



Groupe de travail 6 **« Environnement »**



Document de cadrage n° 2 :
Précisions sur le cadrage de l'analyse
environnementale et premières analyses sur
les émissions de gaz à effet de serre et les
ressources minérales du système électrique

Table des matières

1. Rappel du contexte et des objectifs du groupe de travail	3
1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050	3
1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail n°6 « Environnement ».....	4
1.3 Retour sur le cadrage global de l'analyse environnementale	5
2. Cadrage des axes de travail pour traiter les problématiques environnementales	12
2.1 Axe n°1 : les effets des transformations du système électrique sur les émissions de gaz à effet de serre.....	12
2.2 Axe n°2 : Les ressources minérales du système électrique	16
2.3 Axe n°3 : l'emprise au sol du système électrique.....	19
2.4 Axe n°4 : Le volume des déchets nucléaires	20
3. L'évaluation de la contribution du système électrique à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (résultats provisoires)	21
3.1 Les émissions associées à la combustion d'énergies fossiles pour la production d'électricité	21
3.2 Des émissions associées à la combustion vers l'analyse en cycle de vie des moyens de production (résultats préliminaires)	25
3.3 Les émissions évitées (ou nouvelles) dans les nouveaux usages de l'électricité	35
4. Les besoins en minéraux des scénarios (résultats provisoires).....	36
4.1 Les intensités matières des différents éléments du système électrique	37
4.2 Résultats préliminaires : les ressources minérales nécessaires à la réalisation des scénarios	39
5. Les résultats sur l'emprise au sol du système électrique.....	44
6. Les résultats d'analyses sur les déchets nucléaires.....	44
7. Bibliographie.....	45

1. Rappel du contexte et des objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC)[1].

Les éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et les 28 février et 25 septembre 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, la base climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- **une consultation publique** très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé à l'automne 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.
- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu en 2019 et 2020 ou sont programmées pour la fin de l'année 2020. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

Une première réunion du GT6 « Environnement » a eu lieu en janvier 2020. A cette occasion, un premier document de cadrage sur l'analyse des enjeux environnementaux associés aux scénarios 2050 avait été diffusé et discuté avec les parties prenantes.

Le document présent accompagne la seconde réunion du GT6 et porte sur l'analyse de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre et des ressources abiotiques du système électrique.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail n°6 « Environnement »

Les objectifs de lutte contre le changement climatique inscrits dans l'accord de Paris engagent le monde dans une transition énergétique visant à faire évoluer en profondeur les modes de production et de consommation d'énergie. Il s'agit en premier lieu de transformer le secteur énergétique en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre qu'il engendre mais plus généralement de réduire les effets néfastes de ce secteur sur l'environnement sans déplacer la pollution sur d'autres problématiques environnementales.

Conformément au cadrage discuté lors des réunions plénières de la CPSR et des différentes réunions des groupes de travail, le prochain Bilan prévisionnel de long terme comprendra un volet spécifique sur l'analyse environnementale. Celle-ci intégrera ainsi une évaluation des émissions de gaz à effet de serre dans les différents scénarios mais visera aussi à aborder d'autres problématiques environnementales associées à l'évolution du système électrique.

En effet, les questions remontées par les parties prenantes dans le débat public ou dans la concertation sur les études prospectives de RTE interrogent désormais de manière plus large les impacts environnementaux des évolutions du mix électrique que la seule problématique des émissions de gaz à effet de serre en France.

D'une part, dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique, l'attention se focalise désormais sur la notion d'empreinte carbone, plutôt que sur les seules émissions nationales : en témoigne l'introduction dans la loi énergie et climat de 2019 d'un plafond indicatif sur l'évolution de l'empreinte carbone de la France, et plus récemment de la mission confiée au Haut Conseil pour le Climat de définir une méthodologie pour définir des budgets empreinte carbone dans la prochaine SNBC (même si l'objectif de neutralité carbone également introduit dans cette loi porte lui sur les émissions sur le territoire national).

D'autre part, les interrogations des parties prenantes portent aujourd'hui sur l'analyse d'autres impacts environnementaux que la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre : consommation de ressources, occupation des sols, protection de la biodiversité et de l'eau, volume de déchets radioactifs...

Ces enjeux apparaissent de manière plus prégnante dans le cadre d'un développement rapide de nouvelles technologies de production d'énergie ou de nouvelles formes d'usages. Le débat sur l'impact environnemental du véhicule électrique en est un exemple révélateur : s'il est admis de longue date que le véhicule électrique peut éviter les émissions liées à la combustion de carburants pétroliers, des questions se sont faites jour sur l'impact environnemental de la production d'électricité induite, sur le bilan carbone de la phase de fabrication du véhicule et des batteries ou encore sur les consommations en ressources minérales associées à ces batteries ou sur les émissions de particules fines non liées à la combustion.

Pour répondre à ces différents enjeux et apporter des éléments d'éclairage dans le débat public, RTE fait évoluer ses études et approfondit l'analyse environnementale des évolutions du mix électrique. A titre d'exemple, l'étude sur la mobilité électrique [2] publiée par RTE en mai 2019 comprend une analyse détaillée des impacts en matière de gaz à effet de serre, qui prend en compte les impacts sur l'ensemble du cycle de vie du véhicule (en particulier, la phase de fabrication des batteries avec plusieurs hypothèses de localisation des sites de production) ainsi que les émissions induites à l'échelle du système électrique européen. De même, le volet « environnement » du schéma de réseau [3] publié par RTE en septembre 2019 comprend une analyse détaillée et quantitative de plusieurs indicateurs

environnementaux au-delà des émissions de gaz à effet de serre : impact visuel du réseau, consommation de ressources...

Dans le cadre de l'élaboration des prochains scénarios du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, RTE confirme son souhait de prolonger ce type d'analyse afin de présenter une analyse plus complète des impacts environnementaux associés à l'évolution du mix électrique.

L'analyse environnementale sera basée sur des scénarios d'étude préalablement élaborés et discutés en concertation avec les parties prenantes. Toutefois, elle pourra également conduire à un ajustement des hypothèses des scénarios dans le cas où certains enjeux environnementaux nécessiteraient de modifier certaines trajectoires des scénarios.

L'objectif de la première réunion du GT6 qui s'est déroulée en janvier 2020 était de présenter et d'échanger avec les parties prenantes sur les objectifs, le cadrage méthodologique et les hypothèses de l'analyse environnementale de ces prochains scénarios de long terme.

Ce deuxième GT, dans la continuité du premier, a pour objectif de présenter les axes de travail retenus suite aux retours des parties prenantes, le cadre méthodologique pour mener l'analyse sur chacun des axes identifiés, ainsi que des premiers éléments d'analyse sur certains des axes de travail.

1.3 Retour sur le cadrage global de l'analyse environnementale

La diversité des enjeux environnementaux et la complexité liée à l'évolution du système électrique ont mené RTE à proposer un cadrage méthodologique qui s'appuie sur la définition suivante des enjeux environnementaux suite aux premiers échanges menés au sein du groupe de travail.

1.3.1 Les principaux enjeux environnementaux

Les éléments présentés à l'occasion de la première réunion du groupe de travail sur le cadrage de l'analyse environnementale ont permis de mettre en évidence les principaux enjeux à prendre en compte dans les projections d'évolution du système énergétique.

- i. Le premier enjeu est évidemment celui de la **lutte contre le réchauffement climatique**, qui se traduit dans les objectifs à l'échelle mondiale (accords de Paris) et à l'échelle nationale (atteinte de la neutralité carbone) et qui constitue l'un des premiers objectifs de la transition énergétique et écologique. Le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050-2060 s'inscrit dans ce contexte d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France et de transformation du système énergétique, l'enjeu de réduction des émissions de gaz à effet de serre trouve donc naturellement toute sa place dans l'analyse environnementale des scénarios.
- ii. Le second enjeu qui apparaît prégnant dans les objectifs de protection de l'environnement correspond à la **préservation de la biodiversité**. Ainsi, si le GIEC alerte depuis plusieurs années au sujet du réchauffement climatique, l'IPBES² confirmait dans son premier rapport d'évaluation mondial en 2019 [4] la détérioration dans le monde entier de la biodiversité, c'est-à-dire la nature et ses contributions vitales aux populations, ainsi que les fonctions et services

² 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.

écosystémiques qu'elle rend. L'IPBES identifie cinq facteurs directs qui ont provoqué la détérioration de la nature au niveau mondial au cours des 50 dernières années :

- **Le changement d'affectation des terres** qui se fait à travers l'agriculture, le développement des villes, la fragmentation, le mitage des espaces naturels, l'utilisation intensive et la dégradation des terres ;
- L'exploitation directe qui concerne 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.

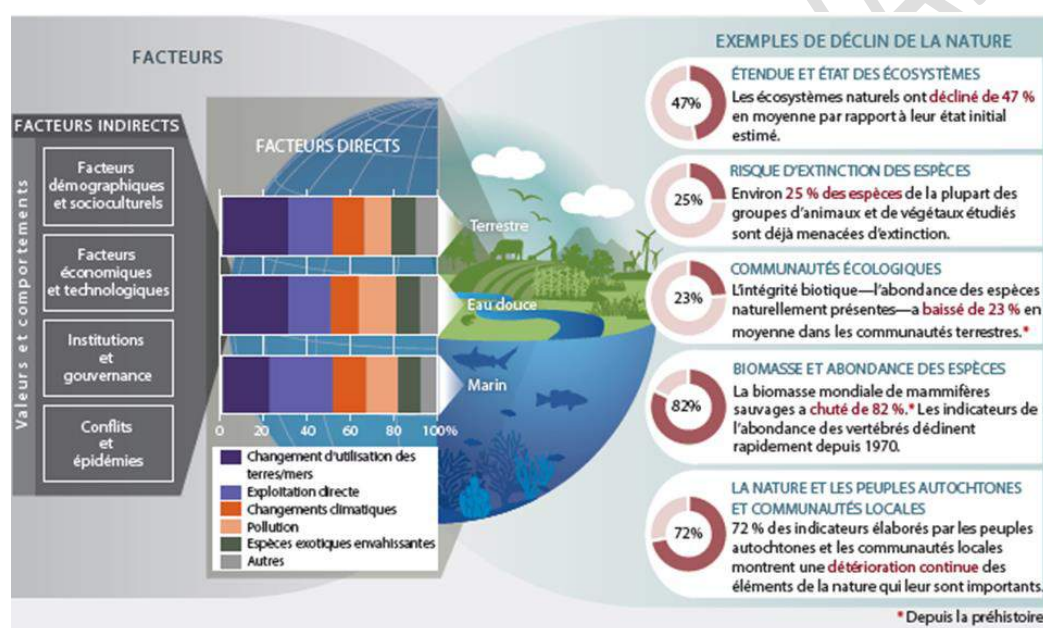


Figure 1 - Exemple de déclin observés dans la nature au niveau mondial, soulignant le recul de la biodiversité provoqué par des facteurs de changements directs et indirects (source : IPBES 2019)

iii. Troisièmement, l'analyse de la littérature sur les enjeux environnementaux associés à la transition énergétique met en évidence une problématique spécifique associée à **la demande en ressources minérales**. Ainsi, les Nations Unies anticipent une poursuite de l'augmentation de la démographie mondiale, avec une projection à 9,7 milliards d'habitants en 2050. Cette augmentation démographique ainsi que l'amélioration du niveau de vie auront pour conséquence directe une augmentation des besoins et donc une demande accrue en ressources minérales. Les secteurs du bâtiment, du transport et de ses infrastructures, mais aussi du numérique, ou de la production d'énergie sont les plus gros consommateurs de ressources minérales. A cet égard, le choix des technologies employées pour mettre en œuvre la transition énergétique n'est pas neutre. La Banque mondiale a publié en 2017 un rapport [5] dans lequel elle concluait à une augmentation significative de la demande en ressources minérales pour réaliser la transition bas-carbone. Cette conclusion a été confirmée dans un second rapport publié en 2020 dans lequel la Banque mondiale pointe également la nécessité de s'assurer que les ressources minérales extraites pour la transition énergétique soient

produites de manière durable et responsable et que cette extraction bénéficie davantage aux pays en voie de développement.

Par ailleurs, en parallèle de cette croissance annoncée de consommation de matières premières non renouvelables, plusieurs publications ont attiré l'attention sur ses corollaires : la hausse du risque de criticité associé à ces matières, ainsi que l'augmentation de la concurrence des différents acteurs économiques pour l'accès à ces ressources. Ainsi, grâce à un suivi périodique des matières premières critiques, c'est à dire importantes sur le plan économique et qui présentent un risque élevé de pénurie d'approvisionnement pour l'Europe, la Commission européenne a montré une tendance à l'intensification de la criticité depuis la publication du premier référencement. Pour autant, elle ne prévoit pas les tendances futures. La dernière liste, publiée en 2020, comporte ainsi 30 matières premières critiques dont 26 peuvent être présentes dans le secteur de l'aérospatial/défense, 24 dans les industries à forte consommation d'énergie, 21 dans le secteur de l'électronique, 21 dans le secteur de la mobilité et automobile, et 18 dans les énergies renouvelables [6].

- iv. Enfin, un autre enjeu important autour de l'environnement correspond à **la santé humaine**. Cet enjeu apparaît d'autant plus primordiale dans cette année 2020 qui aura été marquée par la pandémie mondiale de la COVID-19. Dans un rapport publié jeudi 29 octobre 2020, l'IPBES met en évidence le lien entre notre environnement et la santé humaine, et affirme que le **changement d'affectation des terres** est un facteur aggravant pour le risque de pandémie au niveau mondial et a provoqué l'apparition de plus de 30 % des nouvelles maladies signalées depuis 1960 [7].

Hors situation de pandémie, le rapport sur l'environnement de 2019 du MTES [8] identifiait, sans prétendre être exhaustif, les enjeux suivants comme majeurs en matière de santé-environnement pour la France : les **conséquences sanitaires du changement climatique** qui peuvent se traduire par un accroissement de l'occurrence d'événements naturels extrêmes et une variation des précipitations susceptibles d'exposer les populations à des risques sanitaires à court et long termes ; la **pollution de l'air intérieur et extérieur et des nuisances sonores**, le logement et les transports représentent les deux facteurs d'exposition majeurs ; la **contamination des milieux naturels et l'exposition des populations aux substances chimiques**³ ; l'**exposition aux rayonnements**⁴ naturels et artificiels.

A l'échelle mondiale les enjeux sur la santé humaine sont étroitement liés aux situations géographiques, économiques et sociétales des populations, ce qui rend le sujet particulièrement complexe à étudier.

³ De la contamination des milieux naturels (eau, air, sol), à celle de l'eau potable et de l'alimentation, les voies et les lieux d'exposition et d'imprégnation des populations sont multiples. Ponctuelles ou chroniques, directes ou indirectes, les expositions et leurs effets sanitaires sont souvent difficiles à identifier en raison de leur caractère multifactoriel. Aujourd'hui, si les risques sanitaires liés à l'introduction de certaines substances chimiques dans l'environnement sont connus, ce n'est pas le cas pour une partie d'entre elles, utilisées dans des produits de consommation courante.

⁴ Concernant les rayonnements ionisants, les sources de radioactivité naturelle se retrouvent dans les rayonnements telluriques provenant du sol, du cosmos ou de notre alimentation. Les sources artificielles se situent lors d'examens ou thérapies médicales, ou encore au niveau des rejets autorisés des installations nucléaires. Quant aux rayonnements non-ionisants qui proviennent des ondes électromagnétiques, l'augmentation de l'exposition se situe au niveau des radiofréquences, c'est-à-dire les rayonnements émis pour la transmission d'informations à travers les antennes relais pour la téléphonie mobile principalement.

1.3.2 Quatre axes de travail pour traiter des problématiques environnementales dans le prochain Bilan prévisionnel à long terme

A partir des éléments identifiés ci-dessus pour le cadrage global de l'analyse, plusieurs axes de travail prioritaires ont été définis pour la mise en application de l'analyse environnementale des scénarios à l'horizon 2050. Ces axes ainsi définis permettent de répondre à une majorité des enjeux identifiés à savoir la lutte contre le réchauffement climatique, la consommation des ressources minérales et de façon moins exhaustive les enjeux sur la biodiversité et la santé humaine. En effet, ces deux enjeux dépendent d'analyses multifactorielles et de spécificités locales qui rendent leur analyse complète très compliquée. Certains indicateurs mis en évidence dans les travaux du Bilan prévisionnel permettront néanmoins d'aborder certains aspects associés. Par ailleurs, il convient de rappeler que les deux premiers axes pris en compte, le changement climatique et les ressources minérales, ont un impact majeur sur la santé humaine et sont deux des facteurs essentiels de pression sur la biodiversité avec le changement d'affectation des terres.

Par rapport aux éléments présentés dans le premier document de cadrage, et suite aux retours des parties prenantes dans le cadre des différents groupes de travail et des réunions plénières de la CPSR, il a été décidé d'ajouter des volets d'analyse complémentaires sur le degré d'emprise au sol et sur les volumes de déchets nucléaires associés aux différents scénarios.

- **Axe n° 1 : Evaluer les effets des transformations du secteur électrique sur les émissions de GES : il s'agira notamment d'évaluer les émissions associées aux infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie mais également la contribution du secteur électrique à l'atteinte de la neutralité carbone.** Plus précisément, l'objectif de cet axe est d'identifier comment le secteur électrique réduit ses émissions de gaz à effet de serre et comment il permet de réduire les émissions d'autres secteurs notamment à travers les transferts d'usages. Pour traiter cette problématique les études se décomposent en deux sous-parties. D'une part, le calcul des émissions en cycle de vie du secteur électrique (émissions directes et indirectes) seront réalisés par la méthode d'analyse en cycle de vie (ACV) attributionnelle. D'autre part, le calcul des émissions évitées (ou nouvelles) par les nouveaux usages de l'électricité dans les secteurs des transports, du bâtiment ou de l'industrie, seront réalisés en utilisant le couplage de l'ACV attributionnelle et de la méthode incrémentale déjà utilisée par RTE dans les rapports thématiques sur les nouveaux usages (mobilité, hydrogène, bâtiment).
- **Axe n°2 : Evaluer les besoins en ressources minérales du système électrique.** Cet axe a pour objectif d'évaluer les niveaux d'accroissement des matières nécessaires à l'élaboration des scénarios et de les mettre en perspective vis-à-vis de la situation actuelle et des enjeux de criticité. La méthode de l'ACV attributionnelle est retenue pour cette problématique sans toutefois utiliser d'indicateur de criticité qui nous semble encore trop peu mature. Les risques associés sur l'approvisionnement pourront faire l'objet d'un éclairage qualitatif mais ceux-ci resteront fortement dépendants de l'évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale.
- **Axe n°3 : Evaluer le degré d'emprise au sol du système électrique.** Cet axe a pour objectif de caractériser les impacts en termes d'occupation du sol, et de les mettre en perspective vis-à-vis des autres usages du sol, que ce soit pour les activités humaines, la biodiversité ou les puits de carbone. Il s'agira en particulier de distinguer les problématiques d'artificialisation et

d'emprise au sol selon les différentes technologies et types d'installation ainsi que de préciser les risques de conflits d'usage et / ou les opportunités de coexistence d'usage.

- **Axe n°4 : Evaluer le volume des déchets nucléaires.** L'objectif de cet axe est de permettre de quantifier les volumes de déchets nucléaires qui pourraient être générés dans les différents scénarios en distinguant les différents types de déchets (activité, durée de vie...) qui peuvent induire des enjeux différents en matière de traitement, de stockage ou de valorisation. Dans le cadre du Bilan prévisionnel, les travaux viseront à estimer les volumes de déchets induits par les choix sur le mix énergétique, en les mettant en perspective des enjeux associés, mais sans se prononcer sur la pertinence des différentes solutions de recyclage et de stockage qui sont discutées dans d'autres instances publiques de concertation.

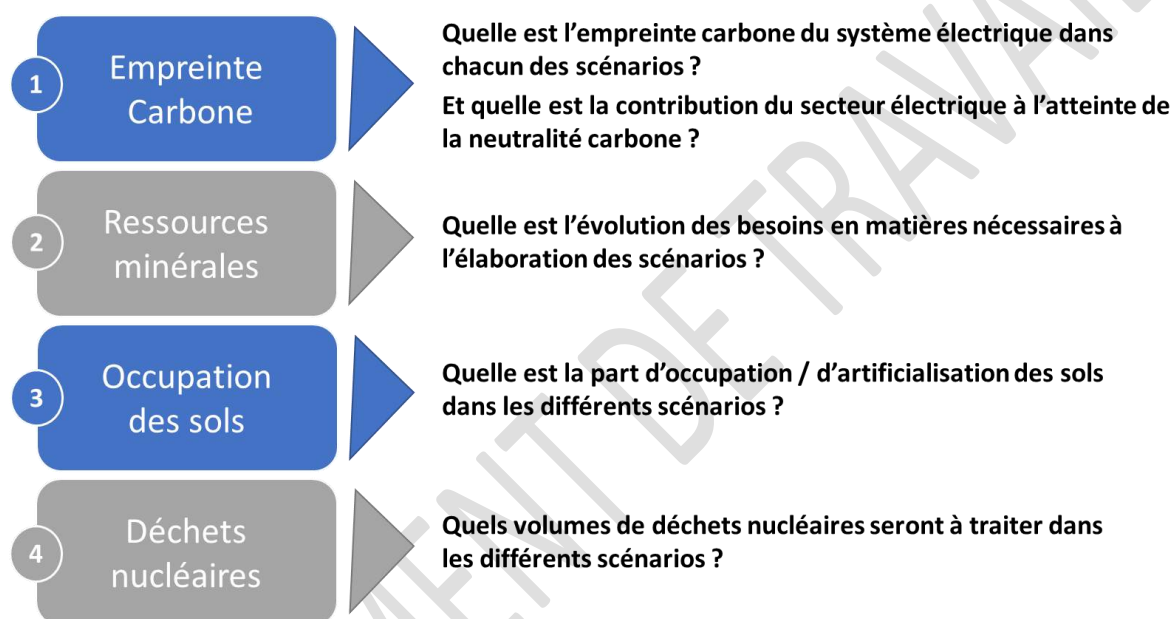


Figure 2. Synthèse des quatre axes de travail principaux sur l'analyse environnementale des scénarios du Bilan prévisionnel

Ces quatre axes de travail permettront de couvrir l'essentiel des problématiques environnementales évoquées par les parties prenantes au cours de la phase de cadrage des scénarios du Bilan prévisionnel. Ils conduisent à élargir de manière significative le périmètre d'analyse du Bilan prévisionnel, autrefois concentré sur l'analyse de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre en France.

Pour chacun de ces axes de travail, il convient de préciser le périmètre, les données et le cadre méthodologique utilisé. Ces éléments ont été présentés en grande partie dans le premier document de concertation [9] et sont rappelés et précisés dans la suite de ce document.

1.3.3 Les périmètres d'étude

Le périmètre initial d'étude est constitué du système électrique français qui comprend les moyens de production, le réseau et les moyens de stockage. L'analyse tiendra également compte des effets induits

sur le reste du système énergétique et de l'économie à l'échelle française via les transferts d'usage et les interfaces avec les autres vecteurs, mais également à l'échelle européenne les échanges d'électricité aux interconnexions.

En effet, le système électrique en France n'est pas un système autarcique et indépendant du reste ; c'est pourquoi le système étudié considère les impacts de la production d'électricité française consommée en France ainsi que les impacts de la production européenne importée moins les impacts de la production française exportée (ces impacts exportés pouvant par exemple être positifs dans le cas du changement climatique puisque le système électrique français exporte aujourd'hui de l'énergie peu carbonée vers d'autres pays d'Europe).

Si la SNBC pour atteindre la neutralité carbone prévoit une diminution par deux de la consommation d'énergie par des mesures de sobriété, d'efficacité énergétique, elle prévoit aussi des transferts d'usages entre vecteurs d'énergie (électricité, réseaux de chaleur, gaz renouvelable, ENR thermiques et déchets). Concernant l'électricité, il est prévu par exemple une forte progression des véhicules électriques particuliers dans la vente des véhicules neufs, ou encore un recours important aux pompes à chaleur et aux réseaux de chaleur urbain pour le chauffage, etc. Pour évaluer la contribution du système électrique à la baisse des émissions de gaz à effet de serre des autres secteurs comme la mobilité, le périmètre sera élargi aux postes de consommation étudiés ainsi que les consommations et vecteurs d'énergie substitués.

Aussi deux périmètres d'études se distinguent pour capter à la fois :

- les effets du système électrique, à savoir les moyens de production, de stockage et le réseau d'électricité qui sont nommés **impacts directs (à la production) et indirects (liés à l'infrastructure)**,
- les **impacts induits (nouveaux ou évités)** par les nouveaux usages de l'électricité dans le secteur des transports, le secteur des bâtiments ou encore pour la production d'hydrogène.

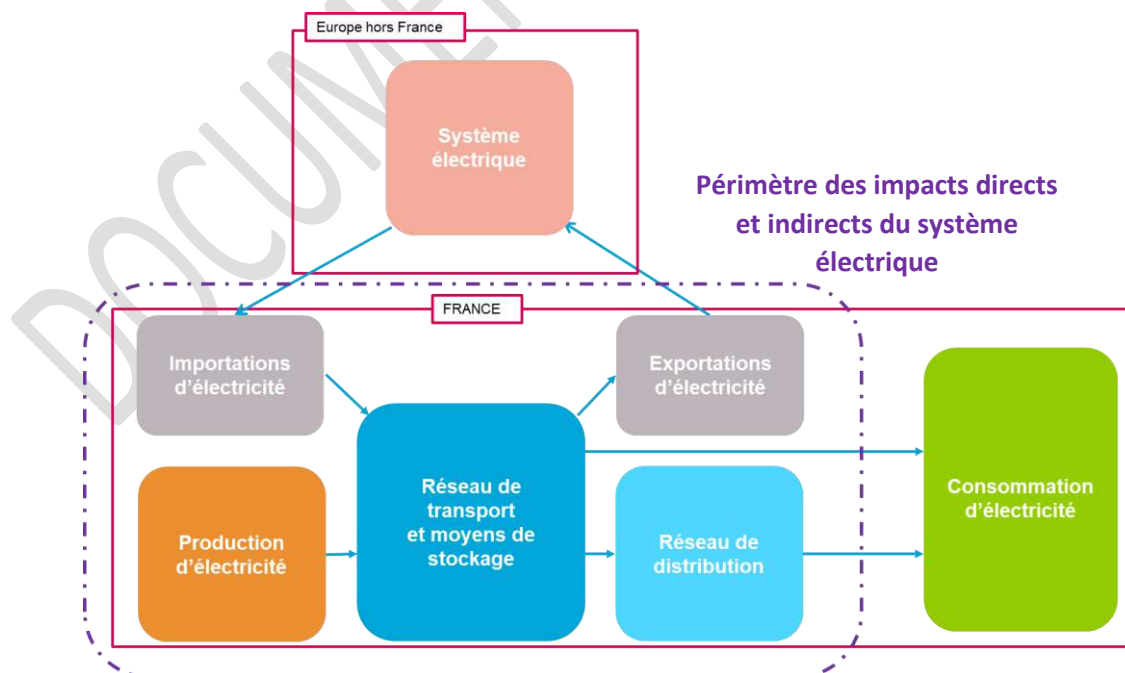


Figure 3. Illustration du périmètre de l'analyse environnementale

1.3.4 Les méthodologies

La méthode d'analyse cycle de vie (ACV) développée dans le premier document de concertation [9] représente la méthode la plus adaptée pour les études du bilan prévisionnel 2050 de par son analyse multicritère et tout au long du cycle de vie.

Les échanges avec les parties prenantes ont fait émerger des questions sur certaines problématiques qui se révèlent être difficiles à traiter avec la méthodologie de l'ACV, aussi selon les axes de travail, d'autres méthodologies sont en cours de développement.

1.3.5 Les données

La méthodologie principale retenue correspondant à l'ACV, les données utilisées pour l'analyse sont issues en première étape de la base de donnée Ecoinvent⁵ et enrichies en fonction de la littérature disponible et des contributions des parties prenantes.

Pour les analyses spécifiques, hors ACV, des données complémentaires pourront être utilisées et seront détaillées dans la suite des réunions du GT6.

⁵ Base de données pilotée et maintenue par l'école polytechnique fédérale de Lausanne en Suisse. Il s'agit de la base de données d'inventaire internationale la plus exhaustive à ce jour.

2. Cadrage des axes de travail pour traiter les problématiques environnementales

2.1 Axe n°1 : les effets des transformations du système électrique sur les émissions de gaz à effet de serre

L'objectif de cet axe est d'identifier comment le secteur électrique réduit ses émissions de gaz à effet de serre et comment il permet de réduire les émissions d'autres secteurs à travers ses usages. Pour traiter cette problématique les études se décomposent en deux sous-parties. Premièrement le calcul des émissions en cycle de vie du secteur électrique (émissions directes et indirectes) seront réalisés par la méthode d'ACV attributionnelle. Et deuxièmement le calcul des émissions évitées (ou nouvelles) par les nouveaux usages de l'électricité dans les secteurs des transports, du bâtiment et de la production de l'hydrogène, seront réalisés en utilisant le couplage de l'ACV attributionnelle et de la méthode incrémentale déjà utilisée par RTE dans les rapports mobilité, etc.

2.1.1 Préalable sur les différences entre l'approche empreinte et l'approche territoriale

La SNBC définit des objectifs de budgets carbone selon l'approche territoriale. Si l'analyse environnementale se place dans une approche empreinte, par la méthode d'analyse de cycle de vie, il n'en reste pas moins qu'un éclairage pourra être donné quant au respect des scénarios à suivre la trajectoire de la SNBC. Avant de décrire la méthodologie employée pour cet axe, ci-dessous un rappel sur la différence entre une approche territoriale et une approche empreinte.

La différence d'approche entre empreinte et territoire est une distinction propre à la comptabilisation nationale pour comptabiliser les émissions de gaz à effet de serre (GES) imputables à un pays :

- **L'approche territoriale** est utilisée pour élaborer les inventaires nationaux d'émissions de GES réalisés par le Citepa pour le Ministère en charge de l'Environnement(MTES) dans le cadre des engagements internationaux et européens de la France. Elle se focalise sur les émissions dites territoriales, selon une approche « production », communément appelée *Producer-based accounting (PBA)*, c'est-à-dire qu'elle couvre uniquement les émissions ayant lieu sur le territorial national. Par conséquent, les émissions de GES associées aux biens importés d'autres pays pour la consommation intérieure des États ne figurent pas dans leurs inventaires nationaux. A l'inverse, les émissions liées à la fabrication de biens dans les pays producteurs et ensuite exportés sont comptabilisées dans les inventaires nationaux des pays producteurs alors qu'ils ne sont pas consommés sur place.
- **L'approche empreinte**, dite « consommation » ou *Consumer-based accounting (CBA)* impute, quant à elle, l'ensemble des émissions de GES liées à la production et au transport d'un bien ou d'un service à son consommateur final. On parle aussi d'empreinte carbone. L'empreinte carbone intègre toutes les émissions induites par la consommation, en France, de produits fabriqués en France et à l'étranger. L'empreinte carbone comporte donc à la fois des émissions ayant lieu en France (lors de la production ou de la consommation des produits) et à l'étranger (produits fabriqués à l'étranger, importés et consommés en France). Le Service des données et études statistiques (SDeS) du MTES a réalisé plusieurs évaluations de l'empreinte carbone de la France au cours des dernières années[10].

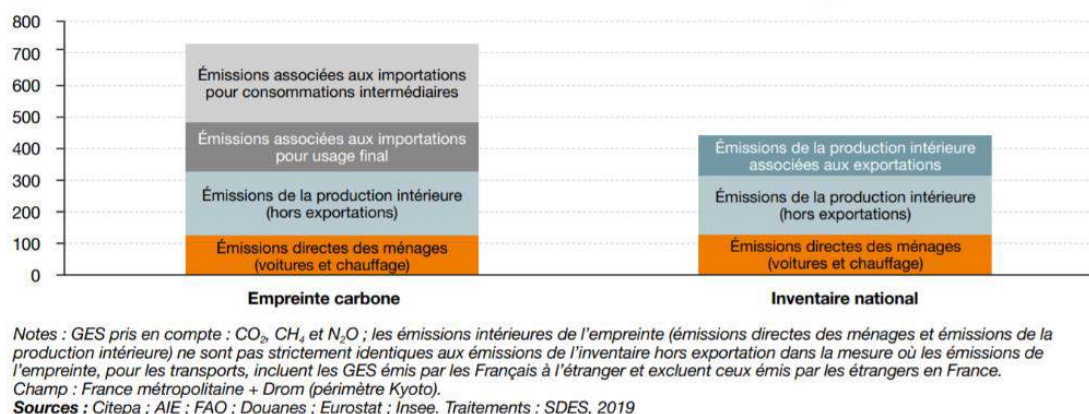


Figure 4. Comparaison des composantes de l'empreinte carbone et de l'inventaire national pour l'année 2014, en MtCO₂e (source : SDES)

2.1.2 Les émissions de gaz à effet de serre associées au système électrique

La première étape de l'analyse sur les émissions de gaz à effet de serre consiste à évaluer les émissions associées à la production d'électricité et aux infrastructures du système électrique. Contrairement aux précédentes éditions du Bilan prévisionnel, cette analyse est réalisée en intégrant les émissions sur l'ensemble de cycle de vie des infrastructures (fabrication des équipements comprise) et non uniquement celles associées à la combustion.

A titre d'illustration des principes méthodologiques, le premier document de concertation présentait le calcul des impacts environnementaux des scénarios du Bilan prévisionnel 2017, dont le calcul des émissions de gaz à effet de serre. Plusieurs points sensibles ont été identifiés, comme la robustesse des données ou le choix des méthodes de calcul d'impacts.

La méthode d'analyse de cycle de vie utilisée dans les travaux menés par RTE a été présentée dans la partie 3.1.1 du premier document de concertation [9]. Elle a montré son intérêt pour mesurer les impacts environnementaux du mix de production électrique tout au long du cycle de vie. Bien que la méthode d'ACV retenue soit une approche attributionnelle, l'analyse comprend plusieurs ACV ciblant des instants différents de la trajectoire du mix considéré. L'ACV du système électrique est réalisée en 2020, 2030, 2040, 2050 et enfin 2060.

- **Périmètre du système étudié : les émissions directes et indirectes du système électrique**

Le périmètre d'étude du système électrique ne se limite pas qu'aux moyens de production mais comprend aussi les moyens de stockage et les infrastructures du réseau d'électricité. En effet selon les scénarios étudiés, les besoins de stockage et de développement de réseau peuvent varier et donc avoir des impacts différenciés sur l'empreinte carbone du système qu'il convient de prendre en compte dans l'analyse.

Comme précisé dans la partie 1.3.3, le périmètre contient les impacts du système électrique français avec les impacts attribués aux importations moins les impacts attribués à l'export.

Notion d'import/export sur le système électrique

La physique impose à tout instant un équilibre strict entre la production et la consommation d'électricité sur l'ensemble du réseau interconnecté « synchrone », à savoir l'Europe continentale. De plus, il n'est pas possible de distinguer physiquement les « kWh » liés à un contrat donné, une fois qu'ils sont « injectés » sur le réseau (caractère « fongible » de l'électricité lié à sa nature ondulatoire) [11].

D'un point de vue technique, la notion d'import/export est donc une vision de nature essentiellement comptable (résultat net de la différence à un instant donné entre les productions et les consommations nationales), masquant de très fortes dépendances intrinsèques qui se répercutent en toute rigueur sur la modélisation des impacts environnementaux, et que seule une analyse incrémentale à l'échelle européenne permet réellement de saisir. Ainsi l'impact lié au développement de la flotte française de véhicules électriques est très différent selon que le placement temporel de leur recharge s'effectue aux heures creuses à partir d'une production d'électricité européenne peu carbonée ou conduit à solliciter des moyens de pointe supplémentaires ayant recours aux combustibles fossiles.

• Robustesse des données et identification des paramètres-clefs

Dans le processus d'analyse de cycle de vie, il est commun de réaliser en première étape une première analyse simplifiée qui est réalisée à partir d'un jeu de données initial et disponible. L'ACV simplifiée permet d'identifier les éléments-clés du système qui jouent un rôle structurant dans les résultats d'impacts étudiés. Par exemple, il s'agit d'identifier lesquelles des filières sont, a priori, les sources d'impact majeures dans les scénarios étudiés (il ne s'agit pas nécessairement des filières les plus présentes dans le mix car certaines filières qui représentent des capacités limitées peuvent correspondre à des impacts dimensionnants). Pour les filières les plus structurantes, les données feront l'objet d'une analyse plus approfondie.

La seconde étape consiste à déterminer les paramètres-clés des éléments préalablement identifiés. Par exemple si la filière éolienne est identifiée comme un élément-clef, quels sont les paramètres qui sont à l'origine de l'impact, le type de matériaux utilisés dans le mât ? la durée de vie ? etc. Les paramètres clefs sont ensuite considérés plus finement avec une revue de littérature et autres regards critiques qui pourraient être apportés, pour déterminer leur sensibilité, c'est-à-dire la plage de données possibles pour ce paramètre (de 15 à 25 ans pour la durée de vie d'une éolienne par exemple).

• Indicateurs d'impact retenus

Recommandé par l'ILCD Handbook [12] (International Reference Life Cycle Data system), l'indicateur d'impact du changement climatique est celui qui est retenu pour l'analyse.

2.1.3 Les émissions évitées (ou nouvelles) par l'électrification des usages dans les secteurs du transport, du bâtiment et de la production d'hydrogène.

L'objectif de cet axe est de compléter l'analyse en évaluant non seulement les émissions associées au secteur électrique mais également la contribution du secteur électrique à la décarbonation de l'économie, dans une optique d'atteinte de la neutralité carbone. Il s'agit en particulier de mesurer les effets bénéfiques ou au contraire nocifs induits par les nouveaux usages de l'électricité par rapport à une situation tendancielle. Les secteurs qui devront être traités en priorité sont le secteur des transports, des bâtiments et de l'industrie vis-à-vis des émissions de gaz à effet de serre.

Pour atteindre la neutralité carbone, la SNBC s'appuie sur une baisse de la consommation d'énergie et un mix d'énergie quasi décarboné. Ainsi, le vecteur électricité voit sa consommation totale s'accroître du fait de ces nouveaux usages, en particulier dans les secteurs des transports, des bâtiments et de l'industrie, malgré une tendance générale à la baisse de la consommation énergétique.

La méthodologie retenue pour cet axe est le couplage entre une ACV attributionnelle et la méthode incrémentale. Le calcul des émissions sera donc effectué en empreinte, même si des éclairages pourront être donnés en approche territoriale.

L'approche empreinte permettra de fait de compter un déplacement éventuel d'émissions en dehors du territoire français.

- **L'approche incrémentale ou conséquentielle en analyse de cycle de vie**

L'approche incrémentale utilisée dans le cadre du Bilan prévisionnel s'inspire très fortement de celle utilisée dans les précédentes analyses de RTE sur le développement de la mobilité électrique, sur la production d'hydrogène bas-carbone ou sur l'analyse du développement des pompes à chaleur dans le secteur du bâtiment (en cours).

Cette approche se fonde sur la comparaison de deux ACV attributionnelles d'un système selon deux configurations : une configuration où le nouvel usage électrique dont on veut estimer les émissions ne serait pas présent, et une configuration avec développement de l'usage en question. Ces approches permettent d'évaluer les conséquences du développement d'un nouvel usage comme celui de la mobilité électrique, en les différenciant sur la base des caractéristiques de ce développement (pilotage des recharges dans le cas de la mobilité). Pour mettre en œuvre cette comparaison, il est nécessaire de faire une hypothèse concernant le parc de production électrique dans la configuration où il n'y aurait pas de développement du nouvel usage. Deux choix sont possibles : supposer que le parc de production électrique à un certain horizon temporel serait le même (approche « incrémentale à parc figé ») ou considérer que le parc de production serait adapté à ce niveau de consommation plus faible (approche « incrémentale à parc adapté »). Pour les analyses réalisées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel et des études thématiques, le choix est fait de privilégier une « approche incrémentale à parc adapté », considérant que les politiques publiques sur l'évolution du parc de production d'électricité étant définies de façon cohérente avec les évolutions des usages. Cette méthode, qui permet donc d'étudier les conséquences effectives associées au développement d'un usage électrique, est celle qui a été utilisées dans les trois études thématiques sur la mobilité, l'hydrogène et le bâtiment.

- **Périmètre du système étudié : les émissions induites par les nouveaux usages de l'électricité**

Dans un premier temps, le périmètre d'étude se limitera à la partie de l'usage concerné par le transfert, le secteur de consommation entier ne sera pas étudié. D'une part, réaliser l'ACV globale du secteur des transports en France représente un chantier colossal, d'autre part l'intérêt est limité étant donné que les émissions évitées (ou nouvelles) sont le résultat d'une différence. L'intérêt de cette analyse est en effet de pouvoir évaluer les effets induits par les transformations du système électrique et les différences éventuelles entre les différents scénarios, sans prétendre faire une ACV complète de l'économie française. Ainsi la configuration sans développement du nouvel usage électrique, qu'on nommera scénario contrefactuel sera le même dans les différents scénarios étudiés et correspondra autant que possible à une tendance business-as-usual, c'est-à-dire que la part d'usage nouvellement électrifié dans le scénario contrefactuel ne fera pas l'objet d'une alimentation par un autre vecteur énergétique tel que les biocarburants ou le gaz renouvelable dans le cas de la mobilité.

- **Des données au-delà du secteur électrique**

Les données initiales proviennent comme dans la partie 0 de la base de données Ecoinvent et de la littérature. Le champ des données est plus large puisqu'il inclut les biens de consommations comme les véhicules mais aussi les éléments du vecteur énergétique substitué.

- **Indicateurs d'impact retenus**

Recommandé par l'ILCD Handbook [12] (International Reference Life Cycle Data system), l'indicateur d'impact du changement climatique est retenu dans un premier temps.

2.2 Axe n°2 : Les ressources minérales du système électrique

Cet axe a pour objectif d'évaluer l'évolution des besoins en matières nécessaires à l'élaboration des scénarios et de les mettre en perspective vis-à-vis de la situation actuelle et des enjeux de criticité.

2.2.1 Quels sont les risques d'approvisionnement d'une demande accrue de ressources ?

La transition énergétique se traduira très vraisemblablement par une demande accrue de ressources minérales. Par exemple, les panneaux photovoltaïques, selon les technologies, vont nécessiter du silicium, du gallium ou de l'indium, certaines éoliennes à aimants permanents ont recours au néodyme (seulement pour certains modèles, plutôt en mer) tandis que certaines batteries utilisent du cobalt. Certaines de ces ressources sont considérées comme des matières premières critiques, et ce d'autant plus qu'elles peuvent être également mobilisées par d'autres secteurs de l'économie (dont certains sont justement en phase d'expansion, comme le numérique).

La tentation de vouloir analyser les scénarios par un prisme qui permettrait de rendre compte des risques associées à l'approvisionnement en minéraux et métaux est naturelle. Les risques d'approvisionnement peuvent classiquement être évalués selon plusieurs critères, parmi lesquels :

- La disponibilité physique d'une ressource géologique dans les sols,
- La capacité technico-économique à extraire la ressource,
- La capacité technico-économique à traiter, transformer la ressource jusqu'à l'utilisation finale,
- La répartition géographique et l'exploitation sous monopole ou non, ...
- La capacité technico-économique à recycler la ressource,
- L'existence d'autres ressources équivalentes qui pourraient se substituer à la ressource considérée,
- Et éventuellement leur impact environnemental, critère qui n'entre pas vraiment en jeu actuellement dans les estimations de prix par exemple mais qui pourrait à l'avenir prendre plus d'importance.

Finalement, la criticité des ressources minérales se révèle n'être pas seulement physique ou géologique mais essentiellement politico-economico-environnementale : elle dépend avant tout du coût énergétique, environnemental et sociétal que la société est prête à payer pour y accéder.

L'évaluation détaillée des risques d'approvisionnement dans des scénarios de prospective présuppose donc la constitution d'un ensemble d'hypothèses cohérentes quant à l'évolution géopolitique et des choix technologiques, économiques et sociétaux du monde. De telles hypothèses, qui portent sur un périmètre très vaste et comportent un très grand nombre d'incertitudes, sont difficiles à établir et l'évaluation des risques sur l'approvisionnement serait très sensible au jeu d'hypothèses considéré. Par exemple, la criticité de l'uranium varie fortement selon les trajectoires que l'on envisage

concernant le développement à l'échelle mondiale de la filière nucléaire (relance ou stagnation), mais aussi selon la localisation des sites d'extractions Environ 10 pays totalisent actuellement 96% de l'uranium extrait dans le monde. Se fournir au Kazakhstan, au Canada, en Australie ou au Niger ne recouvre évidemment pas les mêmes implications géopolitiques.

L'analyse qui sera réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 apportera un éclairage relativement à l'accroissement des ressources nécessaires par rapport à la situation actuelle, et les différences entre les scénarios. Cette évaluation sera également utile pour avoir une idée des impacts potentiels sur la biodiversité et le climat tributaires de la chaîne de valeur des ressources minérales [13].

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, comme l'explique l'ADEME, 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 [14].

En parallèle, la notion de « rareté », est une configuration indispensable en analyse économique, pour pouvoir définir 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 à notre connaissance 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 riche de complexité, évolutive dans le temps, et qui agrège, comme la criticité, des aspects géologiques, économiques, politiques et environnementaux. Les experts semblent préférer d'ailleurs désormais utiliser la notion de métaux stratégiques plutôt que celle de métaux rares.

2.2.2 Comment évaluer les intensités matières des technologies ?

- **Une méthodologie basée sur les inventaires de cycle de vie de l'ACV sans utiliser d'indicateur existant**

Le modèle d'analyse de cycle de vie décrit dans la partie 0 est réutilisé. Toutefois il a été choisi de ne pas recourir à l'un des indicateurs d'épuisement ou de dissipation des ressources proposés dans la méthodologie ACV actuelle, du fait de la forte hétérogénéité des hypothèses de criticité retenues dans ces indicateurs comme cela a pu être exposé dans le premier document de concertation [9]. Les volumes de minéraux nécessaires à chaque technologie sont donc déduits des inventaires de cycle de vie. Pour rappel, un inventaire représente l'ensemble des flux de matières, d'énergie, d'émissions et

d'extractions de substances tout au long du cycle de vie de l'activité étudiée. Dans le cas présent les activités étudiées sont les infrastructures de production et de stockage d'électricité auxquelles les flux attribuables à la fin de vie ont été ôtés.

Le modèle utilisé pour extraire les flux de matières ne prend pas en compte les volumes de matières recyclées utilisées dans le processus. Ce point pourra faire l'objet d'améliorations futures.

• Les ressources étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel

Les matières étudiées peuvent à la fois être des matières d'usages comme l'aluminium ou des matières premières comme la bauxite. Selon les données disponibles, le choix de retenir la matière première ou secondaire a dû être fait tout en veillant à ne pas réaliser de double comptage. Neuf matières ont donc été retenues à ce jour, en se basant sur les critères suivants :

- ➔ Présence (directe ou indirecte) sur la liste des matières critiques identifiées par la Commission européenne [6],
- ➔ Présence dans les fiches de criticité élaborées par le BRGM pour le comité des métaux stratégiques (COMES) [15],
- ➔ Utilisation éventuelle dans les infrastructures de production du système électrique,
- ➔ Disponibilité des données dans le modèle utilisé.

Tableau 1. Liste des matières étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel

Aluminium	L'aluminium est produit à partir du minerai primaire qu'est la bauxite. La bauxite a été ajoutée cette année dans les matières premières critiques pour l'Europe. L'aluminium est utilisé dans de multiples filières électriques.
Chrome	Le chrome ou plus exactement le ferrochrome, est principalement utilisé dans les aciers inoxydables. Il peut être utilisé dans les centrales au gaz, les centrales nucléaires (recouvrement de cheminées,...), les panneaux photovoltaïques.
Cobalt	L'utilisation du cobalt a augmenté ces dernières années avec la croissance des batteries, mais comme le chrome, il peut être utilisé dans différents alliages qui permettent une bonne résistance à la corrosion.
Cuivre	Le cuivre est un élément incontournable en électricité, il peut être utilisé dans les bobinages des génératrices d'électricité ainsi que dans un certains nombres de matériels électriques et électronique pour ses propriétés conductrices.
Or-Argent	L'or et l'argent peuvent être utilisés dans les contacteurs métalliques des panneaux photovoltaïques ou encore dans certaines batteries.
Indium	Principalement utilisé dans les écrans plats, l'indium peut aussi être utilisé dans certains panneaux photovoltaïques et batteries.
Nickel	Le nickel peut être utilisé dans les turbines à gaz, les centrales nucléaires ; le stockage de l'hydrogène et les batteries.
Terres rares	Les terres rares peuvent être utilisées dans certaines éoliennes offshore dans les génératrices à aimants permanents.
Silicium	Le silicium est principalement utilisé dans certains panneaux photovoltaïques.

La liste présentée ci-dessous fait apparaître à la fois des matières premières comme le zinc, le nickel, le cuivre et des matières secondaires ou d'usages comme l'aluminium qui est obtenu à partir de la bauxite ou encore le chrome qui est issu majoritairement de la chromite.

Dans un second temps, d'autres matières pourront être étudiées, selon les échanges avec les parties prenantes et notamment celles qui peuvent être utilisées par les batteries ou les électrolyseurs, comme le lithium, le cobalt ou le graphite. **La première étape de ce travail consistera donc à évaluer les intensités matières par technologies du système électrique et d'en identifier les matières remarquables. La deuxième étape sera ensuite de quantifier les tonnages des matières nécessaires dans les différents scénarios. Enfin, la troisième étape permettra de mettre en perspective l'accroissement des matières vis-à-vis du paysage actuel d'approvisionnement en ressources de la France sans préjuger de son évolution.**

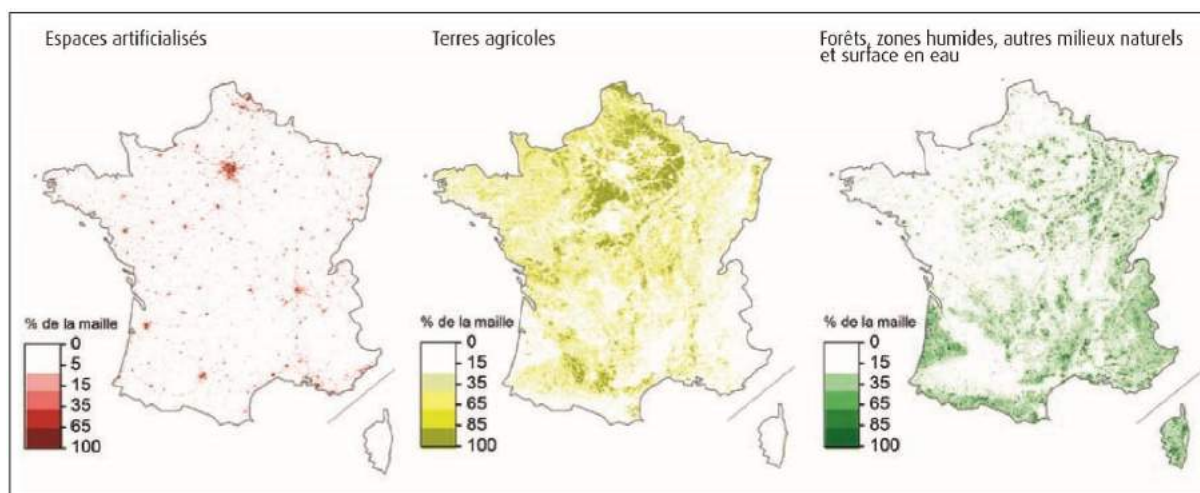
2.3 Axe n°3 : l'emprise au sol du système électrique

Cet axe a pour objectif de caractériser les scénarios en termes d'occupation et d'artificialisation des sols, et de les mettre en perspectives vis-à-vis des autres usages du sol, que ce soit pour les activités humaines, la biodiversité ou les puits de carbone.

2.3.1 L'artificialisation ne cesse de progresser en France métropolitaine

En 2012, les surfaces en France métropolitaine étaient occupées à hauteur de 60% par des terres agricoles, 35% par des forêts, des milieux semi-naturels et des zones humides, et 6% par des surfaces artificialisées[16].

Si la part occupée par les surfaces artificialisées semble faible, il n'en demeure pas moins qu'une dynamique croissante d'artificialisation des territoires existe et que les impacts associés peuvent dépasser les seules surfaces artificialisées. Un document de la Cour des Comptes [17] rappelle que la France connaît une artificialisation de 596 000 hectares en dix ans soit l'équivalent d'un département comme le Var, le Nord ou les Charentes. En effet, la population augmente et se répartit différemment à l'intérieur du territoire national, la surface artificialisée par habitant progresse pour satisfaire les besoins en routes et parkings, en résidences secondaires, ou du fait des phénomènes de décohabitation. Depuis 1960, la surface agricole par habitant a ainsi diminué de 40 % en 50 ans. Fort de ce constat la France a d'ailleurs initié un objectif de « zéro artificialisation nette ».



Note : taux d'occupation en niveaux de couleurs par maille hexagonale de 2 km de côté.

Figure 5. Taux d'occupation du territoire selon les différents types de surfaces et d'usage
(source : Corine Land Cover, SOeS)

Au-delà de la notion d'artificialisation, les infrastructures énergétiques conduisent à une certaine emprise au sol ou paysagère qui suscite parfois des interrogations en matière d'aménagement du territoire.

2.3.2 Les enjeux d'occupation et d'artificialisation des sols associés à l'évolution du système électrique

Le changement de paysage énergétique pose donc des questions quant à une pression qui pourrait être accrue par l'installation de nouvelles infrastructures du système électrique. La surface au sol engagée par une filière pour une production équivalente peut varier fortement, par exemple entre une centrale nucléaire et un parc photovoltaïque. Toutefois selon la nature de l'infrastructure, le degré d'artificialisation peut être réputé nul s'il est installé sur des zones déjà artificialisées (parking) ou délaissées (friches industrielles) [18] ou plus modéré s'il permet la cohabitation de plusieurs usages comme l'activité agricole, la biodiversité ou encore le stockage de carbone dans les sols.

L'objectif des travaux d'analyse engagés sur cet axe dans le cadre du Bilan prévisionnel sera d'évaluer, pour chacun des scénarios étudiés, les surfaces occupées, artificialisées et ou « affectées » par les infrastructures du système électrique.

La méthodologie et les hypothèses sont en cours de définition et feront l'objet de précisions ultérieures dans les prochaines réunions du groupe de travail n°6.

2.4 Axe n°4 : Le volume des déchets nucléaires

Cet axe de travail a pour objectif d'apporter une estimation de la quantité de déchets nucléaires générés dans les différents scénarios. Il s'agira également de mettre en perspective les conséquences éventuelles en matière de traitement des déchets.

L'analyse visera à distinguer les déchets en fonction de leurs caractéristiques (activité, durée de vie...) afin de mettre en évidence les besoins associés à chaque type de déchets.

La méthodologie et les hypothèses sont en cours de définition et feront l'objet de précisions ultérieures dans les prochaines réunions du groupe de travail n°6.

3. L'évaluation de la contribution du système électrique à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (résultats provisoires)

3.1 Les émissions associées à la combustion d'énergies fossiles pour la production d'électricité

Les émissions du secteur électrique en France sont traditionnellement évaluées sur la base de la production des centrales thermiques à combustible fossile, en croisant la production de chacune des centrales considérées avec les facteurs d'émissions associés aux différentes énergies et technologies. Cette évaluation est ainsi présentée dans un certain nombre de bilans (bilan électrique et bilan prévisionnel de RTE, statistiques publiées par le Ministère de la Transition écologique) et de documents de planification.

En France, où la production d'électricité issue de combustible fossile occupe une place très restreinte du fait de la part importante de la production d'origine nucléaire et hydraulique, les émissions associées au système électrique (au sens des émissions à la combustion) sont d'ores et déjà relativement faibles, autour de 20 millions de tonnes de CO₂ par an au cours des dernières années. A titre de comparaison, en 2018, les émissions associées à la combustion dans les centrales électriques se sont élevées à environ 275 millions de tonnes en Allemagne, 70 millions au Royaume-Uni, ou 90 millions en Italie.

Même en ajoutant les autres gaz à effet de serre émis par les installations électrique (SF₆, HFC mais hors émissions liés à l'amont du cycle combustible) l'inventaire national du CITEPA donne des chiffres de l'ordre de 20 MtCO₂eq [19], soit moins de 5% des émissions territoriales. Le secteur énergétique dans son ensemble, qui inclut la production d'électricité mais aussi les réseaux de chaleur urbains, le raffinage de pétrole ou d'autres industries de l'énergie, représente au total environ 45,8 MtCO₂eq en 2019 (pour la production d'énergie et non son utilisation).

A l'horizon 2050, la SNBC prévoit le recours exclusif à des sources d'énergies bas-carbone, à savoir l'électricité, la biomasse (qui peut être transformée en biogaz, biocarburants ou combustibles solides) et la chaleur renouvelable. Les émissions du secteur énergétique seraient donc réduites à quasiment zéro : il ne resterait dans les sources d'émissions potentielles que les fuites « incompressibles » du gaz renouvelable ou de synthèse (produit par méthanation) estimées à 2MtCO₂eq/an.

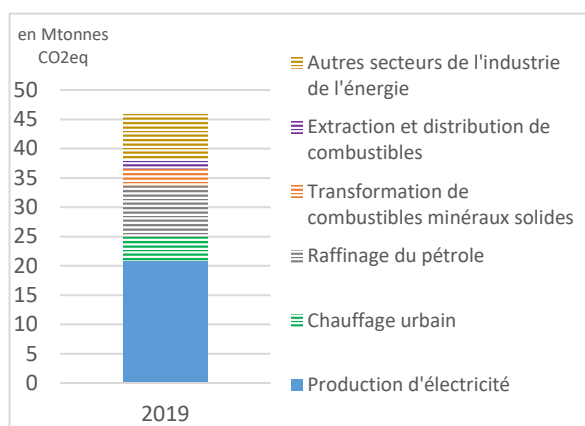


Figure 7 - Emissions du secteur de la production d'énergie en 2019 en France (inventaire national du SECTEN-CITEPA)

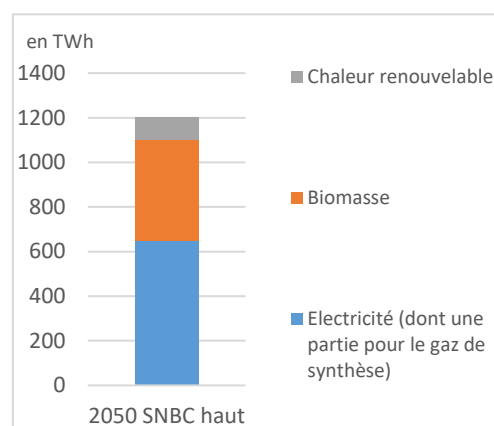


Figure 6 - Mix énergie en 2050 de la SNBC (scénario haut)

Au cours des prochaines années, les évolutions prévues sur le système électrique contribueront à réduire encore les émissions de gaz à effet de serre associées à la combustion dans les centrales. En premier lieu, la fermeture des centrales au charbon, prévues d'ici 2022 par le Gouvernement constituera un facteur de réduction important. Par ailleurs, la poursuite du développement des énergies renouvelables contribuent à réduire à terme les durées de fonctionnement des centrales à gaz en France et en Europe et donc les émissions associées.

A long terme, le développement du biométhane et ou des gaz de synthèse pourraient constituer des solutions de production d'électricité pilotables neutres en carbone. Conformément, aux orientations de la SNBC, le gaz utilisé en France à l'horizon 2050, et a fortiori celui utilisé pour la production d'électricité (hydrogène ou méthane) est supposé provenir de sources 100% renouvelable et **les émissions à la combustion du CO2 biogénique sont considérées nulles⁶**.

Pour les horizons intermédiaires sur la trajectoire vers la neutralité carbone, le secteur du gaz intégrera une part de gaz renouvelable (celle-ci est aujourd'hui de l'ordre de 0,5% de la consommation totale de gaz en France). L'évaluation des émissions associées à la production d'électricité à partir de gaz pose alors une question de méthode : faut-il attribuer, dans le calcul des émissions, une part du gaz renouvelable à la production d'électricité, par exemple au prorata de la part du gaz renouvelable dans la consommation totale de gaz ?

Les graphiques qui suivent dans cette partie présentent de premiers résultats provisoires sur l'évolution des émissions territoriales estimées de la production d'électricité dans les scénarios d'étude⁷ M2 (« 100% EnR – bouquet économique ») et N1 (« EnR + nucléaire 1 »), c'est-à-dire les émissions de la combustion dans les centrales.

Pour rappel, les principaux éléments d'hypothèses des différents scénarios d'étude sont rappelés sur la figure suivante.

⁶ Comme détaillé dans la documentation de la base carbone de l'ADEME :

https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?co2_biogenique.htm

⁷ Pour plus de détails sur les scénarios d'étude, voir le document de concertation associé au GT3 scénarisation :

https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-06-19-GT-Sc%C3%A9narios-2050-document-de%20travail-V3-LQ.pdf

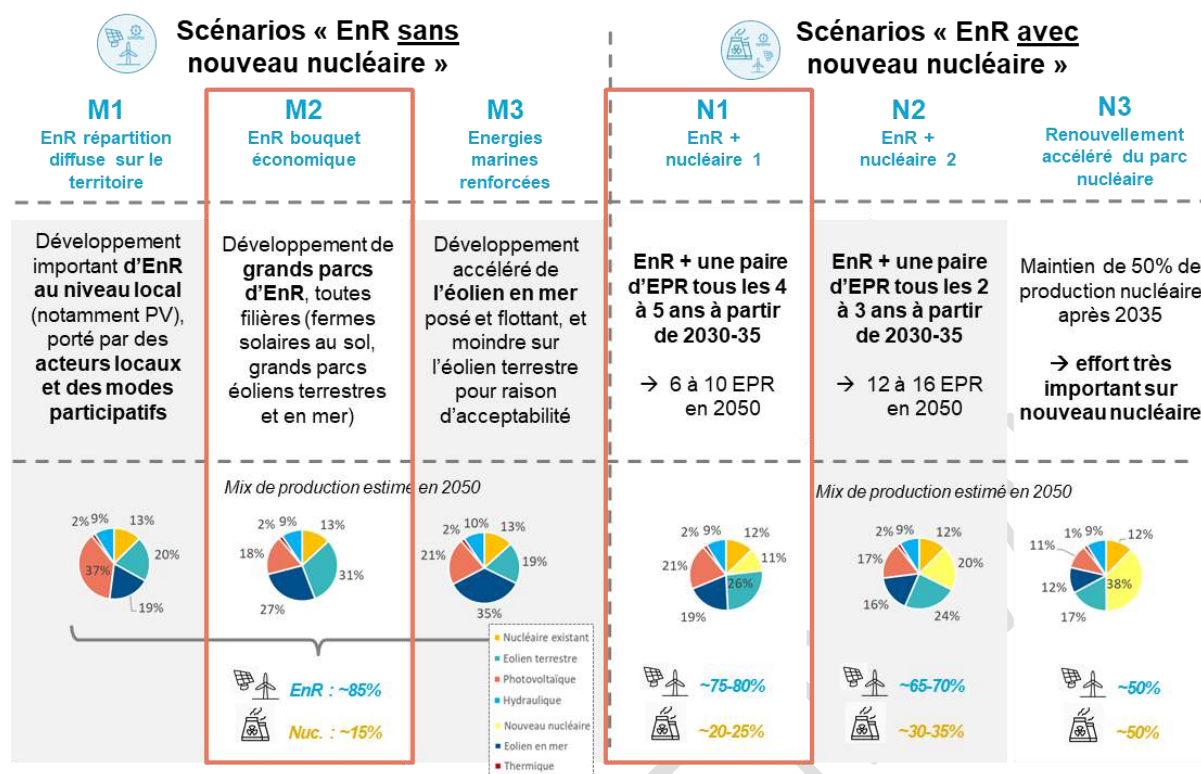


Figure 8 – Synthèse des six scénarios d'étude du Bilan prévisionnel de long terme, dont deux (M2 et N1) font l'objet de premiers résultats dans ce document (données provisoires)

Pour ces premières analyses, il est supposé à ce stade :

- (i) **que les émissions associées à la production d'électricité à partir de gaz en 2030 et 2040 correspondent exclusivement à la combustion de gaz fossile.** Le développement du biométhane à ces horizons n'est donc pas attribué au secteur électrique. En attribuant une part de gaz renouvelable à la production d'électricité, la trajectoire de réduction dans chacun des scénarios pourrait donc être plus rapide,
- (ii) **que les émissions associées à la production d'électricité à partir de gaz en 2050 et 2060 sont supposées nulles, le gaz étant alors issu de sources renouvelable ou décarbonées.**

Dans la suite des travaux, ces choix pourront être ajustés et conduire à affiner les trajectoires d'évolution des émissions.



Figure 9. Emissions associées à la combustion d'énergie fossile pour la production d'électricité dans les scénarios M2 (haut) et N1 (bas) et comparaison avec l'évolution des émissions du secteur de la production d'énergie projetée par la SNBC

Dans les deux scénarios, les émissions sont réduites à un niveau autour de 10 millions de tonnes ou légèrement plus à l'horizon 2030. La baisse des émissions se poursuit ensuite jusqu'à atteindre zéro en 2050 en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone.

3.2 Des émissions associées à la combustion vers l'analyse en cycle de vie des moyens de production (résultats préliminaires)

Comme indiqué dans les sections 1 et 2, les interrogations sur l'évolution des émissions du secteur électrique ne portent désormais plus uniquement sur le périmètre de la combustion de combustible fossile dans les centrales électriques, mais aussi sur les émissions associées à la fabrication et construction des infrastructures de production et de manière plus générale sur les émissions associées à l'ensemble du cycle de vie des installations. Ces interrogations portent notamment sur les impacts des installations de production nucléaire et renouvelable, qui, même si elles n'émettent pas de CO₂ au cours du processus de production d'électricité, ont une empreinte carbone non nulle, liée en particulier aux phases de fabrication / construction (impacts qui peuvent être d'autant plus importants si la fabrication est réalisée dans d'autres pays dont le mix énergétique est plus carboné).

Au-delà des émissions territoriales, le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 comprend donc une analyse de l'empreinte carbone du système électrique afin d'être vigilant aux potentielles émissions déplacées en dehors du territoire national (voir 2.1.1 pour précisions).

Note : Les analyses suivantes sont réalisées à l'échelle du mix de production, les éléments de flexibilités comme le stockage et le réseau sont encore en cours d'étude. De plus, le périmètre est pour l'instant limité à la production française brute.

3.2.1 ACV simplifiée

Les résultats préliminaires exposés dans cette partie représentent l'empreinte carbone des moyens de production dans les scénarios d'étude M2 et N1 élaborés à ce jour. Les principales hypothèses utilisées pour les résultats indiqués dans cette partie sont indiquées ci-dessous. Les données sur fond orange sont en cours de validation/amélioration : cette phase consiste à comparer les données utilisées avec la littérature et à tester la sensibilité des paramètres influents qui pourraient évoluer dans le temps, comme initié dans la partie 3.2.2.

Dans les hypothèses utilisées à date, les facteurs d'émissions des différents moyens de production sont associés à des facteurs de charge exogènes pour chacune des technologies. Ces facteurs de charge pourront éventuellement être ajustés dans la suite des travaux en fonction des facteurs de charge effectifs des différents moyens de production dans les scénarios d'étude (par exemple, si les centrales nucléaires ou les turbines à combustion fonctionnent sur des durées moindres que celles présumées).

Tableau 2. Hypothèses de facteur d'émissions (en ACV) utilisées pour les analyses préliminaires (données non définitives)

Moyen de production d'électricité	Source de données	Facteur d'émission (ACV) en gCO ₂ eq/kWh	Pour un facteur de charge de :
Nucléaire	Electricity, high voltage {FR} electricity production, nuclear, pressure water reactor (ecoinvent 3.6)	11,2	89%
Cycle combiné gaz	Electricity, high voltage {FR} electricity production, natural gas, combined cycle power plant (ecoinvent 3.6)	545,3	52%
Turbine à combustion gaz	Electricity, high voltage {FR} electricity production, natural gas, conventional power plant (ecoinvent 3.6)	780,1	37%
Hydraulique lac	Electricity, high voltage {FR} electricity production, hydro, reservoir, alpine region (ecoinvent 3.6)	6,2	22%
Hydraulique fil-de l'eau	Electricity, high voltage {FR} electricity production, hydro, run-of-river (ecoinvent 3.6)	4	50%
Eolien terrestre	Electricity, high voltage {FR} electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore (ecoinvent 3.6)	14,8	23%
Eolien en mer	Electricity, high voltage {FR} electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore (ecoinvent 3.6)	15,4	30%
Photovoltaïque au sol	Electricity, low voltage {FR} electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si (ecoinvent 3.6)	81,4	11%
Photovoltaïque sur toiture	Electricity, low voltage {FR} electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted (ecoinvent 3.6)	79,2	11%
Biogaz	Electricity, high voltage {FR} heat and power co-generation, biogas, gas engine (ecoinvent 3.6)	309,2	46%
Centrale au bois	Electricity, high voltage {FR} electricity production, wood, future (ecoinvent 3.6)	40,6	5%
Centrale au gaz de synthèse	Zhang 2017 et Koornneef 2008	60 gCO ₂ eq/kWh produit	
Batteries	Schmidt et al. 2019 (Batterie Nickel-Manganese-Cobalt)	116,9 kgCO ₂ eq/kWh de capacité	

Des premiers résultats provisoires sont présentés dans la suite du document sur les scénarios d'étude M2 et N1. A ce stade, il convient de noter que les analyses portent uniquement sur les moyens de production d'électricité et que des compléments seront nécessaires pour intégrer de manière plus détaillée les moyens de flexibilité et de stockage, ainsi que les infrastructures de réseau. **Les analyses restent donc à ce stade partielles et seront progressivement affinées en fonction de l'évolution des scénarios d'étude et des approfondissements sur les données.**

Par ailleurs, les mêmes points de vigilance que ceux mentionnés pour l'analyse des émissions territoriales s'appliquent ici :

- Aux horizons 2030 et 2040, les émissions associées à la production d'électricité à partir de gaz sont supposées correspondre à celles de gaz fossile.

- Aux horizons 2050 et 2060, les émissions de la production d'électricité à partir de gaz sont supposées correspondre à celles issues de gaz de synthèse (en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone).

Pour rappel la méthode utilisée dans le calcul des émissions, tout au long du cycle de vie des différents moyens de production, permet de prendre en compte l'évolution des facteurs de charge selon les années et ainsi sont différenciées :

- **les émissions liées à l'infrastructure de la production**, c'est-à-dire les émissions générées par la construction, la fin de vie, ou toutes celles qui seront plus ou moins importantes en fonction de la durée de vie de l'installation, comme la maintenance de l'infrastructure,
- **les émissions liées à l'énergie produite**, c'est-à-dire les émissions liées aux combustibles/productibles de l'extraction à la fin de vie en passant par la combustion. Contrairement aux résultats présentés précédemment, les émissions correspondant à l'énergie produite ne comprennent donc pas uniquement la phase de combustion mais également toutes les phases amont et aval. Ceci explique en particulier que les émissions relatives à l'énergie produite ne sont pas nulles à l'horizon 2050-2060 contrairement aux précédents graphiques.

Le total des émissions est ici présenté indépendamment du lieu où ces émissions interviennent (France ou étranger).

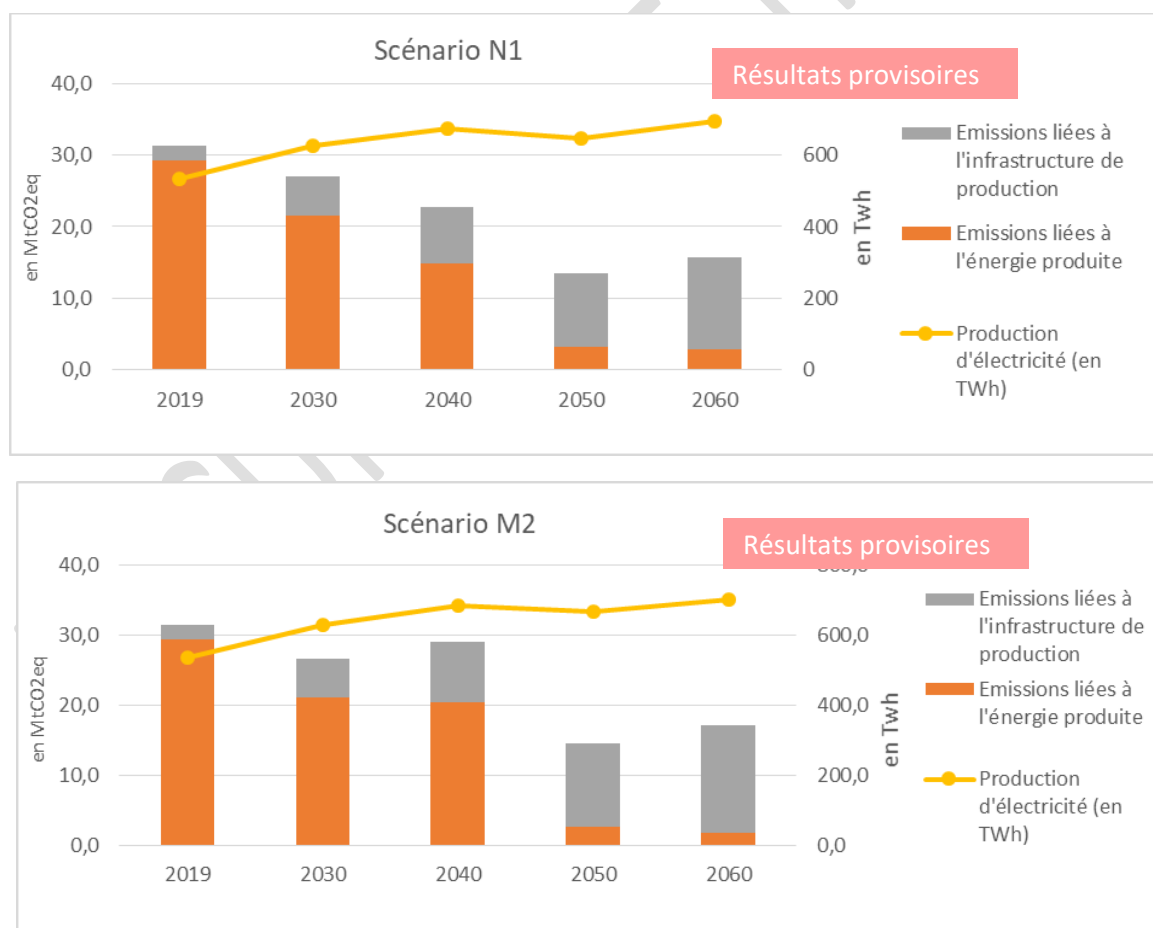


Figure 10. Estimation de l'empreinte carbone des moyens de production dans les scénarios d'étude N1 (en haut) et M2 (en bas), résultats provisoires

En 2019, si au niveau territorial les émissions du système électrique s'élèvent à 21 MtCO₂eq, les émissions en empreinte sont estimées à environ 31 MtCO₂eq. Les émissions amont et aval de l'exploitation (hors infrastructure) augmentent les émissions liées à l'énergie produite de 8,3MtCO₂eq, tandis que les émissions liées à l'infrastructure de la production comptent pour environ 2MtCO₂eq.

Même comptées en empreinte sur l'analyse de cycle de vie, les émissions de la production électrique française restent donc à un niveau limité en comparaison de celles observées dans d'autres pays européens qui comprennent une part significative de production d'électricité d'origine thermique fossile. En effet, **les émissions associées aux infrastructures de production et aux cycles amont et aval des moyens nucléaires et renouvelables, qui composent l'essentiel du mix français, restent d'un ordre de grandeur nettement inférieur à celles correspondant à l'utilisation de combustible fossile.**

Dans les deux scénarios, les émissions liées à l'énergie produite tendent à diminuer, tandis que celles liées à l'infrastructure de production augmentent sous l'effet du développement de nouveaux moyens de production, notamment des moyens de production photovoltaïques.

Si les émissions de la production électrique comptées en empreinte ne sont pas nécessairement réduites à zéro en 2050, la tendance reste orientée à la baisse sur la période considérée : ainsi les émissions associées à la fabrication / construction de nouveaux moyens de production renouvelables, ou dans une moindre mesure nucléaires, restent nettement inférieures à celles évitées sur les centrales thermiques fossiles. Dans les résultats provisoires, l'empreinte de la production électrique se stabilise ainsi autour des 15 MtCO₂eq en 2050 dans les deux scénarios étudiés, soit un niveau deux fois inférieur à celui d'aujourd'hui.

Il convient cependant de noter que ces premières analyses sont réalisées en supposant que les émissions unitaires associées aux infrastructures et aux cycles amont et aval sont stables dans le temps. Ceci signifie par exemple que les émissions associées à la fabrication de panneaux photovoltaïques restent identiques à celles d'aujourd'hui. Or, l'évolution des technologies et des procédés de production, la décarbonation des mix énergétiques des pays constructeurs ou encore les perspectives de relocalisation de la fabrication de tels équipements sont susceptibles de réduire de manière significative les émissions associées à ces différentes phases. L'analyse préliminaire réalisée à ce stade est donc conservatrice de ce point de vue.

Dans le détail, la trajectoire des émissions est en pente descendante jusqu'en 2050 dans le scénario N1, tandis que dans le scénario M2 un léger ressaut est observé en 2040. Ce sursaut est lié à une utilisation globalement stable des centrales au gaz à cet horizon dans le scénario M2 comparé au scénario N1, mais le résultat est à lire avec précaution pour deux raisons. D'une part, les émissions supplémentaires en 2040 dans le scénario M2 proviennent d'une augmentation de la production au gaz, qui dans les données actuelles est supposées correspondre à 100% à du gaz d'origine fossile, alors qu'une hypothèse de taux de pénétration de biogaz devrait être prise à terme. D'autre part, les approfondissements sur le déploiement des solutions de flexibilité pourraient modifier et réduire l'utilisation des centrales au gaz dans les scénarios.

La légère hausse observée en 2060 dans les deux scénarios provient d'une augmentation des capacités installées d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) comme visible dans la figure suivante.

- ⊗ En 2030 et 2040, selon le taux de pénétration de biogaz dans les réseaux, les résultats pourraient être plus faibles
- ⊗ en 2050 et 2060 le bilan pourrait être modifié selon les moyens de flexibilité qui seront retenus
- ⊗ L'amélioration des données pourraient modifier les résultats en valeurs absolues

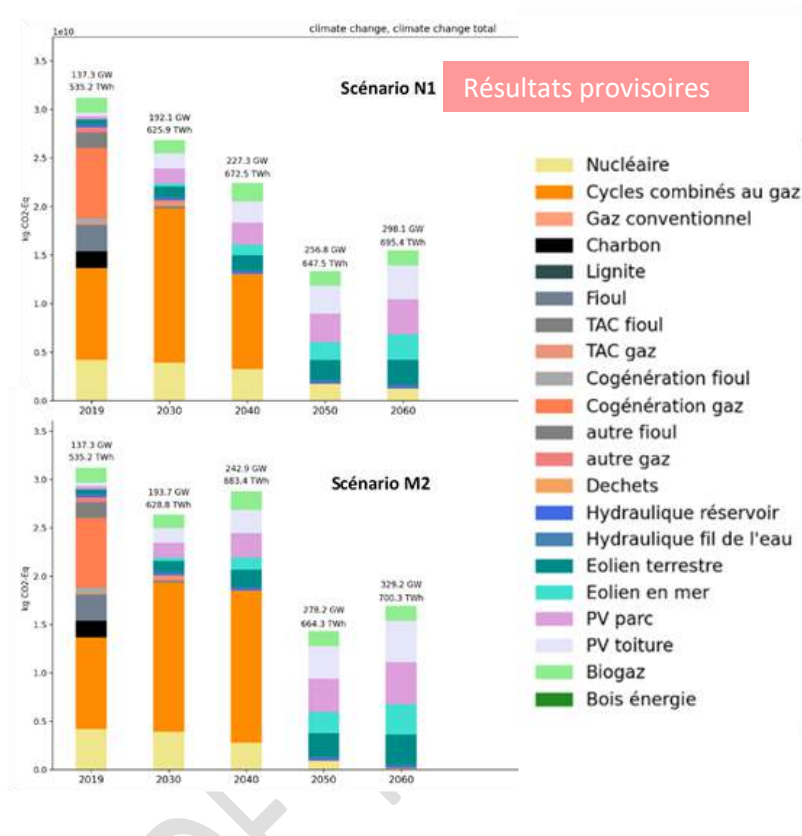


Figure 11 – Décomposition par moyen de production des émissions de gaz à effet de serre des scénarios N1 (en haut) et M2 (en bas)

La décomposition par filière obtenue suite à cette première ACV simplifiée permet d'identifier les filières les plus structurantes pour l'analyse et celles pour lesquelles les données nécessitent d'être approfondies.

En 2050, l'empreinte carbone du système électrique dépend principalement des émissions liées aux infrastructures de production des énergies renouvelables, en particulier pour les moyens éoliens et photovoltaïques. Le nucléaire et le biogaz contribuent aussi de façon plus modeste aux émissions en empreinte. A noter que les centrales de cogénérations au biogaz produisent à peine 1% en 2050 d'électricité et contribuent, dans ces résultats préliminaires, à hauteur de 10% aux émissions de gaz à effet de serre.

D'une manière générale donc les bilans d'émissions ci-dessous pourraient évoluer en fonction de l'amélioration des données, pour le biogaz par exemple où le facteur d'émissions semble particulièrement élevé.

Les données à approfondir pour la suite des travaux

Sans surprise les centrales à gaz (fossile), fioul et charbon ont donc des impacts non négligeables sur le réchauffement climatique mais leur place dans le mix électrique étant amenée à disparaître, les données d'entrée concernant ces filières jouent un rôle peu important dans l'analyse de long terme. Concernant les énergies renouvelables, les filières éoliennes, photovoltaïques et de biogaz représentent les principales émissions en 2050-2060. La part du nucléaire étant particulièrement faible jusqu'à disparaître dans le scénario M2 et étant également en baisse dans le scénario N1, l'attention

sera concentrée pour les données de cette filière dans les scénarios où la part du nucléaire atteindrait des niveaux plus importants. La partie ci-après détaille plus spécifiquement les moyens de production à enjeux dans les scénarios en matière de gaz à effet de serre.

3.2.2 Les facteurs d'émissions de GES des différents éléments du système électrique

Les premiers éléments rassemblés pour approfondir la qualité des données utilisées sont illustrés ci-dessous de façon succincte et restent **en cours de développement**.

- **La filière éolienne**

Caractéristiques techniques dans Ecoinvent

La modélisation d'une éolienne terrestre dans la version 3.6 d'Ecoinvent s'appuie sur une éolienne de 2MW (VESTAS V80) qui a les caractéristiques suivantes :

Rotor	80 m de diamètre, 37 tonnes et 6,5 tonnes par pâle
Mât	tubulaire en acier d'une hauteur de 78m, 40m de diamètre. 165 tonnes
Nacelle	61 tonnes
Fondation	805 tonnes
Câble de raccordement	1 km
Durée de vie	20 ans

L'éolienne en mer est quant à elle modélisée par une éolienne offshore de 2MW (BONUS) qui a les caractéristiques suivantes :

Rotor	76 m de diamètre (37m par pâle) , 52 tonnes
Mât	tubulaire en acier d'une hauteur de 60 m, 113 tonnes
Nacelle	82,5 tonnes
Fondation	2300 tonnes
Câble de raccordement	13,3 tonnes
Durée de vie	20 ans

Pour chacune des technologies, le périmètre des données présentées couvre l'ensemble des éléments de l'éolienne (fondations, mât, rotor, nacelle où se situe le générateur) mais aussi la liaison minimale de raccordement, les chemins d'accès pour l'éolienne terrestre. En revanche, l'énergie utilisée pour l'assemblage et le transport jusqu'au lieu d'installation des éléments mentionnés est exclue.

Les puissances et les tailles des éoliennes disponibles aujourd'hui peuvent varier. Afin d'optimiser le productible, la tendance actuelle est d'adopter pour les nouvelles installations des caractéristiques de taille et de puissance supérieures à celles modélisées dans Ecoinvent.

Empreinte carbone dans la littérature

Le graphique ci-dessous expose plusieurs résultats d'empreinte carbone des éoliennes terrestre et marine selon trois sources (Ecoinvent 3.6, base carbone de l'ADEME et le rapport du GIEC AR5).

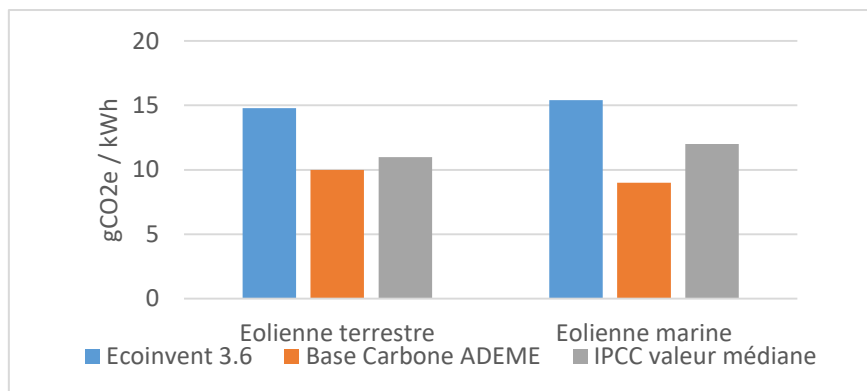


Figure 12. Comparaison de l'estimation de l'empreinte carbone de l'éolien dans différentes sources

Les ordres de grandeur sont relativement proches bien que les données Ecoinvent puissent être considérées un peu plus pessimistes. Selon la littérature, les différences de valeurs peuvent s'expliquer par les hypothèses qui sont prises en matière de facteur de charge et de caractéristiques technique de l'installation (puissance, taille, matériaux).

Une analyse de sensibilité [20] a permis d'identifier les paramètres dont l'influence sur l'empreinte carbone est de premier ordre, à savoir : le facteur de charge et la durée de vie suivis de la part d'acier recyclé dans le mât, la profondeur de l'eau pour les éoliennes marines, le diamètre du rotor ou encore la puissance nominale.

Dans l'analyse actuelle le facteur de charge est déjà adapté en fonction des différents scénarios ; pour les autres paramètres mentionnés ci-dessus, le développement de la filière éolienne peut laisser présager des évolutions dans les années à venir et les analyses de sensibilité pourront intégrer ces sensibilités.

• La filière photovoltaïque

Caractéristiques techniques dans Ecoinvent

Les installations de panneaux photovoltaïques modélisées dans Ecoinvent ont recours à la technologie de silicium multi-cristallin qui est la plus utilisée aujourd'hui sur le marché.

Les données qui décrivent dans Ecoinvent une installation de PV au sol typique sont issues d'un parc photovoltaïque de 570kWc construit en Espagne en 2008, avec une durée de vie prévisionnelle de 30 ans. Le système est composé :

- d'un système de montage,
- d'une installation électrique de 570kWc,
- d'un onduleur de 500kW,
- de panneaux photovoltaïques de silicium multi-cristallin.

Les données relatives à l'installation sur toiture représentent une installation moyenne de 3kWc en 2005, avec une durée de vie prévisionnelle à 30 ans. Le système est également composé :

- d'un système de montage,
- d'une installation électrique de 3kWc,

- d'un onduleur de 2,5kW,
- de *wafers* de silicium multi-cristallin.

La filière photovoltaïque étant relativement récente, les technologies correspondant à l'état de l'art ont déjà évolué depuis 2005, comme mentionné dans les rapports de l'Agence Internationale de l'énergie dans le cadre de son programme PVPS⁸ (Photovoltaic Power System) [21]. Ces évolutions seront prises en compte dans la suite des travaux.

Empreinte carbone dans la littérature

Ci-dessous le graphique présente les empreinte carbone pour trois sources de données (Ecoinvent 3.6, base carbone de l'ADEME et le rapport du GIEC AR5) :

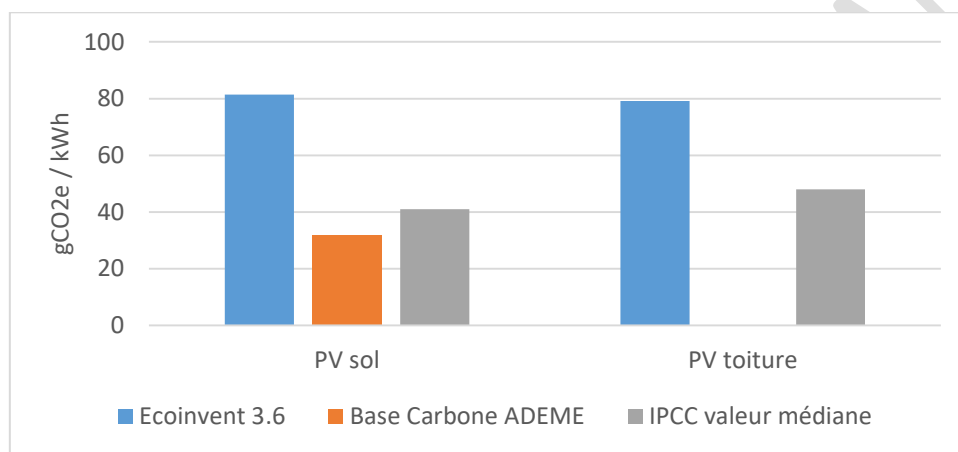


Figure 13. Comparaison de l'estimation de l'empreinte carbone du photovoltaïque dans différentes sources

Le facteur d'émissions figurant dans Ecoinvent semble particulièrement élevé par rapport aux données du GIEC ou de l'ADEME. Cet écart traduit un effet combiné de la relative jeunesse de la filière photovoltaïque et de la diversité notable des technologies employées. A l'appui de cette constatation, la figure ci-dessous d'un rapport du GIEC [22] illustre la variété d'empreinte carbone de la filière.

⁸ <https://iea-pvps.org/publications/>

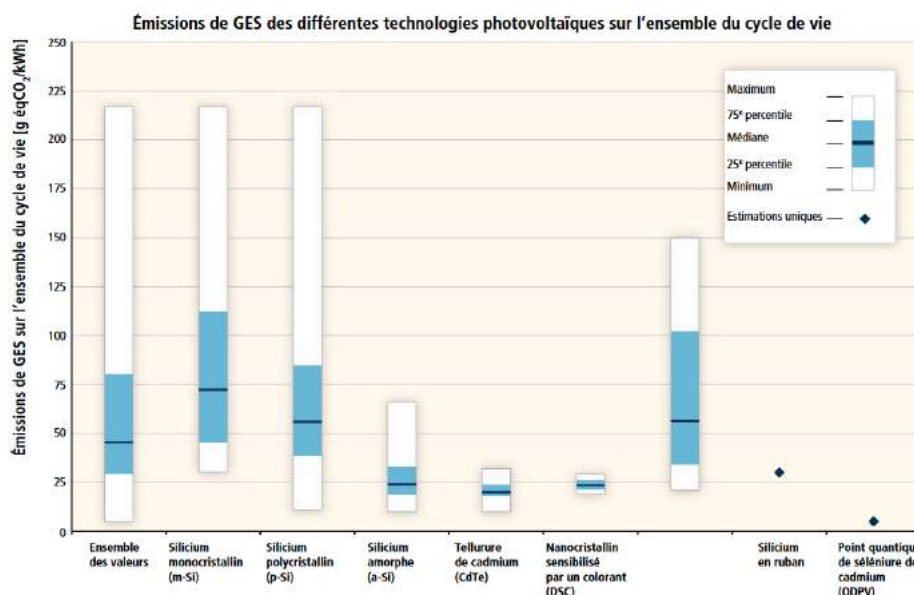


Figure 14. Comparaison des émissions en ACV du photovoltaïque selon plusieurs sources recensées par le GIEC

Une analyse de sensibilité [23] a toutefois permis de mettre en évidence que les paramètres les plus influents sur les performances de la filière photovoltaïque sont la durée de vie, la quantité d'électricité nécessaire à la production des lingots de silicium, la productivité et les pertes lors de la découpe des cellules. Ces différents facteurs sont appelés à évoluer encore dans les années à venir. Une analyse de sensibilité prenant en compte une plage de variation de ces paramètres est donc recommandée. Au préalable, les données, devenues de toute évidence obsolètes pour une partie seront améliorées, notamment à partir des travaux du programme PVPS (Photovoltaic Power System) de l'AIE [21].

• La filière biogaz

Les données utilisées pour modéliser les centrales de cogénération de biogaz se basent sur une enquête de 18 centrales suisses autour de 2010. L'installation correspond à une unité de 160 kW_{elec} avec une efficacité de 37% pour la production d'électricité et 53% pour la chaleur. La source d'approvisionnement en biogaz correspond à un mix d'une valeur moyenne de 22,73MJ/Nm³.

Les inventaires de cycle de vie pour la production d'1kWh d'électricité à partir de la centrale au biogaz montrent un flux d'émission de CO₂ fossile à la combustion, hors comme précisé dans la base carbone de l'ADEME⁹, les émissions de CO₂ à la combustion d'une centrale à cogénération de biogaz sont des émissions de CO₂ biogéniques c'est-à-dire que le carbone contenu dans le biogaz ne provient pas directement d'un prélèvement de carbone fossile mais de la biomasse ou de déchets.

Comme le montre la figure ci-dessous, l'ordre de grandeur du facteur d'émission de la production d'électricité par biogaz, d'après un rapport du GIEC [22], serait plutôt de l'ordre d'une petite dizaine de gCO₂eq/kWh, contre 309gCO₂eq/kWh dans Ecoinvent.

⁹ https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?co2_biogenique.htm

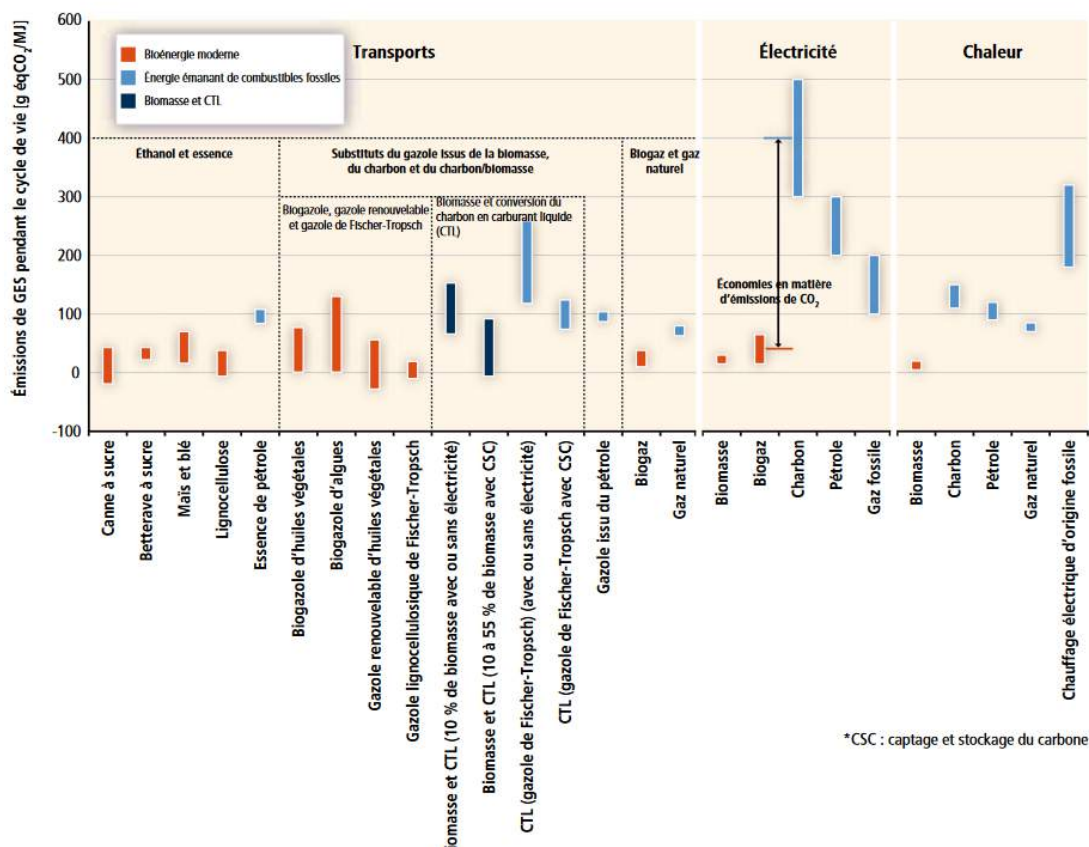


Figure 15 - Comparaison des émissions de GES par unité de production d'énergie (MJ) émanant des principales chaînes de bioénergie moderne par rapport aux systèmes actuels et à certains systèmes perfectionnés de production d'énergie issue de combustibles fossiles (source : GIEC)

Une étude d'ACV sur le biométhane [24] montre que le facteur d'émission peut également varier en fonction de la filière (installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND), ordures ménagères (OM) avec et sans tri à la source, agricoles et territoriales, agricoles à la ferme, et STEP).

Un approfondissement des données sur cette filière est donc nécessaire et à venir pour la suite.

3.3 Les émissions évitées (ou nouvelles) dans les nouveaux usages de l'électricité

Comme mentionné dans les sections 1 et 2, dans un contexte où un des principaux objectifs climatiques de la France correspond à l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, la question des émissions de gaz à effet de serre ne doit pas s'analyser uniquement au périmètre du système électrique France mais également en regardant la contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie.

Les éléments présentés dans les études thématiques sur l'intégration des nouveaux usages réalisées par RTE permettent d'apporter de premières estimations sur les effets à l'horizon 2035. Ces premières estimations mettent ainsi en évidence les émissions évitées dans d'autres secteurs par les transferts d'usages vers l'électricité.

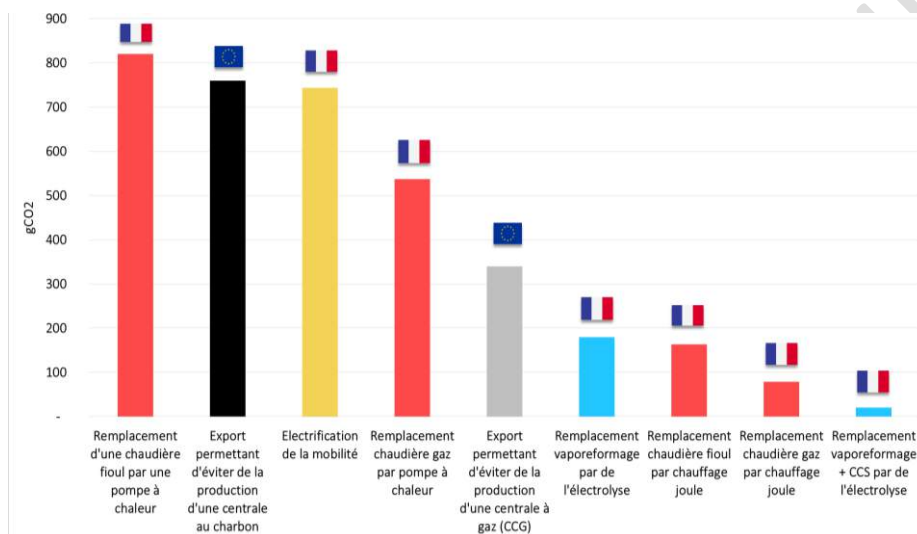


Figure 16. Emissions évitées par la production d'1 KWh d'électricité décarbonée en France en fonction de son utilisation, en France et en Europe

Dans le secteur des transports, l'analyse montre que le développement du véhicule électrique permet une réduction de l'empreinte carbone de l'ordre de 20 à 40 MtCO₂eq par an selon les configurations (lieu de fabrication des batteries, pilotage de la recharge des véhicules...).

Dans le secteur de l'hydrogène, le remplacement de la production par vaporeformage du méthane (procédé émetteur de CO₂) par de l'électrolyse en France contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 5 à 6 millions de tonnes à l'horizon 2035.

Cette partie sera complétée ultérieurement avec l'approfondissement et le prolongement des analyses à l'horizon 2050-2060 et fera l'objet de présentations dans les prochaines réunions du groupe de travail.

4. Les besoins en minéraux des scénarios (résultats provisoires)

Le paysage du parc de production en France est amené à évoluer bien que ce dernier fasse déjà partie des mix les plus décarbonés en Europe. Les moteurs de ce changement sont en particulier la hausse des énergies renouvelables dans la part du mix, ainsi qu'une possible relance du parc nucléaire pour remplacer une partie du parc historique. Ces évolutions conduisent dans tous les cas à des besoins importants d'installation de nouvelles capacités de production dans les prochaines décennies.

Les graphiques ci-dessous illustrent les besoins décennales de construction d'infrastructures en mégawatts installés par filières dans les scénarios M2 et N1. Ces trajectoires intègrent non seulement la croissance du parc de production bas-carbone mais également les besoins de renouvellement des capacités arrivées en fin de vie notamment pour le renouvelable (repowering).

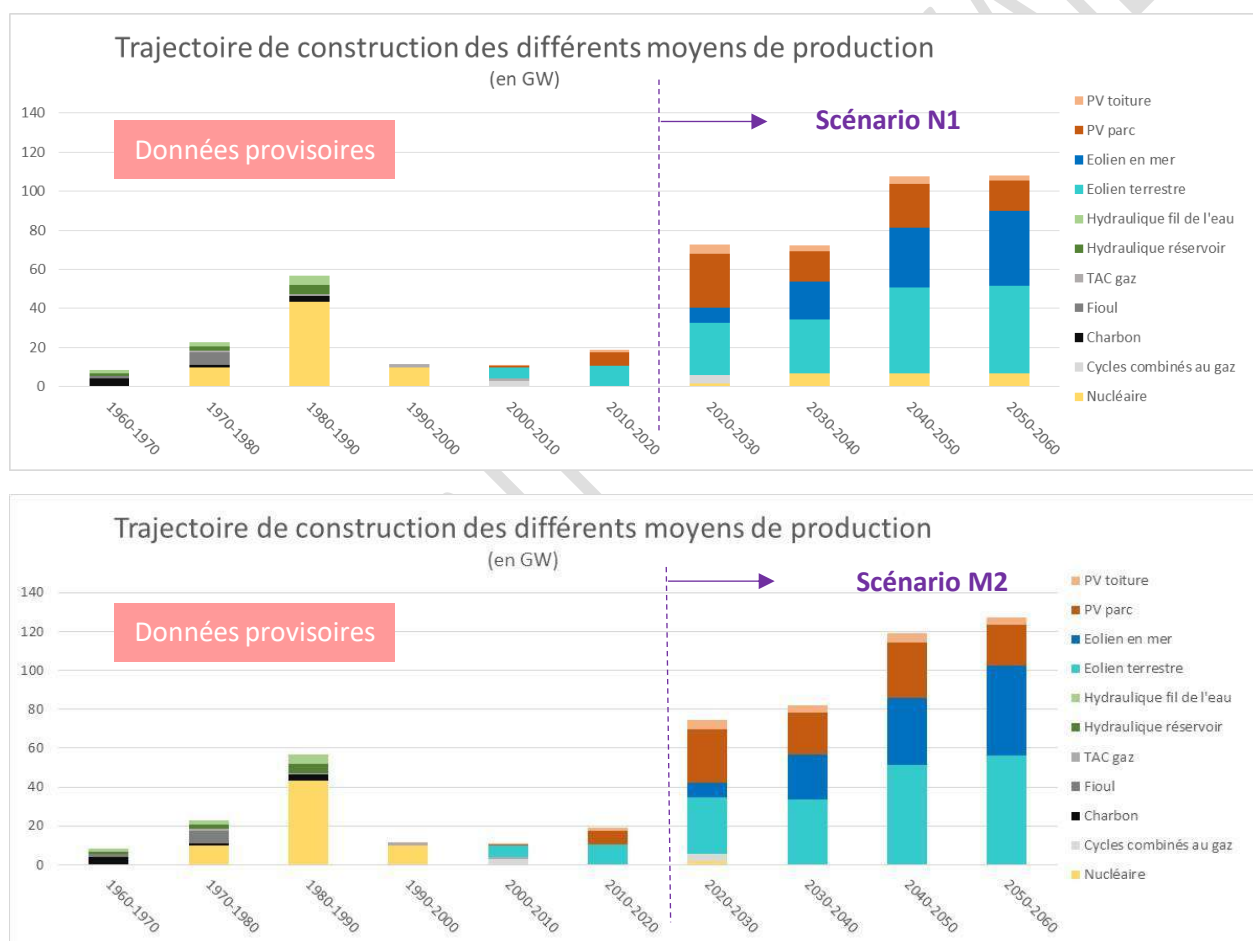


Figure 17 - Trajectoire de construction décennale des moyens de production dans les scénarios N1 et M2 de 1960 à 2060

Selon les scénarios les rythmes et les volumes de construction décennale varient, du fait que les mix soient différents et les dynamiques des filières également.

La filière nucléaire par exemple a connu un rythme soutenu de construction de centrales entre 1970 et 2000 avec un pic dans les années 1980-1990. Dans le scénario N1, un renouvellement partiel du parc démarre avec la mise en service de nouveaux réacteurs à partir de 2035 environ, sur un rythme d'une paire d'EPR tous les cinq ans.

Les installations éoliennes et PV ont quant à elles des durées de vie plus courtes et leur part dans le mix actuel est encore faible. Ainsi dans les scénarios M2 et N1 le rythme d'installations s'accroît et rapidement les besoins de renouvellement des premières installations arrivent.

4.1 Les intensités matières des différents éléments du système électrique

Selon les filières de production d'électricité, l'intensité matières varie en quantité et en diversité de ressources mobilisées. Le graphique ci-dessous exprime les besoins en fonction des filières de production pour un MW installé et pour les matières retenues.

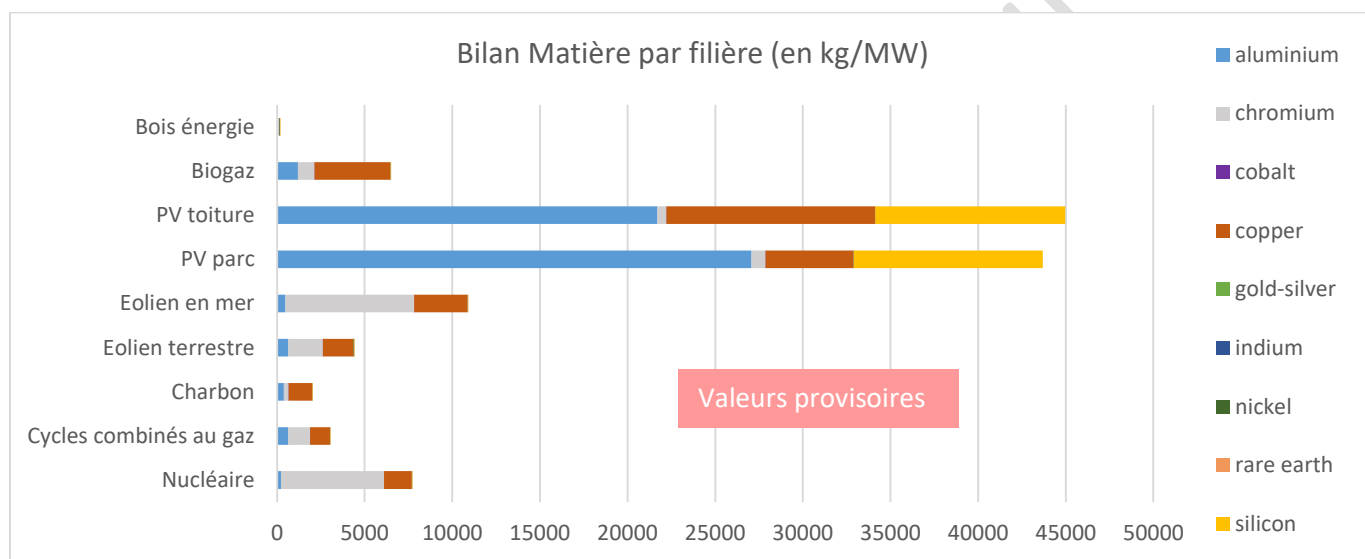


Figure 18 - Quantité de matières par moyen de production en kg par MW construit

Les besoins totaux en aluminium exprimés dans ce tableau sont vraisemblablement sous-estimés puisque la part d'aluminium recyclé n'est pas prise en compte dans ces données, et que, par conséquent, les masses indiquées correspondent aux masses d'aluminium vierge. Le taux de recyclage en France est estimé à 70% et varie selon le secteur d'origine¹⁰. Il en est de même pour d'autres matières où la filière de recyclage est modélisée dans les données d'Ecoinvent utilisées ici. Ce point fera l'objet d'une amélioration à venir.

Les données utilisées pour cet axe de travail sur les besoins en minéraux s'appuyant sur les mêmes données que pour l'analyse en cycle de vie, elles sont donc encore en cours de consolidation. Les résultats provisoires présentés à ce stade doivent donc être pris avec précaution.

Ceci est d'autant plus vrai que selon les technologies les minéraux mobilisés peuvent différer. Par exemple, la filière photovoltaïque utilisée actuellement correspond à la technologie de silicium multicristallin qui est la plus utilisée aujourd'hui sur le marché. Mais d'autres technologies existent, dites « à couches minces » comme les technologies a-Si (silicium amorphe), CdTe (Tellurure de Cadmium) ou encore CIGS (Cuivre Indium Gallium Sélénium). Toutefois, pour la filière photovoltaïque les principaux composants que sont le cuivre, l'aluminium se retrouvent dans la plupart des installations, comme identifié par la Banque Mondiale sur la figure suivante [5]. Le silicium est également un des principaux composants de la filière photovoltaïque bien qu'on ne la retrouve pas dans les résultats ci-dessous, tout simplement parce cette matière n'était pas comprise dans le

¹⁰ <https://www.lelementarium.fr/element-fiche/aluminium/>

périmètre d'étude du rapport de la Banque Mondiale. Toutefois on retrouve bien la présence du silicium dans les panneaux d'après un article de l'AIE [25].

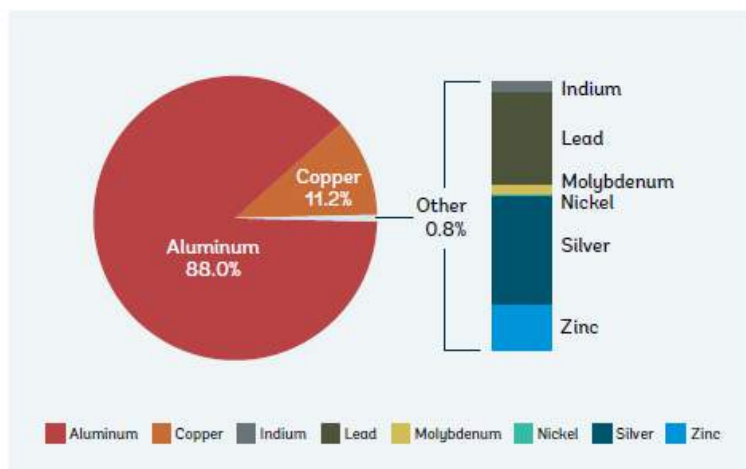


Figure 19. Répartition de la demande en minéraux de la filière photovoltaïque dans le scénario IEA 2DS à l'horizon 2050 (extrait du rapport "Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition" World Banking)

Un focus sur l'utilisation des terres rares montre que le modèle actuel considère qu'aucune filière de production ne contient des terres rares. D'après l'ADEME [14], parmi les technologies actuelles de conversion des énergies renouvelables, seules les éoliennes peuvent contenir des terres rares (dysprosium ou néodyme).

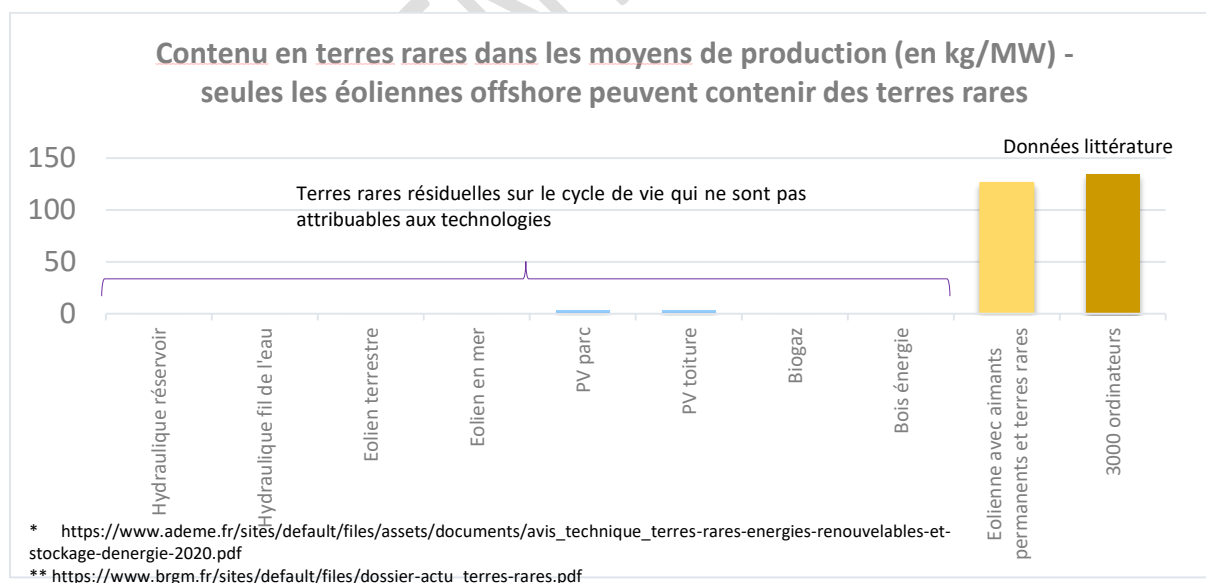


Figure 20 - Contenu en terres rares dans les moyens de production calculés dans le modèle actuel et comparaison avec données littérature ([14] et [26])

En 2019, 3% du parc éolien français était ainsi composé de technologies ayant recours à des générateurs synchrones à aimants permanents contenant des terres rares. Le volume de terres rares dans les 1020 MW concernés en France sont estimés à 129 tonnes (112 tonnes de néodyme et 17 tonnes de dysprosium) soit un contenu en terres rares de 126 kg/MW. Le contenu en terres rares

présentés ci-dessus correspond donc aux quantités résiduelles calculées sur les inventaires de cycle de vie des moyens de production. Il apparaît que les données utilisées dans le modèle actuel pour les éoliennes terrestres et en mer sont basées sur des éoliennes qui à priori ne contiennent pas de terres rares. Ces éléments pourront être approfondis dans la suite.

A noter également que certaines terres rares (le samarium, l'euprôm, le gadolinium et le dysprosium) sont des absorbeurs de neutrons et sont ainsi utilisés, en faible quantité, dans des barres de contrôle des réacteurs nucléaires.

4.2 Résultats préliminaires : les ressources minérales nécessaires à la réalisation des scénarios

Les résultats suivants sont présentés à titre illustratif mais ne constituent en rien des résultats définitifs et pourront être ajustés avec l'évolution des scénarios d'étude et les approfondissements en cours sur les données source.

Une première approche consiste à évaluer les besoins de matières globaux en intégrant notamment le clinker, composant essentiel du ciment et donc du béton, très utilisé dans les différents moyens de production électrique.

Cette première estimation met en évidence le poids important du béton dans les matières nécessaires aux infrastructures de production, « écrasant » ainsi les autres matières sur le graphique du fait de ses volumes importants. Les masses de béton nécessaires pour le développement des moyens de production apparaissent ainsi en forte hausse dans les prochaines années par rapport à aujourd'hui mais restent du même ordre de grandeur que celles ayant été nécessaires au développement du parc électronucléaire historique au pic d'installation des réacteurs (période 1980-1990).

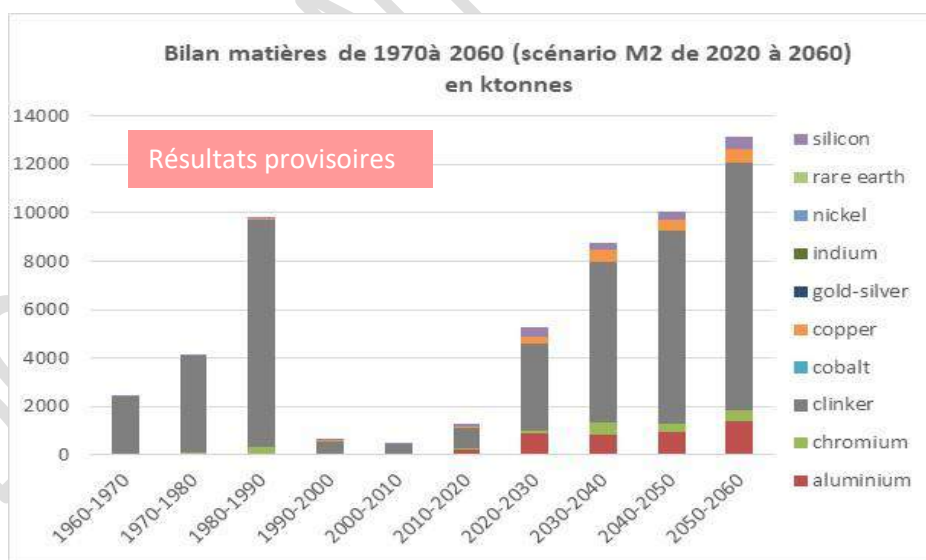


Figure 21 - Illustration d'une trajectoire matière avec le clinker

Cette première analyse met aussi en évidence une diversification des matières requises pour les moyens de production et une croissance des besoins en certaines ressources minérales évoqués précédemment. Il apparaît ainsi nécessaire de centrer l'analyse sur ces besoins en ressources.

Les graphiques ci-dessous présentent les besoins des ressources minérales étudiées (présentées dans la partie 2.2.2) pour les scénarios M2 et N1 par tranche décennale. Ainsi pour la période 2040-2050 le scénario N1 mobilisera un total de 1,8 millions de tonnes alors que le scénario M2 mobilisera une quantité légèrement plus importante, d'environ 2 millions de tonnes.

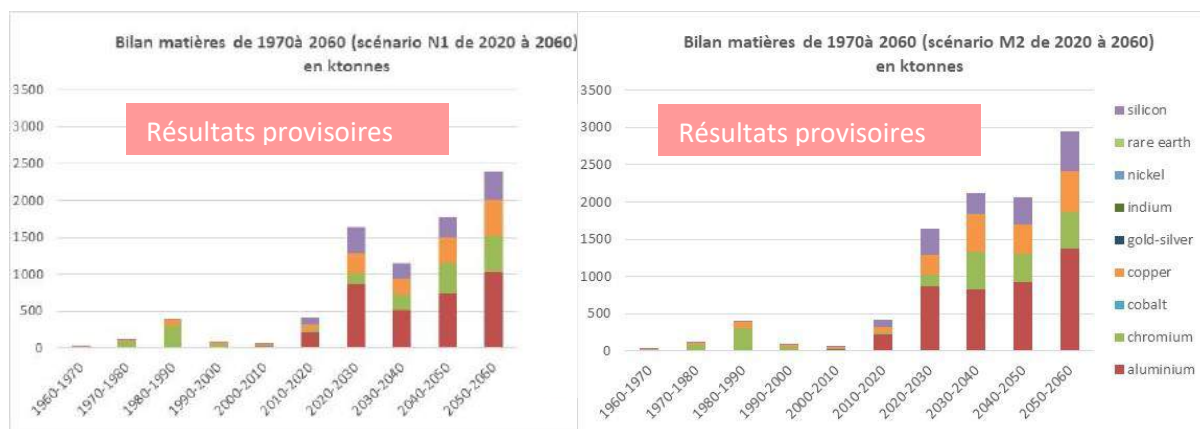


Figure 22 - Trajectoire des volumes de matières décennales sollicitées par les scénarios N1 et M2

A première vue l'aluminium, le cuivre, le chrome et le silicium sont les quatre matières prépondérantes. Toutefois, ce n'est pas parce qu'une matière n'apparaît pas en tonnages important par rapport à d'autres plus prédominantes qu'il n'est pas intéressant de s'attarder dessus. Et inversement ce n'est pas parce qu'une matière apparaît en augmentation que l'enjeu est plus fort.

Afin de s'abstraire de l'effet écrasant de certaines matières et de mettre en perspective les évolutions relatives sur chacune des matières considérées, les graphiques ci-dessous représentent l'effort d'augmentation en besoin annuel entre 2020 et 2060 par rapport aux besoins annualisés des dix dernières années (2010-2020) calculés à partir du modèle.

Dans le scénario N1 par exemple, la consommation annuelle en chrome pour la production électrique entre 2020 et 2060 serait multipliée par environ 11,5 fois par rapport à la consommation annuelle pour les infrastructures de production d'électricité entre 2010 et 2020.

Ces estimations s'entendent par rapport à la demande nécessaire pour les seuls besoins du mix électrique. Un prolongement de l'analyse pourra être de mettre les besoins en perspective de la demande totale de chacune des matières à l'échelle nationale ou mondiale. Par exemple, les besoins en aluminium spécifiques pour la production électrique peuvent apparaître en nette hausse, mais ne représenter qu'une faible partie de la demande totale annuelle d'aluminium en France, comme détaillé dans le Tableau 3.

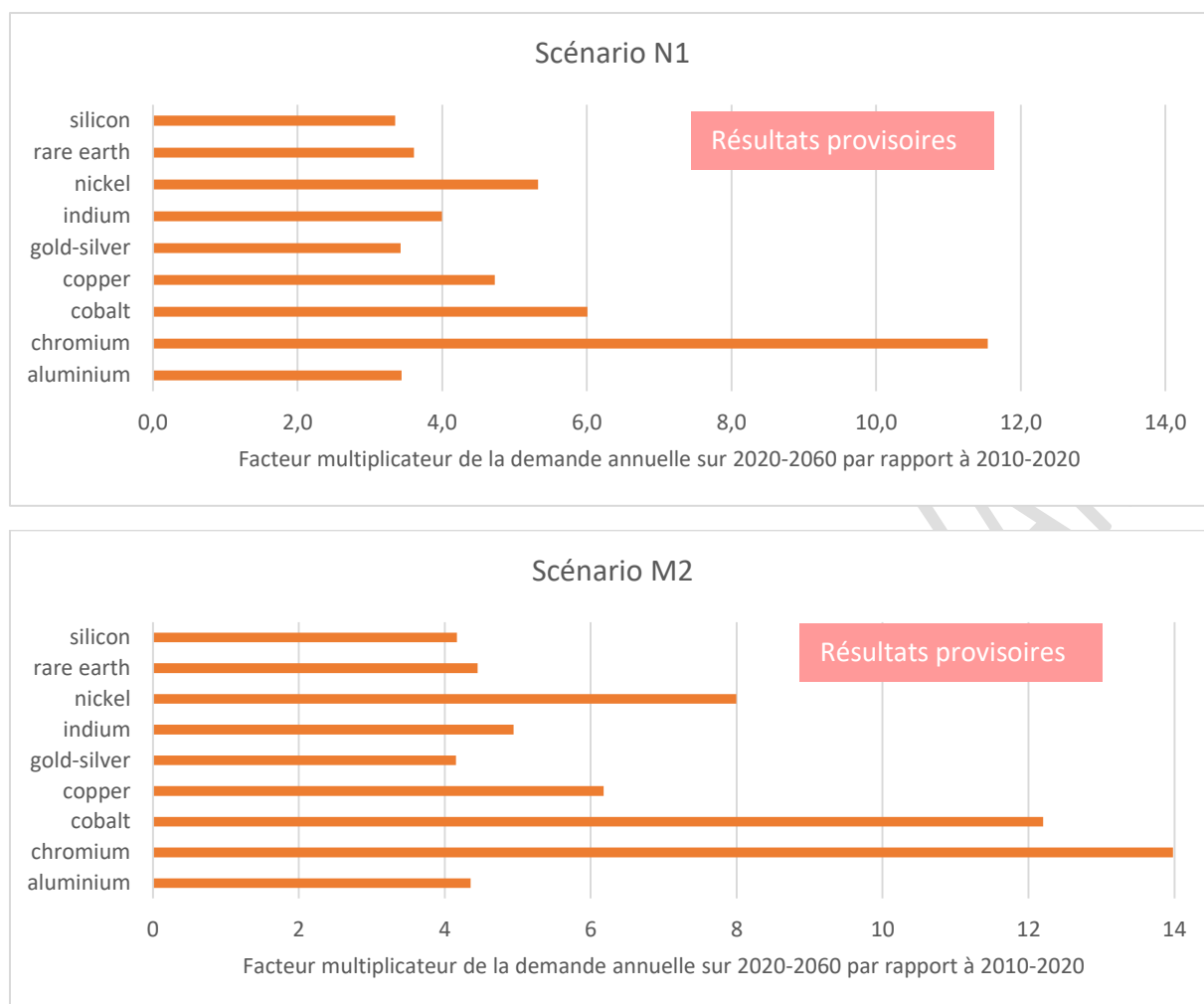


Figure 23 - Présentation des coefficients multiplicateurs de la demande annuelle estimée pour la période 2020-2060 par rapport à la demande annuelle estimée sur la période 2010-2020 pour les infrastructures de production d'électricité, pour les scénarios N1 et M2

Toutes les ressources minérales étudiées voient leur demande pour les infrastructures de production d'électricité multipliée par au moins 2 et jusqu'à 14 fois leur niveau actuel. Dans les deux scénarios le chrome, le cobalt et le nickel sont les trois premières substances qui pourraient voir leur demande augmenter le plus pour les infrastructures de production d'électricité, suivi en 4^{ème} position par le cuivre. Toutefois ces augmentations sont à prendre avec prudence pour le moment puisque le modèle présente encore des biais comme illustrer avec le focus des terres rares illustré précédemment.

Afin de mettre en perspective ces hausses vis-à-vis de la situation actuelle et des enjeux de criticité, quelques éléments succincts sont présentés ci-après.

• Eclairage sur la situation actuelle et les enjeux de criticité

Le tableau ci-après résume les masses totales estimées dans les différents scénarios pour la période 2020-2060 ainsi que la consommation nationale actuelle en France tous secteurs confondus de chacune des substances étudiées. Les chiffres suivis d'un « ? » sont encore à valider, les « n.d. » correspondent aux données qui n'ont pas été trouvées à ce jour.

Tableau 3 - Consommation annuelle actuelle en France tous secteurs confondus et masses totales pour la construction des infrastructures de production d'électricité, réalisées sur la période 2010-200 et estimées sur la période 2020-2060 dans les scénarios N1 et M2

	Economie française	Construction des infrastructures de production d'électricité				
		2010-2020	Scénario N1 2020-2060		Scénario M2 2020-2060	
	Conso annuelle (en kt/an)	Conso annualisée (en kt/an)	Conso annualisée (en kt/an)	Conso totale (en kt)	Conso annualisée (en kt/an)	Conso totale (en kt)
Aluminium	1200	22,9	78,9	3156,4	99,9	3996,4
Chrome	80 ?	2,7	31,4	1255,8	38,0	1521,0
Cobalt	0,7	1,34E-03	8,05E-03	0,32	1,64E-02	0,65
Cuivre	337	7,0	33,0	1318,5	43,1	1723,4
Or-Argent	0,3	7,73E-05	2,65E-04	1,06E-02	3,21E-04	1,28E-02
Indium	0,015 ?	1,31E-10	5,25E-10	2,10E-08	6,50E-10	2,60E-08
Nickel	n.d.	3,75E-02	0,2	8,0	0,3	12,0
Terres rares	0.32 ?	2,65E-03	9,57E-03	0,4	1,18E-02	0,5
Silicium	53 ?	9,2	30,7	1227,7	38,1	1525,5

Dans le cadre de l'évaluation des besoins en ressources minérales des scénarios du Bilan prévisionnel 2050, des éclairages qualitatifs seront apportés sur la situation actuelle des minéraux étudiés sans toutefois conclure sur un niveau de risque d'approvisionnement autant sur le plan géopolitique, économique, environnemental ou économique. A titre d'exemple et d'illustration, des premiers éléments sur le chrome sont présentés ci-après.

Exemple illustratif avec les enjeux de criticité associés à la ressource en chrome

Le chrome est principalement utilisé pour la production d'aciers inoxydables à base de ferrochrome. Le ferrochrome est utilisé dans de nombreux secteurs : l'aéronautique, les outils de coupe, les usines de dessalement de l'eau de mer, les implants orthopédiques et dans l'énergie.

La consommation en France actuellement de chrome et ses composés est difficile à évaluer du fait de la multitude d'aciers et d'alliages dans lesquels il entre avec des proportions variables. Historiquement il existait des productions minières en Nouvelle-Calédonie qui ne sont plus en exploitation aujourd'hui. La Chine et l'Afrique du Sud sont les principaux producteurs de ferrochrome (60% à eux deux), tandis que les réserves minières de chromite sont situées en Afrique du Sud et au Kazakhstan [27].

Le chrome n'est pas substituable pour son usage et ses propriétés inoxydables. Les aciers inoxydables qui représentent 70% de l'utilisation du chrome et notamment dans l'énergie, sont largement recyclés, avec un taux de recyclage en fin de vie ("old scrap") estimé à 80 à 90%.

Le BRGM évalue le chrome comme une substance avec un risque moyen d'approvisionnement et fort à très fort sur le plan stratégique en France du fait de son usage dans de nombreux secteurs (les inox sont utilisés à 48% par les industries alimentaires et les ustensiles domestiques et médicaux, à 16% dans la chimie, le pétrole et l'énergie et à 15% dans les secteurs bâtiments et construction).

Les volumes estimés de chrome nécessaires pour les infrastructures de production d'électricité dans les scénarios N1 et M2 sur la période 2020-2060 s'élèvent respectivement à environ 1,5 Mt et 1,25 Mt, soit en moyenne entre 30 et 37,5 kt par an. A titre de comparaison, en 2015, la production annuelle mondiale de ferrochrome s'élevait à 11,5 Mt.

Les capacités de recyclage pourraient éventuellement couvrir une partie de ces besoins.

Les enjeux concernant le chrome semblent se situer au niveau de son caractère non substituable et de l'augmentation de son besoin dans les scénarios N1 et M2 qui peut sembler non négligeable pour une consommation annuelle actuelle estimée à 80 kt de ferrochrome (donnée à confirmer).

DOCUMENT DE TRAVAIL

5. Les résultats sur l’emprise au sol du système électrique

Cette partie sera complétée ultérieurement.

6. Les résultats d’analyses sur les déchets nucléaires

Cette partie sera complétée ultérieurement.

DOCUMENT DE TRAVAIL

7. Bibliographie

- [1] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire vers la neutralité carbone, 'Stratégie Nationale Bas Carbone', 2020.
- [2] RTE, 'Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique - principaux résultats', 2019.
- [3] RTE, 'Schéma décennal de développement du réseau - édition 2019', 2019.
- [4] IPBES, 'Le rapport de l'évaluation mondiale de la biodiversité et des services écosystémiques', 2019.
- [5] World Banking, 'Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition'.
- [6] Commission Européenne, 'Résilience des matières premières critiques: la voie à suivre pour un renforcement de la sécurité et de la durabilité', 2020.
- [7] Intergovernmental Science-Policy Platform On Biodiversity And Ecosystem Services (IPBES), 'Workshop Report on Biodiversity and Pandemics of the Intergovernmental Platform on Biodiversity and Ecosystem Services (IPBES)', Zenodo, Oct. 2020. doi: 10.5281/ZENODO.4147317.
- [8] Ministère de la Transition écologique et solidaire, 'L'environnement en France 2019 - rapport de synthèse'.
- [9] RTE, 'Document de cadrage sur l'analyse environnementale des scénarios'. Jan. 2020.
- [10] SDES, 'L'empreinte carbone des Français reste stable', p. 4, Jan. 2020.
- [11] S. BORTOLOTTI, J.-Y. BOURMAUD, M. COSSON, and H. LAFFAYE, 'Gestion des interconnexions électriques en Europe', *Ref : TIP302WEB - 'Réseaux électriques et applications'*, Apr. 10, 2020. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-transport-et-de-repartition-42263210/gestion-des-interconnexions-electriques-en-europe-d4085/> (accessed Nov. 25, 2020).
- [12] European Commission. Joint Research Centre., *Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment methods: new methods and differences with ILCD*. LU: Publications Office, 2018.
- [13] L. Cabernard, S. Pfister, and S. Hellweg, 'A new method for analyzing sustainability performance of global supply chains and its application to material resources', *Science of The Total Environment*, vol. 684, pp. 164–177, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.04.434.
- [14] ADEME, 'Terres rares, Energies renouvelables et stockage d'énergie'. Oct. 2020.
- [15] BRGM, 'Notice de réalisation et d'utilisation des fiches de synthèse sur la criticité des matières premières minérales non-énergétiques'. Apr. 2015.
- [16] CGDD, SOS, 'L'occupation des sols en France', p. 4, 2015.
- [17] Cour des Comptes, 'Les leviers de la politique foncière agricole'. Nov. 12, 2020.
- [18] ADEME, 'Evaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques', 2019.
- [19] SECTEN-CITEPA, 'Citepa. Rapport Secten édition 2020 - Industrie de l'énergie', 2020.
- [20] Besseau et al. 2019, 'Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_WIND_DK, an online interactive platform'.
- [21] IEA, 'Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems Report IEA-', 2015.
- [22] O. Edenhofer, Intergovernmental Panel on Climate Change, and Working Group III, *Rapport spécial sur les sources d'énergie renouvelable et l'atténuation du changement climatique*. Genève: GIEC, 2011.
- [23] R. Besseau, 'Analyse de Cycle de Vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation'.
- [24] Quantis-ENEA/GrDF, 'Evaluation des impacts GES de l'injection de biométhane', Apr. 2015.

- [25] IEA, 'Clean energy progress after the Covid-19 crisis will need reliable supplies of critical minerals, IEA, Paris', 2020, [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/clean-energy-progress-after-the-covid-19-crisis-will-need-reliable-supplies-of-critical-minerals>.
- [26] BRGM, 'Les terres rares, un groupe de métaux stratégiques', p. 7, 2017.
- [27] BRGM, 'Fiche de synthèse sur la criticité des matières premières minérales - Le chrome'. 2017.

DOCUMENT DE TRAVAIL