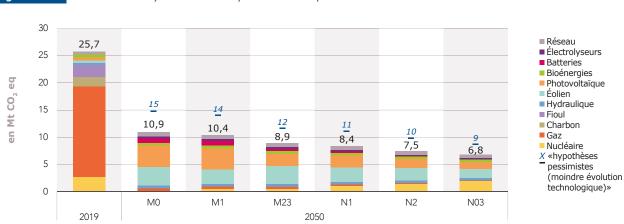


Figure 12.12 Émissions en cycle de vie du système électrique en France en 2020 et en 2050 dans les six scénarios

FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 | RAPPORT COMPLET | FÉVRIER 2022

## 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

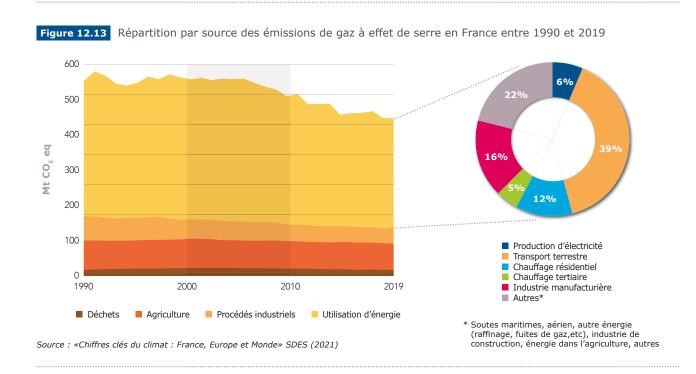
La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre de la France est aujourd'hui associée à l'utilisation d'énergie fossile (70% des émissions nationales en 2019), le reste étant issu de l'agriculture, des procédés industriels non énergétiques et de la gestion des déchets.

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.



### 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

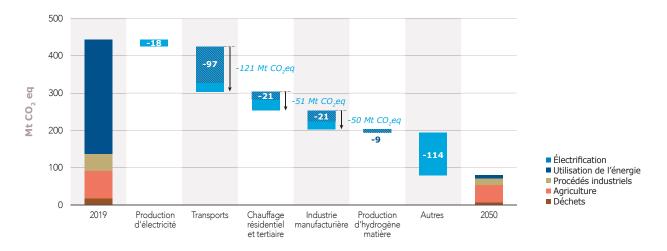
À l'horizon 2050, la SNBC table sur une décarbonation quasi complète de la consommation d'énergie, dont les émissions, aujourd'hui de l'ordre de 310 MtCO<sub>2</sub>eq, se réduisent à 6 MtCO<sub>2</sub>eq. Les émissions résiduelles, qui correspondent aux transports aériens et maritimes internationaux (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

<sup>8. «</sup>Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique» (mai 2019) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%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

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.

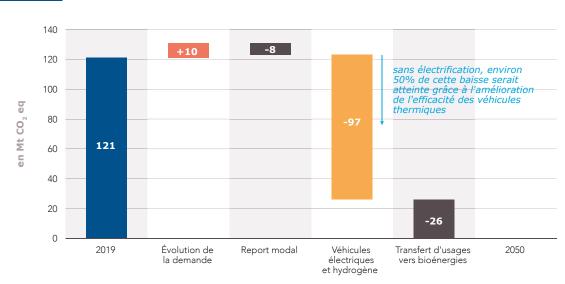


Figure 12.15 Évolution des émissions dans le secteur des transports terrestres entre 2019 et 2050

### 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.

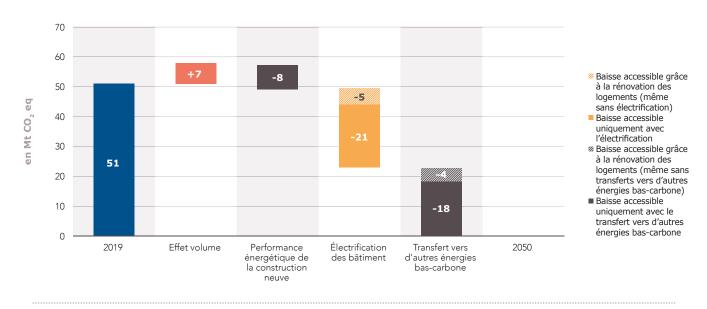


Figure 12.16 Évolution des émissions liées au chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire entre 2019 et 2050

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 bascarbone 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

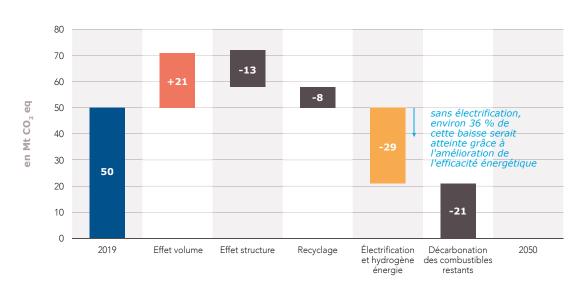


Figure 12.17 Évolution des émissions directes (hors procédés) dans l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050

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'està-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 20219.

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 MtCO₂eq

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'électrique 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.

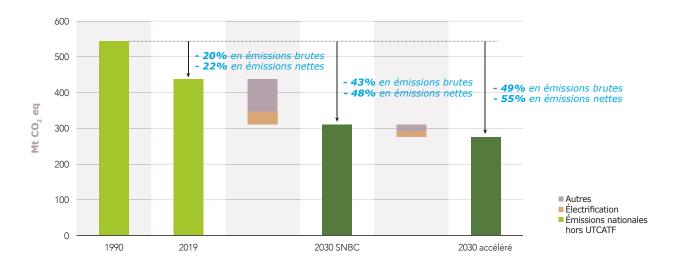
#### 12.2.5.2 L'accélération de l'électrification

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.

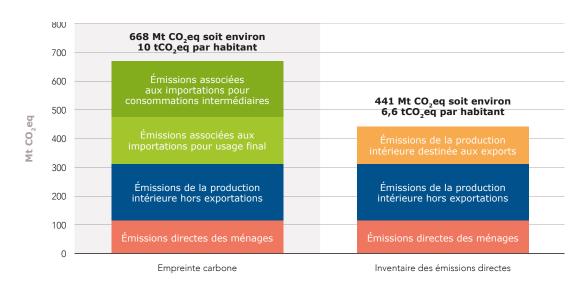
### 12.2.6.1 L'empreinte carbone : un indicateur qui permet de refléter la pression sur le climat générée par la demande

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



<sup>10.</sup> 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>A</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.

<sup>11.</sup> 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.

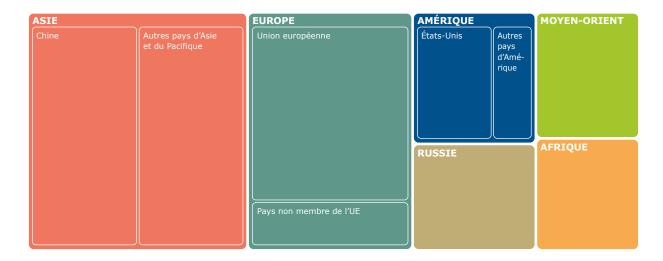
### 12.2.6.2 Une empreinte carbone en nette diminution dans la trajectoire de référence grâce à la décarbonation progressive de la France et des autres pays

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

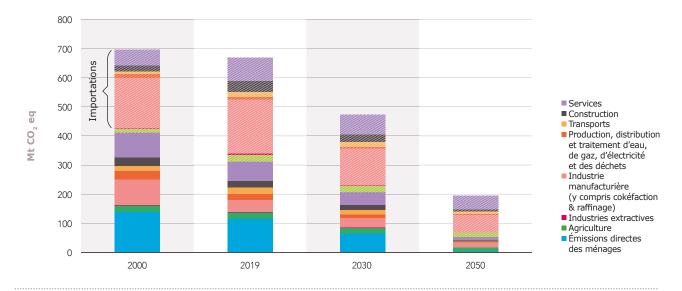
une réduction de 48% visée auparavant) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. La Chine a quant à elle annoncé fin 2020 un objectif de réduction de son intensité carbone (émissions de CO<sub>2</sub> rapportées au PIB) de 65% par rapport au niveau de 2005, et de zéro émissions nettes au plus tard 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

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

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.

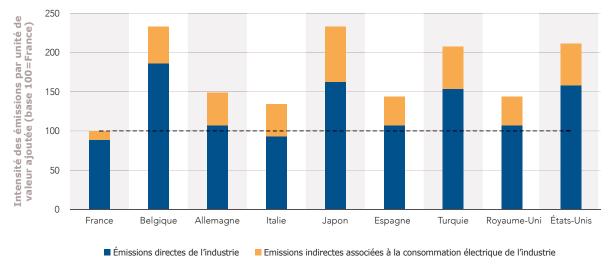
Ainsi, d'ores et déjà l'industrie française est plus performante en termes d'émissions carbone que dans la plupart des pays d'où les biens sont importés. En moyenne, les produits manufacturés importés en France ont une intensité carbone supérieure de 58 % à l'intensité carbone de la production des mêmes 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>3</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.

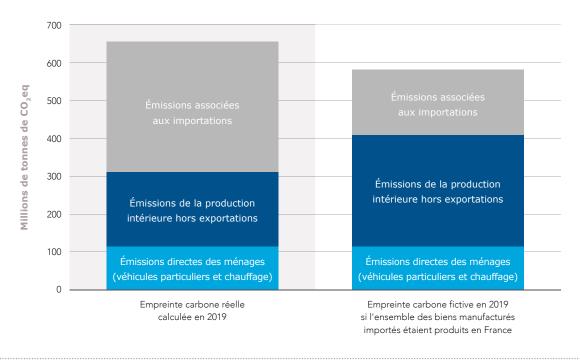
En transposant l'exercice théorique d'une relocalisation totale de la production sur l'année 2050 dans une France neutre en carbone, plus de 65 MtCO<sub>2</sub>eq d'empreinte carbone seraient évitées. Cette réduction est inférieure à celle qui aurait été obtenue en 2019 du fait de la réduction de l'intensité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

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 électrification rapide et l'atteinte des nouveaux objectifs Fit for 55 par les pays de l'Union européenne

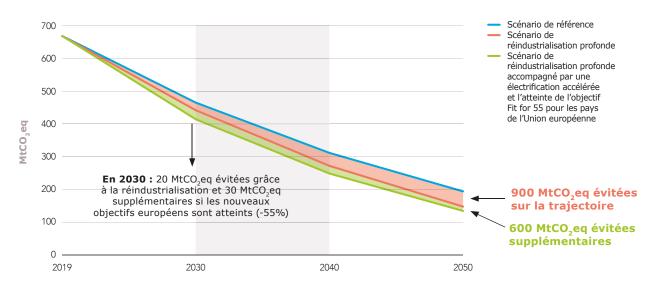
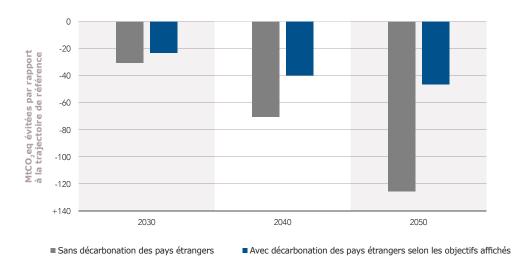


Figure 12.26 Réduction de l'empreinte carbone de la France associée au scénario de réindustrialisation profonde, par rapport au scénario de référence, en fonction de la trajectoire de décarbonation des autres pays (la France respecte la trajectoire de neutralité carbone en 2050 dans les deux cas)



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  $tCO_2$ 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

Entre octobre 2021 et février 2022, ce chapitre a fait l'objet d'études complémentaires et des résultats ont été actualisés suite à la mise à jour de plusieurs hypothèses. Les conclusions restent néanmoins inchangées.

## 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 XXº 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 XXIe siècle déplace ces questions d'approvisionnement en ressources : un système énergétique décarboné met fin à la dépendance aux énergies fossiles mais nécessite des quantités importantes de ressources minérales, ce qui suscite des questions nouvelles 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

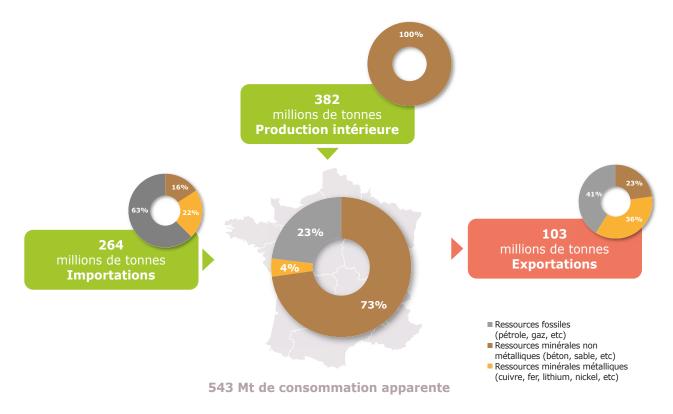
le développement des véhicules électriques et leurs batteries, conduira à une demande accrue en métaux critiques comme le cobalt et le lithium.

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.

<sup>13. «</sup>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

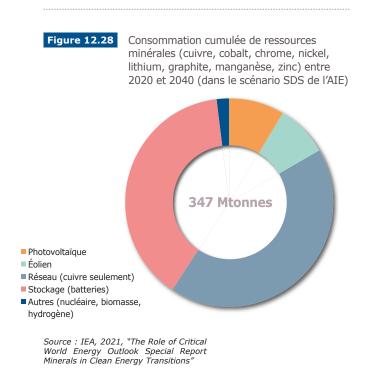
Figure 12.27 Bilan matières (hors biomasse) des imports/exports/production intérieure en France en 2018



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

659

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



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.

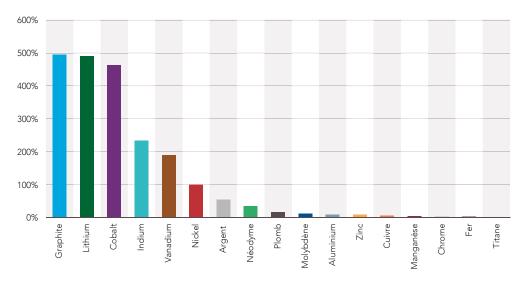
## 12.3.1.3 Au-delà de l'évaluation de la quantité de ressources nécessaires, des enjeux d'approvisionnement, de relations internationales, de stratégie industrielle et de responsabilité environnementale et sociale sont intégrés à l'analyse

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, le volume de ressources minérales nécessaire pour le système électrique et les batteries des véhicules sur la période 2020-2050 serait compris entre 6 et 8 Mt/an (dont 15% de ressources métalliques). Cette analyse répond 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>.

<sup>19.</sup> 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).

<sup>20.</sup> 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		0		•					
Uranium			•						
Zirconium			•						
Graphite	•			•					
Lithium	•								
Cobalt	•								
Manganèse	•	0	0	0	0	0	0	0	0
Nickel	•	0	0	0	0	0	0	0	0
Chrome	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zinc	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<sup>•</sup> 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 la disponibilité des réserves<sup>21</sup>, le risque de monopole sur le marché, les conflits d'usage de la ressource, 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.

La figure page suivante présente les valeurs d'indicateurs retenues par RTE. Pour chacun d'eux, un ou plusieurs sous-indicateurs ont été retenus pour permettre de juger du niveau de criticité actuel et de la tendance à venir (voir en annexes pour plus de détails). Les sous-indicateurs ont été déterminés à partir des données disponibles dans la littérature et d'une série d'expertises réalisées par le BRGM. Il en résulte une matrice de criticité, dont la première version publiée dans le rapport d'octobre 2021 a été complétée et mise à jour dans la version finale de l'étude restituée dans le présent rapport (février 2022), notamment pour décrire les enjeux sur l'ensemble des ressources-clés considérées. De plus, pour chacune des ressources, la figure indique désormais le niveau d'accroissement de la demande engendré par l'évolution du système électrique dans les Futurs énergétiques 2050 par rapport aux consommations et réserves connues actuellement.

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

Figure 12.31 Enjeux de criticité des ressources-clés en 2019 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui au regard des besoins dans les Futurs Énergétiques 2050

	Niveau d'acc de la demand aux consommat connues actue	e par rapport ions et réserves llement pour	Indicateurs de criticité**					
	le système électrique	les batteries des véhicules électriques	Disponibilité des réserves	Risque de monopole sur le marché	Concurrence entre usages	Recyclabilité	Substituabilité	Impact social et environnemental
Cuivre								
Aluminium								
Cobalt	•							
Lithium	•							
Nickel	•							
Graphite	•							
Silicium		•						
Acier		•						
Argent	•	•						
Manganèse		•						
Béton	•	•						
Terres rares		NC						
Uranium	•	NC						
Zirconium		NC						
Zinc	ND	ND						
Chrome	ND	ND						
Niveau de criticité NC non concerné ND non disponible	n	sement : <u>critici</u> llevé noyen	moyen	Tendance future:  △ à la hausse  ▷ stable  ○ à la baisse	les Futurs éno consommatio ** Indicateurs co	stimés en fonction ergétiques 2050 et ns, productions et onstruits en fonctio erature et une série	des données dispo niveau des réservo n des données disp	onibles sur les es et ressources oonibles à

Clé de lecture : le niveau de risque d'approvisionnement du cuivre vis-à-vis des réserves actuelles est moyen et risque de devenir élevé dans les prochaines années/décennies ; ses capacités de recyclage sont moyennes aujourd'hui et pourraient s'améliorer dans le futur, tandis que l'exploitation minière du cuivre a un impact environnemental et social (pour les populations riveraines) élevé et risque de le rester dans les années à venir. De plus, dans les Futurs énergétiques 2050, les besoins de cuivre sont élevés par rapport au niveau de consommation actuelle en France (besoins représentant plus de 20 % de la consommation actuelle totale de cuivre, voir partie 12.3.5.1).

#### Les exploitations minières génèrent de façon générale des impacts environnementaux, sanitaires et sociaux importants sur les écosystèmes et les populations locales

#### ► Enjeux environnementaux

Toutes les exploitations minières ont des impacts environnementaux, qui peuvent être plus ou moins conséquents selon leurs caractéristiques. À titre d'exemple :

- les mines souterraines et les mines à ciel ouvert n'entraînent pas la même consommation d'espace et par conséquent le même niveau de pression sur les écosystèmes locaux (potentielles déforestations, destruction d'habitat, etc);
- les techniques d'extraction peuvent différer selon le ou les métaux extraits et conduire à des impacts spécifiques. La pratique de lixiviation in situ, qui a lieu par exemple dans certaines mines de dysprosium (terres rares) dans les provinces du sud de la Chine ou dans les mines d'uranium au Kazakhstan, implique entre autre la contamination des eaux souterraines et de surface du fait de l'utilisation de sulfate d'ammonium. Pour certaines ressources, l'usage de réactifs nocifs peut conduire à ce que ces substances se retrouvent dans les eaux et les sols selon le niveau de contrôle des rejets;
- l'activité minière génère de nombreux déchets qui selon la qualité du traitement et des contrôles peuvent entrainer des dégradations environnementales;
- les caractéristiques des sous-sols exploités peuvent entraîner également plus ou moins de pollutions. Par exemple, les gisements dits sulfurés sont sujets au phénomène de drainage miniers acides qui contribue à l'acidification des eaux douces impactant les écosystèmes.

Globalement les risques environnementaux associés aux mines portent à la fois sur les pollutions de l'air, de l'eau et des sols, sur les atteintes à la biodiversité et la santé des populations locales.

#### **▶** Enjeux sociaux

Les activités minières peuvent présenter plusieurs types de risques sociaux en fonction des lieux dans lesquels elles sont implantées :

- 1) D'une part, le risque associé au droit des travailleurs. Ce risque peut être de plusieurs ordres :
  travail des enfants, travail forcé, discriminations, etc. S'agissant du travail des enfants, le
  risque est plus élevé dans les mines artisanales.
  De manière générale, l'activité extractiviste est
  source de dégagements nocifs ce qui renforce le
  besoins de conditions de sécurité strictes pour
  les travailleurs. Selon les zones géographiques,
  la gouvernance et la transparence des pays
  influent sur le respect des conditions de sécurité. Le Natural Resource Governance Institute
  (NRGI) développe un indicateur en ce sens, qui
  a été repris dans la matrice de criticité ci-contre.
- 2) D'autre part, les activités minières ont une incidence environnementale importante, notamment pour ce qui concerne les consommations d'eau. C'est le cas par exemple au Chili où il existe d'ores et déjà des conflits d'usages sur la ressource en eau et des réactions de la population locale face à l'impact sur l'écosystème et sanitaire dans les régions désertiques du fait de la présence de mines de cuivre et de lithium.

### 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.

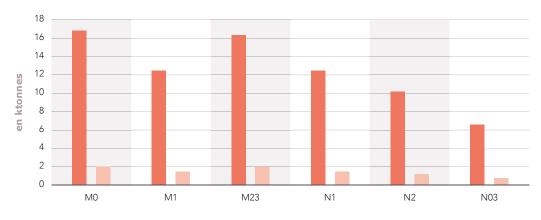
Cependant, l'approvisionnement en terres rares, s'il soulève des questions spécifiques en matière de dépendance à certains pays, ne constitue pas un enjeu de premier ordre pour l'évolution du système électrique.

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 en mer selon deux choix technologiques



Configuration haute avec recours systématique aux technologies de générateurs à aimants permanents à entraînement direct
 Configuration basse avec recours systématique aux technologies de générateurs à aimants permanents à transmission avec multiplicateur

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 que de métaux rares.

<sup>23. «</sup>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

<sup>24. «</sup>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, le cobalt et le nickel en particulier, qui présentent, vu d'aujourd'hui, les problématiques de criticité les plus importantes. Les enjeux identifiés pour le manganèse, le graphite et l'argent sont également décrits par la suite.

## 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 développement

- 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.

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

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

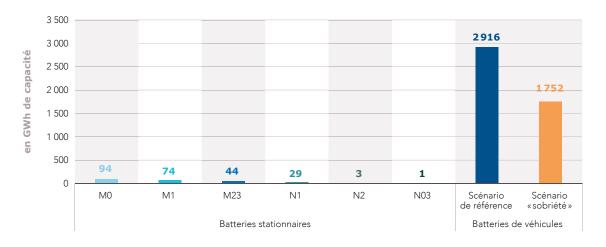
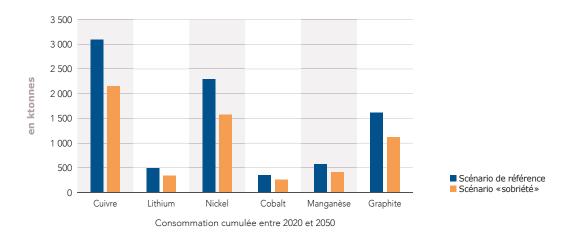


Figure 12.34 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries des véhicules électriques légers dans différentes trajectoires de consommation électrique<sup>26</sup>



<sup>26.</sup> Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

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.

### Les incertitudes liées au choix de technologie des batteries dans la mobilité électrique en Europe

Les batteries lithium-ion de type Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC) dominent le marché depuis une dizaine d'années car elles ont l'avantage d'avoir une bonne densité énergétique. Mais depuis quelques années, les batteries à base de Lithium-Fer-Phosphate (LFP), donc sans nickel, ni cobalt, sont de plus en plus présentes dans la flotte de véhicules électriques au niveau mondial, et particulièrement en Chine via deux modèles de citadines Tesla<sup>27</sup>. Ce modèle de batterie présente de nombreux avantages comme son coût, sa stabilité, sa tolérance aux charges complètes (qui, à l'inverse, usent les batteries NMC). Toutefois, les

constructeurs européens ne semblent pas s'orienter vers cette technologie de batteries. Elle présente un inconvénient non négligeable notamment sur les petites voitures : sa densité énergétique est faible de telle sorte que les batteries LFP sont plus volumineuses et plus lourdes.

D'autres évolutions technologiques sont attendues d'ici 2030 avec les batteries à électrolyte solide qui présentent l'avantage de consommer moins de cobalt, de gagner en densité énergétique et en puissance de charge. À l'heure actuelle, celles-ci ne permettent toutefois pas de recharge rapide.

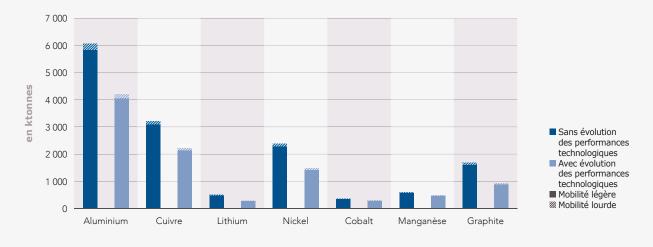
27. Au dernier trimestre 2020, 56% des batteries de véhicules électriques en circulation en Chine étaient des LFP pour 44% de NMC.

### L'amélioration des performances technologiques futures sur les batteries des véhicules électriques pourront réduire les besoins en ressources associées

La recherche sur les batteries destinées à la mobilité ne cesse de progresser pour améliorer les performances mais aussi lever les contraintes liées à l'exploitation de certaines ressources, soit par une amélioration des performances technologiques, soit par un changement de technologie. Il s'agit par exemple de recourir à des batteries LFP à la place des batteries NMC ou encore de passer des batteries NMC 333 au NMC 811<sup>28</sup>. L'amélioration

des performances technologiques peut quant à elle passer par l'augmentation de la densité énergétique des batteries. En effet, une amélioration de la densité des batteries NMC de 150 Wh/kg à 250 Wh/kg permet de baisser les besoins de cuivre, lithium et graphite d'environ 30%, ceux de nickel de 40% et ceux de manganèse et de cobalt de l'ordre de 20% (voir ci-dessous).

Figure 12.35 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries de tous les véhicules électriques dans différentes trajectoires de consommation électrique<sup>29</sup>



La figure ci-dessus montre également que l'accroissement de la demande en batteries pour la mobilité est tiré en quasi-totalité par la mobilité légère (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers), les poids lourds étant moins nombreux et moins électrifiés que les véhicules légers dans la trajectoire de référence considérée.

<sup>28.</sup> La cathode d'une batterie NMC 333 contient 1/3 de nickel, 1/3 de manganèse, 1/3 de cobalt. De façon similaire, la cathode d'une batterie NMC 811 contient 80% de nickel, 10% de manganèse et 10% de cobalt.

<sup>29.</sup> Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans et avec amélioration de la densité énergétique et avec des batteries NMC333 en début de période et NMC811 en 2050 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

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'accentuer dans les prochaines décennies, suscite des inquiétudes sur l'approvisionnement en lithium à long terme pour différentes raisons.

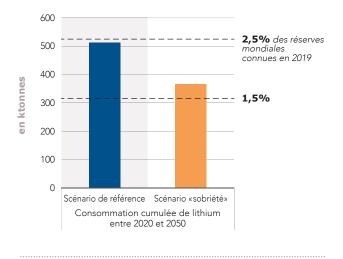
En premier lieu, les réserves mondiales de lithium connues à l'heure actuelle pourraient devenir limitées en regard de la croissance de la consommation. Le scénario de référence décrit dans les *Futurs énergétiques 2050* prévoit une demande cumulée en lithium d'environ un demi million de tonnes sur les trente prochaines années pour électrifier 95 %

du parc de véhicules légers ainsi qu'une partie des poids lourds et décarboner les transports. Cette demande représente de l'ordre de 2,5% des réserves mondiales connues de lithium<sup>31</sup>, pour les seuls besoins associés aux véhicules électriques français alors même que d'autres secteurs sont 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 un peu moins de 2% 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

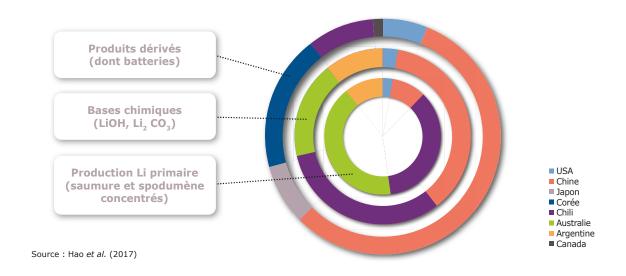
Figure 12.36 Consommation cumulée de lithium entre 2020 et 2050 dans le scénario de référence et le scénario sobriété pour les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport aux réserves mondiales connues en 2019<sup>30</sup>



<sup>30.</sup> Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution).

<sup>31. «</sup>Mineral Commodity Summaries, Lithium» U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-lithium.pdf

**Figure 12.37** Répartition géographique de la production minière et métallurgique du lithium et produits dérivés en 2017



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>32</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.

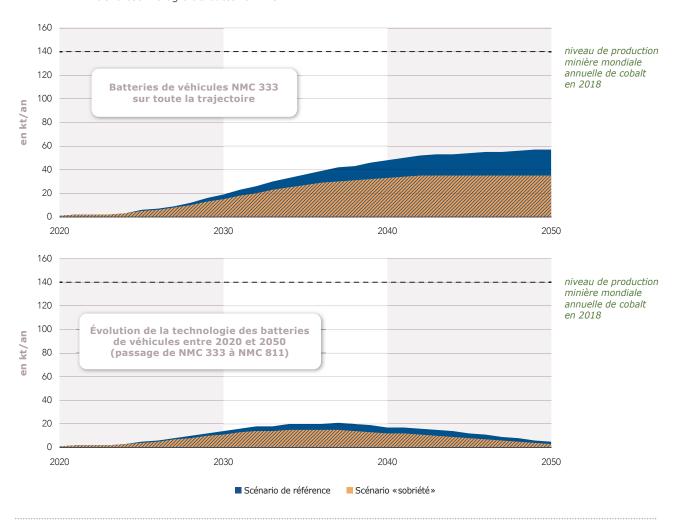
En matière de recyclage, des filières existent dès aujourd'hui pour recycler les chutes de production ou les usages en fin de vie. Du fait de la tension croissante sur le cobalt et de l'augmentation de sa valeur sur les marchés mondiaux, le taux de recyclage devrait s'accroître dans les prochaines années 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>33</sup>.

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

<sup>33. «</sup>This is what we die for. Human rights abuses in the Democratic Republic of Congo», Amnesty International (2016).

Figure 12.38 Trajectoire de consommation du cobalt primaire<sup>34</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<sup>35</sup>



 $<sup>\</sup>textbf{34. La part de cobalt secondaire dans la consommation est identique à celle d'aujourd'hui, soit $32\%$ }$ 

<sup>35.</sup> Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans évolutions technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 dans un cas et sans changement de technologie dans l'autre cas (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

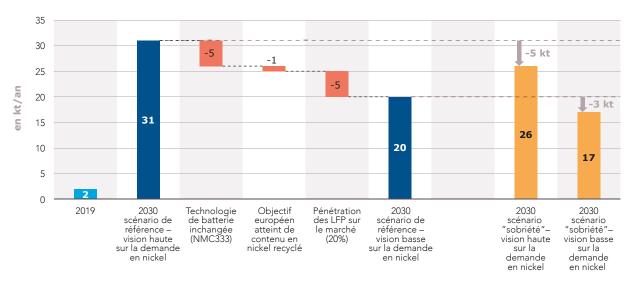
# 12.3.4.5 Nickel : des tensions possibles sur l'approvisionnement, qui pourraient à terme être réduites grâce à une diversité technologique, un développement des capacités de production de nickel en Europe et de meilleures performances de recyclage

Le nickel est principalement utilisé aujourd'hui dans la fabrication d'aciers inoxydables, pour environ 70 % de la demande globale, alors que le secteur des batteries n'en représente que 6 %. Avec l'essor du marché de la mobilité et les besoins croissants en aciers inoxydables des populations, notamment des pays émergents, la demande en nickel devrait considérablement progresser dans les années à venir. En effet, au niveau mondial, les projections des analystes tablent sur une demande en nickel du secteur des batteries (pour les véhicules et les batteries stationnaires) de l'ordre de 500 kt dès 2025 et qui atteindrait 1 Mt et 1,8 Mt en 2030 et 2040 respectivement<sup>36</sup>, comparés à 156 kt aujourd'hui pour les batteries, tous usages confondus.

Toutefois, ces prévisions peuvent varier grandement en fonction des hypothèses retenues. D'un côté, l'évolution des technologies de batteries NMC semble tendre vers un accroissement de la consommation de nickel, et moins de cobalt (passage des batteries NMC 333, dont les cathodes contiennent 30% de nickel, aux NMC 811, dont les cathodes contiennent 80% de nickel). De l'autre, l'accroissement de la consommation de nickel pourrait être modéré par exemple par le déploiement de batteries ayant recours à d'autres éléments que le nickel (les batteries LFP – lithium, fer, phosphate – par exemple).

Les stratégies de mobilité retenues (modes de transport, distance parcourues, etc.) ont également

Figure 12.39 Estimation des consommations annuelles de nickel pour les batteries de la mobilité électrique en France en 2030, selon plusieurs hypothèses



**Scénario haut :** passage des batteries NMC333 à batteries NMC 811 sans recyclage du nickel et sans batteries LFP sur le marché **Scénario bas :** technologie NMC333 inchangée, 4% de nickel recyclé dans les batteries et 20% de batteries LFP sur le marché

<sup>36.</sup> Roskill, 2021: Fraser, Jake; Anderson, Jack; Lazuen, Jose; Lu, Ying; Heathman, Oliver; Brewster, Neal; Bedder, Jack; Masson, Oliver, Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021, ISBN 978-92-76-29139-8, doi:10.2760/212807, JRC123439

un effet direct sur les besoins plus ou moins importants de nickel. Dans les *Futurs énergétiques* 2050, les besoins annuels de nickel pour la mobilité bas-carbone en France varient entre 17 kt/an et 31 kt/an en 2030, selon les scénarios (mix électrique et trajectoires de consommation) et les choix technologiques.

Le risque d'approvisionnement actuel du nickel repose d'une part sur des tensions sur les ressources géologiques et d'autre part sur un risque de dépendance à la Chine qui détient une part importante de la production de sulfate de nickel, utilisée pour les batteries.

En effet, la visibilité sur les réserves, au rythme de consommation actuel, est aujourd'hui d'environ 40 ans. Si ce niveau a légèrement augmenté ces dernières années, la croissance attendue de la demande à l'avenir risque d'être plus importante que l'augmentation des niveaux de réserves.

Le risque d'approvisionnement se concentre en outre à l'aval de la chaîne de production. La production minière de nickel est relativement bien diversifiée et répartie entre l'Asie, la Russie, l'Australie, le Canada ainsi que la Nouvelle Calédonie (qui représente 8% de la production mondiale en 2020 soit environ 190 kt). Il en est de même pour la production des produits intermédiaires de nickel. En revanche, la production finale de sulfate de nickel, utilisé dans les batteries lithium-ion, est dominée actuellement par la Chine (65% de la production mondiale en 2019).

Toutefois les performances de recyclage et l'arrivée de nouveaux acteurs dans la production de sulfate de nickel pourraient réduire le

risque d'approvisionnement. Premièrement, le nickel issu du recyclage représente un quart de la demande totale et est principalement utilisé par l'industrie de l'acier inoxydable. Environ 16% du sulfate de nickel utilisé dans les batteries est actuellement recyclé en Europe. Les gisements de batteries en fin de vie sont aujourd'hui principalement composés des batteries NiMH et NiCd, et, dans les années à venir, les batteries Li-ion, provenant essentiellement d'appareils électroniques portables, devraient s'ajouter au gisement. Dans son règlement sur les batteries, la Commission européenne a fixé un objectif de 4% de nickel recyclé dans les batteries en 2030.

Deuxièmement, la production de sulfate de nickel pourrait se diversifier avec le développement de filières australienne et européenne. À titre d'exemple, le producteur de nickel finlandais Terrafame a lancé la production commerciale de sulfate de nickel et de cobalt pour l'équivalent d'environ 170 kt par an de nickel et 7,4 kt de cobalt à pleine capacité en juin 2021.

L'exploitation de nickel, comme la plupart des exploitations minières, a un impact significatif sur l'environnement et les populations locales. Or, l'approvisionnement en nickel pour les filières acier et batteries devient de plus en plus dépendant de pays considérés «à risques» de ce point de vue par l'industrie minière (Indonésie, Philippines, etc.). Parmi les impacts environnementaux, les mines à ciel ouvert situées dans des zones d'importance écologique représentent un enjeu fort vis-à-vis de la préservation de la biodiversité, ainsi que des pollutions de l'eau par les phénomènes de drainage minier acide<sup>37</sup>.

<sup>37.</sup> Le drainage minier acide (DMA) ou encore drainage rocheux acide (DRA) est un phénomène de production d'une solution minérale acide qui s'écoule régulièrement, à la suite d'une production d'acide sulfurique induite par la mise en contact avec l'air de certains minéraux (sulfures métalliques), généralement à l'occasion de grandes excavations (carrières) et travaux miniers ou de stockage de déchets miniers. Il contribue localement au phénomène global d'acidification des eaux douces constaté depuis plusieurs décennies à grande échelle entrainant une réduction de la biodiversité et la contamination des ressources en eau.

#### 12.3.4.6 Manganèse : des risques d'approvisionnement modérés mais des incidences environnementales et sociales notables

Le manganèse est étroitement lié à la ressource en fer, tant pour des raisons géologiques que métal-lurgiques. D'une part, leurs gisements sont souvent associés du fait de leurs modes de formation similaires. D'autre part, le manganèse est principalement utilisé dans les ferro-alliages (90% de la consommation actuelle) à destination des secteurs du bâtiment et de l'automobile pour leurs propriétés de dureté, d'élasticité, de résistance à l'usure et à l'abrasion. Les aciers peuvent contenir jusqu'à 14% de manganèse et 6 à 7% en moyenne. Le reste de la production de manganèse est à destination des batteries et de la chimie.

Les réserves de manganèse sont aujourd'hui estimées à 66 ans au rythme de production et de consommation actuelle. La consommation de manganèse devrait augmenter du fait des besoins croissants d'acier et du développement de la mobilité électrique, et ce, d'autant plus que le manganèse contenu dans les alliages d'aciers n'est pas substituable. Néanmoins, il est d'ores et déjà pour une grande partie recyclé, ce qui modère les risques d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'augmentation de la demande de manganèse pour satisfaire le développement de la mobilité électrique devrait être contenue. À l'échelle de la France, la consommation annuelle estimée pour la mobilité électrique, dans le scénario de référence, est de 26 kt, soit 0,1% de la production mondiale actuelle. Si l'ensemble de la flotte automobile mondiale suivait l'ambition du scénario de référence, à savoir une électrification

quasi-complète du parc automobile mondial, cela représenterait une augmentation de consommation de manganèse de seulement 5%.

Comme pour le nickel, si la production minière est relativement diversifiée (28% en Afrique du sud, 18% en Australie et 15% au Gabon), la production métallique est beaucoup plus concentrée et principalement située en Chine (70%). Dans le même temps, il reste nécessaire de surveiller les risques d'approvisionnement associés à la production minière car l'Afrique du sud souffre de problèmes d'infrastructures récurrents, notamment ferroviaires et portuaires. Port Elizabeth est par exemple l'unique infrastructure portuaire pour assurer les exportations de manganèse du pays, mais sa capacité est insuffisante pour faire face aux hausses récentes de production.

Si les enjeux de criticité pour le manganèse ne sont pas de premier ordre sur les aspects d'approvisionnement, l'exploitation de manganèse représente des enjeux environnementaux et sociaux notables. D'un point de vue social, 10 à 20 % de la production minière est issue de mines artisanales, employant potentiellement des enfants (en Afrique du sud, Chine, Gabon, Brésil, Inde et Ghana). Quant à l'impact environnemental, il est multiple du fait de la consommation d'eau et d'espace importants, notamment sur des sites protégés. De plus, les conditions de stockage de déchets sont parfois insuffisantes entraînant diverses pollutions de l'eau (au Gabon notamment).

#### 12.3.4.7 Graphite : une ressource abondante, substituable mais produite majoritairement par la Chine

Le graphite est un élément indispensable de l'anode de la batterie lithium-ion. Le secteur des batteries consomme environ 9% de la production mondiale actuellement. Le principal secteur consommateur de graphite aujourd'hui reste la sidérurgie. En effet, le graphite est utilisé principalement comme réfractaire et pour les électrodes des fours à arc électrique des installations

sidérurgiques qui permettent la fabrication principalement d'acier, mais aussi de silicium et une part d'aluminium, qui sont des ressources nécessaires au système électrique.

Le graphite étant constitué de carbone, il est soit extrait de mines en tant que substance principale (graphite naturel), soit synthétisé (graphite synthétique) par graphitisation d'un mélange de ressources fossiles (coke de pétrole et brai de houille précuit<sup>38</sup>). Selon les applications, il est possible de recourir indifféremment au graphite naturel ou au graphite synthétique ou seul un des deux types de graphite peut convenir. Par exemple, seul le graphite synthétique convient pour les électrodes des fours à arc électriques. Les réfractaires et les anodes des batteries sont composées soit à partir de graphite naturel soit de graphite synthétique.

Il existe actuellement une concurrence entre le graphite naturel et synthétique qui permet aux utilisateurs de jouer sur les prix. À première vue, le graphite naturel est moins coûteux que le graphite synthétique qui dépend de ressources onéreuses (comme un type particulier de coke de pétrole – le needle coke – qui pourrait encore se raréfier avec la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles), mais les étapes de purification après extraction du graphite naturel tendent à rapprocher leur prix final. En plus de pouvoir être obtenu par procédé industriel, dépendant de ressources fossiles, les réserves de graphite naturel sont abondantes, estimées à 300 ans au rythme de production de 2021.

À l'inverse, l'enjeu d'approvisionnement en graphite se situe davantage au niveau de la concentration des acteurs de sa production. En effet, la Chine est non seulement le plus gros consommateur de graphite mais également le premier producteur et exportateur mondial de graphite naturel. Plus particulièrement, le graphite utilisé dans les anodes de batteries est produit presque exclusivement par la Chine; puis il est consommé pour une partie directement dans le pays par les producteurs d'anodes de batteries lithium-ion tandis que le reste est exporté.

L'extraction du graphite naturel a un impact environnemental significatif, en particulier sur la biodiversité car il s'effectue dans des mines à ciel ouvert contribuant à la déforestation (en Chine, Mozambique, Brésil), au rejet de polluants, à une consommation d'eau importante. D'un point de vue social, hormis les impacts environnementaux sur les populations locales, avec peu de mines artisanales, l'extraction de graphite comporte peu de risque d'exploitation d'enfants.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la consommation de graphite annuelle moyenne en France estimée pour le système électrique (principalement pour les batteries de véhicules électriques) atteint environ 3% de la production mondiale actuelle, alors même que la France ne représente que 1% de la population mondiale et 2,7% de la flotte mondiale de véhicules. **Cependant, compte tenu de l'abondance de la ressource, l'accroissement de la consommation est un enjeu de second ordre.** 

### 12.3.4.8 Argent : malgré des réserves appauvries, les stocks et les capacités de recyclage pourraient permettre de limiter les tensions sur les besoins futurs

Au sein du système électrique, l'argent est une ressource particulièrement utilisée dans les panneaux solaires mais aussi dans les packs de batteries de véhicules électriques. Ainsi, les besoins identifiés entre 2020 et 2050 sont estimés entre 4 et 8 kt d'argent dont environ 60 à 80% pour les batteries stationnaires et des véhicules électriques. Néanmoins, l'amélioration des performances technologiques de la filière photovoltaïque pourrait modérer une partie

**de la consommation d'argent :** le besoin en argent de la filière photovoltaïque pourrait ainsi être divisé par trois.

Parmi toutes les ressources étudiées, l'argent représente l'une de celles dont les réserves sont aujourd'hui estimées les plus faibles, à 20 ans<sup>39</sup> au rythme de production de 2019, d'autant plus que le niveau de production est en baisse depuis 2015<sup>40</sup>. **Toutefois, une tension sur l'approvisionnement** 

<sup>38.</sup> Le coke de pétrole est un coproduit solide des raffineries de pétrole et le brai de houille est produit par la distillation du goudron de houille lui-même issu de la cokéfaction ou de la gazéification de la houille.

<sup>39. «</sup>Mineral Commodity Summaries, Silver» U.S. Geological Survey (2021) – https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-silver.pdf

**<sup>40.</sup>** «Fiche de criticité de l'argent» BRGM 2021

en argent n'est pas anticipée car une large part de ce métal est utilisée aujourd'hui à des fins financières et spéculatives. Et même si la demande d'argent devait augmenter dans les années à venir, les stocks d'argent pourraient largement couvrir cette hausse.

De plus, le taux de recyclage de l'argent est relativement élevé, si bien qu'en 2019, 17% de la consommation d'argent provenait du recyclage. Les performances du recyclage pourraient encore s'améliorer comme cela a été le cas au cours des dernières années<sup>41</sup>. En 2020, la hausse des prix de l'argent a encouragé le recyclage de l'argenterie et des bijoux et les gains de recyclage des

catalyseurs d'oxyde d'éthylène ont en partie amélioré les capacités de recyclage des ferrailles d'origines industrielles. De plus, la filière d'approvisionnement de l'argent ne présente pas de risques particuliers car les marchés, de l'exploitation minière à la production métallique, sont relativement diversifiés.

En revanche, les mines d'argent, systématiquement associées à celles de l'or, ont des incidences importantes sur l'environnement (consommation d'espace, déforestation, pollution des cours d'eau, etc.) et les populations locales (mines artisanales, conflits avec les populations locales, etc.).

<sup>41. «</sup>World Silver Survey 2021» The Silver Institute – https://www.silverinstitute.org/wp-content/uploads/2021/04/World-Silver-Survey-2021.pdf

## 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>42</sup> que la consommation mondiale de cuivre cumulée d'ici 2050 pourrait dépasser le niveau de ressources connues<sup>43</sup> en 2019<sup>44</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>45</sup>. D'ici 2050, l'évolution du système

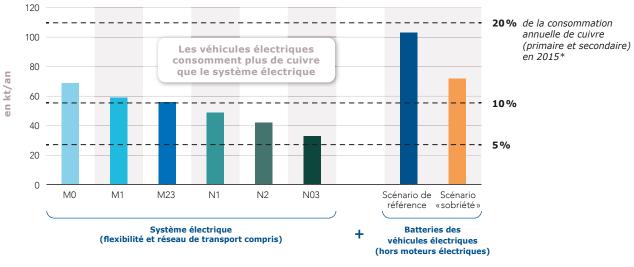
<sup>42. «</sup>Le cuivre dans la transition énergétique : un métal essentiel, structurel et géopolitique » Les métaux dans la transition énergétique , n° 2, IFPEN (2020)

<sup>43.</sup> 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

<sup>44. «</sup>Mineral Commodity Summaries, Copper» U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-copper.pdf

<sup>45.</sup> D'après données Exiobase + Eurostat - ComExt et BNR

Figure 12.40 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<sup>46</sup>



<sup>\*</sup> 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.

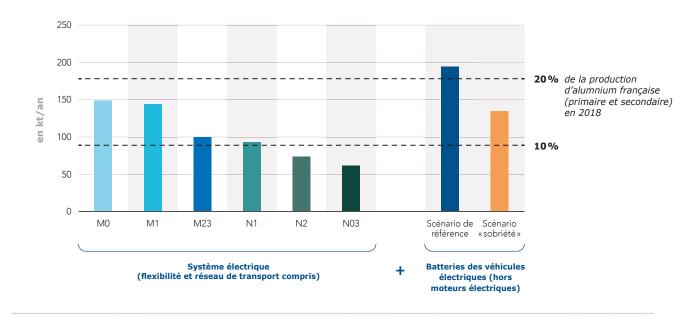
#### 12.3.5.2 Aluminium : un classement comme matière critique par la Commission européenne mais des enjeux *a priori* moins contraignants que pour le cuivre

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 évènements 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.

<sup>46.</sup> Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

Figure 12.41 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<sup>46</sup>



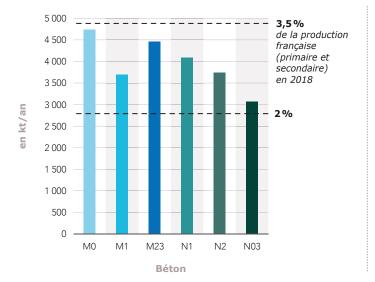
Si les chaînes d'approvisionnement en aluminium nécessitent donc un point de vigilance, les possibilités de tension sur l'approvisionnement sont de bien moindre ampleur que pour le cuivre. Les réserves en bauxite sont présentes en abondance dans de nombreuses régions du monde. Même si la Chine représente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

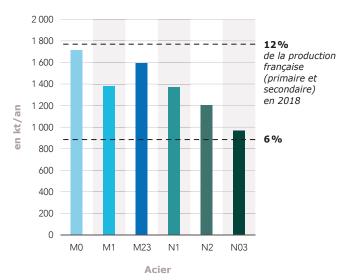
Dans le cadre des scénarios des *Futurs énergétiques* 2050, la consommation d'aluminium augmente pour satisfaire les besoins du système électrique, pour le cadre des panneaux photovoltaïque notamment et les conducteurs du réseau, mais aussi des batteries des véhicules électriques. Ainsi d'ici 2050, la 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 4 millions de tonnes en moyenne, soit de l'ordre de 2 à 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 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<sup>47</sup>.

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>48</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 1000 kt/an (N03) et 1700 kt/an (M0), soit autour de 24% de la consommation annuelle d'acier du secteur du bâtiment et 6 à 12% 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.

<sup>47.</sup> Les besoins en béton pour les infrastructures de retraitement et de stockage de déchets nucléaires ne sont pas pris en compte dans le périmètre de cette étude, ni le béton nécessaire à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes.

<sup>48.</sup> L'arrêté du 22 juin 2020 introduit dans la règlementation 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.

#### 12.3.5.4 Chrome et Zinc : des besoins difficilement quantifiables mais des enjeux limités du fait des très bonnes performances de recyclage

Le chrome et le zinc sont principalement utilisés dans les aciers pour assurer une protection contre la corrosion. Ces substances sont donc utilisées dans de nombreux secteurs comme l'industrie, les transports, l'énergie, etc. La part des métaux présents dans les alliages des aciers, comme le chrome, le zinc, le nickel ou le manganèse, est toutefois difficile à évaluer avec précision et est donc difficilement quantifiable. Néanmoins, leur présence étant liée à la consommation des aciers (le zinc est par exemple particulièrement utilisé pour les pylônes des lignes électriques), leur consommation dans le système électrique devrait s'accroître.

Bien que le zinc et le chrome soient des ressources communes, ces métaux sont tout de même caractérisés par la relative faiblesse de leurs niveaux de réserves (14 ans pour le chrome et 20 ans pour le zinc). Cela s'explique non pas par une rareté géologique ou une complexité plus importante d'extraction, mais par une très bonne capacité technique de recyclage et de réutilisation qui n'encourage pas les acteurs du marché à développer davantage d'exploitations minières. Le risque sur la chaîne d'approvisionnement est limité, bien qu'il y ait plusieurs acteurs majeurs sur le marché (la Chine pour le zinc, la Russie et la France pour la production de chrome), aucune concentration de marché importante ne semble avérée.

L'exploitation minière du chrome et du zinc génère des impacts environnementaux et sociaux. Il existe de nombreuses « petites » mines de chrome sujettes à des risques sanitaires et sociaux dans des zones à fort stress hydrique et l'exploitation minière du zinc peut être associé à diverses pollutions aux métaux lourds via le drainage minier acide notamment.

## 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

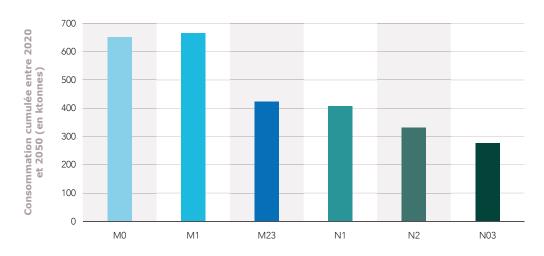
Le marché des panneaux photovoltaïques est aujourd'hui dominé par la technologie de cellules cristallines à base de silicium, du fait de ses caractéristiques favorables en matière de rendement et de coûts de production. Cette filière a connu des améliorations de performance et des baisses de coûts très 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-àvis 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. En septembre-octobre 2021, 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 12.43 Consommations cumulées de silicium métallique 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 Des besoins de ressources spécifiques pour l'exploitation des centrales nucléaires qui présentent peu de risques d'approvisionnement sur les prochaines années

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

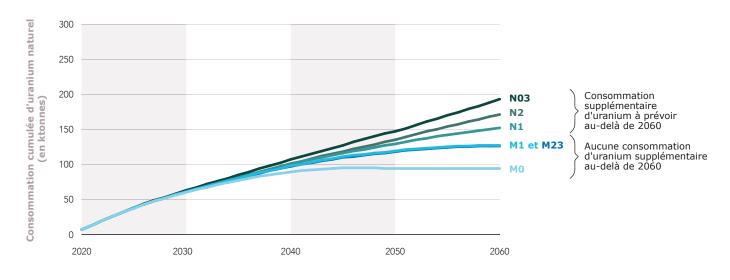
En 2019, les réserves mondiales d'uranium identifiées comme exploitables étaient de l'ordre de 6800 kilotonnes, représentant plus d'un siècle de consommation au rythme actuel : la consommation d'uranium naturel pour le système électrique français s'élève à environ 8 kilotonnes par an, sur un total d'environ 59 kilotonnes consommées dans le monde<sup>49</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 200 kt sur la période 2020-2060 (5 kilotonnes par an), sous l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie de mono-recyclage

Figure 12.44 Consommation cumulée d'uranium naturel entre 2020 et 2070, considérant la poursuite de la politique de retraitement dans les scénarios N et son arrêt en 2040 dans les scénarios M



<sup>49. «</sup>Uranium 2020 ressources, production and demand» Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency (2020) - p.77

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 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.

#### 12.3.7.2 Zirconium : une ressource indispensable au combustible nucléaire, ne présentant pas d'enjeu particulier

Le zirconium métal, utilisé pour les deux tiers dans l'industrie nucléaire, est élaboré à partir du zircon<sup>50</sup>, dont il ne représente que 3 % de sa consommation.

Il s'agit cependant d'un secteur à haute valeur ajoutée : le zirconium métal est utilisé sous forme d'alliages à hautes performances techniques, notamment pour le nucléaire ou encore l'industrie chimique et l'aéronautique. Dans les centrales nucléaires, il sert de composants aux gaines isolantes qui entourent l'uranium enrichi. L'évolution de la demande en zirconium métal, qui s'élevait à 28,5 kt en 2020, est donc très corrélée à l'évolution de la demande des industries nucléaire et aéronautique.

À l'échelle française, la consommation de zirconium pour le système électrique entre 2020 et 2050 est estimée sur l'ensemble de la période entre 6 kt dans M0 où la production nucléaire s'arrête en 2050 et environ 9 kt dans N03 où le parc nucléaire est renouvelé pour atteindre 50 GW en 2050. Étant donné la baisse de la capacité nucléaire observée dans tous les scénarios, la demande de zirconium pour le système électrique français sera dans tous les cas en diminution.

Le zirconium étant un élément relativement abondant dans la croûte terrestre, le niveau des réserves augmente régulièrement avec aujourd'hui une visibilité de 45 ans environ.

Du point de vue de la filière d'approvisionnement, les capacités d'extraction sont situées aux deux tiers en Australie et en Afrique du Sud, tandis que le raffinage s'opère aux deux tiers aux États-Unis et en France. Le marché est ainsi concentré, avec une part de marché substantielle pour la France. Les différentes étapes de la métallurgie du zirconium sont maîtrisées sur le territoire français (par la société Framatome) au-delà des besoins du système énergétique national.

Les exploitations de zirconium sont plus apparentées à des exploitations de sables que de métaux, réduisant ainsi une partie des incidences environnementales. À noter toutefois que les sables exploités pour l'obtention de zirconium génèrent des poussières contenant des éléments radioactifs pouvant affecter la santé des travailleurs.

<sup>50.</sup> Le zircon sert principalement à la production de céramiques (47%), de produits chimiques (21%), de matériaux réfractaires (17%), de sables de fonderies (12%) et enfin celle d'éponge de zirconium métal (3%).

# 12.3.8 Le scénario de sobriété constitue un levier important pour faciliter la décarbonation mais également pour réduire les tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales et limiter les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière

Dans le scénario «sobriété», la hausse de consommation d'électricité est plus limitée que dans la trajectoire de référence (baisse de l'ordre de 90 TWh), grâce à des changements sociétaux et d'organisation collective qui touchent l'ensemble des secteurs de l'économie (bâtiment, transport, industrie).

Au-delà des enjeux techniques et économiques déjà présentés dans les chapitres précédents, le scénario de sobriété contribue à limiter les impacts environnementaux du système électrique et de l'électromobilité (émissions de gaz à effets de serre, épuisement des ressources, etc.) à deux niveaux :

▶ D'une part, l'effet baissier de la sobriété sur la consommation d'électricité se traduit sur le dimensionnement du système électrique par une diminution des capacités requises de production bas-carbone et de moyens de flexibilité (voir partie 5.3.1) et donc des besoins de ressources associées (minérales, sols, eau, etc.). ▶ D'autre part, l'évolution des usages électriques conduit à une réduction de la consommation de biens et de certains équipements électriques. En particulier, les besoins de mobilité sont fortement limités par rapport au scénario de référence, avec moins de déplacements et de reports modaux au bénéfice des modes de déplacements les moins énergivores (transports en commun, modes de transports doux ou partagés), et induisent en conséquence une diminution du nombre de véhicules particuliers et donc des volumes de batteries associés.

Pour mettre en évidence ces effets spécifiquement sur les ressources minérales, le scénario «sobriété» a fait l'objet d'une évaluation des besoins de matières, tant pour le système électrique que pour les batteries des véhicules électriques.

# 12.3.8.1 Dans le scénario « sobriété », la diminution de la demande en ressources minérales est en proportion légèrement plus importante que la baisse de consommation électrique car elle se concentre sur certains moyens de production et sur la mobilité électrique

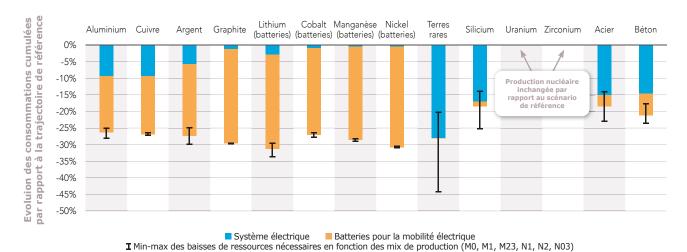
L'analyse du scénario «sobriété» en termes de quantité totale de ressources pour le système électrique et les batteries des véhicules électriques montre que celui-ci réduirait en moyenne le besoin de ressources minérales dans une proportion plus importante que celle de la baisse de la consommation électrique (par rapport aux scénarios de référence). Ainsi, le besoin de ressources minérales serait ainsi réduit d'environ 20%, dont 30 millions de tonnes pour le système électrique et 10 millions de tonnes pour les batteries, alors que la consommation d'électricité n'est diminuée que d'environ 15%. À l'échelle du système électrique, une économie d'énergie d'environ 1 MWh (soit l'équivalent de la consommation électrique d'un écran publicitaire pendant 6 mois), permet d'économiser 300 kg de matières sur les infrastructures de production et de réseau, sur le périmètre des ressources minérales

étudiés, potentiellement davantage en considérant d'autres ressources.

En tonnage global, la baisse des besoins de ressources minérales est principalement tirée par la baisse de 20 % des besoins en béton et acier qui représentent 91 % du volume total des ressources. La réduction des besoins est en réalité variable selon les ressources et selon les scénarios de mix de production.

Seul le besoin de ressources en uranium et zirconium reste inchangé. Cela s'explique par la stratégie retenue pour adapter le mix de production à la consommation électrique du scénario «sobriété», en ajustant le développement des énergies renouvelables au prorata des capacités développées dans chacun des scénarios sur

Figure 12.45 Diminution moyenne des ressources nécessaires au système électrique et à l'électromobilité dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence



Clé de lecture : les économies d'aluminium dans le scénario «sobriété» sont d'environ -25%. La baisse des besoins pour le système électrique permettent un baisse d'environ 10% tandis que la mobilité sobre permet d'éviter environ 15%. Selon les scénarios les économies d'aluminium, pour le système électrique et les batteries de la mobilité électrique, varient entre -25% et -28%

la période 2030-2050 (voir partie 5.3.1 pour plus de détails). Ainsi les trajectoires d'évolution du nucléaire restent inchangées par rapport au

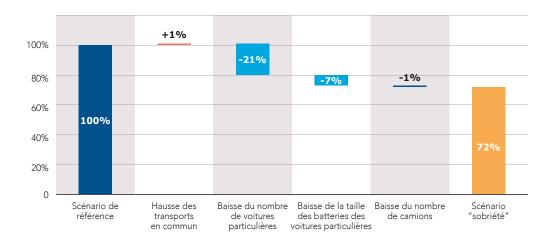
scénario de référence tandis que celles des énergies renouvelables, des moyens de flexibilités et réseau sont revues à la baisse.

### 12.3.8.2 La sobriété dans le domaine des transports réduit les besoins associés aux batteries de véhicules électriques grâce à des véhicules plus petits et une évolution structurante des modes de déplacement

Dans le scénario «sobriété», la combinaison de différents leviers permet d'économiser de l'ordre de 30% de cuivre, aluminium, cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite et argent pour les besoins de mobilité. L'essentiel de cette baisse provient de la réduction du nombre de véhicules et de leur poids. À l'inverse, la hausse des transports

en commun, en particulier de l'usage des bus électriques augmente peu le besoin de ressources minérales. La baisse de transport de marchandises dans le scénario «sobriété» n'a par ailleurs pas d'effet significatif sur les batteries de véhicules lourds car leur électrification reste modérée tant dans les scénarios de référence que «sobriété».

**Figure 12.46** Évolution des besoins en ressources spécifiques aux batteries (cuivre, aluminium cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite, argent) dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence



## 12.3.8.3 Les moindres capacités de production photovoltaïque et éolienne réduisent les besoins de terres rares, de silicium et de façon plus modeste ceux de cuivre, d'aluminium et d'argent

L'effet baissier de la demande dans le scénario «sobriété» a pour conséquence de réduire nettement le besoin de développement des énergies renouve-lables par rapport au scénario de référence. La réduction des besoins de matières associés à chaque filière est d'autant plus importante que celle-ci occupe une part importante du mix électrique. À titre d'exemple, la réduction de la consommation entre les scénarios de référence et «sobriété» induit une réduction de la capacité photovoltaïque de 40 GW dans M1 et de

20 GW dans M23, soit respectivement de l'ordre de -18% et -14%.

Par conséquent, le scénario «sobriété» réduit davantage les besoins de silicium spécifiques à la technologie photovoltaïque pour le système électrique dans les scénarios M0 et M1. La consommation de terres rares, susceptibles d'être nécessaires pour une partie des parcs éoliens en mer, est également réduite d'environ 1300 tonnes, d'autant plus

dans les scénarios M23, N1 et N2 qui présentent des capacités éoliennes en mer plus importantes.

De façon similaire, l'ampleur de la réduction du besoin de cuivre dans le scénario «sobriété» est d'autant plus forte que la part de production éolienne et photovoltaïque est importante dans le mix électrique. La baisse liée à l'aluminium et à l'argent est quant à elle liée à la part de production photovoltaïque dans le mix électrique. Le mix électrique ne contribue toutefois qu'à hauteur de 20-30% des économies qui peuvent être faites sur ces trois ressources dans le

scénario «sobriété». La mobilité reste le déterminant principal pour ces ressources.

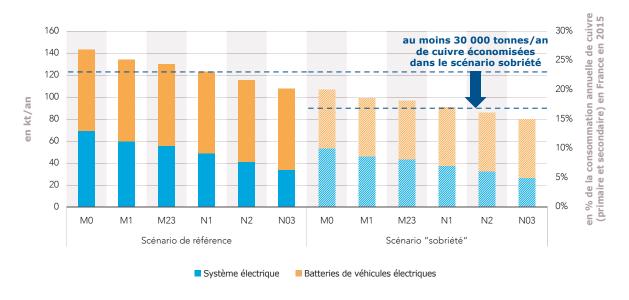
Enfin, les besoins de ressources nécessaires aux batteries stationnaires pour le système électrique, (lithium, nickel, cobalt, manganèse et graphite) baissent dans le scénario «sobriété», notamment les mix à forte part en photovoltaïque, mais dans des proportions tout à fait négligeables au regard des besoins pour les batteries des véhicules électriques.

### 12.3.8.4 Le scénario «sobriété» permet de réduire les tensions d'approvisionnement identifiées sur les ressources minérales mais une analyse plus complète est nécessaire pour déterminer si elles disparaissent

Si le scénario «sobriété» permet d'alléger la demande de différentes ressources, il ne conduit pas à faire disparaître les points de vigilance sur les risques en matière d'approvisionnement. Notamment, les tensions sur l'approvisionnement du cuivre, du cobalt, du nickel, du lithium et l'aluminium pourraient persister.

Dans le même temps, cette évaluation ne constitue pas une mesure exhaustive des économies de ressources induites dans le scénario «sobriété» car seuls les besoins du système électrique et de mobilité électrique sont étudiés. Or, d'autres secteurs seront également affectés par les efforts de sobriété, avec de possibles économies complémentaires en matière de consommation de ressources.

**Figure 12.47** Baisse du besoin de cuivre dans le scénario «sobriété» pour le système électrique et les batteries de véhicules



La baisse du nombre de biens d'équipements (équipements électroniques et électroménagers) contribue par exemple à réduire les consommations de certains matériaux. De même, le scénario «sobriété» suppose des évolutions de modes de vies et des politiques d'aménagement du territoire différentes, qui ont des impacts importants sur les besoins de matériaux pour la construction (pour les infrastructures routières et bâtiments notamment).

À titre d'illustration, une réduction du nombre et de la taille des véhicules réduira d'autant plus le besoin de ressources pour leur fabrication, ce qui s'ajoutera aux baisses évaluées ici. Les véhicules électriques eux-mêmes (hors batteries) contiennent quatre fois plus de cuivre qu'un véhicule thermique<sup>51</sup>. Le besoin de cuivre pourrait donc bien davantage baisser que les 30 000 tonnes par an estimées au périmètre de l'étude.

51. «Inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » ADEME 2021

## 12.3.9 La réindustrialisation profonde du pays pourrait entraîner un accroissement du besoin en ressources nécessaires en France qui serait toutefois en partie compensé par une réduction dans d'autres pays

À l'instar du scénario «sobriété», le mix électrique doit être adapté au scénario «réindustrialisation profonde», cette fois en augmentant les capacités de production renouvelable en France.

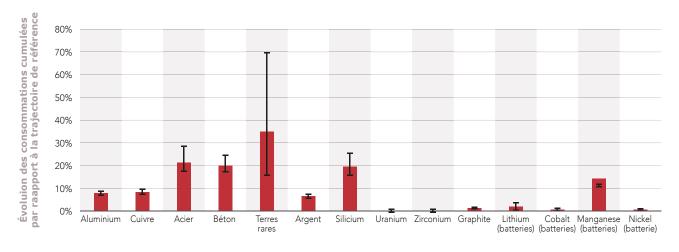
Il en découle un effet haussier sur les besoins de ressources pour l'évolution du système électrique en France. Toutefois, cette augmentation de la consommation de ressources minérales en France serait dans le même temps vraisemblablement compensée par une baisse de la consommation de ressources dans d'autres pays, du fait de l'activité industrielle évitée dans d'autres pays et relocalisée en France. L'effet net dépend du mix auguel la réindustrialisation en France se substitue. Si les capacités de production renouvelable en France nécessaires à l'approvisionnement énergétique de la réindustrialisation se substituent à des capacités de production similaires situées à l'étranger, le besoin de ressources minérales n'est pas modifié (hors effet sur les ressources nécessaires au transport). À l'extrême inverse, si les capacités de production renouvelable en France se substituent à des moyens de production fossile, le besoin en ressources minérales augmente.

En conséquence, contrairement au scénario de sobriété, la consommation de ressources supplémentaires en France dans le scénario de réindustrialisation profonde correspond davantage à un déplacement du besoin qu'à une réelle augmentation ou réduction en absolu.

À l'échelle de la France, le besoin en ressources structurelles (aluminium, cuivre, acier, béton) augmente de 10 à 20 %, tandis que l'augmentation de la demande est d'environ 20 à 70 % pour les terres rares et de 5 à 25 % pour l'argent et le silicium (nécessaire à la filière photovoltaïque), suivant les mix de production. À l'inverse, les besoins de ressources spécifiques aux batteries sont peu modifiés car uniquement déterminés par l'évolution des capacités de batteries stationnaires.

Enfin, l'analyse montre qu'en couplant des efforts de sobriété et de réindustrialisation profonde, l'effet sur la consommation de ressources serait neutre par rapport au scénario de référence, et même baissier pour les matières nécessaires aux batteries des véhicules électriques.

Figure 12.48 Accroissement des besoins en ressources minérales consommées en France dans le scénario de consommation «réindustrialisation profonde» par rapport au scénario de référence



■ Scénario "Réindustrialisation profonde"

## 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 est détaillée dans le chapitre 13.

### 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.

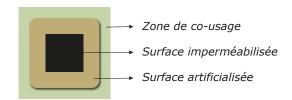
Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une évaluation des surfaces occupées par le système électrique selon les indicateurs présentés ci-dessus a été réalisée. Cette analyse a été menée en s'appuyant sur des valeurs moyennes associées à chaque filière, calculées sur la base d'analyses cartographiques 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>52</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>53</sup> (pour le photovoltaïque et l'éolien notamment)

Figure 12.49 Schéma de principe des différentes surfaces étudiées



**<sup>52.</sup>** 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

<sup>53.</sup> 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>54</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.

<sup>54.</sup> Végétation dans l'emprise des lignes aériennes : https://opendata.reseaux-energies.fr/api/datasets/1.0/vegetation-emprise-lignes-rte/attachments/bdr\_cggla\_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 12.50 Surface d'un parc éolien – schéma de principe

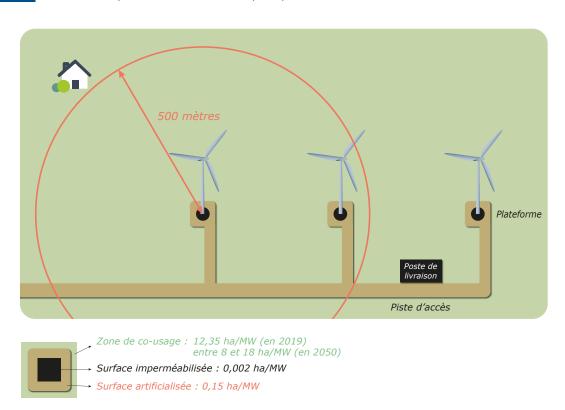


Figure 12.51 Compatibilité des usages avec les éoliennes terrestres

Éolienne terrestre						
Agricole	$\odot$					
Forestier	$\odot$	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'un massif forestier <sup>55</sup> , mais de fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes <sup>56</sup> (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact possible ou non).				
Naturel hors forêts	$\odot$	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>56</sup> (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact potentiel).				
Résidentiel	$\otimes$	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 500 m des habitations.				
Tertiaire, industrie	<b>⊘</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.				
Réseau de transport terrestre	$\odot$	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 100 m des routes et 200 m des voies ferrées.				
Réseau d'utilité publique	$\odot$	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 200m des lignes électriques aériennes				
Aérien	$\otimes$	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>57</sup>. Ce chiffre est faible en comparaison d'autres causes de mortalité des oiseaux (notamment morts d'oiseaux

<sup>55.</sup> 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.»

<sup>56.</sup> LPO, juin 2017, Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune

<sup>57.</sup> 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>58</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 5000 à 8500 ha, avec une densité moyenne actuelle estimée entre 1 et 1,7 ha/MW<sup>59</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>60</sup> ou économiques (hors cas particulier), les réseaux routiers<sup>61</sup> et ferrés ou les milieux forestiers. Sous certaines conditions, elles peuvent en revanche être compatibles avec des surfaces naturelles et agricoles.

<sup>58.</sup> 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).

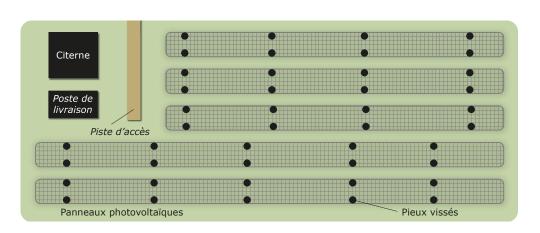
<sup>59.</sup> Valeurs issues de la revue de littérature («Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.» CEREMA, (avril 2019) et «Un mix électrique 100% renouvelabes ?» ADEME (2015)) complétée des relevés d'études d'impacts existantes.

<sup>60.</sup> Ce qui n'est pas le cas du photovoltaïque sur toitures.

<sup>61.</sup> 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>62</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 quide 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 12.52 Surface d'un parc photovoltaïque au sol – schéma de principe





<sup>62.</sup> Rapports de synthèse (version publique) 2018-2020 de la CRE sur les appel 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 12.53 Compatibilité des usages avec les panneaux photovoltaïques au sol

Photovoltaïque au sol							
$\bigcirc$	Compatibilité dès aujourd'hui possible avec certaines surfaces agricoles (prairies, vignes, verge maraîchage)						
$\otimes$							
$\bigcirc$	Les pelouses naturelles sont compatibles avec les panneaux photovoltaïques						
$\otimes$							
$\bigcirc$	Comptabilité dans le cas d'installations photovoltaïques sur les parkings ou sur des friches délaissées						
$\otimes$							
$\bigcirc$							
$\bigcirc$	Interdiction à 300 m autour des pistes d'aéroport en activité, mais pas d'incompatibilité avec les radars						
	<ul> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> <li>✓</li> </ul>						

### 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

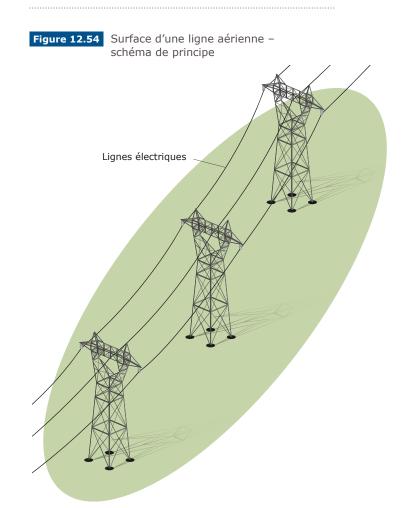
valeurs sont très faibles en comparaison des surfaces totales nécessaires aux énergies renouvelables (notamment de l'ordre de 1 à 1,7 ha/MW pour les parcs photovoltaïques au sol).

## 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>63</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





<sup>63.</sup> 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>64</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 12.55 Compatibilité des usages avec les lignes électriques Lignes aériennes **Lignes souterraines** Agricole Possibilité d'avoir des lignes en milieux forestiers mais avec nécessité d'entretien **Forestier** de la végétation sous les lignes pour éviter les incidents Naturel hors forêts Pas d'interdiction d'avoir des habitations Résidentiel sous les lignes mais distances de sécurité à respecter Pas d'interdiction d'avoir des habitations Tertiaire, industrie sous les lignes mais distances de sécurité à respecter Réseau de transport Selon les distances de sécurité terrestre L'arrêté technique 65 établit des distances de sécurité avec les réseaux d'utilité Réseau d'utilité publique (conduites d'hydrocarbures, eau, publique chaleur, télécommunications, voies de chemins de fer, etc.) Dans le cas d'une présence de servitude aérienne, il est possible d'avoir recours **Aérien** à des pylônes plus petits (et plus massifs pour tenir les contraintes mécaniques) avec une peinture rouge et blanche

<sup>64.</sup> 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.

<sup>65.</sup> 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 souter- raines
Agricole	$\bigcirc$	$\bigcirc$	NC	$\otimes$	$\bigcirc$	$\bigcirc$
Forestier	<b>⊘</b>	$\otimes$	NC	$\otimes$	$\bigcirc$	$\otimes$
Naturel hors forêts	<b>⊘</b>	$\bigcirc$	NC	$\otimes$	$\bigcirc$	<b>⊘</b>
Résidentiel	$\otimes$	$\otimes$	$\odot$	$\otimes$	$\bigcirc$	$\otimes$
Tertiaire, industrie	$\bigcirc$	$\bigcirc$	$\odot$	$\otimes$	$\bigcirc$	$\otimes$
Réseau de transport terrestre	$\bigcirc$	$\otimes$	NC	$\otimes$	$\bigcirc$	$\odot$
Réseau d'utilité publique	<b>⊘</b>	<b>⊘</b>	NC	$\otimes$	$\bigcirc$	$\odot$
Aérien	$\otimes$	<b>⊘</b>	$\bigcirc$	$\bigcirc$	$\odot$	<b>⊘</b>

## 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>56</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 20000 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

<sup>66.</sup> 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.

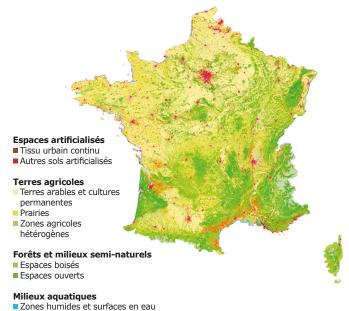
réduction de l'artificialisation restent cependant encore en construction et évolution, et les chiffres publiés sur le portail de l'artificialisation des sols ne présentent pas de manière spécifique la part prise par le secteur électrique.

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>67</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





(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>67.</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 12000 hectares artificialisés et moins de 3000 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>68</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.

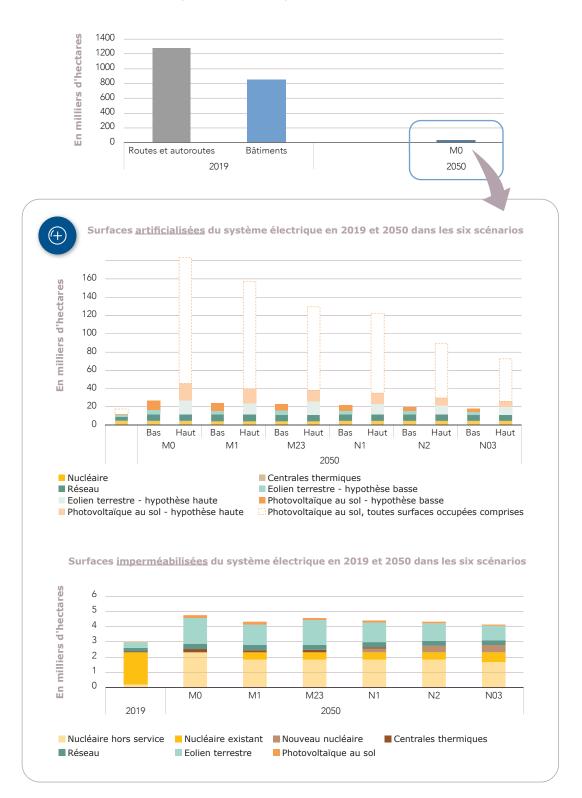
Dans les différents scénarios à l'horizon 2050, les surfaces artificialisées sont ainsi multipliées par 2 à 5 suivant les hypothèses associées au photovoltaïque au sol et à l'éolien tandis que les surfaces imperméabilisées augmentent de 50 %. À l'échelle du territoire, ces valeurs demeurent faibles,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

<sup>68.</sup> 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 12.57 Comparaison des surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 à celles d'autres infrastructures (routes et bâtiments)



### 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»

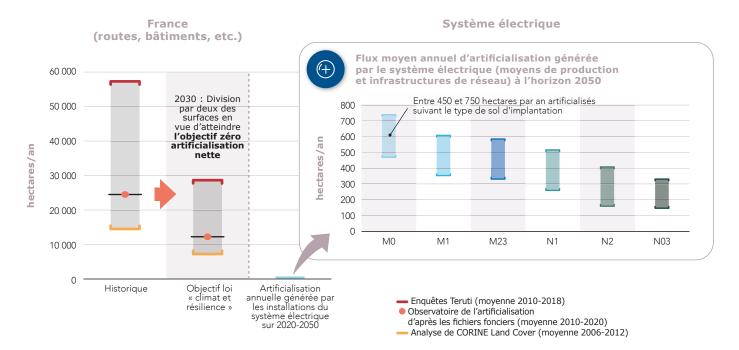
L'enjeu autour de l'artificialisation des surfaces ne porte pas uniquement sur le stock de surfaces artificialisées mais surtout sur le taux d'artificialisation, ou encore flux d'artificialisation, c'est-à-dire le nombre d'hectares qui passent d'un état non artificialisé à un état artificialisé sur une 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 12.58 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>69</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>70</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.

<sup>69.</sup> Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques (ADEME 2019)

<sup>70.</sup> 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/appelsoffres/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

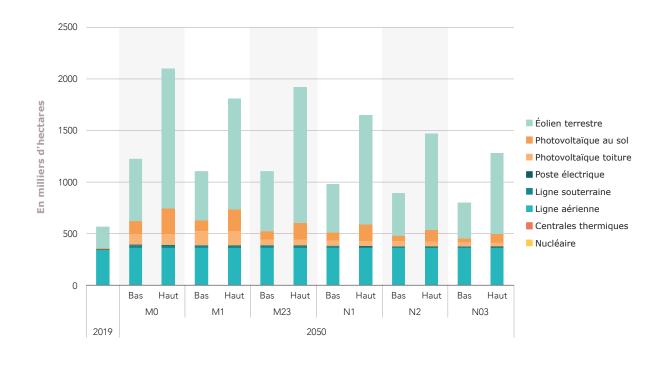
Au-delà des enjeux de lutte contre l'artificialisation des sols et de préservation de la biodiversité, le débat public sur l'évolution du système électrique évoque régulièrement l'évaluation des surfaces totales occupées par le système électrique.

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>71</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

Figure 12.59 Surface «totale» (y compris co-usages) du système électrique (production, réseau de transport) en 2019 et 2050



il n'existe 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»).

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.

## 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

Figure 12.60 Répartition des types de surfaces sous et aux abords des lignes électriques aériennes et autour des éoliennes en 2019

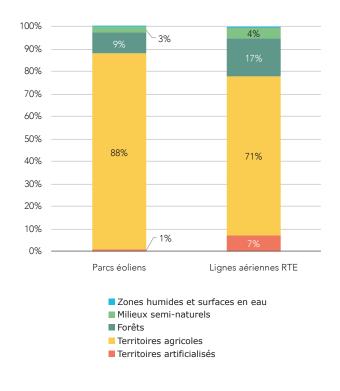
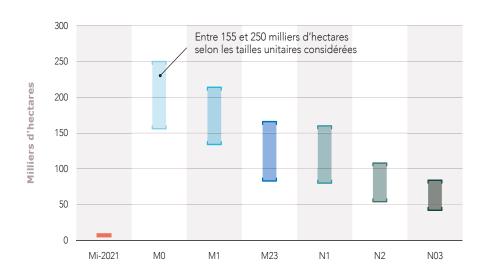


Figure 12.61 Estimation du nombre d'hectares nécessaires pour la production photovoltaïque au sol en 2050



plus facilement des co-usages agricoles (voir partie 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>72</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 70000 hectares (scénarios N2 et N03) à de l'ordre de 200000 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 suffiront 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>72.</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 30000 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 30000 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 12.62 Estimation du nombre de mâts d'éoliennes terrestres en 2050 dans les différents scénarios considérés

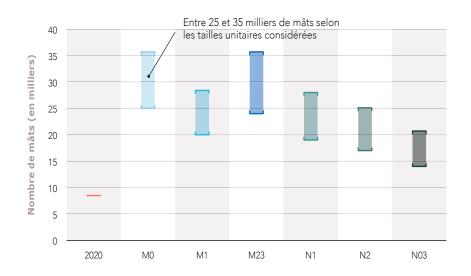
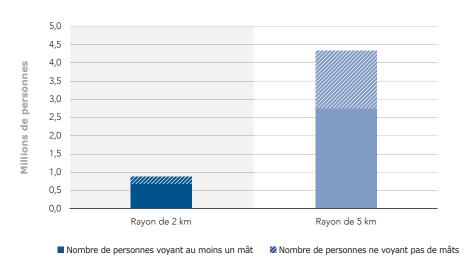


Figure 12.63 Nombre de personnes voyant au moins une éolienne à 2 ou 5 km en fonction de la population dans ce rayon



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'a 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, 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 pour la fabrication du combustible :

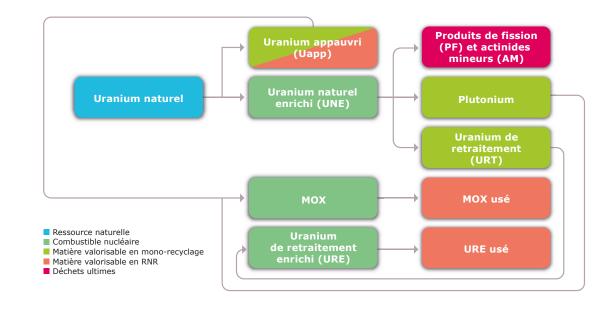
- ▶ Le plutonium, une fois séparé, est associé à de l'uranium appauvri pour former le combustible «MOX», utilisé dans les réacteurs certifiés pour en accueillir en tant que combustible. 24 réacteurs de 900 MW sont ainsi dits «moxés» sur l'ensemble des 56 réacteurs actuellement en exploitation dans le 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>73</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).

73. tonnes de métal lourd

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>74</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 déchets tels que les structures entourant le combustible nucléaire.

Figure 12.64 Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle



<sup>74.</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 afin de protéger l'homme et son environnement contre les dangers qu'ils peuvent présenter.

La gestion des déchets radioactifs est encadrée par la loi<sup>75</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.

## 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 m³ de déchets TFA issus de l'exploitation et du

75. Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

démantèlement complet des installations nucléaires actuelles. La capacité actuelle du Cires (650000 m³, mis en service en 2003) était occupée à 63,4% fin 2020 et pourrait arriver à saturation au cours de la prochaine décennie<sup>76</sup>. L'Andra prévoit ainsi de déposer une demande d'extension de la capacité autorisée du centre en 2022 et, à terme, de nouvelles installations de stockage devront être envisagées. Dans le cadre du PNGMDR, plusieurs pistes pourraient être envisagées : stockage centralisé ou stockage décentralisé potentiellement sur les sites de production de déchets (par exemple des centrales nucléaires).

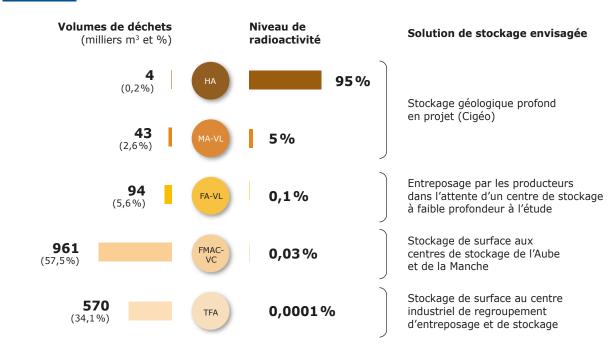
Les déchets FMA-VC sont les plus abondants en volume. Ils sont stockés dans deux centres de stockages de surface, dans la Manche et l'Aube. Le centre de stockage de la Manche a accueilli, entre 1969 et 1994, 527000 m³ de colis de déchets. Arrivé à pleine capacité, il est aujourd'hui en phase de fermeture. Le centre de stockage de l'Aube (CSA) accueillait, fin 2019, 345000 m³ pour une capacité réglementaire autorisée de 1000000 m³.

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 km² au nord de la communauté de commune de Soulaines fait l'objet d'investigations géologiques et environnementales plus poussées par l'Andra pour un stockage en faible profondeur (quelques dizaines de mètres).

Figure 12.65 Enjeux des solutions de stockage en fonction des catégories de déchets radioactifs en 201977



<sup>76.</sup> Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018

Si les 320000 tML d'uranium appauvri issu de l'enrichissement du combustible nucléaire devaient être requalifiés en déchets, ils présenteraient des enjeux de gestion de leur stockage similaires à certains déchets FA-VL.

Bien que ne représentant qu'un très faible volume (moins de 3% de l'ensemble des déchets radioactifs 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>78</sup>.

Ils sont aujourd'hui principalement 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, dont la déclaration d'utilité publique est en cours d'instruction. 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 Une évaluation simplifiée des volumes de déchets radioactifs dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* soumise à de nombreuses incertitudes et dépendant de plusieurs hypothèses sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire

L'intérêt d'une évaluation des volumes de déchets radioactifs dans les différents scénarios de mix a été soulevé à plusieurs reprises par les parties prenantes dans le cadre de la concertation. En effet, l'analyse des choix sur le mix électrique futur doit intégrer cette problématique, dans la mesure où les scénarios se différencient largement sur ce point et où les déchets radioactifs ultimes associés à la production électronucléaire devront être stockés sur des durées extrêmement longues (plusieurs dizaines de milliers d'années). Cette problématique relève ainsi d'un débat de société pour les décisions sur le mix électrique.

Pour répondre à ces demandes émanant de la concertation et éclairer l'ensemble des conséquences associées aux choix publics sur le système électrique, RTE a réalisé une évaluation de la quantité de matières et de déchets radioactifs dans les différents scénarios des Futurs énergétiques 2050. Ce chiffrage est néanmoins un exercice complexe, qui intègre différents scénarios de politique de gestion du combustible, de mix énergétique, ainsi que de larges incertitudes sur les caractéristiques physiques des colis de déchets à entreposer et à stocker. L'évaluation menée par RTE est donc fortement simplifiée et n'a pas vocation à se

substituer aux exercices de chiffrage qui sont et seront réalisés par les pouvoirs publics, les exploitants et l'Andra sur le dimensionnement et l'identification des besoins d'infrastructures d'entreposage des combustibles usés et de stockage des déchets. Celles-ci mobiliseront toutes les parties prenantes nécessaires dans le cadre de la mise en œuvre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

De ce fait, l'évaluation de RTE ne traite pas les questions relatives à la capacité de Cigéo à accueillir l'ensemble des déchets ultimes produits dans les différents scénarios de mix électrique étudiés, ni les conséquences sur ses conditions d'exploitation.

L'analyse permet en revanche d'identifier les grandes tendances d'évolution du stock de matières et de déchets radioactifs dans les différents scénarios de production et avec prolongation ou arrêt du retraitement des combustibles, ainsi que les conséquences globales sur la gestion du cycle du combustible et des matières et déchets. Elle permet ainsi de préciser les analyses qualitatives publiées le 25 octobre 2021.

78. Cour des comptes, 2012, Les coûts de la filière électronucléaire

#### Hypothèses retenues sur la modélisation de la gestion du combustible nucléaire

L'évaluation a été menée sur les six scénarios de mix électrique (dans leur configuration de référence) et avec plusieurs hypothèses sur la poursuite ou l'arrêt du retraitement des combustibles usés. Elle repose sur un certain nombre de simplifications méthodologiques et d'hypothèses qu'il convient de noter :

- ▶ En termes de périmètre, l'étude se concentre sur les déchets voués au stockage géologique profond (MA-VL et HA) issus du combustible des parcs électronucléaires envisagés, qui suscite l'essentiel de l'attention (voir partie 12.5.2 ci-dessus).
- ▶ Les déchets HA et MA-VL issus du démantèlement des centrales en fonctionnement et futures, ainsi que les déchets MA-VL associés à la maintenance des installations nucléaires ou aux grappes de contrôles des réacteurs, sont exclus de l'étude étant donné le peu de données disponibles à date sur leur volume par rapport aux déchets issus du combustible des centrales<sup>79</sup>. De même, les déchets non-encore conditionnés en 2020 issus du démantèlement des installations anciennes ne sont pas modélisés car leur comptabilisation est complexe (elle fait l'objet de travaux en cours dans le cadre du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs) et qu'elle ne dépend pas des choix à venir sur le mix énergétique. Enfin, les déchets liés à la recherche, à la médecine et à la défense nationale conditionnés après 2020, qui ne dépendent pas non plus des choix à venir sur le mix énergétique, ne sont pas pris en compte mais représentent a priori également une faible part des déchets HA et MA-VL produits.
- ▶ S'agissant de l'efficacité du parc nucléaire en termes de quantité de déchets induits par quantité d'énergie produite, celle-ci est supposée constante sur la durée d'étude pour les réacteurs existants (voir figure 12.66) tandis que l'amélioration de l'efficacité attendue des réacteurs EPR par rapport aux réacteurs de seconde génération est prise en compte, en s'appuyant sur les données remontées par les acteurs de la filière. En l'absence de données disponibles sur les SMR sur ce point, ceux-ci sont assimilés à des EPR.
- S'agissant de la consommation future d'uranium issus du retraitement de combustible usé (URT), celle-ci est supposée correspondre aux annonces déjà faites par EDF<sup>80</sup> sur le sujet sans modification postérieure (4 réacteurs de la centrale de Cruas chargés à l'URE à partir de 2023-2024, puis 3 réacteurs de 1 300 MW en 2027-2028 jusqu'à la fermeture des réacteurs correspondants).
- ▶ L'étude repose sur les données de flux de matières et déchets déclarées par les exploitants nucléaires à l'Andra<sup>81</sup> et à l'ASN<sup>82</sup> dans la décennie 2010. Pour la fabrication du MOX, l'analyse suppose, en cohérence avec la pratique actuelle<sup>83</sup>, que l'extraction du plutonium issu des combustibles usés n'est réalisée que pour le strict volume de plutonium nécessaire à la fabrication du MOX qui alimente les réacteurs en service : en conséquence, il n'y a donc pas d'accumulation de nouveaux stocks de plutonium. L'analyse prend en compte le décalage temporel de trois ans qui existe entre le chargement de combustible MOX en réacteur et le retraitement du combustible dont est issu le plutonium de ce MOX. Ce

<sup>79.</sup> Le format des déchets de démantèlement ne sont pas nécessairement standardisés et compactés comme ceux issus du retraitement du combustible.

<sup>80.</sup> Plan stratégique d'entreprise EDF – octobre 2020

<sup>81.</sup> Andra, Inventaire national des matières et déchets radioactifs 2013 à 2021

<sup>82.</sup> Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France 2010 à 2020

<sup>83.</sup> Rapport IRSN n°2018-00007, Cycle du combustible nucléaire en France - Dossier «Impact Cycle 2016»

- décalage joue un rôle important dans l'évolution du besoin d'entreposage de combustibles usés, a fortiori dans la perspective d'une réduction du parc électronucléaire. En effet, comme indiqué précédemment, ce décalage implique que la consommation de combustible usé nécessaire à la fabrication du MOX d'un réacteur s'interrompt trois ans avant la fermeture de celui-ci.
- ▶ En matière de stratégie d'utilisation de MOX, les hypothèses prises en compte sont homogènes entre les scénarios de manière à pouvoir les comparer sur une même base. L'étude menée dans les Futurs énergétiques 2050 considère ainsi que, dans chaque scénario, à mesure que les réacteurs « moxés » ferment, EDF entreprend le moxage de nouveaux réacteurs de manière à ce qu'un équilibre soit maintenu entre la quantité de combustible à base d'uranium naturel enrichi usé produite et celle retraitée. Seuls les réacteurs de 1300 MW et les EPR, pour lesquels les industriels concernés84 ont indiqué avoir fait des études afin de permettre leur approvisionnement par du MOX, sont considérés comme pouvant en utiliser. Ceci conduit à envisager dans tous les scénarios l'utilisation de MOX dans des réacteurs de 1300 MW à partir du début de la décennie 2030, comme l'a annoncé EDF, ce qui entraîne l'utilisation du MOX dans 8 de ces réacteurs au maximum à partir de 2040 environ dans les scénarios N. Dans cette logique, l'utilisation de MOX dans le palier de réacteurs EPR apparaît nécessaire à partir du milieu de la décennie 2040 dans les scénarios N et n'est jamais envisagée dans les scénarios M où le retraitement du combustible est supposé arrêté à cette échéance. Les rebuts de fabrication de MOX (correspondant à la part de la production de MOX neuf qui n'est pas conforme à la qualité attendue), estimés à 5% de la production, sont considérés comme tous entreposés en piscine.
- Sauf mention contraire, la politique de retraitement du combustible est supposée perdurer dans les scénarios N, sans préjuger de la mise en œuvre d'un éventuel multi-recyclage du combustible dans des réacteurs de technologie adaptée. Dans les scénarios M, sans nouveau nucléaire, et dans les variantes des scénarios N où l'arrêt du retraitement est envisagé, il est pris pour hypothèse que les usines de retraitement de La Hague cessent leur fonctionnement en 2040. La consommation du stock historique de plutonium français n'est alors pas considérée pour produire du MOX après 2043 et aucun réacteur ne recoit de nouveau MOX après cette échéance. Dans cette hypothèse d'arrêt, la production de déchets HA et MA-VL issus du retraitement prend fin mais la production de combustibles usés, qui devraient alors être requalifiés en déchets HA, s'accélère nettement.
- Les volumes de déchets HA et MA-VL estimés correspondent aux volumes de colis standard de déchets vitrifiés (dits CSD-V) et compactés (dits CSD-C) produits sur la période d'étude. Ils sont estimés sur la base de la production de colis de l'usine de La Hague déclarée à l'Andra depuis 2013 par Orano dans son fonctionnement actuel. Les projets nouveaux procédés de conditionnements nouveaux ne sont pas pris en compte.
- ▶ Enfin, les volumes de matières et déchets radioactifs estimés à terminaison du parc nucléaire, c'est-à-dire à l'issue de la durée d'exploitation des réacteurs considérés dans les scénarios, supposent une exploitation de 60 ans pour les nouveaux réacteurs. Au-delà de la période d'étude modélisée dans les Futurs énergétiques (2020-2060), il est considéré que chaque EPR procède à une recharge de combustible de 80 assemblages tous les 18 mois.

<sup>84.</sup> Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018, p.90

## 12.5.2.4 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, dont le parc historique de centrales et l'EPR de Flamanville, jusqu'à leur démantèlement.

Dans l'hypothèse d'une poursuite de la politique actuelle de retraitement avec fermeture du cycle du combustible, l'Andra estime que pour le fonctionnement du parc nucléaire actuel et de l'EPR de Flamanville, 83 000 m³ de déchets HA et MA-VL devront être stockés dans les galeries souterraines de Cigéo, représentant 73000 m³ de déchets de MA-VL et 10000 m3 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>85</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 substances qui figurent à cet inventaire, à condition que, le cas échéant, des évolutions dans sa conception puissent 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 d'une partie des déchets FA-VL.

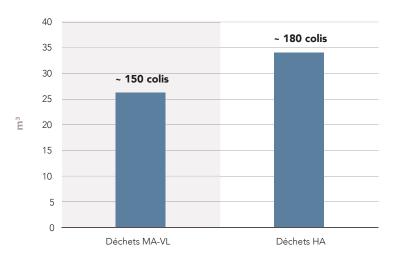
Si la demande de déclaration d'utilité publique (DUP) et la demande d'autorisation de création (DAC) sont approuvées, Cigéo pourrait ainsi être mis en service entre 2035 et 2040 pour une durée d'exploitation d'un peu plus de 100 ans. Les premiers colis MA-VL entreraient alors progressivement en stockage géologique tandis que les colis HA y entreraient à partir de la fin du siècle.

L'Andra indique que la conception de Cigéo, et notamment son développement progressif et l'étude d'un inventaire de réserve laisse ouverte la possibilité de faire évoluer l'inventaire des déchets à stocker dans l'installation. Si, au cours de l'exploitation du centre de stockage Cigéo, une décision était prise par le gouvernement d'y stocker des déchets non compris dans l'inventaire de référence, une demande d'autorisation spécifique serait déposée par l'Andra pour recevoir les colis correspondants et apporter les évolutions nécessaires à l'installation selon le cadre réglementaire en vigueur.

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 de la gestion du combustible et impliquera de dimensionner les infrastructures de stockage

**Figure 12.66** Estimation en ordre de grandeur du volume de déchets radioactifs HA et MA-VL issus de la production de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire



en conséquence, par exemple en adaptant le projet Cigéo. Les estimations présentées sur la figure 12.66 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 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.

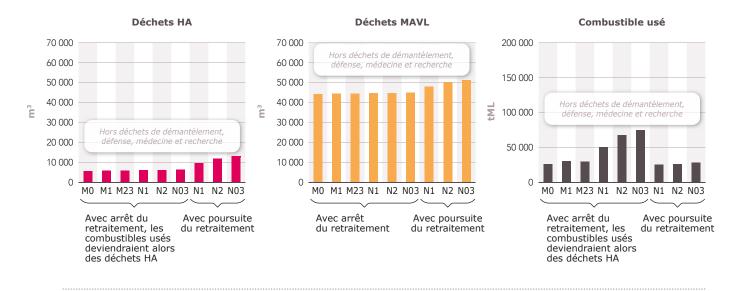
Les estimations de production de déchets radioactifs dans les différents scénarios confirment l'importance de l'adaptabilité de Cigéo et de l'étude d'un inventaire de réserve.

Dans les scénarios «M», ainsi que dans les variantes des scénarios «N» dans lesquelles l'arrêt du retraitement serait décidé, l'augmentation du stock de déchets HA est remplacée par une

forte augmentation du stock de combustibles usés. Ceux-ci (UNE usé, URE usé et MOX usé) n'auraient vraisemblablement plus de perspective d'emploi en France et pourraient alors être considérés comme des déchets HA à stocker. Ce type de déchets n'est pas prévu dans l'inventaire de référence de Cigéo, mais figure dans l'inventaire de réserve proposé par l'Andra dans une hypothèse d'arrêt du retraitement. Dans ces scénarios, le volume des assemblages des combustibles usés susceptibles d'être requalifiés en déchets HA est plus important que celui des déchets HA dans leur définition actuelle.

Dans les scénarios «N» et dans l'hypothèse où le retraitement est poursuivi, l'assimilation des combustibles usés, en particulier de l'URE et du MOX usés à des déchets dépend de l'évolution du contexte industriel du nucléaire. Le développement de capacités industrielles à même de les utiliser, telles que des réacteurs à neutrons rapides, pourrait conduire à les valoriser dans de nouvelles centrales à terme. La recherche et le développement de telles capacités est toutefois conduite essentiellement à l'étranger aujourd'hui. Concernant le volume de déchets HA à stocker à terminaison des parcs nucléaires envisagés, celui-ci est également conditionné par le maintien

Estimation en ordre de grandeur de la quantité de déchets HA, MA-VL et de combustible usé (hors déchet de démantèlement conditionné après 2020) à terminaison des parcs électronucléaires intégrant les réacteurs mis en service entre 2035 et 2060 dans chacun des scénarios



ou non d'installations de retraitement. Dans tous les cas, le volume à terminaison devrait atteindre ou dépasser celui prévu dans l'inventaire de référence, du fait des quantités de déchets supplémentaires générés par les nouveaux réacteurs nucléaires.

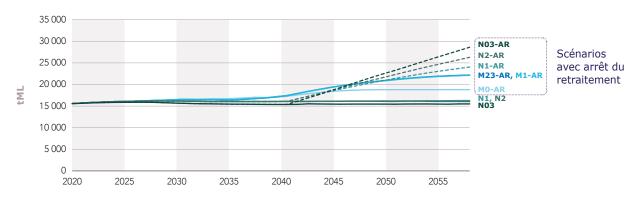
Le volume de déchets MA-VL relatifs à l'utilisation du combustible (hors déchets de démantèlement) apparaît quant à lui relativement peu influencé par le scénario énergétique choisi<sup>86</sup>. Ceci s'explique en partie par le stock déjà important de ce type de déchets issus de technologies nucléaires qui ne sont plus utilisées.

S'agissant des volumes de combustibles usés, ceux-ci peuvent se décomposer en différents types (UNE, URE et MOX usés). Il convient de noter que l'évolution de ces volumes est très dépendante des stratégies de traitement-recyclage considérées en hypothèse. En particulier, l'hypothèse de stratégie identique d'utilisation du MOX et de l'URT/URE entre les différents scénarios conduit à ne pas optimiser le volume de combustible usé en fonction de l'évolution du mix électrique. Il conviendrait d'anticiper toute évolution de mix énergétique pour rechercher les optimisations possibles s'agissant de la nature et de la quantité de déchets radioactifs au regard des orientations choisies.

<sup>86.</sup> Il convient de noter que la non-prise en compte des déchets issus du démantèlement conditionnés après 2020 dans l'analyse (du fait de la difficulté à évaluer les volumes correspondants sur la base de références publiques consolidées) explique en grande partie l'écart entre les résultats présentés ici et les estimations prudentes menées par l'Andra pour les inventaires de Cigéo.

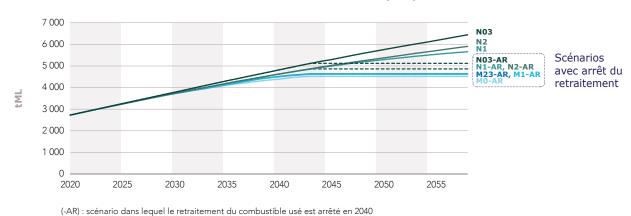
Figure 12.68 Trajectoire de stock français de combustibles usés (tML), en ordre de grandeur

#### Évolution du stock de combustible UNE usé (tML)

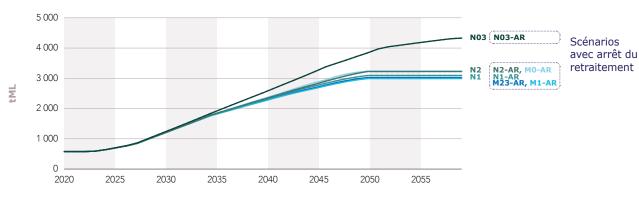


(-AR) : scénario dans lequel le retraitement du combustible usé est arrêté en 2040

#### Évolution du stock de combustible MOX usé (tML)



Évolution du stock de combustible URE usé (tML)



(-AR) : scénario dans lequel le retraitement du combustible usé est arrêté en 2040

**N.B.**: ces trajectoires doivent être étendues pour couvrir la durée de vie supposée de l'ensemble des réacteurs pour retrouver les volumes de combustibles usés estimés à terminaison du parc (figure 12.67)

## 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 en termes de nature et de quantité de déchets à stocker 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) ou bien une décision de changement majeure de la stratégie de gestion des combustibles nucléaires usés.

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 (UNE, URE et MOX usés) 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 la réorientation des programmes de recherche français sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR) avec la mise en veille du projet ASTRID et de l'absence de processus adapté pour retraiter le MOX usé et l'URE usé à une cadence industrielle à court terme, la perspective de réemploi de ces combustibles s'est éloignée dans le temps. Cette stratégie reste toutefois dans la PPE celle de référence pour la gestion de l'aval du combustible nucléaire avec une volonté à long terme d'exploiter ces combustibles usés en multi-recyclage. Comme le demande ainsi l'ASN87, 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. Cet éloignement des perspectives de recyclage 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), comme le fait d'ailleurs EDF pour provisionner des sommes par des actifs dédiés.

#### 12.5.4 Dans tous les scénarios, la gestion du cycle du combustible 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 certain volume d'uranium naturel enrichi (UNE) usé (souvent analogue à la quantité d'UNE accueillie) est sorti des piscines de La Hague pour retraitement. Ceci implique chaque année un flux entrant-sortant de matières de l'ordre de 8 % de la capacité totale d'entreposage de la piscine.

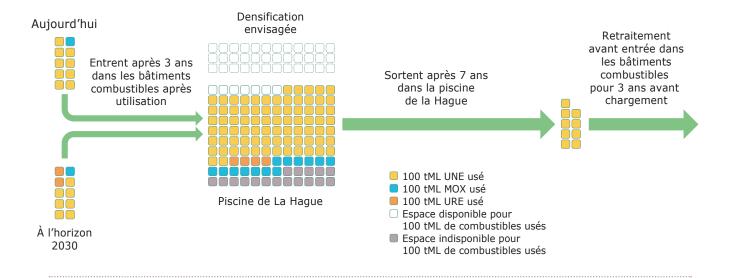
Le MOX usé et l'URE usé, résultant de l'utilisation du MOX et de l'URE comme combustibles, restent entreposés en piscine, conduisant ainsi à l'accroissement des volumes de matières radioactives entreposées à la Hague (un volume de l'ordre de 1 %/an du tonnage de la piscine et à terme pour 2 %/an avec l'entreposage de l'URE usé).

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

Cette dynamique dépend fortement de plusieurs paramètres :

d'une part, de l'évolution de la stratégie et des capacités de retraitement : en effet, le traitement

Figure 12.69 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.



<sup>88. «</sup>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».

<sup>«</sup>Plan national de gestion des matières et des déchets radioactif 2016-2018».

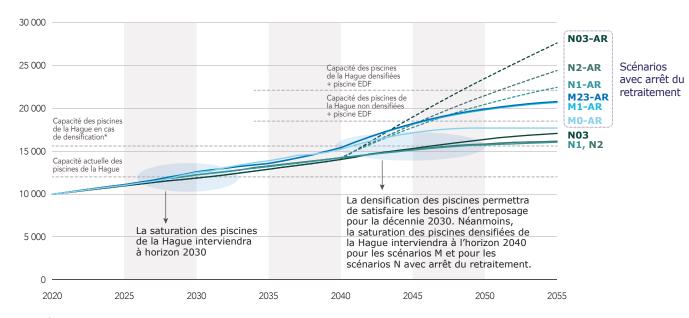
<sup>«</sup>Clarification des controverses techniques. Note de synthèse 21 mars». Débat public plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, 5º édition 2019-2021.

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

et recyclage du combustible usé à base d'UNE conduit globalement à entreposer une moindre quantité de combustible usé à terme. En l'absence de nouvelles capacités d'entreposage de combustible usé, l'arrêt ou la diminution du retraitement 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 UNE 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 donc 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.
- ▶ et d'autre part, à l'avenir, des perspectives qui seront données aux matières valorisables d'URE usé<sup>89</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

Figure 12.70 Besoin d'entreposage de combustible usé hors centrale nucléaire



<sup>\*</sup> À date, cette densification n'est pas acquise et il n'est pas garanti qu'elle soit pérenne (-AR) : scénario dans lequel le retraitement du combustible usé est arrêté en 2040

**NB**: l'en-cours de combustible usé présent en centrale nucléaire, qui était d'environ 8800 tML fin 2019, est supposé constant pendant la période.

<sup>89.</sup> Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application du décret n° 2017-231 du 23 février 2017

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 6500 tML pour assurer l'entreposage à long terme du combustible usé de façon centralisée à l'horizon 2035.

Les évaluations simplifiées réalisées par RTE confirment l'importance d'anticiper les évolutions nécessaires des infrastructures d'entreposage et de gestion du combustible usé.

En particulier, la construction d'un nouvel entreposage de combustible usé apparaît ainsi nécessaire dans l'ensemble des scénarios étudiés, qui prévoient tous un maintien de la production nucléaire sur la décennie 2030-2040. Cette perspective est en particulier intégrée à l'analyse économique des scénarios (voir partie 11.3.1.5).

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. Dans tous les scénarios, une telle densification des piscines de La Hague semble nécessaire compte tenu de l'annonce par EDF d'une mise en service au plus tôt en 2034 d'une

#### nouvelle piscine d'entreposage d'une capacité de 6500 tML.

À long terme, dans les variantes des scénarios «N» prévoyant un arrêt du retraitement, le rythme d'accroissement des besoins d'entreposage de combustible usé au-delà de 2040 deviendrait beaucoup plus soutenu qu'il ne l'est aujourd'hui. Compte tenu des délais de mises en œuvre de tels projets, dépassant la décennie, dans les scénarios avec la poursuite de l'exploitation du nucléaire mais l'arrêt du retraitement, la construction d'une capacité d'entreposage analogue à celle du projet de piscine d'EDF devrait être entreprise peu après la mise en service de celle-ci.

À l'inverse, dans l'hypothèse d'une pérennité de la politique de retraitement, la mise en service d'un tel ouvrage n'apparaît pas indispensable avant plus de 20 ans au moins en cas de densification des piscines actuelles de La Hague, si les autorités de sûreté et de sécurité nucléaires se prononcent favorablement.

Compte tenu de l'arrivée en fin de vie d'une grande partie des installations de retraitement de la Hague à l'horizon 2040, des investissements dans ces infrastructures seront nécessaires dans le cas d'une relance d'un programme nucléaire («scénarios N»), si la politique de retraitement du combustible est poursuivie. Ces coûts sont pris en compte de manière systématique dans l'analyse économique (voire partie 11.3.1.5).

#### 12.5.5 La consommation des matières issues du retraitement (plutonium, uranium de retraitement) doit être pilotée

Le fonctionnement du cycle du combustible nucléaire induit la production de matières radioactives variées, dont les perspectives de valorisation peuvent se situer à différents horizons. Il faut par exemple environ 13 ans entre la sortie d'un combustible usé d'un réacteur et le chargement en réacteur d'un combustible MOX fabriqué à partir de son plutonium (voir figure 12.67). De même, l'uranium issu du retraitement du combustible usé peut être entreposé plusieurs dizaines d'années avant d'être utilisé. Enfin, l'uranium appauvri n'a de perspectives de valorisation en quantités significatives que dans des contextes industriels sensiblement différents du contexte actuel (recours massif à des réacteurs à neutrons rapides, fortes tensions sur la ressource en uranium naturel, etc.) peu susceptibles d'advenir avant plusieurs décennies90.

Les matières issues du retraitement (plutonium, URT, rebut de fabrication de MOX) n'étant pas destinées à un stockage définitif, leur conditionnement comme déchet requerrait des travaux de recherche

et développement potentiellement importants<sup>91</sup>. Or les stocks français de ces matières sont importants et correspondent à plusieurs années de consommation du parc électronucléaire actuel. La diminution de la production d'électricité d'origine nucléaire d'ici 2050 qui est prévue dans tous les scénarios a pour conséquence d'allonger la durée nécessaire à la consommation des matières radioactives valorisables afin d'éviter qu'elles ne soient requalifiées comme déchets.

Une réduction pérenne de la production d'électricité d'origine nucléaire s'accompagnerait donc d'un allongement des durées nécessaires à la consommation des matières issues du retraitement qu'il convient de piloter sur le long terme en tenant compte des quantités déjà constituées. Une relance du nucléaire en France doit également conduire à continuer de piloter en conséquence la valorisation des matières radioactives et la gestion des déchets radioactifs produits par le fonctionnement des installations.

<sup>90.</sup> Avis nº 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.

<sup>91.</sup> Séparation transmutation des éléments radioactifs à vie longue, CEA, Décembre 2012

# 12.6 La pollution atmosphérique : la décarbonation génère des bénéfices importants pour la santé humaine en réduisant les émissions de particules et de polluants

La pollution atmosphérique est à l'origine de nombreuses conséquences négatives sur la santé humaine (maladies, décès prématurés). Elle constitue donc l'un des enjeux environnementaux majeurs auxquels la France fait face aujourd'hui.

Dans le cadre de la concertation et des réunions du conseil scientifique de l'étude, cette problématique est apparue progressivement comme un sujet à part entière de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques* 2050, notamment dans la mesure où la transformation du système énergétique entraîne des conséquences importantes sur l'évolution des émissions de polluants atmosphériques.

Celle-ci a eu un retentissement particulier dans le contexte de la pandémie de Covid-19 où la santé humaine est apparue comme un enjeu majeur.

En effet, la transformation du système énergétique ne conduit pas uniquement à une diminution des émissions de gaz à effet de serre ; elle réduit également les émissions de polluants atmosphériques et engendre à ce titre des co-bénéfices conséquents, notamment en matière de santé public. Il s'agit là d'un enjeu important, parfois négligé dans les différents scénarios de décarbonation alors qu'il offre des bénéfices tangibles pour les habitants, et peut en tant que tel être intégré à la prise de décision publique.

#### 12.6.1 La pollution atmosphérique demeure à ce jour un enjeu majeur de santé public, même si son incidence diminue depuis les années 1990

#### 12.6.1.1 La pollution atmosphérique est responsable d'environ 7% des décès en France avec des coûts sanitaires de l'ordre de plusieurs dizaines de milliards d'euros

La pollution atmosphérique est un enjeu majeur de santé public. En effet, elle constitue le premier risque sanitaire d'origine environnementale en Europe et en France, notamment dans les zones urbaines. La pollution de l'air réduit l'espérance de vie de la population et provoque des maladies et des troubles respiratoires (comme des infections respiratoires aiguës), cardio-vasculaires (comme les accidents vasculaires cérébraux et les cardiopathies) et des cancers. Les impacts sur la santé peuvent se manifester à court ou à long terme.

L'exposition chronique aux polluants atmosphériques est particulièrement problématique pour la santé, notamment chez les personnes sensibles (enfants, personnes âgées, asthmatiques, malades du cœur et du poumon, etc.). Or, en prenant en compte les valeurs guides de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) qui donne des recommandations en termes d'exposition, plus de 90 % de la population urbaine européenne est exposée à des polluants dans des concentrations supérieures aux niveaux de qualité de l'air supposés nocifs pour la santé (en moyenne journalière ou annuelle selon les polluants considérés)<sup>92</sup>.

En Europe et en France, les trois polluants considérés comme les plus problématiques sont les particules fines de diamètre inférieur à 2,5 μm (PM<sub>2.5</sub>) le dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>) et l'ozone (O<sub>3</sub>). D'après l'Agence européenne pour l'environnement<sup>92</sup>, la pollution atmosphérique

92. Air quality in Europe – 2019 report, European Environmental Agency

Figure 12.71 Nombre de décès imputables à la pollution atmosphérique en Europe (données 2019) et en France (données 2016-2019)



provoque plus de 400000 décès prématurés par an en Europe (EU-28). En France, chaque année (sur les années 2016-2019) près de 40000 décès seraient attribuables à une exposition de la population aux particules fines (PM<sub>2.5</sub>), et 7000 décès à une exposition de la population au dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>), représentant respectivement 7% et 1% de la mortalité totale annuelle<sup>93</sup>.

Au cours de la dernière décennie, la pollution atmosphérique a baissé (-30 % d'émissions de PM<sub>2.5</sub> primaires entre 2008 et 2016<sup>94</sup>), contribuant ainsi à réduire le nombre de décès prématurés associés : d'après Santé publique France<sup>95</sup>, la mortalité liée aux PM<sub>2.5</sub> est ainsi passé d'environ 48 000 morts par an en 2007-2008 à environ 40 000 sur les années 2016-2019. Plus récemment, Santé publique France estimait que le premier confinement de l'année 2020 a permis de limiter la mortalité liée aux PM<sub>2.5</sub> et au NO<sub>2</sub>, grâce notamment à la baisse de la circulation routière<sup>96</sup>.

En France, la pollution de l'air est ainsi la troisième cause de mortalité derrière le tabac et l'alcool. Elle touche en particulier les grandes villes : l'exposition aux PM<sub>2.5</sub> représenterait une perte d'espérance de vie moyenne de près de 8 mois pour la population âgée de plus de 30 ans, et même de près de 2 ans dans les secteurs urbains les plus pollués.

D'après plusieurs études réalisées ces dernières années, le coût des impacts de la pollution de l'air sur la santé en France se chiffre en dizaines de milliards d'euros par an. Au-delà de la mortalité directe engendrée par la pollution atmosphérique, les dépenses de soin liées à des maladies en lien avec la pollution atmosphérique sont importantes.

Par ailleurs, au-delà de l'impact sanitaire, l'émission de polluants a également des impacts sur :

 les écosystèmes (flore, faune, qualité de l'eau et des sols, services rendus, etc.) : les polluants peuvent entraîner des nécroses des plantes et

<sup>93.</sup> Impact de la pollution de l'air ambiant sur la mortalité en France métropolitaine, Santé Publique France, avril 2021

<sup>94.</sup> Rapport national d'inventaire format SECTEN, CITEPA, édition juillet 2021

<sup>95.</sup> Impacts de l'exposition chronique aux particules fines sur la mortalité en France continentale et analyse des gains en santé de plusieurs scénarios de réduction de la pollution atmosphérique, Santé Publique France, juin 2016.
Peu de données sur la mortalité causée par la pollution atmosphérique sont disponibles avant 2007.

<sup>96.</sup> Impact de la pollution de l'air ambiant sur la mortalité en France métropolitaine, Santé Publique France, avril 2021

#### Plus les particules sont fines, plus elles sont dangereuses pour la santé. Les particules PM, 5 représentent un excellent marqueur de la pollution car elles ont un impact significatif sur la santé.

Les particules (ou particules totales en suspension dites «TSP») sont constituées d'un mélange de différents composés chimiques et minéraux en suspension dans l'air. Elles peuvent être émises directement dans l'air (particules dites primaires) ou bien être issues de réactions chimiques complexes à partir de gaz précurseurs dans l'atmosphère (NO<sub>2</sub>, COVnm<sup>97</sup>, SO<sub>2</sub> et NH<sub>3</sub>) et sont alors qualifiées de particules secondaires. Ainsi, dans l'air ambiant, les particules présentes sont à la fois primaires et secondaires. Les particules peuvent être d'origine mécanique (broyage, concassage, érosion, abrasion, etc.), chimique, thermique ou biologique (pollens, champignons, bactéries, etc.).

Les particules peuvent être de différentes tailles et sont classées selon leur diamètre : les particules entre 2,5 et 10 µm sont dénommées particules grossières, celles de diamètre inférieur à 2,5 µm sont qualifiées de particules fines.

Plus les particules sont fines, plus elles sont dangereuses pour la santé car elles peuvent atteindre les alvéoles pulmonaires et pénétrer dans le sang pour les plus fines d'entre elles. Les particules PM<sub>2.5</sub> sont suffisamment fines pour pénétrer au plus profond des poumons (dans les alvéoles), s'insérer dans la circulation sanguine et ainsi affecter les organes.

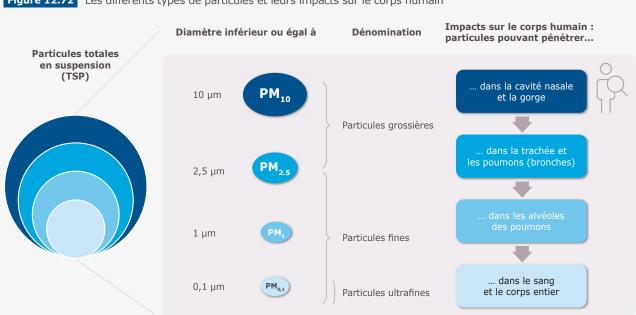


Figure 12.72 Les différents types de particules et leurs impacts sur le corps humain

97. COVnm: Composés Organiques Volatiles non méthaniques.

- affecter leur croissance. Les polluants qui affectent le plus les écosystèmes sont l'ozone  $(O_3)$ , l'ammoniac  $(NH_3)$  et les oxydes d'azote  $(NO_2)$ .
- le bâti : la pollution de l'air a des effets sur les matériaux des bâtiments (perte de calcaire liée
- aux pluies acides, perte de transparence du verre suite aux émissions, etc.)
- ▶ l'agriculture : la pollution entraîne une diminution de la production et de la qualité des produits.

## 12.6.1.2 La transition du système énergétique conduit à transformer des secteurs aujourd'hui fortement émetteurs de polluants atmosphériques et dégage des co-bénéfices liés à la diminution de la pollution

Certains usages énergétiques sont à l'origine de la formation de quantités importantes de polluants : le chauffage résidentiel et tertiaire pour les émissions directes de  $PM_{2.5}$ , le transport routier pour les émissions de  $NO_x$ , l'industrie manufacturière pour les émissions de  $SO_2$ , l'agriculture pour les émissions de  $NH_3$  (voir le détail à la partie 12.6.2).

Trois de ces secteurs (chauffage, transport routier et industrie) sont tout particulièrement affectés par les stratégies de décarbonation de l'énergie étudiées dans les *Futurs* énergétiques 2050 : en conséquence, l'évolution des émissions de certains polluants est très fortement liée à la décarbonation du secteur énergétique.

C'est la raison pour laquelle un des volets de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques* 2050 a été consacré à l'évolution de la pollution atmosphérique : il s'agit ainsi d'étudier dans quelle mesure les leviers de décarbonation peuvent contribuer à la diminution de la pollution atmosphérique à long terme et d'identifier les éventuels enseignements en matière de politiques publiques.

Sur le plan économique, dans la mesure où certains leviers de décarbonation permettent de limiter les émissions de polluants atmosphériques au-delà du  $\mathrm{CO}_2$  (fermeture des centrales au charbon, disparition progressive des véhicules diesel et essence...), il apparaît utile de prendre en compte les bénéfices sanitaires comme externalité positive dans leur évaluation économique (cf. partie 11.9.4).

## 12.6.1.3 La pollution atmosphérique locale provient d'une multitude de polluants d'origine primaire ou secondaire, avec des interactions physico-chimiques et météorologiques complexes à modéliser

La pollution atmosphérique est difficile à modéliser et à anticiper car elle résulte d'interactions complexes et concernent de nombreux polluants :

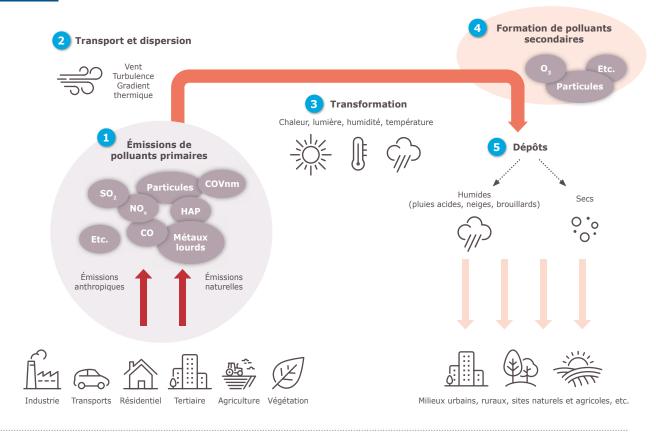
1. Il n'existe en effet pas de relation simple entre les quantités de polluants émises et les niveaux de concentration de ces polluants à un endroit donné. Plusieurs paramètres complexes et interdépendants (phénomènes physico-chimiques et météorologiques) influent sur la dispersion ou la concentration des polluants. Plusieurs facteurs météorologiques peuvent être aggravants (soleil et vent faible, nuits froides suivies de journées chaudes qui ne permettent pas la dispersion des polluants) ainsi que des facteurs humains (intensité de la circulation routière, épandages agricoles au printemps, chauffage lors des vagues de grand froid, etc.). Par ailleurs, la pollution atmosphérique est un phénomène local mais également régional voire international. En effet, les polluants atmosphériques émis dans un pays peuvent voyager dans l'atmosphère et impacter négativement la qualité de l'air d'un autre pays. La répartition des polluants et leur origine peuvent être très différentes d'un territoire à l'autre. Par exemple dans la vallée de l'Arve, les PM<sub>10</sub> proviennent à 64% du chauffage au bois dans le secteur résidentiel<sup>98</sup>, alors qu'en Île-de-France, le

chauffage bois résidentiel ne représente que 30% des émissions de  $PM_{10}^{99}$ .

- 2. Il existe beaucoup de types de polluants atmosphériques car les sources d'émissions sont très nombreuses. Les polluants atmosphériques peuvent être d'origine :
  - naturelle : les éruptions volcaniques, les poussières portées par le vent, la dispersion de sédiments marins et les émissions de composés organiques volatils des végétaux, etc.
  - ou anthropique : tous les secteurs d'activités sont concernés (industrie, transports, agriculture, secteurs résidentiels et tertiaires, etc).

- **3.** Enfin, deux catégories de polluants atmosphériques sont à considérer :
  - ▶ les polluants dits primaires, émis directement : monoxyde d'azote (NO), dioxyde de soufre (SO₂), monoxyde de carbone (CO), particules (ou poussières), dioxyde d'azote (NOχ), métaux lourds, composés organiques volatils (COV), hydrocarbures aromatiques polycycliques, etc.;
  - ▶ les polluants dits secondaires, issus de transformations physico-chimiques entre polluants, dépendant de conditions météorologiques : ozone (O₃), particules, etc.

Figure 12.73 Illustration des principes d'émissions, transformation et dépôts de polluants



99. Les particules, dossier Airparif, avril 2021

### L'ozone (qui provoque le «smog») est un polluant secondaire issu de réactions chimiques et favorisé par des conditions climatiques spécifiques

L'ozone n'est pas une substance directement émise dans l'air. Il s'agit d'un polluant secondaire qui provient de réactions chimiques entre des polluants dits «précurseurs d'ozone», dont les NO<sub>x</sub> et les COVnm. Des températures plus élevées entraînent une stagnation de l'air, conduisant l'ozone à rester plus longtemps au même endroit et augmentent par conséquent l'exposition humaine et l'impact sur la santé. L'ozone se forme, de façon générale,

à la fin du printemps et en été. Le réchauffement climatique devrait accroître la formation et la concentration d'ozone.

L'ozone a un impact sur la santé humaine. Il entraîne une irritation des voies respiratoires et des yeux, une baisse des performances physiques et une détérioration de la fonction pulmonaire. Ses effets sont très variables selon les individus.

#### 12.6.1.4 Des politiques publiques sont engagées depuis plusieurs décennies pour réduire les émissions des principaux polluants atmosphériques

L'enjeu de réduction des polluants atmosphériques n'est pas nouveau et fait l'objet de politiques publiques à l'échelle nationale et internationale depuis plusieurs décennies, afin de limiter les conséquences en matière sanitaire.

Les instruments de politique publique sont de différentes natures : objectifs nationaux et européens, réglementations sectorielles, dispositifs de surveillance, etc.

### 12.6.1.4.1 Des objectifs de réduction fixés au niveau national pour cinq polluants (PM, , NO, SO, COVnm et NH,)

Dans les années 1960-1970, les impacts significatifs des polluants, notamment du  $\mathrm{SO}_2$  sur les forêts et les lacs (pluies acides) dans les pays de l'hémisphère Nord ont incité 32 États à signer une Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance (CLRTAP). Dans le cadre de cette convention, le protocole de Göteborg, signé en 1999 et amendé en 2012, fixe

des objectifs nationaux de réduction pour cinq polluants (PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, COVnm, et NH<sub>3</sub>) pour les pays signataires.

Ces objectifs sont repris dans le droit européen par la directive 2016/2284 (dire directive NEC) qui vise à réduire de 50% la mortalité prématurée due à la pollution atmosphérique au niveau européen d'ici 2030. Celle-ci oblige par ailleurs les États membres à mettre en place :

- un système d'inventaires nationaux d'émissions de polluants atmosphériques, réalisé en France par le CITEPA<sup>100</sup>;
- un plan d'action national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

En France, l'État a adopté un nouveau Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) en mai 2016, afin d'améliorer la qualité de l'air<sup>101</sup>. Celui-ci fixe des objectifs nationaux aux horizons 2020 et 2030, récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Figure 12.74 Objectifs nationaux de réduction des polluants atmosphériques. Les objectifs 2010 sont exprimés en valeur absolue, les objectifs 2020 et 2030 sont exprimés en pourcentage par rapport à 2005

	Émissions 2005 (kt)	Objectifs 2010 (kt)	<b>Objectifs 2020 (%)</b> Année de réfe	<b>Objectifs 2030 (%)</b> érence : 2005
Particules fines (PM <sub>2.5</sub> )	247 kt	NA*	-27%	-57%
Oxyde d'azote (NO <sub>x</sub> )	1420 kt	810 kt	-50%	-69%
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	462 kt	375 kt	-55%	- 77%
Composés organiques volatils non méthaniques (COVnm)	1 178 kt	1050 kt	-43%	-52%
Ammoniac (NH <sub>3</sub> )	621 kt	780 kt	-4%	-13 %

<sup>\*</sup> La première version du protocole de Göteborg signée en 1999 ne fixait pas d'engagements sur les PM<sub>2.5</sub> pour 2010 Données SECTEN (CITEPA) pour l'année 2005.

<sup>100.</sup> Association et opérateur d'Etat pour le compte du Ministère de la transition écologique, le CITEPA satisfait aux obligations de reporting des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre de la France

<sup>101.</sup> Arrêté du 10 mai 2017 établissant le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques

### 12.6.1.4.2 Des réglementations sectorielles pour les transports routiers, la combustion d'énergie et le chauffage

Pour répondre aux objectifs réglementaires de réduction de la pollution et de préservation de la santé de la population, plusieurs secteurs à l'origine d'émissions significatives font l'objet de réglementations spécifiques, notamment :

- les transports routiers pour lesquels il existe des directives européennes sur la qualité des carburants ainsi que des règlements pour les émissions liées aux moteurs (normes Euro);
- la combustion d'énergie, régie par deux directives européennes selon les niveaux de puissance considérés : directive MCP (Medium Combustion Plant) et directive IED (Industrial Emissions Directive) et documents associés ;
- le chauffage domestique, pour lequel les appareils font l'objet de normes spécifiques limitant les émissions de polluants.

Ces différents textes fixent des valeurs limites d'émission (VLE) à ne pas dépasser par polluant et constituent aujourd'hui le principal vecteur réglementaire de réduction de la pollution atmosphérique.

D'autres mesures viennent compléter la réglementation spécifique à la pollution atmosphérique : des mesures fiscales comme la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) et des incitations financières avec des aides d'Etat (crédit d'impôt transition énergétique, bonus pour l'achat d'un véhicule électrique, primes à la conversion, indemnité kilométrique vélo, etc.).

#### 12.6.1.4.3 Des dispositifs locaux de surveillance de la qualité de l'air

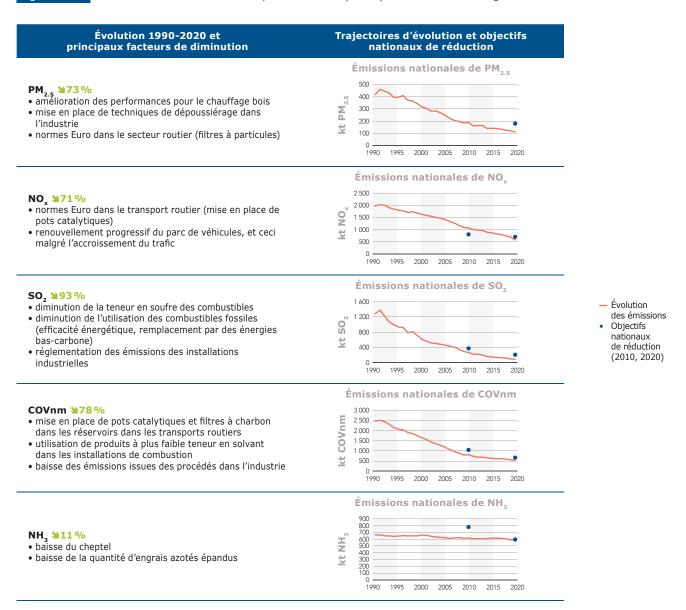
Au-delà des objectifs nationaux et des réglementations sectorielles, il existe également en France une réglementation qui impose une surveillance plus localisée de la qualité de l'air et qui concerne les polluants suivants : PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, ozone, monoxyde de carbone, benzène, plomb, arsenic, cadmium, nickel, mercure et hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

Pour ces polluants, il existe plusieurs obligations : un dispositif de surveillance de qualité de l'air et d'information de la population sur la qualité de l'air, des normes sanitaires à respecter (exprimées en microgramme/m³), des plans d'actions à mettre en œuvre dans les zones pour lesquelles des dépassements de normes sanitaires sont observés. En particulier, les Associations agréées de surveillance de la qualité de l'air (AASQA) sont missionnées par l'État pour surveiller et évaluer la concentration des polluants réglementés à l'aide d'un réseau de stations de mesures (plus de 600 réparties sur le territoire national) et d'outil de modélisation. Elles calculent et publient chaque jour un indice de la qualité de l'air appelé indice ATMO, accessible sur l'ensemble du territoire français102, à partir de la concentration dans l'air de cinq polluants : SO2,  $NO_2$ , ozone  $(O_3)$ ,  $PM_{10}$  et  $PM_{2.5}$ .

#### 12.6.1.5 Malgré des émissions de polluants atmosphériques en nette baisse depuis les années 1990, des épisodes de pollution subsistent notamment dans les grandes villes

Suite à la mise en place des différentes réglementations sectorielles, on observe depuis les années 1990 une nette diminution de tous les polluants atmosphériques visés par le protocole de Göteborg (avec des objectifs de réduction au niveau national), notamment dans les secteurs industriels, résidentiels et dans les transports routiers.

Figure 12.75 Évolution des émissions des 5 polluants visés par le protocole de Göteborg



#### Source des données : données SECTEN 2020 (CITEPA)

NB: dans ces graphiques, les émissions de l'agriculture pour les NOx et les COVnm ne comprennent que celles émises par le brûlage de résidus de récolte et celles en lien avec les consommations énergétiques du secteur. Pour l'agriculture, c'est en effet sur ces deux types d'émissions que les objectifs de réduction de la directive 2016/2284 se sont initialement basés pour le NOx et les COVnm. Les NOx et COVnm issus des cultures et de l'élevage ne sont pas comptabilisés dans les objectifs de réduction et donc non pris en compte ici.

## En matière de volume d'émissions nationales annuelles, les objectifs de réduction fixés pour l'année 2020 ont tous été atteints.

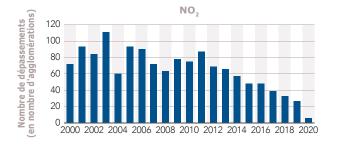
En conséquence, la qualité de l'air s'améliore progressivement dans les villes françaises ces dernières années, hormis pour l'ozone<sup>103</sup>. En dix ans, le nombre d'agglomérations ne respectant pas les seuils réglementaires en  $\mathrm{NO_2}$  et en particules ( $\mathrm{PM_{10}}$  et  $\mathrm{PM_{2.5}}$ ) a considérablement diminué. S'agissant de l'ozone, des dépassements de concentration d' $\mathrm{O_3}$  sont observés à la fois en milieu rural et dans les agglomérations et ne diminuent que peu depuis les années 2000, voire augmentent à nouveau ces dernières années (notamment du fait d'épisodes de canicule de 2018 à 2020).

Malgré une nette amélioration de la situation au cours des dernières décennies, il subsiste donc en France des épisodes de pollution dans certaines agglomérations (NO<sub>2</sub>, particules fines et ozone).

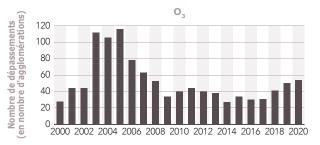
La Commission européenne a engagé ces dernières années plusieurs procédures d'infraction contre la France, pour non-respect des valeurs limites de concentration des PM₁0 et du NO₂. Ainsi, le 24 octobre 2019, la France a été condamnée pour la première fois par la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour dépassement de manière systématique et persistante depuis 2010 de la valeur limite de concentration pour le NO₂ dans plusieurs agglomérations. Par ailleurs, le Conseil d'État a récemment condamné l'État français à payer 10 M€ à plusieurs associations pour n'avoir pas pris de mesures «suffisantes» afin de se conformer aux exigences européennes en terme de qualité de l'air (pour les particules et le NO₂).

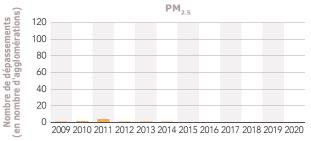
De nombreux autres pays européens sont également concernés par des dépassements des valeurs limites d'émission. En 2019, 23 pays de l'UE font l'objet de dépassements locaux des seuils pour au moins l'un des trois polluants ( $PM_{10}$ ,  $NO_2$  et  $O_3$ ). Outre la France, plusieurs autres pays comme la Pologne, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie, la Hongrie et la Bulgarie ont ainsi été condamnés par la CJUE pour des dépassements de concentration en  $NO_2$  ou en particules.

Figure 12.76 Évolution des dépassements des seuils réglementaires de qualité de l'air fixés pour la protection de la santé dans les agglomérations pour les polluants  $NO_2$ ,  $O_3$ ,  $PM_{10}$  et  $PM_{2.5}$ 









Bilan de la qualité de l'air 2020, Ministère de la Transition écologique

# 12.6.2 Pour étudier l'impact des *Futurs énergétiques 2050* sur la pollution atmosphérique, RTE a déterminé les trajectoires d'émissions de quatre polluants principaux (hors agriculture, produits chimiques et procédés) pour les différents scénarios simulés

Pour répondre aux demandes d'éclairage sur les impacts de la transformation du système énergétique en matière de pollution atmosphérique, RTE a mené une analyse détaillée de l'évolution des émissions de polluants dans les différents scénarios. Cette évaluation s'est concentrée sur les substances et les secteurs les plus importants dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* et repose sur les principes suivants :

- ▶ l'analyse quantitative porte sur les émissions de quatre polluants primaires principaux (SO₂, NOҳ, COVnm, PM₂,₅) issus d'émissions directes (émises directement dans l'atmosphère). Ces polluants sont ceux qui ont le plus d'impacts pour la santé, qui font l'objet d'objectifs nationaux¹0⁴ et qui contribuent directement ou indirectement aux dépassements réguliers constatés dans certaines grandes agglomérations;
- ▶ l'analyse s'est en outre centrée sur des secteurs fortement émetteurs pour la production d'énergie (chauffage pour les bâtiments, transports routiers et combustion dans l'industrie), qui peuvent bénéficier d'actions d'électrification permettant de diminuer l'émission de polluants¹05. Le secteur de la production d'électricité, bien que contribuant de façon marginale aux émissions de polluants atmosphériques, a également été considéré, dans la mesure où les Futurs énergétiques 2050 ont un impact direct sur l'évolution de ce secteur ;
- ▶ l'analyse proposée par RTE porte uniquement sur des émissions de polluants atmosphériques territoriales (émissions résultantes d'une activité ayant eu lieu sur le territoire français). L'analyse en cycle de vie n'a pas été réalisée, car la pollution atmosphérique est avant tout un

- sujet local, voire régional (et dans une moindre mesure transfrontalier);
- enfin, l'évaluation s'est concentrée sur les émissions directes de polluants (polluants primaires). La formation d'ozone et de particules PM<sub>2.5</sub> d'origine secondaire résultent de transformations physico-chimiques complexes qui n'ont pas été modélisées.

La figure 12.77 récapitule les caractéristiques de chacun des polluants primaires retenus.

Les quatre secteurs étudiés (production d'électricité, chauffage, transports routiers et combustion dans l'industrie) représentent entre deux tiers et les trois quarts des émissions de PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> et environ 29 % des émissions de COVnm, comme illustré sur la figure 12.78. Les autres émissions de COVnm proviennent de l'usage de solvants dans le secteur domestique (peintures, aérosols), de procédés dans l'industrie et d'émissions dans le secteur de la construction.

Cette répartition montre que le chauffage représente une source majeure d'émissions de PM<sub>2.5</sub>, le transport routier contribue fortement à la production de NO<sub>x</sub> tandis que la combustion dans l'industrie représente quant à elle l'essentiel des émissions de SO<sub>2</sub>. En revanche, le secteur de la production d'électricité représente dès aujourd'hui une très faible part des émissions considérées pour tous les polluants, du fait de la part importante de la production nucléaire et renouvelable qui ne contribue pas aux émissions des polluants étudiés ici ainsi que de la fermeture progressive des centrales au fioul et au charbon engagée ces dernières années.

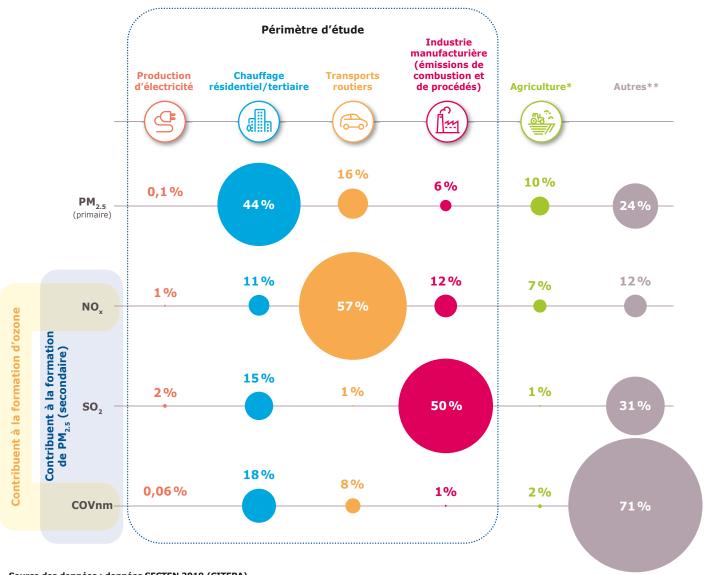
<sup>104.</sup> L'ammoniac (NH<sub>3</sub>) qui bénéficie également d'un objectif de réduction au niveau national n'a pas été retenu dans l'analyse car il est produit à 94% par le secteur agricole, notamment par l'utilisation de fertilisants azotés et par le cheptel.

<sup>105.</sup> Il convient de noter que la décarbonation de la production d'hydrogène (remplacement du vaporeformage par l'électrolyse) n'entraîne pas de gain substantiel d'émissions liées au procédé sur les polluants hormis sur le CO<sub>2</sub> (selon les données de la base OMINEA du CITEPA). Les émissions de procédés de la production d'hydrogène par vaporeformage n'ont donc pas été retenues dans l'analyse des polluants atmosphériques, contrairement à l'analyse réalisée sur le CO<sub>2</sub>.

Figure 12.77 Caractéristiques, origine et impacts sur la santé des 4 polluants  $(PM_{2.5'}, NO_{x'}, SO_2)$  et COVnm) retenus dans l'étude

Dénomi- nation	Caractéristiques	Origine	Impacts sur la santé
PM <sub>2.5</sub>	Ces particules peuvent être primaires (issues de rejets directs dans l'air) ou secondaires (issues de recombinaison chimique entre polluants: NO <sub>x</sub> , NH <sub>3</sub> , SO <sub>2</sub> , COVnm) dans l'atmosphère. Les particules fines peuvent rester en suspension, stagner dans l'air pendant plusieurs jours voire quelques semaines et voyager sur de longues distances.	Issues d'activités de combustion (bois notamment), de l'industrie (chantiers de construction, sidérurgie, carrières), du transport (lié à la combustion et l'abrasion), de l'agriculture.  Premier émetteur :	Les particules peuvent provoquer ou aggraver des maladies cardiovasculaires et pulmonaires, des infarctus et des arythmies. Elles peuvent aussi provoquer des cancers.
NO <sub>x</sub>	Les oxydes d'azote comprennent le $\mathrm{NO}_2$ (dioxyde d'azote) et le $\mathrm{NO}$ (monoxyde d'azote). Les $\mathrm{NO}_x$ contribuent à l'acidification, à l'excès de retombées azotées (eutrophisation), à la formation de particules secondaires et interviennent dans la formation de l'ozone troposphérique.	Issus principalement lors de la combustion. Les transports routiers (véhicules diesel notamment) représentent plus de 50% des émissions.  Premier émetteur :	Les NO <sub>x</sub> affectent directement le système respiratoire (asthme, infection pulmonaire) et contribuent à la formation de particules, de pluies acides et d'ozone.
SO <sub>2</sub>	Gaz incolore, le SO <sub>2</sub> participe à l'acidification de l'air et peut former un brouillard et des aérosols d'acide sulfurique et de sulfates. Il est un précurseur de particules secondaires.	Issus essentiellement du processus de combustion des combustibles fossiles soufrés (charbon, lignite, coke de pétrole, fioul lourd, fioul domestique, gazole, etc.) et certains procédés industriels  Premier émetteur :	Le SO <sub>2</sub> est toxique avec une odeur pénétrante et fortement irritant pour les yeux et les voies respiratoires. Le SO <sub>2</sub> contribue à la formation de particules, de pluies acides.
COVnm	Les Composés Organiques Volatiles non méthaniques sont des espèces organiques gazeuses issues des phénomènes de combustion, d'évaporation, de réactions chimiques ou biologiques. La notation COVnm est utilisée afin de distinguer le méthane (gaz à effet de serre (CH <sub>4</sub> )) des autres COV.	Issus de l'utilisation de solvants à usage domestique, de procédés industriels impliquant des solvants, d'équipements de combustion domestiques au bois, de la construction, de la distribution des carburants	Les COVnm réagissent avec les NO <sub>x</sub> , sous l'effet du rayonnement solaire, pour former de l'ozone troposphérique. Ce sont aussi des précurseurs de particules secondaires. Les COVnm ont également des effets sanitaires directs : difficultés respiratoires, irritations oculaires, certains COV sont cancérigènes.

Figure 12.78 Répartition des émissions de polluants selon les secteurs d'activités



#### Source des données : données SECTEN 2019 (CITEPA)

- \* Dans ce schéma, les émissions de l'agriculture pour les NO<sub>x</sub> et les COVnm ne comprennent que celles émises par le brûlage de résidus de récolte et celles en lien avec les consommations énergétiques du secteur. Pour l'agriculture, c'est en effet sur ces deux types d'émissions que les objectifs de réduction de la directive 2016/2284 se sont initialement basés pour le NO<sub>x</sub> et les COVnm. Les NO<sub>x</sub> et COVnm issus des cultures et de l'élevage ne sont pas comptabilisés dans les objectifs de réduction et ne sont donc pas pris en compte ici.
- \*\* Autres : industrie de construction, émissions de procédés dans l'industrie, raffinage du pétrole, traitement des déchets, utilisation de peinture et aérosols dans le secteur domestique ou tertiaire, transports autres que routiers, etc.

747

## 12.6.3 Au cours des prochaines années l'électrification et le remplacement des véhicules et des chauffages individuels au bois par des équipements plus récents contribueront à diminuer nettement les émissions de polluants

## 12.6.3.1 Les transformations du système énergétique considérées dans les *Futurs* énergétiques 2050 permettent de tenir les objectifs de réduction des $NO_x$ , $SO_2$ et $PM_{2.5}$ à l'horizon 2030

Les analyses réalisées montrent que les émissions de PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, COVnm des quatre secteurs étudiés<sup>106</sup> sont amenées à diminuer dans les prochaines décennies, sous l'effet conjugué de plusieurs facteurs : les actions d'électrification et d'efficacité énergétique, le renforcement de la réglementation et des valeurs limites d'émission autorisées ainsi que le renouvellement des installations ou du parc de véhicules.

Sur les secteurs modélisés, les baisses d'émissions sont très significatives pour les PM<sub>2.5</sub>, les NO<sub>x</sub> et le SO<sub>2</sub>. Les actions de transformation du système énergétique considérées dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* permettent ainsi de tenir les objectifs nationaux de réduction d'ici à 2030 pour ces trois polluants (sous réserve que les émissions n'explosent pas sur les secteurs hors du périmètre d'étude).

En revanche, pour les COVnm, la baisse liée à la transformation du système énergétique est mineure par rapport aux volumes actuels d'émissions. En effet, l'essentiel des émissions de COVnm n'est pas lié à l'énergie et provient d'autres secteurs que ceux modélisés (en particulier l'utilisation de solvants dans le secteur résidentiel/tertiaire et les procédés dans l'industrie). L'électrification des usages contribue ainsi de manière marginale à la réduction des COVnm et d'autres actions seront sans doute nécessaires pour atteindre les objectifs à l'horizon 2030.

Il convient de noter que ces projections portent sur une évaluation au niveau national et ne permettent pas d'anticiper ou de prévoir d'éventuelles baisses de concentration de la pollution au niveau local. La pollution locale devrait toutefois également se réduire, vu les baisses d'émissions globales envisagées.

#### 12.6.3.2 L'évolution des émissions de polluants dépend peu des scénarios sur le mix de production électrique et beaucoup plus de l'évolution des usages énergétiques

De manière générale, l'évolution des émissions pour les différents types de polluants considérés est logiquement dépendante des transformations des secteurs les plus fortement contributeurs :

- les émissions de PM<sub>2.5</sub> dépendent au premier ordre de l'évolution du chauffage résidentiel et tertiaire (notamment chauffage au bois) et, dans une moindre mesure, de l'évolution du transport routier;
- les émissions de SO<sub>2</sub> évoluent essentiellement en fonction du parc d'équipements de combustion dans l'industrie;
- les émissions de NO<sub>x</sub> dépendent fortement de l'évolution du transport routier (normes d'émissions, renouvellement du parc, électrification, évolution des déplacements et report modal).

À l'inverse, la production d'électricité, qui représente dès aujourd'hui une part minime des émissions avec la disparition progressive de la production à partir de charbon et de fioul et le renforcement des normes environnementales, a très peu d'impact sur l'évolution de la pollution atmosphérique. En conséquence, les six scénarios de mix considérés dans les *Futurs énergétiques* 2050 ne sont pas différenciés du point de vue de l'indicateur de pollution atmosphérique.

Les différences entre scénarios s'observent donc essentiellement sur les différentes trajectoires de consommation (notamment dans les scénarios «accélération 2030» ou encore «sobriété»).

<sup>106.</sup> Pour la suite de l'analyse, les émissions des autres secteurs n'ont pas été modélisées et sont représentées par défaut avec les mêmes valeurs qu'en 2019 pour toutes les autres années dans tous les graphiques suivants.

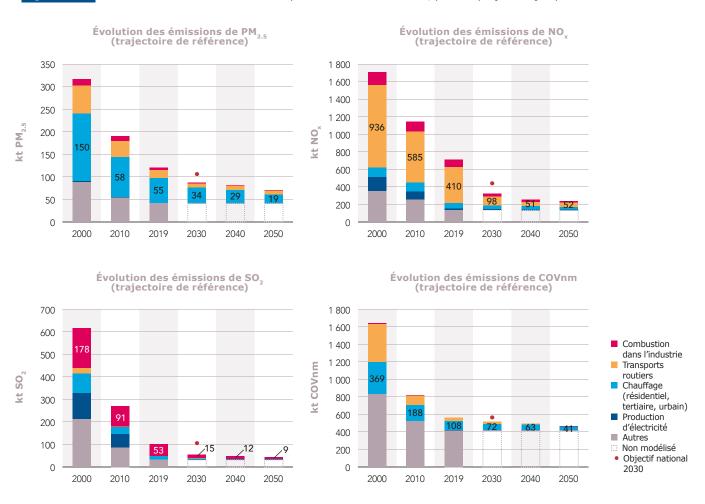
## 12.6.3.3 La baisse des émissions de polluants associées au système énergétique interviendra essentiellement sur la période 2020-2030 et se poursuivra sur la période 2030-2050 mais à un rythme plus limité

Pour tous les polluants, l'analyse met en évidence qu'une très forte baisse des émissions doit être atteinte à l'horizon 2030 si les politiques publiques annoncées produisent leurs effets. L'évolution serait plus limitée au-delà.

- ▶ Pour les PM<sub>2.5</sub> : baisse d'environ 30 % entre 2019 et 2030 (et de 40 % entre 2019 et 2050)
- ▶ Pour les NO<sub>x</sub>: baisse d'environ 55% entre 2019 et 2030 (et de 65% entre 2019 et 2050).
- ▶ Pour le SO<sub>2</sub> : baisse d'environ 45% entre 2019 et 2030 (et de 55% entre 2019 et 2050).

En effet, les transformations anticipées à l'horizon 2030, en matière d'électrification mais également sur le renouvellement des équipements (parc de

Figure 12.79 Sources des émissions directes de polluants de 2000 à 2019, puis en projection jusqu'en 2050



#### Source des données :

Années 2000, 2010 : - données SECTEN 2019 (CITEPA)

#### Année 2019 :

- pour les 4 secteurs modélisés : émissions recalculées à partir des facteurs d'émission de la base de données
- pour les secteurs autres: données SECTEN 2019 (CITEPA)

#### Année 2030, 2040, 2050 :

- pour les 4 secteurs étudiés: projections réalisées à partir de facteurs d'émission prospectifs fournis par le CITEPA
   pour les secteurs autres: non modélisé, les données de
  - 2019 sont conservées par défaut

véhicules, chaudières industrielles...) ou encore sur l'évolution des chauffages au bois les moins performants permettent de traiter l'essentiel des émissions sur les dix prochaines années (voir détails ci-après). Ainsi, même si la décarbonation de l'économie (et en particulier l'électrification) est amenée à se poursuivre au-delà de 2030, ces leviers auront moins d'effets sur les émissions de polluants.

Sur le plan méthodologique, les facteurs d'émission utilisés dans les calculs sont issus du CITEPA (base

OMINEA) pour l'année 2019 (cf. annexe relative au chapitre 12.6). Pour l'évaluation prospective, des facteurs d'émission ont été fournis à RTE par le CITEPA pour les années 2030, 2040 et 2050, soit en tenant compte de l'évolution de la réglementation (valeurs limites d'émission des secteurs réglementés) soit par extrapolation (par exemple pour le chauffage bois individuel). Aucune des réglementations considérées n'imposant des valeurs limites d'émission au-delà de 2030, ces dernières ont été considérées constantes entre 2030 et 2050 pour les secteurs concernés.

## 12.6.3.4 L'enjeu sur la pollution atmosphérique porte essentiellement sur le remplacement de certains équipements anciens et peu performants auquel l'électrification des usages contribue

Les réductions d'émissions projetées dans les graphiques présentés ci-avant s'expliquent par de multiples évolutions des secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et des transports. De manière générale, le principal enjeu sur l'évolution de la pollution atmosphérique porte sur le remplacement d'équipements anciens et peu performants : disparition ou remplacement des véhicules diesel et essence les plus anciens pour la réduction des  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$ , des chauffages au bois en foyers ouverts/foyers fermés anciens et peu performants pour la réduction des  $\mathrm{PM}_{2.5}$  et des équipements industriels les moins performants d'un point de vue environnemental pour la réduction du  $\mathrm{SO}_{2}$ .

Dans ce cadre, l'électrification des usages constitue l'une des solutions contribuant de manière significative au remplacement de ces équipements les plus anciens et donc à la diminution des émissions de polluants atmosphériques qui en découle.

Dans le détail, la part des effets de l'électrification dans les baisses d'émissions évaluées diffèrent selon les polluants.

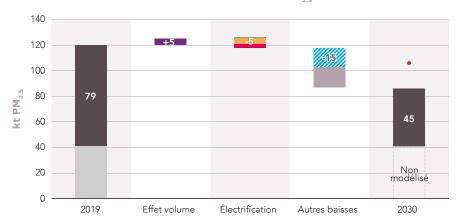
Pour les PM<sub>2.5</sub>, le principal levier de réduction repose sur l'évolution du chauffage au bois résidentiel et en particulier la réduction du nombre de foyers ouverts ou de foyers fermés anciens, notamment utilisés en chauffage d'appoint ou en chauffage d'agrément.

Ces dispositifs, qui équipent un grand nombre de résidences aujourd'hui sont en effet à l'origine de la grande majorité des émissions de PM<sub>25</sub>. Les équipements les plus performants (notamment les chaudières à bois) sont nettement moins contributeurs aux émissions de particules fines. En conséquence, la diminution des émissions de polluants associée au chauffage résidentiel est compatible avec une croissance de la part du bois comme source de chauffage principal, dès lors que cette croissance passe par des équipements performants et que, dans le même temps, l'utilisation des équipements les plus émetteurs comme les foyers ouverts se réduit progressivement. Les actions d'électrification dans le chauffage résidentiel et tertiaire n'auront quant à elles qu'un effet marginal sur les émissions de PM<sub>2.5</sub> dans la mesure où le développement du chauffage électrique se fera essentiellement en substitution aux énergies fossiles plutôt que pour remplacer du chauffage au bois.

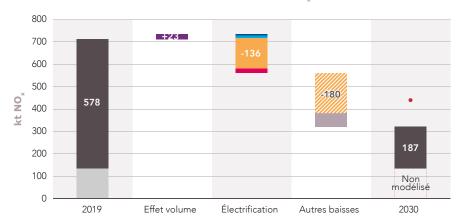
Cette stratégie, intégrée dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050*, présente toutefois des incertitudes. En effet, la Stratégie Nationale Bas-Carbone étant concentrée sur l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, elle vise essentiellement le remplacement des chaudières à source d'énergie fossile et la réduction de la consommation mais ne traite pas la question des chauffages aux bois peu performants ou en foyers ouverts. Le Ministère de la Transition

Figure 12.80 Facteurs d'évolution des émissions de PM<sub>2.5</sub>, NO<sub>x</sub> et SO<sub>2</sub> entre 2019 et 2030

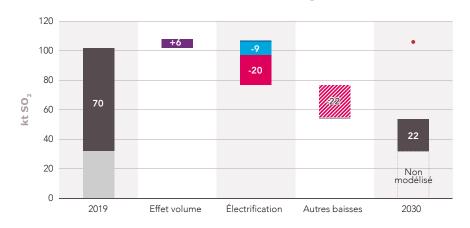
Facteurs d'évolution des émissions de PM<sub>2.5</sub> entre 2019 et 2030



Facteurs d'évolution des émissions de NO<sub>x</sub> entre 2019 et 2030



Facteurs d'évolution des émissions de SO, entre 2019 et 2030



- Émissions modélisées
- Autres
- Évolution de la production
- d'électricité

  Electrification du chauffage

  Électrification des véhicules
- Électrification de l'industrie Baisse liée au recyclage,
- à l'efficacité énergétique et à la baisse des VLE dans l'industrie
- Baisse liée au renouvellement du parc de véhicules thermiques
- Baisse liée au renouvellement du parc chauffage bois

  Autres actions
- Objectif national 2030

FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 | RAPPORT COMPLET | FÉVRIER 2022

écologique a lancé en juillet 2021 un plan d'action spécifique visant à réduire de 50%, entre 2020 et 2030, les émissions de PM<sub>2.5</sub> issues du chauffage au bois domestique, en favorisant le remplacement d'appareils non performants. Dans un contexte de tension sur la ressource en bois et de volonté de réduire encore plus fortement les émissions de particules fines, d'autres leviers possibles résident dans la hausse de l'électrification (en substitution à certains chauffages au bois comme prévu par la SNBC de 2020) ou dans un effort accru de maîtrise de la demande (rénovation du bâti ou sobriété).

L'évolution du transport routier contribue également aux baisses d'émissions de PM<sub>2.5</sub> mais dans une moindre mesure. Par ailleurs, les baisses d'émissions ne proviennent pas que du développement des véhicules électriques (environ 14% de la baisse totale des PM<sub>2.5</sub> à 2030) mais également de la part plus importante de véhicules moins émetteurs, via l'effet mécanique du renouvellement du parc de véhicules essence et diesel par des véhicules aux normes actuelles. Les émissions de particules fines associées à ce secteur resteront en outre globalement stables à partir de 2030 si aucune amélioration n'est apportée sur les émissions liées à l'abrasion, celles-ci constituant un socle d'émissions résiduelles.

Pour les NO<sub>x</sub>, l'électrification des véhicules contribue largement à la diminution des émissions totales et représente environ un tiers des baisses d'ici 2030 dans la trajectoire de référence. L'électrification du chauffage

et de l'industrie permet également des réductions d'émissions, mais dans des volumes toutefois plus limités. L'évolution des émissions de  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$  dépend également d'autres changements dans le secteur des transports routiers, notamment de la pénétration progressive des véhicules les moins émetteurs via l'effet mécanique du renouvellement du parc. La trajectoire présente une particularité entre 2040 et 2050, avec une légère augmentation liée à la croissance du nombre de poids lourds roulant au biogaz (qui sont plus émetteurs de  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$  que les poids lourds diesel selon les données du CITEPA) dans la trajectoire modélisée.

S'agissant du SO<sub>2</sub>, l'électrification contribue assez largement à diminuer les émissions, avec près de deux tiers des baisses projetées sur le secteur énergétique d'ici 2030. Le principal levier correspond au remplacement de la combustion d'énergies fossiles dans l'industrie par des solutions électriques. Dans une moindre mesure, l'électrification du chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire contribue aussi à cette réduction.

Enfin, comme indiqué précédemment, l'évolution des émissions de COVnm dépendra essentiellement de secteurs et d'usages qui ne sont pas liés à la production d'énergie : utilisation de solvants dans le secteur domestique et tertiaire et procédés industriels essentiellement. L'amélioration des performances environnementales et du rendement énergétique du chauffage bois individuel contribue néanmoins pour quelques pourcents de baisse d'ici 2030.

### 12.6.3.5 La réduction des émissions de polluants atmosphériques pourrait également être légèrement accentuée avec l'accélération de la politique d'électrification des véhicules

Dans le cadre des nouveaux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par le Pacte vert européen (-55% net en 2030), le déploiement de nombreux leviers de décarbonation comme l'électrification des usages devra être accéléré.

Cette perspective est étudiée dans la variante de consommation «accélération 2030» qui prévoit une accélération du rythme d'électrification de nombreux usages, notamment dans la mobilité électrique mais également dans l'industrie et le bâtiment. En particulier, l'accélération du développement des véhicules électriques intégrée dans cette trajectoire s'inscrit en cohérence avec un prolongement de la dynamique enclenchée en 2020-2021 sur les ventes de véhicules électriques neufs (qui représentent désormais près de 15 à 20 % des immatriculations) et avec le nouvel objectif européen sur la fin de la vente de véhicules thermiques

neufs à l'horizon 2035. Dans cette configuration, à l'horizon 2030, le nombre de véhicules électriques en France atteint 13 millions d'unités contre 7 millions dans la trajectoire de référence.

Cette accélération de l'électrification, en particulier dans les transports, contribue à diminuer encore les émissions de polluants atmosphériques à l'horizon 2030.

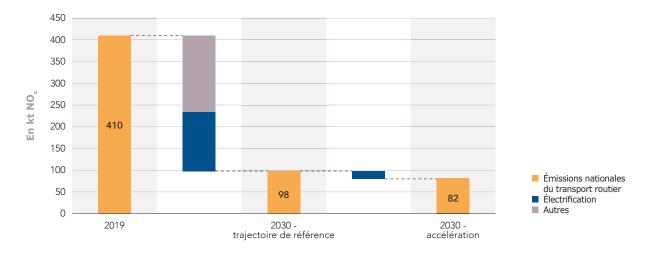
Ainsi, dans la variante «accélération 2030», une réduction supplémentaire des émissions de  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$  de près de 20 kt pourrait être atteinte à l'horizon 2030, ce qui représente environ 5% du niveau d'émissions du transport routier en 2019. Cette réduction de pollution atmosphérique pourrait être légèrement accrue en ciblant le remplacement des véhicules diesel, responsables aujourd'hui de 96% des émissions de  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$ .

Cet écart est plus limité que dans l'analyse du différentiel entre le point 2030 de la trajectoire de référence et le point 2019 (-76%) pour les transports routiers. Ceci s'explique par le fait que la différence entre la trajectoire de référence et la

trajectoire «accélération 2030» consiste en un plus fort développement du véhicule électrique plutôt qu'un renouvellement par des véhicules thermiques aux normes plus strictes (en anticipant également l'arrivée de nouvelles normes suivant l'amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique) en 2030. Ainsi, l'effet supplémentaire de l'électrification des véhicules est réduit lorsqu'il est évalué par rapport à une situation future dans laquelle les normes des véhicules ont déjà été améliorées et non par rapport à une situation actuelle (avec un nombre important de véhicules anciens et fortement émetteurs).

Ainsi, la transition vers l'électricité (véhicules électriques, hybrides rechargeables voire hydrogène) d'ici 2030, contribuera non seulement à participer à l'effort accru de décarbonation de l'économie prévu par le nouvel objectif climatique du pacte vert européen, mais elle aura également un effet positif sur la diminution de polluants atmosphériques et donc sur la santé humaine (bien que cet effet soit limité si les véhicules électriques se substituent à des véhicules diesel ou essence aux meilleures normes).

**Figure 12.81** Baisse des émissions de NO<sub>x</sub> dans le transport routier à l'horizon 2030 dans le scénario de référence et dans le scénario «accélération 2030»



## 12.6.4 L'analyse sectorielle détaillée permet d'identifier l'effet des différents leviers de réduction des émissions de polluants atmosphériques dans chacun des secteurs

### 12.6.4.1 Production d'électricité : des émissions de polluants dès aujourd'hui limitées du fait de la quasi-disparition des centrales au charbon et au fioul, et qui vont encore se réduire à l'avenir avec la fermeture des dernières installations

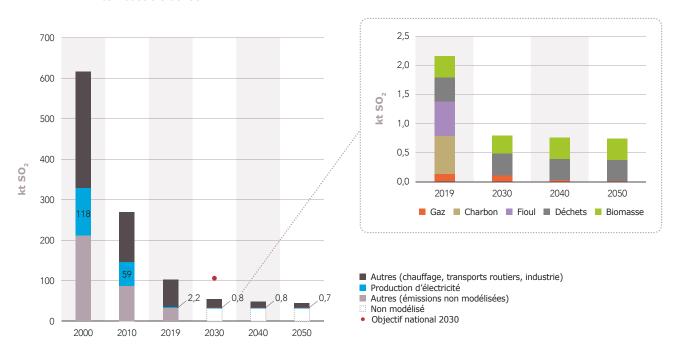
En France, la part de la production d'électricité dans les émissions de polluants atmosphériques est faible depuis de nombreuses décennies. Dès 1990, la production d'électricité ne contribuait que pour un cinquième des émissions de  $SO_2$ , 5% des émissions de  $NO_x$  et pour une part mineure des émissions de  $PM_{2.5}$  et de COVnm. Or, depuis 1990, les émissions de  $SO_2$  de la production électrique ont chuté de 99%, celles de  $NO_x$  de 92%, celles de  $PM_{2.5}$  de 94%. Ceci s'explique par la fermeture des parcs de production fonctionnant au charbon et au fioul et par le renforcement de la réglementation des émissions des installations industrielles (directive IED) qui a conduit à la mise en place de systèmes de traitement des fumées et

à la diminution de la teneur en soufre des combustibles (pour les émissions de SO<sub>2</sub>).

L'essentiel de la baisse de la pollution atmosphérique liée à la production d'électricité a donc déjà eu lieu ces trente dernières années. Le secteur de la production d'électricité est aujourd'hui devenu un contributeur presque négligeable à l'émission de polluants en France : il représente 2% des émissions de  $SO_2$ , 1% des émissions de  $NO_x$  et moins de 1% des émissions de COVnm et  $PM_{2.5}$ .

La situation est différente de celles observées dans d'autres pays européens. Par exemple, en

**Figure 12.82** Évolution des émissions de SO<sub>2</sub> et zoom sur les émissions de la production d'électricité selon le type de combustible utilisé



Allemagne en 2019, les émissions de  $SO_2$  issues de la production d'électricité et des réseaux de chaleur représentaient un tiers des émissions nationales <sup>107</sup> de  $SO_2$  (soit 99 kt), principalement en lien avec les centrales au charbon.

Sur les prochaines décennies, ces émissions vont encore diminuer avec l'arrêt progressif des dernières centrales fonctionnant au charbon et au fioul, ainsi que la réduction progressive de l'utilisation du méthane pour la production d'électricité. En 2050, les émissions résiduelles concernent uniquement la combustion de biomasse, de gaz décarboné et de déchets, qui représentent une part minime du mix électrique dans tous les scénarios (socle résiduel reprenant les orientations

de la SNBC, sans développement massif de l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité).

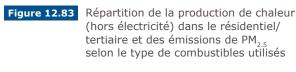
Les baisses d'émissions de polluants liées à la production électrique sont donc pratiquement identiques pour tous les mix de production du scénario de référence. Les émissions de polluants pourraient être légèrement plus élevées dans les scénarios à haute part d'énergies renouvelables si leur bouclage en flexibilité était assuré par des centrales thermiques fonctionnant au biométhane ou au gaz fossile<sup>108</sup>, mais ces différences entre scénarios resteraient toutefois marginales à l'échelle des volumes nationaux.

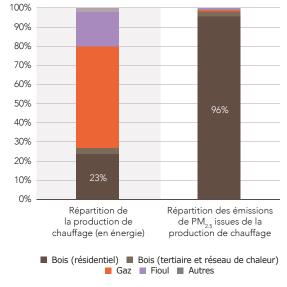
## 12.6.4.2 Chauffage : un enjeu autour du renouvellement des installations individuelles de chauffage au bois, qui constitue aujourd'hui le principal contributeur aux émissions de $PM_{2.5}$

# 12.6.4.2.1 Le chauffage au bois dans le résidentiel, constitué à 50 % d'appareils anciens, est un contributeur majeur aux émissions de PM, s

Le parc actuel de chauffage au bois dans le résidentiel est composé de 6,5 millions d'appareils<sup>109</sup> et représente 80 TWh de chaleur (quantité stable depuis plusieurs années). La PPE prévoit d'atteindre 10 à 11 millions de logements chauffés au bois à l'horizon 2028, sans augmenter la part de consommation énergétique nationale du bois, en favorisant des appareils avec de bons rendements.

L'utilisation du bois-énergie en remplacement de combustibles fossiles permet de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre et donc de lutter contre le changement climatique. Sur le plan des émissions de polluants atmosphériques, le chauffage bois individuel dans le secteur résidentiel représente en revanche presque la moitié des émissions de PM<sub>2.5</sub> au niveau national (et près de 20 % des émissions de COVnm) : il convient donc de pouvoir orienter le développement du chauffage





<sup>107.</sup> Émissions de polluants atmosphériques | Agence fédérale de l'environnement (umweltbundesamt.de)

<sup>108.</sup> Il convient de noter qu'en l'absence de données fiables, les émissions de centrales fonctionnant à l'hydrogène ont été considérées comme nulles.

<sup>109.</sup> Données SECTEN 2019 (CITEPA)

au bois vers les installations les plus performantes et les moins émettrices, pour limiter les effets sur la pollution atmosphérique.

La plupart des émissions (environ 80%) proviennent des équipements les plus anciens (foyers ouverts et foyers fermés antérieurs à 2002), fortement émetteurs de particules fines alors qu'ils ne représentent que 50% du parc de chauffage au bois. Ces équipements émettent en effet 30 à 100 fois plus de particules fines que les équipements les plus récents<sup>110</sup>.

Les chaudières au bois dans le secteur tertiaire et les réseaux de chaleur ne contribuent quant à elles que de façon très marginale aux émissions de particules fines, du fait des valeurs limites d'émission exigeantes définies dans la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Depuis une vingtaine d'années, différentes actions ont été mises en place par les pouvoirs publics et les acteurs de la filière pour réduire les émissions de polluants associées au chauffage au bois. Grâce aux aides financières (Fonds AirBois, Ma Prime Rénov', certificats d'économie d'énergie...) et au label Flamme Verte (créé en 2000 avec la participation de l'ADEME et des fabricants), le parc se renouvelle progressivement et devient de plus en plus performant.

En 2018, plus de 35% du parc d'appareils est ainsi âgé de moins de 5 ans<sup>111</sup> (hors foyers ouverts).

D'après les données 2019<sup>112</sup>, la vente de chaudières bois (moins émettrices) progresse aussi fortement au détriment de la vente de foyers fermés/inserts, poêles et cuisinières. Les émissions de PM<sub>2.5</sub> liées au chauffage bois ont ainsi été réduites de près de deux tiers en 20 ans.

Afin de renforcer cette tendance, le Ministère de la Transition écologique a lancé en juillet 2021 un plan d'action pour réduire de 50%, entre 2020 et 2030, les émissions de PM<sub>2.5</sub> issues du chauffage au bois domestique, en favorisant l'utilisation d'équipements performants et de combustible de qualité. Ce plan d'action repose sur plusieurs mesures : sensibilisation du grand public à l'impact sur la qualité de l'air du chauffage avec des appareils peu performants, renforcement et simplification des dispositifs d'accompagnement (notamment financiers) pour accélérer le remplacement des appareils peu performants (l'objectif fixé est de remplacer 600000 appareils non performants entre 2021 et 2025), amélioration de la performance des nouveaux équipements de chauffage au bois (évolution du label Flamme Verte), promotion de l'utilisation d'un combustible de qualité (notamment le bois présentant un faible taux d'humidité).

Des collectivités locales ont également pris des mesures face aux émissions provenant du chauffage au bois dans certaines zones les plus concernées par les épisodes de particules fines, avec des restrictions ou des interdictions de l'usage de cheminées à foyer ouvert (par exemple, dans la vallée de l'Arve).

<sup>110.</sup> Calculs RTE d'après Le bois énergie et la qualité de l'air, ADEME et Flamme Verte, dossier de presse 2015

<sup>111.</sup> ADEME, étude sur le chauffage domestique au bois, août 2018

<sup>112.</sup> Suivi du marché 2019 des appareils domestiques de chauffage au bois, données Observ'er, juillet 2020

12.6.4.2.2 D'ici 2050, les émissions de PM<sub>2.5</sub> du chauffage diminueront grâce au renouvellement des appareils individuels au bois par des modèles plus performants et grâce à la diminution de l'utilisation du bois en chauffage d'appoint ou d'agrément À l'horizon 2050, les émissions de PM<sub>2.5</sub> issues du chauffage devraient diminuer de deux tiers à l'hori-

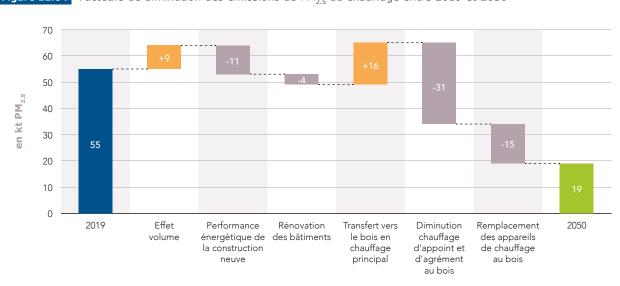
zon 2050, du fait de différents effets antagonistes.

Deux facteurs contribueront à la hausse des émissions : l'augmentation du nombre total de logements ainsi que l'augmentation de la part de logements chauffés au bois (en tant que source de chauffage principal), pour suivre les orientations de la SNBC et les nouvelles réglementations du bâtiment en vue de décarboner le chauffage. Toutefois, le déploiement de nouveaux chauffages au bois s'accompagnera de normes exigeantes sur la performance énergétique (efficacité des équipements et isolation du bâti) et sur le taux d'émissions de particules, ce qui devrait limiter l'augmentation des émissions de particules liées à ces nouvelles installations.

À l'inverse, d'autres facteurs devraient contribuer à baisser fortement les émissions de PM<sub>2.5</sub> du chauffage au bois domestique et feront plus que compenser les effets haussiers mentionnés ci-dessus. L'enjeu majeur dans les années futures portera sur la baisse de l'utilisation du bois en tant que chauffage d'appoint ou d'agrément et le renouvellement progressif des appareils de chauffage au bois. En effet, le chauffage d'agrément (constitué notamment des foyers ouverts) présente souvent les plus mauvaises performances environnementales du parc<sup>113</sup>.

Ces évolutions contribueraient en outre à maximiser le service rendu par le chauffage au bois dans un contexte où le volume de biomasse est limité. L'hypothèse retenue dans les modélisations suppose ainsi une forte baisse de la consommation du bois comme chauffage d'appoint ou d'agrément (alors qu'il représente aujourd'hui de l'ordre de 50 % de la consommation de bois de chauffage).

Enfin, le remplacement progressif du parc de chauffage individuel (amélioration du rendement et de



**Figure 12.84** Facteurs de diminution des émissions de PM<sub>2.5</sub> du chauffage entre 2019 et 2050

113. ADEME, étude sur le chauffage domestique au bois, août 2018

la performance énergétique des appareils) amènera également une forte diminution des émissions.

L'électrification interviendra faiblement dans la baisse des émissions de PM<sub>2.5</sub> du chauffage dans la mesure où elle cible essentiellement le remplacement de chaudières alimentées au gaz ou au fioul et non celui des chauffages au bois (alors même

que le parc moyen d'appareils individuels au bois émet quasiment 200 fois plus de PM<sub>2.5</sub> que le gaz et 100 fois plus que le fioul<sup>114</sup>). A terme, une électrification plus importante du chauffage résidentiel pourrait néanmoins contribuer à limiter le recours au bois-énergie pour le chauffage et donc à réduire les émissions de particules fines résiduelles associées au chauffage.

## 12.6.4.3 Transport routier : le renouvellement et l'électrification du parc de véhicules permettront de diviser par 8 les émissions de $NO_x$ d'ici 2050 et de réduire les émissions de $PM_{2.5}$ liées à la combustion

12.6.4.3.1 Malgré une forte baisse constatée depuis 30 ans, les transports routiers restent un contributeur majeur aux émissions de  $NO_x$  et représentent aussi une part non négligeable de particules fines

Les émissions du transport routier sont issues de la combustion des carburants pour les quatre polluants considérés dans l'étude, et plus spécifiquement de l'évaporation de l'essence pour les COVnm ou encore des phénomènes d'abrasion (freins, pneus, route) pour les PM<sub>2.5</sub>.

Au cours des dernières décennies, les normes Euro progressivement introduites sur tous les véhicules neufs de l'Union européenne depuis les années 1990 ainsi que des directives sur les teneurs en soufre du diesel et de l'essence ont permis d'abaisser largement les émissions des différents polluants. Les normes Euro ont ainsi progressivement

Figure 12.85 Valeurs limite en gramme par kilowatt-heure (g/kWh) des  $NO_x$  et des particules pour les poids lourds, bus et cars (source Ministère de la Transition écologique)

Année de mise en application	NOx (g/kWh)	Particules (g/kWh)
1990	14,4	-
1993	9	0,36
1996	7	0,15
2001	5	0,13
2006	3,5	0,02
2009	2	0,02
2013	0,4	0,01
	1990 1993 1996 2001 2006	1990     14,4       1993     9       1996     7       2001     5       2006     3,5       2009     2

imposé l'installation de pots catalytiques à partir de 1993, puis la mise en place de filtres à particules à partir de 2010. Ces normes, dépendantes du type de véhicules ainsi que de l'énergie utilisée, sont renouvelées et renforcées en moyenne tous les 4 à 5 ans.

Globalement, l'introduction de normes, le renouvellement du parc de véhicules et la réduction du nombre de véhicules roulant au diesel ont conduit à une baisse des émissions de polluants du transport routier depuis 1990 (-71 % sur les  $PM_{2.5}$ , -67 % sur les  $NO_x$ , -99 % sur le  $SO_2$ , -95% sur les COVnm), malgré une croissance du trafic.

Le transport routier reste tout de même un contributeur majeur aux émissions de  $NO_x$  (avec 57% des émissions au niveau national), et un contributeur significatif aux particules fines. **Ces émissions proviennent quasi-exclusivement des véhicules diesel** (96% des émissions de  $NO_x$  tous véhicules diesel confondus, alors qu'ils représentent de l'ordre de deux tiers des kilomètres parcourus).

Les PM<sub>2.5</sub> sont issues dans des proportions similaires à la fois de la combustion mais également de phénomènes d'abrasion (freins, routes, pneumatiques). Les émissions de particules liées à l'abrasion dépendent d'une multitude de facteurs : poids du véhicule, style de conduite, composition des freins, composition des pneus, composition du revêtement de la chaussée et quantité de poussières à la surface de la route. Avec l'accroissement du trafic routier, les émissions dues aux phénomènes d'abrasion sont en hausse depuis les années 1990 alors que les émissions liées à la combustion sont en baisse, du fait de l'introduction des filtres à particules imposés par les normes Euro. À l'inverse, à l'heure actuelle, les normes Euro ne réglementent pas les particules fines liées à l'abrasion.

12.6.4.3.2 D'ici 2050, l'électrification des véhicules apporte une contribution significative à la diminution des émissions de NO, du transport routier (-40%)

Les émissions de  ${\rm NO_x}$  issues du transport routier devraient diminuer significativement en 2050, par la combinaison de facteurs principalement à la baisse.

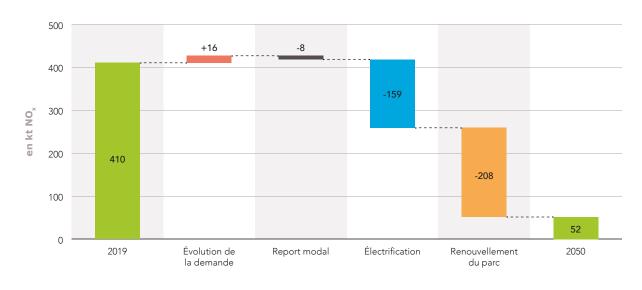
D'un côté, la distance moyenne parcourue par les personnes et les marchandises est attendue en augmentation, dans la continuité des tendances actuelles. De l'autre, en revanche, plusieurs autres facteurs devraient contribuer à faire baisser les émissions de NO:

- le report modal 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;
- ▶ le recours aux véhicules électriques et poids lourds à hydrogène qui n'émettent pas de NO<sub>x</sub> (émissions de combustion) va s'accroître. L'électrification progressive du parc de véhicules contribue à réduire d'environ 40 % les émissions de NO<sub>x</sub> du secteur d'ici 2050 ;
- ▶ le renouvellement progressif du parc permet de remplacer les véhicules les plus polluants (notamment diesel) par des véhicules neufs conformes aux dernières normes Euro¹¹⁵. Cette substitution apporte une réduction décisive en permettant de réduire les émissions de plus de la moitié.

Ainsi le renouvellement du parc de véhicules anciens par des véhicules neufs et l'électrification constituent les principaux facteurs de diminution des émissions. L'essentiel de la baisse des émissions interviendra entre 2019 et 2030, les véhicules les plus polluants n'étant plus supposés circuler à cette date.

<sup>115.</sup> Afin d'obtenir la répartition prospective des véhicules selon les différentes normes Euro, RTE s'est basé sur les projections jusqu'en 2050 de l'IFSTTAR (Institut français des sciences et technologies, des transports, de l'aménagement et des réseaux). Cette projection estime par exemple qu'il n'y aura plus de véhicules particuliers diesel roulants avec des normes Euro inférieures à la norme 3 en 2030 et uniquement des véhicules thermiques roulants avec les dernières normes (norme 6) en 2050. Par ailleurs, la modélisation réalisée anticipe également l'arrivée de nouvelles normes en suivant l'amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique, qui tend à limiter les émissions de polluants atmosphériques.

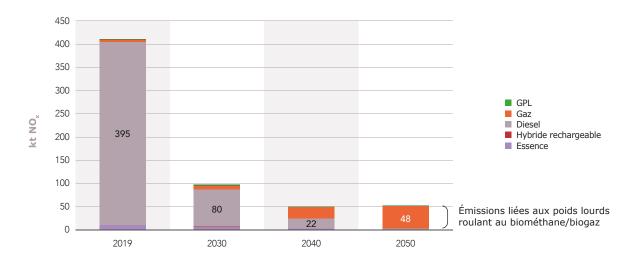
Figure 12.86 Facteurs de diminution des émissions des NO<sub>x</sub> dans le transport routier entre 2019 et 2050



En 2050, les émissions seront nettement réduites par rapport à aujourd'hui et ne représenteront plus qu'un dixième des émissions de 2019. Alors qu'en 2019, 96 % des  $\mathrm{NO_x}$  sont émis par des véhicules diesel, à l'horizon de la neutralité carbone,

l'essentiel des émissions résiduelles seront liées à des poids lourds roulant au biométhane (bio-GNV), la part de véhicules roulant au diesel étant alors quasi nulle.

Figure 12.87 Émissions de NO<sub>x</sub> dans le transport routier par type d'énergie

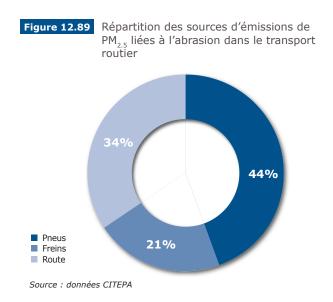


12.6.4.3.3 D'ici 2050, l'électrification des véhicules contribue à diminuer d'un quart les émissions de particules fines mais des émissions résiduelles liées à l'abrasion persisteront

Les émissions de PM<sub>2.5</sub> du transport routier devraient quant à elles baisser de moitié à l'horizon 2030, puis rester stables entre 2030 et 2050. La moitié de cette baisse est attribuable à l'électrification, l'autre moitié est liée au renouvellement du parc.

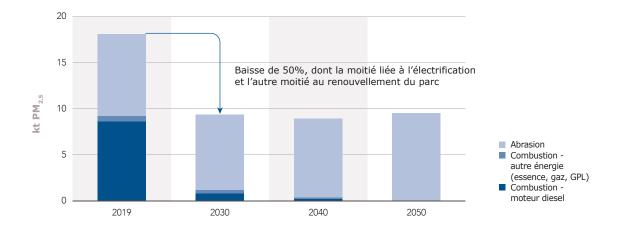
Dans le détail, deux types d'émission sont à distinguer :

- ▶ les émissions liées à la combustion qui diminuent fortement pour tous les véhicules (surtout pour les véhicules diesel), voire disparaissent quasiment à partir de 2040 avec la sortie des énergies fossiles et en particulier du diesel;
- ▶ les émissions de PM<sub>2.5</sub> liées à l'abrasion (i.e. émissions issues de phénomènes de frottement et d'usure liés aux pneus, freins et aux routes¹¹¹6) restent en revanche stables, voire pourraient augmenter avec le poids des véhicules. En effet, les voitures électriques du fait du poids des



batteries pourraient avoir tendance à émettre plus de particules fines lors du freinage  $^{117}$  que les véhicules thermiques. Les émissions de  $PM_{2.5}$  liées à l'abrasion représenteront à long terme l'essentiel des émissions de  $PM_{2.5}$ .

Figure 12.88 Émissions de PM<sub>2.5</sub> dans le transport routier



<sup>116.</sup> Données CITEPA

<sup>117.</sup> Non-exhaust Particulate Emissions from Road Transport, An Ignored Environmental Policy Challenge, rapport de l'OCDE, 2020

L'enjeu à long terme portera donc davantage sur la maîtrise des émissions résiduelles de PM<sub>2.5</sub> liées à l'abrasion. Afin de limiter ces émissions, plusieurs solutions peuvent être envisagées : alléger les véhicules, réglementer la composition des pneus<sup>118</sup> ou encore développer des dispositifs permettant de récupérer les particules émises avant qu'elles ne soient rejetées dans l'air ambiant.

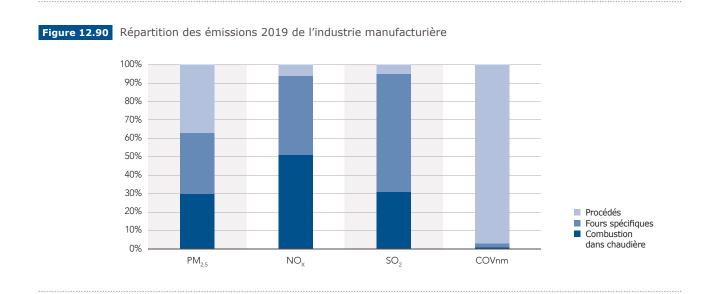
En ce qui concerne les freins, la nouvelle norme Euro 7 (dont l'entrée en vigueur est prévue en 2025) devrait introduire pour la première fois des exigences en termes d'aspirations de particules fines liées aux freins.

Des améliorations des facteurs d'émission liés à l'abrasion sont donc à prévoir dans les années à venir, sans qu'elles puissent être précisément évaluées aujourd'hui. Par prudence, ces facteurs d'amélioration n'ont pas été intégrés dans l'analyse présentée ici.

#### 12.6.4.4 Industrie manufacturière : l'électrification permettra de poursuivre la baisse des émissions de SO<sub>2</sub> liées aux procédés de combustion

12.6.4.4.1 Malgré une forte baisse constatée depuis 30 ans, la combustion dans le secteur industriel reste un contributeur majeur aux émissions de SO,

Les émissions de polluants de l'industrie manufacturière proviennent essentiellement de l'utilisation d'énergie (combustion dans les chaudières, turbines, moteurs et fours), mais aussi de réactions chimiques ou mécaniques qu'impliquent certains procédés industriels. Les émissions liées aux activités de combustion de l'industrie ont considérablement diminué depuis les années 1990 : -61 % de PM<sub>2.5</sub>, -58 % de NO<sub>x</sub>, -87 % de SO<sub>2</sub>, et -65 % de COVnm. La baisse observée s'explique par l'évolution du mix énergétique (utilisation croissante du gaz naturel), la réduction de la teneur en soufre de certains produits pétroliers, en particulier le fioul lourd et le fioul domestique, la mise en place de réglementations contraignantes (directive IED)



118. Non-exhaust Particulate Emissions from Road Transport, An Ignored Environmental Policy Challenge, rapport de l'OCDE, 2020

et la mise en place progressive de systèmes de traitement des effluents (filtres, dépoussiéreurs, etc.).

La combustion dans le secteur industriel reste cependant un contributeur majeur aux émissions de  ${\rm SO_2}$  (52% des émissions totales). Elle contribue dans une moindre mesure aux émissions de  ${\rm NO_x}$  (10%) et de  ${\rm PM_{2.5}}$  (11%). Les émissions de  ${\rm SO_2}$  et de  ${\rm NO_x}$  produits par l'industrie manufacturière le sont majoritairement en lien avec la combustion. Les émissions totales de  ${\rm PM_{2.5}}$  du secteur sont issues de la combustion pour environ deux tiers, le reste étant produit par les procédés euxmêmes. Les émissions de COVnm dans l'industrie sont issues à 97% des procédés (applications de peinture, imprimerie).

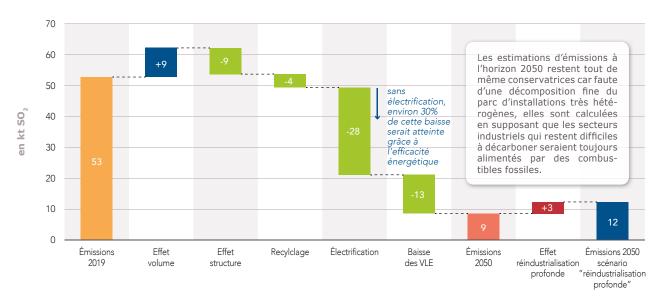
Compte tenu de leur part très majoritaire dans les émissions de l'industrie (sauf pour les COVnm), l'analyse dans les *Futurs énergétiques 2050* s'est concentrée sur les émissions de polluants provenant de la combustion.

12.6.4.4.2 D'ici 2050, l'électrification des activités de combustion de l'industrie permet de diminuer de moitié les émissions de SO, du secteur

Même si l'activité industrielle connaît une croissance soutenue dans le scénario de référence en maintenant sa part dans le PIB, les émissions de SO<sub>2</sub> devraient diminuer d'ici 2050 car l'ensemble des autres facteurs ont un effet baissier sur celles-ci :

- ▶ l'effet structure : la croissance de l'industrie se porte principalement 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 (réduction de l'usage d'engrais azotés, des besoins en ciment et matériaux de construction...);
- ▶ le recyclage, supposé se développer dans le scénario de référence, est moins énergivore que la filière primaire de production et contribue ainsi à réduire les émissions associées à la combustion dans certains secteurs (acier, verre, papier-carton...);

Figure 12.91 Facteurs d'évolution des émissions de SO<sub>2</sub> liées à la combustion dans l'industrie



<sup>\*</sup> Baisse des VLE = baisse des valeurs limites d'émission (leur baisse est liée à des normes environnementales de plus en plus contraignantes via les Directives IED et MCP)

- ▶ les actions d'électrification, comme la mise en place de chaudières électriques, de pompes à chaleur et d'autres techniques électriques matures (résistances, conduction, induction, compression mécanique de vapeur, etc.) en substitution d'équipements fonctionnant à partir de vecteurs énergétiques fossiles, notamment dans les secteurs de l'agro-alimentaire, du verre, du papier/carton, de la chimie ainsi que la sidérurgie et métallurgie, permettent de diminuer de moitié les émissions de SO₂ d'ici 2050 ;
- ▶ l'amélioration des techniques de filtration et de traitement des fumées : le renforcement des valeurs limites d'émissions imposé par la directive IED (installations de puissance supérieure à 50 MW) ainsi que l'application de la nouvelle directive MCP (installations de puissance comprise entre 1 et 50 MW) d'ici 2030 permettront également de baisser les émissions d'environ un quart. Cela ne présage pas de l'arrivée de nouvelles normes entre 2030 et 2050.

Les estimations d'émissions à l'horizon 2050 restent par ailleurs conservatrices car faute d'une décomposition fine du parc d'installations, qui sont très hétérogènes, elles sont calculées en supposant que les secteurs industriels qui restent difficiles à décarboner seraient toujours alimentés par des combustibles fossiles. Des analyses plus détaillées sur le parc des installations industrielles

seraient nécessaires pour estimer précisément les émissions de polluants qui résulteraient de l'utilisation de combustibles décarbonés (biomasse, biométhane, hydrogène...), conformément à la SNBC.

## 12.6.4.4.3 La réindustrialisation profonde n'entraînerait pas d'augmentation d'ordre de grandeur des émissions de SO,

Sous ces hypothèses, la réindustrialisation profonde entraînerait une augmentation modérée des émissions de polluants en comparaison aux niveaux actuels. A titre d'illustration, une hausse de l'ordre de 3 kt de  $\mathrm{SO}_2$  et 7 kt de  $\mathrm{NO}_{\mathrm{x}}$  pourrait être observée en 2050 dans cette trajectoire par rapport à celle de référence. Elle concernerait principalement la sidérurgie et la chimie organique. En effet, la consommation d'acier comme matière première augmente assez fortement dans plusieurs branches, et la chimie organique est un secteur énergivore et difficile à électrifier mais dont la relocalisation en France, notamment pour la production de produits pharmaceutiques de base, est souhaitable.

Ces émissions supplémentaires provenant d'industries en France viendraient se substituer à des émissions de polluants dans d'autres pays dans lesquels ces industries auraient été localisées. Leur volume relatif sera fonction des objectifs et des normes respectives en France et dans les pays concernés.