



MINISTÈRE  
DE LA TRANSITION  
ÉCOLOGIQUE

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

PLAN DE PROGRAMMATION  
DES RESSOURCES MINÉRALES DE  
LA TRANSITION BAS-CARBONE



## La mobilité bas-carbone

Choix technologiques, enjeux  
matières et opportunités industrielles

Document édité par :

**Commissariat général au développement durable**

Février 2022

## **Présidence du groupe de travail**

---

Dominique VIEL

## **Expert matières premières de l'Ademe**

---

Alain GELDRON

## **Rédacteurs principaux**

---

Fabien PERDU (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

Sébastien ROSINI (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

Aurélien LECUREUIL\* (DGALN / Direction de l'eau et de la biodiversité)

Antonin VERGEZ\* (CGDD / Service de l'économie verte et solidaire)

## **Co-rédacteurs**

---

Michael WALKOWIAK (CGDD / Service de l'économie verte et solidaire)

Hélène GAUBERT (CGDD / Service de l'économie verte et solidaire)

## **Coordinateur**

---

Antonin VERGEZ\* (CGDD / Service de l'économie verte et solidaire)

*\* En poste au moment de la réalisation du rapport*

**Avec l'expertise du BRGM et du CEA**

## **Remerciements**

Ce rapport a été réalisé sous le pilotage conjoint du Commissariat général au développement durable (CGDD) et de la Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN), avec, en appui, l'expertise technique de Gaétan Lefèbvre, Faustine Laurent, Mathieu Leguérinel, Maïté Le Gleuhe, Antoine Boubault du Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM) et du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA).

Il a été réalisé dans le cadre d'un groupe de travail présidé par Dominique Viel avec l'appui technique de Alain Geldron, anciennement expert matières premières de l'Ademe. Des auditions ont également été réalisées.

Les auteurs de ce rapport remercient l'ensemble des participants au groupe de travail ainsi que les structures auditionnées pour le temps qu'ils ont consacré à ces travaux et la qualité de leurs interventions.

Nous dédions ce rapport à la mémoire de notre jeune collègue, Stéphane Gloriant, disparu tragiquement lors de la réalisation de ces travaux.

## Liste des participants au groupe de travail

Antoine Loïc	Ademe
Autret Yannick	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Bacry Hugo	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Bain Pascal	Agence nationale pour la recherche (ANR)
Bazzuchi Pierre	Ministère de la Transition écologique / Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
Bialkowski Anne	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Biscaglia Stéphane	Ademe
Berger Stéphane	Ministère de l'Économie et des Finances / Direction générale des entreprises (DGE)
Béroud Loïc	Ministère de la Transition écologique / DGPR
Beylot Antoine	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Bollenot Martin	Ministère de l'Économie et des Finances / DGE
Bouyer Etienne	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Brossard Jean Luc	PFA (Plateforme filière automobiles)
Buchet Marie	ENR (Syndicat des énergies renouvelables)
Burlet Hélène	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Cheverry Marc	Ademe
Delprat-Jannaud Florence	ANCRE-GP2
D'Hugues Patrick	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Dion Axel	Ministère de l'Économie et des Finances / DGE
Ducreux Bertrand-Olivier	Ademe
Ferran Ghislain	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Florea Tudor	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Force Christine	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Gaillaud Jean-François	Ministère de la Transition écologique / DGALN (Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature)
Gaubert Hélène	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Gavaud Olivier	Ministère de la Transition écologique / DGITM (Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer)
Geldron Alain	Anciennement expert « matières premières » de l'Ademe
Gloriant Stéphane	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Hache Emmanuel	IFP Energies nouvelle (IFPEN)
Lambert Florence	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Lasfargues Sylène	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Laurent Faustine	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Lefebvre Gaétan	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Leclère Nicolas	PFA (Plateforme filière automobiles)
Lécureuil Aurélie	Ministère de l'Économie et des Finances / SDCME
Leguérinel Mathieu	Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM)
Lettry Marion	ENR
Marcus Vincent	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Marfaing Olivier	Ministère de l'Économie et des Finances / DGE
Marquer Didier	Ministère de l'Enseignement supérieur

Mesqui Bérengère	France Stratégie
Miffand Héloïse	PFA (Plateforme filière automobiles)
Morville Jérôme	ENR
Nicklaus Doris	Ministère de la Transition écologique / DGPR
Perdu Fabien	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Picciani Massimiliano	Agence nationale pour la recherche (ANR)
Pochez Rémi	Ministère de la Transition écologique / DGITM
Pommeret Aude	France Stratégie
Prévors Lionel	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Raimbault Louis	NCRE-GP2
Risler Ophélie	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Rosini Sébastien	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Ruffenach Coralie	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Tardieu Bernard	Académie des sciences et des technologies
Tromeur Eric	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Vavasseur Sean	Syndicat des énergie renouvelables (SER)
Vergez Antonin	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Vidal Olivier	Centre national de la recherche scientifique (CNRS)
Viel Dominique	Présidente des travaux en vue de l'élaboration d'un « plan des ressources minérales de la transition bas-carbone »
Vieillefosse Alice	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Walkowiak Michael	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Wallard Isabelle	Comité pour les métaux stratégiques (COMES)

## Liste des entreprises et organismes auditionnés

Adionics
Airbus
Alstom
Carbone Savoie
CCFA (Comité des constructeurs français d'automobiles), porte-parole de PSA et Renault
EDF/DREEV
ERAMET
Fédération de Recherche Hydrogène (CNRS)
Institut Vedecom
Renault Trucks
SARP industries
ST Microelectronics
Solvay
Symbio
UMICORE

# SOMMAIRE

<b>RAPPEL DU CONTEXTE.....</b>	<b>7</b>
<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>12</b>
<b>I. LA MOBILITÉ : UN MARCHÉ DE MASSE ET UN SECTEUR TRÈS CARBONÉ CRUCIAL POUR LA TRANSITION BAS-CARBONE .....</b>	<b>13</b>
<b>II. LES MATIÈRES ASSOCIÉES À L'ÉLECTRIFICATION DE LA MOBILITÉ.....</b>	<b>21</b>
<b>III. ANALYSE DES VULNÉRABILITÉS LE LONG DE LA CHAÎNE DE VALEUR DU VÉHICULE ÉLECTRIQUE ET DU VÉHICULE HYDROGÈNE .....</b>	<b>53</b>
<b>IV. LES OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES.....</b>	<b>121</b>
<b>V. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>133</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>151</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>153</b>
<b>GLOSSAIRE, ABRÉVIATIONS ET SIGLES .....</b>	<b>164</b>

## Rappel du contexte

L'action 5 de la feuille de route sur l'économie circulaire d'avril 2018 prévoit que le ministère chargé de l'écologie « engagera sur la base des travaux du comité pour les métaux stratégiques (COMES) et du premier plan national des ressources, un plan de programmation des ressources jugées les plus stratégiques en l'accompagnant d'une politique industrielle ambitieuse de valorisation du stock de matières, en particulier pour les métaux critiques, contenues dans les déchets ».

C'est dans ce cadre que la secrétaire d'État à l'Écologie, Madame Brune Poirson, a lancé, le 22 février 2019, les travaux d'élaboration d'un plan de programmation des ressources minérales de la transition bas-carbone. En effet, pour construire les infrastructures énergétiques indispensables à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre qu'elle s'est fixés, la France est amenée à mobiliser davantage de ressources minérales, dont certaines peuvent être critiques. Ce constat est aujourd'hui largement partagé comme l'attestent les travaux de l'agence internationale de l'énergie, du groupe international des experts sur les ressources, de la Banque mondiale, de la Commission européenne, et, en France, les travaux de l'Alliance Ancre, du Comité des métaux stratégiques, des académies des technologies et des sciences ou les projets de recherche financés par l'Ademe ou l'Agence nationale de la recherche (ANR).

Ce plan de programmation des ressources minérales s'inscrit dans la continuité du plan ressources pour la France publié en juillet 2018, inscrit dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte. Celui-ci recommande d'améliorer les connaissances sur les besoins en ressources minérales induits par les politiques publiques et tout particulièrement par les politiques climatiques.

Les travaux du plan de programmation des ressources minérales de la transition bas-carbone portent sur quatre grandes familles de technologies bas-carbone : photovoltaïque, stockage stationnaire et réseaux (y compris réseaux intelligents), mobilité bas-carbone et éolien. Ces familles ont été retenues car la transition bas-carbone va se traduire par une électrification massive de notre économie. Les familles de technologies dans le domaine de la chaleur (solaire thermique, pompes à chaleur, biomasse, géothermie) ne seront ainsi pas étudiées dans ce plan, même si ces technologies concernent des domaines à fort potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Pour chacune des quatre familles de technologies retenues, les travaux ont comme objectif d'identifier et d'apporter des éléments de comparaison des technologies matures ou susceptibles de l'être dans les dix ans à venir au regard :

- des besoins en ressources minérales qu'elles mobilisent et des enjeux associés, économiques, géopolitiques, environnementaux, sanitaires et sociaux ;
- des opportunités industrielles qu'elles peuvent présenter pour les entreprises françaises sur l'ensemble de leur chaîne de valeur.

Ce plan a vocation à éclairer les pouvoirs publics et les décideurs sur les choix technologiques et industriels pertinents pour réussir la transition bas-carbone, en identifiant des leviers d'actions permettant de réduire les risques associés aux ressources à mobiliser d'une part, et de mieux exploiter les opportunités industrielles d'autre part.

Ces travaux s'appuient sur l'expertise du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) et du Bureau de recherches géologiques et minière (BRGM). Ils associent les experts de différentes structures de recherche et de directions générales des ministères (Transition écologique, Économie et des finances, Recherche et de l'innovation), porteuses des politiques industrielles et bas-carbone. Ils sont enrichis par des auditions d'entreprises impliquées aux différentes étapes de la chaîne de valeur des technologies bas-carbone objet des travaux.

Le présent document constitue le troisième d'une série de quatre rapports thématiques (un rapport pour chacune des quatre grandes familles citées) et d'un rapport de synthèse sur les besoins en ressources minérales de la transition bas-carbone. Ce rapport porte sur la mobilité bas-carbone dans le cadre de la transition énergétique française.



# Synthèse

La mobilité recouvre le transport de passagers et de marchandises, qui sont des marchés de masse en forte croissance et aux impacts environnementaux importants. Au niveau mondial, 24 % des émissions de CO<sub>2</sub> sont ainsi imputables à la mobilité.

Plusieurs axes sont envisageables pour réduire ces émissions, dont la sobriété en matière de transports, l'augmentation de l'efficacité énergétique et l'électrification des modes de transport. **Ce rapport étudie les technologies associées à cette électrification, dont les principales seront à l'horizon 2030 les batteries et les piles à combustible.** Leurs caractéristiques les rendent complémentaires et les solutions technologiques optimales dépendent des spécificités de chaque usage, notamment de la distance parcourue, du tonnage à transporter et des infrastructures disponibles. Pour le transport de personnes ou de faibles tonnages sur de courtes distances, des batteries de petites dimensions sont suffisantes. Lorsque le besoin d'autonomie augmente, le poids du système batterie croît et l'hydrogène peut être intéressant, seul ou en complément d'une batterie. Pour les forts tonnages et les très longues distances, l'hydrogène et d'autres technologies sont envisageables, comme les biocarburants ou la route électrique (« recharge en roulant »).

**À l'horizon 2030, les batteries lithium-ion (« li-ion ») devraient rester l'alternative la plus courante pour les véhicules électriques légers. Ces technologies ont connu une forte baisse de leurs coûts de fabrication au cours des dernières années. Elles présentent également le meilleur compromis pour les véhicules électriques, en terme de densité d'énergie, de durée de vie et de conditions de fonctionnement et continuent à bénéficier d'améliorations incrémentales.** Ces avancées technologiques des batteries li-ion contribuent au fort développement du véhicule électrique (à batterie et hybride), et les principaux constructeurs automobiles prévoient de cesser de commercialiser des véhicules thermiques entre 2030 et 2040. L'Europe représente en 2020 43 % du marché mondial des véhicules électriques avec 1,4 million de véhicules neufs vendus. **L'agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit 25 millions de véhicules électriques vendus en 2030 pour un stock de 140 millions de véhicules électriques en circulation à cet horizon,** sur un total de près de 2 milliards. Cette industrialisation et le développement massif de la mobilité électrique nécessitent des investissements importants dans des capacités de production de batteries, puisque plusieurs milliers de GWh de batteries seront nécessaires chaque année et qu'une unité de production (*gigafactory*) nécessite un investissement de l'ordre du milliard d'euros pour une capacité de production de l'ordre de 15 GWh/an.

En attendant une éventuelle rupture technologique avec des batteries tout-solide, plusieurs types d'électrodes positives coexistent au sein de la famille des batteries li-ion. Les plus répandues pour les usages de la mobilité sont les types NMC (nickel-manganèse-cobalt), NCA (nickel-cobalt-aluminium) et LFP (lithium-fer-phosphate). Les batteries NMC sont actuellement majoritaires, mais les technologies LFP présentent l'intérêt de ne nécessiter ni de nickel, ni de cobalt et d'être plus sûres en contrepartie d'une densité d'énergie moins avantageuse. **La tendance qui se dessine actuellement est à une limitation des quantités de nickel et de cobalt dans toutes les nouvelles générations de batteries, mais le développement exponentiel du marché du véhicule électrique va induire une forte augmentation de la consommation des métaux de batteries.** La tendance à l'augmentation de la taille et de la puissance des batteries fait également croître les besoins en minéraux.

**L'AIE prévoit ainsi une multiplication par au moins 10 des consommations de lithium, cobalt et nickel pour les batteries d'ici à 2030, et une augmentation d'un facteur au moins 7 pour le graphite et le manganèse.** Des difficultés d'approvisionnement sont envisageables à cet horizon pour le cobalt et le nickel, notamment en raison de la concentration de leur production et de leur raffinage dans des zones géopolitiquement sensibles d'Afrique et d'Asie. Les industriels européens de la mobilité bas-carbone sont exposés de façon croissante au coût de leurs matières premières et aux difficultés de transport depuis les lieux d'extraction et de raffinage. Ces risques d'approvisionnement sont doublés d'impacts environnementaux et sociaux importants dans les pays d'extraction. Néanmoins, **les analyses de cycle de vie conduites sur le véhicule électrique concluent à de moindres émissions de gaz à effet de serre par rapport aux véhicules thermiques. En France, les émissions sur le cycle de vie d'un véhicule électrique sont même trois fois inférieures à celles des véhicules thermiques, grâce à une production d'électricité peu carbonée.**



Les impacts environnementaux et sociaux des chaînes de valeur du véhicule électrique peuvent de plus être atténués, grâce à de nouveaux procédés d'extraction et de transformation moins énergivores et moins polluants qui sont développés par des entreprises et des laboratoires européens et français. Ces nouveaux développements constituent **des opportunités sur les plans économiques et environnementaux, mais aussi stratégiques puisqu'ils pourraient réduire la dépendance aux importations de matières premières**. Le développement de sites d'extraction et de transformation des matières premières en France et en Europe permet également de valoriser des mix électriques faiblement carbonés, en particulier pour les étapes les plus énergivores.

**Les opportunités pour la France, liées à ses compétences, sur l'amont de la chaîne de valeur des batteries, se situent dans l'extraction de lithium issu de gisements non conventionnels, le raffinage de nickel et de cobalt, la production de poudre de graphite synthétique, les procédés de dopage des électrodes en graphite, la chimie du fluor (nécessaire aux électrolytes des batteries et piles à combustible) et la production secondaire de métaux.** La saisie de ces opportunités permettra de répondre à la demande croissante des industriels de l'automobile en matières premières, produites dans des conditions acceptables sur le plan humain, social et environnemental, tout en limitant les risques de fluctuation des prix et les tensions d'approvisionnement.

Si le recyclage des batteries ne permettra pas de subvenir aux besoins en matières premières des industriels au cours des années 2020, **il convient d'anticiper dès à présent l'arrivée de flux massifs de batteries usagées aux cours des prochaines années, et de mettre en place l'infrastructure industrielle et des réglementations** qui permettront de valoriser ce gisement européen dans les meilleures conditions. L'intégration dès la conception des batteries des principes de l'écoconception permet d'anticiper les étapes de recyclage et peut constituer un avantage concurrentiel pour l'Europe.

La filière de l'hydrogène, en cours de structuration, offre des opportunités significatives pour l'industrie européenne. Stratégique car concernant de nombreux usages (à commencer par l'industrie, mais aussi les réseaux et la mobilité), cette filière doit être protégée et soutenue au niveau national et européen. Les principes de l'économie circulaire sont par ailleurs à intégrer dès maintenant par les industriels afin de garantir, quand les flux de produits en fin de vie seront suffisants, un recyclage à haute valeur ajoutée, comme présenté dans le rapport d'étape n°2 « Les réseaux électriques lignes électriques, stockage stationnaire et réseaux intelligents ».

Les moteurs présents dans les véhicules électriques nécessitent des quantités significatives de cuivre et de terres rares, néodyme, praséodyme et dysprosium. La demande pour ces terres rares utilisées dans les aimants permanents pourrait être multipliée par 10 d'ici 2030, et un déficit d'offre pourrait intervenir à court terme. Les enjeux et vulnérabilités relatifs aux terres rares seront étudiés dans le prochain rapport d'étape consacré à l'éolien.

L'ensemble de ces constats conduit à formuler les recommandations qui figurent dans le tableau ci-après.

## 13 recommandations - synthèse

<b>Orienter la demande de mobilité bas-carbone vers des modes et technologies moins intensifs en métaux</b>	
<b>Recommandation 1</b>	Pour réduire l'impact matière de la mobilité bas-carbone, soutenir davantage les alternatives aux voitures, pour le transport de passagers sur courte distance, lorsque les alternatives permettent de réduire le nombre de véhicules motorisés ou la puissance des batteries en service.
<b>Recommandation 2</b>	Différencier le soutien à l'achat de véhicules électriques en fonction de la masse des véhicules, de l'intensité matière et de critères environnementaux et sociaux reflétant les conditions d'extraction des matières incluses dans leurs batteries.
<b>Recommandation 3</b>	Pour les trajets quotidiens courts réalisés avec des véhicules électriques petits, donc moins lourds, après évaluation et confirmation de leur moindre impact environnemental et des implications industrielles, soutenir une chimie de batteries de type LFP, car, bien que plus lourdes que les NMC, elles permettent de s'affranchir des risques liés à l'approvisionnement en nickel et cobalt.
<b>Recommandation 4</b>	Pour le transport routier de passagers ou de marchandises sur longue distance, étudier et soutenir des options technologiques qui permettent une réduction de la taille des batteries ( <i>range extender</i> , route électrique), de façon à diminuer l'impact matières du parc de véhicules roulant.
<b>Recommandation 5</b>	Prioriser à court terme le soutien au développement accéléré de bornes à recharge lente en milieux urbains et semi-urbains.
<b>Accompagner la mobilité bas-carbone par des investissements dans les infrastructures nécessaires à la mobilité électrique</b>	
<b>Recommandation 6</b>	Contribuer à standardiser au niveau européen, puis rendre obligatoires, des chargeurs internes bidirectionnels pour tous les véhicules électriques commercialisés en France et si possible dans l'UE.
<b>Recommandation 7</b>	Standardiser les modalités de facturation et de paiement afin de simplifier l'accès aux bornes de recharge lente et de favoriser un pilotage dynamique et une équité du recours au stockage électrique dans les véhicules immobilisés.
<b>Promouvoir la place de la France dans la filière industrielle européenne des batteries</b>	
<b>Recommandation 8</b>	Standardiser les batteries sur des critères « carbone » et RSE et éviter d'exporter les batteries usagées afin de permettre l'essor d'une filière française de recyclage.

<b>Mobilité hydrogène</b>	
<b>Recommandation 9</b>	Une fois l'offre d'hydrogène bas-carbone disponible, soutenir l'offre de mobilité hydrogène en baissant le coût des technologies associées dans le fluvial, le ferroviaire et les poids lourds.
<b>Améliorer la sécurité d'approvisionnement</b>	
<b>Recommandation 10</b>	Diversifier les sources d'approvisionnement, passer des contrats de long terme, porter les enjeux de sécurité d'approvisionnement au niveau européen et notamment dans la politique commerciale.
<b>Recommandation 11</b>	Mieux connaître le sous-sol européen et français et monter un PIEEC dédié à la production de métaux stratégiques.
<b>Recherche, formation</b>	
<b>Recommandation 12</b>	Encourager la recherche et les formations dans les métiers de la mobilité décarbonée.
<b>Recommandation 13</b>	Améliorer la communication autour des technologies de la mobilité bas-carbone en insistant sur les enjeux « matières » et les opportunités industrielles pour le territoire national.

# Introduction

Le secteur du transport est le deuxième contributeur aux émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial, derrière la production d'électricité, avec 24 % des émissions de CO<sub>2</sub> en 2018. Le secteur est par ailleurs en forte croissance, du fait de l'augmentation de la population, des déplacements privés et professionnels, et des échanges marchands. L'atteinte des objectifs de l'accord de Paris est donc conditionnée à la maîtrise des émissions liées à la mobilité.

En France, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'effort de réduction des émissions reposera principalement sur la mobilité, qui est le principal émetteur de gaz à effet de serre en France, grâce à un mix électrique faiblement carboné. En 2050, l'objectif est d'atteindre la neutralité carbone du secteur du transport.

Si la réduction de la demande de transport est le moyen le plus direct de réduire les impacts du secteur, la tendance actuelle d'augmentation des flux, tant de fret que de passagers, nécessite d'autres leviers de décarbonation. Ainsi les orientations de la SNBC visent elles aussi à fixer des objectifs de transition énergétique des parcs de véhicules et à accompagner cette évolution. Un objectif intermédiaire est de 15 % de véhicules à faible émission en 2030, et une réduction de 30 % de la consommation de carburants fossiles par rapport à 2013.

Cette transition repose sur des changements de modes de transports et sur le déploiement de nouvelles technologies qui permettent de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> sur leur cycle de vie. Ce rapport étudiera ces technologies, leurs impacts matières et les vulnérabilités et opportunités associées.

Après avoir présenté le marché du transport et les impacts des différents modes de transport, **la partie I** présente les principales solutions pour décarboner le secteur. Elle décrit ces différentes solutions, tant technologiques que relatives aux usages. Les solutions d'électrification de la mobilité apparaissent alors particulièrement pertinentes en France pour mettre à profit la production d'électricité peu émettrice de gaz à effet de serre.

**La partie II** présente plus en détails les deux technologies d'électrification de la mobilité disponibles d'ici à 2030 : les batteries et les piles à combustible. Ces technologies, qui peuvent répondre aux contraintes du secteur du transport, possèdent des caractéristiques complémentaires qui les destinent à des usages spécifiques ou à des hybridations entre elles ou avec des systèmes de motorisation conventionnels. Mais ces deux technologies engendrent des impacts matières significatifs, d'autant plus qu'il s'agit d'un marché de masse en fort développement.

**La partie III** étudie les vulnérabilités des chaînes de valeur des véhicules électriques et à hydrogène. Ces vulnérabilités sont de plusieurs ordres. L'approvisionnement en matières premières est sensible, en raison de la forte augmentation de la demande attendue pour certains minéraux critiques, mais les enjeux environnementaux et sociaux sont également prégnants.

**La partie IV** présente les opportunités industrielles qu'ouvre la mobilité bas-carbone, puis **la partie V** présente ensuite sous forme de recommandations des leviers pour réduire les risques et saisir les opportunités identifiées.

# I.

La mobilité : un marché de masse et  
un secteur très carboné crucial  
pour la transition bas-carbone

## A. La mobilité, plusieurs modes pour plusieurs usages

Le secteur de la mobilité recouvre l'ensemble des activités de transport à la fois de marchandises et de personnes. Si ce secteur est indispensable au fonctionnement de l'économie mondiale, il est aussi le deuxième contributeur, derrière la production d'énergie, au bilan mondial des émissions de CO<sub>2</sub>. La mobilité recouvre différents segments : transport de personnes ou de marchandises, déplacement sur de courtes ou de longues distances, modalités de déplacement (ferroviaire, routier, maritime, aérien...). Cette diversité des usages engendre une forte variabilité des contraintes associées, de durée de vie, d'autonomie et de performance énergétique, qu'il faut prendre en compte pour décarboner chaque segment, et qui pourrait impliquer des choix différents en termes technologiques.

Le contexte de crise actuelle rend relativement difficile l'analyse du marché du transport. En effet la pandémie du Covid-19 a non seulement entraîné une baisse significative de l'activité économique mondiale et une diminution de l'activité de transport de bien et de personnes mais aussi une prise de conscience d'un certain nombre de régions du globe (l'Europe en particulier) de leurs fortes dépendances aux produits manufacturés dans d'autres régions. Cette dépendance pourrait induire à court ou moyen terme une relocalisation des outils de production et par conséquent une diminution des activités de transport à l'échelle mondiale.

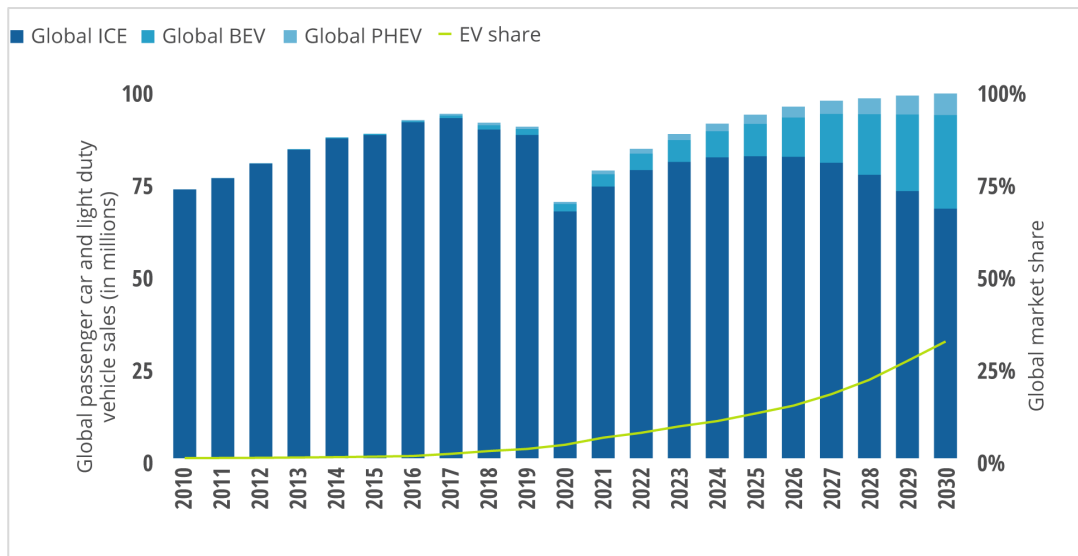
Malgré ce contexte peu propice aux projections, il est possible d'anticiper un probable rebond de l'activité économique mondiale et de se baser en partie pour l'analyse du marché sur des analyses antérieures à la crise du Covid-19. En 2019 l'OCDE tablait sur une augmentation annuelle des échanges mondiaux de 3,4 % au moins jusqu'en 2030 et une augmentation de 3,2 % jusqu'en 2050. Cette augmentation intimement liée à l'augmentation de la population ainsi qu'à l'émergence de pays en voie de développement se traduira nécessairement par une augmentation des échanges de marchandises à travers le monde (3,4 % annuellement). En parallèle, les projections de l'OCDE prévoient un doublement de l'activité de transport de personnes à travers le monde de 44 à 78 milliards de passagers.km<sup>1</sup>. Cette augmentation significative de la mobilité essentiellement liée à l'industrialisation des pays en voie de développement sera à l'échelle nationale moins forte mais devrait se situer aux alentours de 1 à 2 % de croissance annuelle entre 2015 et 2030 comme pour d'autres pays de l'OCDE.

Cette augmentation de la demande de transport devrait s'accompagner d'une modification de la répartition des modes de transports avec une diminution en pourcentage des transports individuels au profit des transports collectifs. Cette variation ira de pair à l'échelle mondiale avec une urbanisation croissante. D'après l'OCDE, on devrait de plus assister durant cette décennie à une forte augmentation de la part du transport partagé à la fois dans les pays industrialisés et dans les pays en voie de développement. L'ensemble de ces données conduisent à penser qu'un nombre important de véhicules, tous modes confondus vont être déployés à travers le monde pour satisfaire les besoins de déplacement à la fois de personnes et de marchandises. On estime ainsi le marché annuel du véhicule particulier à environ 90 millions de véhicules en 2030 avec un retour à un volume proche de la période pré-pandémique en 2024. Cette tendance se retrouve sur l'ensemble des segments avec par exemple une croissance prévue de ventes d'avions de 4 % jusqu'en 2039 ; date à laquelle Boeing prévoit le doublement de la flotte actuelle (*Figure 1*).

---

<sup>1</sup> Le passager.km est une unité de mesure représentant le transport d'un passager par un moyen de transport déterminé (rail, route, air, mer, voies navigables intérieures) sur une distance d'un kilomètre.

**Figure 1 : évolution du marché du véhicule particulier léger et du véhicule utilitaire léger entre 2010 et 2030**

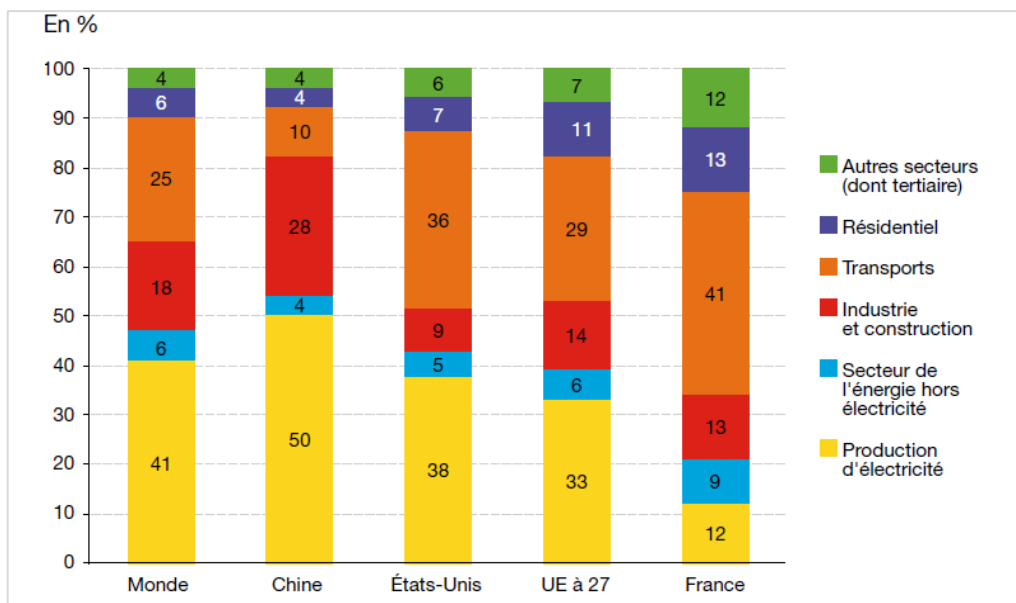


Source : Deloitte analysis/deloitte.com

## B. Un marché de masse et un secteur très carboné

Le secteur du transport est crucial dans une stratégie bas-carbone en raison de son impact en matière d'émissions de gaz à effet de serre. La *figure 2*, qui se limite au CO<sub>2</sub>, montre que le transport représente 25 % des émissions mondiales, 29 % des émissions européennes, et 41 % des émissions françaises. Si le chiffre est aussi élevé pour la France, c'est notamment parce que le secteur électrique y est très décarboné et que la part de l'industrie dans la production nationale s'est réduite.

**Figure 2 : part du transport dans les émissions de CO<sub>2</sub> à différentes échelles géographiques**

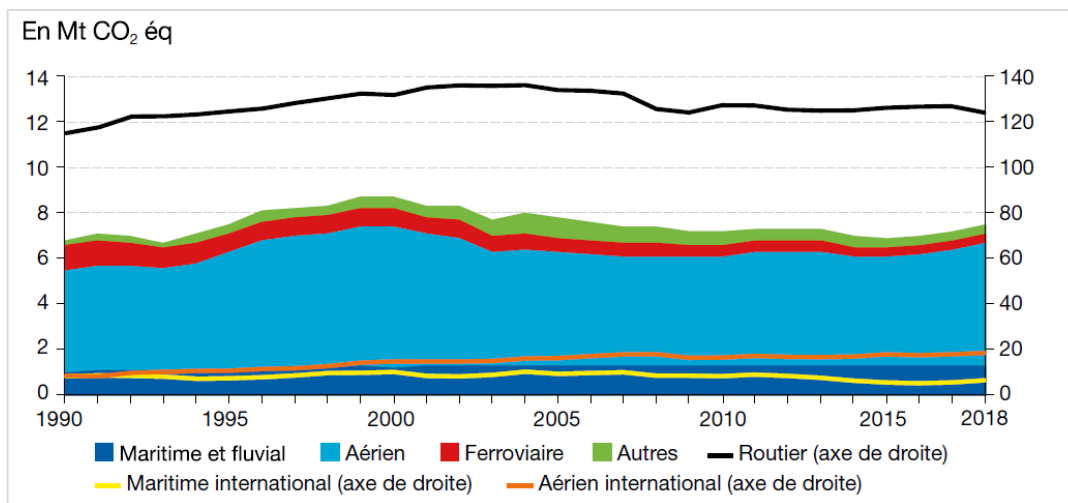


Source : AIE, 2018. Extrait des chiffres clé du climat 2021, SDES, Datalab, décembre 2020



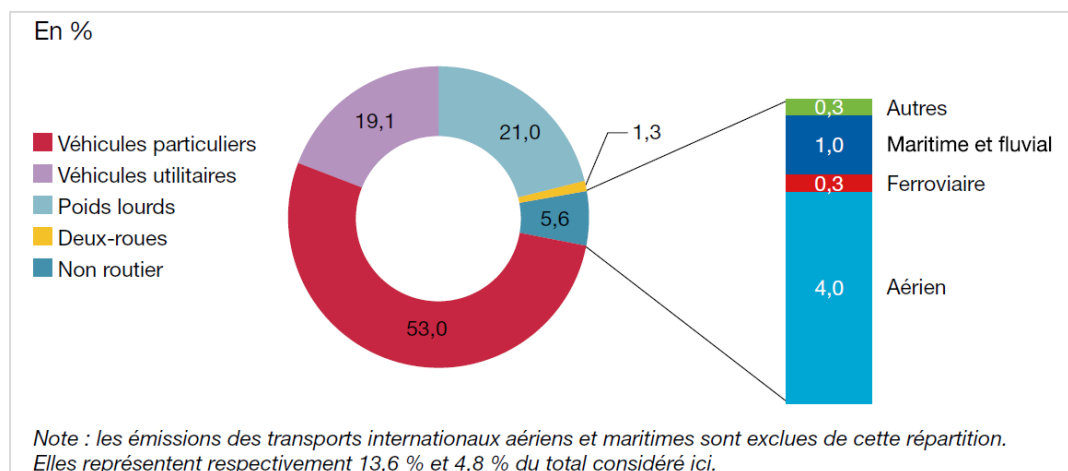
L'inclusion des autres gaz à effet de serre ferait apparaître un autre secteur clé en France, l'agriculture. Tous gaz confondus, le secteur du transport reste responsable de 29 % des émissions nationales, ce qui est majeur. De plus, alors que d'autres secteurs parviennent à réduire leurs émissions, celles du transport sont quasi stables depuis 1990.

**Figure 3 : évolution des émissions de GES pour différents modes de transport, en France**



Source : AEE, 2019. Extrait des chiffres clé du climat 2021, SDES, Datalab, décembre 2020

**Figure 4 : répartition des émissions de GES entre modes de transport, en France.**



Note : les émissions des transports internationaux aériens et maritimes sont exclues de cette répartition. Elles représentent respectivement 13,6 % et 4,8 % du total considéré ici.

Source : AEE, 2019. Extrait des chiffres clé du climat 2021, SDES, Datalab, décembre 2020

À l'intérieur du transport, et même en comptant les transports maritime et aérien internationaux, plus de 80 % des émissions sont dues au transport routier, qui constitue donc la première priorité à décarboner. Les véhicules particuliers représentent plus de la moitié du transport routier, le reste se partageant entre les véhicules utilitaires légers et les poids lourds.

## C. Les solutions pour décarboner le secteur

Comme pour chaque secteur de l'économie, la réduction des émissions du secteur du transport peut s'obtenir conjointement par les trois grands leviers que sont dans l'ordre : la réduction de la demande (y compris par le report modal et la baisse du taux d'utilisation des véhicules), l'augmentation de l'efficacité énergétique et la substitution des sources d'énergie utilisées par une source moins carbonée.

La suite du rapport sera focalisée sur la substitution, mais il est important d'explicitier ici les autres leviers.

**La réduction de la demande** est de loin le levier le plus direct, car elle n'est pas susceptible d'induire un transfert d'impact sur d'autres indicateurs (tels que les matériaux critiques étudiés dans ce rapport) ou sur d'autres étapes du cycle de vie. Par ailleurs, il est essentiel de commencer par la réduction de la demande, sans quoi l'augmentation de l'efficacité énergétique ou la substitution de source énergétique risqueraient de conduire à un effet rebond.

Dans le domaine du transport, la réduction de la demande porte à la fois sur les kilomètres parcourus, sur la taille et sur le nombre de véhicules, ou encore sur la vitesse.

Concernant les kilomètres parcourus, le comportement des particuliers comme des entreprises s'est accoutumé à un transport facile et très peu cher, qu'il s'agisse du transport de personnes ou du transport de marchandises. Les distances domicile-travail se sont allongées, les familles se sont dispersées dans le pays ou au-delà, les vacances lointaines se sont démocratisées, et les chaînes d'approvisionnement font parfois plusieurs tours de la planète à flux tendu. Tous ces comportements sont les conséquences d'un transport très bon marché, moins coûteux que de chercher un logement plus central, de stocker des marchandises ou de favoriser une chaîne de valeur locale. Ce transport bon marché repose lui-même sur un pétrole abondant et peu cher mais dont l'avenir n'est pas garanti. Du point de vue des émissions de gaz à effet de serre comme du point de vue de la résilience du système, il est crucial de revenir à plus de sobriété, mais les implications sociales, économiques et relatives à l'aménagement du territoire vont bien au-delà du périmètre de ce rapport.

Concernant la taille des véhicules, nombre de trajets réalisés en voiture pourraient l'être à pied, en vélo, en vélo à assistance électrique ou par d'autres véhicules légers. En ordre de grandeur, la batterie d'un vélo à assistance électrique est 100 fois plus petite que celle d'une voiture, et sa consommation par kilomètre 30 fois plus faible. Tous les usages qui peuvent être convertis de la voiture vers les mobilités légères, même électriques, doivent l'être sans regret. Pour les voitures elles-mêmes, indispensables selon le trajet ou selon le chargement, les véhicules n'ont fait que devenir plus gros, plus lourds, plus puissants, sans que cette progression ne soit toujours justifiée par l'usage. Certains constructeurs ont même obtenu que les véhicules plus lourds aient le droit d'émettre plus de CO<sub>2</sub>. En effet, le quota est affecté par constructeur et suit une fonction croissante de la masse moyenne des véhicules vendus (**Figure 5**).

Figure 5 : émissions de CO<sub>2</sub> autorisées pour chaque constructeur automobile.



Source : International Council on Clean Transportation, 2018

Note : Plus les véhicules vendus sont lourds, plus le quota de CO<sub>2</sub> octroyé est élevé<sup>2</sup>

La question de la taille et la puissance adaptées au besoin des véhicules doit être posée.

Enfin, il serait possible de réduire fortement le nombre de véhicules si chacun ne possédait pas sa (ou ses) propre(s) voiture(s) et si la mobilité était fournie comme un service. Cette possibilité se décline sous forme de transports en commun, de location, d'autopartage, de covoiturage, etc. sous réserve que le dimensionnement des flottes et que l'évolution des usages permettent cette réduction du nombre de véhicules. Toutes ces solutions requièrent en effet un changement de comportement de l'utilisateur complexe et progressif qui peut être encouragé.

Il est utile de mentionner les effets potentiels de la voiture autonome. Son avènement semble repoussé à une plus longue échéance que les annonces faites il y a quelques années, mais il aurait des conséquences majeures sur la consommation de mobilité. La voiture autonome réduirait probablement le nombre de véhicules en facilitant l'usage d'un véhicule sans le posséder, ce qui va dans le sens d'une diminution de la consommation de ressources. En revanche, chaque véhicule comprendrait de nombreux équipements électroniques et produirait une importante quantité de données. Le véhicule autonome pourrait surtout augmenter le kilométrage parcouru. En effet, il est parfois présenté comme un salon roulant, où il est possible de se déplacer tout en faisant autre chose. Il peut même se déplacer sans passager ni conducteur, pour aller chercher un passager, voire pour de menues livraisons. **Ces facilités nouvelles apportées par le véhicule autonome sont susceptibles d'accroître considérablement le kilométrage parcouru en voiture et les consommations énergétiques associées.** Les estimations divergent entre un accroissement mineur et un doublement, ou plus, des kilomètres parcourus<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> [www.moniteurautomobile.be/actu-auto/environnement/limite-95-g-co2km-2021-pas-toujours.html](http://www.moniteurautomobile.be/actu-auto/environnement/limite-95-g-co2km-2021-pas-toujours.html)

<sup>3</sup> [doi.org/10.1016/j.trpro.2016.05.003](https://doi.org/10.1016/j.trpro.2016.05.003): substantially higher levels of VKT

[doi.org/10.1155/2018/8969353](https://doi.org/10.1155/2018/8969353): increased by up to 8%

[higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/AUVSI/c2a3ac12-b178-4f9c-a654-78576a33e081/UploadedImages/documents/pdfs/7-16-14%20AVS%20presentations/Michael%20Gucwa.pdf](https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/AUVSI/c2a3ac12-b178-4f9c-a654-78576a33e081/UploadedImages/documents/pdfs/7-16-14%20AVS%20presentations/Michael%20Gucwa.pdf) : +4% to +8% in the short run // [link.springer.com/article/10.1007/s40518-015-0038-5](https://link.springer.com/article/10.1007/s40518-015-0038-5): range from 80% or greater decrease to a threefold increase

[www.trbappcon.org/2015conf/presentations/197\\_Autonomous%20Vehicles\\_Kyeil%20Kim\\_Final.pptx](http://www.trbappcon.org/2015conf/presentations/197_Autonomous%20Vehicles_Kyeil%20Kim_Final.pptx) : +4% to +25% VKT

[www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/15cpb\\_self-drivingcars.pdf](http://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/15cpb_self-drivingcars.pdf) : +6% to +89% VKT

[psrc.github.io/attachments/2014/TRB-2015-Automated-Vehicles-Rev2.pdf](https://psrc.github.io/attachments/2014/TRB-2015-Automated-Vehicles-Rev2.pdf): -35% to +20% VKT

[transposition.com.au/papers/AutonomousVehicles.pdf](https://transposition.com.au/papers/AutonomousVehicles.pdf): +4% to +31% VKT

[www.msm.bgu.tum.de/fileadmin/w00bv/wwww/publications/moeckel/2018\\_Moreno\\_TRB.pdf](http://www.msm.bgu.tum.de/fileadmin/w00bv/wwww/publications/moeckel/2018_Moreno_TRB.pdf): +2% to +51%

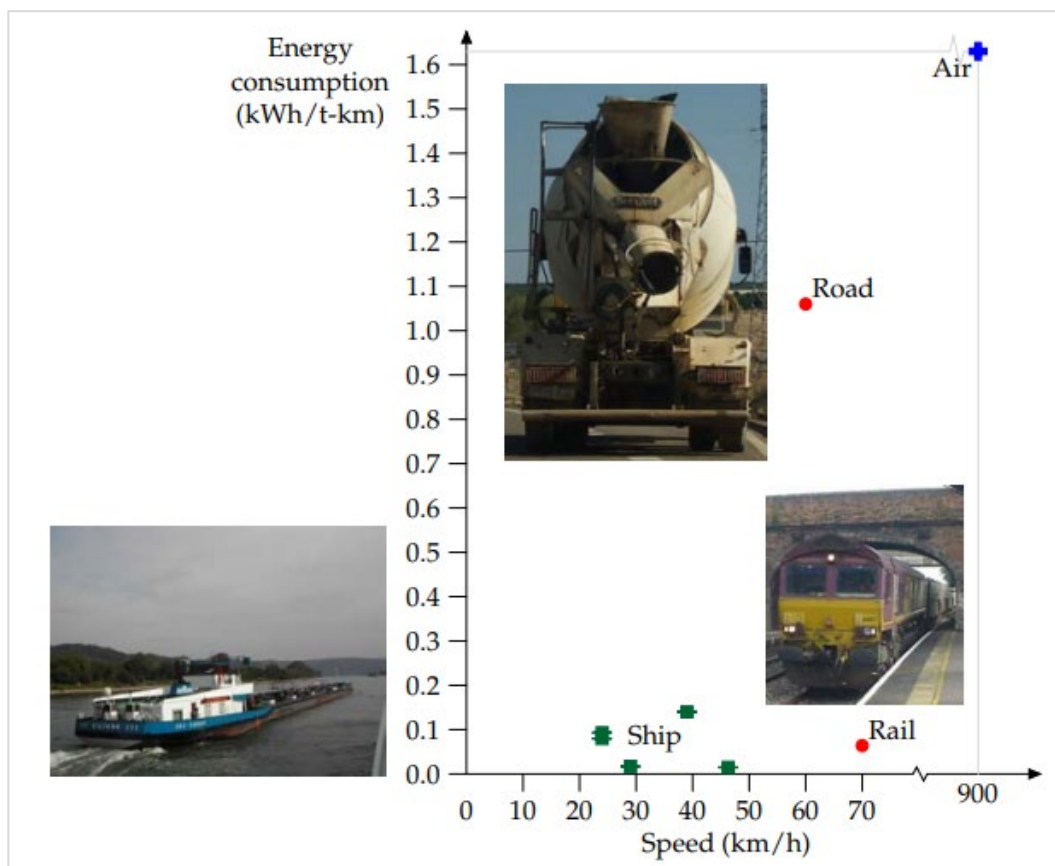
Un dernier moyen de réduire les émissions est de réduire la vitesse notamment sur autoroute. La consommation étant quasi proportionnelle au carré de la vitesse, passer de 130 km/h à 120 km/h ferait gagner 15 % et passer à 110 km/h ferait gagner 25 % de consommation.

Comparée à la réduction de la demande, l'augmentation de l'efficacité énergétique permet des gains plus limités, mais réels et sans difficulté d'acceptation. L'aérodynamisme des véhicules a beaucoup progressé ces dernières années. Le rendement des moteurs thermiques a également fait des progrès avec le *down-sizing* (quoique plus marqués sur les bancs de tests qu'en conditions réelles). Les futurs progrès attendus sur le rendement de la motorisation viendront notamment de l'hybridation qui permet de faire tourner le moteur thermique le plus souvent possible près de son point de fonctionnement optimal. Enfin, l'allègement des véhicules est un moyen efficace de réduire la consommation d'énergie, celle-ci étant une fonction quasi linéaire de la masse.

**Si l'allègement par la conception d'un véhicule plus petit ne représente pas de risque de transfert d'impact, il en va autrement de l'usage de matériaux légers.** Parmi les matériaux explorés pour l'allègement, la fibre de carbone est très énergivore à produire, à tel point que les émissions à la fabrication sont du même ordre que le gain lié à l'allègement. L'aluminium est également très énergivore à produire, quoique dans une moindre mesure. D'autres pistes envisagent le magnésium qui est considéré comme un des métaux les plus critiques par l'Union européenne.

On peut aussi comparer l'efficacité énergétique des différents modes de transports. Sur ce terrain, **le transport par bateau et le transport par rail sont très supérieurs au transport routier** (Figure 6). Dès lors tout transfert du transport routier ou aérien vers le transport fluvial ou ferroviaire est fortement bénéfique.

**Figure 6 : consommation énergétique et vitesse de différents modes de transport<sup>4</sup>**



Source : CEA

<sup>4</sup> [www.inference.org.uk/sustainable/book/tex/sewtha.pdf](http://www.inference.org.uk/sustainable/book/tex/sewtha.pdf)

Le troisième et dernier levier est la substitution du pétrole par une source d'énergie moins carbonée. Certaines solutions conservent le principe d'un carburant liquide, parfois gazeux, mais qui ne soit pas d'origine fossile. Les biocarburants de première génération (biodiesel, bioéthanol), ont montré un bilan carbone mitigé. Les biocarburants de deuxième génération (lignocellulosique) pourraient être plus vertueux de ce point de vue. Les carburants peuvent aussi être synthétique à partir du CO<sub>2</sub> et d'hydrogène électrolytique. Un bon compromis est de partir de la biomasse mais d'augmenter le rendement matière par insertion d'hydrogène électrolytique dans le procédé, ce qui évite l'étape très énergivore de capture de CO<sub>2</sub>. La limite reste la ressource de biomasse disponible sans dégradation de la qualité des sols, des puits de carbone, ni de la biodiversité. Concernant le méthane, qu'il soit fossile (gaz « naturel ») ou biosourcé (« biogaz »), il reste un gaz à effet de serre 32 fois plus puissant que le CO<sub>2</sub> et **des fuites même faibles de méthane risquent d'annuler tout le gain environnemental d'une telle filière.**

Enfin, et c'est le sujet de ce rapport, **le principal vecteur d'énergie déjà largement décarboné dont dispose la France est l'électricité.** C'est pourquoi nous nous attacherons à l'étude du transport électrique, que l'électrification soit directe (par batteries) ou indirecte (par production d'hydrogène, puis utilisation dans une pile à combustible). Les caractéristiques de chaque technologie ainsi que leurs impacts en termes de matériaux critiques, gaz à effet de serre et énergie, seront présentés. Une extrapolation sera proposée pour une électrification significative du parc à horizon 2030-2040, et les usages potentiels de ces technologies seront déclinés sur les différents segments de la mobilité, avec un accent particulier sur le véhicule léger.

#### POINTS ESSENTIELS

- Le transport de personnes et marchandises est un marché de masse et le deuxième contributeur mondial à l'émission de CO<sub>2</sub>, avec 24 % des émissions totales. En France, plus de 30 % des émissions de gaz à effet de serre sont associées à la mobilité.
- Le levier le plus direct, aujourd'hui, pour réduire ces émissions est la maîtrise des kilomètres totaux parcourus par année. Mais l'optimisation des motorisations existantes (efficacité énergétique), la décarbonation des carburants et l'électrification des transports permettent également de réduire les émissions.
- En France, l'électrification de la mobilité permet de mettre à profit le mix électrique faiblement carboné. L'électrification peut être directe, dans des véhicules à batteries, ou indirecte dans des véhicules à hydrogène, l'hydrogène pouvant être produit en utilisant de l'électricité pour hydrolyser de l'eau.

## II.

# Les matières associées à l'électrification de la mobilité

## A. Les deux grandes solutions techniques analysées dans ce rapport : les batteries et la pile à combustible

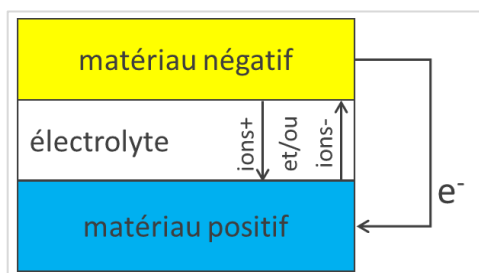
Électrifier le transport pour réduire les émissions de gaz à effet associées nécessite d'embarquer un stockage conséquent d'électricité à bord du véhicule. Une voiture, par exemple, consomme en moyenne 15 kWh d'électricité tous les 100 km. Peu de systèmes de stockage permettent d'embarquer une quantité d'énergie suffisante dans une masse et un volume raisonnables. Les meilleures densités d'énergie<sup>5</sup> sont atteintes par les carburants liquides qui permettent de parcourir 100 km avec un réservoir de 5 litres à pression ambiante, ou par le méthane, pour lequel il faut  $\approx 20$  litres à 200 bars. Viennent ensuite l'hydrogène ( $\approx 25$  litres à 700 bars, sans compter le système pile à combustible) et les batteries ( $\approx 25$  litres de cellules à 600 Wh/litre, sans compter le reste du pack). Ce sont ces deux technologies qui sont présentées en détail dans la suite et sur lesquelles a porté l'analyse des matériaux critiques. Ce rapport ne s'attardera pas sur les carburants de synthèse ni sur les biocarburants.

À défaut d'embarquer l'énergie nécessaire, une autre solution est possible sous la forme d'un système de route électrique qui permet d'apporter l'électricité au véhicule en cours de roulage. Cette solution est présentée brièvement dans la partie « *Des solutions différenciées à trouver pour les courtes distances et les longues distances* ».

### 1. LES BATTERIES

Le principe d'une batterie est de présenter deux électrodes séparées. L'électricité peut circuler par l'extérieur de la batterie sous forme d'électrons dans un circuit électrique. En revanche, à l'intérieur, les deux électrodes sont séparées par un électrolyte qui ne laisse passer que les ions (atomes chargés électriquement) et pas les électrons. Dans la phase de décharge, si les ions « préfèrent » se lier à une électrode plus qu'à l'autre (autrement dit si l'énergie de liaison est supérieure), alors il est nécessaire, pour équilibrer les charges, que les électrons fassent le tour du circuit par l'extérieur, de l'électrode négative (communément appelée anode) vers l'électrode positive (communément appelée cathode). Ainsi, l'énergie en question est rendue disponible sous forme électrique pour un usage tel que produire de la lumière, du mouvement, ou de la chaleur, etc. Lors de la charge, les électrons et les ions sont forcés à parcourir le circuit en sens inverse.

Figure 7 : cas général de fonctionnement d'une batterie en décharge



Source : CEA

<sup>5</sup> La densité d'énergie correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de volume (en J/m<sup>3</sup> ou en W/m<sup>3</sup>) ou par masse considérée (en J/kg ou en W/kg).

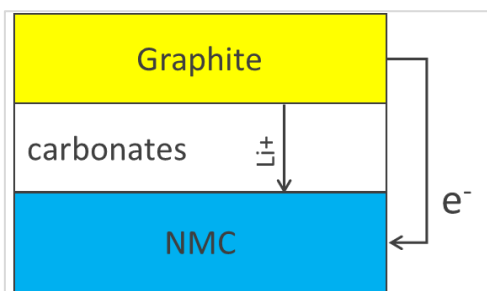


L'histoire des batteries au lithium remonte à 1976, lorsque Whittingham a proposé une cellule incluant une électrode négative en lithium métal face à une électrode positive réalisée dans un matériau dans lequel le lithium peut s'intercaler. Ces batteries, bien que présentant une densité d'énergie trois fois supérieure à celle des batteries au plomb (100 Wh/kg<sub>cellule</sub> vs 30 Wh/kg<sub>cellule</sub>), ont été abandonnées rapidement après leur commercialisation car le lithium métal se comporte mal à la recharge, lorsqu'il doit repasser du matériau d'intercalation à la forme métallique : il a tendance à se redéposer sous forme de mousse ou de dendrites, ce qui réduit la durée de vie mais surtout peut provoquer des courts-circuits internes et l'explosion de la batterie.

Deux voies ont été donc explorées en parallèle.

La plus répandue, consiste à ne plus utiliser de lithium métal à l'électrode négative, mais un matériau hôte du lithium qui est très généralement du graphite, avec maintenant de plus en plus souvent de petites quantités de silicium. La batterie s'appelle alors « lithium-ion » (Li-ion) car le lithium n'y est jamais sous forme métallique.

**Figure 8 : fonctionnement d'une batterie Li-ion en décharge.**



Source : CEA

### a) Point sur la technologie phare (Li-ion) et les matériaux associés

Le graphite de l'électrode négative est un empilement de couches de graphène, lequel est un réseau hexagonal plan d'atomes de carbone. Le graphite peut accueillir un atome de lithium pour six atomes de carbone, ce qui implique qu'il ajoute une masse non négligeable dans la cellule. Le silicium permet de bien plus fortes densités d'énergie car il accueille 3,75 atomes de lithium pour un atome de silicium. Mais cela induit de tels changements de volume que cela nuit à la durée de vie de la batterie. En pratique, les fabricants ajoutent aujourd'hui une fraction minoritaire de silicium dans l'électrode de graphite pour gagner en densité d'énergie sans trop perdre en durée de vie.

Différents matériaux peuvent être utilisés à l'électrode positive. Les plus courants dans la mobilité électrique sont :

- les oxydes lamellaires de type NMC (nickel-manganèse-cobalt) ou NCA (nickel-cobalt-aluminium) ; dans la NMC, les proportions de chaque métal sont variables et le cobalt tend à être remplacé progressivement par du nickel. La densité d'énergie progresse avec le contenu en nickel, ce qui justifie cette évolution. Cependant, le cobalt stabilise la structure et il n'existe pas encore d'alternative satisfaisante. Plus le taux de nickel est élevé, plus la synthèse est complexe et énergivore. De plus, les hauts taux de nickel conduisent à des problématiques de sécurité plus sévères. Les proportions de nickel, manganèse, cobalt sont passées progressivement de 1:1:1 à 6:2:2 puis 8:1:1, avec comme objectif des taux de nickel encore supérieurs. Dans un second temps, la recherche pourrait s'orienter vers la substitution du nickel par le manganèse (pour 2030 dans la *roadmap* de l'entreprise BASF) ;

- le phosphate de fer ( $\text{LiFePO}_4$  ou LFP) : comparé aux oxydes lamellaires, le phosphate de fer présente une densité d'énergie à l'échelle cellule plus faible ( $\approx 160 \text{ Wh/kg}$  au lieu de  $260 \text{ Wh/kg}$ ) mais une meilleure stabilité, donc une meilleure sécurité, une meilleure durée de vie et surtout une dépendance très faible aux métaux critiques. Aujourd'hui la quasi-totalité des véhicules électriques utilisent des oxydes lamellaires, mais le LFP est toujours regardé activement et des progrès ont été récemment obtenus, notamment par l'entreprise CATL pour les bus électriques en Chine. Des successeurs au LFP sont recherchés notamment en ajoutant du manganèse dans la structure pour augmenter la densité d'énergie.

D'autres matériaux sont utilisés de façon plus minoritaire, par exemple pour des applications très orientées vers la puissance (le biberonnage des bus). Dans ce cas, pour autoriser une recharge très rapide, une électrode négative différente du graphite est utilisée, généralement du titanate de lithium (LTO). L'électrode positive reste souvent de la NMC. Ces cellules ont une densité d'énergie faible ( $< 100 \text{ Wh/kg}$ ) mais une très grande cyclabilité et une très grande puissance tant en charge qu'en décharge.

### **b) Point sur les batteries à lithium métal - au-delà de 2025-2030 : vers le tout solide ?**

La seconde voie explorée pour pallier les difficultés du lithium métal est de le confiner derrière une barrière solide (mais néanmoins conductrice des ions) afin d'empêcher la croissance des dendrites. Soit la totalité de l'électrolyte est remplacée par un solide, et on parle alors de batteries « tout solide », soit une membrane protectrice est déposée sur le lithium métal, le reste de l'électrolyte étant liquide, et on parle de « lithium métal protégé ».

La seule technologie réellement commerciale à base de lithium métal est celle de Blue Solutions (Bolloré), qui a notamment été utilisée dans les Blue Car de la solution d'autopartage Autolib. L'électrolyte utilisé, du polyoxyde d'éthylène, a deux inconvénients : il n'est pas stable à haute tension et il n'est suffisamment conducteur qu'à partir de  $60\text{-}80 \text{ }^\circ\text{C}$ . Le premier point limite le choix de l'électrode positive au seul LFP, avec une densité d'énergie réduite. Le second point impose que la batterie soit constamment maintenue en température ce qui représente une perte d'énergie importante, de l'ordre de  $25 \%$  par jour.

Dans le principe, une batterie « tout solide » élimine le solvant inflammable et devrait permettre d'améliorer la sécurité des batteries. En autorisant l'usage du lithium métal, elle pourrait aussi améliorer la densité d'énergie à condition que le poids de l'électrolyte solide n'annule pas ce gain. Il n'y a en revanche pas de raison claire pour que les électrolytes solides apportent un avantage sur la puissance, la durée de vie ou le coût. En pratique, aucun de ces gains n'est réellement acquis et les difficultés qui restent à surmonter sont nombreuses.

Les efforts sont aujourd'hui concentrés sur la recherche de meilleurs électrolytes solides, qu'ils soient de type polymère, céramique ou vitreux, et sur les procédés de mise en forme des électrodes. Selon les cas, les difficultés résident dans l'obtention d'une conductivité ionique suffisante, y compris à basse température, dans la stabilité en potentiel, dans la mise en œuvre en cellule avec de nombreuses problématiques aux interfaces entre solides, dans la masse de cet électrolyte et son épaisseur, dans la réactivité des matériaux, etc.

Les annonces se multiplient sur toutes sortes de batteries en rupture et en particulier sur les batteries « tout solide », mais la plupart sont essentiellement publicitaires, et il est difficile de connaître les performances réellement atteintes car aucun produit n'est commercialement disponible.

En parallèle, des sociétés telles que Sion Power ou Quantumscape misent au contraire sur une solution de type lithium métal protégé, avec des performances qui semblent potentiellement intéressantes sur divers critères (densité d'énergie, durée de vie, performances en puissance et à froid). Là encore, il est difficile de valider le niveau réel atteint en l'absence de cellules disponibles à tester.

Une fois que l'électrode de lithium métal sera maîtrisée, on peut envisager que la recherche progresse sur des technologies qui en dépendent. En effet, ces technologies utilisent des électrodes positives à très forte capacité mais à basse tension, donc inintéressantes face au graphite. Parmi elles figurent le lithium-soufre et le lithium-air, qui ont l'avantage d'être presque exempts de matériaux critiques (à l'exception du lithium).

L'avènement de batteries « tout solide » ne s'accompagnera pas, a priori, d'une moindre demande en matériaux, à l'exception du graphite qui deviendrait inutile si le lithium est utilisé à l'état métallique. Les effets de l'électrolyte lui-même dépendent très fortement du matériau retenu. Les verres sulfurés contiennent généralement du lithium, parfois au point de doubler l'inventaire en lithium de la cellule. Certains d'entre eux (tel que le LGPS) contiennent la même quantité en germanium. Les céramiques peuvent, selon les cas, ne pas poser de problématiques particulières (LATP, lithium-aluminium-titane-phosphate) ou au contraire contenir une quantité importante de lithium et de lanthane (LLZO, lithium-lanthane-oxyde de zirconium). Les polymères ne poseraient, a priori, pas de difficultés en termes de matériaux critiques.

Le lithium-soufre permettrait, si l'électrode de lithium métal est maîtrisée, d'éliminer complètement la cathode métallique, au prix d'une consommation légèrement supérieure de lithium.

La recherche de matériaux de substitution au Li-ion actuel constitue un domaine actif et foisonnant, qui mérite d'être soutenu car potentiellement prometteur. Toutefois, rien n'indique si l'une des voies débouchera prochainement sur un produit capable de rivaliser avec le Li-ion sur l'ensemble des critères. C'est pourquoi la suite du rapport se concentrera principalement sur les matières associées aux technologies Li-ion et aux piles à combustible.

### c) De fortes exigences sur de nombreux critères

Les batteries peuvent être évaluées, selon les applications, selon un certain nombre de critères. Il se trouve que les applications pour la mobilité sont particulièrement exigeantes sur un grand nombre de ces critères, car les batteries seront fabriquées en très grande quantité, pour le grand public, et qu'elles doivent nécessairement être embarquées dans les véhicules.

Parmi les critères principaux, on peut retenir :

- des critères de performance :
  - densité d'énergie : c'est le premier critère considéré pour la mobilité car la taille et la masse de la batterie embarquée limitent l'autonomie. C'est la mobilité qui tire les développements sur la densité d'énergie ;
  - densité de puissance : si ce n'est pas le principal critère pour le véhicule tout électrique qui doit pouvoir rouler plusieurs heures, certains usages tels que la charge rapide ou le biberonnage ou d'autres architectures, telles que les véhicules hybrides avec une batterie plus petite, exigent une forte densité de puissance ;
  - rendement : il s'agit du rapport entre l'énergie entrante à la charge et l'énergie sortante à la décharge. Le rendement n'est pas crucial pour l'usage en mobilité mais un rendement médiocre implique un échauffement et une gestion thermique complexe, et d'autre part la consommation énergétique d'un parc routier français entièrement électrifié ( $\approx 100\text{TWh}$ ) est telle que les considérations d'efficacité énergétique sont importantes ;
  - durée de vie : les batteries peuvent vieillir à force de cycler (donc en raison du kilométrage) ou simplement par vieillissement calendaire. La contrainte en durée de vie est un peu moins forte pour l'usage mobilité que pour un usage stationnaire, mais il est attendu qu'une batterie de véhicule dure la vie de la voiture, soit au moins 10 ou 15 ans. Plus ce chiffre sera élevé, plus l'impact environnemental sera limité. Pour les véhicules hybrides, la contrainte en cyclabilité est très importante (plusieurs milliers de cycles).
- des critères sur les conditions de fonctionnement :
  - en température : les cahiers des charges automobiles requièrent généralement un fonctionnement pour tous les climats, soit au moins entre  $-20\text{ °C}$  et  $+60\text{ °C}$ , ce qui est très exigeant pour la chimie ;
  - d'autres contraintes sont absentes de la mobilité (batteries flexibles, facteurs de forme exotiques...).

- le potentiel de déploiement, principalement limité par la disponibilité de matériaux critiques, qui est l'objet de ce rapport. La mobilité est l'application qui demandera la plus grande quantité de batteries (1 milliard de véhicules \* 50 kWh = 50 TWh) loin devant les appareils électroniques ou le stockage stationnaire. C'est elle qui sera confrontée aux problématiques de disponibilité des matières.
- les coûts et externalités :
  - coût : en tant que marché de masse à destination des particuliers, l'industrie automobile est probablement celle qui a le plus appris à tirer les coûts vers le bas. C'est le tout premier critère de choix des technologies intégrées dans les véhicules ;
  - sécurité : les batteries étant largement déployées et au contact immédiat des particuliers, leur sécurité est de toute première importance ;
  - impact environnemental : en raison de la quantité de batteries nécessaire à l'industrie automobile, la minimisation de leur impact environnemental est cruciale.

La mobilité exige donc des performances très élevées sur un grand nombre de critères. De plus, ceux-ci sont souvent antagonistes : il est difficile de maximiser simultanément la densité d'énergie et la densité de puissance, l'énergie et la sécurité, etc. En revanche, d'autres critères sont plutôt bien corrélés, comme le coût et l'impact environnemental, qui tous deux découlent notamment des consommations énergétiques à la fabrication.

#### d) Une autonomie chère, mais un très bon rendement et des usages de charge différents

Les batteries présentent des caractéristiques spécifiques, comparées à d'autres sources d'énergie pour la mobilité, telles que les carburants liquides ou gazeux fossiles, biosourcés ou de synthèse, ou encore l'hydrogène associé à des piles à combustible.

Comme indiqué en introduction de la partie II.A, la densité d'énergie volumique des carburants liquides est imbattable. La bouteille d'hydrogène ou les cellules de batteries occupent un volume cinq fois plus grand pour la même autonomie, et ce sans compter le système de pile à combustible d'un côté ou la mise en pack batterie de l'autre.

Associés à cette densité d'énergie limitée, le coût, les impacts environnementaux et la consommation de matériaux critiques nécessaires à la fabrication des batteries sont non négligeables et sont proportionnels à leur taille. **Cela conduit à limiter l'autonomie des véhicules tout électriques.** Pour les solutions à base de combustible, en revanche, augmenter la taille du réservoir est relativement sans impacts.

Le principal atout des batteries est leur capacité à utiliser avec un excellent rendement l'électricité, un vecteur d'énergie qui est en France très décarboné. Le rendement charge-décharge de la chimie est souvent proche de 95 %, ce qui conduit, en incluant la conversion de puissance et le fonctionnement du pack (ensemble de cellules), à un rendement typique de 85 % depuis le 220V en entrée jusqu'au courant continu en sortie de la batterie. Ce rendement, qui par ailleurs progresse encore avec l'électronique de puissance, est **environ trois fois meilleur que celui de la chaîne hydrogène** (électrolyse-compression-distribution-pile à combustible) et au moins quatre fois meilleur que celui d'une chaîne passant par des carburants de synthèse.

Les caractéristiques de recharge des batteries sont très différentes, ce qui peut être un avantage ou un inconvénient selon l'usage. La recharge d'une batterie est beaucoup plus lente que le remplissage d'un réservoir, qu'il s'agisse d'un carburant liquide ou gazeux. Elle prend typiquement plusieurs heures si l'on cherche à préserver la durée de vie de la batterie et limiter le coût de la station de charge. Les charges rapides sont en progrès (une heure, bientôt une demi-heure, puis 20 minutes pour atteindre 80 %) mais nécessitent des stations de charge très puissantes et coûteuses et elles ont un impact encore non négligeable sur la durée de vie de la batterie. Cette durée de charge est problématique pour faire des trajets plus longs que l'autonomie de la batterie ou pour des usages intensifs où le véhicule est peu à l'arrêt.

En revanche, les véhicules particuliers sont 95 % du temps au parking et la recharge quotidienne peut se faire à domicile, au travail, au supermarché... Elle ne nécessitera pas de déplacement spécifique pour apporter la voiture à une station essence ou à hydrogène, dès lors que les prises de recharge lentes seront universellement accessibles. Il suffira de faire le geste de brancher la

prise. De ce point de vue et pour tous les usages quotidiens, la recharge d'une voiture à batterie est donc plus rapide en matière de temps humain qu'une recharge en carburant.

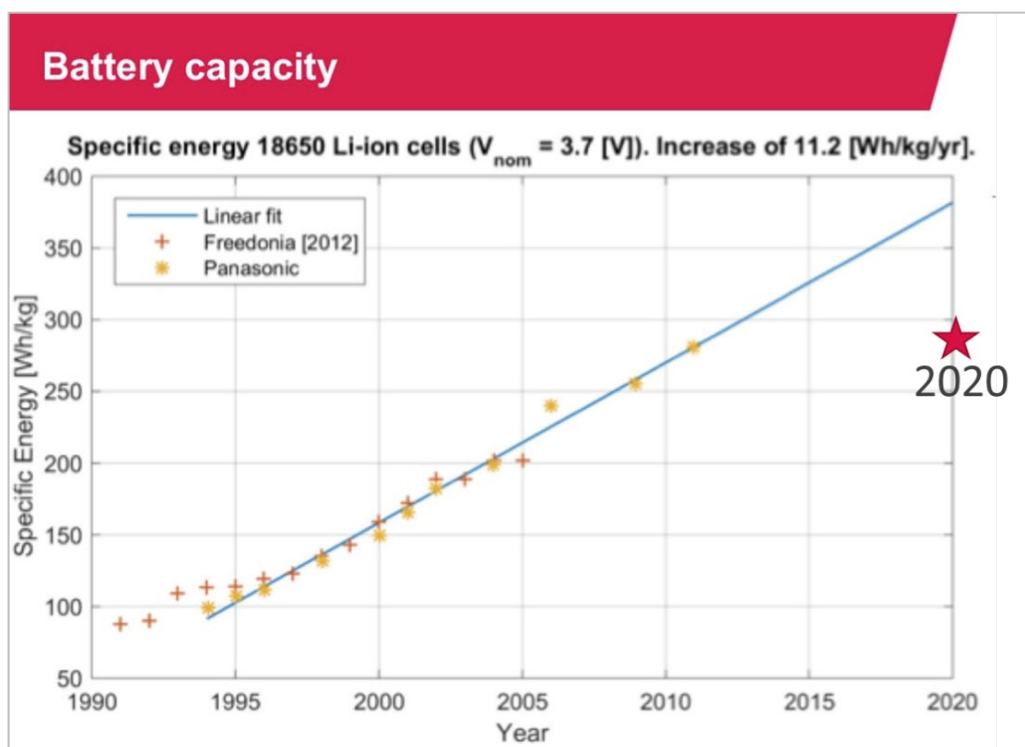
**Le mode de recharge de la batterie est donc un inconvénient lors des trajets plus longs que l'autonomie de la batterie ou pour un usage intensif sans pause longue entre les trajets. C'est au contraire un avantage pour les trajets quotidiens.**

Finalement, la durée de vie d'un véhicule électrique à batteries, bien que nous ayons encore peu de recul, s'annonce très élevée avec une maintenance réduite au minimum. Même les batteries optimisées pour la densité d'énergie peuvent maintenant fournir 2 000 cycles pleins. Il n'y a aucune pièce mobile hormis le moteur lui-même, aucune lubrification, et les freins du véhicule s'usent très peu grâce à la récupération d'énergie au freinage.

### e) Évolution de la densité d'énergie et du coût : à quand l'asymptote ?

Les batteries Li-ion ont affiché des progrès considérables depuis leur première commercialisation par Sony en 1991. La densité d'énergie des cellules a fortement augmenté de 100 Wh/kg<sub>cellule</sub> environ à presque 300 Wh/kg<sub>cellule</sub>. Cependant, l'essentiel de la progression s'est opérée jusqu'en 2012 et les progrès sont nettement moins rapides depuis (figure 9). La régression linéaire calculée en 2012 sur les cellules commerciales nous amènerait aujourd'hui vers 375 Wh/kg<sub>cellule</sub>, ce qui est loin d'être le cas.

Figure 9 : progrès dans la densité d'énergie des batteries



Source: Prof Maarten Steinbuch, Director Graduate Program Automotive Systems, Eindhoven University of Technology

L'explication peut être cherchée dans les moteurs de cette progression : la chimie a relativement peu changé depuis l'origine, une grande partie des gains s'est faite par l'élimination progressive des matériaux inactifs en réduisant toutes les marges et en améliorant la précision et la répétabilité des procédés. Cependant, ces moteurs de progression ont atteint leurs limites : continuer à réduire la masse inactive ne peut que conduire à des risques de courts-circuits internes (cas du smartphone Samsung Galaxy).

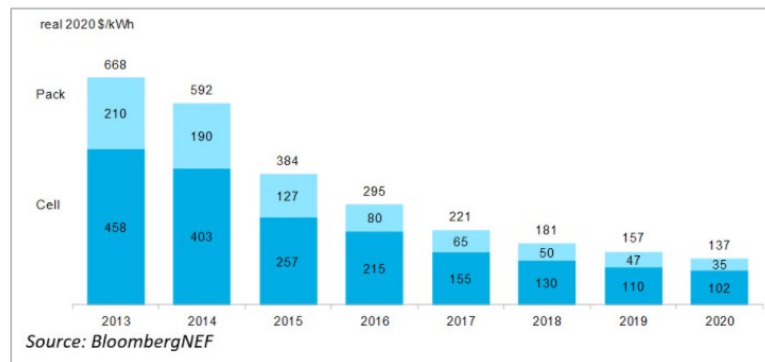
Le seul moyen de sortir de la stagnation actuelle de la densité d'énergie est par la chimie. Aujourd'hui le taux de silicium dans l'électrode négative augmente progressivement, mais cela devrait induire des progrès limités et amener la densité un peu au-delà de 300 Wh/kg<sub>cellule</sub>. Un véritable gain est envisageable si l'électrode de lithium métal est maîtrisée, que ce soit avec un électrolyte solide ou non, sans dégrader les autres critères. Cet objectif étant visé depuis 30 ans, il est difficile de prédire si et quand cette rupture aura lieu. Dans tous les cas, le gain espéré à long terme sur la densité d'énergie des cellules peut être borné, environ, à un facteur deux par rapport à aujourd'hui.

Cependant, le paramètre réellement important est la densité d'énergie à l'échelle du pack. Or les cellules ne représentent aujourd'hui que les deux-tiers de la masse du pack environ, le reste étant lié à la structure mécanique, à la gestion thermique, et un peu à l'électronique. Il existe donc une marge de progrès sur la densité d'énergie du pack, en particulier en travaillant sur la mécanique (pack structurel annoncé par Tesla), ou si des progrès sur les cellules autorisent une plage de température de fonctionnement plus large, réduisant le besoin de gestion thermique à l'échelle du pack. **Il est donc assez probable de voir dans les prochaines années des packs dépassant les 200 Wh/kg<sub>pack</sub>. Aller sensiblement plus loin nécessite une rupture sur la chimie des cellules.**

Les progrès sont également spectaculaires sur le coût des batteries Li-ion. Celui-ci a baissé de 1000 \$/kWh<sub>pack</sub> en 2010 à environ 150 \$/kWh<sub>pack</sub> aujourd'hui. Les estimations optimistes (Bloomberg New Energy Finance) tablent sur une poursuite de la baisse à 96 \$/kWh<sub>pack</sub> en 2025 et à 70 \$/kWh<sub>pack</sub> en 2030, les pessimistes (Avicenne) voient encore près de 120 \$/kWh<sub>pack</sub> en 2025.

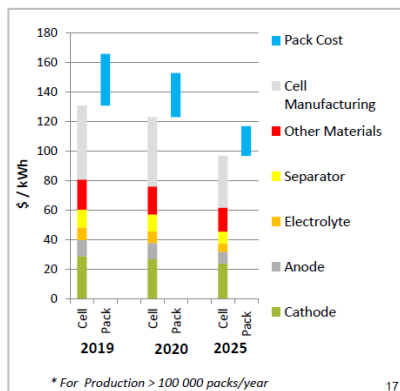
**Figure 10 :**

**a) évolution passée du coût**



Source : BloombergNEF

**b) projection future**



Source : Avicenne

Là encore, il est légitime de revenir aux moteurs de la baisse pour évaluer jusqu'où elle peut se poursuivre. L'essentiel du coût du pack est constitué du coût des cellules (à hauteur de 75-80 % environ). Jusqu'à aujourd'hui, la baisse des coûts a découlé d'une part de l'augmentation de la densité d'énergie cellule, et d'autre part de l'augmentation du volume de production. La densité d'énergie cellule permet de réduire la quantité de matière à transformer pour 1 kWh, et le volume de production conduit à une meilleure rentabilité des investissements en équipements. Or on a vu que la densité des cellules commence à stagner et continuera à le faire s'il n'y a pas de rupture sur la chimie. Le volume de production, lui, va continuer à augmenter fortement mais son impact sur le coût devrait s'affaiblir. En effet, le coût de la fabrication de la cellule devient maintenant minoritaire devant le coût des matériaux constitutifs (matériaux actifs, collecteurs, électrolyte, séparateur), ce qui n'était pas le cas il y a quelques années. Les seuls nickel, cobalt et lithium représentent déjà ≈ 15 % du coût de la cellule. Le procédé de fabrication ne représente plus que 30 % du coût de la cellule selon Avicenne. Cela réduit nécessairement l'effet du volume de production sur le coût.



Si les moteurs de la baisse des coûts s'affaiblissent, d'autres forces pourraient tendre à faire remonter ces derniers. Tout d'abord, les tensions sur les matériaux, qui sont étudiées dans les parties suivantes, sont de nature à renchérir le coût des cellules, de par leur importance relative. Ensuite, avec la généralisation des véhicules électrifiés, il est probable que les contraintes réglementaires se durcissent sur la sécurité des batteries, et, en Europe du moins, sur les aspects environnementaux. Ces contraintes peuvent avoir un effet sur le coût.

Au total, il est très probable que les coûts baissent jusqu'à 100 \$/kWh<sub>pack</sub> dans les prochaines années, mais une baisse plus prononcée est incertaine et probablement liée aux ruptures dans la chimie des cellules et dans les matériaux utilisés. Il est néanmoins certain que ces ruptures de chimie devront permettre une baisse des coûts supplémentaire pour pouvoir s'imposer sur le marché.

## f) Une consommation importante de matériaux critiques

La constitution des batteries Li-ion est relativement bien connue, même s'il y a des disparités en fonction des chimies, et aussi en fonction de la conception des packs.

L'évaluation faite par le CEA du contenu en matériaux critiques de packs batteries automobiles récents est rapportée ci-dessous, ramenée à 1 kWh utile.

- Matériaux de cathode

	g de nickel	g de manganèse	g de cobalt	g de lithium	g de phosphore
NMC 111	366	333	357	127	
NMC 622	578	180	193	114	
NMC 811	652	76	82	96	
LFP				81	361

Les différents grades de NMC continuent à progresser vers des matériaux encore plus riches en nickel, et avec moins de cobalt.

- Matériaux d'anode : environ 1000 g de graphite ou environ 700 g de graphite/silicium (avec 5 à 10 % de silicium)
- Électrolyte et liant : 55 à 130 g de fluor, 3 à 5 g de lithium sous la forme d'un sel LiPF<sub>6</sub>
- Métaux non actifs, dans la cellule et le pack : 600 g à 2700 g d'aluminium, 400 g à 700 g de cuivre

Cette évaluation est compatible avec des données récentes de Roland Berger<sup>6</sup>, de l'ANL (Argonne National Laboratory) et de la littérature scientifique.

Il est possible également d'analyser l'effet de l'arrivée de nouvelles chimies sur ces consommations de matières.

L'avènement de batteries « tout solide » ne s'accompagnera pas, a priori, d'une moindre demande en matériaux, à l'exception du graphite qui deviendrait inutile si le lithium est utilisé à l'état métallique. Les effets de l'électrolyte lui-même dépendent très fortement du matériau retenu. Les verres sulfurés contiennent généralement du lithium, parfois au point de doubler l'inventaire en lithium de la cellule. Certains d'entre eux (tel que LGPS) contiennent la même quantité en germanium. Les céramiques peuvent, selon les cas, ne pas poser de problématiques particulières (LATP) ou au contraire contenir une quantité importante de lithium et de lanthane (LLZO). Les polymères ne poseraient, a priori, pas de difficultés en termes de matériaux critiques.

Le lithium-soufre permettrait, si l'électrode de lithium métal est maîtrisée, d'éliminer complètement la cathode métallique, au prix d'une consommation légèrement supérieure de lithium.

<sup>6</sup> « Battery recycling is a key market of the future: is it also an opportunity for Europe? » Roland Berger novembre 2019.



Enfin, certaines recherches portent sur la substitution du lithium par d'autres cations tels que le sodium, le potassium, ou le magnésium par exemple.

Il n'est pas exclu que plusieurs de ces solutions soient combinées (magnésium-soufre, lithium-soufre « tout solide », etc.).

La recherche de matériaux de substitution au Li-ion actuel constitue donc un domaine actif et foisonnant, qui mérite d'être soutenu car potentiellement prometteur, mais dont rien n'indique si l'une des voies débouchera prochainement sur un produit capable de rivaliser avec le Li-ion sur l'ensemble des critères.

Au total, les batteries immobilisent des volumes importants de matières premières dont les impacts environnementaux seront examinés dans la partie III.A.

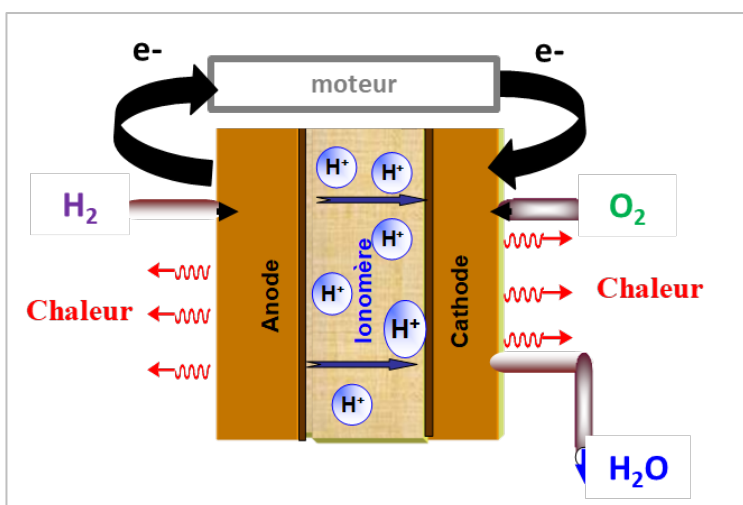
Il est donc important, pour chacun des usages qui en sont faits, de chercher à les rentabiliser en minimisant leur taille et en maximisant leur utilisation.

## 2. LES PILES À COMBUSTIBLE

Une pile à combustible est, au même titre qu'une batterie, un convertisseur électrochimique qui transforme de l'énergie chimique contenue dans un combustible (ou plus précisément dans la réaction d'oxydation d'un combustible) en énergie électrique. Comme tous les générateurs électrochimiques, une pile à combustible est composée d'un électrolyte, conducteur ionique mais également isolant électronique, entouré de deux électrodes sur lesquelles vont avoir lieu les réactions d'oxydation et de réduction. Le principe de fonctionnement d'une pile est représenté schématiquement *infra* (figure 11).

Au contraire d'une batterie, une pile à combustible est un système ouvert qui va échanger de la matière active (du combustible) avec l'extérieur. Cette particularité au regard des batteries est à la fois un avantage et un inconvénient. En effet dans une pile à combustible, le combustible n'est pas contenu dans la pile mais est stocké à l'extérieur du système dans un réservoir. Dans le cas de l'hydrogène on peut obtenir des densités d'énergie massique ou volumique supérieures à celle des batteries, ce qui permet de concevoir des véhicules électriques avec une autonomie proche de celle d'un véhicule thermique. Dans le même temps l'utilisation d'un combustible gazeux permet de recharger le véhicule avec des durées et des modalités de recharge identiques à celle des motorisations thermiques (avec des durées de trois à cinq minutes).

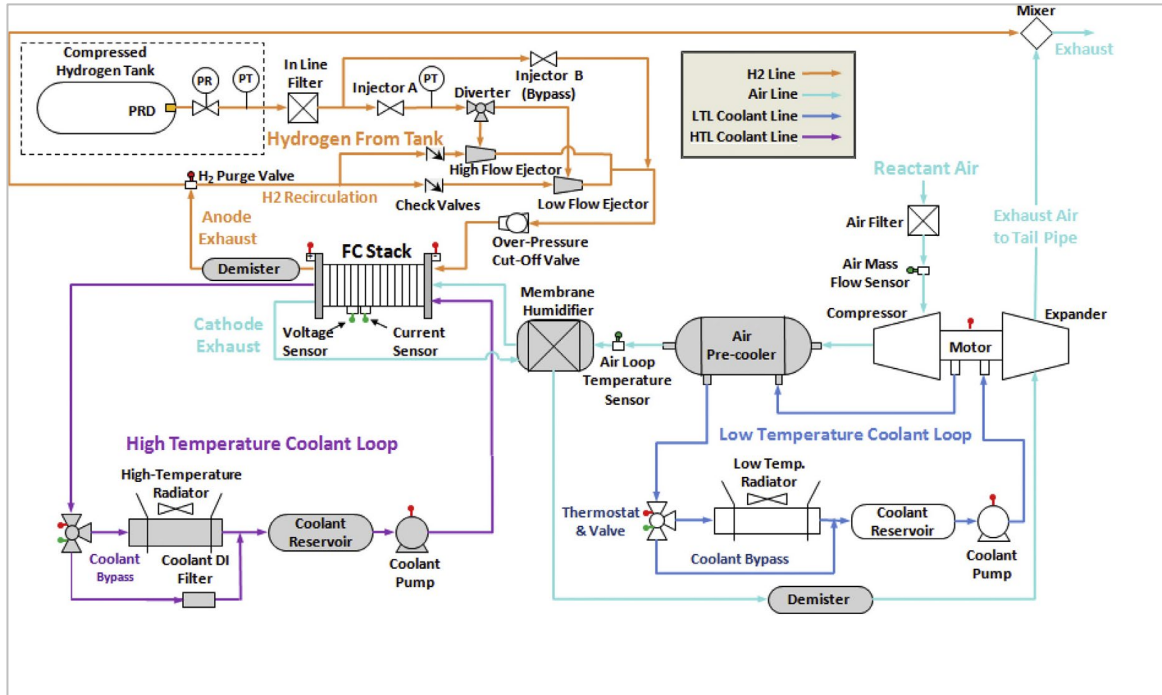
**Figure 11 : schéma du principe de fonctionnement d'une pile à combustible à membrane échangeuse de proton**



Source : CEA

Bien que la performance des piles à combustible soit en progrès constant, leur principal inconvénient reste un rendement de conversion énergétique de l'ordre de 50 qui, s'il reste supérieur au rendement des motorisations thermiques, est plus faible que celui d'une batterie. Ce faible rendement est à la fois dû aux réactions ayant lieu au sein de la pile et à la consommation des différents auxiliaires. En effet, la pile à combustible étant un système ouvert, elle échange de la matière avec l'extérieur, rendant nécessaire de conditionner ces différents fluides, par l'intermédiaire d'un système, similaire à celui représenté par la figure 12.

Figure 12 : schéma du principe d'un système pile à combustible fonctionnant à basse température



Source : CEA

Tableau 1 : les avantages et les inconvénients des systèmes piles à combustible.

Avantages	Inconvénients
Temps de recharge d'un véhicule de l'ordre de 3 à 5 minutes	Un coût actuel relativement élevé
Une production de chaleur utilisée au chauffage de l'habitacle	Rendement de l'ordre de 55 % à l'échelle du véhicule. 30 % si on considère l'ensemble de la chaîne électricité-électrolyse-stockage distribution-conversion
Densité énergétique de l'ordre de 1 kWh/kg (Toyota)	

Source : CEA

Tout comme pour les batteries, il existe différents types de piles à combustible dont les caractéristiques dépendent des matériaux mis en jeu. On peut classer ces différents types en fonction de leur température de fonctionnement ou de la nature de leurs électrolytes. Les différents types de piles à combustible, les températures de fonctionnement et les réactions ayant lieu aux électrodes, sont rassemblés dans le *Tableau 2*. On retrouve dans ce tableau des technologies de piles à combustible basées sur des électrolytes liquides (basées sur des électrolytes alcalins (AFC), des électrolytes acides (PAFC) ou des électrolytes à sels fondus (MCFC), qui sont intéressantes pour un certain nombre d'applications stationnaires. Mais elles sont peu susceptibles d'être utilisées pour des applications transports, en raison des contraintes associées à l'étanchéité. De plus, les phénomènes d'évaporation sont rédhibitoires pour des applications mobiles et grand public. Pour ces applications les piles à base d'électrolytes solides sont donc les plus susceptibles d'être déployées.

**Tableau 2 : présentation des différents types de piles à combustible**

Fuel Cell	Acronym	Temp. range (°C)	Anode Reaction	Cathode Reaction
Alkaline	AFC	60-90	$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$1/2O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^-$
Solid Polymer	SPFC, PEMFC	70-90	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$1/2O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow 2H_2O$
Direct Methanol	DMFC	60-120	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$3/2O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$
Phosphoric Acid	PAFC	~220	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$1/2O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow 2H_2O$
Molten Carbonate	MCFC	~650	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$1/2O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$
Solid Oxide	SOFC	~1000	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$1/2O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$

Source : CEA

Les PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) utilisent un électrolyte à membrane polymère conducteur protonique. Les principaux avantages de ces piles sont des densités d'énergie très importantes, des cinétiques et des durabilités compatibles avec les sollicitations du transport. En revanche, du fait même du fonctionnement à basse température et donc de l'utilisation à la fois des platinoïdes et de polymères perfluorés, ces systèmes ont des coûts de fabrication relativement élevés, (*Tableau 3*).

**Tableau 3 : estimation du besoin en matière d'une pile à combustible PEMFC de 100 kW pour une application mobilité**

		Densité massique	Masse en g pour une pile de 100 kW
Acier inox 316 L		179,5 mg/cm <sup>3</sup>	21 101
Cœur de pile	Masse totale	0,31 mg/cm <sup>3</sup>	3 580
	dont platine	0,1 mg/cm <sup>3</sup>	15
	dont fluor	0,906 mg/cm <sup>3</sup>	106
	dont soufre	0,037 mg/cm <sup>3</sup>	4
Reste du stack			7 934
<b>Total</b>			<b>32 615</b>

Source : CEA sur la base des résultats AutoStack-Core

L'autre technologie mature de pile à combustible à électrolyte solide est basée sur des conducteurs céramiques par ions oxygène (ou SOFC pour *Solid Oxyde Fuel Cell*). Ces piles, fonctionnant à des températures de l'ordre de 800 °C, peuvent être fabriquées sans matériaux nobles et offrent des rendements théoriques élevés. Elles permettent de plus une flexibilité importante en matière de combustible ; l'hydrogène pouvant être remplacé par de l'ammoniac, du méthane et même des hydrocarbures plus complexes. Néanmoins le travail à hautes températures impacte leur durée de démarrage et leur capacité à fonctionner en conditions dynamiques (aptitude au cyclage thermique).

Les piles à combustible de type SOFC fonctionnant à haute température ne sont pas dépendantes de l'utilisation du platine, étant essentiellement constituées de céramiques. Mais leur plus faible compacité rend plus complexe leur intégration au sein de systèmes mobiles et implique une consommation de matières plus importante (Tableau 4).

**Tableau 4 : estimation du besoin en matière d'une pile à combustible SOFC de 100 kW pour une application mobilité**

		Densité massique	Masse en g pour une pile de 100 kW
Cœur de pile	Lanthane	55 mg/cm <sup>3</sup>	6 120
	Strontium	16 mg/cm <sup>3</sup>	1 730
	Nickel	233 mg/cm <sup>3</sup>	25 874
	Cobalt	2 mg/cm <sup>3</sup>	208
	Manganèse	25 mg/cm <sup>3</sup>	2 831
	Cérium	1 mg/cm <sup>3</sup>	71
	Gadolinium	0 mg/cm <sup>3</sup>	20
	Zirconium	58 mg/cm <sup>3</sup>	6 450
	Yttrium	4 mg/cm <sup>3</sup>	441
Interconnecteur	Crofer	525 /cm <sup>3</sup>	58 333
<b>Total</b>			<b>102 079</b>

Source : CEA

### 3. LA NOTION D'HYBRIDATION

Les piles à combustible sont des systèmes ouverts et ne fournissent de l'énergie électrique que si elles sont alimentées à la fois par du combustible (en général de l'hydrogène) et par un comburant (de l'air dans la plupart des cas). Pour assurer cette alimentation un certain nombre de composants sont nécessaires (un compresseur en particulier) car le démarrage du système nécessite un apport d'énergie externe. Celui-ci est en général fait par une batterie, ce qui explique qu'un système pile à combustible est toujours composé d'une source d'électricité à base d'hydrogène et d'une source d'énergie plus classique. Dans le même temps la récupération d'énergie au freinage d'un véhicule électrique, source importante d'économie, ne peut se faire avec un système à hydrogène seul, et requiert une batterie au sein du véhicule.

La présence nécessaire de deux sources d'énergie électrique génère de la complexité mais permet, en fonction des applications, de profiter à la fois de la forte densité d'énergie atteignable par les systèmes à piles et des rendements élevés de stockage associés aux batteries. La notion d'hybridation entre ces différentes sources d'énergie est un paramètre fondamental pour

répondre au cahier des charges des applications en termes de réponse aux sollicitations (cycle de charge...) de performance et de durabilité. Ce paramètre conditionne l'impact matière du système, les matériaux mis en jeu n'étant pas les mêmes pour la partie pile et pour la partie batterie.

D'une manière plus générale, la notion d'hybridation est un paramètre essentiel pouvant être étendu à l'hybridation thermique électrique. Celle-ci permet de bénéficier des avantages de la motorisation électrique en terme de rendement et de la motorisation thermique en terme de densité de stockage de l'énergie.

Cette solution d'hybridation est maintenant largement répandue chez les constructeurs automobiles, qui la proposent tous dans leurs segments haut de gamme.

Les générateurs énergétiques sont une part non négligeable de l'impact matière associé à l'électrification du transport, électrification qui entraîne des modifications importantes à prendre en compte :

- le remplacement de la motorisation thermique par une motorisation électrique modifie les besoins en matériaux et notamment en aimants. Il existe plusieurs typologies de moteurs électriques, en fonction de la nature du courant électrique utilisé (continu ou alternatif) et du choix de la géométrie de moteur. Cette typologie est présentée en II.D. et sera étudiée dans le rapport n°4 ;
- l'augmentation de rendement et la compacité importantes obtenues par les moteurs à aimants permanents suscitent un réel engouement, qui sera expliqué dans le rapport d'étape n°4. Ce choix technologique entraîne à l'heure actuelle l'utilisation de matériaux critiques (terres rares) : environ 1 kg d'aimants contenant 250 g de néodyme et praséodyme ainsi que 50 g de dysprosium et terbium sont nécessaires pour la fabrication du moteur d'un véhicule moyen ;
- mais un moteur sans aimant permanent permet de s'affranchir de l'utilisation de matériaux rares mais demande du cuivre pour la réalisation de la bobine magnétique. De plus la perte de 2 à 5 % de rendement induit une batterie plus grande, et donc une consommation supplémentaire de 1 kg de nickel et de 400 g de cobalt ;
- bien que cette dépendance à des matériaux rares soit fondamentale à analyser, elle ne fait pas l'objet d'une analyse poussée dans ce rapport. En effet la même problématique se retrouve dans la production d'électricité par éolienne et fera l'objet d'une analyse détaillée dans le rapport d'étape n°4 ;
- d'autres changements sont à prendre en compte et à analyser afin de connaître l'impact complet de l'électrification de la mobilité. Le remplacement d'une source d'énergie fossile par une source d'énergie électrique embarquée induit une forte baisse de la densité énergétique de stockage. Cette baisse, aussi bien pour les systèmes à batteries que, dans une moindre mesure, pour les piles à combustible, se traduit à iso-autonomie par une augmentation du volume et de la masse du système énergétique. Si l'augmentation du volume pose un problème en terme d'intégration, celle de la masse va induire une augmentation de la masse du véhicule et donc de l'énergie nécessaire pour le transporter. Un moyen de diminuer cet inconvénient est d'utiliser des matériaux de structure plus légers. Ceci conduit au remplacement des matériaux classiques (l'acier en particulier) par des alliages ou des matériaux composites plus performants à base d'aluminium, de magnésium ou de fibres composites, qui apportent eux-mêmes leurs lots d'impacts environnementaux ;
- l'ajout de générateur électrique au sein du véhicule impose de conditionner l'énergie électrique. C'est le rôle des systèmes de conversion de puissance qui modifient l'énergie électrique en énergie utilisable par le véhicule (passage du courant continu à l'alternatif, modification du niveau de tension, etc.). Ces convertisseurs accroissent le bilan matière du véhicule électrique en particulier par l'utilisation de cuivre en tant que conducteur électronique. Entre 10 et 20 kilogrammes de cuivre sont ainsi nécessaires à la fabrication d'un véhicule électrique, en plus du cuivre utilisé dans les batteries.

## B. Des solutions spécifiques pour chaque usage

### 1. DES SOLUTIONS DIFFÉRENCIÉES À TROUVER POUR LES COURTES DISTANCES ET LES LONGUES DISTANCES

Le cas des véhicules particuliers est étudié ici en détail car il représente plus de la moitié des émissions de gaz à effet de serre liés à la mobilité en France, il est donc prioritaire dans toute stratégie de décarbonation.

Nous avons vu que le véhicule à batterie est un moyen très efficace de décarboner les véhicules particuliers, grâce à l'usage du vecteur électrique dont le contenu carbone est faible en France, et grâce à son excellent rendement qui permet de limiter les pertes électriques comparativement à d'autres solutions.

Cependant, la fabrication de la batterie présente un coût, un impact environnemental, et une consommation de matières non négligeables (*voir partie III*). La recherche d'une grande autonomie, qui implique une grosse batterie, a des conséquences importantes en termes de consommation de matériaux critiques. Elle conduit aussi à des véhicules particulièrement lourds (une voiture Tesla pèse presque deux tonnes). Les tendances actuelles, pour rassurer l'utilisateur sur l'autonomie, consistent à augmenter la taille de la batterie (le standard est passé de 25 kWh à 50 kWh aujourd'hui, le constructeur Nio vise 150 kWh pour la fin de l'année). Ces tendances conduisent aussi à utiliser la charge rapide lors des trajets longs sur autoroute. Or, la charge rapide est coûteuse, induit des consommations électriques locales très élevées (de 120 kW à 350 kW pour une voiture, alors qu'un logement consomme entre 6 ou 9 kW) et elle réduit la durée de vie des précieuses batteries. Cette tendance à l'inflation des tailles de batterie et des puissances de charge est probablement une impasse.

En effet, en pratique, un véhicule individuel est 95 % de son temps stationné au parking, et 70 % de son kilométrage annuel est réalisé sur des trajets courts (moins de 50 km). Le besoin de grande autonomie ou de charge rapide est donc exceptionnel et ne devrait pas justifier des tailles toujours croissantes de batteries. Examinons les différences entre une batterie dimensionnée et utilisée pour les trajets courts, qui satisfera une grande majorité des trajets en tout électrique, et une batterie typique actuelle qui présente aux alentours de 300 km d'autonomie.

**Tableau 5 : impacts de l'augmentation de la capacité de la batterie (pour les GES, voir III.C)**

	Trajets courts	Tous trajets
Batterie requise	≈ 10 kWh	50 kWh et plus
Cycles	≈ cycle par jour	≈ 1 cycle par semaine
Charge	Lente, 3 kW	Charge rapide occasionnelle
Kilométrage	70 %	100 %
Coût batterie	1 500 €	7 500 €
GES à la fabrication	1 tCO <sub>2</sub>	5 tCO <sub>2</sub>
Quantité de Li, Ni, Co	10 kg	50 kg

Source : CEA

Ainsi, on dépense 6 000 € (sans compter le coût des bornes de recharge rapide), 4 tonnes de CO<sub>2</sub> et 40 kg de matériaux critiques pour gérer quelques longs trajets exceptionnels.

**Un véhicule avec seulement 10 kWh de batterie (à comparer à 50 kWh pour un VE typique) permet de répondre à 70 % du besoin en déplacements.** Les 30 % restants correspondent aux rares trajets longs.

Analysons les différentes solutions qui pourraient permettre de répondre aux besoins des trajets longs sans dimensionner la batterie et la recharge en conséquence :

- Prolongation d'autonomie par un moteur thermique. La solution la plus mature consiste à associer un moteur électrique pour les trajets quotidiens à un moteur thermique pour les trajets longs. Différentes architectures de véhicules permettent cette association. L'hybridation peut se faire au niveau mécanique, les deux moteurs pouvant entraîner les roues, on parle alors d'hybridation parallèle et de véhicule hybride rechargeable (VHR ou PHEV en anglais). Elle peut aussi se faire au niveau électrique, la puissance du moteur thermique étant convertie en électricité avant d'alimenter soit la batterie soit le moteur électrique. On parle alors d'hybridation parallèle ou de prolongation d'autonomie (REX en anglais).

Les VHR souffrent aujourd'hui d'une image dégradée, car les modèles actuels sont des véhicules lourds et chers, conçus pour une clientèle à la recherche d'une forte puissance, avec un gros moteur thermique et un gros moteur électrique, et d'avantages fiscaux. Les propriétaires n'utilisent pas tous régulièrement la recharge électrique et dans ce cas la solution n'est clairement pas vertueuse. Mais rien n'empêche de concevoir un VHR ou un véhicule à prolongation d'autonomie de manière sobre et de l'utiliser essentiellement en mode électrique. Dans ce cas, le véhicule combine les avantages d'une électrification à bon rendement sur les trajets courts et de l'absence de limite en autonomie, pour un prix et une masse a priori raisonnables. La crainte de la panne sèche, bien plus pénalisante en électrique qu'en thermique, est éliminée.

L'immobilisation de matériaux critiques est quatre fois inférieure à celle du véhicule électrique. En contrepartie les émissions sont supérieures en phase de roulage pendant les longs trajets.

- Prolongation d'autonomie par un moteur thermique alimenté en biocarburants. Une variante optimisée de ce scénario consiste à alimenter les véhicules hybrides en biocarburants, par exemple en biocarburants de seconde génération lignocellulosiques. Ceux-ci ne rentrent pas directement en compétition avec l'alimentation, et les émissions de CO<sub>2</sub> associées sont a priori suffisamment faibles pour atteindre en cycle de vie du véhicule des performances encore meilleures que celles du véhicule à batterie.

Cependant les ressources mobilisables sont limitées et insuffisantes pour décarboner la totalité du transport. Hybrider les biocarburants avec une batterie permet de diminuer d'un facteur 3 la consommation de bioressources, mais cela n'empêchera pas la compétition avec différents usages, notamment le chauffage (usage actuel), mais aussi les transports aériens et maritimes internationaux, ou le bois de construction. **La priorisation des usages de la biomasse devrait tenir compte du caractère irremplaçable des combustibles liquides, qui est particulièrement marqué pour les transports aériens et maritimes internationaux.**

- Prolongation d'autonomie par une pile à combustible. Certains véhicules peuvent être conçus comme un véhicule à petite batterie, équipés d'une pile à combustible pour autoriser les trajets longs. La batterie peut alors se limiter à une dizaine de kWh et la pile à combustible fournir l'équivalent d'une puissance moyenne sur autoroute, soit moins de 40 kW, au lieu de 80 à 100 kW pour une pile « full power ». Elle peut alors fonctionner en base, les pointes et la régénération étant assurées par la batterie. C'est le cas par exemple des HyKangoo de Renault, dont la pile à combustible est malheureusement de trop faible puissance (5 kW), d'où une autonomie sur autoroute très limitée. C'est aussi le cas des futurs véhicules électriques de la société PSA qui intègrent des prolongateurs d'autonomie de la société Symbio. La puissance de la pile intégrée dans des Peugeot Partner sera de l'ordre de 40 kW et permettra une utilisation sur une journée entière du véhicule, évitant l'immobilisation de celui-ci lors d'une recharge au cours de la journée de travail. L'Audi H7 h-tron est elle aussi un véhicule à hydrogène rechargeable électriquement, mais surdimensionné en puissance avec deux moteurs de 85 kW et des annonces centrées sur les performances au 0-100 km/h.

Un véhicule à prolongation d'autonomie par pile à combustible peut embarquer une batterie cinq fois plus petite qu'un véhicule à batterie classique et une pile à combustible



deux à trois fois plus petite qu'un véhicule à hydrogène. L'essentiel des trajets est fait avec un bon rendement, seuls les trajets longs passant par la chaîne hydrogène. Le contenu en matériaux critiques est restreint. Cependant, la taille du réservoir d'hydrogène ne peut être réduite car c'est elle qui conditionne l'autonomie. Ce réservoir représente un volume important (similaire aux cellules batterie) mais aussi un coût (500 € pour 100 km d'autonomie) et des émissions de CO<sub>2</sub> à la fabrication importantes (≈ 400 kg de CO<sub>2</sub> pour 100 km d'autonomie) à cause de son fort contenu en fibres de carbone, très énergivores à fabriquer.

- Route électrique

La solution peut-être la plus élégante consiste à apporter l'électricité à la voiture pendant le roulage pour les trajets longs. En électrifiant les autoroutes, voire les nationales, c'est-à-dire 1 % à 2 % du réseau routier du pays, il est possible de réduire drastiquement la taille de batteries nécessaire pour relier n'importe quels points du territoire : une centaine de km d'autonomie devient alors suffisante.

Trois groupes de solutions techniques existent pour l'électrification des routes : par caténares comme pour les trains (mais cette solution n'est compatible qu'avec les véhicules lourds, pas avec les voitures), par conduction au sol (rails ou patins), ou par induction (*figure 13*). Les avantages, les inconvénients et les niveaux de maturité de chaque solution sont en cours d'analyse dans des groupes de travail gouvernementaux, mais le périmètre de ceux-ci est centré sur le transport lourd de marchandises, alors qu'élargir le périmètre aux véhicules utilitaires légers et aux véhicules particuliers permettrait d'éviter des quantités de CO<sub>2</sub> bien supérieures et de rentabiliser l'infrastructure sur un parc plus grand.

Du point de vue des matériaux critiques, la route électrique est probablement une solution pertinente : la taille des batteries embarquées est fortement réduite et l'infrastructure elle-même nécessite a priori peu de matériaux critiques (sauf le cuivre pour les solutions inductives et le réseau électrique, mais la quantité reste à chiffrer). De plus, la consommation électrique est optimisée car le rendement des batteries est très bon et le rendement de l'alimentation dynamique en électricité encore meilleur (90-95 %).

La principale difficulté de la route électrique est que cette solution ne prend son sens que si elle est déployée de façon large et cohérente, y compris au-delà des frontières françaises. En effet, la taille des batteries ne pourra être réduite que si le réseau équipé est vaste et le réseau ne sera rentabilisé que si le nombre de véhicules l'utilisant est suffisant. **La route électrique nécessite donc une impulsion claire et cohérente des politiques de plusieurs pays européens.**

**Figure 13 : trois technologies de route électrique : alimentation par le sol (Alstom), induction (ElectRoad), et caténares (Siemens)**



Source : CEA

- Batteries interchangeables  
 Une autre solution pour contourner les problèmes de taille des batteries et de recharge rapide est d'opter pour l'échange de batteries en station-service (*battery swapping*). Cet échange peut durer quelques minutes, la recharge proprement dite pouvant être lente et différée. La possession et l'usage du véhicule d'une part, et de la batterie d'autre part, sont complètement découplés. Cette solution est explorée depuis de nombreuses années et revient régulièrement sur le devant de la scène (Better Place en Israël, Sun Mobility en Inde, Tesla aux États-Unis, Nio en Chine...). Selon BNEF (Bloomberg New Energy Finance), il y avait, fin 2020, 663 stations d'échange de batteries en Chine (contre 96 stations à hydrogène). Cependant, une même station d'échange ne pouvant se permettre d'avoir des stocks de différents modèles, cette solution requiert une standardisation poussée des batteries entre véhicules, tant sur le plan électrique que mécanique. Elle contraint donc fortement la conception des véhicules et de leur chaîne de traction.

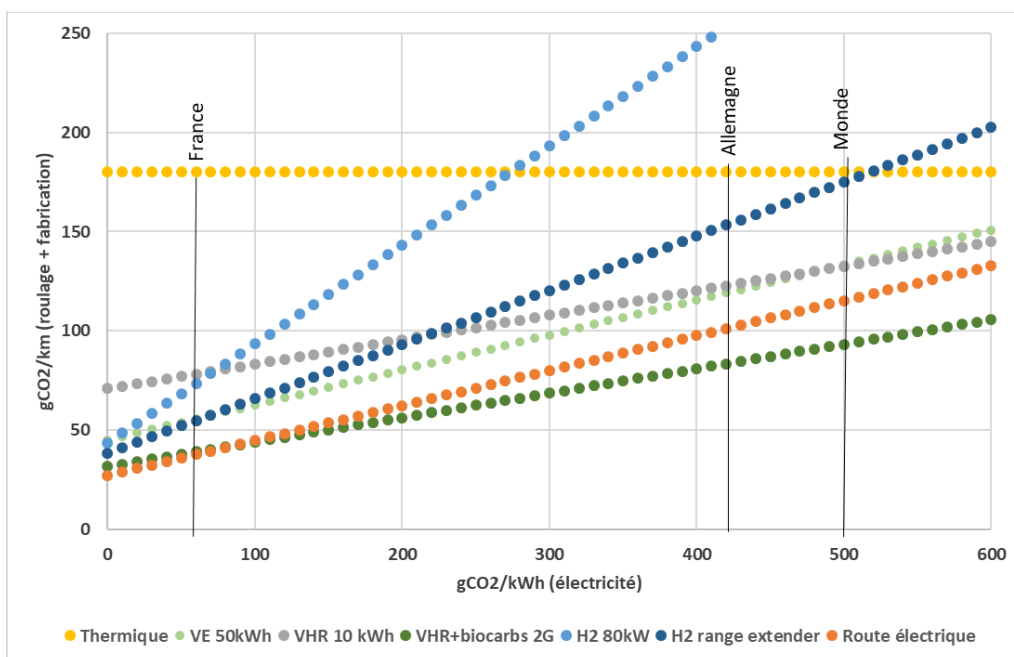
**Cette nécessaire standardisation limitera très probablement la solution d'échange de batteries à des flottes homogènes de véhicules à usage intensif comme des taxis ou des flottes d'entreprises.**

Seule la société Gogoro semble avoir trouvé un modèle rentable avec l'échange de batteries de scooters standardisés et affiche 250 000 échanges par jour. Cet usage est sensiblement différent de celui des voitures dans le sens où la taille des batteries de scooters permet un échange à la main par l'utilisateur. Gogoro possède 400 stations d'échange dont Taïwan, Séoul, Berlin, et maintenant en Inde.

- Solutions requérant une flotte dédiée pour les longs trajets  
 Différentes solutions requièrent une flotte dédiée pour les longs trajets. On peut lister la location de véhicules, ou de remorques prolongatrices d'autonomie (*EP Tender*). Elles ne sont pas détaillées ici, mais leur étude nécessiterait l'évaluation de la taille de telles flottes dédiées. En effet, beaucoup de longs trajets se faisant à date fixe (vacances de Noël, croisement entre vacanciers « juilletistes » et « aoûtistes », etc.), il n'est pas certain qu'une flotte dédiée aux longs trajets puisse coexister en parallèle avec une flotte dédiée aux trajets quotidiens.

Afin de fournir une vision globale des solutions pour les trajets longs, la *figure 14* montre les émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie pour différents types de motorisation.

**Figure 14 : émissions en cycle de vie incluant différentes solutions hybrides pour les trajets longs, selon le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique**



Source : CEA

Ces calculs, à prendre de façon approchée, fournissent des indications intéressantes.

Si le véhicule hybride rechargeable émet plus de gaz à effet de serre en France qu'un véhicule électrique (de l'ordre de 80 g/km au lieu de 55 g/km), en revanche avec une électricité émettant de l'ordre de 400 à 500 gCO<sub>2</sub>/kWh, comme en Allemagne ou en moyenne mondiale, ces véhicules hybrides ne sont pas plus émetteurs que les véhicules à batterie, car l'écart en phase de roulage est compensé par la fabrication d'une batterie plus petite.

Le véhicule à prolongation d'autonomie hydrogène est, en France, aussi performant que le véhicule à batterie, mais la comparaison se dégrade un peu si l'électricité est plus carbonée.

Enfin, deux solutions se dégagent comme meilleures que le véhicule tout électrique sur le critère CO<sub>2</sub> quel que soit le mix électrique : ce sont **la route électrique et le véhicule hybride rechargeable utilisant des biocarburants**, cette seconde solution utilisant des ressources limitées, potentiellement en compétition avec d'autres usages.

## 2. LE TRANSPORT LOURD ROUTIER (VUL, BUS, CAMIONS)

Le transport routier regroupe un nombre d'usages très différents. Selon qu'il est possible de recharger souvent ou non, les solutions à privilégier du point de vue des ressources minérales, de la consommation énergétique et de l'impact carbone seront différentes.

Les véhicules effectuant de petits kilométrages journaliers sont tout à fait adaptés à l'électrification par batterie avec recharge nocturne. Il peut s'agir de véhicules d'artisans, de véhicules de livraison de type « dernier kilomètre », etc.

Comme pour les véhicules particuliers, lorsque les trajets journaliers se comptent en centaines de kilomètres avec une pause pour le conducteur toutes les 4 h 30, la solution 100 % batterie perd de sa pertinence car la batterie devient très grosse, lourde, chère et immobilise de grandes quantités de matériaux critiques. Qui plus est, dans le bilan économique d'un transporteur, les pauses coûtent cher (immobilisation du matériel et du conducteur), il est donc nécessaire de faire des charges rapides, ce qui demande pour ces gros véhicules des puissances de plusieurs centaines de kW. Les stations de charge sont donc très chères et il devrait y avoir un point de charge sur chacune des 30 000 places de parking PL des aires de service et de repos du réseau concédé. C'est pourtant la voie suivie par de nombreux constructeurs de bus ou de camions. On peut citer par exemple l'autobus BYD K9, qui pour une longueur de 12 mètres, embarque 324 kWh de batteries LFP (250 km d'autonomie) chargeables en une heure ou à l'extrême le véhicule tracteur Tesla Semi qui embarque 1000 kWh de batteries (soit une tonne de Ni, Li, Co). L'électrification des bus en Chine est déjà lancée et représente, en volume de batteries, le tiers du marché des véhicules électriques.

Qu'il s'agisse d'autocars longue distance ou de transport routier de marchandises à longue distance, les trajets longs ne sont pas minoritaires comme pour un véhicule particulier, mais constituent l'essentiel des missions. Dans ce cas, la stratégie d'hybridation avec un moteur thermique présente peu d'intérêt, elle permet seulement d'éviter la pollution locale lors des passages en ville, mais n'améliore pas significativement le bilan CO<sub>2</sub> car la fraction du kilométrage roulée sur batterie reste faible.

Pour ces transports lourds sur longue distance, outre les biocarburants et carburants de synthèse, deux solutions d'électrification sont potentiellement disponibles. La première consiste à convertir ces véhicules à l'hydrogène avec une pile à combustible. Cette solution permet d'obtenir des autonomies proches des véhicules thermiques tout en obtenant des rendements de conversion élevés. De nombreux constructeurs comme Toyota s'intéressent à cette solution. Daimler et Volvo ont ainsi créé une entreprise commune sur la thématique avec pour objectif le développement de camions à hydrogène en série à l'horizon 2030.

## La route électrique

La seconde solution d'électrification des transports routiers lourds consiste à développer la route électrique telle qu'elle a déjà été décrite pour l'automobile. Pour les véhicules lourds, les trois technologies (caténaïres, conduction au sol ou induction) sont possibles. Cependant, la technologie par caténaïres n'est pas interoperable avec les véhicules particuliers pour cause d'encombrement et de masse du pantographe (connecteur au câble d'alimentation). La route électrique permettrait de développer un réseau de transport longue distance à l'échelle européenne bénéficiant d'une électrification directe à très bon rendement avec peu de matériel embarqué sur les camions. Elle rendrait possible l'ensemble des trajets en embarquant une batterie de taille limitée (autonomie de 100 ou 200 km) immobilisant relativement peu de matériaux critiques. La consommation matière de l'infrastructure elle-même reste à chiffrer, en particulier concernant le cuivre pour les solutions inductives. Les analyses techniques et économiques sont en cours dans des groupes de travail dédiés gérés par la Direction générale des infrastructures, des transports et de la mer (DGITM) du ministère de la Transition énergétique.

Enfin, ces véhicules peuvent présenter un troisième type d'usage, où les arrêts sont fréquents mais le kilométrage journalier élevé. Ce peut être le cas par exemple de autobus urbains, effectuant de nombreux trajets dans la journée. Dans ces cas, la solution la plus économe en matériaux critiques s'appelle le biberonnage, elle consiste à embarquer une batterie de petite taille supportant un grand nombre de cycles et à la charger vite et souvent. C'est la stratégie utilisée par exemple pour les bus WATT à Nice, ou TOSA de ABB à Genève puis à Nantes. Une batterie de 73 kWh leur suffit, avec des recharges de 20 secondes à certains arrêts et de 4 à 5 minutes en fin de ligne. La chimie de la batterie (anode au titanate de lithium) permet une grande cyclabilité et une charge rapide, au détriment de la densité d'énergie.

**Tableau 6 : avantages et inconvénients des différentes solutions pour le transport lourd de marchandises.**

	Avantages	Inconvénients
<b>Train</b>	Meilleur bilan énergétique	Fortes contraintes d'usage : chargements-déchargements, peu flexible
<b>Batteries</b>	Bon rendement énergétique	Trop lourd, trop cher, trop de matériaux pour la longue distance
<b>Hydrogène</b>	Recharge rapide, Autonomie suffisante	Mauvais rendement énergétique, Infrastructure à mettre en place
<b>Route électrique</b>	Bon rendement énergétique Faible investissement dans chaque véhicule Synergie avec les voitures	Infrastructure à mettre en place (5 000 km pour commencer)

Source : CEA

### 3. LE TRAIN

Ainsi que nous l'avons vu en introduction, le transport par rail est beaucoup plus efficace énergétiquement que le transport routier. Cela est dû pour une part au très faible frottement solide des roues métalliques sur les rails métalliques, comparativement à la déformation des pneus sur la route et aussi à la forme très allongée des trains qui permet, pour une même charge transportée, de diminuer le frottement aérodynamique par rapport à un véhicule court. De plus, la majorité du trafic emprunte déjà des lignes électrifiées et bénéficie à la fois d'une source d'énergie décarbonée et d'une excellente efficacité énergétique. Cet atout mérite d'être préservé et mis en valeur.

Les limites du train pour le transport de personnes et de marchandises sont des limites d'usage : le réseau est limité comparativement au réseau routier, les horaires sont contraints et le trajet n'est pas de porte à porte. Il est nécessaire de changer de mode de transport pour les premiers et pour les derniers kilomètres, ce qui induit des délais et des coûts supplémentaires qui dissuadent nombre de transporteurs et de passagers. De plus, les horaires ne sont pas toujours respectés, ce qui peut dissuader nombre d'utilisateurs.

Un marché particulier a été identifié dans les lignes de train non électrifiées<sup>7</sup> dont l'électrification est potentiellement coûteuse. De fait, la moitié des 30 000 km du réseau ferré français n'est pas électrifiée et un quart du matériel roulant fonctionne au gazole. En revanche ce matériel et ces lignes sont relativement peu utilisés car ils ne représentent que 20 % des trains.km, le train étant déjà très minoritaire dans la problématique avec 0,3 % des émissions de CO<sub>2</sub> du transport intérieur.

Si l'on écarte de nouveau les carburants biosourcés ou de synthèse, il n'y a que deux façons d'électrifier cette part du trafic ferroviaire :

- soit il faut procéder à l'électrification des lignes ;
- soit il faut procéder à l'électrification du matériel roulant, en embarquant l'énergie.

Dans ce dernier cas, il est possible d'envisager des systèmes à base de batteries seules ou à base de piles à combustible couplées à des batteries. Ces deux solutions sont probablement complémentaires et leur déploiement va dépendre des contraintes d'autonomie et de rendement spécifiques à chaque usage. Un certain nombre d'expérimentations sont en cours sur le sujet ; la plus frappante en affichage est celle d'Alstom, qui a déployé des trains à hydrogène en Allemagne dans le cadre du programme Coradia E-Lint. Cette expérimentation s'est révélée suffisamment concluante pour que ces trains soient déployés de façon commerciale en Allemagne, en Italie, au Royaume-Uni et plus récemment en France dans le cadre du programme Régiolis.

Les coûts de ces solutions se comportent de façon différente. Le coût de l'électrification des lignes est approximativement proportionnel à leur longueur (0,35 à 1,5 M€/km). Le coût de l'électrification du parc roulant est approximativement proportionnel au nombre de véhicules et, dans le cas des batteries, à l'autonomie requise. La solution optimale sera donc dépendante de la longueur du tronçon entre deux recharges possibles et de la fréquentation de ce tronçon. Pour un tronçon suffisamment fréquenté, l'électrification de la ligne est à privilégier (et elle est souvent déjà faite). Pour un tronçon peu fréquenté, l'hydrogène ou la batterie sera préféré selon l'autonomie requise.

La réflexion peut aller plus loin : il est possible de mixer l'électrification des lignes et du matériel roulant. La société Bombardier propose par exemple un fonctionnement proche de celui des bus à biberonnage, avec une électrification partielle de la ligne. Cela permet de faire rouler des trains avec des batteries de petite taille pour passer d'une partie électrifiée à la suivante et de les recharger rapidement sur les parties électrifiées et aux stations, réduisant ainsi l'investissement dans les lignes dans les batteries.

---

<sup>7</sup> Le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France, rapport établi par le député Benoît Simian en novembre 2018.

**Le travail de recherche de la solution optimale pour chaque ligne ou chaque tronçon est essentiel et non trivial** (bien qu'il ne soit pas exposé dans le rapport du député Simian). Il n'est sans doute pas nécessaire, et probablement inefficace, de chercher à appliquer la même solution à toutes les lignes. De plus, **la priorisation des lignes à traiter est indispensable**, par exemple en fonction de la fréquentation ou de la pollution locale aux particules fines. Pour les lignes reculées et peu fréquentées, l'investissement ne se justifie peut-être pas et quelques rares trains pourraient continuer à circuler de façon épisodique au gazole.

Enfin, dans l'optique d'un usage accru du train au regard de ses performances énergétiques et environnementales, il est possible que l'électrification de l'infrastructure devienne pertinente pour un nombre croissant de lignes.

#### 4. LE MARITIME ET L'AÉRIEN

Pour les mêmes raisons que les transports routiers longue distance, les transports maritimes et aériens sont très peu adaptés à l'électrification par batterie. Les batteries embarquées seraient démesurément grandes, leur poids serait rédhibitoire pour l'aérien et elles ne seraient jamais rentabilisées pour le transport maritime longue distance.

Seuls quelques cas particuliers se prêtent à l'électrification par batterie, lorsque les trajets sont courts et fréquents. Par exemple, le ferry MV Ampere effectuée, depuis 2015, 34 trajets par jour en Norvège avec jusqu'à 120 voitures à bord. Les batteries sont de 1 000 kWh embarquées et deux fois 410 kWh sur les quais. La batterie embarquée se recharge en 10 minutes à chaque extrémité. En évitant 570 t de CO<sub>2</sub> par an, elles ont été rentabilisées dès le quatrième mois.

Dans le même temps un certain nombre d'expérimentations sont en cours afin de déployer des solutions à base d'hydrogène pour le maritime et l'aérien. Ainsi, des annonces ont été récemment faites par Airbus pour développer des solutions hydrogène non pas à piles à combustible, mais en utilisant l'hydrogène, produit par électrolyse et liquéfié, dans des propulseurs classiques afin de décarboner l'aviation. Dans le secteur maritime, même si un certain nombre de programmes de recherche portent sur le développement de piles basses températures pour des essais de propulsions, les travaux se penchent essentiellement sur des technologies de piles hautes températures (SOFC), qui présentent l'avantage d'avoir un bon rendement et de pouvoir accepter des carburants carbonés (biosourcés ou E-Fuel).

En dehors de ce type d'usage très spécifique, l'électrification du transport maritime et aérien devrait se limiter aux usages autres que propulsifs. Les consommations énergétiques à quai ou sur le tarmac auraient tout intérêt à être électrifiées autant que possible. Par ailleurs, les groupes auxiliaires de puissance (APU) utilisés pour toutes les consommations électriques à bord pourraient être remplacés selon l'autonomie visée par des systèmes à batterie ou à pile à combustible.

#### 5. CONCLUSION

Au total, on observe une dynamique très forte des batteries, mais il reste des solutions complémentaires à trouver pour les trajets longs

Par rapport à l'ensemble des transports présentés ici, une dynamique très forte est déjà en œuvre pour les batteries, tirée en premier lieu par les véhicules particuliers, mais pouvant aussi profiter à d'autres secteurs du transport. Cette dynamique est telle que, sans rationalisation de l'usage des batteries, l'approvisionnement en matériaux critiques pourrait devenir limitant. Les analyses présentées montrent que les batteries sont très pertinentes pour la décarbonation des transports, et ce d'autant plus que les bouquets électriques du pays de production de la batterie et du pays d'usage sont faiblement carbonés, que la batterie est petite et que le véhicule électrique est beaucoup utilisé.

Il y a un bénéfice clair, en termes de consommation énergétique et d'effet de serre (*voir partie III.C*), à choisir une **électrification aussi directe que possible**, ce que permettent les batteries. Les voies plus indirectes impliquant des transformations chimiques, telles que l'hydrogène électrolytique, voire les carburants de synthèse, occasionnent des pertes



énergétiques importantes mais peuvent se révéler incontournables pour certains usages où les batteries seraient trop grosses ou insuffisamment rentabilisées.

La décomposition des besoins notamment pour les véhicules particuliers et les poids lourds fait ressortir l'intérêt d'évaluer en détail les solutions de route électrique qui permettent de réduire la taille de la batterie tout en autorisant des trajets longs sans recharge contraignante.

Pour finir, le rôle de la biomasse nécessiterait aussi un travail dédié, prenant en compte les différents usages possibles (transport notamment aérien et maritime international, transport routier longue distance, construction, chauffage des bâtiments, production électrique...) au regard des ressources et des impacts associés. Le consensus scientifique est encore fragile sur les impacts réels de l'usage du bois par exemple.

### **L'analyse fait ressortir les adéquations entre les technologies et les usages**

Tant pour le transport de personnes que de marchandises, le train présente un important avantage énergétique mais de fortes contraintes d'usage. Il doit être fiabilisé, et privilégié quand c'est possible.

L'hydrogène n'est pas pertinent pour les véhicules particuliers, du fait d'un trop faible rendement. Les véhicules à batteries ou hybrides sont plus adaptés.

Au contraire, la solution « tout batterie » n'est pas pertinente pour le transport longue distance de marchandises, pas plus que pour le transport maritime ou aérien.

La décarbonation de l'hydrogène doit être un préalable au développement de ses usages.

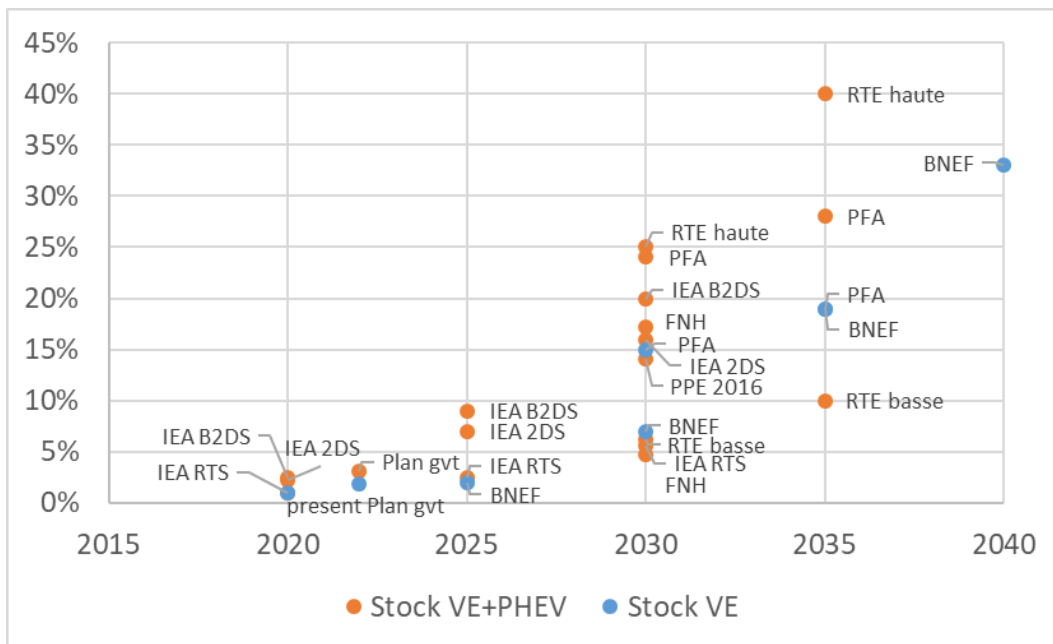
Aucune solution satisfaisante n'existe pour l'électrification de la majorité du transport aérien.

La route électrique (« recharge en roulant ») pourrait apporter une solution pertinente à long-terme à la fois pour le transport routier de marchandises et pour les trajets longs des véhicules particuliers.

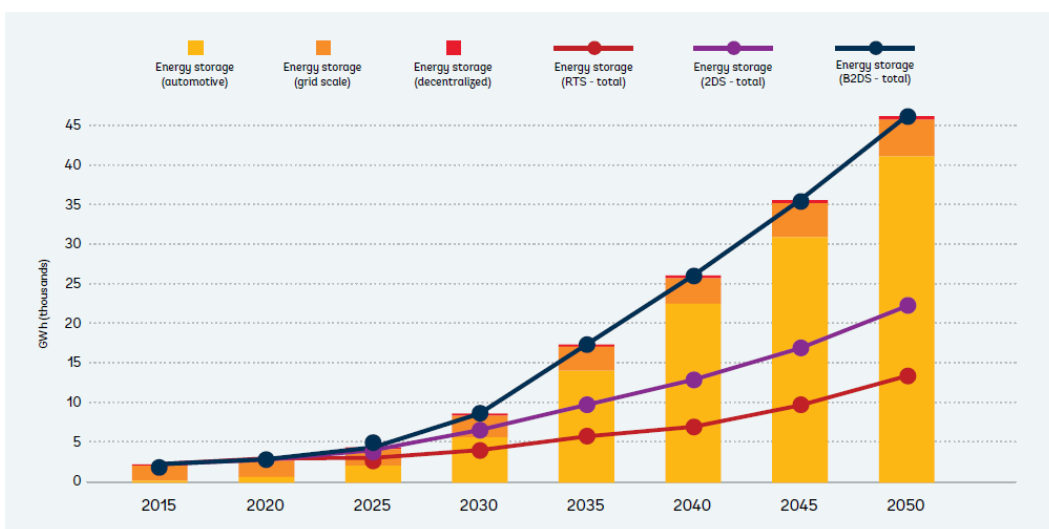
## C. La mobilité et en particulier le secteur automobile : un marché de masse et donc des impacts matières potentiellement majeurs

Les analystes sont unanimes : la baisse des coûts conjuguée à des contraintes réglementaires croissantes sur les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules va engendrer une croissance très forte de la proportion de véhicules électriques, qu'ils soient tout électriques ou hybrides rechargeables. Les prévisions des dernières années ont pour beaucoup été dépassées par la réalité. Il existe un certain nombre de scénarios de déploiement. La fourchette est large mais le déploiement sera dans tous les cas, massif (figure 15 a).

**Figure 15 : a) scénarios de déploiement de véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (PHEV) b) scénarios de déploiement des batteries dans le monde**



a) Source : CEA



b) Source : Banque Mondiale 2021, The mineral intensity of clean energy transition



À court terme, on peut remarquer que les secondes voitures des foyers représentent déjà 30 % du parc automobile en France. Or ces secondes voitures peuvent rapidement être converties à l'électricité car elles ne nécessitent pas une grande autonomie et peuvent se contenter de la recharge à domicile et/ou sur le lieu de travail.

À long terme, en supposant une électrification quasi-totale du parc mondial de voitures (1 milliard de voitures en 2018, 50 kWh/voiture), on obtient un total de 50 TWh de batteries. Cela ne prend pas en compte, ni l'augmentation du parc mondial de véhicules (2 milliards attendus en 2035), ni les véhicules utilitaires légers et les poids lourds, ni la tendance à l'inflation de la taille des batteries. **Cette valeur de 50 TWh peut donc être considérée comme une valeur minimale du stock de batteries de véhicules après électrification du parc.**

Selon la Banque mondiale<sup>8</sup>, le scénario B2DS de l'AIE conduit déjà à 45 TWh de batteries installées en 2050, utilisées à 90 % pour la mobilité (*figure 15 b*). De même, une publication récente<sup>9</sup> évalue que le milliard de véhicules électrifiés est atteint peu après 2040 dans le « *Sustainable Development Scenario* » de l'AIE, avec **une demande de batteries de 6 TWh/an en 2040**. Dans le « *Stated Policies Scenario* », ces mêmes chiffres seraient atteints en 2050. Ce volume de production est à comparer aux ventes annuelles de 0,2 TWh de batteries Li-ion en 2020. Six TWh/an correspondent à la production de 170 *gigafactories* comme celle de Tesla au Nevada. La mobilité devrait donc être de très loin le principal moteur du développement des batteries, et représenterait 85 % du marché du Li-ion en 2030 (Avicenne).

**L'électrification pourrait même être plus rapide qu'anticipée** par tous ces scénarios, comme l'attestent les annonces récentes de taux d'électrification des gammes de plusieurs constructeurs : General Motors à 100 % en 2035, Volvo à 100 % en 2030, Volkswagen à 100 % en 2040, Land Rover à 60 % en 2030, Toyota à 90 % en 2040, Stellantis a cessé d'investir dans de nouveaux moteurs thermiques, etc.

Incidentement, on peut faire le lien entre l'électrification des véhicules et la gestion du réseau électrique. À l'échelle journalière qui est celle où le stockage par batteries peut être pertinent et en l'absence de toute autre solution de flexibilité, le besoin de flexibilité du réseau français pourrait être rempli par un stockage de l'ordre de 100 GWh, comme explicité dans le rapport d'étape n°2 relatif aux réseaux électriques et au stockage. Cela correspond à la quantité de batteries embarquées dans 6 % du parc automobile environ, un taux de pénétration qui devrait être atteint en moins de 10 ans.

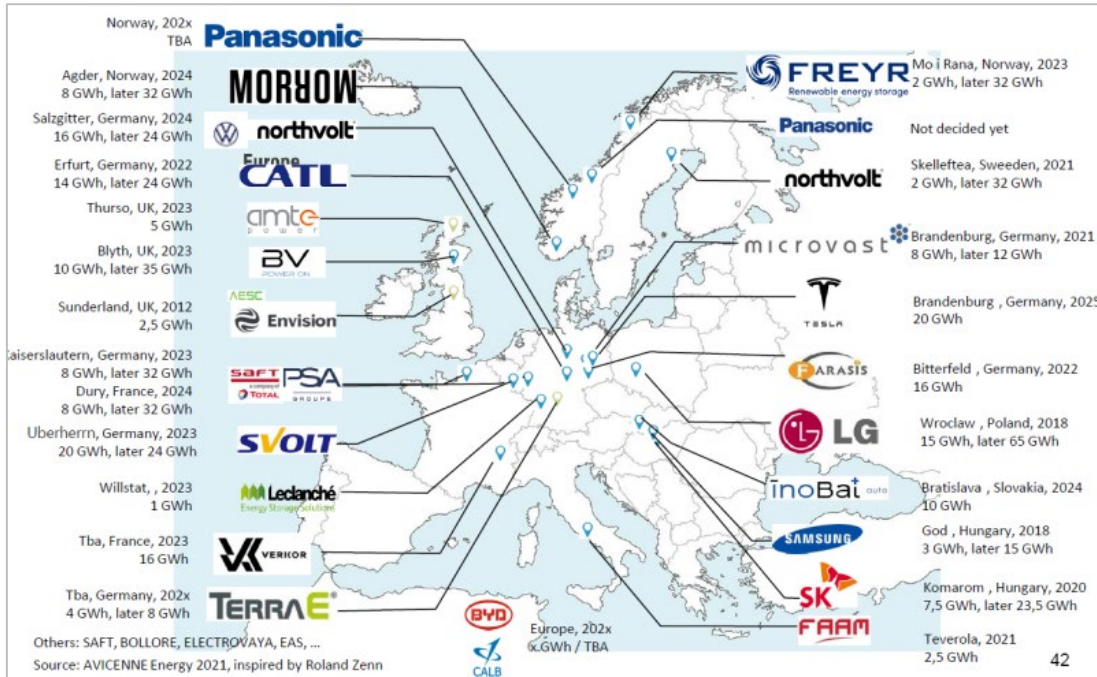
Ainsi, on peut conclure que l'usage des batteries embarquées, en pilotant la charge de façon monodirectionnelle voire bidirectionnelle, devrait rapidement pouvoir apporter toute la flexibilité nécessaire au réseau à l'échelle journalière. En effet, la tenue en plusieurs milliers de cycles de charge et de décharge des batteries actuelles est telle que leur durée de vie est essentiellement limitée par leur vieillissement calendaire (indépendant de l'usage). De ce fait, tout cycle non réalisé pendant la durée de vie calendaire est « perdu », donc d'éventuels cycles supplémentaires réalisés pour le soutien au réseau n'auraient quasiment aucun impact sur la durée de vie de la batterie. Ceci justifie l'absence d'un marché conséquent pour les batteries stationnaires. En revanche, ce n'est pas une solution pour la fourniture de flexibilité au système électrique aux échelles de temps supérieures, telles que la semaine (régimes météorologiques) ou l'année (consommation hivernale) qui nécessitent des stockages bien plus massifs.

Une analyse régionalisée montre un rôle croissant de l'Europe dans le marché de la mobilité électrique, avec une accélération très récente. Selon EV-Volumes, **en 2020 l'Europe a dépassé la Chine comme premier marché des véhicules électrifiés** et représente maintenant 43 % du marché mondial avec 1,4 million de véhicules électriques et hybrides rechargeables vendus. C'est une hausse de 137 % par rapport à 2019, pendant que le marché européen automobile toutes motorisations confondues baissait de 20 %. Ce marché extrêmement dynamique, associé à des initiatives telles que l'IPCEI « *European Battery Alliance* » explique le grand nombre de projets (*Figure 16*).

<sup>8</sup> World Bank Group, *Minerals for Climate Action : The mineral intensity of the Clean Energy Transition, 2020*

<sup>9</sup> Xu, C., Dai, Q., Gaines, L. et al. *Future material demand for automotive lithium-based batteries. Commun Mater* 1, 99 (2020) [doi.org/10.1038/s43246-020-00095-x](https://doi.org/10.1038/s43246-020-00095-x)

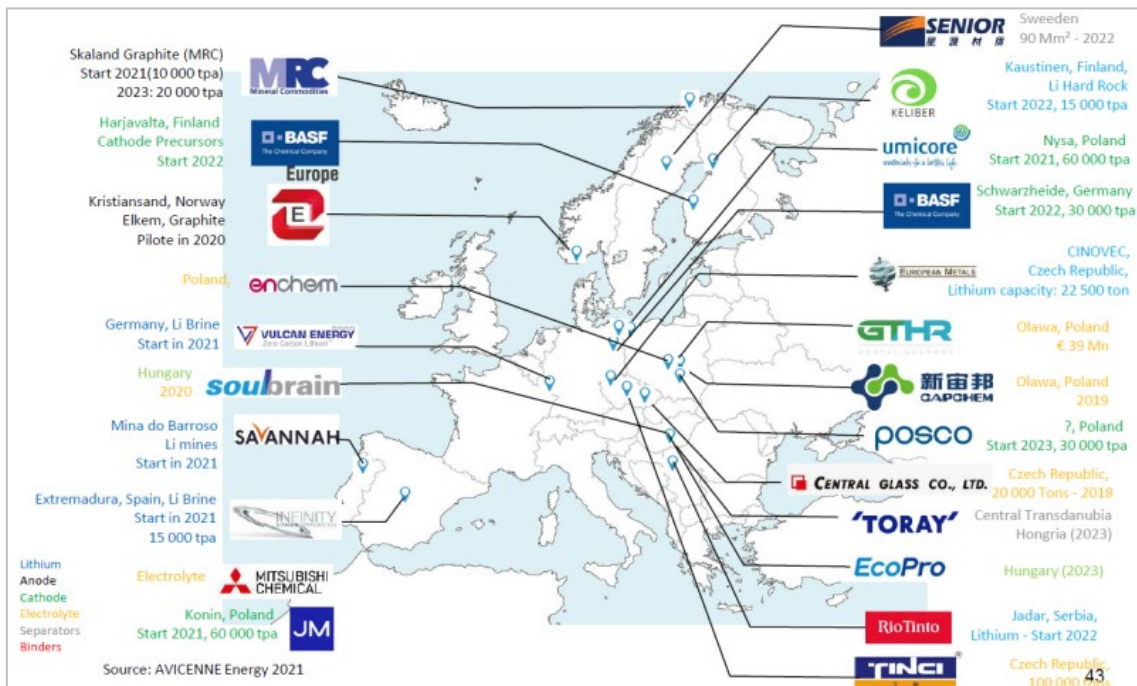
Figure 16 : projets d'usines de fabrication de cellules en Europe



Source : Avicenne 2021

Le développement du parc étant très rapide, durant toute la période transitoire qui s'étend au moins jusqu'à 2050, les véhicules électriques arrivant en fin de vie seront beaucoup moins nombreux que les véhicules construits à la même date. De ce fait, **même une collecte et un recyclage très poussés des batteries usagées ne fourniront qu'une fraction minime des matériaux nécessaires à la fabrication des nouvelles batteries.** Par exemple, avec une croissance de 25 %/an (Avicenne) et une durée de vie de 15 ans, le recyclage ne peut au mieux subvenir qu'à 3,5 % du marché pendant la phase de croissance (1/1,25<sup>15</sup>). Ainsi, la sécurisation des filières amont est essentielle à l'industrie européenne de la batterie. Il existe un certain nombre de projets d'usines concernant les matériaux pour batteries (Figure 17).

Figure 17 : projets d'usines de matériaux pour batteries en Europe



Source : Avicenne 2021

## D. Les moteurs électriques

Qu'il soit hydrogène ou à batterie, le véhicule sera doté d'un moteur de traction électrique. Il existe plusieurs types de moteurs à courant alternatif qui diffèrent surtout par le rotor (le stator est toujours composé de bobines) :

- le moteur asynchrone (ou moteur à induction ou à cage d'écureuil) : le rotor tourne moins vite que le stator. On retrouve ce moteur dans la Tesla model S et la plupart des moteurs industriels ;
- le moteur synchrone à rotor bobiné (Renault ZOE par exemple) ;
- le moteur à aimant permanent : même rotor que précédemment mais sans les bobines au niveau du rotor ;
- le moteur à reluctance variable.

Figure 18 : présentation des différents types de rotors



Source : légendes du CEA

De plus en plus, les technologies sont combinées entre elles (notamment la technologie à aimant permanent et reluctance variable).

Les vulnérabilités liées aux terres rares seront étudiées dans le rapport d'étape n°4.

### 1. LE MOTEUR À AIMANT PERMANENT

Les moteurs à aimants permanents présentent plusieurs avantages :

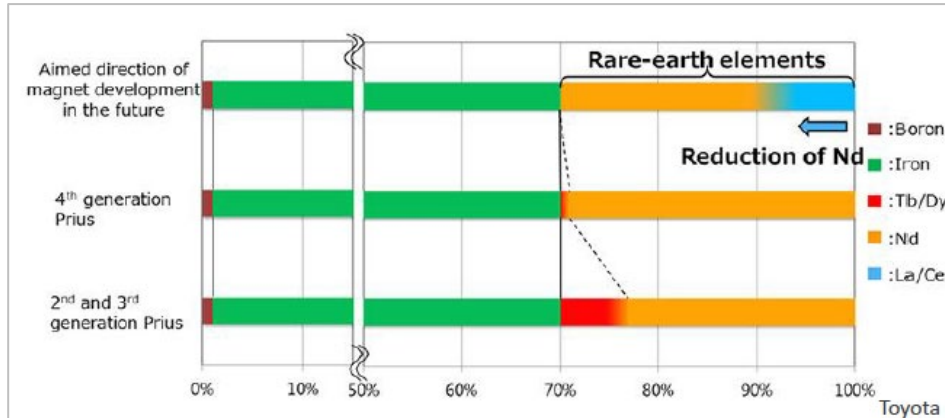
- ils ont la meilleure densité de puissance (d'un facteur 1,3 par rapport aux autres moteurs, selon les experts du CEA), même s'ils présentent moins de marge par rapport à la puissance nominale pour de courts pics de puissance ;
- les rendements sont un peu plus élevés et surtout ils sont meilleurs dans les basses vitesses, notamment par rapport au moteur asynchrone (dont le meilleur point de fonctionnement est plutôt vers les hautes vitesses). Le moteur asynchrone et le moteur à aimants permanents sont très bons mais ce dernier l'est encore plus (2 à 5 % de plus).

Le moteur à aimant permanent utilise des terres rares. Pour un véhicule léger de puissance de 80 kW, il faut un aimant d'environ 1 kg composé d'un tiers de terres rares : de 250 à 280 g de néodyme/praséodyme et de 20 à 60 g de dysprosium/terbium. Pour compenser les chutes et les pertes tout au long du processus de fabrication depuis les oxydes jusqu'aux aimants, un peu moins de 500 g de terres rares seront nécessaires.

Du fait de ces terres rares, le moteur à aimant permanent est plus cher que les autres types de moteur. Le prix est par ailleurs très incertain et fluctuant (voir la forte hausse des prix liée au blocage des exportations par la Chine au début des années 2010).

Les nouvelles technologies combinant aimant permanent et reluctance permettent d'atteindre de bons rendements avec moins d'aimants. La tendance est aussi à la réduction des terres rares dans les aimants (par exemple, Hitachi a un brevet d'aimant permanent sans terres rares lourdes mais à moindre performance).

**Figure 19 : part des différents métaux dans les aimants de moteurs électriques**



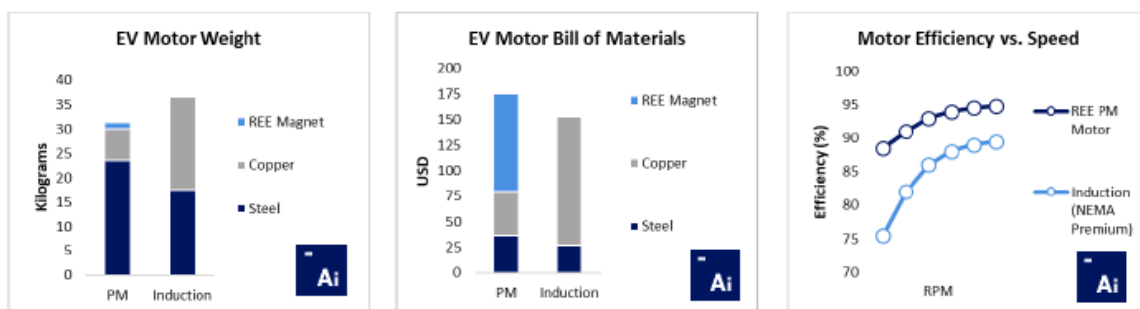
Source : Toyota

Ces différentes améliorations sont cependant compensées par un effet rebond et permettent surtout de proposer des moteurs plus puissants.

## 2. LE MOTEUR À ROTOR BOBINÉ

La matière prédominante sera le cuivre et aboutit pour une même puissance à un poids du moteur plus élevé que celui à aimants permanents.

**Figure 20 : comparaison des contenus matières et des efficacités pour les différents types de moteurs**



Source : UBS, Control Engineering, Adamas Intelligence Research

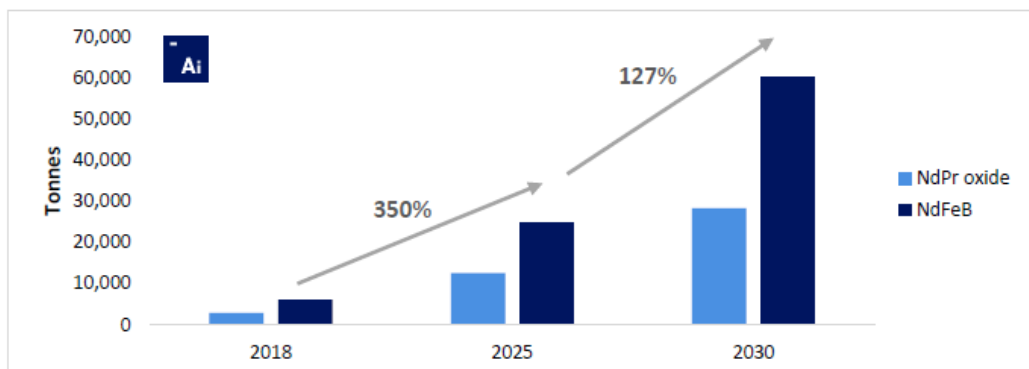
Le choix de privilégier un moteur sans terres rares a également pour conséquence de nécessiter de surdimensionner la batterie de 2 à 5 %, ce qui représente environ 2 kWh de batterie supplémentaire soit un surcoût d'environ 400 \$ en considérant un coût du pack à 200 \$/kWh. Ce point fait l'objet de changement d'orientation des constructeurs automobiles. Tesla après avoir annoncé un moteur électrique sans terres rares revient dorénavant vers des moteurs à aimants permanents à terres rares.

Par ailleurs, il est important de noter que pour les véhicules hybrides il sera difficile d'envisager des moteurs sans aimants permanents qui permettent un gain d'espace.

### 3. PROSPECTIVES DU BESOIN EN TERRES RARES ET EN CUIVRE POUR LE VÉHICULE ÉLECTRIQUE

Le rapport Adamas (2019) prévoit que le déploiement du véhicule électrique devrait avoir un fort impact sur la croissance de la demande en terres rares.

Figure 21 : évolution prévisionnelle des quantités de matières utilisées dans les aimants



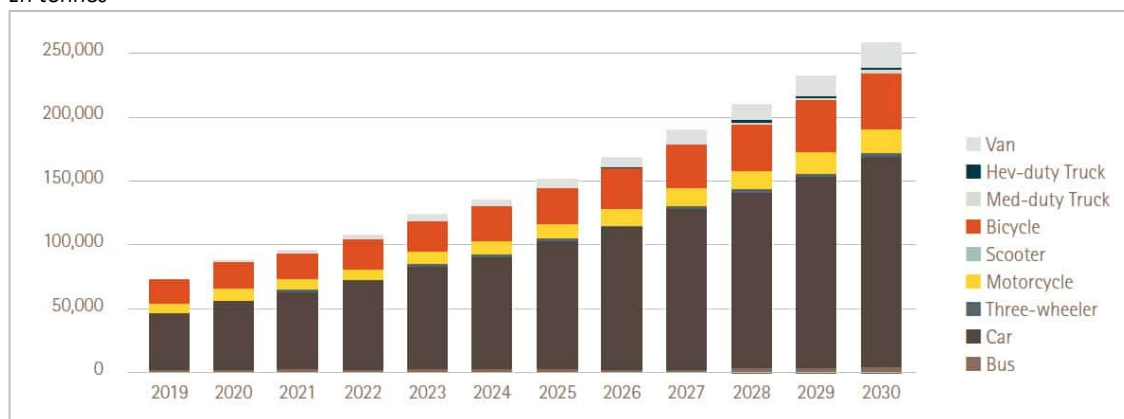
Source : Adamas Intelligence

Adamas Intelligence prévoit ainsi une multiplication par 10 de la demande en oxyde de NdPr occasionnant un possible déficit en oxydes de NdPr vers 2030. Concernant le dysprosium, un déficit pourrait intervenir à très court terme. Ces vulnérabilités seront étudiées dans le cadre du rapport d'étape n°4 sur les technologies de l'éolien.

Concernant le cuivre, d'après une étude commandée par l'association internationale du cuivre auprès de IDTechEx (2020), le moteur de traction électrique devrait avoir un impact significatif sur la demande en cuivre ces dix prochaines années. À partir de 2030, environ 250 kt de cuivre devraient être mobilisées chaque année, en considérant que la part des véhicules électriques (BEV et PHEV) sera de 19 % en 2030.

Figure 22 : quantité de cuivre demandée par chaque véhicule électrique

En tonnes



Source : IDTechEx, 2020

Si la quantité de cuivre varie d'un type de moteur à l'autre, il est certain que le déploiement du véhicule électrique augmentera la consommation de cuivre, et non seulement dans le moteur, mais également pour la batterie et l'électronique qui seront des postes de consommation du cuivre.

## E. Conclusion

La constitution des batteries Li-ion est relativement bien connue, même s'il existe des disparités en fonction des chimies, et aussi en fonction de la conception des packs.

**Tableau 7 : évaluation du contenu en matériaux critiques de packs batteries automobiles récents est rapportée ci-dessous, ramenée en g par kWh utile.**

		NMC 111	NMC 622	NMC 811	NCA	LFP	LCO
<b>Cathode</b>	nickel	366	578	652	759	0	0
	cobalt	357	193	82	143	0	959
	lithium	127	114	96	112	81	113
	manganèse	333	180	76	0	0	0
	aluminium	0	0	0	21	0	0
	phosphore	0	0	0	0	361	0
<b>Anode</b>	graphite	700 à 1 000					
	silicium	0 à 75					
<b>Électrolyte et liant</b>	lithium	3 à 5					
	fluor	55 à 130					
<b>Métaux non actifs de la cellule et du pack</b>	aluminium	600 à 2 700					
	cuivre	400 à 700					

Source : CEA

Les terres rares présentes dans certains moteurs électriques seront étudiées dans le rapport d'étape n°4 relatif à l'éolien.

**Tableau 8 : liste des matières étudiées dans ce rapport**

		Batteries	Piles à combustible	Remarques
<b>Graphite</b>		Li-ion		
<b>Lithium</b>	Li	Li-ion		
<b>Nickel</b>	Ni	Li-ion		
<b>Manganèse</b>	Mn	Li-ion		
<b>Cobalt</b>	Co	Li-ion		
<b>Platine</b>	Pt		PEMFC	Étudié lors du GT2
<b>Titane</b>	Ti		PEMFC	Étudié lors du GT2
<b>Fluorine</b>	F	Li-ion		
<b>Néodyme</b>				Étudié lors du GT4
<b>Praséodyme</b>				Étudié lors du GT4
<b>Dysprosium</b>				Étudié lors du GT4

Source : CGDD



## POINTS ESSENTIELS

- Deux grandes familles de technologies permettent d'électrifier la mobilité à horizon 2030 : les batteries et les piles à combustible. Au-delà de 2030, une solution pour les trajets longs pourrait être celle de l'électrification des routes, par des systèmes de conduction au sol, de caténares ou par induction.
- Le marché de la mobilité électrique impose des caractéristiques techniques spécifiques et exigeantes en terme de densité d'énergie (qui impacte la taille et la masse du véhicule), de rendement et de conditions de fonctionnement, notamment en température et durée de vie. Par ailleurs, maîtriser les coûts (des véhicules thermiques notamment) et garantir la sécurité sont déterminants pour un déploiement à grande échelle.
- Les batteries offrent un rendement trois fois meilleur que la chaîne hydrogène actuelle. Le principal avantage comparatif des piles à combustible réside dans l'usage d'un combustible gazeux qui permet des recharges aussi rapides que celles des véhicules thermiques et une autonomie supérieure à masse égale et un modèle de distribution similaire à l'existant (station d'essence).
- Les véhicules électriques à batterie (BEV et PHEV) sont donc privilégiés, notamment pour les déplacements courts et pour les véhicules particuliers dont le taux journalier d'utilisation est faible. En revanche les batteries sont moins adaptées au transport longue distance, en raison d'une faible autonomie et d'un temps de charge important. Les piles à combustible peuvent être plus intéressantes pour les déplacements longs. Cela peut s'appliquer aux véhicules particuliers, mais plus probablement au transport fluvial, aux lignes ferroviaires non électrifiées, et aux bus et camions.
- La technologie de batteries Li-ion, déployée sous plusieurs variantes, offre actuellement le meilleur compromis pour la mobilité électrique. Ces batteries nécessitent le plus souvent pour l'électrode négative du graphite (parfois dopé au silicium) et pour l'électrode positive soit des oxydes lamellaires nickel-manganèse-cobalt (NMC), soit des phosphates de fer (LFP).
- Deux familles de piles à combustible à électrolyte solide dominant aujourd'hui la mobilité à hydrogène : les *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (PEMFC), qui nécessitent des catalyseurs en platine et les *Solid Oxide Fuel Cell* (SOFC) qui peuvent se passer de platine mais nécessitent une plus grande consommation de matières. Ces deux solutions, qui peuvent être combinées ou hybridées avec des batteries ou des moteurs thermiques, nécessitent par ailleurs des auxiliaires (réservoirs, radiateurs...) qui augmentent la consommation de matières, notamment d'aluminium, l'impact environnemental de la fabrication, et le poids des véhicules.
- La mobilité et particulièrement le marché automobile, constitue un marché de masse. L'électrification va impliquer une forte augmentation de la consommation de nombreux matériaux, parmi lesquels les plus critiques seront le cobalt et le nickel, puis le lithium, mais aussi certaines terres rares et le graphite.





### III.

Analyse des vulnérabilités le long de la chaîne de valeur du véhicule électrique et du véhicule hydrogène

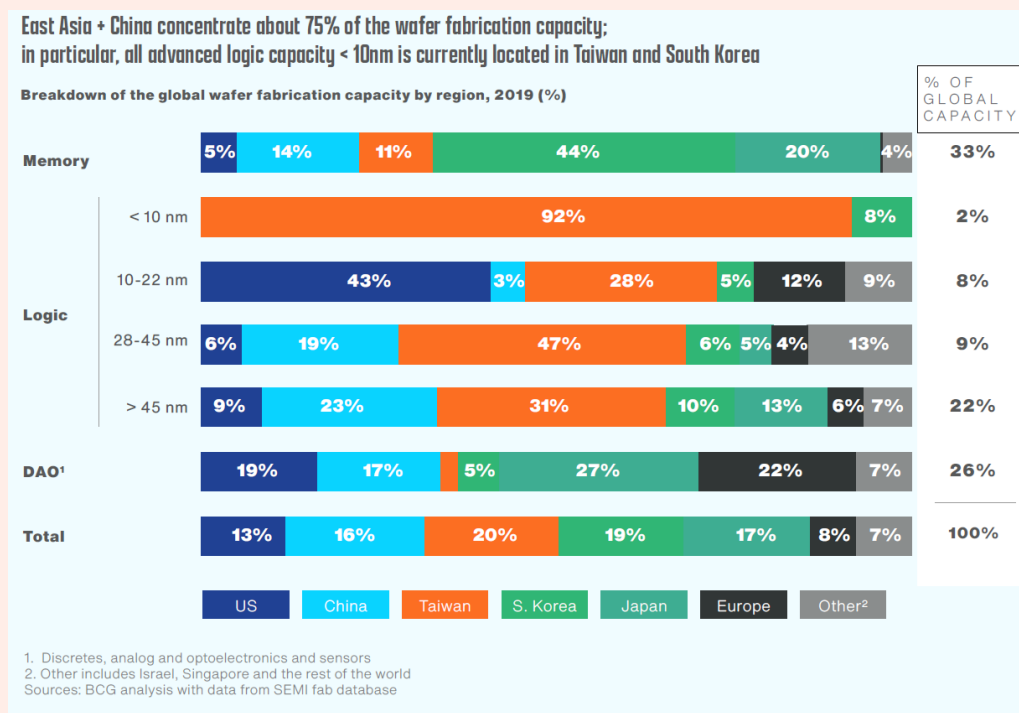
La partie II a exposé les quantités de matières mobilisées dans les batteries, ainsi que l'avenir du marché du transport décarboné. Ces deux points suggèrent que des vulnérabilités en matériaux critiques sont envisageables.

### Les semi-conducteurs – un exemple de vulnérabilité d’approvisionnements du secteur automobile

Les médias internationaux ont largement rapporté une pénurie de semi-conducteurs qui a touché l'industrie automobile nord-américaine et européenne au cours des premiers trimestres de 2021. En conséquence, certaines lignes de production ont été mises à l'arrêt, notamment dans les usines de Sandouville (Seine-Maritime) pour Renault et de Rennes (Ille-et-Vilaine) pour Stellantis (ex-PSA). D'autres constructeurs ont été touchés en Europe, notamment Ford et Volkswagen, qui a annoncé en décembre 2020 que la pénurie réduirait sa production de 100 000 unités au premier trimestre 2021. L'entreprise d'information économique IHS Markit estimait en février 2021 que, dans le monde, la production d'un million de véhicules légers serait retardée au premier trimestre 2021 et que les délais de livraisons de composants électroniques avaient doublé.

Ces retards touchent particulièrement les usines européennes, car la production de semi-conducteurs est aujourd'hui concentrée pour les trois-quarts en Asie (Figure 23) et que les pays producteurs les réservent à leur industrie nationale.

Figure 23 : zones de production des semi-conducteurs par type



Source : BCG, 2021

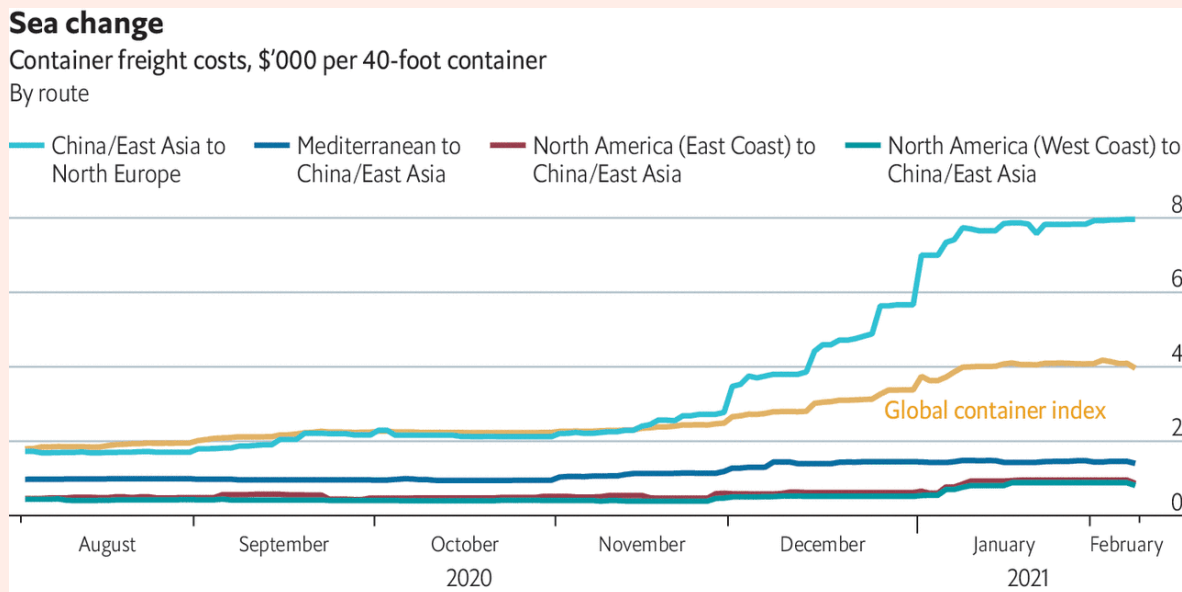
Un constat s'impose : la part de la production réalisée en Europe est très faible et l'industrie européenne dépend très fortement d'importations en provenance de pays asiatiques.

Les véhicules électriques et hybrides sont d'autant plus concernés qu'ils nécessitent plus de microcontrôleurs (type de semi-conducteur) que les véhicules thermiques, notamment pour le système de gestion de la batterie (*battery management system*, BMS), le système de récupération d'énergie lors du freinage, les systèmes de recharge de batterie, l'optimisation du couplage entre moteur thermique et électrique... Par ailleurs la tendance qui pousse vers des véhicules plus connectés, disposant d'aide à la conduite et de nouveaux capteurs, nécessite toujours plus de semi-conducteurs.

Cet épisode met en évidence la dépendance européenne aux importations de semi-conducteurs, dont l'importance est croissante pour les technologies de la transition bas-carbone, non seulement la mobilité décarbonée mais également les systèmes de gestion des réseaux électriques de type « *smart-grids* » (voir rapport d'étape n°2) et dans la chaîne de conversion de l'énergie et les moteurs électriques à vitesse variable.

La vulnérabilité de l'Europe vis-à-vis des pays du Sud-Est asiatique pour les importations de semi-conducteurs est visible : avec d'une part, l'augmentation des coûts de transport entre l'Asie et l'Europe qui impacte les marges des entreprises européennes (Figure 24) et d'autre part, la dépendance à la route et au canal de Suez (dont le blocage au mois de mars 2021 a entraîné d'importants retards).

**Figure 24 : évolution des coûts de transport maritime d'août 2020 à février 2021**



Sources : *The Economist*, *Freightos Baltic Index*, *Refinitiv*

## AVERTISSEMENT – méthodologie de l'étude des impacts environnementaux

Du fait de leur nature, les impacts environnementaux et sociaux sont parfois difficilement quantifiables ou comparables les uns aux autres.

La principale méthodologie pour quantifier les impacts environnementaux potentiels d'une filière de production donnée est la méthodologie d'analyse du cycle de vie (ACV). L'approche ACV est une approche multicritères, permettant d'intégrer et de rendre compte de différentes interventions environnementales dont les impacts se font ressentir à une échelle locale (par exemple la toxicité, la consommation d'eau), régionale (par exemple : l'acidification) ou globale (par exemple : le changement climatique). Cependant, en fonction du périmètre d'étude et d'autres critères comme la qualité des données disponibles, etc., le degré de précision des études ACV peut varier.

L'analyse des impacts environnementaux des substances étudiées dans ce rapport s'est appuyée sur les résultats d'études ACV existant dans la littérature. Pour les critères sélectionnés, dans le meilleur des cas, les données sont des valeurs quantifiées par tonne de substance produite.

Cependant, tout exercice de comparaison est limité. La comparaison des impacts environnementaux entre substances demande de grandes précautions et doit tout d'abord, être rapportée à un contexte. Ainsi, par exemple, il est évident que pris dans un contexte global la taille de la production mondiale de chaque substance a une influence directe sur le poids relatif de ses impacts. Pour d'autres critères comme la consommation d'eau, l'impact est d'autant plus important dans les zones soumises à un fort stress hydrique, l'échelle régionale est alors la plus pertinente. En outre, certaines substances sont obtenues en sous-produits d'autres, ce qui implique des règles d'allocations d'impacts pouvant varier selon les méthodologies ACV et relativisant également les résultats finaux.

Ainsi, si l'approche retenue a été de s'appuyer sur certaines références chiffrées dès qu'elles étaient disponibles (en particulier pour des critères comme les émissions de gaz à effet de serre ou la consommation d'énergie), les tableaux synthétiques, quant à eux, visent un autre objectif. Ils ont pour vocation d'attirer l'attention sur les principaux points de vigilance relatifs aux impacts environnementaux et sociaux. Ces derniers ressortent par un code couleur, fondé à la fois sur l'analyse de la littérature et l'avis d'experts.

Les tableaux récapitulatifs pour chaque matière adoptent le code couleur suivant : rouge : fort, jaune : moyen et vert : faible.

## A. Les batteries

### 1. LA MOBILITÉ ET EN PARTICULIER LE SECTEUR AUTOMOBILE : UN MARCHÉ DE MASSE AVEC DES IMPACTS MATIÈRES POTENTIELLEMENT MAJEURS

Comme nous l'avons vu dans les parties I et II, l'automobile est un marché de masse. Le déploiement du véhicule électrique repose sur le développement d'une production massive de batteries, qui nécessite plusieurs métaux affinés.

#### a) Comparaison des réserves/ressources par rapport aux quantités qui seront immobilisées dans les batteries d'ici à 2030

Pour illustrer l'importance des quantités de métaux mobilisées, les paragraphes suivants proposent une analyse des stocks et des flux mobilisés en 2030 sur la base des scénarios globaux de l'AIE présentés dans le rapport *Global Outlook 2020* :

- STEPS ou « *Stated Policies Scenario* » : il correspond aux politiques publiques mises en œuvre et aux mesures annoncées ;
- SDS ou « *Sustainable Development Scenario* » : il correspond à un objectif de ne pas dépasser une augmentation globale de la température de 1,7-1,8 °C, avec une probabilité de 66 % et d'atteindre la neutralité carbone en 2070.

Tableau 9 : comparaison des deux scénarios

	Global EV Outlook 2020 - projection en 2030	
	STEPS – « <i>Stated Policies Scenario</i> »	SDS – « <i>Sustainable Development Scenario</i> »
	<i>Existing and announced measures</i>	<i>66 % proba to reach 1,7-1,8 °C</i>
Part du parc électrifié	7 %	14 %
Energie totale embarquée <sup>10</sup>	6 276 GWh	11 207 GWh
Part des ventes (tous EVs)	16 %	32 %
Besoin total batteries/an (en GWh)	1 559 GWh/an	2 970 GWh/an

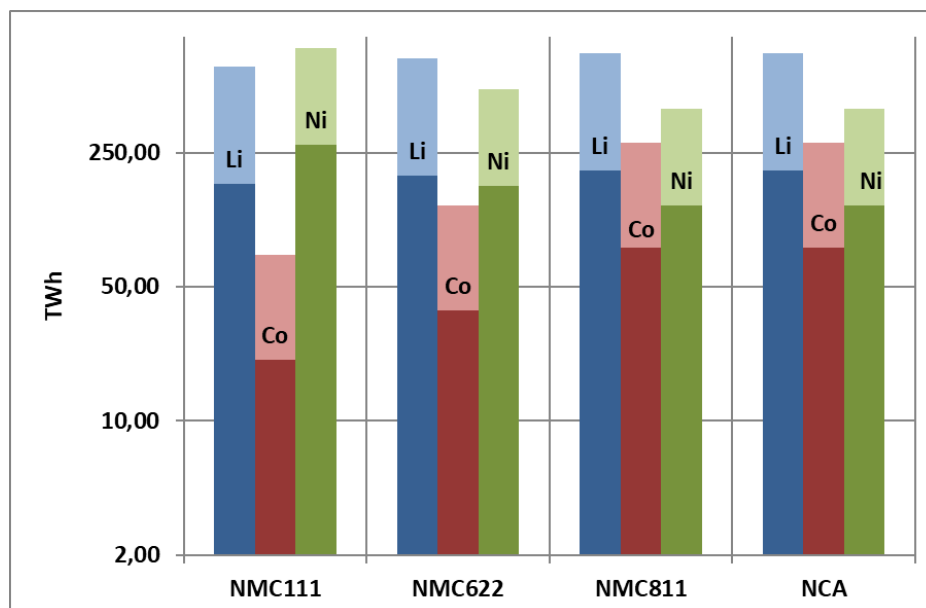
Source : ministère de la Transition écologique (à partir de l'AIE)

L'analyse du stock en 2030 permet d'anticiper les quantités de métaux, en particulier les métaux qui seront déjà immobilisés en 2030 pour le déploiement du véhicule électrique.

L'analyse du flux capté en 2030 par le véhicule électrique permet d'illustrer quelles seront les capacités de production de métaux critiques nécessaires en 2030.

<sup>10</sup> Évaluation faite en considérant une batterie BEV de 70 kWh et PHEV de 15 kWh.

**Figure 25 : quantité de batterie pouvant être produite à partir des stocks connus**



Note de lecture : ressources en couleurs foncées et réserves en couleurs claires de chaque élément Li, Ni, Co, pour les technologies NMC 111, NMC 622, NMC 811 et NCA.

L'axe vertical est logarithmique.

Source : USGS, 2021

Cette analyse s'est focalisée sur le nickel, le cobalt et le lithium. Les autres matériaux ne sont pas indiqués car le contenu dans les batteries restera très inférieur aux réserves connues, ce qui ne veut pas dire qu'ils ne pourront pas être en tension du fait de la transition bas-carbone.

Pour atteindre 7 et 14 % d'électrification, il faut embarquer 6 et 11 TWh d'énergie dans les batteries respectivement pour les scénarios STEPS et SDS. En comparaison, les réserves en cobalt permettraient de produire 20 TWh avec la technologie NMC 111 et moins de 100 TWh avec la technologie NMC 811. Pour atteindre 100 % d'électrification, il faudrait donc solliciter une part importante des stocks connus de réserves et de ressources de cobalt.

Pour le nickel et dans une moindre mesure le lithium une part importante des réserves connues devraient être mobilisées pour électrifier 100 % du parc (Figure 26).

Ces besoins en matières, qui seront mobilisées et stockées dans la flotte de véhicule électrique, s'ajoutent aux besoins existants d'autres secteurs (acier, aéronautique...).

Les matériaux critiques doivent être considérés comme potentiellement limitants pour le développement du parc de véhicules électriques et leur recyclage est impératif pour la pérennité de cette solution à long terme. Ce recyclage ne pourra néanmoins contribuer de manière significative que pour les phases de renouvellement du parc, par conséquent l'enjeu matière d'ici à 2030 reste entier.

Les estimations de réserves et de ressources varient dans le temps et peuvent évoluer en quelques années grâce à un accroissement de l'exploration. Par ailleurs, certains fabricants de matériaux ont inscrit des substitutions successives dans leur feuille de route : le cobalt par le nickel, puis le nickel par du manganèse.

Enfin, dans l'hypothèse d'un fort développement des batteries, les contraintes sur le nickel et le cobalt pourraient être réduites, mais pas celles sur le lithium.

En utilisant les données exposées dans la partie II.A.1, il est possible d'estimer la quantité de matériaux nécessaires pour les batteries en France, d'ici à 2040. Ces estimations se basent sur les scénarios actuellement majoritaires, qui considèrent une majorité de véhicules électriques avec batteries assez grosses et de chimie NMC 811.

Pour le même taux d'électrification, une plus forte proportion de véhicules hybrides rechargeables ou un déploiement conséquent de la route électrique impliqueraient des chiffres deux fois inférieurs.

Au contraire, une électrification moins sobre peut aboutir à des résultats très supérieurs :

- des batteries jusqu'à deux fois plus grosses ;
- un parc automobile jusqu'à deux fois plus important ;
- l'inclusion des camions et bus peut encore alourdir le bilan.

**Tableau 10 : stock de matériaux immobilisés dans les batteries automobiles**

	Lithium	Cobalt	Nickel	Graphite naturel ou synthétique.	Cuivre
France 2040 (30 % du parc, 500 GWh) en t	50 000	40 000	330 000	400 000	250 000
Monde 2040 (scénario 2DS, 13 TWh) en Mt	1,3	1	8,5	10	6,5
Électrification totale sobre <sup>11</sup> (50 TWh) en Mt	5	4	33	40	25

Source : CEA (à partir de l'AIE - Global EV Outlook 2020)

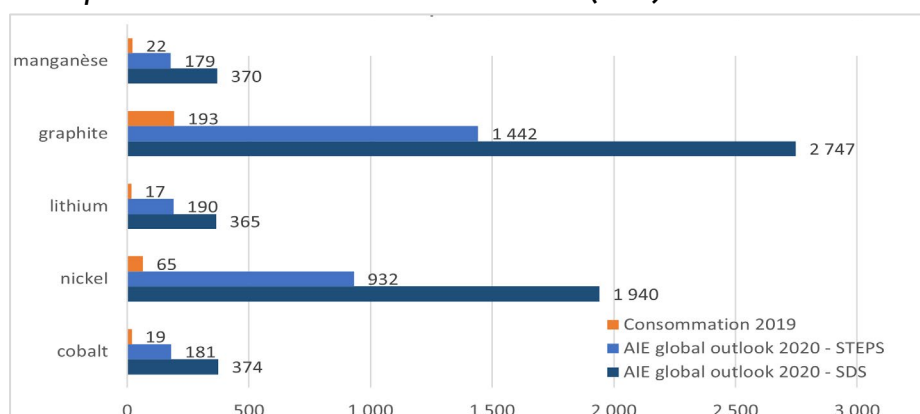
### b) Des besoins considérables de nouvelles capacités de production des métaux

Au-delà du stock connu, plusieurs étapes sont nécessaires depuis l'extraction jusqu'aux intrants pour la filière batterie. Si des besoins en exploration sont d'ores et déjà nécessaires, les capacités de production depuis l'extraction jusqu'aux intrants pour la fabrication des précurseurs ne sont pas à négliger.

L'analyse en flux peut faire apparaître des goulots d'étranglement à plus court terme tout au long des étapes de production. Pour passer de la ressource/réserve à l'extraction, il faut en effet entre 5 et 30 ans (en fonction de la maturité des projets, de l'accès aux capitaux et de la localisation géographique), puis quelques années pour construire et lancer la production d'une usine de raffinage. Ces délais sont un possible frein au déploiement du véhicule électrique.

La comparaison entre la consommation actuelle des batteries (2019) avec les besoins annuels en 2030 anticipés par l'AIE dans ses deux scénarios met en évidence l'effort d'investissement considérable qu'il conviendra de réaliser à l'échelle mondiale pour atteindre les ambitions.

**Figure 25.1 : comparaison de la demande annuelle des besoins matières pour la flotte de véhicules électriques en 2030 avec la consommation actuelle (2019)**



Sources : AIE ; BRGM ; CEA pour le graphite.

La sollicitation matière varie du simple au double selon les deux scénarios.

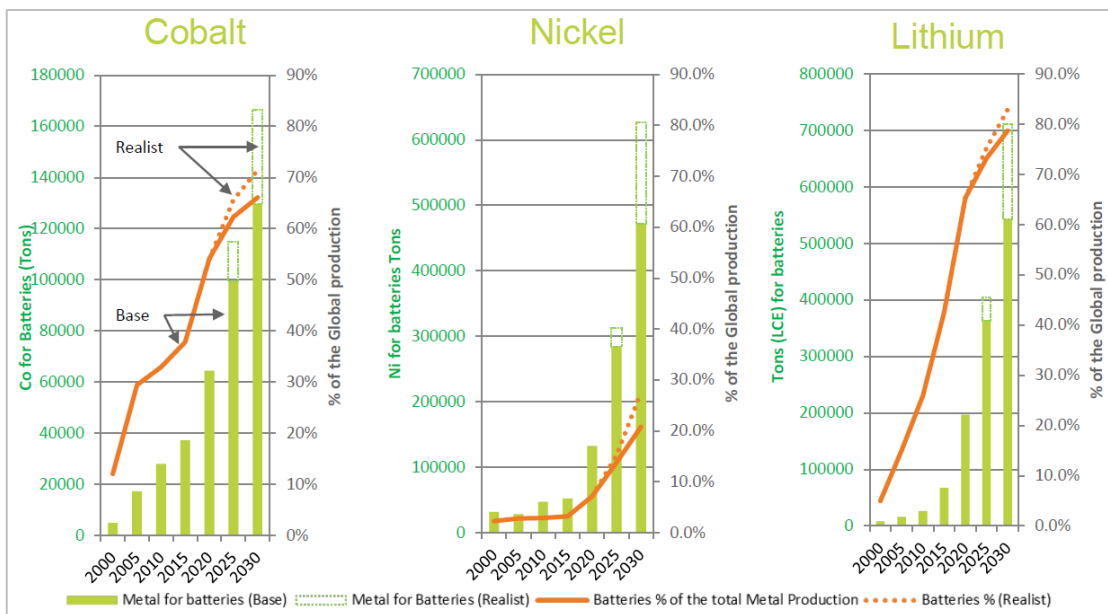
Pour le scénario STEPS, la production actuelle dédiée aux batteries devra être multipliée par un facteur allant de 7 à 11 en 2030. Pour le scénario SDS, la production actuelle devra, quant à elle,

<sup>11</sup> L'hypothèse est ici de « seulement » 1 milliard de véhicules avec une batterie de « seulement » 50 kWh. C'est assez proche de l'état du scénario AIE B2DS en 2050 (45 TWh).

être multipliée par un facteur de 15 pour le graphite et le manganèse, de 20 pour le lithium et le cobalt et 30 pour le nickel. L'accroissement des capacités de production est donc considérable. Pour atteindre ces ambitions, les investissements à concéder sont également significatifs et doivent être réalisés dès à présent étant donné les délais évoqués précédemment. La part des besoins européens est estimée entre 20 et 25 % (AIE).

Cette consommation matière va également impacter le marché de ces métaux, puisque l'usage batterie deviendra dominant. L'évolution la plus remarquable pour les prochaines années sera sans doute le nickel où les batteries passeront d'un usage anecdotique à majoritaire en quelques années.

**Figure 26 : évolution de la demande en matériaux critiques pour les batteries à l'échelle mondiale**



Note : 1 tLCE = 0,188 t de lithium métal.

Source : Avicenne

Le déploiement du véhicule électrique impliquera une mobilisation massive des matières premières qui dépendra du nombre de véhicules électriques mais aussi du niveau d'électrification privilégié (PHEV contre BEV) et des chimies déployées. Il sera nécessaire de développer de nouveaux gisements, de construire de nouvelles capacités métallurgiques et des capacités de fabrications de précurseurs pour alimenter les *gigafactories*.

Sécuriser l'accès aux intrants voire aux ressources minières est un point important au vu des quantités qui seront sollicitées, mais l'accès à des ressources qui concilie coûts compétitifs et approvisionnement responsable pourrait devenir le principal défi pour permettre l'acceptabilité et l'accessibilité des véhicules électriques.



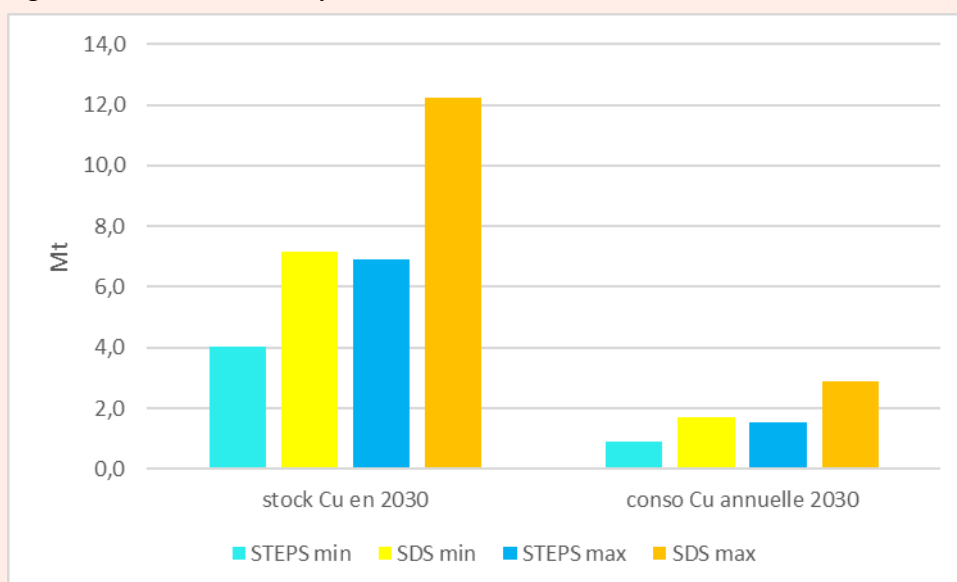
## Le cuivre

**La consommation annuelle du cuivre du véhicule électrique pourrait représenter environ 10 % de sa consommation totale (tous usages confondus).**

Le cuivre est davantage sollicité pour le véhicule électrique que pour le véhicule thermique, environ deux fois plus d'après le rapport AIE<sup>12</sup>. Les différents postes de consommation du véhicule électrique sont donc le moteur électrique mais aussi la batterie ainsi que les câbles.

Un exercice de quantification des stocks de cuivre qui pourraient être immobilisés dans la flotte de véhicule électrique en 2030 pour les scénarios STEPS et SDS est réalisé, ainsi qu'une évaluation de la consommation annuelle en 2030. Les consommations suivantes sont utilisées : 0,4 kg/kWh à 0,7 kg/kWh pour la batterie, 5 kg de câbles, 6 kg (moteur à aimants permanents) à 18 kg (moteurs à rotor bobiné), les consommations les plus faibles sont utilisées pour le cas minimum des deux scénarios et la même façon les consommations les plus élevées pour le cas maximum. Pour un véhicule de type BEV doté d'une batterie de 50 kWh, la consommation peut varier de 30 kg à 60 kg, pour un véhicule de type PHEV doté d'une batterie de 10 kWh la consommation de cuivre peut varier de 15 kg à 30 kg.

**Figure 27 : stocks de cuivre prévus en 2030 et consommation annuelle estimée en 2030**



Source : ministère de la Transition écologique

En fonction de la part du moteur à rotor bobiné, du poids de la batterie et des hypothèses de déploiement du véhicule électrique, la sollicitation annuelle en cuivre en 2030 pour l'électrification de la flotte pourrait atteindre entre 1 et 3 Mt, et représenter de l'ordre de 10 % de la consommation totale de cuivre. Le stock de cuivre immobilisé en 2030 pourrait quant à lui atteindre entre 4 et 12 Mt.

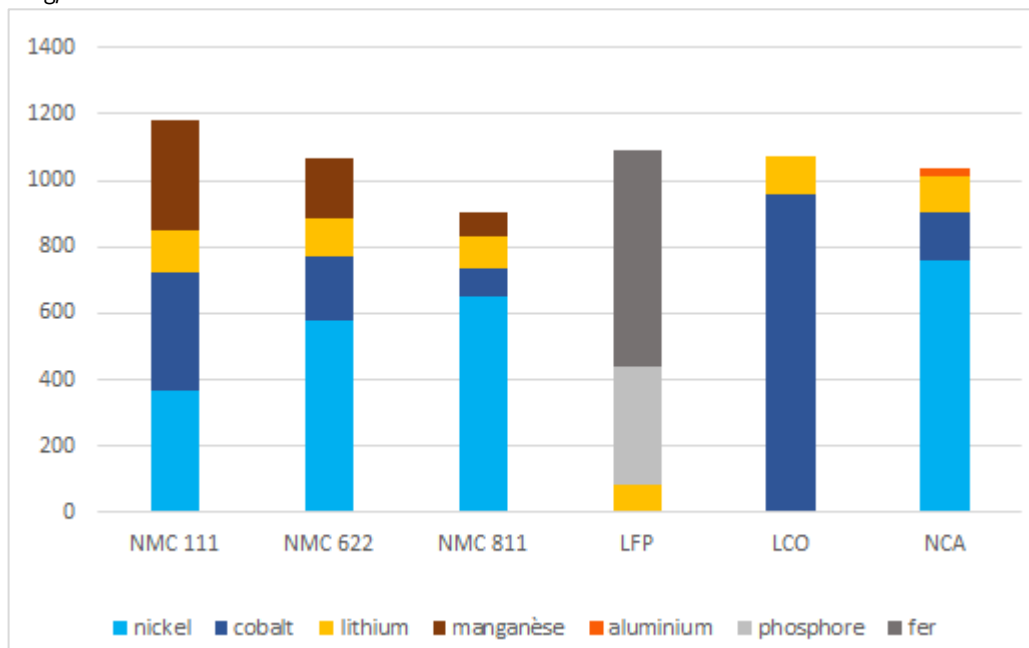
<sup>12</sup> The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions, IEA 2021

### c) Impact du prix des métaux sur les électrodes positives des batteries lithium-ion

Les batteries lithium-ion recouvrent une diversité de compositions chimiques dans lesquelles le lithium est certes toujours présent mais en quantité bien moindre que d'autres métaux comme le cobalt, le nickel, le manganèse et le graphite.

**Figure 28 : composition chimique en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite des batteries lithium-ion par technologie**

En g/kWh



Sources : BRGM ; CEA ; MTE

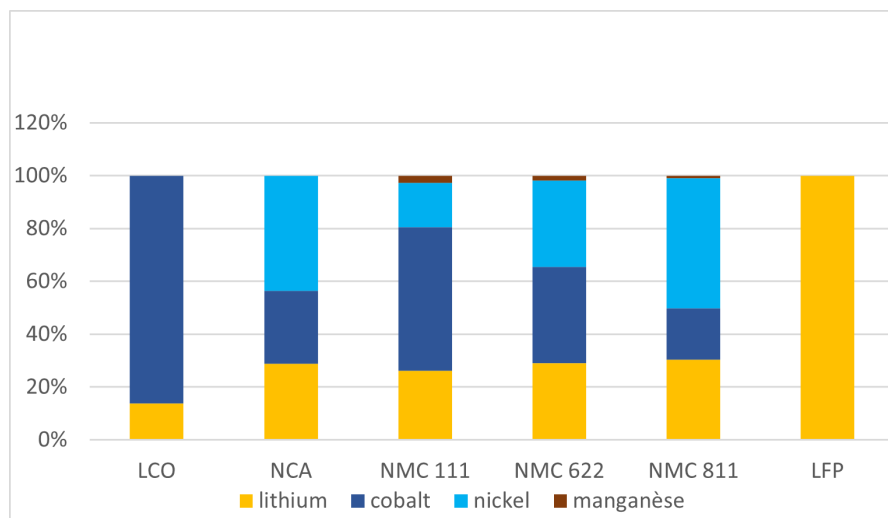
Les batteries lithium-ion de type LCO ne sont pas utilisées pour la mobilité électrique mais essentiellement pour les applications portables. Elles sont représentées ici à titre indicatif pour illustrer la forte mobilisation du cobalt en comparaison des autres technologies.

Les quantités de lithium varient peu entre technologies, en revanche celles du nickel et du cobalt fluctuent fortement. Si les quantités de manganèse sont relativement faibles dans les générations de batteries NMC les plus récentes (622 et 811), il est anticipé que les générations suivantes voient la part de nickel et de cobalt se réduire au profit du manganèse.

De ces variations de composition, il en résulte une exposition aux cours des métaux qui peut être très variable d'une technologie à l'autre. L'exercice suivant s'intéresse à estimer pour chacune des technologies la part respective de chaque métal<sup>13</sup> dans le coût de l'électrode positive. Pour la technologie LFP, seuls les coûts du lithium ont été considérés.

<sup>13</sup> La moyenne du cours sur la période 2016-2021 est considérée pour les différents métaux sous forme d'hydroxyde de lithium, de carbonate de lithium, de sulfate de cobalt, de sulfate de nickel.

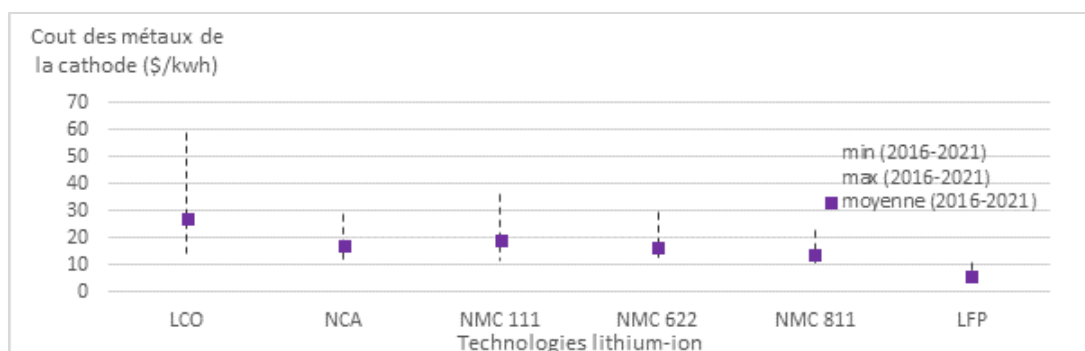
**Figure 29 : coût des matières premières en \$/kwh par technologie**



Sources : BRGM ; CEA ; MTE

En complément, il est estimé l'impact de la variabilité des cours à partir des variations sur la période 2016-2021 sur le coût des métaux de l'électrode positive pour chacune des technologies.

**Figure 30 : impact de la variabilité des cours des métaux (lithium, nickel, cobalt, manganèse) sur le coût matières des cathodes des technologies lithium-ion (Période 2016-2021)**



Sources : CEA ; BRGM ; MTE (à partir des prix Argus Media)

L'exercice présente des limites puisqu'il cumule l'ensemble des cours les plus bas pour affecter le coût total le plus bas et l'ensemble des cours les plus élevés pour affecter le coût le plus élevé. La situation réelle est souvent plus contrastée avec des variations de prix des métaux qui peuvent ne pas être corrélées. Cette variabilité sur les prix peut également être atténuée par des négociations entre acteurs sous la forme de contrats longs termes d'approvisionnement.

La technologie NMC 811, objet des principaux investissements de *gigafactories* annoncés, en substituant une part importante du cobalt par du nickel réduit sa sollicitation en cobalt mais aussi son coût global matière et son exposition à la volatilité du cobalt ; ce dernier ayant connu, sur la période 2016-2017, la plus forte variabilité.

À ce jour, la technologie LFP combine une quantité moindre de matières premières critiques et des coûts plus faibles en terme de matières, essentiellement exposés au cours du lithium.

#### d) Effets négatifs de la seconde vie sur la disponibilité des matériaux

L'usage de batterie en seconde vie consiste à utiliser une batterie, après sa première vie en véhicule pour assurer des fonctions moins exigeantes de soutien au réseau en stationnaire. Cela retarde le recyclage et donc immobilise plus longtemps les matières premières.

Ces mêmes services au réseau peuvent aussi être fournis par les batteries embarquées dans les véhicules, par le pilotage de la recharge voire la recharge bidirectionnelle (*vehicle-to-home, vehicle-to-grid*).

Lorsqu'un véhicule arrive en fin de vie, deux options s'ouvrent pour sa batterie :

- soit elle est utilisée en stationnaire en seconde vie et une autre batterie doit être produite à partir de matériaux extraits des mines pour le véhicule remplaçant ;
- soit elle est recyclée et une nouvelle batterie est produite à partir des mêmes matériaux. Dans ce cas, le nouveau véhicule a en charge de fournir les services au réseau.

Même si la comparaison est schématique (le parc de batteries stationnaires étant nettement plus petit que celui des batteries embarquées), elle montre que le deuxième scénario permet de fournir les mêmes services au réseau sans nécessiter de nouvelle extraction de minerais.

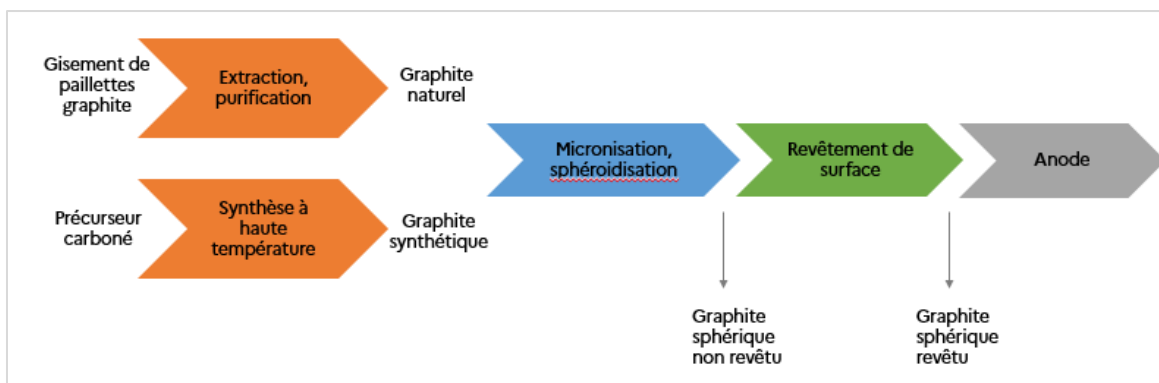
**Du point de vue des matériaux critiques, le recyclage sera donc à favoriser, dès que les filières seront en place à la bonne échelle, par rapport à la seconde vie.**

## 2. DESCRIPTION DE LA CHAÎNE DE VALEUR DE LA BATTERIE LI-ION NMC<sup>14</sup>

### a) Matériaux de l'électrode négative – le graphite (voir annexe 1)

Du graphite à l'électrode négative

Figure 31 : la chaîne de valeur du graphite à l'électrode négative



Source : BRGM

Le graphite est un empilement de feuillets hexagonaux d'atomes de carbone : chaque feuillet s'appelle graphène. Le graphite a des propriétés exceptionnelles : il est léger, flexible et peu toxique, il possède une forte conductivité thermique et électrique, un faible coefficient thermique et une haute résistance à la chaleur.

Ces propriétés uniques expliquent son large spectre d'applications et de secteurs d'utilisation : industrie de base (sidérurgie et réfractaire), énergie, secteur de l'automobile, industries électriques, sécurité anti-feu, etc.

<sup>14</sup> Les fiches récapitulatives des matières associées aux batteries Li-ion et de leurs enjeux géopolitiques, économiques, environnementaux et sociaux, sont présentées en annexe 1

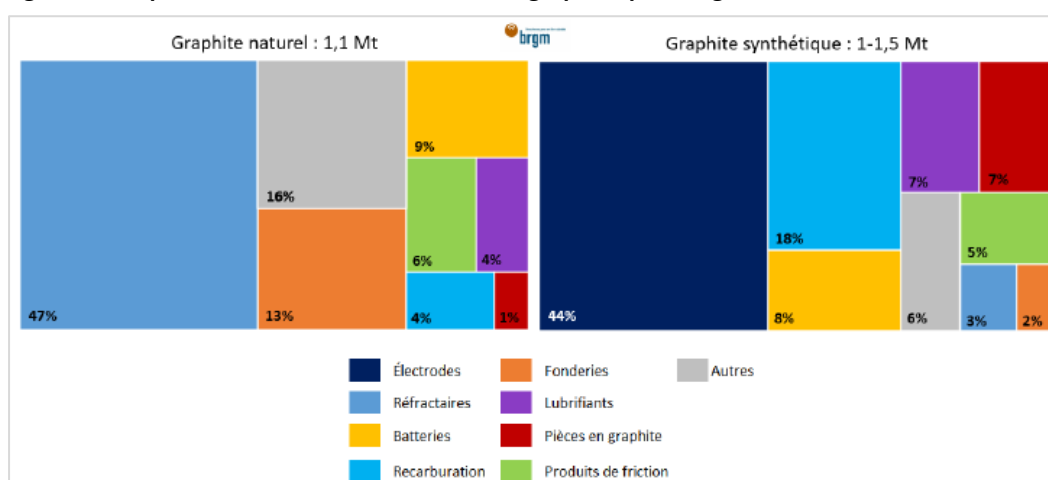
Le graphite a deux origines :

- le graphite naturel qui est le résultat de processus géologiques affectant la matière carbonée (par exemple : le charbon, le bitume) ;
- le graphite synthétique ou artificiel qui est issu du traitement à haute température d'un précurseur carboné amorphe, comme le coke de pétrole.

La consommation annuelle mondiale de graphite est d'environ 1,1 Mt pour le graphite naturel et de 1 à 1,5 Mt pour le graphite de synthèse. Les usages diffèrent en fonction de la nature du graphite et se répartissent (en 2018) :

- pour le graphite naturel : 47 % sont utilisés dans les réfractaires essentiellement pour des fours et des creusets ; **9 % pour les batteries (usage en hausse) ;**
- pour le graphite synthétique : 44 % sont utilisés pour la production d'électrodes nécessaires à la fabrication de l'acier, du silicium ou de l'aluminium ; **8 % pour les batteries (usage en hausse également).**

**Figure 32 : répartition de la consommation de graphite par usages en 2018**



Source : BRGM

### (1) Le graphite naturel

Différentes formes de graphite sont présentes à l'état naturel : paillettes (73 % des réserves), microcristalline ou amorphe (26 %), en veine ou cristallisée (1 %). Seule la forme paillettes est utilisée dans les batteries.

Les paillettes de graphite naturel peuvent être de différentes tailles, chacune correspondant à différents usages et différents prix. Pour les batteries et les creusets, des paillettes moyennes ou fines sont utilisées.

Il y a donc un risque de compétition entre cet usage traditionnel de l'industrie et les batteries (qui restent un usage minoritaire mais en hausse permanente) et par voie de conséquence un risque de pénurie sur ce type de paillettes. Cependant, l'industrie pourra peut-être se reporter sur d'autres types de paillettes.

### Production mondiale

La production mondiale de graphite naturel est relativement stable depuis 2009 : 1 million de tonnes/an. En revanche, elle est concentrée dans trois pays (la Chine, le Brésil et le Mozambique) qui représentent 80 % de la production. Avec 60 % des parts de marché, la Chine prédomine la production de graphite naturel.

Néanmoins, de nouveaux projets miniers voient le jour dans plusieurs pays comme l'Australie ou la Suède et de plus en plus en Afrique. Depuis l'ouverture, en 2018 d'une très importante mine, à Balama (exploitée par la société australienne Syrah Resources), le Mozambique est devenu le 3<sup>e</sup>

producteur avec 10 % de la production mondiale. Mais d'autres pays africains vont le rejoindre comme la Guinée, Madagascar ou encore la Tanzanie.

Les chiffres sur la production mondiale du graphite naturel varient selon les sources (USGS, BGS, etc.). Cependant, les écarts entre les sources, encore importants en 2014, se sont réduits en 2018.

### Focus sur la Chine

C'est sur la production réelle de la Chine que le plus d'incertitudes demeurent. La forte variabilité des données s'explique notamment par des fermetures et restructurations de mines. En effet, il y a un grand nombre de mines, environ 150, mais ce nombre est en forte baisse suite au durcissement des réglementations anti-pollution et aux fermetures/restructurations imposées par l'État. Il y a ainsi moins de petites mines et davantage de grands groupes intégrés. La capacité de production annuelle de la Chine est deux fois plus importante que sa production actuelle. Elle est donc en capacité d'augmenter sa production.

Les mines sont principalement localisées dans le nord du pays en raison d'une géologie plus intéressante et également d'un accès énergétique très compétitif. La province d'Heilongjiang produit ainsi les trois quarts du graphite chinois.

La Chine accorde peu de licences d'exploitation car elle considère que le graphite est une ressource stratégique à préserver pour les générations futures. En conséquence, elle importe de plus en plus, principalement d'Afrique (93 % - dont 70 % du Mozambique, selon les chiffres 2019).

L'importation de minerais africains s'explique par la proximité géographique, la politique chinoise d'implantation sur ce continent, les coûts de production inférieurs par rapport à la Chine et les contraintes environnementales plus souples.

Il existe cependant une compétition entre le graphite chinois et africain, ce dernier étant de meilleure qualité (teneurs et forme des paillettes plus homogènes) notamment pour la qualité batterie. Ainsi 50 % du graphite importé en Chine est utilisé dans les électrodes négatives des batteries Li-ion.

### Focus sur l'Europe

L'Allemagne, la République Tchèque, l'Autriche, la Norvège (gros producteur avec 10 kt/an), la Suède et la Finlande produisent du graphite naturel. Néanmoins, en Europe du Nord et de l'Est, le graphite est de moindre qualité et il est plutôt dédié à l'industrie. En France, le potentiel est quasi nul. Concernant les importations, il serait intéressant de se référer à la fiche de criticité du graphite. La France importe d'Allemagne et des Pays-Bas et plus en amont, l'Europe importe essentiellement de Chine.

## (2) Le graphite synthétique

Le graphite de synthèse est issu d'un traitement à haute température d'un précurseur carboné amorphe qui dérive :

- le plus généralement du pétrole et en particulier du coke de pétrole (un tiers de la production mondiale du pétrole est transformée en différents coques) dont le *needle coke* ;
- du charbon ;
- ou de la matière organique (arbres, résidus agricoles, fumiers...) mais encore très minime.

Il existe deux types de graphite synthétique :

- primaire ;
- secondaire, issu du broyage d'électrodes usagées.

Il y a 45 fabricants de graphite synthétique en Chine qui ont produit 480 kt en 2019. Les capacités de production ont fortement baissé et sont passées en quelques années de 1,2 Mt à 550 kt. Hors de Chine, la production s'élève à 700 kt/an pour des capacités de production de 900 kt.

En fonction de l'origine du précurseur, les usages du graphite synthétique sont différents : électrodes, électrodes négatives, fours, etc.

### Focus sur le *needle coke*

Le *needle coke* est un sous-produit fatal du raffinage du pétrole ou parfois du charbon (*pitch needle coke*). Il y a beaucoup de tensions sur le *needle coke* car il y a peu de producteurs : dix fabricants dans le monde dont trois en Chine où des usines ont dû fermer du fait de mesures anti-pollution. Les capacités mondiales de production sont de 1,6 Mt dont 600 kt en Chine (où la qualité du *needle coke* produit est inférieure).

En parallèle la demande en *needle coke* a augmenté (de 3 à 5 % par an), notamment du fait de l'essor des batteries. Sa production ayant baissé, le prix a augmenté et est passé de 1400 \$/t en 2016 à 3500 \$/t en 2019. Cette hausse de prix a affecté toute la filière du graphite synthétique.

### (3) Comparaisons entre le graphite naturel et le graphite synthétique

Le graphite naturel est moins cher mais il possède des paillettes de moins haute pureté. C'est pourquoi dans le secteur des batteries, le graphite naturel est privilégié pour les batteries des appareils électroniques portatifs (téléphone, ordinateur, etc.) pour lesquels la durée de vie exigée n'est pas le paramètre le plus important.

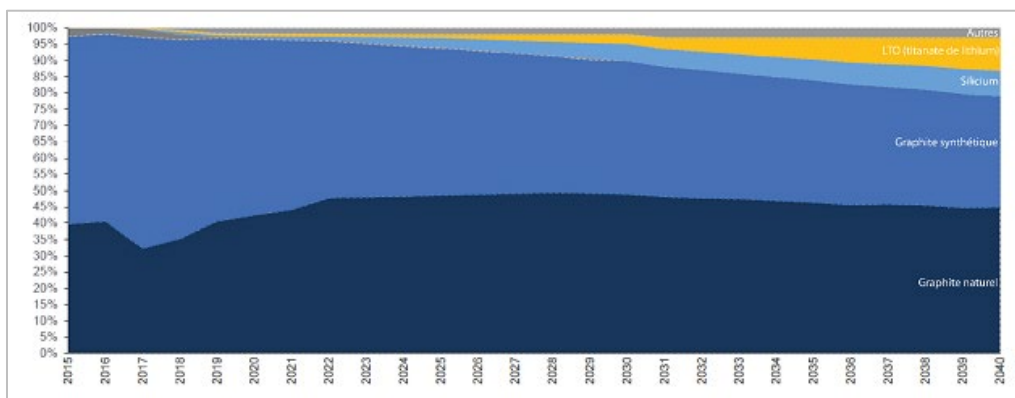
Le prix du graphite synthétique est plus élevé mais de pureté supérieure, ce qui permet des batteries d'une plus grande sécurité et d'une plus grande durée de vie. Le graphite synthétique est privilégié pour les batteries des véhicules électriques.

Les évolutions passées et prévues pour les dix prochaines années de la répartition graphite naturel/graphite de synthèse pour la composition des électrodes négatives des batteries lithium-ion varient selon les sources.

Selon Avicenne, la répartition graphite naturel/graphite de synthèse pour la fabrication des électrodes négatives était en 2014 de 66 %/26 %, en 2016 de 39 %/55 % et en 2025 elle sera de 32 %/50 %.

Une autre étude (*voir infra*) montre une tendance inverse avec une augmentation de la proportion de graphite naturel, de silicium et de LTO (titanate de lithium) au détriment du graphite synthétique.

**Figure 33 : répartition des matériaux utilisés dans l'électrode négative pour les batteries Li-ion entre 2015 et 2040**



Source : A. Vanderbruggen & M. Leguérinel, d'après Benchmark Mineral Intelligence)

### (4) Les procédés mis en œuvre pour le graphite naturel et le graphite synthétique

#### (a) Le graphite naturel

À l'état naturel la concentration en graphite varie de 5 à 30 %. Celui-ci est donc concentré par un procédé de flottation qui engendre un produit à 95 % de graphite. Ensuite, il est soit purifié par voie chimique, soit transformé par une succession de deux procédés thermiques : une cuisson à 1000 °C puis une graphitisation (cuisson à 3000 °C), souvent selon le procédé dit Acheson.

### **(b) Le graphite synthétique**

À partir du *needle coke* ou d'autres précurseurs carbonés, le graphite est obtenu par cuisson dans des fours (plusieurs procédés coexistent) pour obtenir des blocs de graphite qui seront réduits en poudre.

Selon les usages recherchés, le graphite est ensuite traité selon différentes méthodes qui permettent d'obtenir des propriétés spécifiques pour certains usages. On obtient ainsi des graphites :

- expansé : caractérisé par l'intercalation d'un élément chimique entre les feuillets de graphène. Il est utilisé dans les retardateurs de flamme par exemple ;
- colloïdal : graphite ultrafin dont les particules sont mises en suspension dans un liquide. Il intervient dans la composition des lubrifiants ;
- feuilles : graphite expansé, puis comprimé et travaillé pour obtenir les feuilles. Il est utilisé pour les joints, bandes et rubans ;
- sphérique : il a été développé majoritairement à partir de graphite en paillettes ou de graphite synthétique pour améliorer le rendement des électrodes négatives dans les batteries Li-ion. L'augmentation de la surface augmente la conductivité et donc les rendements. Le processus de fabrication est cependant très coûteux, notamment à l'étape de revêtement.

La Chine produit 100 % du graphite sphérique non revêtu et 90 % du graphite sphérique revêtu (les 10 % restants sont fabriqués au Japon et en Corée du Sud). Les procédés de fabrication, notamment pour le revêtement, sont difficiles à mettre en œuvre et peuvent être facultatifs si la qualité de la poudre est suffisante. Le revêtement consiste à déposer une fine couche de carbone pour limiter les aspérités. Cette étape très coûteuse est aussi très énergivore, car elle implique une recalcination. Les fabricants peuvent utiliser indifféremment le graphite naturel ou synthétique dans leur procédé de fabrication, en fonction des prix. Une course est lancée au niveau mondial sur la fabrication de graphite sphérique. Des projets aux États-Unis et en Europe sont en cours pour monter des usines de graphite sphérique revêtu ou non revêtu.

### **(5) Les perspectives de développement de l'offre**

De nombreux projets émergent, notamment en Europe, en Suède, où le projet Vittangi (Talga) a été désigné d'intérêt national par le *Swedish Geological Survey*. En France, la société Tokai Cobex Savoie développe un projet ambitieux de production de poudre de graphite sphérique de qualité batterie à faible empreinte environnementale à partir de graphite synthétique.

Dans le reste du monde, les projets sont concentrés en Afrique et en Chine, où un énorme projet en Mongolie intérieure a été ouvert pour des électrodes négatives et du graphène, qui devrait combler une partie des imports en graphite, la Chine souhaitant se positionner sur la production de graphite en paillettes pour ne plus dépendre de pays tiers. Les imports principalement du Mozambique ont nettement baissé en 2020 du fait de l'arrêt de la mine de Balama en raison des prix bas (surproduction) et du Covid-19.

À Madagascar, la société NextSource Materials a signé une lettre d'intention avec deux partenaires japonais et chinois pour la construction d'une usine de graphite sphérique.

En Tanzanie, il y a un projet de fabrication d'électrodes négatives avec le sud-coréen POSCO.

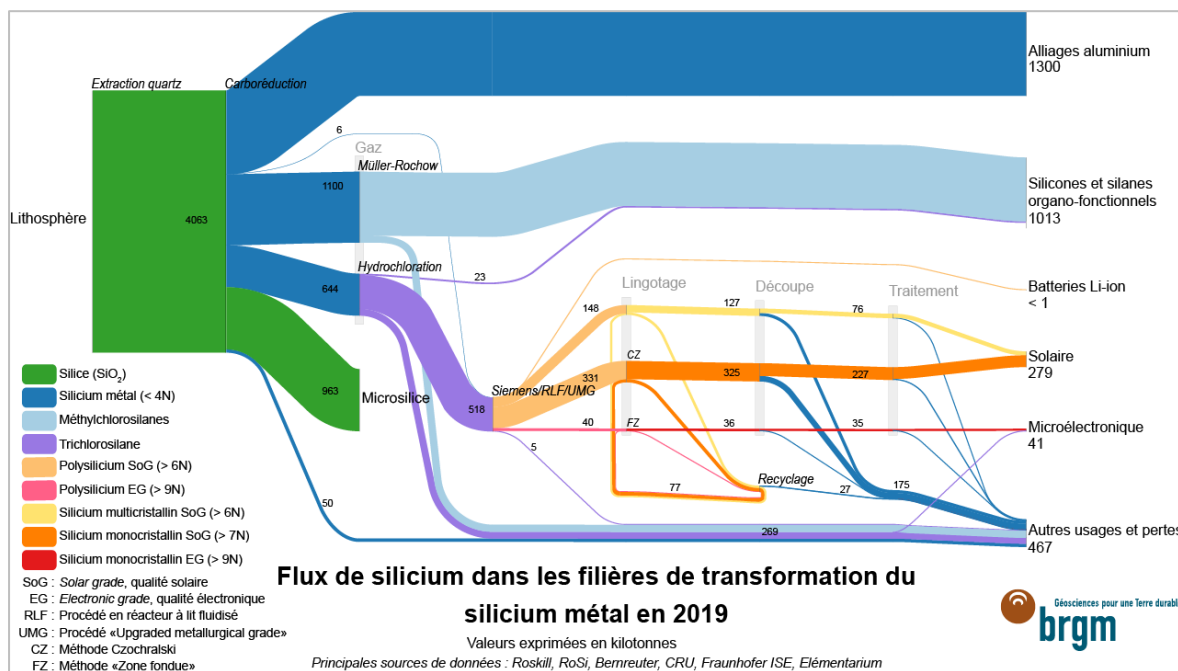
L'Australie se positionne sur des projets en Afrique, essentiellement en Tanzanie.

### **(6) Le dopage au silicium : vers une substitution du graphite**

Le silicium permet d'augmenter d'un facteur 10 la densité de charge par rapport au graphite. En 2019, ce sont principalement des composés SiOx qui ont été utilisés à cet effet. Ces composés sont mis en œuvre par les acteurs chinois. Néanmoins un seuil de 10 % de silicium dans les électrodes semble difficilement franchissable en raison de la dilatation des oxydes de silicium qui altère la performance des électrodes négatives.



Figure 34 : répartition des flux de silicium de l'extraction à la consommation dans les filières d'utilisation



De nombreuses *start-up* comme Enwires et Nanomakers en France, mais aussi de grands groupes comme l'allemand Wacker, développent des solutions pour utiliser le silicium métal dans les électrodes négatives sous forme de micropoudres, de nanopoudres, de nanofils ou de structures poreuses afin de résoudre les problèmes de dilatation. Ces structures, encore au stade préindustriel, permettraient de réduire drastiquement les pertes de performances liées à la dilatation thermique des électrodes négatives. Ces acteurs européens du silicium pourraient contribuer à la compétitivité et la performance de l'électrode négative européenne.

À l'issue de la décennie 2020-2030, le silicium métal pourrait être utilisé en quantités importantes dans les électrodes négatives en graphite des batteries Li-ion (100 à 200 kt dans le scénario EV30@30 de l'AIE). Il est à noter que la pureté nécessaire à la qualité « batteries » est inférieure à celle requise pour le solaire et la microélectronique.

## (7) Le recyclage

Le recyclage du graphite est très limité, certains usages étant dispersifs (freins, pièces d'usure, etc.).

Les électrodes peuvent, elles, être récupérées, broyées et réutilisées pour produire de nouvelles électrodes ou pour la recarburation de l'acier. Des travaux sont en cours sur le recyclage des électrodes négatives des batteries lithium-ion, qui n'est pour le moment que très peu développé.

<sup>15</sup> [www.mineralinfo.fr/ecomine/chaîne-transformation-silicium-metal-recyclage-montee-chine-marche-polysilicium-en-2019](http://www.mineralinfo.fr/ecomine/chaîne-transformation-silicium-metal-recyclage-montee-chine-marche-polysilicium-en-2019)

## **(8) Les impacts environnementaux**

Il existe très peu d'études sur les impacts environnementaux du graphite, naturel comme synthétique, et aucune étude comparant l'un à l'autre. Mais globalement, on observe que concernant le graphite naturel, la fabrication du concentré nécessite l'utilisation d'acides fluorhydrique et chlorhydrique pour enlever les impuretés, ce qui engendre une potentielle pollution des cours d'eau.

À toutes les étapes du traitement du minerai, d'importantes quantités de polluants sont rejetées dans l'air. Comme le rendement par rapport aux concentrés n'est que de 30 à 40 %, cela entraîne une importante production de déchets.

Les principales mines de graphite sont situées en Chine, au Mozambique et au Brésil, des pays où les réglementations environnementales sont peu contraignantes. Cependant, les lois changent rapidement et les contraintes sont croissantes, notamment en Chine.

L'extraction du graphite naturel est moyennement énergivore, mais la transformation en produits finis (surtout par le biais du procédé Acheson) l'est très fortement.

L'utilisation d'eau est également importante. L'extraction a par ailleurs des impacts sur la déforestation et l'érosion des sols, comme pour toutes les mines à ciel ouvert.

En ce qui concerne le graphite synthétique, la matière première provient de l'industrie pétrolière ou du charbon. Les rendements par rapport aux matières premières sont bons (70 à 90 %), ce qui comparativement au graphite naturel permet de limiter la production de déchets.

La consommation d'énergie lors de la graphitisation est très importante et les émissions de CO<sub>2</sub> qui en découlent dépendent du mix énergétique du pays producteur. Ainsi, les deux-tiers du graphite synthétique (700 kt) étant produits hors de Chine, dans des pays où les réglementations environnementales sont contraignantes (États-Unis, Europe, Japon), les émissions de CO<sub>2</sub> sont globalement moins élevées qu'en Chine.

En matière d'intensité énergétique, selon l'entreprise CarbonScape, ce sont :

- 18,2 kWh/t de graphite qui sont nécessaires pour préparer du graphite naturel ; ce qui engendre entre 2,2 et 3,8 t de CO<sub>2</sub>eq/t de graphite.
- 26,2 kWh/t de graphite synthétique soit entre 4,9 et 5,5 t de CO<sub>2</sub> eq/t de graphite.

Ces chiffres sont à prendre avec précaution car les entreprises communiquent très peu notamment sur les technologies qu'elles utilisent. Néanmoins, elles illustrent que le graphite naturel est globalement moins énergivore que le graphite synthétique.

Pour le graphite naturel comme pour le graphite synthétique, les émissions de CO<sub>2</sub> vont également dépendre de la technique utilisée, la technique Acheson pour la purification thermique étant la plus émettrice.

Enfin, selon plusieurs études tous graphites confondus, ce sont entre 4 et 15 t de CO<sub>2</sub> émises par tonne de graphite, des chiffres variables selon les installations.

## **(9) Les impacts sociaux**

Les impacts sociaux concernent principalement l'exploitation du graphite naturel, extrait de mines à ciel ouvert : pollution des cours d'eau et des cultures, problèmes d'acceptabilité sociale par les populations locales et, plus la mine est grande, plus les impacts sont importants. De même, plus les pays producteurs ont une régulation en matière sanitaire et sociale peu contraignante, plus les impacts sont conséquents.

**Tableau 11 : points de vigilance sur les impacts environnementaux et sociaux liés à l'exploitation du graphite (graphite naturel et synthétique confondus)**

Impacts	Graphite
Consommation des ressources	Procédés moyennement énergivores lors de l'extraction (les mines étant le plus souvent à ciel ouvert) mais pouvant être très énergivores selon le procédé de transformation en produits semi-finis (par exemple : le four Acheson pour purification thermique)
	Consommation d'eau importante pour les étapes de concentration et de traitement du minerai mais dans des zones d'exploitation de stress hydrique moyen
	Déforestation et érosion des sols classiques dus à l'exploitation minière à ciel ouvert; impact moyen sur la biodiversité
	Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores mais qui varient selon la technologie utilisée et le mix énergétique des pays de production
Émissions dans l'environnement	Grandes quantités de déchets lors du traitement du minerai (perte de 60-70 % de la matière entre le minerai et le concentré)
	Usage de réactifs (acides fluorhydrique et chlorhydrique) et peu de contrôle des rejets, notamment dans l'air
	Pollution des cours d'eau et eaux souterraines possible selon la localité et l'exploitant de la mine
	Conditions non favorables aux drainages miniers acides
Risques sociaux	Enjeux (classiques mais importants) sanitaires et sociaux pesant sur l'acceptabilité de la mine
	Peu de mines artisanales

Source : BRGM ; CGDD

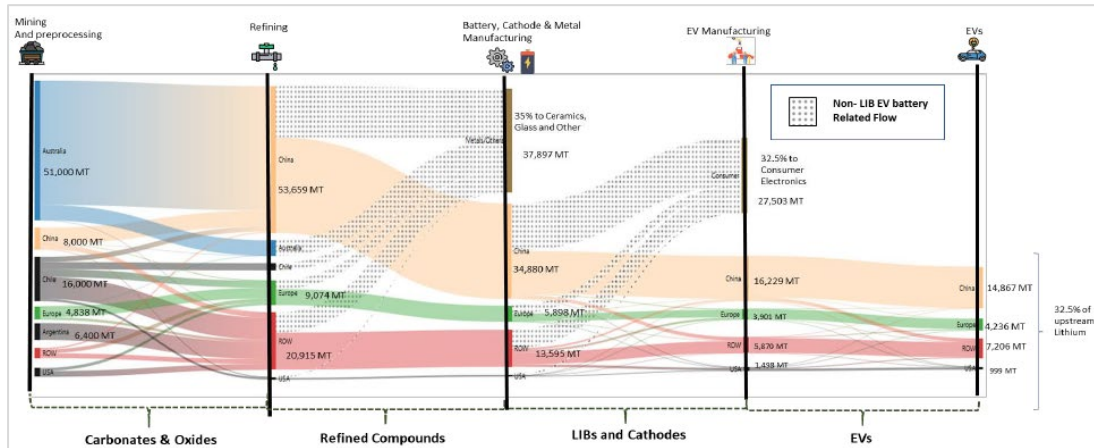
 fort     moyen     faible

## b) Matériaux de l'électrode positive

### (1) Le lithium (voir annexe 1)

Le lithium est un marché de niche. Considéré comme un métal de spécialité jusque dans les années 2010, sa demande était principalement portée par les secteurs du verre et des céramiques.

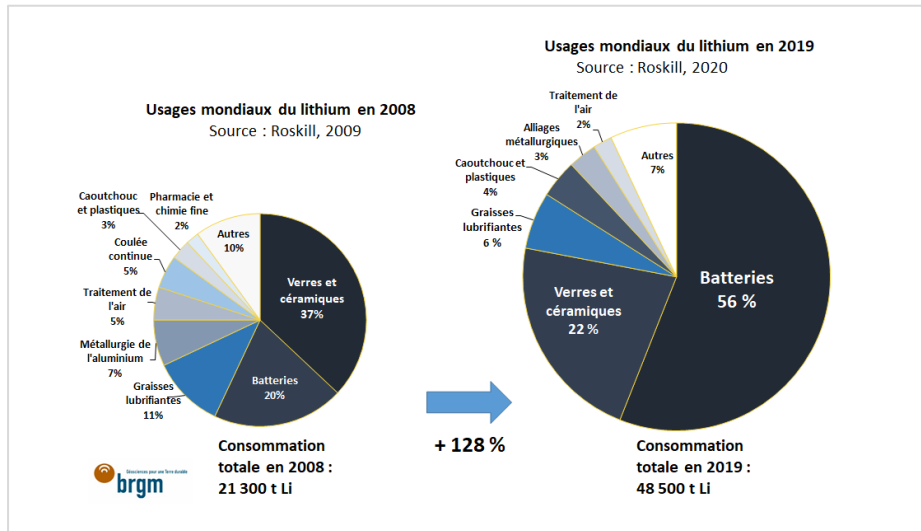
Figure 35 : chaîne de valeur du lithium pour batteries



Source : USGS

La demande pour les batteries a révolutionné la structure du marché avec un doublement de la production destinée aux batteries entre 2008 et 2019, de 21 kt/an à 48,5 kt<sup>16</sup>.

Figure 36 : évolution des usages mondiaux de lithium entre 2008 et 2019



Source : BRGM

Cette consommation devrait continuer de croître pour atteindre de l'ordre de 150 kt/an en 2025 et jusqu'à 300 kt en 2030<sup>17</sup>.

En termes de production, les capacités minières des principaux acteurs sont évaluées à environ 100 kt/an, en équivalent lithium pur.

<sup>16</sup> [www.mineralinfo.fr/ecomine/marche-lithium-en-2020-enjeux-paradoxes](http://www.mineralinfo.fr/ecomine/marche-lithium-en-2020-enjeux-paradoxes)

<sup>17</sup> Benchmark Mineral Intelligence ([www.benchmarkminerals.com/](http://www.benchmarkminerals.com/))

À ce jour, deux types de gisements, qualifiés de « sources conventionnelles », sont à l'origine de la production mondiale de lithium :

- Les saumures (ou salars en Amérique du Sud) ;
- Les minéraux de Li (associés à une activité volcanique) (« lithium de roches dures »). Pour la qualité batterie, seul le lithium contenu dans les pegmatites à spodumène est aujourd'hui utilisé. Il est exploité en Australie et représente 60 % de la production minière.

D'autres types de gisements existent et font l'objet d'études pour démontrer leur viabilité technico-économique :

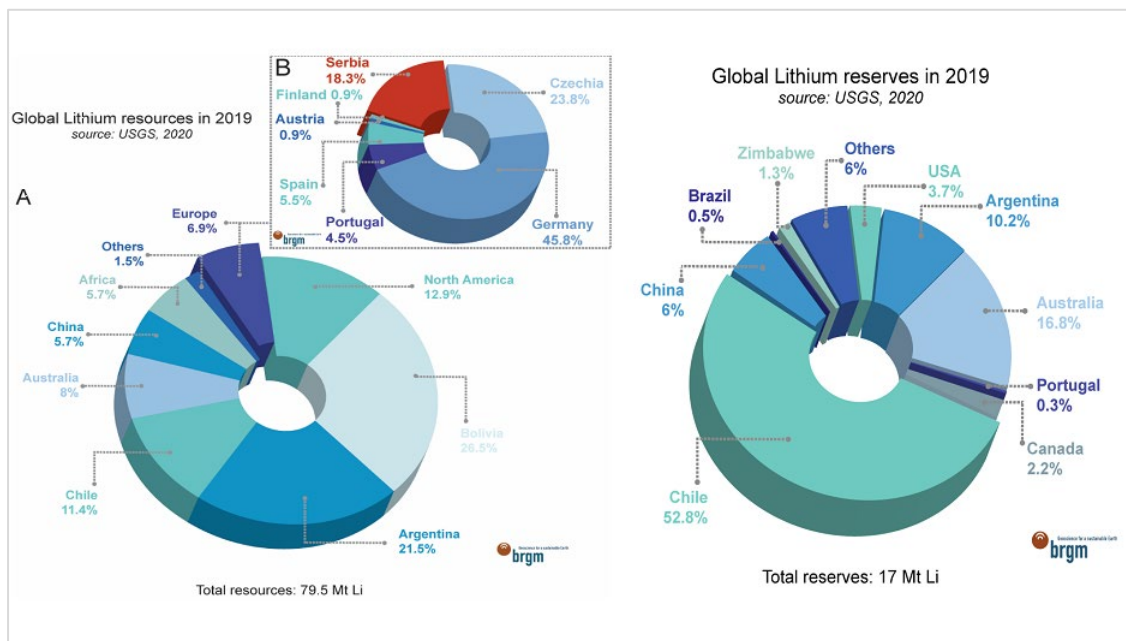
- les argiles lithinifères ;
- le greisen ;
- le granite à métaux rares (commune d'Échassières dans l'Allier) ;
- les saumures géothermales, saumures pétrolifères, eau de mer, un gisement unique de jadarite en Serbie (1 Mt).

Ces gisements non conventionnels comportent souvent davantage d'impuretés et certains d'entre eux ne pourront être pas utilisables par le secteur des batteries.

### (a) Les ressources et les réserves

Les sources en lithium sont bien réparties à travers le monde (Figure 37) mais une compétition émerge pour la production de lithium de « qualité batterie ».

Figure 37 : ressources et réserves de lithium en 2019

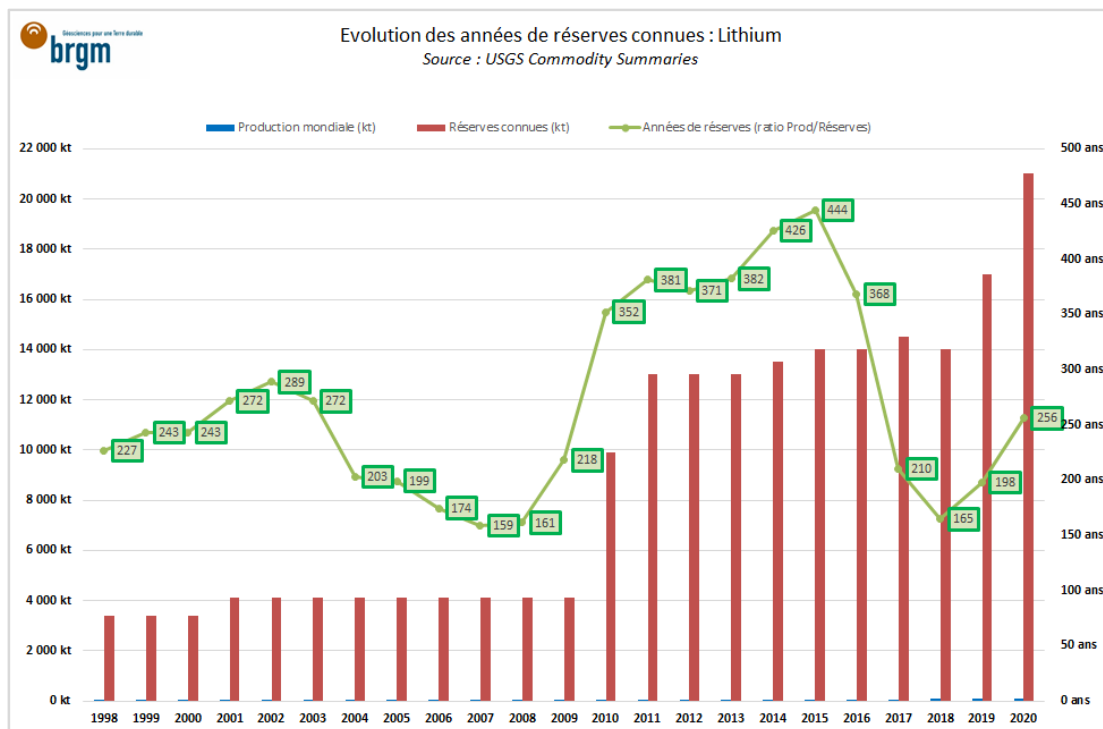


Source : BRGM

Les ressources identifiées en Europe représentent 7 % des ressources mondiales (notamment en Allemagne, en République Tchèque et en Serbie) mais en termes de réserves, ce niveau tombe à 1 %, principalement du fait du manque d'études économiques confirmant la faisabilité d'exploitation de ces derniers dans le contexte actuel. En France des ressources de deux types sont identifiées : le gisement polymétallique d'Échassières (où un permis exclusif de recherche de mine dit « Permis de Beauvoir » a été délivré) et le lithium des saumures géothermales (en Alsace). Le Chili détient plus de 50 % des réserves de lithium.

À partir des données de l'USGS, on peut estimer le nombre d'années d'épuisement théorique qui correspond au ratio de la production mondiale pour une année donnée par les réserves connues à cette même date.

Figure 38 : évolution des années d'épuisement théorique pour le lithium



Source : BRGM à partir d'USGS

En 2019, ces années d'épuisement théorique s'élevaient aux alentours de 200 ans.

Après 2009, l'augmentation du ratio s'explique par une augmentation importante des réserves (4 Mt en 2009, 10 Mt en 2010, 14 Mt en 2015) qui elle-même s'explique par une augmentation des budgets consacrés à la recherche du lithium, qui passent d'environ 20 M\$ en 2009 à 170 M\$ en 2011.

Les acteurs canadiens et australiens sont très actifs, notamment en Europe, où sont implantées beaucoup d'entreprises australiennes. Ils sont en particulier capables d'investir pour l'exploration, mais pas de convaincre suffisamment d'investisseurs du fait d'un temps de retour sur investissement plus long que d'autres secteurs. La Chine a fait un choix différent qui consiste à investir dans des infrastructures déjà existantes. Elle est cependant capable d'apporter des dizaines voire des centaines de millions d'euros.

### (b) Les procédés d'exploitation

#### (i) À partir des gisements de type roches dures

Les premières étapes sont similaires aux autres métaux :

- l'extraction de mines souterraines ou à ciel ouvert ;
- les traitements minéralurgiques pour obtenir un concentré à  $\approx 5$  à 8 % de  $\text{Li}_2\text{O}$  : broyage, tamisage, séparation (gravitaire, magnétique, électrostatique), flottation, séparation en milieu dense, etc.

Puis l' $\alpha$ -spodumène est converti en  $\beta$ -spodumène par grillage (à 1 000 °C). Cette étape est la plus énergivore et émet la part la plus importante de GES.

Le lithium est ensuite récupéré par voie chimique, acide ou basique :

- acide (la plus courante) :
  - attaque à l'acide sulfurique à chaud ;
  - lixiviation<sup>18</sup> ;
  - séparation des impuretés (Fe et Al) ;
  - ajout de carbonate de sodium qui précipite le carbonate de lithium.
- basique :
  - lixiviation sous pression avec du carbonate de sodium ;
  - ajout de CO<sub>2</sub> pour solubiliser le lithium ;
  - séparation et cristallisation en oxyde de lithium par séchage.

### (ii) À partir des gisements de type salar

L'extraction des saumures des roches poreuses souterraines se fait par le biais de puits ou de forages dans l'aquifère dont on extrait le liquide par pompage.

La première étape de concentration de la saumure, généralement par évaporation grâce à l'énergie solaire dans des bassins de surface en série consiste en :

- une précipitation du sel (NaCl) et de la potasse et récupération des coproduits ;
- une concentration du lithium jusqu'à 6 000 ppm.

L'étanchéité des bassins est assurée par une couche d'argile ou une membrane. Pour que l'évaporation solaire soit rentable, de larges surfaces de bassins sont nécessaires et les fuites doivent être minimisées.

Le magnésium présent dans le substrat est ensuite éliminé, ce qui augmente les coûts de production. Une teneur initiale élevée en magnésium est donc pénalisante.

Puis la saumure concentrée est traitée avec du carbonate de sodium pour précipiter en boue de carbonate de lithium. La boue est filtrée, lavée, séchée pour atteindre une concentration supérieure à 99 % Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. La saumure est ensuite réinjectée dans le salar.

Plusieurs bassins sont donc nécessaires pour évaporer et récupérer les différents coproduits.

Les coûts d'extraction du lithium de saumures sont moindres par rapport à l'exploitation de roches dures ; les coproduits (sel, potasse, éventuellement composés borés...) contribuent à l'équilibre économique des projets.

### **(c) Chaîne de valeur du lithium**

Les circuits de production traditionnels ont dû se transformer pour s'adapter à la nature et à la qualité des produits requis pour les batteries, que sont les carbonates et hydroxydes de lithium avec un haut niveau de pureté (99 %).

En outre, l'évolution technologique du secteur des batteries influe sur la répartition de la demande entre hydroxyde et carbonate. Depuis 2015, il y a en effet une demande croissante en hydroxydes de lithium (LiOH) aux dépens des carbonates de lithium (Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) dû à l'essor des technologies d'électrodes positives NCA (Ni-Co-Al) et NMC (Ni-Mg-Co). Dès 60 % de nickel contenu dans l'électrode positive, la température requise pour la synthèse des matériaux de batterie augmente. L'utilisation de LiOH permet alors de compenser et de diminuer la température de cette synthèse, ce qui améliore la stabilité et la durée de la batterie. Le carbonate de lithium reste privilégié pour les batteries de type LFP.

---

<sup>18</sup> La lixiviation regroupe les techniques d'extraction de produits solubles par un solvant.



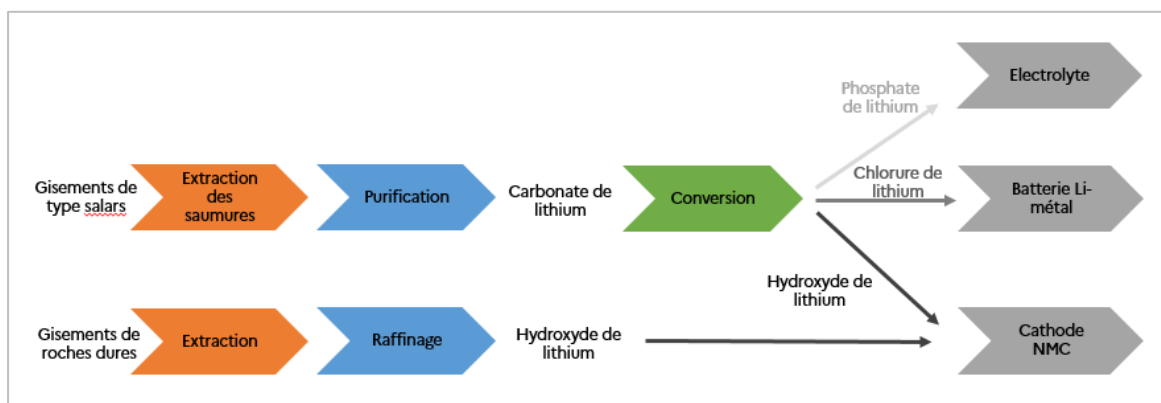
Le carbonate de lithium ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ) ayant été la forme la plus courante des produits lithium pour batterie, les quantités de lithium sont très souvent reportées en tLCE (tonnes équivalent carbonate de lithium). Il est à noter qu'une tLCE contient 0,2 tLi.

L'hydroxyde de lithium est produit soit directement à partir de lithium de roches dures, soit à partir de saumures mais en passant nécessairement par l'étape carbonate de lithium (Figure 39).

Pour les batteries basées sur le lithium métal, c'est le chlorure de lithium qui permet d'obtenir le lithium métal soit directement à partir des saumures soit à partir de carbonate de lithium.

Enfin le lithium est également utilisé pour l'électrolyte, principalement sous forme d'hexafluorophosphate de lithium ( $\text{LiPF}_6$ ), obtenu à partir de carbonate de lithium.

**Figure 39 : composés intermédiaires et principales applications batteries des deux grandes sources de lithium**



Sources : BRGM ; MTE

#### (d) L'avenir du marché du lithium

Les enjeux matières associés au lithium dans la transition énergétique sont de quatre ordres :




- les enjeux de maîtrise des filières (structure oligopolistique) ;
- l'enjeu prix ;
- les enjeux procédés ;
- les enjeux environnementaux.

##### (i) Enjeu de la maîtrise des filières

Cinq compagnies, produisant à la fois à partir des gisements conventionnels de saumures et de roches dures, ont le contrôle sur 85-90 % de la production primaire de lithium : Albermale et Livent aux États-Unis, SQM une société d'État au Chili, Tianqi et Ganfeng en Chine. Avant 2010, les entreprises chinoises étaient quasi-inexistantes.

**Figure 40 : panorama des cinq principales entreprises de production de lithium et capacités respectives en 2020**

Compagnie	Opération	Capacité de production totale	Contrôle actionnarial de la compagnie	Equivalent Production Li théorique	Commentaire éventuel
Albermarle	Salar de Atacama	8 266	100%	8 266	
	Greenbushes	35 000	49%	17 150	
	Wodgina	20 880	60%	12 528	
	Silver Peak	1 879	100%	1 879	
				<b>39 823 t Li</b>	
SQM	Salar de Atacama	13 150	100%	13 150	
	Mount Holland	8 804	50%	4 402	
				<b>17 552 t Li</b>	
Livent	Salar del Hombre Muerto	4 854	100%	4 854	
	Clearwater - Alberta E3 Metals Corp	ND	ND	ND	Faisabilité. Appui financier et technologique de Livent
				<b>4 854 t Li</b>	
Tianqi	Greenbushes	35 000	51%	17 850	
	Cuola	ND	100%	ND	
				<b>17 850 t Li</b>	
Ganfeng	Mount Marion	10 440	50%	5 220	En production
	Cauchari-Olaroz	7 515	51%	3 832	Faisabilité
	Sonora	6 575	22,50%	1 479	Faisabilité
	Avalonia	ND	79%	ND	Faisabilité
	Mariana	1 879	86,297%	1 621	Faisabilité
	Ningdu Heyuan	3 288	100%	3 288	En production
	Pilgangoora (Pilbara Minerals)	9 187	9,5%	873	Equity ownership dans Pilbara Minerals : 9.5%
	Pilgangoora (Altura Mining)	6 125	ND	ND	Offtake agreement 9kt LCE Stage 1 14kt LCE Stage 2
				<b>15 046 t Li</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>172 842 t Li</b>		<b>96 393 t Li</b>	

-  Spodumène
-  Saumures
-  Hectorite

**2020 : difficultés financières de Tianqi. Potentielle vente d'une partie des parts pour rembourser sa dette.. ?**



Source : BRGM

Albermarle et SQM sont des producteurs traditionnels de lithium à partir des salars. Historiquement, ces entreprises se sont développées grâce à la vente de produits pharmaceutiques et des engrais. Le bore et la potasse sont en effet des sous-produits du lithium. Intéressées par les opportunités que représente le secteur des batteries, elles ont diversifié leurs investissements en se développant également en Australie dans la production de lithium à partir des gisements de roches dures.

Le modèle d'exploitation australien repose sur une production à très bas coût du lithium sous forme de concentrés de spodumène (6 % Li<sub>2</sub>O) puis une transformation en aval en Chine. Cependant, ce modèle évolue et des sociétés comme Albermarle et SQM commencent à construire des usines de production d'hydroxyde et de carbonate de lithium de qualité batterie directement en Australie. Les investissements ont été conséquents. La chute des prix du lithium et les conséquences de la crise sanitaire pourraient provoquer quelques retards et difficultés pour ces entreprises.

L'entreprise Livent extrait du lithium dans le désert d'Atacama au Chili et possède également une usine de transformation aux Etats Unis.

Ganfeng est une entreprise chinoise qui convertit des minerais australiens en lithium de qualité batterie. Cette entreprise a par ailleurs remonté la filière en prenant des participations dans des projets de salars mais aussi en Australie et en ayant investi en Irlande et en Amérique du Nord.

Tianqi, a quant à elle racheté 25 % de la part de SQM et a emprunté quatre milliards de dollars à cette fin en 2018. Fin 2020, après de grosses difficultés financières liées au remboursement de cette dette, la compagnie a cédé une partie des parts du gisement australien de Greenbushes qu'elle co-exploite avec Albermarle. Le rachat a été effectué par la compagnie australienne IGO Ltd. ([www.igo.com.au](http://www.igo.com.au)), prenant 49 % de la filiale australienne du producteur chinois Tianqi Lithium. Cette opération, avec un investissement annoncé de 1,4 milliards de dollars, permettra à IGO d'acquérir 25 % de la mine de Greenbushes et 49 % de la raffinerie de Kiwanana.

En termes de capacités installées, ces cinq entreprises peuvent à elles seules produire 172kt de Li, ce qui est bien supérieur à la production mondiale actuelle (< 100 kt Li) et confirme donc leur poids sur le marché du lithium. Elles disposent de projets d'extension qui pourront être lancés dès la remontée des prix.

Le Chili délivre peu de permis d'exploitation dans le désert d'Atacama. C'est la CORFO, une entité publique qui donne le droit d'exploiter les gisements. Il est souvent nécessaire de réaliser des partenariats pour exploiter les salars chiliens. Par ailleurs, le Chili a réduit ses permis pour le lithium pour préserver l'activité du cuivre. Tous ces éléments expliquent la ruée vers l'Australie.

À noter qu'aucune de ces sociétés n'est présente sur des projets européens.

Il n'existe pas à ce stade d'organisation en cartel malgré la structure oligopolistique du marché, une forte compétition est à l'œuvre entre les majors. Les capacités de raffinage constituent le facteur limitant aujourd'hui de l'augmentation de production : en 2018, la production minière dépassait la capacité de raffinage, essentiellement chinoise. Les États-Unis disposent d'une capacité de raffinage de 20 kt/an.

### (ii) Enjeu prix

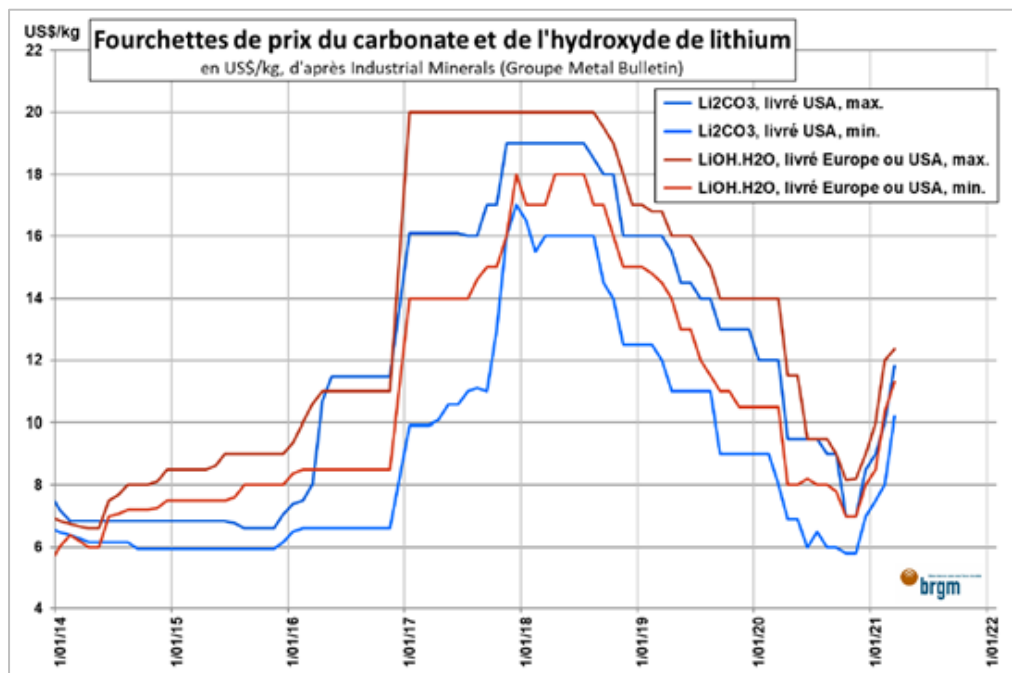
Le lithium n'est pas coté au LME (*London Metal Exchange*, la bourse de cotation des métaux à Londres). Pendant longtemps les contrats se sont déroulés par des accords de gré à gré et de long terme (pour un ou deux ans). Mais avec les batteries, une évolution se fait : beaucoup plus d'acteurs veulent acheter du Li et demandent de la transparence sur les prix. Le LME réfléchit donc à des cotations officielles pour le lithium mais les grandes entreprises du secteur demeurent réticentes, puisqu'elles bénéficient aujourd'hui d'une position privilégiée. Le CME (*Chicago Mercantile Exchange*) a annoncé l'introduction de contrats à terme à partir de mai 2021.

Les prix du carbonate et de l'hydroxyde de lithium ont connu un réel boom jusqu'en 2018 avec un passage de 5 000 à 25 000 dollars la tonne. Cette hausse fulgurante des prix a conduit à des excès de production qui ont fini par se répercuter sur les prix à la baisse. Cette chute des prix a eu un très fort impact sur l'ensemble des producteurs actuels et futurs (Australie, Chili, Argentine, Chine, Europe) et certains projets d'extension de la production se sont vus repoussés en 2020.

De plus, du fait de la crise sanitaire, certaines mines ont dû être arrêtées temporairement et de nombreux investissements portant sur l'extension de la capacité de production ont été reportés.

Cependant la reprise économique postpandémie semble avoir donné un nouvel élan au marché en 2021, avec la reprise des projets d'expansion ou de construction (parfois soutenus par des constructeurs automobiles, comme le groupe Tesla qui a assuré son soutien au développement de la mine de Piedmont Lithium aux États-Unis) et une remontée significative des prix.

Figure 41 : évolution des prix de carbonates et d'hydroxydes de lithium de 2014 à 2021



Source : BRGM

Face à des baisses des cours comme observées en 2020, les petits producteurs et les sources « alternatives » de lithium sont très vulnérables, notamment face aux cinq plus importants producteurs présentés ci-dessus. Pour envisager le développement d'une offre alternative à partir de gisements non conventionnels, les coûts de production du carbonate de lithium ou de l'hydroxyde de lithium ne devront pas dépasser 6 \$/kg. Ils se situeraient actuellement davantage autour de 10 \$/kg.

D'ici à 2025, le prix pourrait remonter vers 10 000 dollars la tonne car la demande sur le long terme est attendue en forte hausse.

Ce phénomène devrait stimuler le développement des capacités de raffinage en adéquation avec la demande 2025 puis 2030, ce qui reste le principal enjeu du marché du lithium à cet horizon.

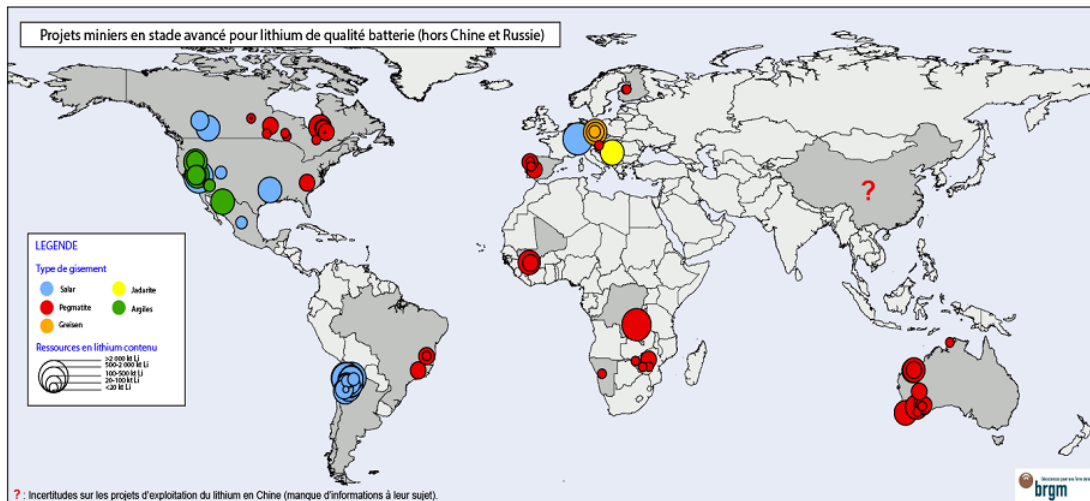
### (iii) Enjeux en matière de procédés

L'avenir du marché du lithium en Europe repose sur les projets « non conventionnels ». Une véritable course à l'investissement est à l'œuvre. La réussite des projets dépendra fortement de contraintes techniques (obtention de lithium de qualité batterie) et économiques (financement, coûts de production, sécurisation des débouchés). Des développements en R&D sont nécessaires en procédés pour concentrer et purifier le lithium.

En Europe, des projets existent en Finlande, en Espagne, au Portugal, en Serbie (le projet Jadar, mené par Rio Tinto, pourrait produire 10 000 t/an de lithium à partir de 2023). La Commission européenne soutient un certain nombre de projets (en Espagne, au Portugal et en Finlande).

Il existe un grand nombre de projets dans le monde entier, avec un risque de surabondance à moyen terme sur un marché encore peu structuré.

**Figure 42 : localisation géographique des projets miniers en stade avancé pour le lithium de qualité batteries**



Source : BRGM

#### (iv) Perspectives

Des consolidations sont probables et de nombreux rachats entre acteurs devraient avoir lieu pour absorber les effets de la crise. En avril 2021, deux sociétés australiennes, Orocobre et Galaxy Resources ont annoncé leur intention de fusionner pour former le cinquième producteur mondial de lithium. L'opération est chiffrée à 3,1 milliards de dollars. Cette fusion vise à créer un nouvel acteur majeur de la transformation des composés chimiques de lithium, implanté à la fois en Argentine et en Australie.

Les déficits d'investissements à compenser devraient atteindre 14 à 24 milliards de dollars pour atteindre les objectifs de 2030 en termes de consommation de lithium au sein des batteries équipant les véhicules électriques. Le lithium est présent dans l'essentiel des technologies actuelles et à venir, y compris les batteries solides.

Selon une étude de McKinsey pour le *World Economic Forum* et la *Global Battery Alliance*, les revenus de toute la chaîne de valeur de la batterie lithium-ion devraient être multipliés par huit entre 2018 et 2030 et atteindre 300 milliards de dollars de revenus annuels.

#### **(e) Les impacts environnementaux**

L'impact environnemental prédominant de l'extraction du lithium à partir de salars concerne les ressources en eau :

- d'une part, l'extraction du Li de salar consomme de l'eau de process (comme toute industrie extractive). Les quantités nécessaires sont assez faibles en comparaison, par exemple, de celles de l'extraction du cuivre. Néanmoins, la région est en stress hydrique aigu, d'où de potentiels conflits d'usages ;
- d'autre part, en extrayant la saumure du salar et en renvoyant une quantité réduite de fluide vers les aquifères (une partie de l'eau de la saumure est perdue lors du traitement par évaporation), l'industrie du Li provoque un gradient de pression vers le bas. Cela peut amener d'autres ressources aqueuses moins salées à s'infiltrer préférentiellement dans le salar en raison de ce tirage, affectant potentiellement les lagunes (dont dépendent les populations et les écosystèmes).

Dans le salar d'Atacama, au Chili, les activités minières ont consommé 65 % des ressources en eau de la région.

La CORFO, l'autorité de régulation chilienne, consciente des enjeux de la ressource en eau intensifie ses contrôles et conditionne désormais les projets d'extension des exploitants à des améliorations de procédé. Cette question de la gestion de l'eau devient en outre un paramètre

différenciant pour les acteurs en aval. Par exemple, en janvier 2020, Volkswagen a annoncé faire une visite dans le salar d'Atacama pour « évaluer l'impact environnemental et social de l'extraction du lithium avant tout engagement de partenariat ».

Par ailleurs, de nouveaux procédés visent à réduire l'empreinte environnementale du lithium :

- pour les saumures : extraction directe en évitant l'évaporation (projets portés par Adionics et Eramet) ;
- pour le spodumène : production d'hydroxydes sans passer par l'étape carbonates.

Les impacts environnementaux sont par ailleurs différents selon le gisement exploité.

**Figure 43 : impacts environnementaux du lithium en fonction du type de gisement**

	Roches dures	Saumures
Extraction et minéralurgie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation d'espace, d'eau et d'énergie, production de déchets (comme toute mine)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moins énergivore si évaporation uniquement solaire</li> <li>• Consommation d'espace importante</li> <li>• Risque de perturbation écologique du salar</li> <li>• Risque de fuite de réactifs</li> <li>• Consommation d'eau douce (relativement faible)</li> </ul>
Raffinage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation d'énergie et émissions atmosphérique lors du grillage</li> <li>• Utilisation de réactifs (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation d'énergie et d'eau</li> <li>• Émissions atmosphériques</li> <li>• Utilisation de réactifs</li> </ul>

Source : BRGM

Des précisions doivent être apportées sur l'exploitation des saumures :

- la rentabilité de l'évaporation solaire est corrélée à la surface des bassins, ce qui a donc un impact sur la consommation d'espace ;
- le recours à une source d'énergie externe est néanmoins souvent nécessaire ;
- le risque de fuite provient d'éventuels défauts d'étanchéité des bassins mais aussi des intempéries (vent, tempête...) ; le lithium présente une forte mobilité géochimique et ses effets toxiques et écotoxiques sont méconnus.

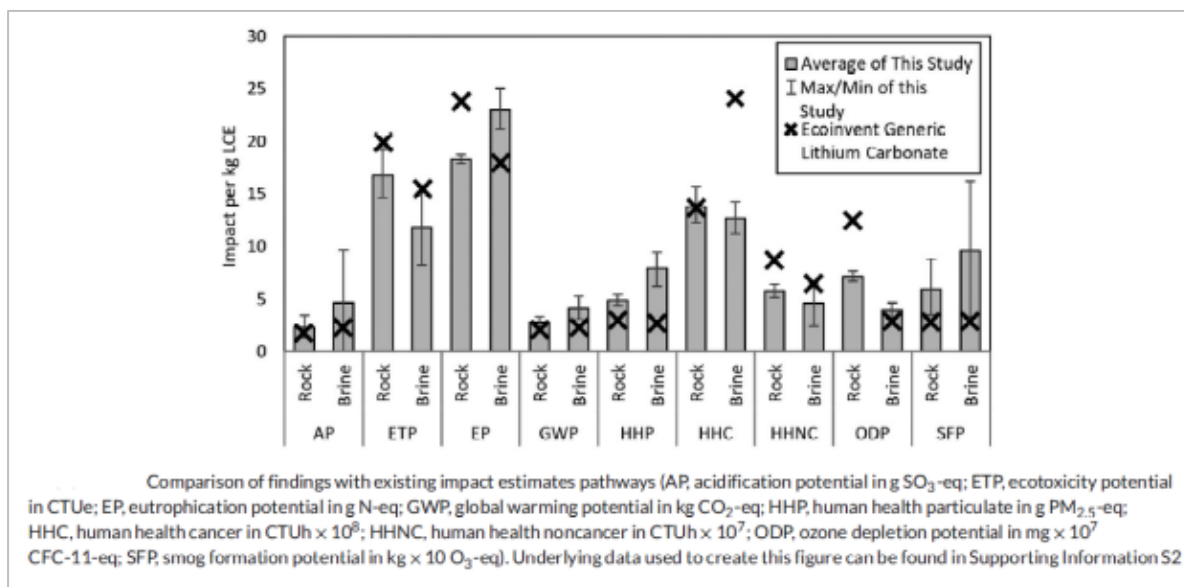
Si les ACV sur les batteries et le recyclage sont nombreuses, il y a cependant peu de littérature scientifique sur les impacts environnementaux et sociaux (notamment sur les communautés locales et indigènes) de l'extraction du lithium entre les saumures et les spodumènes (roches dures). Toutefois deux études d'ACV (Stamp et al. 2012 et Ambrose et Kendall 2020) de production de carbonate de lithium aboutissent à des tendances similaires :

- dans l'article de Stamp et al 2012, dans des conditions favorables (par exemple : un taux élevé d'évaporation (3 2000 mm/an), un taux élevé du lithium et un faible ratio magnésium/lithium comme dans le salar d'Atacama du Chili) les productions par saumures ou roches dures présentent des impacts environnementaux similaires ;
- dans des conditions défavorables (par exemple : une faible concentration de lithium, un faible taux d'évaporation (1 500 mm/an), ce qui implique de disposer de plus d'espaces pour la production d'énergie solaire, l'utilisation d'additifs pour le processus de précipitation, comme dans le salar d'Uyuni en Bolivie), l'exploitation des saumures devient beaucoup plus impactante que celle de roches dures : l'indicateur EI99 (indicateur agrégé « santé humaine, qualité des écosystèmes et des ressources »), les émissions GES et une demande cumulée d'énergie sont augmentées de près de 100 %.

En termes de consommation d'eau, Stamp et al. 2012 observent l'évaporation de 130 kg d'eau pour extraire 1 kg de  $\text{Li}_2\text{CO}_3$  (carbonate de silicium) dans le salar d'Atacama (conditions favorables) et de 620 kg dans le Salar d'Uyuihi (conditions défavorables).

Quant aux travaux de Kendall et Ambrose (2020) (Figure 44), ils concernent le processus de transformation du carbonate de lithium en partant du travail de Stamp et al.2012. Leur principale conclusion est que le carbonate de lithium issu des roches à spodumène a globalement moins d'impacts environnementaux que celui extrait des salars, hormis lors de la phase d'évaporation où la demande d'énergie augmente et les émissions de GES également.

**Figure 44 : comparaison des différents impacts environnementaux, lors du processus de transformation du carbonate de lithium, entre des roches à spodumènes et des salars**



Source : Ambrose and Kendall, 2020

#### (f) Les impacts sociaux

Les populations locales, aux abords des sites d'extraction, sont affectées par la contamination de leurs sols. En Chine, sur le plateau tibétain, autour des lacs asséchés (à partir du lac Zabuye), les cancers se multiplient, du fait des solvants utilisés pour la production, et le lithium présent dans les sources d'eau provoque des intoxications.

Par ailleurs, cela crée des conflits d'usages sur la ressource en eau avec les populations locales dans les régions désertiques, aboutissant à de fortes réactions de ces populations face à l'impact sur les écosystèmes, notamment en Argentine (au salar del Hombre Muerto) et au Chili (au salar d'Atacama).

**Tableau 12 : points de vigilance sur le impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation du lithium**

Impacts	Lithium
Consommation des ressources	Exploitation des saumures en conditions favorables peu énergivore. Pour les roches dures, consommation d'énergie dans la moyenne pour la minéralurgie et relativement importante lors du raffinage (étape de grillage notamment)
	Consommation d'eau assez faible pour les saumures, moyenne pour les roches dures ; stress hydrique élevé uniquement en Amérique du Sud pouvant être un facteur limitant de l'acceptation sociale
	Consommation d'espace importante pour l'exploitation des saumures (bassins d'évaporation) mais faible impact sur la biodiversité ; impact classique des mines à ciel ouvert concernant les roches dures
	Possible perturbation des écosystèmes du fait du pompage-réinjection dans les salars (mécanismes complexes méconnus)
Émissions dans l'environnement	Émissions de GES variables selon le procédé et la localisation (ordre de grandeur : de 2 à 16 kg CO <sub>2</sub> eq/t LCE) ; verdissement affiché du raffinage en Chine du Li de roches dures (conversion du charbon au gaz naturel). Ce paramètre devrait s'améliorer sous la pression des consommateurs en aval
	Roches dures : usage de réactifs (dont H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ), rejets atmosphériques lors du grillage ; contrôle des rejets variable selon la zone de production
	Saumures : usage de réactifs (modéré) ; risque de fuites des bassins d'évaporation vers les milieux ; forte mobilité géochimique du Li et effets toxiques et écotoxiques méconnus
	Pas de drainages miniers acides
Impacts sociaux	Pas de mines artisanales
	Conflits d'usages sur la ressource en eau dans les régions désertiques et réaction des populations locales face à l'impact sur l'écosystème, notamment en Argentine (salar del Hombre Muerto) et au Chili (salar d'Atacama)

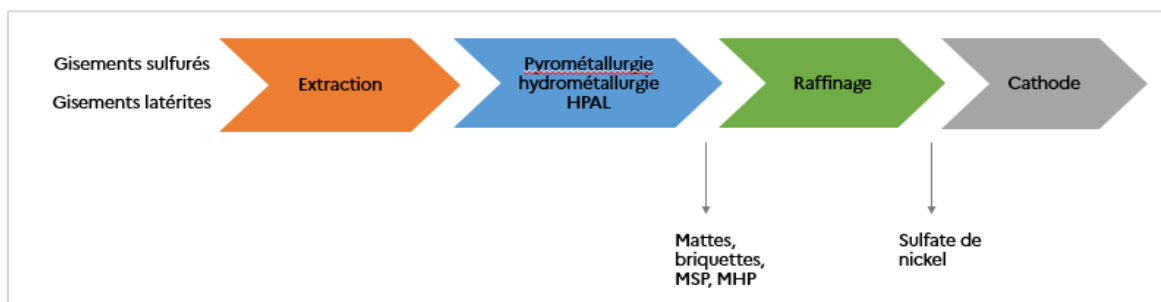
Sources : BRGM ; CGDD/MTE

 fort     moyen     faible



## (2) Le nickel (voir annexe 1)

Figure 45 : traitement de nickel de la mine à l'électrode positive



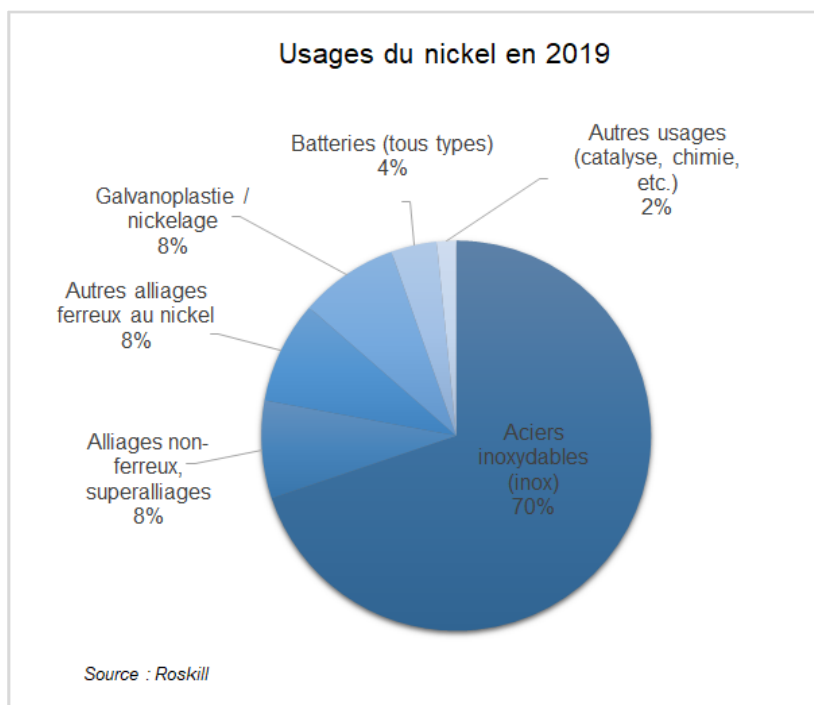
Source : BRGM

### (a) Usages

70 % de la consommation du nickel sert sous forme de ferronickel à la fabrication de l'acier inoxydable. Cette consommation continuera de croître avec l'augmentation de la population et de l'urbanisation.

La demande du secteur des batteries (Li-ion, NiMH, NiCd) augmente, tirée par la croissance de la production des batteries Li-ion. Elle représentait 4 % de la consommation totale en 2019 et 6 % en 2020.

Figure 46 : usages du nickel en 2019



Source : BRGM/Roskill

La Chine consomme 55 % du nickel mondial. En 2019, l'Indonésie est devenue le second consommateur, devant le Japon.

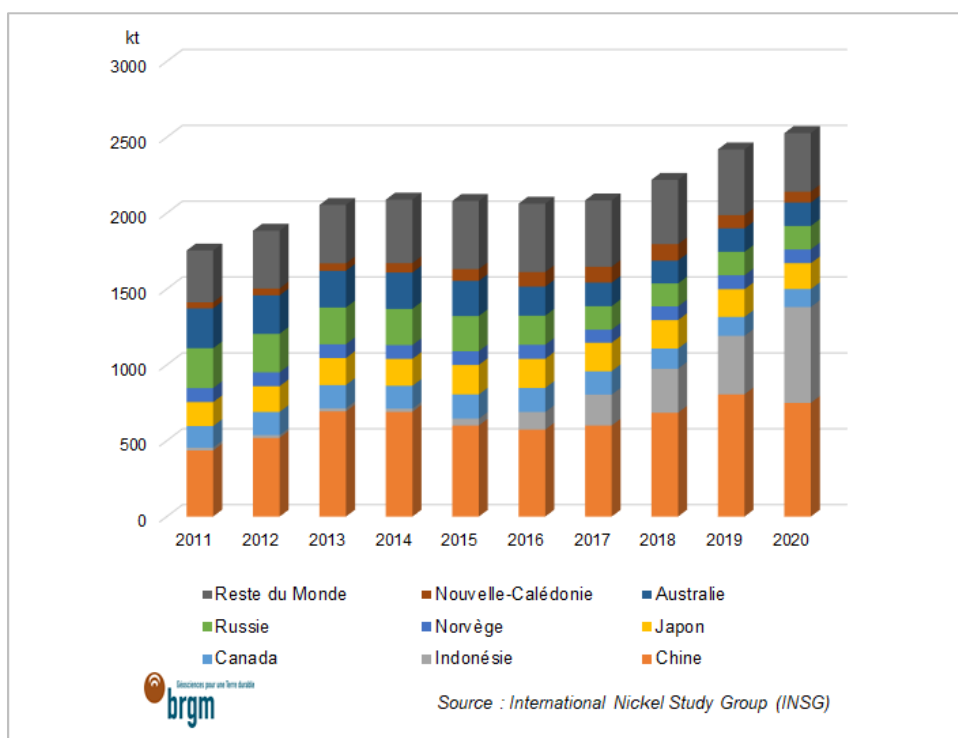
### (b) Production

La production minière mondiale en 2019 s'élevait à 2,5 Mt. 60 % sont extraits de gisements latéritiques (Indonésie, Philippines, Nouvelle-Calédonie, Australie, Cuba, ...) avec des teneurs basses (0,8 à 2,5 % de Ni) et 40 % de gisements sulfurés polymétalliques (Russie, Canada...) où le nickel est généralement un sous-produit du cuivre ou de platinoïdes.

L'Indonésie a produit un tiers du minerai mondial en 2019, loin devant les Philippines (13 %), la Russie (9 %) et la Nouvelle-Calédonie (7 %). La production indonésienne a progressé de 40 % en 2019, en anticipation de l'embargo mis en place en janvier 2020 sur les exportations de minerais bruts.

La Chine n'est pas un pays extracteur important, mais seulement le 7<sup>e</sup> mondial en 2019 avec 100 kt/an.

Figure 47 : part des principaux producteurs de nickel de 2011 à 2019



Sources : BRGM ; INSG

Les ressources mondiales terrestres ont été évaluées à 300 Mt dont 118 Mt (40 %) pour les gisements sulfurés (Canada, Russie, Afrique du Sud, Australie) et 182 Mt (60 %) pour les gisements latéritiques (Indonésie, Philippines, Brésil, Cuba, Nouvelle-Calédonie, Australie). Les réserves et les ressources mondiales ont fortement augmenté au cours des trois dernières décennies.

Il est attendu un accroissement supérieur à 1 Mt d'ici 2030 de la production minière destinée majoritairement à la production de sulfates de nickel pour les batteries. Il est anticipé que l'essentiel de cette production minière proviendra de gisements latéritiques, majoritairement situés en Indonésie.

De ce fait, l'Indonésie jouera un rôle essentiel dans l'approvisionnement en nickel de la filière batterie.

Le nickel primaire est une forme de nickel directement utilisable, issu des fonderies ou raffineries. Cela inclut :

- le nickel raffiné (classe I) : produits contenant plus de 99 % de Ni, c'est à dire le nickel électrolytique, pellets, briquettes, granules, rondelles, poudre et paillettes ;
- le nickel « charge » (classe II) : produits contenant moins de 99 % Ni, c'est à dire le ferronickel, les sinters ou la fonte de nickel-NPI (*nickel Pig Iron*) à basse teneur en nickel ;
- les produits chimiques comme les oxydes, sulfates, chlorures, carbonates, acétates, hydroxydes et autres sels.

La production mondiale de nickel primaire est de 2,4 Mt en 2019 (contre 20-25 Mt pour le cuivre). C'est donc un marché de taille moyenne. 40 % de la production de nickel primaire est sous forme de fonte de nickel (ou NPI) qui provient uniquement de la Chine et d'Indonésie.

La Chine produit un tiers du nickel primaire mondial dont 70 % sous forme de NPI à partir de minerais latéritiques indonésiens et philippins. Elle achète le minerai pour ensuite le transformer et produire du nickel primaire. Elle est donc très dépendante des importations de minerais pour l'approvisionnement de son industrie. Par ailleurs, même si elle est le premier pays producteur de nickel primaire, sa consommation excède sa production et elle est donc là aussi dépendante des importations. La Chine sécurise ses approvisionnements en investissant dans des entreprises étrangères.

L'Indonésie devient un acteur important de la production de nickel (2<sup>e</sup> mondial depuis 2017 et devrait devenir le premier producteur mondial de nickel primaire en 2021 avec plus de 900 kt), principalement sous forme de NPI. Les investissements sont essentiellement chinois. Le NPI indonésien est exporté vers la Chine ou utilisé sur place pour la fabrication de l'inox.

Cette envolée de la production indonésienne est le résultat de la politique gouvernementale de valorisation des ressources minières avec :

- la mise en place en 2014 d'un embargo sur l'exportation des minerais pour contraindre les sociétés à valoriser le minerai ;
- des exportations à la carte entre 2016 et 2019 ;
- le rétablissement de l'embargo en 2020.

Les principales entreprises productrices de nickel sont Tsingshan (premier producteur, Chine) devant Vale (Brésil) et Nornickel (Russie).

Le marché mondial était à l'équilibre en 2019 et avec de légers surplus en 2020 du fait de la crise liée à la pandémie du Covid-19.

Selon la nature des gisements sulfurés ou latéritiques, la qualité et la nature des produits, les procédés mis en œuvre sont distincts. Pour les gisements de nickel latéritique, les traitements du minerai se font par hydrométallurgie ou par pyrométallurgie en fonction de la teneur en métaux du minerai et des produits que l'on cherche à obtenir (et par le procédé Caron désormais très peu utilisé). La fonte de nickel, le ferronickel et les mattes sont généralement obtenus par pyrométallurgie tandis que le nickel métal et les produits intermédiaires (hydroxydes et sulfures mixtes, MHP-MSP) sont obtenus par hydrométallurgie (ce dernier permet également de récupérer le cobalt en sous-produit). Les latérites sont aujourd'hui largement exploitées pour produire du NPI et du ferronickel, la production de sulfate de nickel ne représente que 10 %.

### **(c) Prix du nickel**

Les cours sont très volatils au gré des embargos et de diverses annonces. Les cours du Ni ont par ailleurs été affaiblis avec la crise sanitaire pour rebondir au second trimestre 2020 avec la reprise de l'activité en Chine et de la production d'aciers inoxydables. En 2021, il a atteint presque 20 000 US\$/t du fait des risques de tension au niveau de l'approvisionnement en nickel pour la filière des batteries.

### **(d) Prévision de la demande pour le secteur des batteries**

La part de la consommation de Ni pour les batteries Li-ion va augmenter avec l'électrification du parc automobile mondial et l'usage de batteries contenant plus de nickel et moins de cobalt (par un passage de la technologie NMC 111 (33 % Ni) à NMC 622 (60 % Ni) puis à NMC 811 qui comporte donc 80 % de nickel. De plus en plus de nickel sera donc nécessaire pour le secteur des batteries

avec le double levier suivant : augmentations du volume de batterie et de la proportion de nickel dans ses batteries.

La consommation de Ni primaire par l'industrie des batteries représente actuellement 4 % de la consommation totale et pourrait représenter environ 20 % de la demande en 2030.

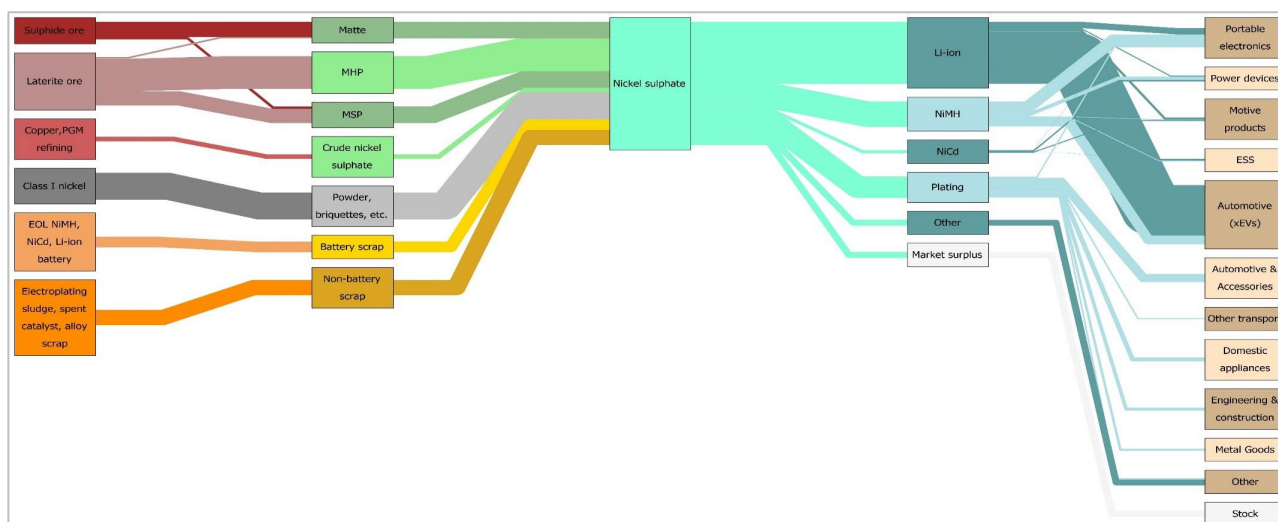
Le sulfate de Ni ( $\text{NiSO}_4$ ) est la forme de nickel qui est utilisée directement dans la fabrication de précurseurs de matériau d'électrode positive pour les batteries Li-ion.

Dans les batteries NiMH et NiCd le sulfate de nickel n'est pas directement utilisé, il est transformé en hydroxyde de nickel.

La production mondiale de  $\text{NiSO}_4$  en 2018 était de 211 kt (en nickel contenu). Sa consommation a été multipliée par trois depuis 2010 avec les batteries Li-ion qui représentaient presque 50 % de la demande en 2018 (Roskill 2019). Les autres usages sont principalement la galvanoplastie et les batteries Ni-Cd.

Il existe plusieurs produits intermédiaires ou intrants permettant de fabriquer ce sulfate, ce sont principalement les hydroxydes mixtes (MHP, 40-50 % Ni), les sulfures mixtes (MSP, environ 55 % Ni), le nickel raffiné (poudres et briquettes) et les mattes de Ni (50-75 % Ni), mais également le sulfate de Ni brut (sous-produit du raffinage du cuivre et des platinoïdes), etc. (Figure 48).

**Figure 48 : produits permettant la production de sulfate de nickel**



Source : Roskill, 2020

Les hydroxydes et sulfures mixtes sont obtenus par un traitement hydrométallurgique de latérites nickélifères :

- lixiviation acide sous pression (*Pressure Acid Leaching*) : HPAL ou PAL ;
- lixiviation acide à pression atmosphérique (*Atmospheric Acid Leaching*) : AL.

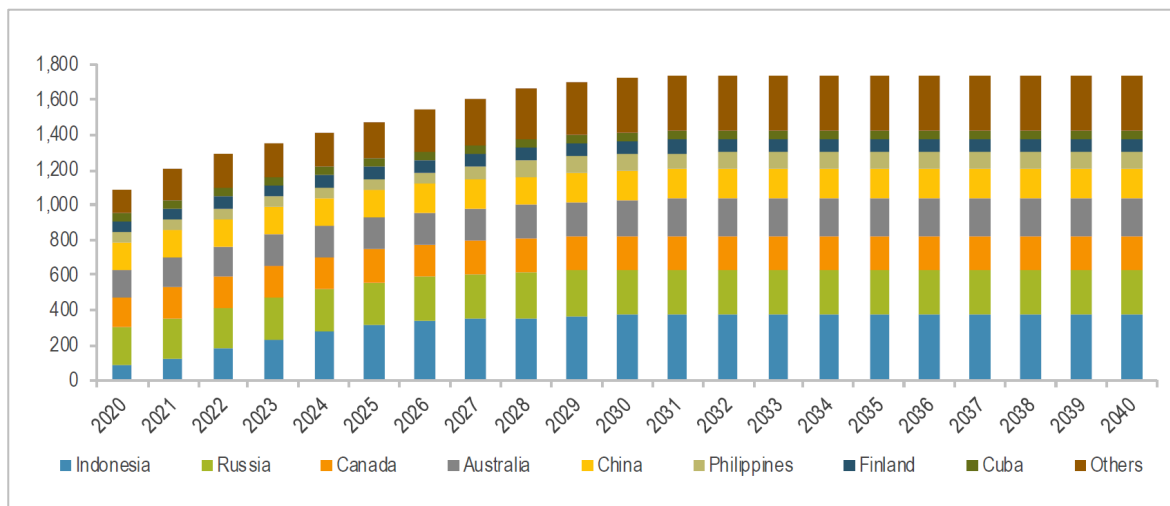
Le procédé HPAL permet de produire du sulfate de nickel et du sulfate de cobalt en sous-produit. Le taux de récupération du Ni et du Co est supérieur à 92 %. Mais ce procédé est très corrosif, à haute pression et très capitalistique.

Les mattes de nickel sont surtout produites à partir de minerais sulfurés, par pyrométallurgie.

En 2018, plus de 62 % du sulfate de nickel provient de gisements sulfurés et 38 % provient des gisements latéritiques.

À moyen terme, la fabrication de sulfates de Ni se fera à partir de MHP produits dans les usines HPAL localisées essentiellement en ceinture équatoriale avec une contribution significative de l'Indonésie. À noter une augmentation de la contribution de la Russie, par la production de mattes.

**Figure 49 : prévision de la répartition de la production de sulfate de nickel par pays de 2020 à 2040**

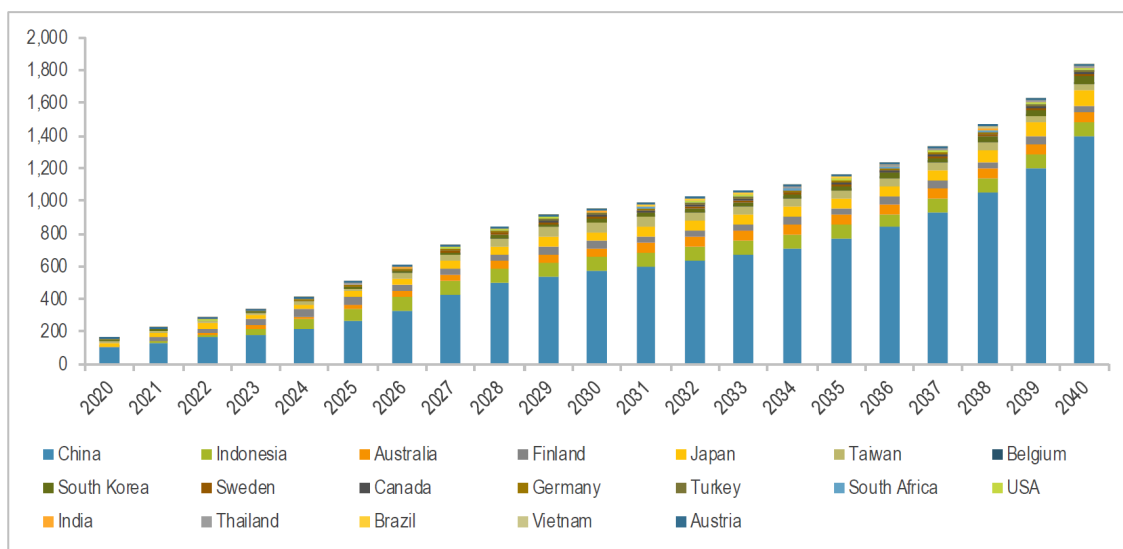


Source : Roskill, 2020

Aujourd'hui, le nickel de classe II (ferronickel, NPI) n'est pas utilisé pour la production de sulfate de nickel, en raison d'un coût de dissolution et de purification prohibitif. Les impacts environnementaux seraient par ailleurs importants. Selon certains experts, il pourrait y avoir une compétition entre les filières utilisatrices du nickel de classe I.

Si la demande en nickel devient très importante, il n'est pas impossible que des procédés permettant de produire du sulfate de nickel à partir du NPI/ferronickel soient développés, à l'instar de l'annonce de la société Tsingshan au second trimestre 2021, ce qui redistribuerait les cartes de manière spectaculaire. Les acteurs chinois qui ont massivement investi dans des unités de production de NPI semblent prêts à investir sur de tels projets. Néanmoins les calendriers d'industrialisation et les impacts environnementaux ne sont pas connus pour le moment.

Quant à la production de sulfate de nickel, la Chine continuera à être un acteur prépondérant avec plus de 50 % de la production. Cette proportion sera d'autant plus accrue à partir de 2030 par l'arrivée massive des flux de rebuts industriels des *gigafactories* puis des batteries en fin de vie.



**Figure 50 : prévisions de la répartition de la production de sulfate de nickel, de 2020 à 2040**

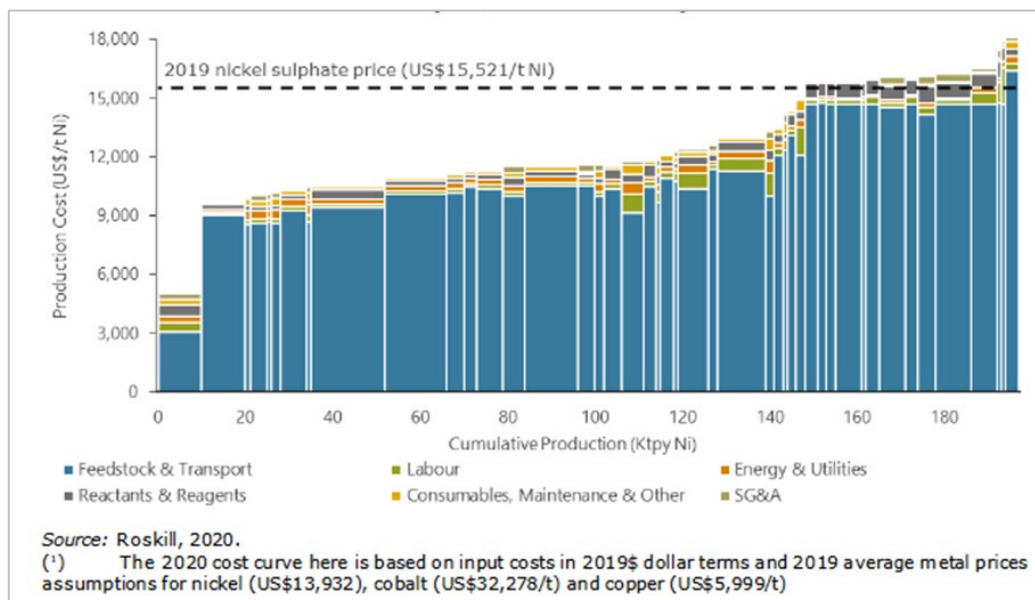
Source : Roskill, 2020

Il est à noter que près de 50 % de cette production de sulfate se fera dans des chaînes de valeur totalement intégrées, par conséquent non disponible sur le marché.

### (e) Accès à un sulfate de nickel compétitif.

Les coûts de production du sulfate de nickel varient selon les acteurs avec un plateau autour de 10 000 \$/t. Quels que soient les acteurs ou les procédés, le poids de la matière première est le premier poste de coût. En dehors du premier acteur Nornickel, le plus compétitif, l'essentiel de l'offre provient des acteurs chinois. Les acteurs européens sont davantage autour de 12 000 \$/t.

Figure 51 : courbe des coûts des producteurs de sulfate de nickel par poste (2020, \$/t de nickel contenu<sup>1</sup>)



Source : Roskill, 2020

Bien que la ressource minière en nickel soit abondante et qu'il existe un niveau important de réserves, le nickel pour les batteries pourrait devenir une ressource critique du fait :

- d'un déficit de sulfates de nickel à partir de 2030 ;
- des besoins en capacités industrielles très capitalistiques ;
- d'une très forte concentration de l'origine de la production minière et de la production de produits intermédiaires destinés aux sulfates de nickel en Indonésie ;
- d'une position dominante des acteurs ou des capitaux chinois tout au long de la chaîne de valeur.

40 % de la production minière se trouvent désormais dans des pays à risque : nationalisme des ressources, restriction à l'exportation (embargo sur les exportations de l'Indonésie), fermeture des mines (annonce de fermetures de mines en 2017 par les Philippines) ; la Nouvelle-Calédonie est également considérée comme une zone géographique à risque par les analystes.

Une part importante de la production de sulfate de nickel ne sera pas disponible sur le marché du fait de l'intégration de la production de sulfate de nickel et de contrats d'approvisionnement long terme. Les ressources disponibles sur le marché pourraient donc se restreindre aux produits les moins compétitifs et pourraient, en cas de déficit de l'offre, être sujettes à de fortes variations spéculatives.

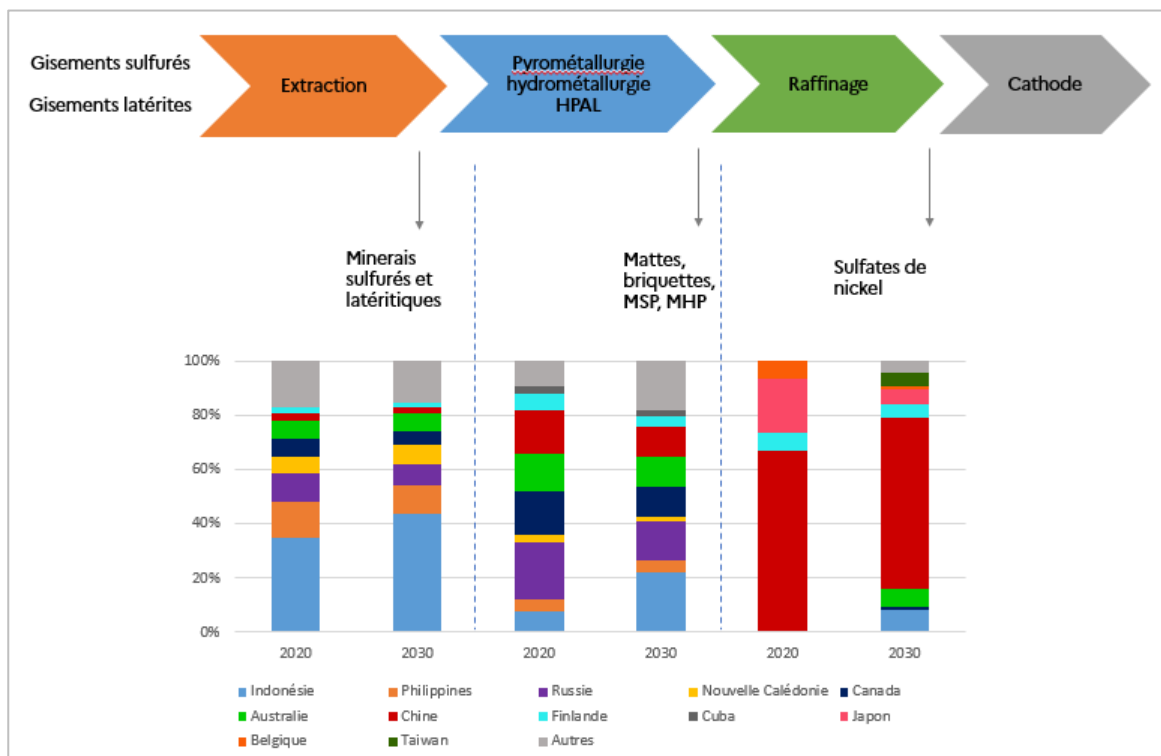
En Europe, seule la Finlande dispose de ressources minières et développe des capacités industrielles intégrées. La Russie dispose également d'atouts naturels et de capacités industrielles très compétitives.

La Nouvelle-Calédonie dispose de ressources naturelles comparables voire de meilleure qualité que l'Indonésie. Avec une production de produits intermédiaires destinés aux sulfates de nickel, la Nouvelle-Calédonie pourrait offrir une alternative à l'Indonésie.

Enfin Eramet détient un accès à des réserves minières en Indonésie en partenariat avec BASF ce qui constitue une opportunité de sécurisation des ressources en nickel pour l'Europe.

Dans le rapport commandé par le Joint Research Center (JRC) et réalisé par Roskill, il apparaît nécessaire pour l'Europe de développer l'offre principalement par le recyclage, car l'offre géologique reste limitée en dehors de la Finlande et de sécuriser des ressources à l'international.

**Figure 52 : chaîne de valeur et concentration géographique des productions 2020 et 2030**



Source : d'après Roskill (2020)

Il est important de constater que la relative diversité de l'offre en minerai et en produits intermédiaires est en contraste avec la situation très dominante de la Chine sur la production de sulfates de nickel. Cela tient pour une part à la présence d'acteurs ou de capitaux chinois dans les phases amont en particulier en Indonésie. Dans une moindre mesure, le Japon et la Corée du Sud ont investi dans des productions intégrées (gisement et produits intermédiaires). D'autre part, certains produits intermédiaires sont destinés à d'autres applications que le sulfate de nickel. Enfin, concernant la Russie, les mattes produites par Norilsk sont ensuite envoyées pour partie dans la raffinerie de sulfate de nickel lui appartenant en Finlande.

#### (f) Les impacts environnementaux

Les impacts environnementaux du nickel sont ceux inhérents à l'exploitation minière et métallurgique en particulier.

L'exploitation minière du nickel est en grande majorité à ciel ouvert, ce qui nécessite d'importants décapages qui peuvent générer des problèmes d'érosion des sols, de dérèglement des débits hydriques, de pollution des cours d'eau et de perte de biodiversité

Selon les types de minerais, différents procédés de traitement sont utilisés (pyrométallurgie ou hydrométallurgie). Dans le cas des minerais sulfurés (Canada, Russie) la première étape est le plus généralement l'obtention des mattes de nickel par pyrométallurgie. Des étapes supplémentaires pouvant impliquer de l'hydrométallurgie sont envisageables pour obtenir des produits purifiés (nickel métal et intermédiaires).



De la même manière, dans le cas des minerais oxydés, la pyroméallurgie ou l'hydroméallurgie sont envisageables. Dans le premier cas, des mattes brutes sont obtenues par sulfuration de ferronickels. Elles contiennent de 40 à 70 % de Ni. Puis, elles sont affinées. Les mattes affinées contiennent environ 75 % de Ni et 25 % de S et un peu de cobalt qui est récupéré lors du traitement ultérieur des mattes. Ces mattes peuvent ensuite être grillées et traitées par hydroméallurgie, ou traitées par carbonylation pour obtenir du nickel métal. Les principaux impacts sont liés à une forte consommation d'énergie et l'utilisation d'acide sulfurique comme réactif.

Il existe quatre procédés hydroméallurgiques utilisés pour le traitement des latérites nickelifères dont la principale actuellement est celle qualifiée de HPAL.

La technologie HPAL produit d'importantes quantités de déchets. Cette technologie pourrait avoir un fort impact significatif sur la biodiversité notamment si les déchets sont rejetés dans les fonds marins (*Deep-sea Tailings Placements* ou DSTP) et entraînent la destruction des écosystèmes aquatiques (notamment en Indonésie et en Nouvelle-Calédonie). Ces déchets, avant neutralisation, contiennent du nickel, cobalt, aluminium, fer et magnésium. Néanmoins, le DSTP reste encore mineur et les risques liés au stockage terrestre en milieu tropical sont eux en revanche importants. La consommation d'énergie est élevée. Les procédés de l'extraction à la fonderie (métal important avec 2,5 Mt/an) sont énergivores, aussi bien en pyroméallurgie qu'en HPAL, entraînant d'importantes émissions de GES.

Selon Mistry et al. 2016, l'extraction primaire et le raffinage sont les principaux contributeurs de la demande d'énergie primaire et du potentiel de réchauffement climatique. Pour un kg de nickel de classe I (qui contient au moins 99 % de Ni), la demande d'énergie primaire a été calculée à 141 MJ, tandis que pour un kg de nickel classe II (qui contient moins de 99 % Ni, comme le ferronickel) cette demande est trois fois plus élevée, à 485 MJ. Quant aux émissions de GES pour 1kg de nickel produit, elles sont respectivement :

- Ni classe I : 8,53 kgCO<sub>2</sub>-eq / kg
- Ni classe II : 29 kgCO<sub>2</sub>-eq. / kg

Si les données sur les consommations d'eau manquent, elles seraient a priori élevées si elles sont ramenées à la tonne. Néanmoins, rapportés à l'échelle globale, les enjeux sur l'eau relatifs au nickel sont modérés, les exploitations n'étant pas dans des zones à fort stress hydrique et la production mondiale étant de l'ordre de 2 Mt (contre 20 Mt pour le cuivre).

La pollution de certaines masses d'eau est avérée (notamment en Nouvelle-Calédonie, en Indonésie, en Russie) et l'exploitation des minerais sulfurés est sujette au risque de drainages miniers acides (DMA).

### **(g) Les impacts sociaux**

Le nickel peut provoquer des allergies. Par ailleurs, le nickel métal et la poudre de nickel sont classés comme cancérigènes possibles avec un risque sur l'exposition des travailleurs et des populations locales. Le sulfate de nickel n'est pas cancérigène en revanche.

Un classement du nickel métal dans REACH est possible à terme, mais ce métal étant fortement utilisé il est probable que des exemptions soient accordées.

D'importants conflits avec les populations autochtones existent à cause de la pollution des eaux et des sols. Aux Philippines, en 2017, le gouvernement a ordonné la fermeture de 23 mines à ciel ouvert (soit plus de la moitié des mines du pays) dont 17 de Ni et a annulé le tiers des nouveaux contrats d'exploitation en raison d'atteintes à l'environnement (en particulier des cours d'eau).



**Tableau 13 : points de vigilance relatifs aux impacts environnementaux et sociaux liés à l'exploitation du nickel**

Impacts	Nickel
Consommation des ressources	Procédés énergivores de l'extraction à la fonderie (métal important avec 2,5 Mt/an), aussi bien en pyrométallurgie qu'en hydrométallurgie HPAL
	Manque de données sur les consommations d'eau mais a priori élevées à la tonne et métal important
	Pas de stress hydrique dans la zone d'exploitation
	Déforestation et érosion des sols, notamment pour les latérites, toujours exploitées à ciel ouvert
	Pollution et destruction d'écosystèmes aquatiques (notamment en Indonésie et Nouvelle-Calédonie)
Émissions dans l'environnement	Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores
	Usage de réactifs et contrôle des rejets variable selon la zone (à Norilsk en Russie, pollution avérée de l'air et des sols aux particules et phénols causant maladies respiratoires et cancers)
	Toxicité intrinsèque du nickel et paragenèse <sup>19</sup> comprenant des métaux lourds
	Conditions favorables aux DMA (pour les minerais sulfurés uniquement)
	Conséquences du DSTP encore méconnues (Papouasie-Nouvelle-Guinée, Indonésie, etc.) mais le DSTP est encore mineur par rapport au stockage terrestre
Impacts sociaux	Conflit avec des populations autochtones à cause de la pollution des eaux et des sols (notamment aux Philippines)
	Pas de mines artisanales

Sources : BRGM ; CGDD

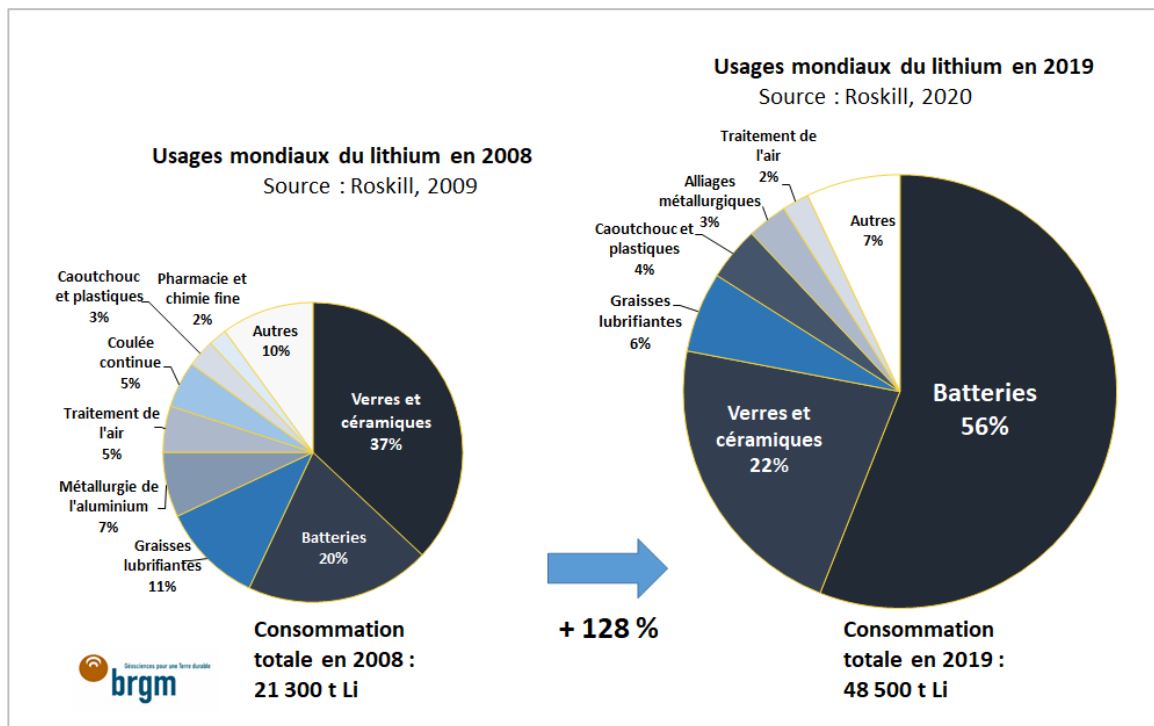
fort
  moyen
  faible

<sup>19</sup> On appelle paragenèse, l'association de minéraux formée au cours d'un seul processus de cristallisation

### (3) Le cobalt (voir annexe 1)

Le cobalt est un petit marché largement tiré par la demande des batteries. Entre 2012 et 2019, le marché du cobalt a augmenté de 66 %. La filière batterie monopolise près de 60 % de la production de cobalt (contre moins de 30 % dans les années 2000).

Figure 53 : évolution des usages mondiaux du cobalt entre 2012 et 2019



Source : BRGM

À la différence du lithium, où les marchés traditionnels consomment des produits de lithium à faible valeur ajoutée, le cobalt est quant à lui consommé par plusieurs applications à haute valeur ajoutée comme les superalliages non substituables dans l'aéronautique. Les tensions sur le cobalt impactent ainsi le secteur des batteries mais également le secteur aéronautique.

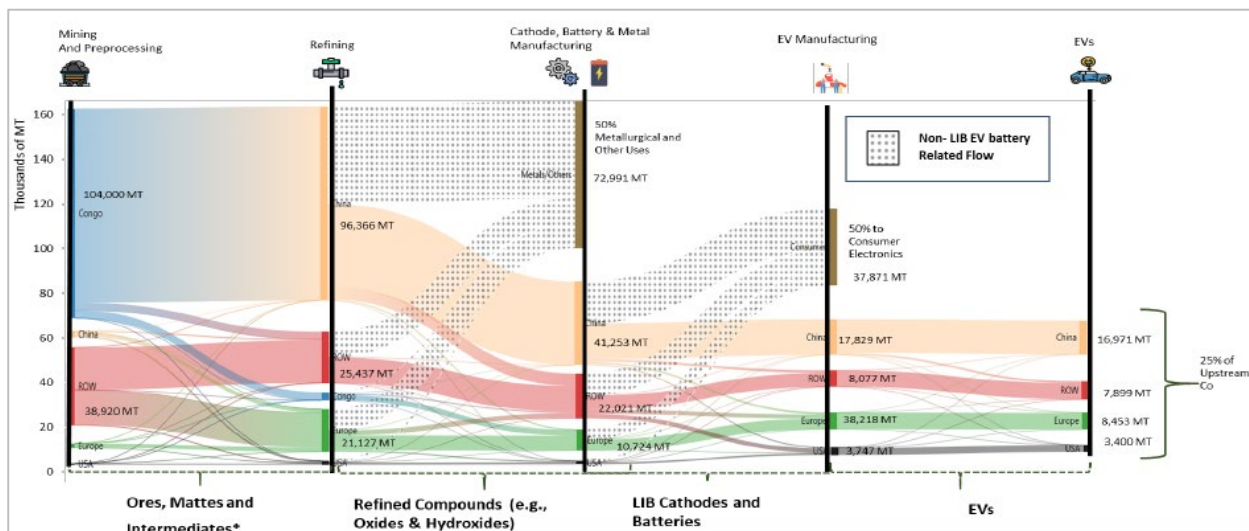
#### (a) Des besoins en augmentation : la mobilité électrique mais surtout les applications portables

Pour l'automobile, les nouvelles technologies de batteries privilégient une substitution partielle ou totale du cobalt. Néanmoins l'intensité du déploiement de la mobilité électrique en cours devrait encore augmenter la consommation du cobalt, du fait de l'explosion des volumes de batteries à produire avant l'arrivée des technologies sans cobalt à partir de 2025. Cela se traduit par d'importantes actions de sécurisation sur l'offre en cobalt (cas de Glencore et des compagnies chinoises).

Si la substitution du cobalt est largement poussée par le secteur automobile, le cobalt reste aussi et surtout très présent en proportion dans les batteries (de type LCO) destinées au secteur électronique. Le déploiement de la 5G va s'accompagner d'une croissance exponentielle d'appareils connectés. Bien que les batteries soient de petites dimensions, les volumes estimés et la proportion de cobalt dans ces batteries (90 %) devraient accentuer à la hausse la demande en cobalt.

Le marché du cobalt est sectorisé : 20-25 % en cobalt métal et 75-80 % en composé de cobalt sous formes chimiques de pureté différente.

Figure 54 : chaîne de valeur du cobalt



Source: US Department of Energy

**(b) Une production en croissance dominée par la RDC**

La production ayant doublé au cours de ces 20 dernières années et le renouvellement des ressources restant stable, le nombre d'années théoriques correspondant à ces ressources a mécaniquement fortement diminué, passant de 180 à environ 50 ans. Ce manque de renouvellement des ressources et la concentration géographique ont provoqué une forte tension sur les prix en 2017 avec pour principales conséquences, des contractualisations pour sécuriser les approvisionnements et une forte mobilisation de la communauté de la recherche pour substituer le cobalt dans les batteries.

Le cobalt est un sous-produit, soit du cuivre (en RDC), soit du nickel (pour le cobalt issu des gisements latéritiques). À noter que pour une production de 50 kt de nickel latéritique, 5 kt de cobalt sont produits.

La production issue de RDC a contribué à hauteur de 72 % à la production mondiale en 2019 (soit 98 kt sur un total de près de 136 kt). D'ici 2030, il est attendu que la RDC conserve sa part de marché et double sa production de cobalt.

On distingue cinq types de gisements répartis à travers le monde (tableau 14), mais les deux tiers des ressources connues sont associés à un seul type de gisement : les gisements de cuivre intrasédimentaires de la Copperbelt en RDC et en Zambie.

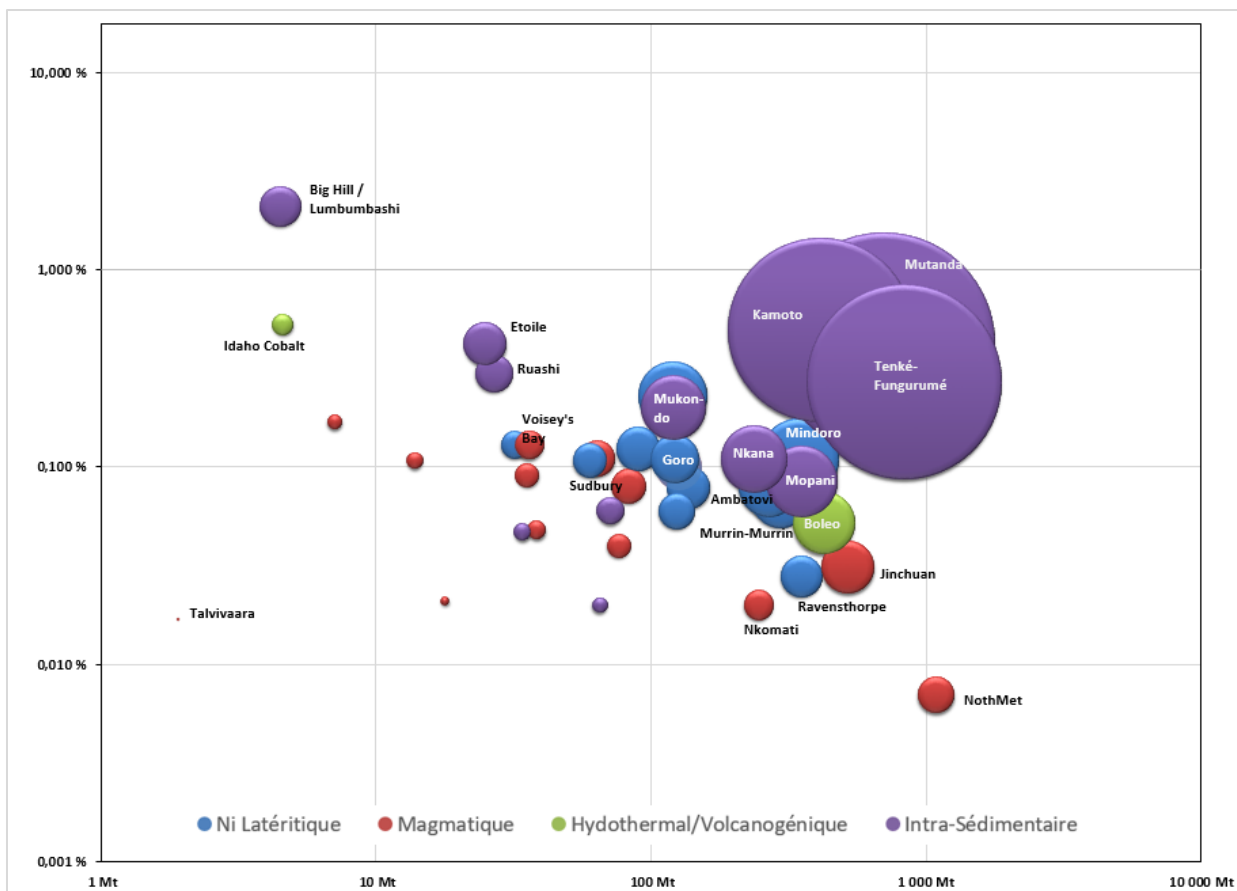
**Tableau 14 : synthèse des principaux types de gisements de cobalt à l'échelle mondiale**

Typologie de gisement	Exemples de gisements	Origine (processus génétique)	Part des ressources mondiales <sup>3</sup>	Part de la production mondiale
Intra-sédimentaire	Gisements stratiformes de cuivre de la Copperbelt (RDC, Zambie). <i>Mutanda, Tenke Fungurume, Kamoto, Ruashi</i>	Le cobalt et autres éléments métalliques provenant des sédiments ont été concentrés par des processus diagenétiques dans un environnement proche du rivage ou d'une lagune saline. L'altération supergène a conduit à des remobilisations et reconcentrations sous forme de minéraux oxydés enrichis en cobalt	75%	65-70%
Magmatique	Gisements Ni-Cu en contexte magmatique basique ou ultrabasique. <i>Norilsk, Sudbury, Voisey's Bay</i>	Le liquide sulfuré non miscible dans le magma a collecté et concentré préférentiellement les éléments chalcophiles tels que cobalt, nickel et cuivre	6%	10-15%
Latéritique	Latérites nickellifères. <i>Moa Bay, Taganito, Ambatovy, Ramu, Goro</i>	Les silicates et sulfures de cobalt des roches ultrabasiques ont subi un lessivage supergène en milieu tropical, ce qui entraîne l'enrichissement des roches altérées en nickel et cobalt	16%	20-25%
Hydrothermal/Volcanogénique	<i>Bou-Azzer, Idaho Cobalt, Boleo</i>	Précipitation de minéraux provenant de fluides hydrothermaux traversant la roche hôte. Minéralisations sous formes de veines de sulfures et arséniures de cobalt	3%	1-2%
Nodules polymétalliques et encrûtements des fonds océaniques	<i>Solvaya 1, Nautilus Minerals</i>	Concrétions d'oxydes de ferromanganèse concentrant le cobalt et autres métaux issus de l'eau de mer et des fluides interstitiels des boues	N.A. <sup>3</sup>	Non économique à ce jour

Source : BRGM

Les gisements de RDC présentent des teneurs de cobalt près de 10 fois supérieures aux autres gisements mondiaux (1 % de cobalt contre 0,1 % de cobalt en moyenne). Pour des raisons géologiques et économiques, la production est donc concentrée en RDC.

**Figure 55 : répartition des principaux gisements de cobalt mondiaux selon leur tonnage, teneur et typologie en 2017**



Source : BRGM

Note : échelle logarithmique.

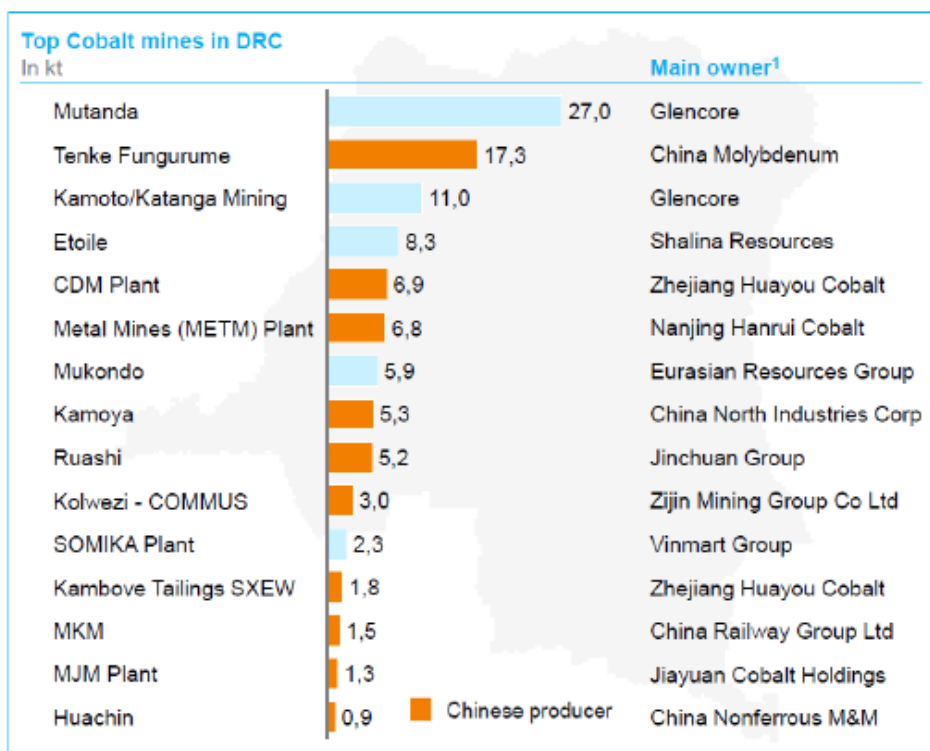
Il est à noter qu'en dehors des productions latéritiques, d'autres zones géographiques de production existent : Terrafame en Scandinavie, aux Amériques, au Maroc, Canada First Cobalt. Pour ces derniers, il est attendu une production de 50 kt d'ici 2025 évalué à 50 milliards de dollars d'investissements (nickel et cobalt).

La part du recyclage n'est pas connue sur le marché du cobalt. Il existe des projets industriels de récupération des métaux en vue de leur réincorporation dans les batteries.

### (c) Le cobalt pour la filière batterie et concentration géographique et des investissements

Bien que l'extraction minière en Chine soit anecdotique, le contrôle de cette étape amont de la chaîne de valeur par des capitaux chinois n'en est pas moindre en particulier en RDC, mais aussi dans les gisements latéritiques de nickel et cobalt.

Figure 56 : principales entreprises minières contrôlant les réserves de cobalt



Source : BRGM

L'actionnariat des acteurs chinois est associé à une production de 50 kt de cobalt. La contribution de China Nonferrous Metal Mining Group (CNMC) continue de croître avec le financement d'un partenariat<sup>20</sup> avec la Gécamines. Enfin, l'acquisition par China Molybdenum de 95 % du projet Kisanfu renforce la position de China Molybdenum sur le marché du cobalt.

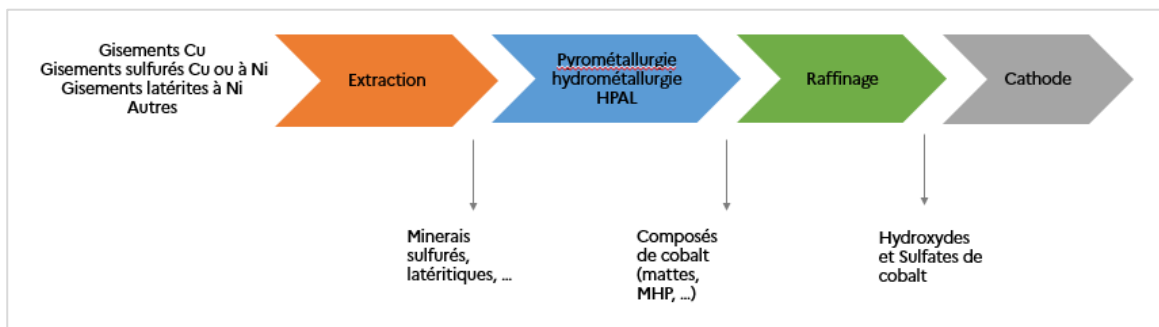
Les investissements chinois se traduisent directement par des flux massifs de minerai en direction de la Chine pour l'étape de raffinage. La Chine raffine 70 % du cobalt mondial en provenance en particulier de RDC, la Finlande en raffine 20 %.

Concernant les capacités mondiales de production de sulfates de cobalt (de qualité batterie), 60 % se trouvent en Chine, 10 % en Finlande et 7 % en Belgique. Il y a trois principaux acteurs chinois : Huayou, Jinchuan et GEM (ce dernier approvisionne un des principaux fabricants de batteries Li-ion : CATL).

La filière européenne est désormais entièrement contrôlée par Umicore avec son usine d'Olen en Belgique et le rachat de la raffinerie de Kokkola en Finlande en mai 2019.

<sup>20</sup> La joint-venture (ou co-entreprise) prévoit que les investissements réalisés par CNMC devront être remboursés par la Gécamines.

Figure 57 : chaîne de valeur simplifiée du cobalt pour les batteries



Source : BRGM

#### (d) Perspectives et impact de la pandémie

L'impact de la pandémie du Covid-19 se répercute principalement sur la logistique avec la fermeture des ports en Afrique du Sud entraînant :

- l'augmentation des délais des livraisons en provenance de RDC vers la Chine ;
- la résorption des stocks chez les acteurs chinois ;
- la création de nouvelles voies logistiques par la Tanzanie.

Les qualités d'alliages destinés à l'aéronautique étaient associées à des premiums très élevés jusqu'en mars 2020, puis un effondrement du marché s'est opéré du fait de la crise économique. La crise offre donc un relâchement de la tension sur le cobalt dont certains acteurs profitent : une démarche chinoise de stockage du cobalt (entre 2 et 5 kt) serait en cours pour profiter des prix actuellement très bas et anticiper une reprise.

En fonction du redécollage de l'activité aéronautique et de son intensité, de nouvelles tensions sur le cobalt pourront émerger.

Les enjeux matières associés au cobalt dans la transition énergétique sont de quatre ordres :

- l'enjeu prix ;
- l'enjeu de substitution progressive au sein des batteries Li-ion et de sécurisation des contrats de long terme ;
- enjeu de traçabilité ;
- enjeux environnementaux.

#### (i) Enjeu prix

La fourchette de prix du cobalt (30-40 \$/kg) est considérée comme raisonnable. Entre 2017 et 2018, le prix du cobalt a atteint près de 95 \$/kg, une bulle qui a, par la suite, éclaté car la demande n'a pas suivi et des efforts très importants ont été effectués pour remplacer le cobalt par d'autres matériaux. Les prix ont donc chuté pour atteindre des niveaux atteints avant la formation de la bulle (30 000 dollars la tonne).

Ce prix pèse sur les producteurs (arrêt de la 1<sup>re</sup> mine mondiale de Mutanda en RDC, des projets retardés Huayou, etc.) et décourage en même temps la substitution et le recyclage.

La crise sanitaire du Covid-19 a entraîné des retards d'approvisionnements depuis les gisements africains (les principaux ports étaient situés en Afrique du Sud, durement touchée par la crise), avec pour conséquence la résorption des stocks accumulés en Chine. Par conséquent, le prix de l'hydroxyde de cobalt est remonté à partir de juin 2020.

Si des cotations, spot et à terme, du cobalt existent sur le LME, ils ne résolvent pas à ce jour les enjeux de volatilité et le décalage existant entre le prix du cobalt métal et celui des sulfates et hydroxydes (moins chers mais paradoxalement les plus demandés pour le marché des batteries).

### (ii) Enjeu de substitution

Deux tendances antagonistes subsistent :

- d'un côté, la recherche de substituts au cobalt par le secteur des batteries pour la mobilité électrique :
  - par un retour des technologies LFP (lithium-fer-phosphate) pour des véhicules de milieu de gamme et citadines, notamment du côté de la Chine. Cette solution sera néanmoins limitée à cause de la densité d'énergie. Il semblerait que Tesla propose au consommateur pour un modèle de voiture un choix entre plusieurs types de batteries (différentes autonomies par exemple).
  - via de nouvelles compositions pour les technologies actuelles : avec davantage de nickel et de manganèse (composition des électrodes positives NMC 811).
  - via les batteries nouvelles générations « *solid state* » avec moins de cobalt voire sans cobalt du tout. Toutes les feuilles de route des grands acteurs des batteries visent le développement de batteries sans cobalt.
- d'un autre côté, des annonces de sécurisation d'approvisionnement en cobalt par les principaux producteurs de batteries mondiaux et les constructeurs automobiles.

Par exemple, BMW a annoncé avoir conclu des accords avec les producteurs de cobalt au Maroc et en Australie pour garantir un approvisionnement en cobalt « éthique ».

### (iii) Enjeu de traçabilité

Notons tout d'abord que 80 % en masse de l'exploitation du cobalt en RDC se fait de manière industrielle. Toute la complexité est de garantir la non porosité des productions artisanales vers les productions industrielles.

De nombreuses actions sont par ailleurs menées pour réduire les risques d'images et garantir une meilleure gestion :

- des obligations d'audits sont prévues dans les clauses de certains contrats d'approvisionnements : Glencore et Samsung ont convenu que les opérations de Glencore en RDC fassent l'objet d'un audit indépendant annuel sur la base des normes définies par l'Initiative minière responsable (*Responsible Mining Initiative*) ;
- l'entreprise d'État, Entreprise Générale du Cobalt (EGC) en RDC a été créée pour encadrer la production artisanale. Le flou demeure cependant sur la structuration officielle de cette filière.

### **(e) Les impacts environnementaux**

Le cobalt est un sous-produit du cuivre et du nickel. Les impacts environnementaux sont ainsi pour partie similaires et imputables à ces derniers :

- les procédés d'extraction et de raffinage sont énergivores mais faiblement imputables au cobalt de par les quantités produites. Le raffinage a lieu majoritairement en Chine, dont le mix énergétique est fortement carboné. C'est pourquoi si les émissions de GES sont importantes, elles sont néanmoins faiblement attribuées au cobalt ;
- la consommation d'eau est importante mais elle est également faiblement attribuée au cobalt. De plus, l'exploitation du cobalt s'effectue dans des zones à faible stress hydrique. En revanche, en Chine, il y a une surexploitation des eaux souterraines lors du raffinage ;
- la consommation d'espaces est moyenne mais les menaces sur la biodiversité sont significatives ;
- les procédés engendrent des DMA et rejettent des polluants dans les milieux (usage de réactifs et peu de contrôle des rejets).

Farjana et al. 2019 ont effectué une analyse du cycle de vie du processus d'extraction du cobalt de la mine à la production. Ils démontrent que parmi les principaux impacts environnementaux liés à l'extraction du cobalt, le changement climatique, l'eutrophisation et l'utilisation des terres sont les plus importants. Ces auteurs soulignent par ailleurs le fait que l'extraction du cobalt est nuisible non seulement pour les personnes vivant à proximité de la zone minière mais aussi pour les mineurs de cobalt car ils inhalent de grandes quantités de particules qui sont mélangées à l'air.



### **(f) Les impacts sociaux**

Le cobalt est intrinsèquement toxique (tout comme les composés de cobalt inorganiques) ce qui pose la problématique de l'exposition des travailleurs (risque de cancer). Selon le Centre américain de prévention et de contrôle des maladies (CDC), l'exposition chronique à de la poussière contenant du cobalt peut causer une maladie pulmonaire mortelle connue sous le nom de « maladie pulmonaire des métaux durs ». L'inhalation de particules de cobalt peut également être responsable « d'une sensibilisation respiratoire, d'asthme, de dyspnée et d'une baisse de la fonction respiratoire ». Un contact prolongé du cobalt avec la peau peut générer une dermatite de contact.

La Conférence des Nations unies pour le commerce et le développement (CNUCED), dans son rapport de 2019 *Commodities at a glance : special issue on strategic battery raw materials* indique, quant à elle, que 20 % du cobalt extrait par la RDC provient de mines artisanales où le travail des enfants et le non-respect des droits de l'Homme sont nombreux. Ce rapport estime également qu'en RDC, 40 000 enfants travaillent dans des conditions extrêmement dangereuses avec un équipement de sécurité non adéquat. Bien que le gouvernement congolais reconnaisse le problème du travail des enfants dans les mines et ait récemment adopté des politiques encourageant son interdiction, l'exploitation du travail d'enfants risque de se poursuivre encore quelque temps et pourrait avoir des implications directes sur l'approvisionnement mondial de ce minéral.

L'une des premières réponses prises par le gouvernement congolais a été la création d'une entreprise d'État en 2019, l'entreprise générale du cobalt (EGC). Cette dernière dépend de l'entreprise Gécamines et a pour vocation d'être la seule entité autorisée à gérer et vendre les stocks de cobalt extraits de manière artisanale, ce qui vise à un meilleur contrôle de la filière. Depuis le mois d'avril 2021, l'entreprise suisse Trafigura est également impliquée dans ce processus comme partenaire financier et commercial.

D'autre part, plusieurs solutions ont été prises par les acteurs en aval, des groupes automobiles ou des fabricants de batteries ou de précurseurs. Par exemple, Glencore et Samsung SDI ont convenu que les opérations de Glencore en RDC feront l'objet d'un audit indépendant annuel sur la base des normes définies par l'Initiative minière responsable. Des groupes automobiles comme Tesla ont ainsi adhéré à des initiatives initiées par des ONG comme la *Fair Cobalt Alliance*.

Un autre type de solution, plus radical, a été choisi par le constructeur BMW qui a choisi d'éviter la RDC comme source d'approvisionnement du cobalt utilisé dans les batteries de ses véhicules. Il a pour cela mis en place des accords avec des producteurs miniers au Maroc et en Australie.

Ainsi, l'amélioration de la traçabilité des circuits d'approvisionnement du cobalt constitue l'un des enjeux fondamentaux de l'avenir de ce marché, comme évoqué précédemment.



**Tableau 15 : points de vigilance sur les impacts environnementaux et sociaux liés à l'exploitation du cobalt**

Impacts	Cobalt
Consommation des ressources	Consommation d'énergie importante mais faiblement attribuée au cobalt de par les quantités produites
	Consommation d'eau importante mais faiblement attribuée au Co ; stress hydrique faible dans les zones d'exploitation
	Surexploitation des eaux souterraines lors du raffinage en Chine
	Consommation d'espace moyenne (corrélée à l'exploitation du cuivre et du nickel)
	Menaces significatives sur la biodiversité
Émissions dans l'environnement	Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores, mais faiblement attribuées au Co ; majorité du raffinage en Chine (mix énergétique très carboné)
	Usage de réactifs et peu de contrôle des rejets ; paragenèse contenant des métaux lourds ; pollution massive des eaux et des sols avérée en Chine et à Norilsk en Russie
	Conditions favorables aux DMA dans le cas des gisements sulfurés
	Toxicité intrinsèque du Co et des composés de Co inorganiques
Impacts sociaux	Déficit d'image lié à une exploitation artisanale (bien que ne concernant qu'une faible part des tonnages totaux extraits) associée aux phénomènes de corruption, travail forcé, travail des enfants ( <i>voir le rapport CNUCED 2019</i> )
	Maladies respiratoires et dermatologiques avérées ainsi qu'une exposition importante aux poussières et eaux polluées chez les travailleurs artisanaux en RDC
	Enjeux de traçabilité croissants (actuellement hors du <i>Dodd-Franck Act</i> et du règlement 3TG, mais une réglementation européenne est à venir)

Sources : BRGM ; CGDD

fort
  moyen
  faible

#### **(4) Le manganèse (voir annexe 1)**

##### **(a) Éléments généraux**

Le manganèse (Mn) est utilisé sous différentes formes : les alliages ferreux, le manganèse métal, le dioxyde de manganèse (EMD) et le sulfate.

90 % du manganèse sont utilisés pour la sidérurgie et 2 % seulement pour les batteries. Le manganèse est un matériau d'électrode positive pour les piles alcalines zinc-dioxyde, les piles salines zinc-carbone (type Leclanché), les batteries Li-ion LMO (65 % en masse) et dans les batteries Li-ion NMC (avec entre 6 et 19 % de manganèse en masse en fonction de la configuration).

Du fait du poids de la sidérurgie dans son utilisation, la production de manganèse est fortement corrélée à la production d'acier.

La société South32 fournit 25 % de la production et Eramet 11 %. Les trois principaux pays producteurs sont l'Afrique du Sud (37 %), l'Australie (18 %) et le Gabon (11 %). La Chine représente seulement 9 % de la production mondiale. La dépendance de la Chine à l'égard des importations augmente, d'autant que la production chinoise diminue du fait des restrictions environnementales et de la diminution des teneurs en minerai.

##### **(b) Les alliages de manganèse**

Les alliages de manganèse constituent 90 % du marché et sont principalement utilisés dans la sidérurgie et la fonderie. Les aciers contiennent généralement entre 0,2 et 2 % de manganèse.

Il existe deux familles d'alliages de Mn : silicomanganèse (SiMn) et ferromanganèse (FeMn). Le producteur principal de SiMn est la Chine (62 %).

##### **(c) Le manganèse métal**

Le manganèse métal constitue 9 % du marché global. C'est un manganèse très pur (> 99 % de Mn), produit sous forme de paillettes. Il est obtenu par électrolyse.

Le Mn métal est utilisé à 74 % par la sidérurgie, 14 % par l'industrie électronique et chimique et à 12 % pour les alliages (Al, Cu).

La production est concentrée à 95 % en Chine, avec un seul producteur qui représente 50 % de la production. La production chinoise a augmenté de 38 % en 2017 et les exportations chinoises sont en hausse depuis la levée des droits à l'exportation de 20 % en 2013. Le seul producteur qui existe, hors de la Chine est Eramet.

##### **(d) Le manganèse pour les batteries**

Le dioxyde de manganèse (400 kt produits en 2017) est à 90 % dédié aux batteries (de tous types). Trois types de qualité de dioxyde de manganèse existent : alcalines, qui représentent les deux-tiers de la production, Zinc-C (de type Leclanché), batterie LMO (il y a une hausse de la demande de la qualité LMO même si les quantités restent faibles par rapport aux autres qualités).

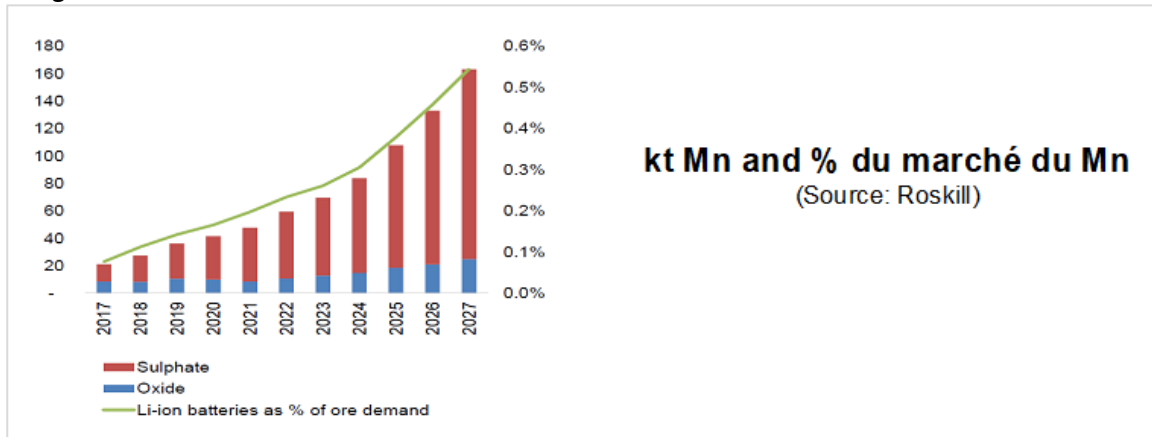
La production de dioxyde de manganèse est dominée par la Chine.

Le matériau des électrodes positives des batteries Li-ion est fabriqué à partir de dioxydes de Mn (pour les batteries LMO) et de sulfates de Mn haute pureté (pour les batteries NMC).

Les producteurs d'électrode positive et de matériau précurseur achètent soit de l'EMM (*Electrolytic Manganese Metal*) pour produire du sulfate de Mn, soit directement du sulfate de Mn.

Du fait de l'essor des batteries NMC, la demande en sulfate de manganèse va être multipliée par dix d'ici 2027 mais la part des sulfates dans la production totale de manganèse va rester infime.

**Figure 58 : évolution de la demande en sulfate et de la part de marché du sulfate dans le marché du manganèse d'ici 2027**



Source : Roskill

Par ailleurs on s'attend à une forte augmentation des prix du sulfate de Mn en réponse à la forte demande du secteur des batteries Li-ion NMC. Pour répondre à la demande, il faudra des capacités supplémentaires de production. Les annonces des juniors se multiplient, notamment en Australie et en République Tchèque.

#### **(e) Les impacts environnementaux et sociaux**

Avec une production de l'ordre de 18 Mt/an (similaire à celle du cuivre ou du chrome), le manganèse est indissociable de la production sidérurgique mondiale, avec 90 % de ses usages destinés à la fabrication de ferroalliages. Les impacts environnementaux sont donc relativement corrélés à ceux du fer et de l'acier. Globalement, les risques de toxicité sont relativement de faibles à moyens, mais les consommations en ressources et en énergie sont proportionnellement très importantes en comparaison d'autres métaux du fait des quantités produites.

La plupart de l'exploitation du manganèse se fait en mine à ciel ouvert. Les gisements de manganèse sont de manière générale associés aux gisements de fer car leurs modes de formation sont assez similaires. Les minéraux manganésifères (pyrolusite, rhodochrosite, etc.) sont précipités à partir de l'eau de mer pour former des roches sédimentaires stratifiées. Les minerais à haute teneur (> 35 % Mn) sont principalement utilisés dans les alliages tandis que ceux à plus basse teneur (< 35 % Mn) sont ajoutés lors de la production de fonte.

Cependant, il faut noter que la filière des sulfates de manganèse pour les batteries est quant à elle maîtrisée uniquement par un petit nombre d'acteurs mondiaux, agissant pour la plupart dans des contextes législatifs contraignants, ce qui limite de fait les impacts environnementaux propres à cette filière en particulier.

**Tableau 16 : points de vigilance sur le impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation du manganèse**

Impacts	Manganèse
Consommation des ressources	Consommations d'énergie importantes à la tonne et par les quantités produites (métal majeur, de l'ordre de 18 Mt) ; fonderies énergivores
	Consommation d'eau relativement élevée à la tonne d'alliage de Mn produite et par les quantités produites
	Stress hydrique moyen
	Consommation d'espace relativement importante et exploitation recoupant des sites protégés
Émissions dans l'environnement	Émissions de GES relativement importantes, corrélées aux procédés énergivores
	Peu d'usage de réactifs
	Émissions de polluants atmosphériques et potentiellement peu de contrôle des rejets
	Pas de DMA
	Conditions de stockage des déchets potentiellement insuffisantes (au Gabon notamment)
	Paragenèse contenant des métaux lourds et toxicité des poussières de Mn (exposition des travailleurs)
Impacts sociaux	Pas de mines artisanales
	Zones à faible gouvernance environnementale dans le cas de l'exploitation minière

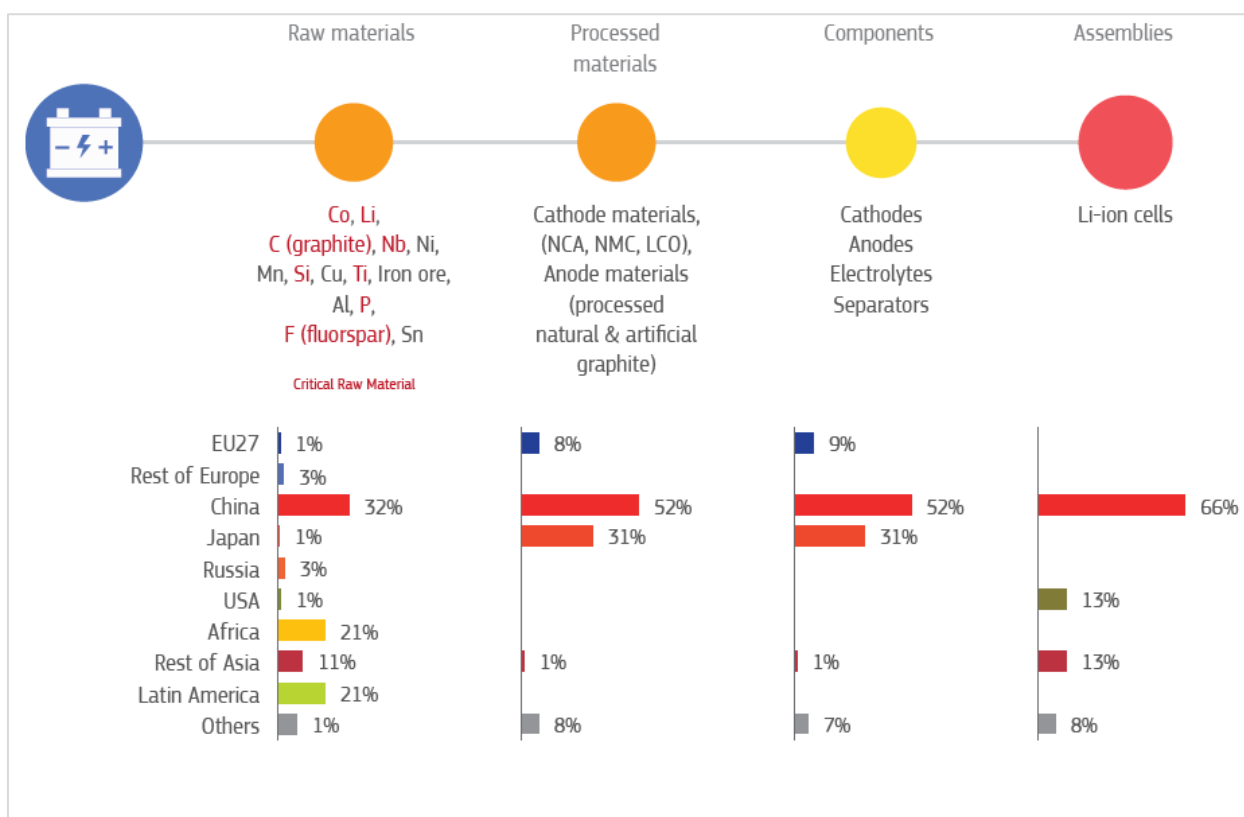
Sources : BRGM ; CGDD

fort
  moyen
  faible

### 3. PRÉSENTATION DES VULNÉRABILITÉS AUX DIFFÉRENTES ÉTAPES DE LA CHAÎNE DE VALEUR DES BATTERIES

Le rapport de prospective de la Commission européenne produit par le JRC (2020) analyse les parts de marché par pays/régions tout au long de la chaîne de valeur.

Figure 59 : niveaux de vulnérabilité aux différentes étapes de la fabrication de batteries Li-ion



Source : JRC, 2020

Il ressort que l'Asie et plus particulièrement la Chine domine largement l'essentiel de la chaîne de valeur.

Un rattrapage de l'Europe est d'ores et déjà attendu sur la dernière étape : la production de batteries, avec l'annonce de nombreuses *gigafactories*. En 2018, Benchmark Minerals prévoyait pour 2029 une capacité européenne de 173 GWh/an. Fin 2019, cette prévision passait à 369 GWh/an. Aujourd'hui, le consultant table sur une capacité de 509 GWh/an.

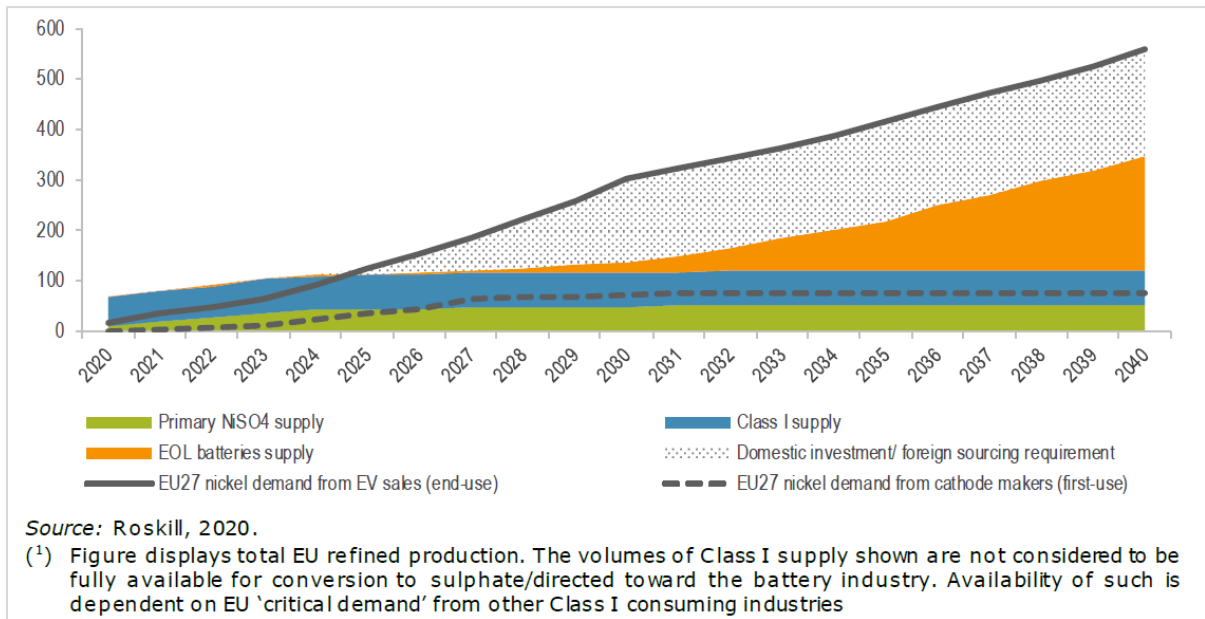
#### a) Des précurseurs à l'électrode positive

Contrairement à la multiplication des annonces de *gigafactory*, les capacités industrielles des étapes amont (matériaux précurseurs, électrodes positives et électrodes négatives) sont plus discrètes.

Le rapport Roskill sur les sels de nickel illustre ainsi l'écart dans le cas du nickel entre la demande effective liée à la production de véhicule électrique en Europe et la demande des producteurs de matériaux précurseurs et électrodes positives (Figure 60). Cela s'explique par :

- la production de batteries hors de l'Europe, même si celle-ci devrait tendre à se réduire ;
- la production de précurseurs et d'électrodes positives hors Europe et leur importation par les *gigafactories*.

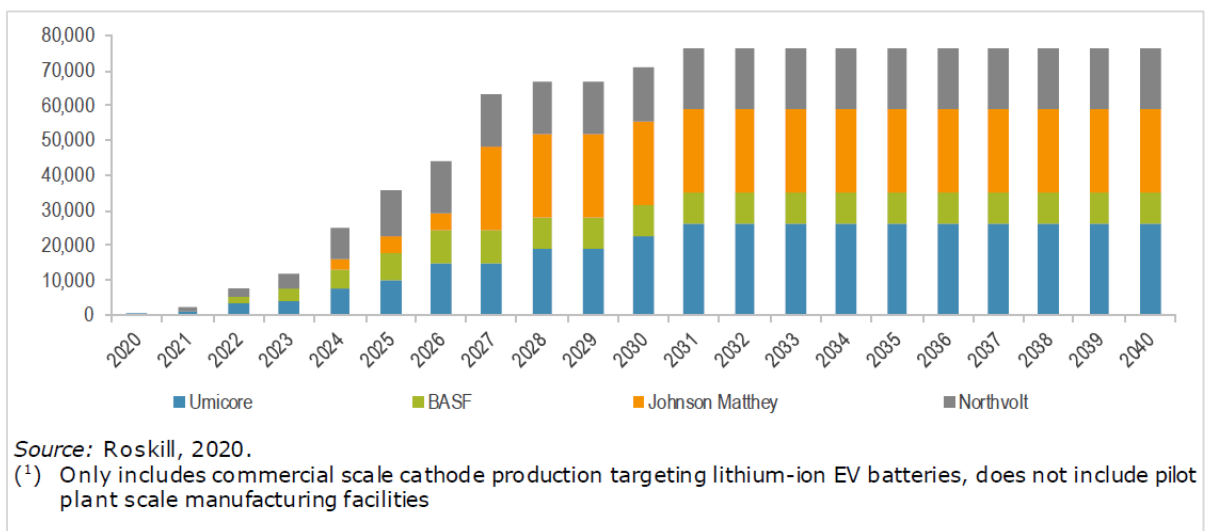
**Figure 60 : comparaison de l'offre de nickel raffiné et de la demande pour les batteries pour l'UE à 27, de 2020 à 2040 (en kt Ni) <sup>1</sup>**



Source : Roskill

Il n'est pas attendu de forte augmentation des capacités de production européenne sur ces deux maillons avec une stagnation des besoins pour la production d'électrodes positives à partir de 2027 puis 2030. Selon ces prévisions, il est possible d'estimer que la production européenne de précurseurs et d'électrodes positives pourrait répondre à environ un tiers des besoins des gigafactories européennes. Le consultant Roskill anticipe que des acteurs étrangers pourraient choisir de développer de nouvelles capacités de production en Europe.

**Figure 61 : demande dans l'Union européenne de nickel pour cathode, par producteurs, de 2020 à 2040 (t Ni dans la cathode) <sup>1</sup>**



Source : Roskill

Au-delà de 2030, les prévisions sont très incertaines et l'incorporation des matériaux recyclés pourrait favoriser l'augmentation de la production de précurseurs d'électrodes positives en Europe.

Inversement, la réglementation REACH pourrait restreindre le développement de ces capacités et reste un sujet d'incertitude pour les industriels.

En Europe, quatre producteurs ont annoncé des capacités industrielles sur des chimies de type NMC et LNO :

**Tableau 17 : fabricants actuels et futurs de cathode dans l'Union européenne<sup>1</sup>**

Company	Plant location	Forecast chemistry production
Umicore	Nysa	NCM 622, NCM 712, NCM 811
BASF	Schwarzheide	NCM 622, NCM 712
Johnson Matthey	Konin	eLNO 3% Co
Northvolt	Skellefteå	NCM 622, NCM 712, NCM 811

Source : Roskill, 2020.

(<sup>1</sup>) Only includes commercial scale cathode production targeting lithium-ion EV batteries, does not include pilot plant scale manufacturing facilities

Source : Roskill, 2020

**BASF** : construira une usine de matériaux actifs pour électrodes positives sur son complexe de Schwarzheide, en Allemagne. Cette implantation, qui démarrera en 2022, devrait permettre d'alimenter 400 000 batteries de véhicules électriques par an. Soit en même temps que le démarrage d'une usine de matériaux précurseurs que BASF construit en Finlande. BASF deviendra ainsi le seul fournisseur de tels matériaux implanté industriellement en Europe, en Amérique du Nord et au Japon.

BASF a d'ores et déjà sécurisé des approvisionnements en sulfate de nickel auprès de Nornickel et a signé un partenariat avec Eramet pour le projet Weda Bay.

**Umicore** construit la première usine d'électrodes positives en Europe, à Nysa en Pologne. La production devrait débuter mi-2021. La Banque européenne d'investissement (BEI) a signé un accord de prêt de 125 millions. Le prêt de la BEI couvrira environ la moitié des coûts du projet dans la phase initiale.

**Johnson Matthey** : la construction de l'usine débutera en 2022 et entrera en production en 2024. Elle sera située à Konin en Pologne.

## b) Les électrodes négatives de batteries lithium-ion

La Chine compte 40 fabricants d'électrodes négatives et contrôle plus de 80 % de la production mondiale (production de 435 kt pour des capacités estimées à 750 kt dans le monde). En Chine, les principaux fabricants sont Shanshan (101 kt), BTR (73 kt) et Kaijin (60 kt), au Japon, Hitachi possède une capacité de 33 kt et en Corée du Sud, c'est Posco Chemtech qui domine le marché avec 44 kt. La Chine produit essentiellement pour son marché mais aussi un peu pour l'export (Japon, Corée du Sud).

Les capacités mondiales de production des batteries lithium-ion étaient de 29 GWh en 2016 et tourneraient autour de 200 GWh en 2020. Ceci tirerait la demande en électrodes négatives avec une multiplication par 8 en quatre ans, passant de 35 kt en 2016 à 280 kt en 2020.

### Acteurs en Europe

En France, Tokai Cobex Savoie développe un projet ambitieux intégré depuis la production de graphite synthétique jusqu'à la poudre de graphite destinée au fabricant de cellule qui s'inscrit dans la dynamique du projet « l'Airbus des batteries ».

Trois start-up françaises, Enwires, Apollon Solar et Nanomakers développent des procédés de dopage au silicium très prometteurs.

Talga Group, une société australienne spécialisée dans le graphite et la fabrication d'électrodes négatives se positionne sur l'extraction minière de graphite (à Lulea, en Suède) et sur la fabrication d'électrodes négatives enduites. L'entreprise basée à Perth, en Australie, prévoit une commercialisation d'électrodes négatives d'ici à l'année 2023. À cette date, le groupe estime que

sa production annuelle atteindra les 19 000 tonnes d'électrodes négatives enduites pour une durée de vie de la mine suédoise évaluée à 22 ans. D'ici 2025-2026, Talga espère pouvoir tirer sa production annuelle à 100 000 tonnes d'électrodes négatives, en agrandissant la raffinerie. Pour l'heure, le projet est en phase de développement, l'usine pilote devrait voir le jour en 2021.

Elkem, une entreprise norvégienne qui produit notamment du silicium et des matériaux de carbone, est aussi en train de construire son usine pilote de production de batteries : son activité ira de la fabrication d'électrodes négatives jusqu'au recyclage des batteries après leur utilisation par le secteur automobile. Ce pilote, basé à Kristiansand, au sud de la Norvège, devrait être mis en marche début 2021 et ses conclusions permettront d'établir une feuille de route pour l'entreprise.

L'entreprise allemande Wacker investit également dans les technologies silicium pour les électrodes négatives.

### c) L'électrolyte

Arkema a lancé un programme de R&D visant à élaborer des nouveaux sels d'électrolytes (les Li-FSI et les Li-TDI) beaucoup plus stables aux hauts voltages que les sels d'électrolytes actuels. L'objectif visé est d'améliorer, sans aucun risque d'implosion, l'autonomie de la batterie, son temps de charge mais aussi sa durée de vie.

Un autre programme de R&D porte sur la batterie lithium-soufre en collaboration avec la société Oxis avec pour objectif d'étendre les applications de cette batterie à la mobilité. Des travaux plus prospectifs sont aussi réalisés sur l'électrolyte solide des batteries « tout solide ».

Solvay est également positionné sur ces mêmes produits. Il est associé à l'alliance de Saft pour le développement des batteries « tout solide ».

### Fluorine (CaF<sub>2</sub>)

Au sein des batteries Li-ion, le fluor(F) est utilisé dans l'électrolyte liquide dont la composition est hautement variable. L'électrolyte se compose généralement des 3 éléments ci-dessous :

- un sel de lithium (LiPF<sub>6</sub>) représentant 14 % de la masse de l'électrolyte ;
- un additif représentant 82 % de la masse : carbonate de vinyle, carbonate de fluoroéthylène, etc. (il en existe plus de dix sortes pour les batteries haute qualité) ;
- un solvant organique représentant 4 % de la masse : carbonate d'éthylène, carbonate de diméthyle etc.

Une batterie de 1 kWh consommerait entre 55 et 130 grammes de fluor (source : CEA). Si l'on estime que les besoins en stockage atteindront 2 000 GWh en 2030, cela nécessitera jusqu'à 230 kt de fluor (selon une fourchette haute, avec 130 g retenus). Mais si cela peut paraître important en premier lieu, on est bien loin de la production mondiale, qui est de l'ordre de 7 Mt de fluorine, soit environ 3,4 Mt.

### Généralités sur le marché du fluor

Le fluorure de calcium (CaF<sub>2</sub>), dont la forme minérale est la fluorine, ou spath fluor (fluorite ou fluorspar en anglais) est utilisé comme source de l'élément fluor dans de nombreuses industries chimiques (dérivés minéraux et organiques), en métallurgie comme fondant (« fluorine » vient du latin fluere : fondre, couler), ainsi que pour les industries du verre et de la céramique. Selon la teneur en CaF<sub>2</sub> des produits traités commercialisés, ainsi que la présence d'éléments traces pouvant être pénalisants, on distingue les qualités suivantes :

- **qualité « acide » ou « chimique »** (*acid spar* en anglais), contenant plus de 97 % de CaF<sub>2</sub>, utilisée sous forme de poudre pour la production d'acide fluorhydrique HF, destinée surtout aux applications chimiques (fluorochimie), notamment pour les liquides réfrigérants fluorés et la plasturgie ;



- **qualité « métallurgique »** (*metspar* en anglais), contenant de 75 % à 97 % de CaF<sub>2</sub>, produite sous forme de grains, destinée à la sidérurgie et à la production d'aluminium essentiellement, la fluorine étant un fondant permettant d'abaisser la température de fusion des métaux ;
- **qualité « céramique et verrerie »**, contenant de 94 à 96 % de CaF<sub>2</sub>.

Les minerais tout-venant ont une teneur comprise entre 11 % de CaF<sub>2</sub> (Afrique du Sud) et 85 % de CaF<sub>2</sub> (Mexique). Le minerai, après broyage, est en général concentré par flottation afin d'obtenir la teneur requise et la qualité souhaitée.

Selon les données de l'USGS (*Mineral Commodity Summary, 2020*), les productions et la répartition des réserves sur le plan mondial sont les suivantes (*Tableau 18*). Dans le contexte actuel du marché, les réserves de fluorine mondiales connues correspondent à moins de 45 ans de consommation au rythme actuel. Cependant, les réserves de nombreux pays ne sont pas encore indiquées ou disponibles, et le total mondial pourrait augmenter de façon notable.

**Tableau 18 : production et réserves de fluorine dans le monde**

Pays	Production en kt		Réserves en kt	Part de la production mondiale 2019 en %
	2018	2019		
USA	NA	NA	4 000	NA
Argentine	14	14	NA	0,2%
Brésil	26	18	1 400	0,3%
Myanmar	70	44	NA	0,6%
Canada	20	110	NA	1,6%
Chine	4 000	4 000	42 000	57,2%
Allemagne	45	45	NA	0,6%
Iran	70	55	3 400	0,8%
Mexique	1 080	1 200	68 000	17,2%
Mongolie	605	670	22 000	9,6%
Maroc	65	100	320	1,4%
Afrique du Sud	242	240	41 000	3,4%
Espagne	145	140	10 000	2,0%
Thaïlande	48	50	3 600	0,7%
Royaume-Uni	11	21	4 000	0,3%
Vietnam	239	240	5 000	3,4%
Autres	40	41	110 000	0,6%
<b>Total</b>	<b>6 720</b>	<b>6 988</b>	<b>314 720</b>	<b>100,0%</b>

Source : USGS, 2020

### Situation française

La France, septième producteur mondial en 2003 (90 kt à l'époque, qualités acide et métallurgique), a arrêté sa production minière entre 2005 et 2007 en raison de l'épuisement ou de la non-rentabilité des exploitations de Sogerem du Tarn (Groupe Alcan), qui alimentaient en fluorine de qualité métallurgique les usines de production d'aluminium des Alpes. De ce fait, les exportations, excédentaires jusqu'en 2004, ont fait place aux importations pour approvisionner le marché français, avec en 2019 :

	Fluorine ≤ 97 %	Fluorine > 97 %	Fluor	Acide fluorhydrique
<b>Exportations</b>	1 524 t (All. 80 %)	32 t (Turq. 75 %)	1 t (Esp. 80 %)	Confidentiel
<b>Importations</b>	9 720 t (Mex. 55 %)	4 239 t (Esp. 66 %)	10 t (All. 45 %)	23 797 t (All. 50 %)

Les exportations de fluorine et de produits dérivés étant faibles, le déficit de la balance commerciale de la France est élevé. En réponse à cela, le projet de mise en exploitation du site d'Antully dans le Morvan (Saône-et-Loire) par le Groupe Garrot-Chaillac, prévue en 2017, avec une production attendue de 70 kt/an (qualité acide), était susceptible de répondre à la demande des industries nationales, mais également à une partie des besoins de pays européens, dont les importations totales se montent à plus de 0,5 Mt/an actuellement, et notamment de l'Allemagne. Néanmoins, la non-rentabilité du projet à cause de prix bas et d'un contexte économique mondial compliqué ont amené Garrot-Chaillac et l'un des partenaires du groupe à suspendre le projet en 2017, malgré plus de 200 k€ investis.

La France a été un grand producteur de fluorine au niveau mondial (11 Mt produits depuis 1861), à partir d'une soixantaine de sites. Il reste encore un grand potentiel de ressources géologiques estimées à 10 Mt, dans les sept districts concernés sur le territoire national (cinq districts dans le Massif central, un en Provence et un dans les Pyrénées-Orientales), dont certains sites pourraient être mis en valeur à moyen ou long terme.

#### **4. LE RECYCLAGE DES BATTERIES AU LITHIUM : UN MARCHÉ ÉMERGENT QUI SOUFFRE DU MANQUE DE VOLUMES À TRAITER ET DE L'ABSENCE D'ACTEURS INDUSTRIELS CAPABLES DE PRODUIRE DES INTRANTS SUFFISAMMENT PURS POUR ÊTRE RÉINJECTÉS DANS LE PROCESSUS DE FABRICATION DES BATTERIES**

Le recyclage de batteries lithium va prendre un essor incontournable avec le développement attendu rapide du véhicule électrique et dans une moindre mesure avec le développement du stockage stationnaire d'électricité (voir le rapport d'étape n°2). Le recyclage des batteries des véhicules électriques devra traiter deux flux distincts : les chutes de fabrication d'un côté et les batteries en fin de vie de l'autre. Tous les deux dépendent d'une dynamique et d'incertitudes propres :

- le flux des chutes de fabrication sera concomitant avec la montée en puissance des *gigafactories* dès 2025. Avec un taux de chute estimé actuellement à 10 %, les flux générés à recycler seront d'ores et déjà conséquents à l'échelle européenne. Les acteurs industriels visent une réduction à 5 % d'ici 2030.
- concernant les batteries en fin de vie, leur arrivée massive reste incertaine, cela dépendra du décollage des ventes de véhicules électriques, de la durée des batteries dans le véhicule électrique et de leur éventuelle seconde vie pour du stockage stationnaire. Avec une durée de vie estimée à dix ans mais qui pourrait être supérieure, l'arrivée massive des batteries en fin de vie n'est pas attendue avant 2030. Néanmoins une quantité très marginale sera d'ores et déjà à traiter, compte tenu des véhicules électriques vendus avant 2020 et du retour précoce de quelques véhicules (accidentologie...).

Le gisement des batteries en fin de vie sera donc composé essentiellement de chutes de fabrication puis évoluera vers un mix de chutes et batteries en fin de vie à partir de 2030.

Le recyclage recouvre une succession d'étapes : le démantèlement, la collecte, le traitement pour l'obtention de la « *black mass* » que l'on peut comparer à un concentré, puis le traitement pour récupérer les métaux à haute valeur ajoutée. L'obtention de la *black mass*, sous forme de poudre, se fait par la mise en œuvre de procédés principalement mécaniques. Cette *black mass* correspond à un produit intermédiaire. Sa qualité peut être très variable et pourra impacter la performance des procédés successifs pyrométallurgiques ou hydrométallurgiques. Il est important de noter que la pyrométallurgie ne permet pas de récupérer le lithium.

Le recyclage des batteries devra faire face à de nombreux défis :

- proposer un modèle de recyclage capable de recycler des chutes et des batteries en fin de vie ;
- s'adapter à la variabilité des chimies des électrodes positives sur le plan du procédé (réaliser un démontage automatique et efficace des packs qui est difficile aujourd'hui en raison des assemblages collés ou soudés) mais aussi du modèle économique ;
- mettre en œuvre et garantir la mise en sécurité des batteries en fin de vie depuis le démantèlement jusqu'aux produits finis ;
- contribuer à sécuriser l'approvisionnement de la production européenne des batteries.

Ainsi, la fourniture avec la batterie des informations détaillées sur les contenus matières des batteries, ainsi qu'une relative standardisation du montage, avec le démontage pensé dès la conception, semblent être des prérequis au développement efficace d'une filière de recyclage.

#### a) Vers quelles synergies entre les chutes et les batteries en fin de vie ?

Les chutes recouvrent en réalité un éventail de déchets générés à chacune des étapes de fabrication de la *gigafactory* dont la composition évolue au fur et à mesure du processus depuis l'électrode positive jusqu'au pack. Concernant les électrodes positives, composants à la plus forte valeur ajoutée, les caractéristiques à l'état neuf pourront être différentes de celles après dix ans d'usage. Aussi, les procédés de recyclage devront être adaptés.

La collecte des chutes pourra se faire directement au sein des *gigafactories*. Certains acteurs de *gigafactories* pourraient également envisager d'intégrer le recyclage de certaines chutes dans leurs procédés. La collecte et le démantèlement des batteries en fin de vie, quant à lui très différent, feront intervenir des acteurs de la collecte des déchets.

La principale synergie repose davantage sur l'objectif de réincorporation des matériaux recyclés dans la chaîne de valeur des batteries.

#### b) Comment recycler toute les chimies des électrodes positives avec des modèles économiques distincts ?

Le recyclage des chutes et des batteries en fin de vie est déjà mis en œuvre en Asie avec un modèle économique positif où la batterie en fin de vie est rachetée. La valeur de la batterie dépend directement de sa chimie et donc de la proportion des métaux contenus. Les chimies à forte composante cobalt bénéficient actuellement du meilleur prix. La part des batteries LFP constitue également une source d'incertitude pour la phase de recyclage. Contrairement aux autres chimies, la batterie LFP occasionnera un coût de recyclage qui nécessitera un accord entre les acteurs metteurs sur le marché et les recycleurs.

Le risque d'inflammabilité des batteries lithium-ion est bien connu et nécessite de mettre en œuvre un processus sécurisé de démantèlement et de collecte. Les acteurs du recyclage des batteries connaissent bien ces problématiques, grâce au flux des batteries portables. Néanmoins la dimension des batteries de véhicule électrique impose de développer des procédés adaptés.

Le recyclage est considéré, à juste titre, comme une opportunité d'approvisionnement de la production européenne des batteries. Cela nécessite néanmoins d'investir dans des unités fortement capitalistiques et de produire des intrants qui pourront être réincorporés directement dans la chaîne de valeur européenne. Plusieurs modèles pourront faciliter cette ambition, comme l'intégration verticale du recyclage, directement ou par des consortiums impliquant les acteurs de la chaîne de valeur :

- producteurs de sels de qualité batterie ;
- producteurs d'électrodes positives ;
- *gigafactories*.

La production de sels (de nickel et de cobalt) de qualité batterie se fait à partir d'une capacité de raffinage. Cette dernière pourrait tout à fait incorporer le flux issu du recyclage des batteries et permettre d'une part de réduire l'investissement très capitalistique d'une unité hydrométallurgique, et d'autre part d'atténuer l'exposition au délai d'arrivée des flux massifs.

La réintroduction de matériaux recyclés dans le cycle de fabrication des batteries en « *boucle fermée* » n'est pas pour le moment opérationnelle en Europe. En effet, le recyclage actuel ne permet pas d'obtenir des intrants de « *grade batterie* » (pureté nécessaire pour les matériaux pouvant intégrer le processus de fabrication), non seulement pour des raisons économiques (par exemple, le coût du lithium recyclé est trop élevé par rapport au lithium extrait) mais aussi à cause des faibles gisements actuels de batteries en fin de vie (qui ne sont pas en adéquation avec les besoins de matériaux pour la fabrication de nouvelles batteries). Il faudra attendre l'arrivée massive des chutes de fabrication pour voir émerger une première dynamique de ce marché.

## B. Les piles à combustible

Nous rappellerons ici les principaux enjeux matières identifiés dans la filière naissante de l'hydrogène, en particulier pour les piles PEMFC et SOFC. Nous évoquerons particulièrement le titane et les platinoïdes. Les électrolytes et électrodes sont fabriqués de la même façon que pour les électrolyseurs (étudiés dans le GT 2), seuls le mode de fonctionnement du système, son chargement et sa durée changent (*voir partie II*).

Il est à noter que les éléments qui composent le « système » de la pile à combustible (réservoir, radiateurs, inter connecteurs...) sont souvent composés d'aluminium, de cuivre, de fibres de carbone, qui sont traités dans d'autres parties ou dans le rapport d'étape n°2.

### 1. LA PILE PEMFC

Dans la PEMFC, l'électrolyte solide est une membrane perfluoro-sulfonée (PFSA) constituée à partir de téflon (qui présente des propriétés mécaniques intéressantes, notamment du point de vue de la résistance, et une importante stabilité chimique), dans laquelle on greffe des chaînes sulfonées (c'est le même type de matériaux que pour le stationnaire).

La connexion de ces éléments en série se fait par un interconnecteur (aussi appelé plaque bipolaire) métallique ou en carbone.

#### a) Le platine

Les électrodes sont constituées de particules de carbone de quelques centaines de nanomètres sur lesquelles sont déposés 2 à 4 nanomètres de platine (0,3 mg de platine par cm<sup>2</sup> de surface active de pile à combustible). Le platine est choisi pour ses qualités de catalyseur. Contrairement aux électrolyseurs, les piles à combustible ne nécessitent pas d'iridium, de palladium ou de rhodium. Le taux de chargement en platine est par ailleurs 10 fois moins important que pour les électrolyseurs.

L'utilisation de métaux nobles dans les véhicules à hydrogène est 3 à 4 fois plus élevée que dans les pots catalytiques (30 g de platine pour 100 kW). Cependant, il devrait être possible à terme de diviser cette quantité par deux. Les comparaisons sont difficiles, puisque les métaux nobles présents dans une pile à combustible et dans les pots catalytiques ne sont pas nécessairement les mêmes.

Dans le rapport d'étape n°2, nous avons souligné qu'en matière de rareté géologique, le platine ne devrait pas constituer un point d'achoppement au développement de l'hydrogène, à condition que les efforts soient poursuivis d'une part pour optimiser la quantité de platine utilisée pour la catalyse, et d'autre part pour mettre en place un recyclage efficace (tant sur le plan des procédés techniques que sur le plan de la collecte).

En effet, les réserves minières sont estimées à 13 000 tonnes pour le platine, alors que la consommation de platine a été de 190 tonnes en 2018 (dont 60 tonnes proviennent de matières recyclées). Le secteur automobile représente 40 % de la consommation totale de platine, notamment dans les pots catalytiques des véhicules diesel. La joaillerie est le deuxième utilisateur de platine avec 30 % des volumes consommés annuellement.

Par ailleurs, pour atteindre les objectifs de la PPE pour 2028, il faudrait mettre en circulation de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers (VUL) et 800 véhicules lourds à hydrogène, ce qui correspondrait à environ 2,5 tonnes de platine avec les technologies actuelles. L'enjeu de la consommation de platine pour les véhicules à hydrogène semble donc moindre que celui de la production d'hydrogène, puisque la production nécessaire pour que 20 % de la consommation finale d'énergie en 2050 proviennent de l'hydrogène pourrait nécessiter jusqu'à 7 300 tonnes de platine (avec l'hypothèse du déploiement de 7 300 GW d'électrolyseurs PEM, *voir rapport d'étape n°2*). Néanmoins, ce même rapport nuance ces inquiétudes, notamment en raison de la baisse de la demande en platine pour les véhicules diesel. Par ailleurs, d'autres technologies d'électrolyseurs (et de piles à combustible), notamment les alcalines et « hautes températures » ne nécessitent pas de platine et vont être développées au cours des prochaines années.

Finalement, les températures de fonctionnement des piles à combustible PEM sont plus basses que dans les pots catalytiques ce qui facilite le recyclage. Les rejets de particules de platine dans l'atmosphère sont notamment moins importants ce qui permet, en fin de vie, de récupérer davantage de platine que dans les pots catalytiques.

Si la rareté du platine ne semble donc pas de nature à compromettre le déploiement des piles PEMFC, il existe des vulnérabilités géopolitiques liées aux platinoïdes. Le rapport d'étape n°2 détaille ces enjeux, qui portent sur l'extraction minière, qui est très concentrée : l'Afrique du Sud produit 72 % du platine (et en possède 82 % des réserves), la Russie produit 12 % du platine (et possède 6 % des réserves). Ces acteurs présentent des risques d'instabilité, comme l'approvisionnement en gaz et le scandale Rusal l'ont montré pour la Russie. L'Afrique du Sud est quant à elle en proie à des conflits sociaux : les grèves sont fréquentes dans les mines. De plus, le pays souffre de coupures d'électricité récurrentes.

Les enjeux environnementaux et sociaux liés à ces matières sont résumés dans le tableau 19 et les risques associés dans la Figure 62 et le Tableau 19.

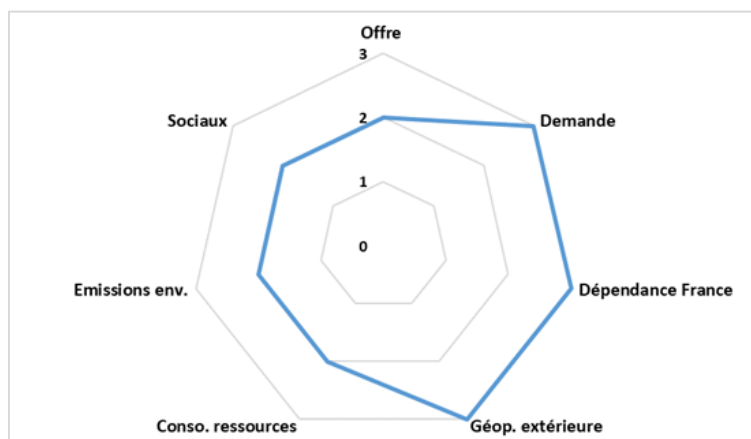
**Tableau 19 : impacts environnementaux de la famille des platinoïdes**

Impacts	Platinoïdes (Pd/Pt/Ir/Ru)
Consommation des ressources	Consommation d'énergie élevée à très élevée à la tonne, mais faible par les quantités produites
	Stress hydrique moyen à fort (pas de données sur la consommation d'eau)
	Impact modéré sur consommation d'espace et sur biodiversité (majorité des exploitations souterraines)
Émissions dans l'environnement	Émissions GES élevées à la tonne mais relativement faibles par les quantités produites
	Les platinoïdes ne sont pas toxiques et sont principalement récupérés dans les boues d'électrolyses
	Conditions favorables aux DMA
	Usage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)
Impacts sociaux	Mines artisanales mais seulement pour Pt et Pd
	Revendications sociales en Afrique du Sud

Sources : BRGM ; CGDD

fort      moyen      faible

**Figure 62 : diagramme des risques associés au platine en 2020**



Source : BRGM

## b) Le titane

La demande en titane est d'environ 125 000 tonnes par an. Le marché de l'aéronautique et de la défense en est le principal demandeur, à travers des alliages de hautes performances à base de ferrotitane. Les autres applications industrielles du titane utilisent des oxydes ou, pour 5 à 10 % de la quantité extraite, des éponges de titane métal destinées à des transformations métallurgiques. Les étapes de transformation du titane métal sont détaillées dans le rapport d'étape n°2 relatif aux réseaux électriques.

Le titane est le neuvième élément le plus abondant dans la croûte terrestre. Dans la nature, il n'existe pas à l'état pur mais sous forme d'oxydes. Il est extrait de minerais, principalement d'ilménite ( $\text{FeTiO}_3$  dont les réserves mondiales sont estimées à 770 millions de tonnes d'équivalent  $\text{TiO}_3$ ) et de rutil ( $\text{TiO}_2$  dont les réserves mondiales sont estimées à 59 millions de tonnes). On trouve le minerai en grandes quantités en Chine, en Australie, en Inde, en Afrique du Sud et en quantité plus modeste au Brésil, à Madagascar, en Norvège, au Kenya, au Sénégal, en Russie et au Canada.

Les premières transformations et raffinage du titane se déroulent essentiellement en Chine, au Japon, en Russie, au Kazakhstan, aux États-Unis, en Ukraine, en Inde et en Arabie Saoudite. Ces premières transformations nécessitent des traitements chimiques complexes, fortement exothermiques, et l'usage de 1,5 kg de magnésium par kilo d'éponge de titane produite par le procédé Kroll.

Les moyens de fusion d'éponges et/ou de déchets de titane (*scrap*), desquels sortent des lingots prêts à être forgés ou usinés, sont répartis entre les États-Unis, la Chine, la Russie, le Japon, le Kazakhstan, l'Europe, l'Ukraine et l'Inde.

Le titane est fortement présent dans la technologie PEM, sur la partie « cœur du système », où la réaction chimique a lieu. Il s'agit de titane pur de grade II ou grade I. Il représente 80 % de la masse de l'électrolyseur. Cette matière constitue un coût important mais il n'y a pas encore d'effort fait pour en diminuer la quantité. Ce dernier se recycle et se réutilise très bien.

Les capacités de recyclage des déchets de titane sont encore sous-développées dans le monde, excepté aux États-Unis. Néanmoins la *joint-venture* UKAD, sous l'impulsion du groupe Aubert & Duval (Eramet), a également décidé d'investir dans une capacité de fusion dédiée au recyclage des déchets de titane sur son site de Saint-Georges-de-Mons (Puy-de-Dôme). Ainsi, la filière UKAD pourra tirer profit des effets de l'économie circulaire pour sa propre production, mais elle pourra également revaloriser sur place des déchets qui, très majoritairement, sont actuellement exportés vers les États-Unis. Le titane sera recyclé dans un four à plasma (PAM) adapté aux alliages tels que le TA6V destiné à l'aéronautique. L'usine baptisée EcoTitanium a été inaugurée en septembre 2017.

## 2. LA PILE À COMBUSTIBLE SOFC (HAUTE TEMPÉRATURE)

Contrairement à la pile PEMFC, l'électrolyte n'est pas une membrane polymère mais une membrane céramique (zircono yttrée : YSZ).

La haute température de fonctionnement permet de ne pas avoir à utiliser de matériaux nobles comme catalyseurs pour accélérer le processus de transformation.

Les électrodes sont composées, pour l'une, de matériaux céramiques à base de lanthane, strontium, cobalt, manganèse. Les quantités totales de matières sont plus importantes que pour la PEMFC mais les coûts de fabrication sont beaucoup plus faibles. L'autre électrode est composée d'un mélange de nickel et d'oxyde de zircono.

L'interconnecteur (qui permet l'association en série des cellules) doit résister aux hautes températures. Il est en nickel, en céramique et constitué d'aciers à fort taux de chrome (pour résister à la corrosion).

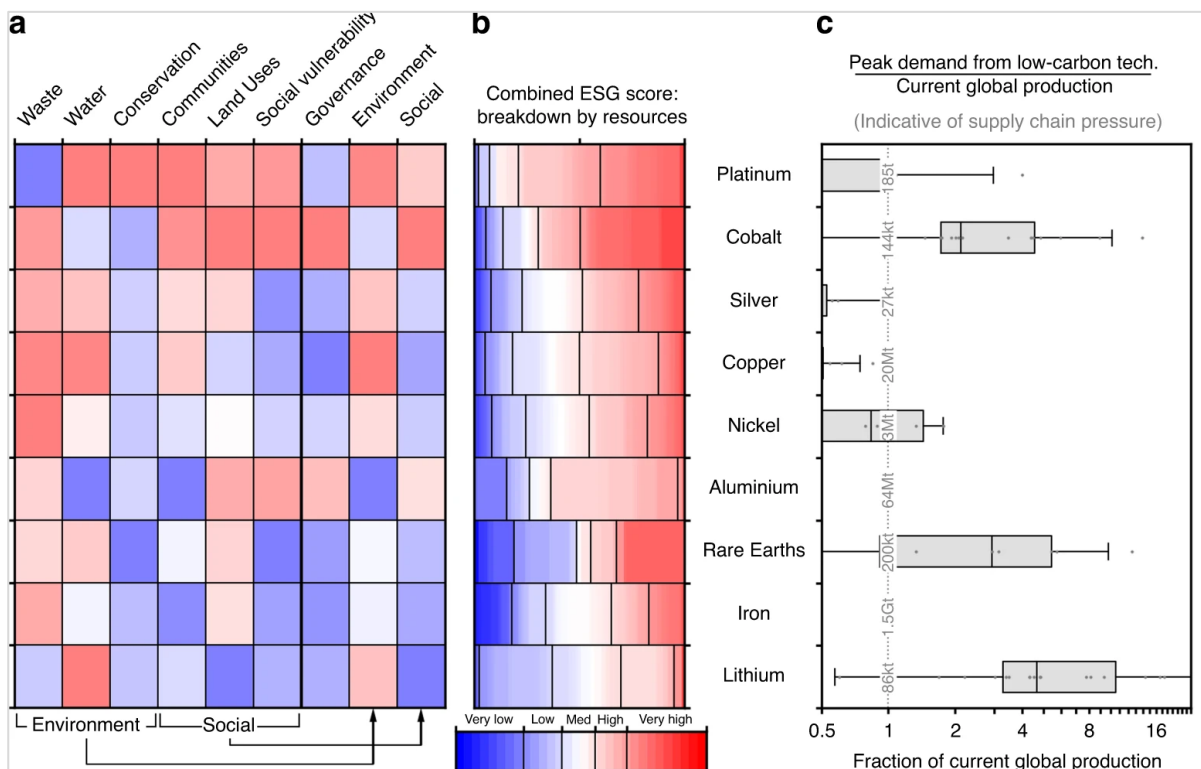
La haute température de réaction présente l'avantage de pouvoir utiliser du méthane (et le système en interne transforme ce méthane en hydrogène). Le rendement est bon (70 %) mais implique le rejet de  $\text{CO}_2$ . Ce dernier pourrait être capturé pour faire du power to X, mais cela n'aurait de pertinence que pour des applications industrielles et non pour la mobilité.

## C. Impacts comparés et analyses de cycle de vie des technologies de la mobilité bas-carbone

### 1. COMPARAISON DES IMPACTS (ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX) DU COBALT, DU NICKEL ET DU LITHIUM

Lèbre et al. 2020 étudient les impacts environnementaux et sociaux de neuf métaux de la transition énergétique, à travers sept critères : trois critères environnementaux (déchets, eau douce et biodiversité), trois critères sociaux (utilisation des terres, populations locales impactées par les mines et vulnérabilité sociale : pauvreté, inégalités, démographie) et un critère de gouvernance (adéquation entre politiques nationales et institutions de régulation). Les résultats sont synthétisés dans la Figure 63.

Figure 63 : risques environnementaux et projections de neuf métaux



Source : Lèbre et al. 2020

Tous critères confondus (environnementaux et sociaux), entre le cobalt, le nickel et le lithium, les résultats de cette étude suggèrent que les impacts du cobalt sont les plus forts et ceux du lithium les plus faibles.

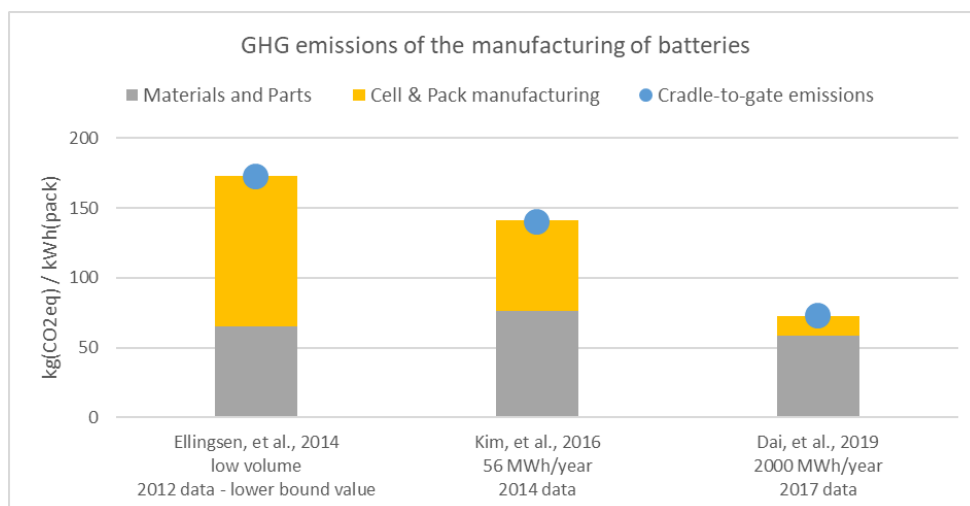


## 2. POUR LES BATTERIES DANS LEUR ENSEMBLE

Beaucoup d'ACV sont réalisées sur les batteries mais peu utilisent des données primaires issues de l'industrie.

Les émissions de gaz à effet de serre décroissent avec l'augmentation du volume de production des batteries. On peut raisonnablement penser qu'avec une *gigafactory*, la valeur de  $100 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{pack}}$  serait un maximum, et qu'à terme les  $50 \text{ gCO}_2/\text{kWh}_{\text{pack}}$  seraient atteignables.

**Figure 64 : résultats d'analyses de cycle de vie issus de la bibliographie montrant l'évolution en fonction du volume de production**



Source : CEA

Les principaux postes consommateurs d'énergie et notamment d'électricité, sont :

- la synthèse du matériau actif de l'électrode positive, notamment pour les technologies NMC ;
- la fabrication des cellules notamment pour le séchage des électrodes et la salle anhydre, car certaines opérations doivent se faire en absence complète de vapeur d'eau ;
- la fabrication de l'aluminium primaire.

Les analyses révèlent par ailleurs que, les émissions dues à la fabrication de la cellule dominent largement celles du pack et que, dans la cellule les émissions dues aux matériaux constitutifs (hors lithium dont la part dans les impacts de la NMC est inférieure à 10 % (Dai 2019)) dominent nettement celles des procédés de fabrication.

En effet, la prédominance de la fabrication a décru avec l'augmentation des volumes de production. En rapatriant la synthèse du matériau actif et la fabrication des cellules dans un pays où l'électricité est peu carbonée, on pourrait diminuer les émissions de GES de 40 à 45 %. En particulier, la fabrication de l'aluminium en France permettrait de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> grâce au mix électrique peu carboné.

En matière d'émissions de GES, on estime que la fabrication d'un kWh<sub>pack</sub> engendre une émission de 100 kgCO<sub>2</sub>. Afin de donner un sens à cette valeur de 100 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>pack</sub>, on peut la convertir en contenu CO<sub>2</sub> ajouté à l'électricité qui transite par la batterie : si la batterie réalise 100 cycles durant sa durée de vie (l'électricité ressort avec un contenu CO<sub>2</sub> de 1 000 g/kWh supérieur à celui qu'elle avait en entrant). Si la batterie dure 1 000 cycles, le contenu CO<sub>2</sub> ajouté à l'électricité est de 100 gCO<sub>2</sub>/kWh. Un raisonnement similaire peut être tenu avec l'énergie : l'énergie nécessaire à fabriquer la batterie (environ 1126 MJ pour 1 kWh<sub>pack</sub>) correspond à l'énergie qu'elle restituera en 300 cycles environ. De ce fait, il faut que la batterie réalise de nombreux cycles pour rentabiliser les émissions dues à sa phase de fabrication.

L'effet du recyclage sur les émissions est encore mal quantifié. Il dépend certainement de la filière de recyclage envisagée (hydrométallurgie, pyrométallurgie, séparation physique) mais ne devrait pas, dans tous les cas, changer l'ordre de grandeur des émissions globales.

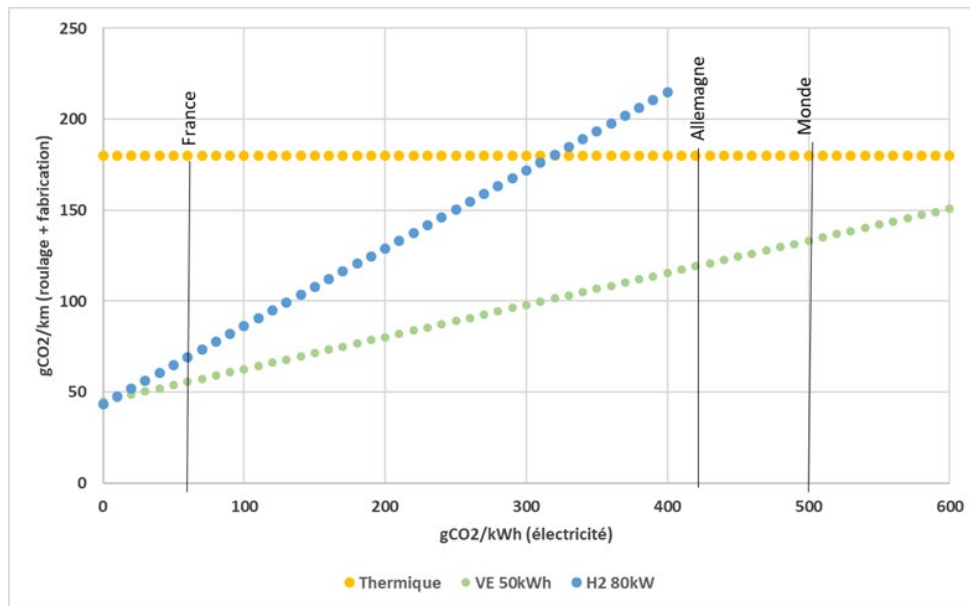


### 3. UN IMPACT DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRANTE BIEN PLUS MARQUÉ POUR L'HYDROGÈNE

À partir des données sur les émissions de gaz à effet de serre des différents composants, il est possible d'estimer les émissions du cycle de vie, rapportées au km parcouru par un véhicule. Le résultat dépend de nombreuses hypothèses, mais l'une des plus influentes est le contenu CO<sub>2</sub> de l'électricité utilisée pour le roulage.

Ceci permet la comparaison entre un véhicule électrique batterie et un véhicule électrique hydrogène. La Figure 65 représente les émissions de gaz à effet de serre (sur le périmètre de roulage et de fabrication) par kilomètre parcouru en fonction du contenu CO<sub>2</sub> de l'électricité entrante pour plusieurs types de motorisation : véhicule thermique, véhicule électrique type Renault ZOE (avec une batterie de 50 kWh) et un véhicule hydrogène *full power* (de 80 kW).

**Figure 65 : émissions en cycle de vie de trois types de véhicules en fonction du contenu carbone de l'électricité utilisée pour le roulage<sup>21</sup>**



Source : CEA

Lorsque le contenu en GES de l'électricité entrante est faible, le véhicule électrique et le véhicule hydrogène présentent les mêmes performances. Mais lorsque le contenu en GES de l'électricité entrante augmente, le véhicule électrique présente de meilleures performances. Ceci est lié aux pertes beaucoup plus importantes associées à l'hydrogène par rapport aux batteries.

Pour un véhicule électrique type ZOE, le véhicule électrique est toujours meilleur que le véhicule thermique. Pour le véhicule hydrogène, ce n'est plus le cas lorsque l'électricité présente un contenu carbone supérieur à 300 gCO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>21</sup> batterie : 100 kg<sub>CO2</sub>/kWh, rendement élec-élec : 85%  
pile à combustible : 30 kg<sub>CO2</sub>/kW, électrolyse : 50 kWh/kg<sub>H2</sub>.  
réservoir : 65 kg de fibres de carbone, 35 kg<sub>CO2</sub>/kg fibre  
châssis : 4t<sub>CO2</sub>, consommation : 15 kWh/100km ou 1 kg<sub>H2</sub>/100km  
thermique : 160 g<sub>CO2</sub>/km au roulage (en comptant les émissions amont des carburants)  
durée de vie de l'ensemble : 200 000 km.  
Résultats cohérents avec diverses études :  
[www.mdpi.com/2076-3417/8/8/1384](http://www.mdpi.com/2076-3417/8/8/1384)  
[www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916307933](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916307933)  
[www.transportenvironment.org/what-we-do/electric-cars/how-clean-are-electric-cars](http://www.transportenvironment.org/what-we-do/electric-cars/how-clean-are-electric-cars)

L'évaluation des impacts aboutit aux résultats du *Tableau 20* sur le changement climatique :

**Tableau 20 : comparaison des émissions de GES entre un véhicule électrique (selon l'origine du lithium) et thermique**

	GWP 100 a (kg CO <sub>2</sub> eq)		
	À partir de saumure (high grade)	À partir de spodumène (high grade)	Véhicule thermique
Production d'1 kg Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,02	2,27	-
Production d'1 kg de batterie	5,82	5,83	-
Transport d'1 veh.km	0,161	0,161	0,231

Source : BRGM

Les valeurs obtenues pour le transport sont cohérentes avec celles de l'abondante littérature des ACV de véhicules électriques : si l'impact carbone du véhicule électrique est moins élevé (130 gCO<sub>2</sub>eq/km pour un mix électrique à 500 gCO<sub>2</sub>eq/kWh) que celui obtenu par Stamp et al., 2012 (sans doute en raison de l'hypothèse sur la durée de vie, fixée à 200 000 km et non 150 000 km), le rapport entre véhicule thermique et véhicule électrique est comparable (environ 1,4).

On peut également extrapoler ces impacts au volume de production mentionné précédemment (6 TWh/an en 2040 ou 2050). À cette échelle, la fabrication des batteries serait responsable de 600 Mt de CO<sub>2</sub>, soit 1 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre actuelles et consommerait aussi 1 % de l'énergie primaire mondiale actuelle. Ces chiffres sont importants mais permettent en échange de décarboner une grande partie des transports mondiaux, le deuxième contributeur aux émissions après le secteur énergétique.

Il apparaît donc clairement que les véhicules électrifiés sont tous vertueux en termes d'émissions de gaz à effet de serre dans un pays à l'électricité bas-carbone comme la France, mais le deviennent d'autant moins que l'électricité en entrée est carbonée. Cet effet est particulièrement net pour l'hydrogène en raison de la consommation électrique trois fois supérieure pour une même distance parcourue. C'est pourquoi dans la *Figure 65* la pente de la courbe hydrogène est trois fois plus grande que la pente de la courbe batteries. Globalement, avec un mix électrique correspondant à l'Allemagne ou à la moyenne mondiale, le véhicule à hydrogène émet plus de CO<sub>2</sub> que le véhicule thermique.

Cet écart de rendement a un autre effet : si la totalité des transports routiers étaient électrifiés en France, la consommation supplémentaire serait de l'ordre de 100 TWh. Mais si cette électrification se faisait par une chaîne hydrogène, l'augmentation serait de l'ordre de 300 TWh, à comparer avec la consommation électrique totale actuelle de 480 TWh.

**De ce fait, il est préférable de choisir une électrification aussi directe que possible, et de ne passer par l'hydrogène ou les carburants de synthèse, que pour les usages où l'électrification directe est inadaptée.**

## POINTS ESSENTIELS

- Les batteries nécessitent des quantités importantes de matières premières, qui représentent une proportion significative des coûts de fabrication. La fabrication engendre par ailleurs un impact environnemental fort, ce qui incite à maximiser les performances des batteries en diminuant leur poids et en les utilisant pour le plus grand nombre de cycles possible.
- Les batteries lithium-ion recouvrent de nombreuses technologies, dont la plupart utilisent du graphite, du cobalt, du nickel, du manganèse et du lithium en quantités variables. La tendance actuelle de la R&D est à la réduction de la quantité de matières et la plupart des investissements portent sur des moyens de production pour des batteries NMC (nickel-manganèse-cobalt).
- Le graphite est utilisé pour les électrodes négatives des batteries. Il peut être d'origine naturelle ou synthétique. La production est actuellement fortement concentrée en Chine, notamment pour les graphites sphériques utilisés dans les batteries. Si de nouveaux projets sont en développement en Europe, la majorité des futures unités de production seront situées en Afrique ou en Chine. La production de graphite, d'origine naturelle ou synthétique, est très énergivore et engendre d'importantes émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi que des rejets toxiques dans les pays les moins contraignants sur le plan environnemental. Néanmoins, des projets européens cherchent à limiter ces impacts environnementaux, tout en améliorant les performances des électrodes négatives grâce au dopage au silicium.
- Le lithium est un métal relativement abondant, mais dont la production est actuellement concentrée en Amérique du Sud, en Australie pour l'extraction et en Asie pour le raffinage et par un nombre limité d'entreprises à chaque étape. Son extraction à partir des salars est particulièrement consommatrice en eau et induit des conflits d'usage dans les zones désertiques. Néanmoins, la filière du lithium est peu structurée pour le moment, et tant qu'il n'y a pas de consolidation parmi les entreprises extractrices, le risque de réduction concertée de la production semble limité sur le marché, d'autant que les capacités de production sont actuellement sous-utilisées. Par ailleurs, de nombreux nouveaux projets d'extraction du lithium sont en cours de développement de par le monde, à partir de gisements non conventionnels et de procédés potentiellement moins impactants pour l'environnement. Ces évolutions à moyen terme vont permettre l'augmentation de la consommation en lithium pour les batteries, tout en limitant les dépendances et les impacts environnementaux.
- Contrairement au lithium, le nickel et le cobalt ne sont pas, actuellement, principalement utilisés pour les batteries, malgré une forte hausse de la demande de ce marché. Une part importante de l'extraction est située dans des zones géopolitiquement sensibles, en Asie du Sud pour le nickel et en République démocratique du Congo pour le cobalt. Le reste de la production du nickel et du cobalt dépend de l'exploitation des coproduits du nickel, et donc des marchés du cuivre ou des platinoïdes. Une autre vulnérabilité concerne le raffinage des minerais et particulièrement la production de sulfates de nickel et de sulfates de cobalt, qui servent de précurseurs pour les électrodes positives de batteries Li-ion. Ces productions sont concentrées en Chine et les entreprises chinoises ont sécurisé leurs approvisionnements en investissant massivement dans les pays miniers comme les Philippines, l'Indonésie et la RDC. Les enjeux sociaux et environnementaux liés à l'exploitation du nickel et du cobalt sont particulièrement importants, notamment en raison de la forte consommation d'énergie et le rejet des déchets toxiques lors des traitements des minerais. En ce qui concerne le cobalt, le gouvernement congolais et certaines entreprises occidentales ont pris des engagements pour limiter la part de la production issue de mines artisanales (actuellement 20 %), dont certaines peuvent violer les normes internationales du travail et les droits humains.

- Les matières utilisées dans les piles à combustible sont similaires à celles utilisées dans les électrolyseurs et étudiées dans le rapport d'étape n°2 sur les réseaux et le stockage, notamment le titane et le platine. En matière de rareté géologique, les risques semblent faibles pour le titane et le platine. En revanche les vulnérabilités géopolitiques sont fortes, notamment sur la partie extraction qui est concentrée en Afrique du Sud et en Russie. Le recyclage des métaux nobles dans les piles à combustible et dans les électrolyseurs, ainsi que dans les pots catalytiques des véhicules thermiques est une opportunité pour limiter les risques de dépendance aux pays producteurs à moyen long terme.
- L'étude des impacts environnementaux d'ensemble de la fabrication des batteries permet des comparaisons entre les différentes technologies de motorisation, à batterie, à hydrogène et thermique. Les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication des batteries sont sujettes à des effets d'échelles positifs. Ainsi l'industrialisation de la fabrication des batteries permet de réduire fortement les émissions ramenées aux capacités de stockage produites, cet effet pouvant être amplifié par un mix électrique largement décarboné.
- Finalement, les émissions de gaz à effet de serre sont d'autant plus faibles pour les véhicules électriques que la production d'électricité est décarbonée. Dans tous les cas étudiés, sur la durée de vie des véhicules, les véhicules électriques à batterie permettent de moindres émissions de gaz à effet de serre que les véhicules thermiques.



## IV.

# Les opportunités industrielles

Comme évoqué dans la partie III, les besoins en minéraux vont augmenter aux cours des prochaines années, et les impacts environnementaux et sociaux des chaînes de valeurs des batteries et de l'hydrogène seront importants. Ces deux points constituent des opportunités pour de nouveaux acteurs industriels, qui peuvent contribuer à répondre à la hausse de la demande par le recyclage ou de nouveaux procédés d'extraction, tout en réduisant les impacts environnementaux et sociaux liés à la mobilité bas-carbone.

Les opportunités industrielles liées aux moteurs électriques seront étudiées dans le cadre du rapport d'étape n°4.

## A. Les batteries

### 1. L'EXTRACTION DE MATIÈRES PREMIÈRES

Au-delà du recyclage, qui interviendra dès lors que les flux seront massifs, et pour lesquels la France accompagne le déploiement des technologies à l'échelle du démonstrateur, la valorisation des ressources primaires est nécessaire pour répondre à la demande. Produire en France ces ressources permettrait d'utiliser des procédés d'extraction et de transformation à plus faible empreinte environnementale et dans un meilleur respect des droits du travail.

#### a) Concernant le lithium

La France dispose de ressources en lithium dans son sous-sol, notamment dans des eaux géothermales en région Grand Est. La valorisation de ces ressources constitue une opportunité pour la France de proposer une offre en lithium compétitive et durable. Plusieurs projets sont à l'étude et pourraient répondre en totalité aux besoins français ainsi qu'une partie des besoins européens dès 2028. L'ambition industrielle vise l'extraction du lithium ainsi que son raffinage.

#### b) Concernant le nickel et le cobalt

La France ne dispose pas de ressources en nickel et en cobalt dans son sous-sol. Elle dispose néanmoins d'une forte expertise en hydrométallurgie, compétence essentielle au raffinage du nickel et du cobalt, primaire et secondaire (avec le réseau de chercheurs dédiés Prométhée), atout pour l'implantation d'une usine.

La production européenne de produits intermédiaires de nickel et de sulfates de nickel sera déficitaire à partir de 2027 (Roskill, 2020). Le rapport recommande à l'Europe d'investir à l'international pour sécuriser l'accès à des produits intermédiaires de nickel voire des sulfates de nickel et dans le recyclage pour développer la production européenne.

La France dispose d'ores et déjà d'une raffinerie historique de nickel et de cobalt, basée à Sandouville, mais qui ne sert pas le marché des batteries. Cet actif pourrait offrir une base à la constitution d'un futur hub du raffinage de nickel et de cobalt avec des synergies multiples :

- logistiques : flux entrants et sortants des réactifs avec un accès portuaire ;
- réglementaires : maîtrise des procédures et des procédés par la DREAL ;
- compétences et savoir-faire opérationnel.

La disponibilité du foncier à proximité de grands ports ainsi que la proximité avec de futures unités de production de précurseurs d'électrodes positives au nord de l'Europe, offrent à Sandouville un positionnement stratégique pour optimiser la chaîne logistique à destination des unités de précurseurs. Enfin le mix électrique faiblement carboné en France, fiable et compétitif, offre un avantage incontournable pour réduire l'empreinte carbone de cette étape énergivore de la production des batteries.

Certains modèles compétitifs en Asie se développent sur un approvisionnement qui permet de mutualiser des flux primaires et secondaires. Si la qualité des deux flux le permet, cela peut offrir

un avantage particulièrement intéressant pour capter les flux du recyclage au fur et à mesure de leur croissance et diminuer les risques liés à un investissement dédié uniquement au recyclage.

La France a également développé une expertise en biolixiviation qui pourrait offrir demain une alternative aux procédés actuels complexes, très capitalistiques et particulièrement à risque pour l'environnement.

Un projet ambitieux de développement d'un procédé de rupture adapté aux minerais latéritiques, à faible empreinte environnementale et moins capitalistique que les procédés actuels, est en cours de développement par le BRGM. Fort de son expertise et de son retour industriel en Angola sur le projet de la Kamoto Copper Company (KCC), le BRGM a développé un procédé de biolixiviation qui réduit l'utilisation de réactifs chimiques et allège les conditions de pression de température. La transposition des développements existants sur les minerais sulfurés aux minerais latéritiques nécessite un programme de recherche ambitieux. Ce programme doit permettre de passer d'un TRL 3 à un TRL 7 et permettre au BRGM de conserver son avance dans ce domaine d'expertise et demain contribuer à la valorisation du nickel et du cobalt avec une faible empreinte environnementale. Ce procédé présente également un intérêt majeur pour valoriser des quantités importantes de minerais pauvres, aujourd'hui déjà extraites et stockées sous forme de vers. Cela permettrait de mieux valoriser l'ensemble de la ressource des gisements latéritiques comme ceux de Nouvelle-Calédonie ou d'Indonésie.

### c) Concernant le graphite

Plusieurs acteurs industriels se positionnent pour contribuer aux étapes en amont de la fabrication de l'électrode négative : depuis la production de graphite synthétique/naturel jusqu'à la fabrication de poudre de graphite de qualité batterie et le dopage au silicium.

Les besoins en électrodes négatives à base de graphite vont s'intensifier. Un projet en France se démarque à partir de graphite synthétique. L'objectif est de produire des poudres de graphite de qualité batterie avec une empreinte environnementale très réduite. Un financement a été attribué pour réaliser un démonstrateur dans le cadre de l'IPCEI « *European Battery Alliance* ». L'industrialisation devrait également nécessiter un accompagnement de l'État.

Le graphite synthétique nécessite principalement de l'énergie. La production de graphite synthétique réalisée en France pourra bénéficier d'un mix électrique fortement décarboné. L'électrode négative pouvant contribuer pour 30 % du contenu carbone d'une batterie, la production de Tokai Cobex Savoie devrait offrir une électrode négative significativement moins émettrice en CO<sub>2</sub>.

### d) Concernant le silicium

Trois *start-up*, Enwires, Apollon Solar et Nanomakers développent des solutions pour utiliser le silicium métal dans les électrodes négatives sous forme de micropoudres, de nanopoudres, de nanofils ou de structures poreuses afin de résoudre les problèmes de dilatation.

Des besoins d'accompagnement pour passer du pilote au démonstrateur puis à l'industrialisation seront nécessaires.

L'approvisionnement en silicium pour réaliser le dopage des poudres de graphite au silicium métal nécessite de recourir à du silicium gazeux, même intrant que pour les filières solaires et électroniques. Le développement de ces technologies pourrait fortement impacter la demande en silicium. Etant donné la forte domination de la Chine dans la chaîne de valeur du solaire (*voir le rapport d'étape n°1 sur le photovoltaïque*), il conviendra de s'assurer de l'adéquation des capacités de production en Europe pour assurer la production d'électrodes négatives dopées au silicium.



### e) Concernant la fluorine

Les acteurs basés en France comme Arkema et Solvay se positionnent pour développer un électrolyte solide à base de lithium. Ces développements font appel à la chimie du fluor, largement développée en France par ces deux groupes.

L'approvisionnement en fluor pourrait redevenir un sujet de préoccupation. La France dispose d'une concession de fluorine (à Antully en Saône-et-Loire) qui pourrait répondre à ces besoins. L'opportunité de traiter ce concentré dans l'usine d'Arkema de Pierre-Bénite (Rhône) pour produire de l'acide fluorhydrique pourrait être étudiée.

## 2. DESCRIPTION DE L'ÉTAT DE LA FILIÈRE FRANÇAISE ET EUROPÉENNE

Le dynamisme des PME ou des *start-up* est particulièrement prégnant avec des solutions de rupture et des procédés permettant de réduire l'empreinte environnementale de la production des matières premières.

### a) L'extraction directe du lithium pour réduire la consommation d'eau

Tout comme Eramet, Adionics et Geolith, deux *start-up*, ont développé des procédés visant à extraire directement le lithium des saumures et permettant de réintroduire la saumure dans l'aquifère, sans évaporation. Ces procédés évitent l'étape d'évapotranspiration pratiquée actuellement dans les salars sud-américains.

Ces procédés permettent également de réduire très fortement le délai de récupération du lithium. D'un délai de plus d'un an dans les exploitations actuelles des salars, le lithium est extrait en quelques jours avec un rendement bien plus important.

En contrepartie, la valorisation des coproduits est plus faible voire inexistante et le coût d'investissement pour l'installation plus élevé.

L'extraction directe peut également être mise en œuvre dans les eaux géothermales ou encore dans les saumures associées à l'exploitation des hydrocarbures.

### b) Pour le graphite

La société Tokai Cobex Savoie, forte de son expertise dans la production de graphite synthétique, vise une production avec la plus faible empreinte carbone, en comparaison des autres graphites synthétiques, et une faible empreinte environnementale (sans effluents chimiques), en comparaison du graphite naturel. Elle développe l'ensemble des procédés pour répondre à cette ambition.

### c) Pour le silicium

Trois *start-up* développent des innovations de rupture pour les électrodes négatives enrichies en silicium, Enwires, Apollon Solar et Nanomakers. Ces procédés permettront d'augmenter la densité de charge de l'électrode négative.

#### d) Pour les terres rares

Pour le développement de ces technologies, les acteurs français doivent tisser des partenariats et communiquer pour lever des fonds. La collaboration avec des grands groupes industriels est également un axe possible. Les grands industriels ont un rôle à jouer dans l'accompagnement de ces technologies. C'est un vrai challenge pour les PME de conserver la propriété intellectuelle et l'orientation stratégique en phase de développement.

Carester et MagREEsources développent des projets industriels ambitieux de recyclage des aimants en terres rares. Ces solutions permettront de recycler les terres rares, en terres rares dans le cas du procédé voie longue ou bien de recycler directement l'aimant, en aimant dans le cas de la voie courte.

Le coût environnemental de l'extraction des terres rares étant élevé, conserver le plus longtemps possible ces terres rares dans les usages en les recyclant est une nécessité.

Les efforts des PME et des start-up visent pour la majeure partie à réduire l'empreinte environnementale des procédés actuels. La principale difficulté pour ces acteurs est de lever des fonds pour poursuivre les développements jusqu'à l'industrialisation.

L'accompagnement de l'État est nécessaire jusqu'à l'étape du démonstrateur, voire de l'industrialisation.

#### e) Le recyclage

La France dispose des capacités de recyclage de batterie les plus importantes en Europe. Au niveau français, le programme d'investissement d'avenir (PIA) 3 a accompagné le développement de procédés de recyclage innovants sur les batteries mais aussi de réemploi. En France, deux installations industrielles traitent les batteries lithium-ion (dont les batteries de VE) :

- la SNAM (Société nouvelle d'affinage des métaux) avec deux sites à Saint-Quentin (Isère) et Viviez (Aveyron) ;
- Euro Dieuze (propriété du groupe Véolia/SARPI), en Grand Est.

Leur capacité de traitement excède aujourd'hui le flux de batteries à recycler, et la filière de recyclage serait aujourd'hui capable de recycler plus de 70 % en masse des batteries<sup>22</sup>.

La France dispose d'atouts pour devenir le leader européen du recyclage des batteries, mais peut se laisser distancer si les investissements ne sont pas rapidement mis en œuvre.

En effet, les acteurs extraeuropéens qui se sont installés dans l'Union européenne sur le segment de la fabrication des batteries (actuellement la quasi-totalité des batteries de VE est fabriquée en Asie) devraient se développer également sur le marché du recyclage. Ces concurrents internationaux lancent des programmes ambitieux, à la fois en matière de capacité de traitement et de qualité de produits sortant du recyclage. Un risque identifié serait de réduire l'industrie française du recyclage à un rôle de fournisseur de produits intermédiaires (sous forme de black mass : produit sortant de la première étape du recyclage) à d'autres recycleurs. Ces derniers contrôleraient ainsi la ressource secondaire, à forte valeur ajoutée.

En Europe, sous l'impulsion de « l'Airbus des batteries », de nouveaux acteurs se positionnent sur le recyclage des batteries aidés par des financements très conséquents.

Le soutien à l'innovation est primordial pour rendre plus compétitives les opérations de recyclage. L'investissement dans les pilotes industriels et les capacités de production doit aussi être soutenu par la puissance publique : un projet important d'intérêt européen commun (PIEEC) incorporant le recyclage des batteries, complétant celui sur la fabrication des cellules dans le cadre d'un PIEEC plus large dédié à la production de métaux stratégiques est recommandé pour anticiper les investissements industriels et réduire les risques liés à la croissance de la filière.

---

<sup>22</sup> Source : chiffre déclaré par la SNAM à la DGPR et à l'ADEME.

### 3. SANS PROTECTION FACE À LA CONCURRENCE MONDIALE, CES OPPORTUNITÉS NE POURRONT PAS NAÎTRE

Le futur règlement européen « batteries » (texte qui remplacera la directive européenne n°2006/66/CE relative aux batteries) devrait inclure prochainement un certain nombre d'objectifs ambitieux qui modifieront la situation actuelle du marché du recyclage. Cette stratégie s'aligne avec le souhait de la France de peser au niveau européen dans la discussion sur ce règlement « batteries » récemment proposé par la Commission européenne, par exemple par la mise en place d'un objectif de taux de collecte des batteries usagées, ainsi que la mise en place d'objectifs ambitieux d'incorporation de matières recyclées dans les batteries neuves. Ce règlement européen devrait entrer en vigueur, à la suite des futures négociations, en 2021-2022. Cette proposition ouvre la voie au développement d'un modèle économique du recyclage visant à favoriser les procédés à forte valeur ajoutée et permettant la réincorporation des produits. Le règlement propose également de contraindre les fabricants de batteries à un approvisionnement responsable sur le plan environnemental et social.

#### Une nécessaire sécurisation des approvisionnements

À l'exception du nickel, la plupart des métaux utilisés pour le véhicule électrique sont considérés comme critiques, par la Commission européenne. Plus récemment, le rapport Roskill, réalisé pour le JRC pointe des risques également sur les sulfates de nickel.

Beaucoup d'incertitudes sont associées à la demande : la vitesse de pénétration du véhicule électrique, la chimie ou les chimies dominantes, etc. Il en résulte une réelle difficulté pour les acteurs de l'offre à investir massivement dans de nouvelles capacités.

Après les annonces sur l'électrification de l'offre, les stratégies industrielles sont en train de se dévoiler. L'implication de plus en plus marquée des acteurs de l'automobile dans la brique batterie et dans les *gigafactories* (ACC avec Stellantis et Total, Volkswagen, Tesla) est un changement de paradigme. Au point que des acteurs automobiles commencent à sécuriser directement certaines matières. D'abord, le cobalt, puis le nickel mais aussi le lithium et enfin le silicium qui font partie des matières très sollicitées.

Les enjeux de la sécurisation ne sont plus seulement celui de garantir l'accès à une matière à un certain prix mais aussi de bénéficier d'une matière extraite dans des conditions acceptables sur le plan humain, social et environnemental.

Si on peut penser que l'offre sera suffisante pour répondre à la demande, il n'est pas aussi certain que l'offre répondant aux exigences du futur règlement européen et du consommateur européen soit suffisante et à des coûts acceptables.

Les matières premières sont le premier poste de coût de fabrication des batteries. Avec les prévisions de baisse des coûts de fabrication des batteries (effets d'échelle, optimisation des procédés), le poids relatif des matières premières devrait encore davantage augmenter dans les prochaines années.

Concernant les matières premières, une baisse des cours n'est pas envisagée à court terme étant donné les besoins massifs d'investissements pour répondre à la demande. Sur le nickel, si des annonces récentes (de Tsingshan) visent une baisse des prix du nickel, le procédé retenu pourrait être très impactant sur le plan environnemental, en particulier en émissions de CO<sub>2</sub>.

L'Europe est aujourd'hui peu présente sur la partie extractive. L'enjeu est donc de connaître le sous-sol et d'envisager l'exploitation des minerais qui pourront contribuer à diminuer la dépendance de l'Europe à ces substances et plus largement sur les métaux critiques. Le recyclage devra également faire l'objet d'investissements massifs afin de permettre une réutilisation en Europe des métaux.

Adossée à la production des matières, c'est aussi toute la chaîne de valeur qui doit s'implanter massivement en Europe afin d'utiliser les matières produites primaires ou secondaires, en particulier les unités de raffinage, de production de précurseurs d'électrodes positives et négatives.

## B. Les piles à combustible

Le marché de la pile à combustible est un marché en expansion.

Actuellement, la région qui déploie le plus de systèmes de piles à combustible en nombre est l'Asie (notamment du fait des systèmes de cogénération au Japon) mais la puissance de chaque système est faible. En termes de puissance installée, l'Asie et l'Amérique du Nord prédominent, notamment suite à la mise en œuvre de plusieurs programmes de transport à hydrogène en Californie. L'Europe est actuellement peu présente sur le marché de la pile à combustible alors qu'elle a une maîtrise technologique relativement forte.

L'application stationnaire (par opposition à la mobilité) représente la majorité des systèmes en déploiement mais peu en matière de puissance. Ceci s'explique par l'utilisation de petits systèmes de cogénération au Japon et en Allemagne. Ces systèmes fournissent à la fois de l'électricité et de la chaleur pour le résidentiel individuel ou le petit collectif et fonctionnent en général avec du méthane. Il existe néanmoins des systèmes de plus de 100 kW en Corée du Sud et aux États-Unis.

Si le transport est minoritaire en matière de nombre de systèmes déployés, il est dominant en matière de puissance en raison du déploiement de véhicules de série par Toyota et Hyundai ainsi que de la mise en service de bus à hydrogène en Europe. Il est à noter par ailleurs que des systèmes hybrides existent, notamment pour les bus et véhicules utilitaires légers (VUL), comme évoqué en partie II.A.2. Ces systèmes vont du « *range extender* », qui permet une augmentation de l'autonomie d'un véhicule thermique par l'adjonction d'une pile à combustible accessoire, au « *full power* » qui fonctionne uniquement grâce à la pile à combustible.

En matière de technologie utilisée, les piles SOFC et PEMFC sont prédominantes. Le nombre de systèmes SOFC déployés augmente même si en nombre, la PEMFC reste majoritaire. En matière de puissance, 80 % de la capacité installée utilise la technologie PEMFC.

Pour la mobilité, la technologie PEMFC prédomine, notamment du fait de la fragilité des céramiques contenues dans la SOFC et de leur sensibilité aux variations de température. De plus, le fonctionnement à haute température de la pile SOFC oblige à faire monter le système en température avant de le faire fonctionner. Cette montée en température peut prendre entre 30 min et 1 h et le maintien de la température durant le fonctionnement doit être assuré. Ces contraintes rendent cette technologie incompatible avec une utilisation classique d'un véhicule léger. Cette technologie serait donc plus pertinente pour le transport lourd ou très lourd (train, bateau ou camion) où le cyclage est limité. Par exemple, le temps de chargement des marchandises permettrait au système de monter en température.

### 1. LE TRANSPORT ROUTIER INDIVIDUEL

De nombreux constructeurs ont réalisé des prototypes de véhicules à hydrogène.

Le passage à la « série » (ou plus exactement à la présérie) n'a été réalisé que par des constructeurs asiatiques (Toyota, Hyundai, Honda) qui ont, contrairement aux constructeurs européens, fait le choix stratégique de miser sur l'hydrogène.

Les capacités de production restent très faibles, par exemple Toyota peut produire 10 000 Mirai 1 et 30 000 Mirai 2 par an, contre 10,8 millions de véhicules produits en 2019. Il y a aujourd'hui 10 000 véhicules à hydrogène en circulation, sur un total d'un milliard.

L'autonomie des véhicules légers à pile à combustible est de l'ordre de 500-600 km, pour un prix de 80 000 euros. En raison des effets d'échelle (plus grande automatisation des procédés de fabrication), le coût est en baisse. Le temps de recharge, de 3 à 5 minutes, est comparable à celui des véhicules thermiques.

Les véhicules à hydrogène sont aujourd'hui des véhicules de luxe dont le déploiement est limité par l'absence et le coût des infrastructures de production et de distribution.

Une borne à hydrogène à 700 bars coûte en effet 1 à 2 millions d'euros (1 million d'euros pour une station « classique », 2 millions si des équipements tels que des panneaux solaires et des éoliennes, permettant de fabriquer sur place de l'hydrogène sont installés en plus de la station.).

De plus, du fait des normes de sécurité, la procédure d'autorisation d'une station hydrogène est longue (de l'ordre de six mois en Chine et au Japon, mais jusqu'à deux ans en Europe).

Il s'agit donc d'un cercle vicieux qui limite le déploiement des véhicules à pile à combustible : il faut des véhicules pour que les stations de recharge soient rentables mais il ne peut y avoir de véhicules sans station.

L'usage est donc aujourd'hui limité aux flottes captives proches d'une station, comme les taxis Hype en région parisienne. Si on compare un véhicule électrique (comme une Tesla) et un véhicule hydrogène (comme une Hyundai Nexa), on constate que l'autonomie est similaire entre les deux véhicules pour des prix comparables. Néanmoins, le coût du carburant pour le véhicule hydrogène est forcément plus cher que pour le VE : dans les deux cas, de l'électricité est utilisée mais les pertes sont bien plus importantes pour l'hydrogène que pour les batteries. Par rapport au diesel, l'hydrogène peut être compétitif, à condition cependant qu'il n'y ait pas de TICPE ou taxe assimilée sur l'hydrogène.

## 2. LES VÉHICULES UTILITAIRES ET LE BUS

Pour les VUL et les bus, la situation est différente. Le besoin d'autonomie et d'un temps de charge rapide prend le pas sur les autres contraintes, puisque le temps de recharge fait baisser la valeur économique du véhicule immobilisé. Par ailleurs, en zone urbaine, les réglementations sont de plus en plus strictes et incitent à l'adoption de véhicules peu polluants. Les livraisons et les bus en ville sont donc un segment très pertinent pour l'hydrogène. Aujourd'hui, pour les bus, il y a un surcoût pour la fabrication mais pas à l'usage. L'Europe est pionnière pour le déploiement des bus à hydrogène.

Les solutions actuellement déployées sont des piles PEMFC car elles permettent un démarrage rapide.

## 3. LES TRANSPORTS LOURDS

Les transports lourds nécessitent un système de propulsion d'une grande autonomie. Des sources d'énergies d'appoint (*Auxiliary Power Unit, APU*) sont par ailleurs nécessaires dans certains cas, par exemple pour les groupes frigorifiques.

Deux possibilités existent :

- l'électrification des APU tout en restant sur un système classique pour la propulsion. La technologie SOFC est alors fréquemment utilisée. Le système fonctionne en effet comme un système stationnaire. Il n'y a donc pas de problème de cyclage, et le meilleur rendement de la technologie SOFC est privilégiée. Ce système est assez répandu aux États-Unis ;
- l'électrification totale (propulsion et APU), qui va plutôt utiliser la technologie PEMFC « *mid power* » avec prise en charge des pics de puissance par des batteries. Les camions de Toyota utilisent la même technologie que la Mirai mais avec deux ou trois systèmes au lieu d'un seul. La batterie est alors peu dimensionnée en énergie mais beaucoup plus en puissance. L'autonomie est alors de 320 km et correspond davantage à une utilisation européenne.

Notons cependant que si les applications sont différentes, les technologies restent les mêmes et seul le dimensionnement des systèmes change. Il n'y a donc pas besoin de R&D spécifique pour chacune de ces applications et le déploiement d'une ces solutions aurait un fort effet d'entraînement sur la filière.

## Le transport ferroviaire : une avance certaine dans le domaine du train à hydrogène

70 % des 200 000 locomotives en circulation dans le monde sont alimentées par du diesel.

En France, 1 850 locomotives Diesel sont encore en circulation en France, contre 1 500 locomotives électriques et bi-modes diesel/électrique. Les lignes non-électrifiées représentent une part importante du réseau ferroviaire toutefois l'essentiel du trafic est concentré sur les lignes électrifiées. Cependant, si les politiques publiques encouragent le transport en train, y compris dans les zones non électrifiées, l'électrification des lignes ou la conversion de trains à un mode de propulsion bas-carbone est nécessaire.

Dans un tel contexte, le train à hydrogène est intéressant puisqu'il permet une grande autonomie tout en limitant le nombre de stations de recharges à déployer. Aujourd'hui, le coût d'un train à hydrogène est de cinq millions d'euros, soit un surcoût de 40 % par rapport aux alternatives électriques et diesel. Ce surcoût est à comparer au coût d'électrification d'un kilomètre de ligne, de l'ordre d'un million d'euros par km.

*In fine*, la viabilité économique des trains à hydrogène dépendra de la distance non électrifiée, du nombre de rotations et du coût total des trains à hydrogène (fabrication du train, production de l'hydrogène, maintenance, recyclage). Il est à noter qu'en France, le train à hydrogène sur le périurbain n'a pas d'intérêt car ces lignes sont déjà électrifiées. En ce qui concerne le tramway, les batteries sembleraient plus pertinentes.

Alstom est un pionnier du train à hydrogène avec son modèle Coradia iLint. Ce train possède une pile PEMFC de 200 kW fabriquée par la société canadienne Hydrogenics, filiale du groupe Cummins et d'Air Liquide. Ce train a une autonomie de 600 à 800 km. L'expérimentation du train a donné satisfaction, et Alstom a reçu deux commandes fermes en Allemagne ainsi qu'une commande de conversion de trains existants au Royaume-Uni. En France, la SNCF compte commander 14 trames Regiolis H2 en alternative aux TER diesel pour les régions Occitanie, Grand Est et Auvergne-Rhône-Alpes.

Parmi les autres acteurs du ferroviaire, Siemens construit un prototype de train à hydrogène en vue d'une exploitation expérimentale en 2024, alors que Bombardier Transport (depuis absorbé par Alstom) est plus en retard. Des acteurs chinois ont aussi communiqué sur leur intérêt, mais davantage pour des lignes périurbaines que pour des lignes Intercités.

Nous pouvons donc noter que la viabilité des trains à hydrogène est attestée et qu'un acteur industriel français leader est déjà en phase de déploiement industriel. Il existe donc une avance européenne dans ce domaine, qui pourrait faire levier pour toute la filière de l'hydrogène.

## 4. LE TRANSPORT MARITIME

Le transport maritime peut être divisé en plusieurs segments :

- bateaux légers avec un besoin en autonomie faible (bateaux de tourisme ou de plaisance) : la pile à combustible est envisageable, tout comme la batterie. Cette dernière peut s'avérer plus intéressante car les pertes sont toujours moins importantes ;
- bateaux assez gros et lourds naviguant sur des routes fixes avec possibilité de recharge régulière (par exemple, les ferries de transport de passagers) : le besoin en puissance est important mais le besoin en autonomie est faible. La pile à combustible est possible, tout comme les batteries, mais il faut alors un réseau électrique suffisamment robuste aux environs des ports ;
- pour les bateaux ayant des besoins plus importants en autonomie, la pile à combustible devient largement plus intéressante que la batterie. Cependant, pour les besoins en forte autonomie, le problème de la faible densité volumique de l'hydrogène demeure. Il faut alors passer à d'autre type de combustible, comme le gaz naturel de synthèse. L'utilisation de piles SOFC qui permettent d'utiliser plusieurs types de combustibles est alors intéressante.

La technologie que l'on peut utiliser pour ces derniers bateaux serait la SOFC pour les APU et éventuellement pour la motorisation (grosse puissance et cycle de fonctionnement à peu près fixe compatible avec une montée en puissance lente). La technologie PEMFC n'est possible que pour les plus petits bateaux car elle est limitée en puissance.

En matière de développement, on reste aujourd'hui au stade de la démonstration dans le secteur maritime.

## 5. LE TRANSPORT AÉRIEN

Le secteur aérien connaissait, avant la crise du Covid-19, une forte croissance à l'échelle mondiale. Cependant, face aux préoccupations environnementales grandissantes, les avionneurs ont fortement axé leurs programmes de R&D vers l'avion bas-carbone, largement électrifié même si la propulsion thermique serait conservée pour ses bons rendements.

Du fait de problèmes de sécurité rencontrés avec les batteries, l'hydrogène fait partie des solutions les plus étudiées actuellement avec les bio-carburants et les e-carburants.

Quelques exemples existent déjà pour les APU dans les avions (comme le programme « Icarus » de Dassault : une pile à combustible dédiée à l'aéronautique intégrée dans un Falcon pour l'énergie électrique en vol) et pour la motorisation d'avions de faible puissance.

Avec la densité de puissance de l'hydrogène, il est possible de concevoir un avion de 20 passagers dont la motorisation est assurée par une pile à combustible, ce qui, avec une batterie, ne serait pas possible à l'heure actuelle.

Un autre enjeu fort concerne les manœuvres au sol. En effet, les turbines des avions ont des très mauvais rendements au sol. Il est donc possible d'utiliser des remorques, avec batteries, pour limiter l'impact CO<sub>2</sub> de l'avion.

La pile à combustible fournit un service électrique dans un avion (APU) mais elle peut fournir d'autres services :

- production d'eau : car la pile fabrique de l'eau ;
- production de chaleur : la pile à combustible produit de la chaleur qui peut être utile, notamment à des fins de chauffage tout en optimisant les rendements ;
- la pile pompe l'oxygène de l'air : cet air appauvri est utilisé dans l'avion pour rendre inertes les réservoirs de kérosène au fur et à mesure de leur consommation.

L'hydrogène est donc en concurrence avec les carburants de synthèse et les e-carburants. Il n'y aura pas d'avion intégrant des systèmes hydrogène pour les APU ou propulsé à l'hydrogène d'ici à 2030 car le temps de développement est très long (notamment pour les problématiques de sécurité).

## 6. UNE FILIÈRE À CONSTRUIRE

La filière de la mobilité hydrogène reste donc relativement jeune et bénéficiera d'effets d'entraînement lors du déploiement industriel des solutions les plus matures. L'hydrogène à usage industriel et pour la mobilité lourde présente des volumes importants pour enclencher un tel mouvement, et c'est dans cette optique que les plans « Hulut » et la PPE ont fixé des objectifs portant en premier lieu sur la décarbonation de l'hydrogène industriel et sur le déploiement de flottes.

Deux obstacles en particulier freinent le déploiement de solutions de mobilité à hydrogène. Le premier est celui du manque de stations de recharge d'hydrogène.

Le second porte sur le prix de l'électricité. Aujourd'hui, 80 % du coût de la production d'hydrogène par électrolyse vient du coût de l'électricité. La suppression partielle ou totale des taxes pesant sur l'électricité utilisée par les électrolyseurs permettrait une baisse du coût de production de l'hydrogène. La R&D dans le domaine de la production d'hydrogène pourra également contribuer à faire baisser les coûts de production (voir le rapport d'étape n°2).

Finalement, le recyclage des métaux nobles et précieux présents notamment dans les électrolyseurs PEM et les piles PEMFC est présent depuis des décennies sur le territoire. Cette production confidentielle à partir de déchets industriels tend à s'accroître avec de nouveaux acteurs et des capacités d'affinage de haute pureté. (voir le rapport d'étape n°2 sur les réseaux électriques pour les enjeux liés à cette filière).

La filière de l'hydrogène est encore jeune. Les modèles économiques restent à construire, en tirant partie des usages différents et complémentaires de l'hydrogène (le stockage, l'industrie mais aussi la mobilité). Si des incertitudes subsistent sur la place de l'hydrogène dans la transition bas-carbone et sur l'ampleur de son déploiement, il faut dès aujourd'hui réfléchir aux pratiques d'éco-conception qui garantiraient une longue durée de vie des équipements et un recyclage à haute valeur ajoutée des produits en fin de vie.



## Points essentiels

- L'Europe est actuellement peu présente sur la chaîne de valeur des batteries. Néanmoins, depuis 2018, des projets de *gigafactories* voient le jour en grand nombre afin de produire des batteries en Europe.
- Cependant, la France et l'Europe sont très peu présents sur les étapes en amont de la fabrication des composants nécessaires aux batteries. Une usine de raffinage du nickel et du cobalt opère certes déjà en France, à Sandouville, mais ne fournit pas le marché des batteries. Des tensions sur les intrants à base de nickel et de cobalt pourraient intervenir avant 2025, en répercussion de la forte croissance du véhicule électrique et le temps de réponse de l'offre en matières premières, ce qui rend intéressants le maintien et la construction rapide d'unités de raffinage en Europe.
- Une voie de différenciation par rapport aux concurrents, notamment asiatiques, réside dans le développement de nouveaux procédés moins nocifs pour l'environnement. Des PME et des start-up européennes travaillent sur des projets en ce sens pour le lithium, le graphite et le cobalt.
- Le recyclage des batteries usagées constitue une opportunité majeure de compenser au moins partiellement le manque de ressources minérales exploitées en Europe. Le recyclage des métaux nobles, notamment de la famille des platinoïdes, contenus notamment dans les piles à combustibles, existe déjà en Europe et peut contribuer à limiter les risques d'approvisionnement tout en participant à l'activité industrielle en Europe.
- Le recyclage représente des opportunités industrielles importantes pour la France et l'Europe. Si plusieurs entreprises européennes se positionnent sur ce marché, leur réussite est inextricablement liée à la sécurisation d'approvisionnements massifs en déchets. En effet, les activités de recyclage sont fortement capitalistiques et la concurrence se fera sur les volumes à traiter et l'émergence de nouveaux modèles d'affaires. Des réglementations européennes devront contribuer à ce développement en imposant des standards environnementaux sur les batteries et piles à combustibles et des objectifs ambitieux de recyclage et de traitement des déchets, et en évitant l'exportation des batteries, aimants et piles à combustibles usagés.
- La prise en compte des problématiques d'écoconception, lors de la mise au point de nouveaux modèles de batteries et des *gigafactories*, constitue aussi une opportunité pour l'industrie européenne, tout en anticipant les impacts environnementaux liés à l'arrivée massive de batteries en fin de vie.
- La mobilité hydrogène demeure une filière jeune qui reste à structurer. Si les constructeurs automobiles asiatiques ont plus investi dans des voitures à hydrogène aujourd'hui commercialisées en petites séries, les constructeurs de trains européens sont eux en pointe dans le déploiement de locomotives à hydrogène. Ces locomotives peuvent représenter une alternative pertinente à la propulsion diesel pour certaines lignes ferroviaires non électrifiées. Un développement à échelle industrielle de trains à hydrogène a un effet d'entraînement sur la filière européenne de l'hydrogène. Les principaux obstacles à un déploiement des piles à combustible à plus grande échelle sont aujourd'hui le faible nombre de bornes de recharge et le coût de la production de l'hydrogène bas-carbone.





V.

## Recommandations

## A. Vision

L'objectif de ces recommandations, étayées par le rapport, est de contribuer à une **meilleure prise en compte des enjeux relatifs aux matières dans les décisions publiques et privées relatives à la mobilité bas-carbone**. Ces recommandations ne visent pas à se substituer aux politiques en matière de transport mais à contribuer à la connaissance des enjeux matières comme un des paramètres nécessaires à leur élaboration.

L'Union européenne peut devenir le leader de la mobilité décarbonée de la première moitié du XXI<sup>e</sup> siècle.

Si la sobriété, s'agissant de la mobilité et des matières, doit être encouragée, elle ne saurait constituer à elle seule le fin mot de la mobilité bas-carbone de demain. Des technologies, comme la voiture électrique, seront fabriquées dans des usines et **la France dispose d'atouts uniques** pour saisir les opportunités industrielles associées : des industriels agiles, un mix électrique décarboné, un secteur R&D dynamique, etc.

**Pour saisir ces opportunités (dans les batteries, les membranes, les électrolyseurs, les piles à combustible, les précurseurs, etc.), la France devra concevoir et promouvoir aux niveaux national et européen, de façon stratégique c'est-à-dire avec une vigilance toute particulière en matière d'impacts directs et indirects sur les producteurs domestiques, des instruments de politique industrielle et environnementale** (critères réglementaires sur les impacts sociaux et environnementaux, accompagnement financier par la BPI notamment, etc.) ainsi que de la communication auprès du grand public, permettant d'accompagner l'émergence et ou la consolidation d'acteurs industriels majeurs, capables de satisfaire des besoins mondiaux sur des marchés à l'export.

**Maîtriser les impacts environnementaux et sociaux des matières incluses dans les technologies de la mobilité bas-carbone et stimuler l'industrie européenne et française peuvent donc aller de pair.** Les actions à engager pour ce faire touchent aussi bien l'**amont** de la filière (approvisionnements en matières premières) que l'**aval** (consommation au sein des technologies concernées).

Du point de vue de l'approvisionnement, deux axes privilégiés se dégagent :

- dans la perspective d'un plan de relance industrielle, il s'agit de soutenir les initiatives françaises permettant d'encourager la relocalisation de certaines étapes, de l'extraction à la transformation (par exemple : synthèse des matériaux actifs), avec un accent particulier sur la « compétitivité CO<sub>2</sub> » du mix électrique français ;
- en matière de stratégies d'accès aux matières premières, il est urgent d'accompagner des acteurs industriels et publics dans la diversification et la sécurisation des sources d'approvisionnement (par exemple, par des accords de long terme).

Quant aux actions sur la demande, les déplacements bas-carbone les plus sobres en matières (modes doux y compris électriques, transports en commun, **véhicules électriques peu lourds équipés avec des batteries de petite taille**), devraient être soutenus et les soutiens d'autant plus appuyés qu'ils permettent un report modal depuis le véhicule particulier thermique et que leur intensité matière est faible.

**L'électrification des véhicules particuliers devrait être prioritairement encouragée sur ceux qui sont peu lourds pour les usages quotidiens.** Grâce à la **standardisation** puis l'**imposition** de chargeurs internes **bidirectionnels**, le parc de véhicules électriques pourra jouer un rôle de stockage et soutenir le réseau électrique. En matière d'infrastructures, pour limiter l'impact matières, il convient d'équiper en priorité et massivement les copropriétés, les parkings privés d'entreprises, les zones commerciales de bornes à recharge lente.

Pour minimiser l'impact environnemental et social des batteries et promouvoir une industrie d'avenir en Europe, il convient de **standardiser** sans attendre, puis de réglementer, sur les **critères environnementaux et sociaux** attendus pour les matières contenues dans les batteries qui équipent les véhicules commercialisés dans l'UE. Le soutien au développement d'une **filière industrielle européenne et française de recyclage des batteries** est prioritaire.

La prise en compte des enjeux associés aux métaux requis dans les technologies et infrastructures pour la mobilité bas-carbone pour les **trajets plus longs**, interurbains (passagers) conduit à

favoriser là aussi les alternatives décarbonées à la voiture individuelle, comme le train et pour les VP de **continuer à étudier les avantages et inconvénients** des **trois options technologiques** suivantes, qui permettent toutes de limiter la taille des batteries :

- VE + *range extender* thermique (avec biocarburants) à court terme ;
- VE + *range extender* H<sub>2</sub> à plus long terme ;
- VE + route électrique, à plus long terme.

De façon plus transversale, la *prise en compte des enjeux liés aux métaux stratégiques devrait être renforcée*, à l'image de ce qui se fait aux États-Unis et au Canada, dans l'élaboration des documents programmatiques tels que la **PPE** ou plus largement, dans la **politique énergétique**.

En parallèle, l'acquisition de **données** sur les impacts en cycle de vie sociaux et environnementaux des matières incluses dans les batteries et piles à combustible, de connaissances, la réalisation **d'études** spécifiques et opérationnelles (notamment sur les avantages et limites de la route électrique), et la mise en place de formations adaptées aux évolutions du secteur de la mobilité devraient aussi constituer une priorité.

## B. Orienter la demande de mobilité bas-carbone vers des modes et technologies moins intensifs en métaux

### 1. POUR RÉDUIRE L'IMPACT MATIÈRE DE LA MOBILITÉ BAS-CARBONE, UNE SOLUTION CONSISTE À SOUTENIR D'AVANTAGE LES MODES DOUX, Y COMPRIS ÉLECTRIQUES, POUR LE TRANSPORT DE PASSAGERS SUR COURTE DISTANCE, LORSQUE LES ALTERNATIVES PERMETTENT DE RÉDUIRE LE NOMBRE DE VÉHICULES MOTORISÉS OU LA PUISSANCE DES BATTERIES EN SERVICE

En milieu urbain, pour minimiser l'impact matières des mobilités, nous recommandons d'encourager le report modal depuis les véhicules particuliers vers les transports en commun mais également les mobilités douces (marche, vélo, trottinettes, etc.), y compris les modes doux électriques. L'intérêt de ce report modal est de réduire le nombre de véhicules motorisés ou la puissance des batteries en service, impliquant une diminution de la quantité de matières utilisées.

On pourra ainsi soutenir les modes doux, par exemple :

- en installant un réseau continu de pistes cyclables ;
- en installant des parkings à vélo sécurisés ;
- avec une subvention à l'achat et à l'entretien pour des vélos (y compris électriques).

Le modèle économique du libre-service conduit cependant à de moins bons résultats environnementaux et matières, en raison de la forte rotation des matériels, et ne devrait donc pas être encouragé.

Le soutien à la petite mobilité électrique (comme les trottinettes ou vélos à assistance électrique) devrait être conçu :

- en veillant à ce qu'il bénéficie aux producteurs européens et si possible, à ce qu'il stimule l'activité sur le territoire national ;
- pour qu'elle se substitue à des usages de véhicules thermiques et non à des transports collectifs.

**Tableau 21 : recommandation 1**

<b>Pilote</b>	DGITM
<b>Co-pilote(s)</b>	DHUP, DGEC, collectivités territoriales et communautés d'agglomération
<b>Parties prenantes</b>	Co-propriétés et gestionnaires de gares
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant, jusqu'à équipement jugé satisfaisant
<b>Nature de l'action</b>	Soutien financier, réglementation favorable

## 2. DIFFÉRENCIER LE SOUTIEN À L'ACHAT DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN FONCTION DE LA MASSE DES VÉHICULES, DE L'INTENSITÉ MATIÈRE ET DE CRITÈRES ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX REFLÉTANT LES CONDITIONS D'EXTRACTION DES MATIÈRES INCLUSES DANS LEURS BATTERIES

Continuer de soutenir l'achat de véhicules particuliers électriques mais différencier davantage les aides publiques en fonction des **cinq critères** listés ci-après (et pour chacun desquels, il vaut mieux prendre en compte un **impact total** que l'impact par kWh pour éviter les effets rebond) :

- **puissance** du véhicule : instaurer de façon réglementaire un niveau de puissance, qui devrait être suffisant pour tracter une caravane (par exemple : 150 kW), et au-dessus duquel il ne devrait pas y avoir de soutien public à l'achat ;
- **masse totale** du véhicule : il est impératif de mettre en place des mesures incitatives pour encourager les consommateurs à se diriger vers des véhicules de poids plus faible, comme par exemple par la réforme du dispositif de bonus-malus pour qu'il prenne en compte le poids des véhicules. Le malus lié au poids des véhicules entrera en vigueur en 2022. Il pourrait être renforcé progressivement à partir de 2023. L'affichage et bonus-malus ne concernent pas aujourd'hui les modèles électriques qui en sont exemptés. Nous recommandons de les faire entrer dans le dispositif, pour prendre en compte leur masse, tout en veillant à leur laisser un avantage par rapport à un VP thermique de masse équivalente. Il s'agit de ne pas inciter l'émergence, par exemple, d'un marché de SUV électriques ;
- **émissions de CO<sub>2</sub>** : le mix électrique français est très décarboné ce qui donne un avantage aux industries électro-intensives qui opèrent dans le secteur de la fabrication des batteries (de l'amont, au moment de l'extraction, vers l'aval). Il convient, stratégiquement, de commencer par imposer l'affichage des émissions CO<sub>2</sub>, par « scope » (1, 2 et 3), mais aussi en totalité, liées à la fabrication de la source d'énergie du véhicule (c'est-à-dire la batterie seule ou l'ensemble constitué de la batterie, de la pile à combustible et du réservoir) sur les véhicules neufs (et à la revente). Une fois le mode de calcul validé et stabilisé, nous recommandons d'imposer réglementairement un niveau maximum au-dessus duquel les véhicules ne bénéficieraient pas de soutien public, pour inciter les constructeurs à intégrer l'empreinte carbone de ces sources d'énergies. Ce niveau maximum pourrait décroître progressivement ;
- **contenu matériaux de la batterie** : imposer l'affichage obligatoire du contenu en Ni, Co, Li de la batterie, ce qui aidera à suivre le stock de ces matériaux sur le territoire national et pourrait éventuellement permettre à terme de conditionner les aides à la chimie des batteries ;
- **durée de vie de la batterie** : imposer par la réglementation une durée de vie de 10 ans minimum et de 150 000 kilomètres minimum. Instaurer un contrôle par un organisme indépendant.

Nb : les autres critères comme la masse de la batterie, l'énergie de la batterie, les émissions de CO<sub>2</sub>/kWh sont a priori couverts par les précédents et sont plutôt moins pertinents.

**Tableau 22 : recommandation 2**

<b>Pilote</b>	DGEC
<b>Co-pilote(s)</b>	DGITM, CGDD, Direction du Budget
<b>Parties prenantes</b>	Constructeurs, concessionnaires
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès 2023 (PLF élaboré en 2023)
<b>Nature de l'action</b>	Modulation du bonus-malus, réglementation pour l'affichage du contenu en matériaux

### 3. POUR LES TRAJETS COURTS RÉALISÉS AVEC DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES PETITS, DONC MOINS LOURDS, IL CONVIENT, APRÈS ÉVALUATION ET CONFIRMATION DE LEUR MOINDRE IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET DES IMPLICATIONS INDUSTRIELLES, DE SOUTENIR UNE CHIMIE DE BATTERIES DE TYPE LFP, CAR, BIEN QUE PLUS LOURDES QUE LES NMC, ELLES PERMETTENT DE S’AFFRANCHIR DES RISQUES LIÉS À L’APPROVISIONNEMENT EN NICKEL ET COBALT

L'Europe a jusqu'à présent plutôt pris une orientation favorable aux batteries de chimie NMC. Cependant, aujourd'hui, de nombreux scénarios prévoient une part croissante de LFP et les projets européens de *gigafactories* en tiennent compte. Les constructeurs européens devraient a priori eux aussi proposer des batteries LFP dans leurs offres en fonction des gammes et des usages.

Dans les batteries NMC, le nickel a une densité énergétique élevée (et permet ainsi une plus grande autonomie) mais induit un risque d'instabilité thermique (donc des risques d'explosion avec le lithium), le cobalt procure de la puissance et augmente la durée de vie, enfin le manganèse stabilise la température. Les batteries NMC ont des impacts environnementaux et sociaux liés à ces métaux plus élevés que les LFP. De plus, la volatilité des prix du nickel et du cobalt a poussé à rechercher des substituts. L'un de leurs avantages, en plus de leur plus grande autonomie, est leur modèle de recyclage, a priori rentable, avec la possibilité de réintroduire en boucle fermée les métaux (si l'évolution des chimies ne change pas les métaux sollicités).

**Moins intensives en métaux dits critiques, les batteries LFP sont a priori (et dans la limite des études disponibles à ce stade) moins nocives pour l'environnement.** Elles comportent cependant deux inconvénients : elles sont plus lourdes que les batteries NMC et leur recyclage est moins intéressant économiquement de par l'absence de matériaux nobles.

Nous recommandons donc de réaliser une évaluation spécifique des impacts matières, industriels, environnementaux et sociaux des batteries LFP au cours de leur cycle de vie (y compris recyclage). L'objectif de cette évaluation sera de conclure quant aux avantages comparatifs des batteries LFP vis-à-vis des batteries NMC.

**Si les conclusions révèlent un moindre impact (« total » c'est-à-dire en cycle de vie et en incluant la problématique du recyclage), alors il conviendra de soutenir (réglementairement et financièrement) la production en Europe et en France de batteries de chimie LFP** pour les petits véhicules électriques réalisant des petits trajets (indépendamment du développement éventuel de la route électrique) en différenciant le dispositif « bonus/malus » en faveur de la chimie LFP. La communication autour de la légitimité de ce soutien pourra reposer sur le surcroît d'indépendance énergétique et en matières permises par les batteries LFP.

Il conviendra par ailleurs de laisser les constructeurs adapter leur offre de batteries de chimie NMC pour les véhicules électriques réalisant de plus longs trajets et ayant un besoin d'autonomie et de puissance (si la route électrique ne se développe pas).

Enfin, **un axe important est le développement des batteries lithium-solide qui est aussi l'un des piliers du développement industriel de la batterie en Europe** (tel qu'imaginé par « l'Airbus des Batteries »).

La réussite du développement industriel de la batterie en Europe nécessitera d'accompagner les filières, à la fois en termes de stratégies d'approvisionnement et de R&D, afin de produire des batteries LFP et lithium-solide compétitives.

**Tableau 23 : recommandation 3**

<b>Pilote</b>	CEA (évaluation), DGEC
<b>Co-pilote(s)</b>	DGE, Ademe, CGDD (évaluation) / BPI DB
<b>Parties prenantes</b>	Constructeurs, concessionnaires
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès 2023 (PLF élaboré en 2022)
<b>Nature de l'action</b>	Modulation du bonus-malus

#### 4. POUR LE TRANSPORT DE PASSAGERS SUR LONGUE DISTANCE ET UTILISANT DES VÉHICULES PARTICULIERS, IL CONVIENT D'ÉtudIER ET DE SOUTENIR DES OPTIONS TECHNOLOGIQUES QUI PERMETTENT UNE RÉDUCTION DE LA TAILLE DES BATTERIES, DE FAÇON À DIMINUER L'IMPACT MATIÈRES DU PARC DE VÉHICULES ROULANT

Sur une longue distance, tous les trajets de passagers ne pourront pas se faire en train et des véhicules particuliers (VP) continueront d'être utilisés. À ce stade, nous recommandons de poursuivre et d'approfondir les évaluations des trois options ouvertes suivantes (qui permettent toutes de réduire la taille de la batterie) :

- VE + *range extender* thermique (qui a l'inconvénient d'émettre des émissions de gaz à effet de serre, même fortement réduites par rapport à un véhicule thermique et même en utilisant une proportion de biocarburants) ;
- VE + *range extender* H<sub>2</sub> (reconnue comme meilleure que le *Full H<sub>2</sub>*) (qui a l'avantage de ne pas émettre de GES mais a l'inconvénient de requérir une infrastructure de recharge en hydrogène chère qui devrait nécessairement être rentabilisée pour d'autres usages) ;
- VE + route électrique avec l'idée d'électrifier les autoroutes pour qu'on puisse aller de tout point du territoire à un autre avec 200 km seulement d'autonomie de batterie). Cette option semble a priori la plus cohérente mais nous recommandons une évaluation globale de ses effets. Il conviendrait ainsi d'étendre aux véhicules particuliers et aux véhicules utilitaires légers l'évaluation du potentiel de la route électrique actuellement réalisée pour le transport routier de marchandises. Si la route électrique était déployée massivement, une batterie de 30 kWh serait suffisante et autoriserait le LFP pour tous les véhicules.

**Tableau 24 : recommandation 4**

<b>Pilote</b>	CGDD
<b>Co-pilote(s)</b>	
<b>Parties prenantes</b>	DGITM, DGEC, DGE
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Mi-2022
<b>Nature de l'action</b>	Réalisation et publication d'une évaluation spécifique



## C. Accompagner la mobilité bas-carbone par des investissements dans les infrastructures nécessaires à la mobilité électrique

La PPE a fixé un objectif de 2,4 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables, particuliers et utilitaires, à l'horizon 2023. Cette multiplication par plus de dix par rapport à aujourd'hui doit s'accompagner d'investissements massifs dans des infrastructures de recharge pour véhicules électriques. Un objectif de 7 millions de points de recharge privés et publics en 2030 a été fixé par la LTECV (2015).

### 5. PRIORISER À COURT TERME LE SOUTIEN À DES INVESTISSEMENTS PERMETTANT UN DÉVELOPPEMENT ACCÉLÉRÉ DE BORNES À RECHARGE LENTE EN MILIEUX URBAINS ET SEMI-URBAINS

Pour une meilleure intégration des enjeux liés à l'intensité matière dans la mobilité bas-carbone et les réseaux électriques, nous recommandons de prioriser des investissements accélérant le développement d'ampleur de la recharge lente (dans les copropriétés, les parkings publics, les parkings d'entreprises, les grandes surfaces et zones commerciales, etc.) pour accompagner en priorité les véhicules électriques plutôt petits et peu lourds à usage quotidien pour des trajets courts.

Ainsi, nous recommandons :

- la conduite d'un travail approfondi par les pouvoirs publics associant l'ensemble des parties prenantes, afin d'accélérer l'installation de bornes publiques et privées. Il devrait associer :
  - les collectivités territoriales, pour localiser du mieux possible les bornes de recharge et discuter des modalités de leur financement et entretien, mais également pour installer des bornes publiques pour tous les foyers ne disposant pas de parking privé (essentiellement les ménages urbains en logement collectif). Un programme de « bornes à la demande » devra être mis en place pour accélérer le développement de cette infrastructure ;
  - les entreprises, pour amplifier les possibilités de recharge sur le lieu de travail (parking des employés et des visiteurs) ;
  - les acteurs de la grande distribution (dont les zones commerciales) qui sont aussi des acteurs majeurs de la distribution de carburant ;
  - les propriétaires de maisons individuelles, pour encourager l'installation de prises sécurisées, bidirectionnelles et permettant le pilotage (*a minima* en fonction des heures pleines/creuses) ;
  - les copropriétés dont les logements sociaux (en insistant sur l'intérêt de l'installation de bornes de recharge : baisse du taux de vacance des parkings, attractivité du parc, mixité sociale, contribution à la baisse de la facture énergétique des personnes logées) ;
- d'imposer une proportion minimum de places de parking avec une prise de recharge dans chacun des types de parking évoqués ci-dessus. Ces prises sont relativement peu chères et permettraient déjà un déploiement des véhicules à hauteur de 30 % du parc ;
- pour inciter les exploitants de parkings (privés ou publics) et les entreprises à installer des bornes de recharge, nous recommandons de clarifier la question de la réglementation relative aux établissements recevant du public (ERP), qui comporte de fortes contraintes relatives à la sécurité incendie et donc des surcoûts potentiellement additionnels. Des contraintes similaires peuvent également s'appliquer aux bailleurs sociaux, soumis au code de la construction ;
- de simplifier l'accès et de standardiser et homogénéiser les modalités de facturation et paiement des recharges sur bornes privées et publiques ;

- de poursuivre et renforcer les programmes de soutien financier à l'installation de bornes de recharge lente :
  - amélioration de la prise en charge du taux de réfaction ;
  - aides du PIA aux collectivités territoriales ;
  - au-delà de 2023, renforcer et compléter le programme ADVENIR<sup>23</sup>, qui est un des principaux dispositifs de financement des infrastructures de recharge du véhicule électrique en France, en le dotant de plus de moyens budgétaires et en élargissant ses cibles (11 cibles aujourd'hui) et le type de coûts couverts par la prime (qui aujourd'hui ne couvre que la fourniture des points de recharge et le raccordement en aval du point de livraison) en prenant par exemple, en compte dans le calcul de la prime les coûts de supervision et le contrat de maintenance. En effet, le reste à charge est encore important ce qui a en général pour conséquence un vote négatif lors des assemblées de copropriétaires. Il convient donc de continuer de soutenir la banque des territoires qui s'est engagée à financer ce surcoût sur une longue durée ;
  - maintenir le crédit d'impôt de 75 % plafonné à 300 € accordé aux ménages installant une borne de recharge à domicile, voire augmenter son assiette.

**Tableau 25 : recommandation 5**

<b>Pilote</b>	DGALN
<b>Co-pilote(s)</b>	DGEC, DB, DGITM, CGDD, Ademe, PIA
<b>Parties prenantes</b>	Union sociale pour l'habitat ; Union nationale des aménageurs ; représentants des parkings d'entreprises et des grandes surfaces et zones commerciales ; Banque des territoires
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant, pendant 10 ans
<b>Nature de l'action</b>	Animation, réglementation des places de parking, soutien financier

Sur les bornes de recharge rapide qui se développeront (bien que nous ne les priorisons pas), les deux développements suivants devraient faire l'objet d'une évaluation de leurs impacts matières :

- en milieu urbain ou proche des gares et aéroports, des stations dédiées aux taxis ou VTC pourraient être dotées de bornes à recharge rapide ;
- la recharge sur autoroute (sur les stations-services et aires de repos) est nécessairement une recharge rapide, beaucoup plus chère, avec plus d'impact sur la durée de vie de la batterie et liée au modèle de la grosse batterie, qui pose des problèmes en matière de matériaux. La mise en place de ce type d'infrastructures est moins urgente et pourrait attendre que le modèle dominant pour les trajets longs soit fixé en France (avec ou sans « route électrique » notamment).

<sup>23</sup> [advenir.mobi/le-programme/](http://advenir.mobi/le-programme/)

## **6. CONTRIBUER À STANDARDISER AU NIVEAU UE PUIS RENDRE OBLIGATOIRES DES CHARGEURS INTERNES BIDIRECTIONNELS POUR TOUS LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES COMMERCIALISÉS EN FRANCE ET SI POSSIBLE DANS L'UE ET AINSI SOUTENIR DES INDUSTRIELS FRANÇAIS ACTUELLEMENT BIEN POSITIONNÉS**

La transposition en droit français de la directive n°2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, notamment par le décret du 12 janvier 2017, constitue une première étape vers la standardisation des prises pour la recharge, la gestion de l'énergie et le pilotage de la recharge, l'itinérance et l'interopérabilité, ou encore l'installation et la maintenance des infrastructures.

Nous recommandons de continuer à contribuer de façon proactive à la standardisation internationale des équipements de recharge.

Il conviendra notamment de contribuer à définir des standards réglementaires relatifs à l'installation de chargeurs bidirectionnels dans les véhicules.

S'il est possible que ces chargeurs bidirectionnels se généralisent sans intervention publique, étant donné le surcoût faible du chargeur bidirectionnel (par rapport au chargeur unidirectionnel) et afin d'accélérer leur mise en place pour notamment bénéficier plus rapidement du service de soutien au réseau (V2G ou V2Home), nous recommandons de rendre réglementairement obligatoire, à partir de 2025, l'installation de chargeurs bidirectionnels dans tous les véhicules électriques.

**Tableau 26 : recommandation 6**

<b>Pilote</b>	DGITM, DGEC
<b>Co-pilote(s)</b>	DGE, DAEI, DHUP
<b>Parties prenantes</b>	Autre États membres de l'UE, Commission européenne, constructeurs
<b>Échéance/horizon/durée</b>	2025
<b>Nature de l'action</b>	Influence au niveau UE ; réglementaire

## 7. STANDARDISER LES MODULATIONS DE FACTURATION ET LES MODALITÉS DE PAIEMENT AFIN DE SIMPLIFIER L'ACCÈS AUX BORNES DE RECHARGE LENTE ET DE FAVORISER UN PILOTAGE DYNAMIQUE ET UNE ÉQUITÉ DU RECOURS AU STOCKAGE ÉLECTRIQUE DANS LES VÉHICULES IMMOBILISÉS

Aujourd'hui, la facturation et les modalités de paiement des recharges de VE sur des bornes privées sont très hétérogènes : au forfait, au temps de recharge, en fonction du temps d'occupation de l'emplacement dédié à la recharge, selon l'énergie consommée (au kWh), en fonction de la puissance disponible (par kW) et donc en fonction de la vitesse de la recharge. Dans ce contexte, nous recommandons la standardisation à l'échelle nationale, voire européenne, des types de facturation des recharges sur les bornes privées (ainsi que des moyens de paiements, en les simplifiant, en permettant par exemple un paiement par carte bleue sur toutes les bornes, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui) pour donner de la visibilité aux usagers et futurs acquéreurs de véhicules électriques. L'emplacement des bornes devrait être pris en compte dans cette standardisation (par exemple, la recharge sur un parking d'entreprise devrait privilégier une facturation de la quantité d'énergie et non du temps d'occupation de la prise).

Par ailleurs, afin de favoriser un pilotage dynamique de l'énergie stockée dans les véhicules, il convient de permettre à une diversité d'opérateurs de services de fournir aux utilisateurs des solutions innovantes de pilotage dynamique et bidirectionnel. En parallèle, nous recommandons d'encadrer légalement l'accès à certaines données des véhicules (état de charge, capacité de la batterie, etc.).

Pour que la valeur créée soit redistribuée (au moins partiellement), il faut que le propriétaire du véhicule soit rémunéré / incité à consommer moins d'électricité, voire à en fournir, quand le réseau en manque. Nous suggérons les deux pistes suivantes (qui pourraient en plus avoir une valeur pédagogique) :

- selon RTE, 80 % des coûts du système électrique sont des coûts fixes liés à la capacité à garantir une certaine puissance, et seulement 20 % dépendent de la quantité d'électricité effectivement fournie. L'incitation à éviter des pointes de consommation est donc très faible, alors que ce sont ces pointes qui dimensionnent le système électrique. Nous recommandons donc de faire porter une plus grande fraction du coût de l'électricité sur le forfait reflétant la « puissance appelée », et une plus petite fraction sur la consommation d'électricité. Cela incitera l'adoption de comportements contribuant à réduire les pics de demande, par exemple par le V2H, V2G (ou par la gestion de la demande).
- Nous recommandons également de mettre en place une tarification en temps réel de l'électricité, au-delà du mécanisme heures pleines/heures creuses.

Il est important que les gains pour le système électrique apportés par la charge pilotée (V2H et V2G) soient évalués par un organisme indépendant pour affiner les dispositifs.

**Tableau 27 : recommandation 7**

<b>Pilote</b>	DGE
<b>Co-pilote(s)</b>	DGEC, DGITM, DHUP
<b>Parties prenantes</b>	RTE, EDF, Enedis
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant
<b>Nature de l'action</b>	Réglementaire (éviter les barrières à l'entrée) ; réglementation encadrant l'accès aux données à caractère personnel relatives à l'état des véhicules

## D. Promouvoir la place de la France dans la filière industrielle européenne des batteries

### 8. STANDARDISER LES BATTERIES SUR DES CRITÈRES « CARBONE » ET RSE AFIN DE «RAPATRIER » UNE PARTIE DE LA CHAÎNE DE VALEUR « BATTERIES » DANS L'UE/EN FR ET ÉVITER D'EXPORTER LES BATTERIES USAGÉES AFIN DE PERMETTRE L'ESSOR D'UNE FILIÈRE FRANÇAISE DE RECYCLAGE

Nous recommandons de soutenir la (re)localisation, dans les pays dont le mix électrique est faiblement carboné (dont la France), les étapes très énergivores comme l'extraction de certains métaux (comme le lithium), la fabrication des cellules batteries, mais aussi la synthèse des matériaux actifs et la production d'aluminium.

Pour cela, une stratégie pourra consister à promouvoir, en veillant à ce que le timing soit adapté aux industriels européens et français, les batteries « bas-carbone ». Il conviendra pour ce faire de normaliser la mesure et l'affichage dans un premier temps puis réglementer, en portant au niveau européen une norme définissant un **niveau maximum de « contenu CO<sub>2</sub> total de la batterie »** (ce qui semble plus efficace, pour éviter tout « effet rebond », que d'imposer un niveau maximum de CO<sub>2</sub>/kWh ou une taille maximum de batterie).

D'un point de vue industriel, stratégique et environnemental, il est pertinent de développer en France la filière du recyclage des batteries. Il convient ainsi d'encourager la constitution puis consolidation d'un nombre limité d'acteurs français (consortiums regroupant les acteurs de la recherche et industriels) et leur bon positionnement dans l'écosystème européen.

Cette standardisation de ces batteries sur le critère « carbone » devra intégrer simultanément des **critères RSE** exigeants relatifs aux modes d'extraction et de raffinage des ressources minérales. En parallèle, il convient de porter au niveau européen des mesures favorisant l'incorporation de matières recyclées et le recyclage des batteries mais également l'écoconception des batteries par l'établissement de standards réglementaires qui seraient rendus obligatoires d'ici à 2027. Ces standards réglementaires porteraient sur la performance et la transparence environnementale et sociale (reposant sur une traçabilité forte et incluant des considérations éthiques) des approvisionnements en ressources métalliques critiques (lithium, nickel, cobalt, graphite) et mobilisées dans les batteries vendues dans l'UE. Il conviendra également de suivre et influencer le standard méthodologique dit « PEF » (*Product environmental footprint*) et les travaux le déclinant aux batteries afin de s'assurer qu'il est bien cohérent avec le potentiel industriel des entreprises françaises en garantissant par exemple que les étapes de production électro-intensives sont bien incluses dans le calcul des impacts environnementaux.

La France devra ainsi soutenir la proposition de la Commission européenne sur le règlement « batteries » afin de porter des **objectifs ambitieux de conception** (facilitation du démontage comme première étape du recyclage, recyclabilité, niveau minimum de contenu recyclé dans les batteries vendues dans l'UE, réemploi en interdisant les systèmes susceptibles de l'empêcher, collecte, recyclage par matières, notamment critiques). Simultanément, la France portera au niveau européen une mesure consistant à imposer la **fourniture par le constructeur des informations** détaillées sur le contenu matières de la batterie pour son recyclage.

L'impact du recyclage sera maximal lorsque le parc de véhicules électrifié cessera d'augmenter exponentiellement (2040-2050), mais il est indispensable d'anticiper cette échéance afin de développer et d'optimiser, en France, le recyclage en boucle fermée, c'est-à-dire jusqu'à la fabrication de nouveaux matériaux de batteries. Un tel recyclage en boucle fermée devrait faire l'objet d'une évaluation de son potentiel économique et de son impact environnemental. Il est par exemple nécessaire **d'éviter que les batteries usagées soient exportées hors de France** car elles constituent un gisement de matières (*black mass*). Afin d'inciter à ne pas exporter les batteries en fin de vie, nous recommandons d'organiser un appel à manifestation d'intérêt pour qu'au moins un opérateur de recyclage se manifeste pour « stocker les batteries » en fin de

première vie. Cet opérateur pourra être soutenu grâce à l'intervention de la BPI (subventions, subventions en avance remboursable, prise de participation). Enfin, le gouvernement pourrait encourager le **couplage des véhicules au réseau** (voir les mesures ci-dessus relatives au caractère obligatoire des chargeurs bidirectionnels) et le **recyclage des batteries** en fin de première vie **plutôt que leur « seconde vie » dans des applications stationnaires**. Dans certains cas spécifiques, une seconde vie des batteries de véhicules électriques dans des applications stationnaires, pourrait avoir lieu. Par anticipation, il convient de mettre en place un cadre clair pour le réemploi ou pour la préparation en vue du réemploi des batteries, au sens de l'article 3 de la directive n°2008/98/CE relative aux déchets et abrogeant certaines directives.

**Tableau 28 : recommandation 8**

<b>Pilote</b>	DGE
<b>Co-pilote(s)</b>	DGITM, DHUP, BPI, Ademe (PEF)
<b>Parties prenantes</b>	DAEI, constructeurs, recycleurs, BPI, DGPR
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant
<b>Nature de l'action</b>	Réglementaire

## E. Mobilité hydrogène

### 9. UNE FOIS L'OFFRE D'HYDROGÈNE BAS-CARBONE DISPONIBLE, SOUTENIR L'OFFRE DE MOBILITÉ HYDROGÈNE EN BAISSANT LE COÛT DES TECHNOLOGIES ASSOCIÉES DANS LE FLUVIAL, LE FERROVIAIRE ET LES POIDS LOURDS

Nous recommandons tout d'abord de **prioriser le développement de la production d'hydrogène bas-carbone** avant d'en développer les usages (faute de quoi, la mobilité hydrogène risquerait d'entraîner une hausse des émissions de gaz à effet de serre). Cet hydrogène bas-carbone trouvera ses premiers débouchés dans les usages existants.

Nous recommandons ensuite de **cantonner les aides d'Etat à l'hydrogène aux usages pour lesquels une électrification plus directe n'est pas possible**. Cela exclut le véhicule individuel et les usages à trajets suffisamment courts ou à arrêts fréquents (transports en commun urbains, desserte du dernier kilomètre, etc.). Réciproquement, nous recommandons les **usages de l'hydrogène dans les cas prioritaires** suivants :

- le transport fluvial lorsque les batteries ne sont pas envisageables ;
- les PL longue distance (sauf si la route électrique est déployée) ;
- le train (à évaluer ligne par ligne comme dit ci-après) ;
- il peut aussi y avoir de nombreux usages de niche pour des engins de chantier ou de mines à évaluer au cas par cas par rapport aux batteries (par exemple, en cas d'absence de réseau électrique).

Pour le train où la complémentarité batterie et H<sub>2</sub> peut exister sur une même ligne, nous recommandons **d'aider les régions avec la mise au point et diffusion de logiciels permettant d'éclairer leurs choix** pour une ligne ferroviaire donnée entre différentes options (statu quo au diesel, électrification, train à hydrogène, train à batteries ou encore électrification par tronçons complétée de batteries entre les tronçons).

Dans un contexte où la France dispose d'atouts certains au travers de son écosystème d'acteurs de la recherche et industriels, l'État aura une action volontariste dans la durée, au moins jusqu'en 2030, pour favoriser les partenariats pour le passage à l'échelle industrielle et le développement d'ETI et encourager davantage les efforts de **recherche et d'innovation pour des usages de l'hydrogène variés (stockage, industrie, mobilité)**.

Concernant l'origine de production de l'H<sub>2</sub> et le risque de favoriser celui issu d'une source énergétique au gaz au détriment du nucléaire, nous recommandons d'étudier la possibilité d'une visibilité du « **contenu local** » dans les filières H<sub>2</sub>.

**L'hydrogène naturel** est anecdotique mais pourrait contribuer à un approvisionnement local à très faible empreinte. Il serait donc intéressant de favoriser son exploration en particulier à proximité des zones de déploiements comme l'autoroute H<sub>2</sub>.

Nous recommandons de soutenir des programmes sur la **recyclabilité et la durée de vie** des technologies H<sub>2</sub> et notons que cet axe figure dans la stratégie d'accélération sur le recyclage des métaux stratégiques.

Enfin, pour **limiter la vulnérabilité des industriels européens aux platinoïdes et aux terres rares**, il conviendra de :

- renforcer la R&D sur les matériaux de substitution ;
- soutenir le recyclage et les équipements contenant des platinoïdes et fixer un objectif de collecte et de recyclage des aimants dans la révision des directives « D3E » (notamment des vélos et trottinettes électriques) et véhicules hors d'usage (VHU) ;
- développer une veille sur les platinoïdes à destination des acteurs utilisateurs (action déjà lancée par la DGALN) ;
- renforcer la connaissance du sous-sol européen sur ces substances et des filières associées ;
- mettre au point et identifier des méthodes de production responsables et durables.

**Tableau 29 : recommandation 9**

<b>Pilote</b>	DGITM, DGALN
<b>Co-pilote(s)</b>	DGE, ANR
<b>Parties prenantes</b>	Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC)
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant
<b>Nature de l'action</b>	Technique (logiciel) ; réglementaire ; financière

## F. Améliorer la sécurité d’approvisionnement

### 10. DIVERSIFIER LES SOURCES D’APPROVISIONNEMENT, PASSER DES CONTRATS DE LONG TERME, PORTER LES ENJEUX DE SÉCURITÉ D’APPROVISIONNEMENT AU NIVEAU EUROPÉEN ET NOTAMMENT DANS LA POLITIQUE COMMERCIALE

Les technologies de la mobilité de demain, notamment électriques, font appel à des matières premières métalliques dont plusieurs maillons sont largement dominés par les acteurs asiatiques et notamment chinois. L’intelligence économique française, en lien avec les orientations européennes, doit se mettre de façon proactive au service des acteurs industriels de façon à sécuriser les approvisionnements dans les substances liées aux métaux tels que le lithium, le cobalt, le nickel et les terres rares. Ceci passe par des **accords de long terme** avec les pays susceptibles d’être des acteurs alternatifs pour **diversifier les sources** d’approvisionnement (Australie, Canada, etc.) mais aussi, sur le long terme, participer au développement d’une **offre minière européenne** (lithium, terres rares, cobalt).

Le développement d’une offre européenne voire nationale en métaux primaires et secondaires pour la mobilité et la transition bas-carbone, respectant des normes sociales et environnementales, doit être soutenue en tant qu’action permettant de répondre aux objectifs climat et industriels (emplois, vitalité des territoires) de la France.

Etant donné les **risques d’approvisionnement en métaux critiques** qui pèsent sur le développement de la mobilité électrique et plus largement sur la transition bas-carbone, il convient d’accroître la prise en compte des enjeux matières dans les politiques publiques. Pour y parvenir et **éclairer les choix publics**, les moyens nécessaires doivent être alloués sur la **veille**, le recueil et la structuration de l’information mais aussi sur la réalisation **d’études** stratégiques sur l’approvisionnement responsable. Plusieurs analyses géostratégiques sur les métaux critiques ont été menées par de multiples acteurs : leur coordination plus étroite à l’avenir peut être source d’efficacité.

La France renforcera au niveau européen, le besoin d’une meilleure inclusion dans la **politique commerciale de l’UE**, des enjeux d’approvisionnement responsable en matières stratégiques (au-delà donc des énergies fossiles et de l’uranium) pour la transition vers la mobilité bas-carbone. Ces enjeux pourraient être davantage portés par la France (ministère en charge de la transition écologique et direction générale du Trésor) lors de la discussion du mandat de négociation donné à la DG Trade en amont d’un accord commercial avec une tierce partie et lors des discussions sur le contenu du chapitre « matières premières » des accords de libre-échange.

Ces enjeux liés à la sécurité de l’approvisionnement en « matières minérales » mériteraient également d’être portés par la France dans le cadre du groupe de travail des experts « *Trade and sustainable development* » de la DG Trade de la Commission européenne et durant les réunions hebdomadaires du Comité de la politique commerciale de l’UE auxquelles la France participe, et lorsque les accords de libre-échange avec des pays riches en métaux ou concentrant les capacités de raffinage sont à l’ordre du jour (Chine, Indonésie, République démocratique du Congo, Australie, Afrique du Sud, Philippines, Canada, Brésil, etc.).

**Pour ne pas être en situation de « réagir » mais plutôt d’agir stratégiquement et finement « région par région » voire « pays par pays », nous recommandons que le sujet de l’approvisionnement en matières minérales fasse l’objet d’un travail en interministériel sous l’égide du Secrétariat général des affaires européennes (SGAE) et débouche sur une vision qui sera à porter dès que possible au niveau UE.**



**Ces enjeux pourraient enfin être portés par la France dans le cadre du Groupe de travail conjoint Échanges et environnement de l'OCDE de manière à les traiter de manière plus globale.**

**Tableau 30 : recommandation 10**

<b>Pilote</b>	DG Trésor, SGAE
<b>Co-pilote(s)</b>	MEAE, DGE, MTE (DAEI, CGDD) ; DG Trade
<b>Parties prenantes</b>	DG Trade, pays partenaires (avec ou sans accord de libre-échange)
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant
<b>Nature de l'action</b>	Négociation intra-UE puis négociations commerciales avec les partenaires tiers

## **11. MIEUX CONNAÎTRE LE SOUS-SOL EUROPÉEN ET FRANÇAIS ET MONTER UN PIEEC DÉDIÉ À LA PRODUCTION DE MÉTAUX STRATÉGIQUES DANS L'UE**

Pour compléter le Projet important d'intérêt européen commun (PIEEC) sur la fabrication des cellules, la France œuvrera pour la constitution d'un PIEEC plus large dédié à la production de métaux stratégiques afin d'anticiper les investissements industriels et réduire les risques liés à la croissance de la filière.

Par ailleurs, il convient d'engager des actions visant à mieux connaître le sous-sol et son potentiel, à l'échelle française et européenne.

Enfin, nous soulignons l'importance stratégique d'un critère « sécurité d'approvisionnement » dans les PIEEC.

## G. Recherche – formation

### 12. ENCOURAGER LA RECHERCHE ET LES FORMATIONS DANS LES MÉTIERS DE LA MOBILITÉ DÉCARBONÉE À FAIBLE IMPACT MATIÈRES

Structurer et rendre attractives des formations (écoles, universités, apprentissage et diplômes associés) pour les métiers et échelons professionnels (ouvriers, techniciens, réparateurs, recycleurs, ingénieurs, chercheurs, « marketers ») liés à la mobilité électrique.

D'autre part, il paraît indispensable d'intégrer les enjeux matière dans toutes les formations en lien avec les matériaux, le développement durable, le design, le développement de solutions technologiques.

Pour améliorer la connaissance et l'accès au contenu matières des batteries, financer au niveau européen un programme de recherche pour fiabiliser les données et affiner les modèles ACV et ainsi disposer d'un outil de pilotage plus efficace. Nous notons qu'il y a, en 2021, une ligne de l'AAP EIT Raw Materials qui vise à améliorer les données ACV associées à la production de matières premières des batteries ainsi qu'un CSA (*Coordination and Support Action*) « *LCA and design for sustainable circularity - holistic approach for zero-emission mobility solutions and related battery value chain* » dans le cadre d'Horizon Europe. Il conviendra de poursuivre le soutien à ce type de programme.

Nous soulignons enfin le besoin de :

- mettre au point des modèles et des données spécifiques aux filières d'approvisionnement, afin de vraiment différencier les impacts environnementaux de ces dernières (à la fois d'un point de vue géographique et technologique) et non de données moyennées à une substance donnée ;
- continuer les efforts de recherche pour substituer le nickel et le cobalt à l'électrode positive, voire le lithium à l'électrode négative.

**Tableau 31 : recommandation 12**

<b>Pilote</b>	Ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation (MESRI)
<b>Co-pilote(s)</b>	Ministère du Travail, MTE, ANR Ademe (appels à projets de recherche)
<b>Parties prenantes</b>	Universités, grandes écoles, IUT, écoles de commerce, constructeurs, EDF
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant et pour 10 ans au moins
<b>Nature de l'action</b>	Influence sur les programmes de travail et priorités thématiques de recherche et formation

### 13. AMÉLIORER LA COMMUNICATION AUTOUR DES TECHNOLOGIES DE LA MOBILITÉ BAS-CARBONE EN INSISTANT SUR LES ENJEUX « MATIÈRES » ET LES OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES POUR LE TERRITOIRE NATIONAL

Des campagnes multicanales pourront être conduites afin d’informer le grand public sur les cinq éléments suivants :

- l’empreinte carbone des véhicules électriques n’est pas plus mauvaise que celle des véhicules thermiques ;
- se déplacer avec un véhicule électrique en consommant de l’électricité revient moins cher, à usage égal, qu’avec un véhicule thermique consommant des carburants liquides classiques ;
- pour maîtriser les impacts sociaux et environnementaux des matières extraites des mines, un des leviers consiste à redynamiser l’exploitation minière sur le sol européen mais aussi en France, pour le lithium par exemple. Alors que l’imaginaire du grand public vis à vis des mines est dégradé, il convient de montrer que des modalités plus « propres » d’exploitation du sol et du sous-sol sont possibles et font l’objet de réglementations ambitieuses. Le passage des camions, leur type de motorisation et leur taille, les risques de pollution des sols et de l’eau, l’impact sur le paysage, etc., pourraient ainsi faire l’objet d’un encadrement strict. La communication pourra aussi tenter de ne pas opposer la mine « sale » et le recyclage qui serait « propre ». Le recyclage n’est pas vertueux par principe, c’est une activité industrielle qu’il faut évaluer, notamment ses impacts. Nous recommandons donc de demander au Réseau d'Excellence (REx) « Mine et Société » de travailler à la compréhension de la mauvaise image des mines en France et d’évaluer le nombre d’emplois (directs et indirects) et le nombre d’unité de Capex dans les mines. Nous recommandons également de réaliser une évaluation d’une étude sur le lien entre rapatriement des étapes amont et des emplois ;
- sensibiliser aux enjeux matières dès les plus jeunes âges ;
- donner une image plus juste des aspects de sécurité liés au stockage de l’H<sub>2</sub>.

**Tableau 32 : recommandation 13**

<b>Pilote</b>	Ademe
<b>Co-pilote(s)</b>	DGE, ministères chargés de la transition écologique et de l’éducation nationale
<b>Parties prenantes</b>	Constructeurs, EDF
<b>Échéance/horizon/durée</b>	Dès maintenant et pour 10 ans au moins
<b>Nature de l’action</b>	Information, campagnes publicitaires, formations, etc.

# Bibliographie

- Rapport Roskill: *Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries* (2021).
- Mistry et al. (2016), « *Life cycle assessment of nickel products* », *Int J life cycle assess* (2016) 21: 1559-1572.
- Stamp et al., (2012) « *Environmental impacts of a transition toward e-mobility: the present and future role of lithium carbonate production* », *Journal of Cleaner production* 23 (2012), 104-112.
- Ambrose et Kendall (2020), « *Understanding the future of lithium* », *Journal of Industrial Ecology*, 2020; 24: 90-100.
- Lèbre et al. (2020), « *The social and environmental complexities of extracting energy transition metals* », *Nature communications* 11, article number: 4823 (2020).
- CNUCED (2019), « *Commodities at a glance: special issue on strategic battery raw materials* », United Nations, n° 13.
- Benoît Simian (2018), rapport parlementaire, « *Le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France.* ».
- CGDD-DEB (2020), Rapport d'étape n°2 « *Les réseaux électriques - lignes électriques, stockage stationnaire et réseaux intelligents : choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles* ».
- Roskill for JRC (2021), "*Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries*".



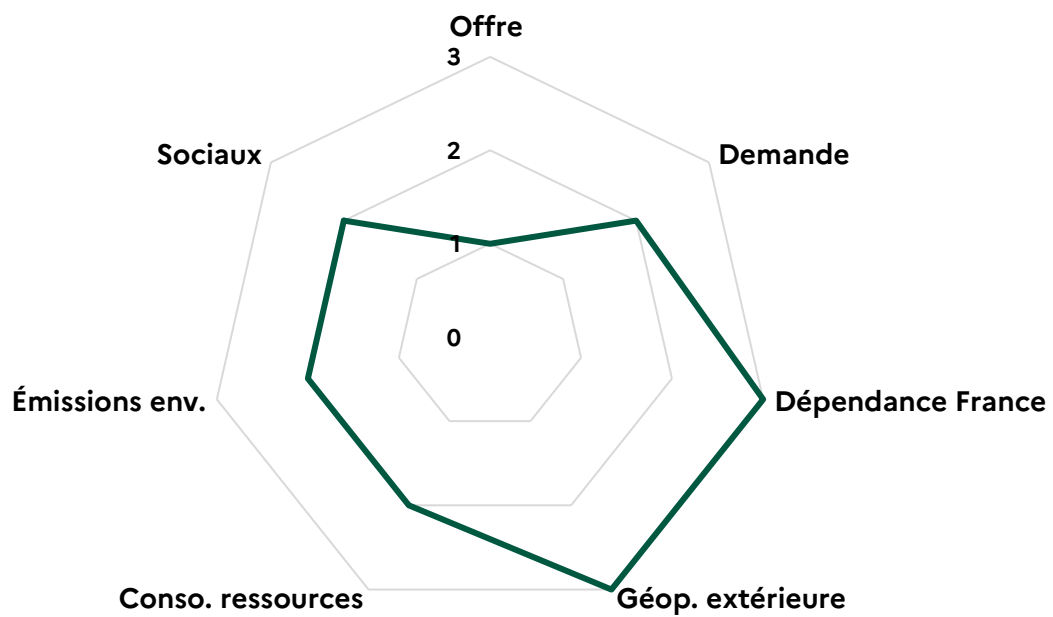
# Annexes

## Annexe 1 : Grilles d'analyse des matières des batteries Lithium-ion

### Grille d'analyse du graphite

<b>Risque technico-économique sur l'offre : 1</b>
Toujours en produit principal
Ratio réserves/production : > 250 ans, au rythme de la production de 2018 (1 120 kt) et des réserves évaluées à 300 000 kt
Adaptation de l'offre relativement rapide pour usages industriels, plus longue pour qualité batterie
Procédés ne nécessitant pas de grands investissements pour usage industriel, plus coûteux et compliqués pour qualité batterie
Compte tenu du prix relativement modéré du graphite, recyclage existant mais pas optimal pour les usages industriels (creusets, fours etc.) mais quasiment inexistant pour filière batterie. Plusieurs usages dispersifs ne permettent pas de récupérer le graphite
<b>Risque technico-économique sur la demande : 2</b>
Substitutions possibles dans quasiment tous les usages par du graphite synthétique, sauf dans les réfractaires mais remplacement par du carbure de silicium, andalousite ou encore magnétite
Volatilité faible des prix, mais grandes variations dans les prix selon le type de graphite (taille des paillettes, teneur en C, éléments pénalisants) et la qualité requise (industrielle, batteries, nucléaire etc.)
Très haute importance économique (anodes dans batteries Li-ion et industries métallurgiques (électrodes, fours, creusets etc.)
Double levier entre une demande fortement corrélée à celle de la production d'acier donc à l'économie mondiale et le développement de l'usage des batteries Li-ion (notamment des véhicules électriques et des appareils électroniques portatifs)
Compétition interfilière relativement forte entre la demande pour l'industrie et pour les batteries Li-ion mais utilisation du graphite synthétique permet de tamponner la demande en hausse
<b>Dépendance de la France : 3</b>
France absente de la mine, métallurgie et raffinage (sauf Carbone Savoie qui fabrique des pièces en graphite synthétique). Importation de quasiment tous les semi-produits
Mise en place de quotas de production certaines années en Chine
Balance commerciale négative (- 5,1 M€ et 8014 t en 2019) sur le graphite naturel (paillettes, poudres et autres formes)
<b>Géopolitique extérieure : 3</b>
La production mondiale est largement dominée par la Chine (60 %). Montée en puissance des producteurs africains (Mozambique : 10 % ; Madagascar 5 % et de nombreux projets miniers en Tanzanie et Guinée). Potentiel européen non négligeable, notamment en Scandinavie (Norvège, Suède, Finlande) ou en Ukraine et Turquie.
Transformation en semi-produits et produits finaux largement située en Chine (usage industriel ou pour batterie Li-ion)
Risques relativement élevés sur la stabilité des acteurs (Chine, Mozambique, Brésil, etc.)
<b>Consommation de ressources : 2</b>
Procédés moyennement énergivores à l'extraction (mines souvent à ciel ouvert) mais très énergivores selon le procédé technologique utilisé pour la transformation en produits semi-finis (ex : fours Acheson utilisés pour la purification thermique)
Consommation d'eau importante pour les étapes de concentration et traitement du minerai ; stress hydrique moyen
Déforestation et érosion des sols classiques dus à l'exploitation minière à ciel ouvert ; impact moyen sur la biodiversité
<b>Émissions à l'environnement : 2</b>
Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores mais qui varient selon la technologie utilisée et le mix énergétique
Grandes quantités de déchets lors du traitement du minerai (perte de 60-70 % de la matière entre le minerai et le concentré)
Usage de réactifs (acides fluorhydrique et chlorhydrique) et peu de contrôle des rejets, notamment dans l'air
Pollution des cours d'eau et eaux souterraines possible selon la localité et l'exploitant de la mine
Conditions non favorables aux DMA
Mines principalement situées dans des pays à régulations moins contraignantes (Chine, Mozambique, Brésil) mais les lois changent et sont de plus en plus sévères
<b>Impacts et risques sociaux : 2</b>
Enjeux (classiques mais importants) sanitaires et sociaux pesant sur l'acceptabilité de la mine
Peu de mines artisanales

### Diagramme des risques et impacts du graphite naturel en 2020





## Grille d'analyse du lithium

### Risque technico-économique sur l'offre : 1

Ressources et réserves abondantes à l'échelle mondiale. Nombreuses possibilités d'exploitations de co-produits ou sous-produits en fonction des filières (Ta, Sn, B, K, etc.)

Ratio réserves/production : 200 ans

Adaptation rapide de l'offre (en particulier de la filière « roche dure » australienne en fonction des conditions de marché)

Incertitude sur le développement de nouveaux procédés à partir de nouvelles sources (nécessitant d'importants investissements et des retours sur investissement longs)

Impact prix nécessaire pour favoriser le recyclage

### Risque technico-économique sur la demande : 2

Substitution impossible dans le domaine des batteries (technologies au lithium, i.e. Li-ion, promises à un essor considérable jusqu'à 2030)

Forte volatilité des prix, nécessité d'une standardisation au LME

Secteur d'importance économique croissante pour la France et l'Europe (Plan de relance post-Covid-19)

Fondamentaux solides sur la croissance à moyen terme (> 5 %/an d'ici 2030)

Compétition interfilière par rapport aux usages traditionnels (graisses lubrifiantes, verres et céramiques, etc.)

### Dépendance de la France : 3

Malgré des ressources en terre mesurées dans le Massif central (23,5 kt Li<sub>2</sub>O pour le granite de Beauvoir) et un potentiel à évaluer dans les saumures géothermales, la France n'est présente sur aucun maillon de la chaîne de transformation du lithium à ce jour et 100 % dépendante d'importations sur les matériaux de qualité batterie. Devant l'envergure des projets à venir (usine de fabrication de batteries SAFT-PSA), la question de l'approvisionnement pourrait devenir cruciale.

Faible impact réglementaire à ce jour (pas de restriction au commerce international, pas d'interdiction REACH ou ROHS)

### Géopolitique extérieure : 2

Oligopole de 5 entreprises contrôlant 85 à 90 % de la production primaire mais forte stabilité des principaux acteurs

IHH modéré par pays (< 0,3)

Grand nombre d'acteurs futurs potentiels permettant d'entrevoir une certaine diversification

### Consommation de ressources : 2

Exploitation des saumures en conditions favorables peu énergivore. Pour les roches dures, consommation d'énergie dans la moyenne pour la minéralurgie et relativement importante lors du raffinage (étape de grillage notamment)

Consommation d'eau assez faible pour les saumures, moyenne pour les roches dures ; stress hydrique élevé uniquement en Amérique du Sud

Consommation d'espace très importante pour l'exploitation des saumures (bassins d'évaporation) mais faible impact sur la biodiversité ; impact classique concernant les roches dures

Possible perturbation des écosystèmes du fait du pompage-réinjection dans les salars (mécanismes complexes méconnus)

### Émissions à l'environnement : 2

Émissions de GES variables selon le procédé et la localisation (ordre de grandeur : de 2 à 16 kg CO<sub>2</sub>eq/t LCE) ; verdissement affiché du raffinage en Chine du Li de roches dures (conversion du charbon au gaz naturel)

Roches dures : usage de réactifs (dont H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), rejets atmosphériques lors du grillage ; contrôle des rejets variable selon la zone de production

Saumures : usage de réactifs (modéré) ; risque de fuites des bassins d'évaporation vers les milieux ; forte mobilité géochimique du Li et effets toxiques et écotoxiques méconnus

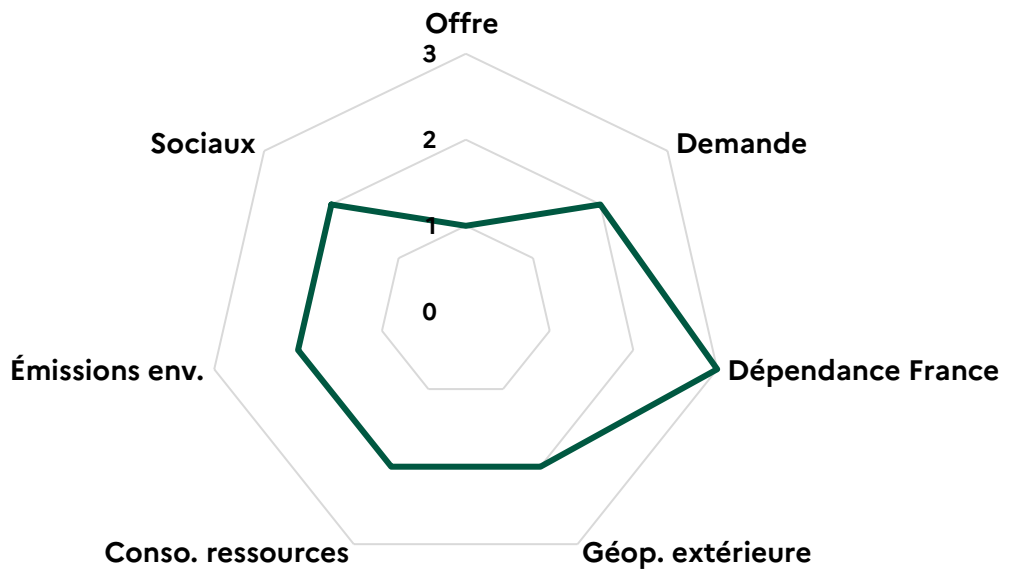
Pas de DMA

### Impacts et risques sociaux : 2

Pas de mines artisanales

Conflits d'usages sur la ressource en eau dans les régions désertiques et réaction des populations locales face à l'impact sur l'écosystème, notamment en Argentine (Salar de Hombre Muerto) et au Chili (Salar d'Atacama)

### Diagramme des risques et impacts du lithium en 2020



## Grille d'analyse du nickel

### Risque technico-économique sur l'offre : 2

Majoritairement produit principal (> 99 %). Nickel en produit principal dans les mines de nickel latéritique (59 %), en co-produit du cuivre dans les mines de nickel sulfuré (60 %) et en sous-produit des platinoïdes dans les mines de platine (1 %)

Ratio réserves/production : 37 ans (60 % des réserves sont des latérites)

Adaptation de l'offre très lente

Procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement longs

Recyclage du nickel en tant que tel relativement peu développé mais les aciers inoxydables qui comptent pour plus de 70 % de l'usage du nickel, sont largement recyclés (recyclage en fin de vie des aciers : 80-90 %) ; EOL-RR du nickel en général est de 60 % environ

### Risque technico-économique sur la demande : 2

Substitutions possibles dans de nombreux usages avec des adaptations techniques, notamment si le prix était amené à fortement augmenter : aciers contenant moins de nickel, céramiques dans les superalliages, Mn ou Co dans les batteries Li-ion

Volatilité forte des prix

Très haute importance économique (aciers multiples dont inoxydables et présence accrue dans les cathodes des batteries Li-ion, avec un contenu passant de 33 % à 80 %). Co-produits associés : Cu. Sous-produits : Co (35 % du Co produit), platinoïdes, métaux précieux

Demande très fortement corrélée à l'économie mondiale (construction, infrastructure, équipements, etc.), donc en hausse avec l'augmentation de la population mondiale et du degré d'urbanisation

Pas encore de réelle compétition interfilière mais la demande pour le secteur des batteries augmente, tirée par la croissance de la production des batteries Li-ion et de la part du nickel grandissante dans les technologies de cathodes (type 1-1-1 vers 8-1-1)

### Dépendance de la France : 2

Eramet produit du Ni à travers sa filiale SLN (Société Le Nickel) en Nouvelle-Calédonie. Eramet produit du nickel métal et des composés de nickel à Sandouville (76). En Nouvelle-Calédonie, SLN et KNS (Koniambo) produisent du ferro-nickel et VNC (Vale) produit des oxydes et hydroxydes de nickel.

De nombreuses entreprises françaises utilisent du nickel pour fabriquer des produits semi-finis ou finis (aciers inox, superalliages, barres, fils, etc.) comme Aubert&Duval, Ugitech, ArcelorMittal ou Aperam

Mise en place en Indonésie d'un embargo sur les exportations de minerais pour contraindre les sociétés à valoriser le minerai. Exportations à la carte de 2016 à 2019 et rétablissement d'un embargo strict en janvier 2020

Produits bruts et intermédiaires de nickel, hors inox : balance commerciale négative (- 267 M€ en 2015). Inox et déchets d'inox : balance commerciale positive (+ 225 M€ en 2015). Balance commerciale positive (env. 50 M€ en 2015) pour les autres produits comme les alliages, les catalyseurs ou encore les accumulateurs

### Géopolitique extérieure : 2

Bonne répartition géographique de la production mondiale et des acteurs (Indonésie 33 %, Philippines 13 %, Russie 9 %, Nouvelle-Calédonie 7 %, Canada, etc.). La Chine est très dépendante de ses importations de minerai et Ni primaire pour l'approvisionnement de son industrie

Pour le nickel primaire, la Chine en produit 1/3, suivie de l'Indonésie, du Canada et du Japon. La plupart des usines se situent néanmoins en Asie du Sud-Est

Risques moyens sur la stabilité des acteurs. 40 % de la production minière prend maintenant place dans des juridictions « à risques » : nationalisme des ressources, protection environnementale (Indonésie : embargo sur les exportations, Philippines : fermetures de mines en 2017)

### Consommation de ressources : 3

Procédés énergivores de l'extraction à la fonderie (métal important avec 2,5 Mt/an), aussi bien en pyrométallurgie que HPAL

Manque de données sur les consommations d'eau (a priori assez élevées à la tonne et métal important) ; pas de stress hydrique dans les zones d'exploitation

Déforestation et érosion des sols, notamment pour les latérites, toujours exploitées à ciel ouvert

Pollution et destruction d'écosystèmes aquatiques (notamment en Indonésie et Nouvelle Calédonie)

### Émissions à l'environnement : 3

Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores

Usage de réactifs et contrôle des rejets variable selon la zone (à Norilsk en Russie, pollution avérée de l'air et des sols aux particules et phénols causant maladies respiratoires et cancers)

Toxicité intrinsèque du Ni et paragenèse comprenant des métaux lourds

Pollution avérée de certaines masses d'eau (notamment Nouvelle-Calédonie, Indonésie, Russie)

Conditions favorables aux DMA (pour les minerais sulfurés uniquement)

Conséquences du DSTP (*Deep-Sea Tailings Placement* ou stockage marin à grande profondeur) encore méconnues (Papouasie-NG, Indonésie, etc.) mais DSTP encore mineur par rapport au stockage terrestre

### Impacts et risques sociaux : 2

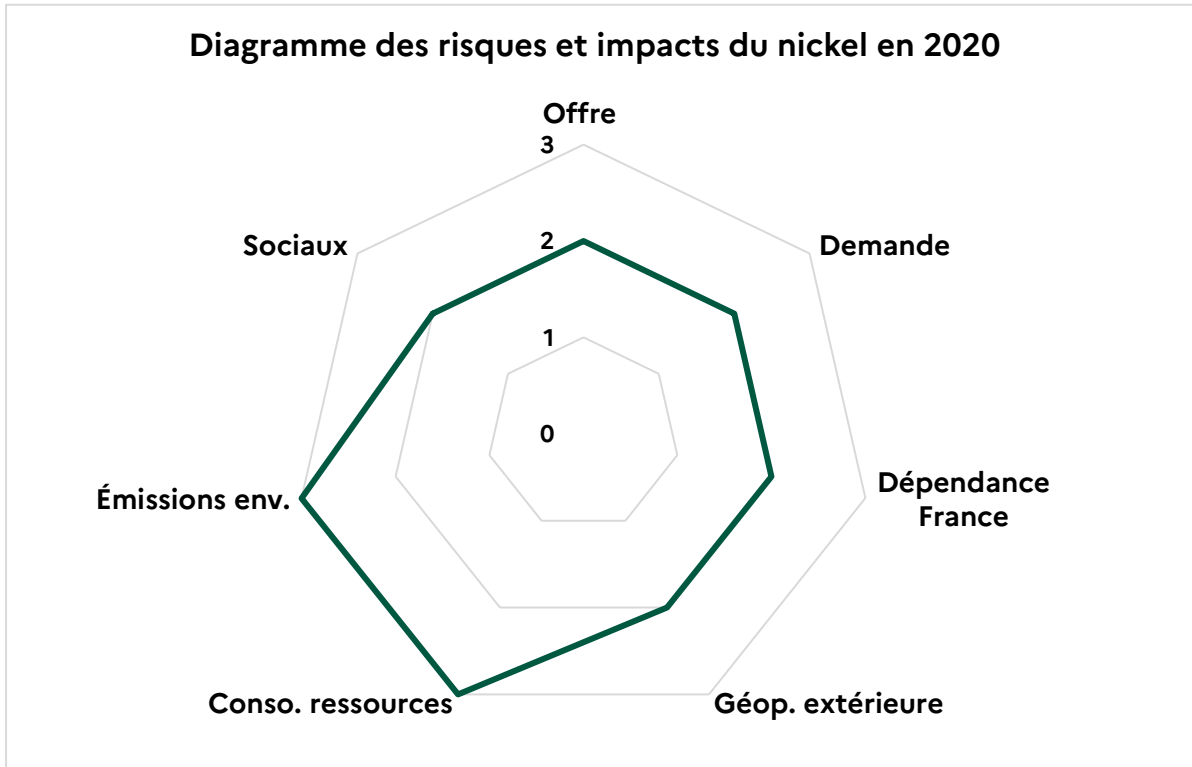
Pas de mines artisanales

Conflit avec des populations autochtones à cause de la pollution des eaux et des sols

Les Philippines sont l'un des pays les plus dangereux pour les activistes (en particulier autochtones) anti-mine

En 2017, le gouvernement philippin avait ordonné la fermeture de 23 mines à ciel ouvert (plus de la moitié des mines du pays) dont 17 de Ni et annulé le tiers des nouveaux contrats d'exploitation en raison d'atteinte à l'environnement (en particulier des cours d'eau). En 2021, si le président Roberto Duterte a décidé de lever l'interdiction sur les nouveaux projets miniers, l'interdiction de nouvelles mines à ciel ouvert décidée en 2017 demeure

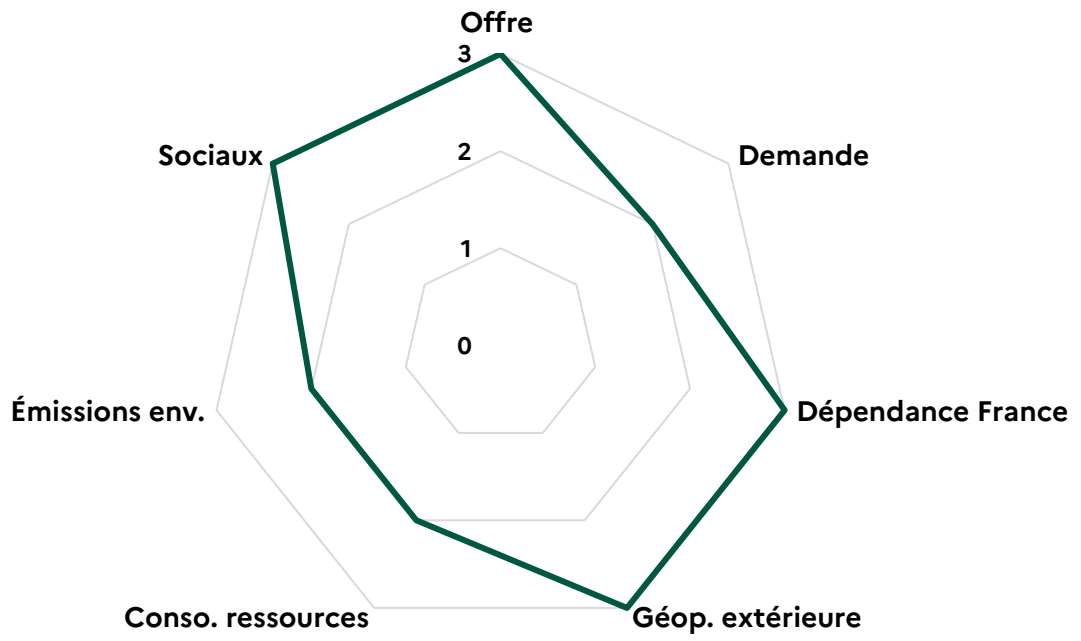
**Diagramme des risques et impacts du nickel en 2020**



## Grille d'analyse du cobalt

<b>Risque technico-économique sur l'offre : 3</b>
Le cobalt est quasi-exclusivement un sous-produit de l'extraction et la métallurgie du cuivre et du nickel
Ratio réserves/production < 50 ans. Manque de renouvellement des réserves ces 20 dernières années (absence de découverte significative)
Procédés nécessitant d'importants investissements dans le cas de récupération en sous-produit du nickel (procédé HPAL)
Recyclage encore limité mais existant (principal métal recyclé à ce jour au sein des batteries Li-ion)
<b>Risque technico-économique sur la demande : 2</b>
Substitution croissante pour les nouvelles technologies de batteries (NMC 811 à fort contenu de nickel)
Forte volatilité des prix, nécessité d'une standardisation au LME
Fondamentaux solides sur la croissance à moyen terme (> 5 %/an d'ici 2030)
Compétition interfilière par rapport aux usages traditionnels (superalliages)
<b>Dépendance de la France : 3</b>
Très forte dépendance à l'importation, en particulier pour les composés batteries (quelques acteurs français utilisent du cobalt métal pour superalliages)
Réglementation REACH sur l'utilisation de certains composés de cobalt pouvant pénaliser certains utilisateurs finaux
<b>Géopolitique extérieure : 3</b>
Entre 60 et 70 % de la production minière issue de RDC. 70 % de la production raffinée en Chine
Forte concentration des activités (IHH élevé)
Actionnariat européen en croissance. Partenariats à consolider
Enjeux de traçabilité croissants (actuellement hors Dodd-Franck Act et 3TG, mais réglementation européenne à venir)
<b>Consommation de ressources : 2</b>
Consommation d'énergie importante (corrélée au cuivre ou au nickel) mais faiblement attribuée au cobalt de par les quantités produites
Consommation d'eau importante mais faiblement attribuée au Co ; stress hydrique faible dans les zones d'exploitation ; néanmoins surexploitation des eaux souterraines en Chine pour le raffinage
Consommation d'espace moyenne mais menaces significatives sur la biodiversité
<b>Émissions à l'environnement : 2</b>
Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores, mais faiblement attribuées au Co ; majorité du raffinage en Chine (mix énergétique très carboné)
Usage de réactifs et peu de contrôle des rejets ; paragenèse contenant des métaux lourds ; pollution massive des eaux et des sols avérée en Chine et en Russie à Norilsk
Conditions favorables aux DMA
Toxicité intrinsèque du Co et des composés de Co inorganiques
<b>Impacts et risques sociaux : 3</b>
Très fort déficit d'image lié à une exploitation artisanale (bien que ne concernant qu'une faible part des tonnages totaux extraits) associée aux phénomènes de corruption, travail forcé, travail des enfants, zones de conflits
Maladies respiratoires et dermatologiques avérées ainsi qu'une exposition importantes aux poussières et eaux polluées chez les travailleurs artisanaux en RDC.
Enjeux de traçabilité croissants (actuellement hors Dodd-Franck Act et 3TG, mais réglementation européenne à venir)

**Diagramme des risques et impacts du cobalt en 2020**



## Grille d'analyse du manganèse

### Risque technico-économique sur l'offre : 1

Toujours en produit principal

Ratio réserves/production : 42 ans au rythme de la production 2019. Ressources extrêmement élevées, notamment via les nodules sous-marins

Adaptation relativement rapide de l'offre car marché contrôlé par un nombre restreint de producteurs, souvent liés à l'exploitation du minerai de fer

Procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement longs

l'usage du Mn, sont largement recyclés (recyclage en fin de vie des aciers : 80-90 %). Peu de recyclage en chimie et encore moins pour les batteries

### Risque technico-économique sur la demande : 3

Le manganèse n'est pas substituable dans ses principaux usages (sidérurgie, alliages, etc.). Les aciers, ferrailles et alliages contenant du manganèse sont pour partie recyclés, le plus souvent pour être réutilisés au sein de nouveaux alliages. Dans les cathodes des batteries Li-ion, la part du Mn peut diminuer selon la technologie retenue

Volatilité plutôt forte des prix

Très haute importance économique (aciers multiples et développement des batteries Li-ion, mais un contenu passant de 33 % à 10 %). Pas de co-produit ni sous-produit associé

Demande très fortement corrélée à l'économie mondiale (construction, infrastructure, automobile, chimie, mobilité etc.)

Pas de compétition interfilière car le Mn utilisé dans les batteries ne représente qu'une infime partie du marché. De plus, la teneur du minerai va influencer du débouché (qualité métallurgique, chimique ou batterie)

### Dépendance de la France : 2

Pas de production minière en France mais Eramet, via sa filiale Comilog, exploite le gisement de Moanda au Gabon et est le second producteur mondial de minerai de Mn

De nombreuses entreprises françaises utilisent du manganèse pour fabriquer des produits semi-finis ou finis (aciers, alliages et ferroalliages de Mn)

Pas de réglementation particulière

Balance commerciale négative

### Géopolitique extérieure : 2

Environ 60 % de la production mondiale de manganèse provient de 3 pays : l'Afrique du Sud (5,5 Mt – 29 %), l'Australie (3,2 Mt – 17 %) et le Gabon (2,4 Mt – 13 %), suivis par le Ghana, la Chine, le Brésil et l'Inde.

Plus de 60 % des alliages SiMn fabriqués en Chine, 95 % du Mn métal élaboré en Chine et la quasi-totalité des cathodes NMC également

Risques moyens sur la stabilité des acteurs

### Consommation de ressources : 3

Consommations d'énergie importantes à la tonne et par les quantités produites (métal majeur) ; fonderies énergivores

Consommation d'eau relativement élevée à la tonne d'alliage de Mn produite et par les quantités produites ; stress hydrique moyen

Consommation d'espace relativement importante et exploitation recoupant des sites protégés

### Émissions à l'environnement : 2

Émissions de GES relativement importantes, corrélées aux procédés énergivores

Peu d'usage de réactifs

Émissions atmosphériques et potentiellement peu de contrôle des rejets

Conditions de stockage des déchets potentiellement insuffisantes (Gabon notamment)

Paragenèse contenant des métaux lourds et toxicité des poussières de Mn (exposition des travailleurs)

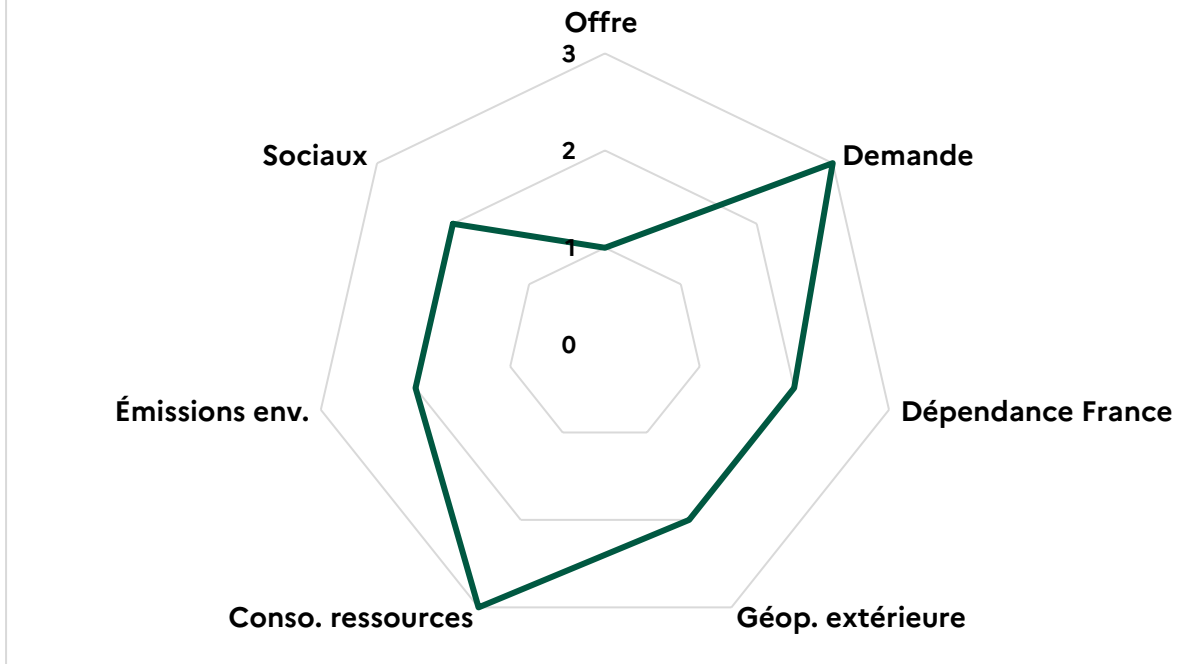
Pas de DMA

### Impacts et risques sociaux : 2

Pas de mines artisanales

Zones à faible gouvernance environnementale

### Diagramme des risques et impacts du manganèse en 2020





## Glossaire, abréviations et sigles

<b>ACV</b>	Analyse de cycle de vie
<b>Al</b>	Aluminium
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie
<b>APU</b>	<i>Auxiliary Power Unit</i>
<b>BEV</b>	<i>Battery electric vehicle</i> , véhicule électrique à batterie
<b>BGS</b>	<i>British geological survey</i> - institut d'études géologiques britannique
<b>BPI</b>	Banque publique d'investissement
<b>BRGM</b>	Bureau de recherches géologiques et minières
<b>CME</b>	<i>Chicago Mercantile Exchange</i>
<b>Co</b>	Cobalt
<b>Cu</b>	Cuivre
<b>Cycler</b>	Effectuer des cycles
<b>DAEI</b>	Direction des affaires européennes et internationales du MTE
<b>DHUP</b>	Direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (MTE/DGALN)
<b>DMA – drainage minier acide</b>	Le drainage minier acide (DMA) ou encore drainage rocheux acide (DRA) est un phénomène de production d'une solution minérale acide qui s'écoule régulièrement, suite à une production d'acide sulfurique induite par la mise en contact avec l'air de certains minéraux (sulfures métalliques), généralement à l'occasion de grandes excavations (carrières) et travaux miniers ou de stockage de déchets miniers
<b>eq/t</b>	Équivalent par tonne
<b>Fe</b>	Fer
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>JRC</b>	<i>Joint Research Center</i> (Centre commun de recherche), laboratoire de recherche scientifique et technologique de l'Union européenne
<b>ICE</b>	<i>Internal Combustion Engine</i> , véhicule à moteur thermique
<b>IPCEI, PIEEC</b>	<i>Important Projects of Common European Interest</i> – Projet important d'intérêt européen commun
<b>kgCO<sub>2</sub>-eq</b>	En équivalent kilogrammes de CO <sub>2</sub>
<b>kt</b>	Milliers de tonnes
<b>LCO (batterie)</b>	Lithium-cobalt-oxyde
<b>Li</b>	Lithium
<b>LME</b>	<i>London Metal Exchange</i>
<b>LPF</b>	Lithium-fer-phosphate
<b>LMO (batterie)</b>	Lithium-manganèse-oxyde
<b>LTECV</b>	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte
<b>Mn</b>	Manganèse
<b>LTO (batterie)</b>	Lithium-titane-oxyde
<b>Mt</b>	Millions de tonnes
<b>NCA (batterie)</b>	Nickel-cobalt-aluminium

<b>Nd</b>	Néodyme
<b>Ni</b>	Nickel
<b>NMC</b>	Nickel-manganèse-cobalt
<b>OCDE</b>	Organisation de coopération et de développement économiques
<b>PEM (FC)</b>	<i>proton exchange membrane fuel cells</i> ou <i>polymer electrolyte membrane fuel cells</i> - pile à combustible à membrane d'échange de protons
<b>PHEV ou VHR</b>	<i>Plug-in electric vehicle</i> , véhicule hybride rechargeable
<b>PPE</b>	Programmation pluriannuelle de l'énergie
<b>Pr</b>	Praséodyme
<b>RDC</b>	République démocratique du Congo
<b>Réserves (géologiques)</b>	Les réserves se distinguent des ressources minérales par le fait qu'elles ont été identifiées et sont considérées comme économiquement exploitables. L'estimation des réserves se fait sur la base de critères économiques (cours des métaux, taux de change, etc.), de contraintes commerciales et environnementales mais aussi des techniques d'exploitation et de traitement
<b>Ressources (géologiques)</b>	Les ressources correspondent à une minéralisation dont l'enveloppe et le volume ont fait l'objet de premières estimations, à l'aide de sondages, de petits travaux miniers, de prospection en surface et/ou d'observations indirectes par géochimie, géophysique, etc. Les ressources sont qualifiées de « inférées », « indiquées » et « mesurées » par ordre de précision croissante obtenue en fonction de la quantité et du détail des travaux réalisés
<b>S</b>	Soufre
<b>Si</b>	Silicium
<b>SO (FC)</b>	<i>Solid oxide fuel cells</i> , pile à combustible à oxydes solides
<b>tLCE</b>	Tonne équivalent carbonate de lithium
<b>USGS</b>	<i>US geological survey</i> , institut d'études géologiques des États-Unis
<b>V2G et V2H</b>	<i>Vehicle to grid</i> et <i>Vehicle to home</i>
<b>VE</b>	Véhicule électrique
<b>VKT (veh.km en français)</b>	<i>Vehicle Kilometer Travelled</i> , kilomètres parcourus par le véhicule
<b>VUL</b>	Véhicule utilitaire léger



# TABLE DES MATIÈRES

<b>RAPPEL DU CONTEXTE .....</b>	<b>7</b>
<b>SYNTHÈSE .....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>12</b>
<b>I. La mobilité : un marché de masse et un secteur très carboné crucial pour la transition bas-carbone .....</b>	<b>13</b>
A. La mobilité, plusieurs modes pour plusieurs usages.....	14
B. Un marché de masse et un secteur très carboné .....	15
C. Les solutions pour décarboner le secteur .....	17
Points essentiels .....	20
<b>II. Les matières associées à l'électrification de la mobilité .....</b>	<b>21</b>
A. Les deux grandes solutions techniques analysées dans ce rapport : les batteries et la pile à combustible.....	22
1. Les batteries.....	22
a) Point sur la technologie phare (Li-ion) et les matériaux associés.....	23
b) Point sur les batteries à lithium métal - au-delà de 2025-2030 : vers le tout solide ?.....	24
c) De fortes exigences sur de nombreux critères.....	25
d) Une autonomie chère, mais un très bon rendement et des usages de charge différents.....	26
e) Évolution de la densité d'énergie et du coût : à quand l'asymptote ?.....	27
f) Une consommation importante de matériaux critiques .....	29
2. Les piles à combustible.....	30
3. La notion d'hybridation .....	33
B. Des solutions spécifiques pour chaque usage .....	35
1. Des solutions différenciées à trouver pour les courtes distances et les longues distances.....	35
2. Le transport lourd routier (VUL, bus, camions) .....	39
3. Le train .....	41
4. Le maritime et l'aérien .....	42
5. Conclusion.....	42
C. La mobilité et en particulier le secteur automobile : un marché de masse et donc des impacts matières potentiellement majeurs.....	44
D. Les moteurs électriques .....	47
1. Le moteur à aimant permanent .....	47
2. Le moteur à rotor bobiné.....	48
3. Perspectives du besoin en terres rares et en cuivre pour le véhicule électrique.....	49
E. Conclusion .....	50
Points essentiels .....	51
<b>III. Analyse des vulnérabilités le long de la chaîne de valeur du véhicule électrique et du véhicule hydrogène.....</b>	<b>53</b>
A. Les batteries.....	57
1. La mobilité et en particulier le secteur automobile : un marché de masse avec des impacts matières potentiellement majeurs .....	57
a) Comparaison des réserves/ressources par rapport aux quantités qui seront immobilisées dans les batteries d'ici à 2030.....	57
b) Des besoins considérables de nouvelles capacités de production des métaux .....	59
c) Impact du prix des métaux sur les électrodes positives des batteries lithium-ion.....	62
d) Effets négatifs de la seconde vie sur la disponibilité des matériaux .....	64

2. Description de la chaîne de valeur de la batterie Li-ion NMC.....	64
a) Matériaux de l'électrode négative – le graphite (voir annexe 1).....	64
(1) Le graphite naturel.....	65
(2) Le graphite synthétique .....	66
(3) Comparaisons entre le graphite naturel et le graphite synthétique .....	67
(4) Les procédés mis en œuvre pour le graphite naturel et le graphite synthétique .....	67
(5) Les perspectives de développement de l'offre .....	68
(6) Le dopage au silicium : vers une substitution du graphite.....	68
(7) Le recyclage.....	69
(8) Les impacts environnementaux.....	70
(9) Les impacts sociaux.....	70
b) Matériaux de l'électrode positive.....	72
(1) Le lithium (voir annexe 1).....	72
(a) Les ressources et les réserves.....	73
(b) Les procédés d'exploitation .....	74
(c) Chaîne de valeur du lithium .....	75
(d) L'avenir du marché du lithium .....	76
(e) Les impacts environnementaux .....	80
(f) Les impacts sociaux.....	82
(2) Le nickel (voir annexe 1) .....	84
(a) Usages .....	84
(b) Production .....	85
(c) Prix du nickel.....	86
(d) Prévision de la demande pour le secteur des batteries .....	86
(e) Accès à un sulfate de nickel compétitif .....	89
(f) Les impacts environnementaux .....	90
(g) Les impacts sociaux .....	91
(3) Le cobalt (voir annexe 1) .....	93
(a) Des besoins en augmentation : la mobilité électrique mais surtout les applications portables....	93
(b) Une production en croissance dominée par la RDC.....	94
(c) Le cobalt pour la filière batterie et concentration géographique et des investissements.....	96
(d) Perspectives et impact de la pandémie.....	97
(e) Les impacts environnementaux .....	98
(f) Les impacts sociaux.....	99
(4) Le manganèse (voir annexe 1).....	101
(a) Éléments généraux.....	101
(b) Les alliages de manganèse .....	101
(c) Le manganèse métal.....	101
(d) Le manganèse pour les batteries.....	101
(e) Les impacts environnementaux et sociaux .....	102
3. Présentation des vulnérabilités aux différentes étapes de la chaîne de valeur des batteries.....	104
a) Des précurseurs à l'électrode positive .....	104
b) Les électrodes négatives de batteries lithium-ion .....	106
c) L'électrolyte .....	107
4. Le recyclage des batteries au lithium : un marché émergent qui souffre du manque de volumes à traiter et de l'absence d'acteurs industriels capables de produire des intrants suffisamment purs pour être réinjectés dans le processus de fabrication des batteries.....	109
a) Vers quelles synergies entre les chutes et les batteries en fin de vie ?.....	110
b) Comment recycler toute les chimies d'électrodes positives avec des modèles économiques distincts ? .....	110
B. Les piles à combustible.....	111
1. La pile PEMFC.....	111
a) Le platine .....	111
b) Le titane .....	113
2. La pile à combustible SOFC (haute température) .....	113
C. Impacts comparés et analyses de cycle de vie des technologies de la mobilité bas-carbone.....	114
1. Comparaison des impacts (environnementaux et sociaux) du cobalt, du nickel et du lithium.....	114
2. Pour les batteries dans leur ensemble .....	115
3. Un impact de l'électricité entrante bien plus marqué pour l'hydrogène.....	116
Points essentiels .....	118

<b>IV. Les opportunités industrielles.....</b>	<b>121</b>
A. Les batteries.....	122
1. L'extraction de matières premières.....	122
a) Concernant le lithium.....	122
b) Concernant le nickel et le cobalt.....	122
c) Concernant le graphite.....	123
d) Concernant le silicium.....	123
e) Concernant la fluorine.....	124
2. Description de l'état de la filière française et européenne.....	124
a) L'extraction directe du lithium pour réduire la consommation d'eau.....	124
b) Pour le graphite.....	124
c) Pour le silicium.....	124
d) Pour les terres rares.....	125
e) Le recyclage.....	125
3. Sans protection face à la concurrence mondiale, ces opportunités ne pourront pas naître.....	126
B. Les piles à combustible.....	127
1. Le transport routier individuel.....	127
2. Les véhicules utilitaires et le bus.....	128
3. Les transports lourds.....	128
4. Le transport maritime.....	129
5. Le transport aérien.....	130
6. Une filière à construire.....	130
Points essentiels.....	131
<b>V. Recommandations.....</b>	<b>133</b>
A. Vision.....	134
B. Orienter la demande de mobilité bas-carbone vers des modes et technologies moins intensifs en métaux.....	136
1. Pour réduire l'impact matière de la mobilité bas-carbone, une solution consiste à soutenir davantage les modes doux, y compris électriques, pour le transport de passagers sur courte distance, lorsque les alternatives permettent de réduire le nombre de véhicules motorisés ou la puissance des batteries en service.....	136
2. Différencier le soutien à l'achat de véhicules électriques en fonction de la masse des véhicules, de l'intensité matière et de critères environnementaux et sociaux reflétant les conditions d'extraction des matières incluses dans leurs batteries.....	137
3. Pour les trajets courts réalisés avec des véhicules électriques petits, donc moins lourds, il convient, après évaluation et confirmation de leur moindre impact environnemental et des implications industrielles, de soutenir une chimie de batteries de type LFP, car, bien que plus lourdes que les NMC, elles permettent de s'affranchir des risques liés à l'approvisionnement en nickel et cobalt...	138
4. Pour le transport de passagers sur longue distance et utilisant des véhicules particuliers, il convient d'étudier et de soutenir des options technologiques qui permettent une réduction de la taille des batteries, de façon à diminuer l'impact matières du parc de véhicules roulant.....	139
C. Accompagner la mobilité bas-carbone par des investissements dans les infrastructures nécessaires à la mobilité électrique.....	140
5. Prioriser à court terme le soutien à des investissements permettant un développement accéléré de bornes à recharge lente en milieux urbains et semi-urbains.....	140
6. Contribuer à standardiser au niveau UE puis rendre obligatoires des chargeurs internes bidirectionnels pour tous les véhicules électriques commercialisés en France et si possible dans l'UE et ainsi soutenir des industriels français actuellement bien positionnés.....	142
7. Standardiser les modulations de facturation et les modalités de paiement afin de simplifier l'accès aux bornes de recharge lente et de favoriser un pilotage dynamique et une équité du recours au stockage électrique dans les véhicules immobilisés.....	143
D. Promouvoir la place de la France dans la filière industrielle européenne des batteries.....	144
8. Standardiser les batteries sur des critères « carbone » et RSE afin de « rapatrier » une partie de la chaîne de valeur « batteries » dans l'UE/en FR et éviter d'exporter les batteries usagées afin de permettre l'essor d'une filière française de recyclage.....	144

E. Mobilité hydrogène .....	145
9. Une fois l'offre d'hydrogène bas-carbone disponible, soutenir l'offre de mobilité hydrogène en baissant le coût des technologies associées dans le fluvial, le ferroviaire et les poids lourds.....	145
F. Améliorer la sécurité d'approvisionnement.....	147
10. Diversifier les sources d'approvisionnement, passer des contrats de long terme, porter les enjeux de sécurité d'approvisionnement au niveau européen et notamment dans la politique commerciale.	147
11. Mieux connaître le sous-sol européen et français et monter un PIEEC dédié à la production de métaux stratégiques dans l'UE.....	148
G. Recherche – formation.....	149
12. Encourager la recherche et les formations dans les métiers de la mobilité décarbonée à faible impact matières.....	149
13. Améliorer la communication autour des technologies de la mobilité bas-carbone en insistant sur les enjeux « matières » et les opportunités industrielles pour le territoire national.....	150
<b>Bibliographie .....</b>	<b>151</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>153</b>
<b>Glossaire, abréviations et sigles .....</b>	<b>164</b>

**Photos de couverture :**  
Véhicule électrique Renault Kangoo ZE (pistolet de recharge électrique)  
Fourgon à hydrogène présenté au salon Solutrans à Lyon Eurexpo  
*Crédit : Arnaud Bouissou / Terra*





**MINISTÈRE  
DE LA TRANSITION  
ÉCOLOGIQUE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

**Commissariat général au développement durable**  
Service de l'économie verte et solidaire  
Sous-direction de l'économie et de l'évaluation  
Tour Séquoia - 92055 La Défense cedex  
Courriel : [diffusion.cgdd@developpement-durable.gouv.fr](mailto:diffusion.cgdd@developpement-durable.gouv.fr)

[www.ecologie.gouv.fr](http://www.ecologie.gouv.fr)