

Quelle place pour les batteries dans une transition bas carbone ?

Fabien Perdu (fabien.perdu@cea.fr)

Département de l'électricité et de l'hydrogène pour les transports (DEHT), LITEN
CEA Grenoble, 17, avenue des Martyrs, 38000 Grenoble

Plusieurs pans de la « transition énergétique », en particulier l'évolution du secteur électrique et l'électrification des transports, reposent sur le stockage d'énergie et notamment sur les batteries.

Après avoir décrit la constitution et le fonctionnement d'une batterie lithium-ion, nous analysons les progrès espérés et l'impact environnemental de ces batteries dans le cas d'un déploiement massif. Enfin, nous tentons de mieux cerner les usages pour lesquels les batteries sont vraiment pertinentes et ceux pour lesquels il convient de trouver des solutions complémentaires.

Composition et fonctionnement d'une batterie lithium-ion

Une batterie présente deux électrodes séparées par un électrolyte, conducteur ionique mais isolant électrique. Les premières batteries au lithium utilisaient du lithium métallique à l'électrode négative (l'anode) et un composé métallique insérant le lithium avec une bonne énergie de liaison à l'électrode positive (la cathode). Mais, à la recharge, le lithium qui se redépote sous forme métallique le fait de façon désordonnée (dendrites, mousse) et, au fil des cycles, finit par créer des courts-circuits entre les deux électrodes, réduisant la durée de vie et menaçant la sécurité de l'utilisateur.

Deux parades ont été trouvées. La première consiste à utiliser un électrolyte solide, qui bloque la formation des dendrites. Les seules batteries commercialisées aujourd'hui sur ce principe sont celles de l'entreprise Blue Solutions, qui étaient utilisées dans les véhicules Autolib.

Mais leur électrolyte présente des limites en tension (ce qui réduit la densité d'énergie) et ne fonctionne qu'au dessus de 60°C, ce qui impose de garder les voitures branchées en permanence, avec une dépense d'énergie de l'ordre de 25 % par jour pour les maintenir en température. Les recherches foisonnent sur de nouveaux électrolytes de type céramique, verre ou polymère, pour arriver à la batterie « tout solide ». Celle-ci est souvent affublée de toutes les qualités (densités d'énergie et de puissance, durée de vie, sécurité, coût...). En réalité, aucun de ces gains n'est aujourd'hui acquis ; mais le plus important concerne la sécurité, car l'emballement thermique d'une batterie, évènement redouté, implique dans les premiers stades la décomposition de son électrolyte liquide.

La seconde parade consiste à éliminer le lithium métal de l'électrode négative, en l'insérant dans un autre matériau dont l'énergie de liaison est bien plus faible que celle de l'électrode positive. Généralement, il s'agit de graphite.

Comme le lithium n'est alors que sous forme insérée ou sous forme ionique, mais jamais métallique, ces nouvelles batteries sont appelées lithium-ion. Commercialisées dès 1991, elles ont fait des progrès continus par l'amélioration des matériaux actifs, mais aussi par l'optimisation des procédés de fabrication, qui ont permis de réduire les épaisseurs des matériaux inactifs (électrolyte, collecteurs de courant...) et ainsi d'optimiser la densité d'énergie. Aujourd'hui, les matériaux d'électrode positive les plus performants sont des oxydes lamellaires de type NMC (nickel, manganèse, cobalt) ou NCA (nickel, cobalt, aluminium). Un autre matériau, moins cher et utilisant un métal plus abondant, est le LFP (phosphate de fer LiFePO_4). Il présente une densité d'énergie nettement plus faible ($160 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$ au lieu de $260 \text{ Wh/kg}_{\text{cellule}}$), mais une meilleure durée de vie et une meilleure sécurité. Les progrès récents obtenus sur les batteries LFP permettent de réduire l'écart en densité d'énergie avec les NMC, notamment à

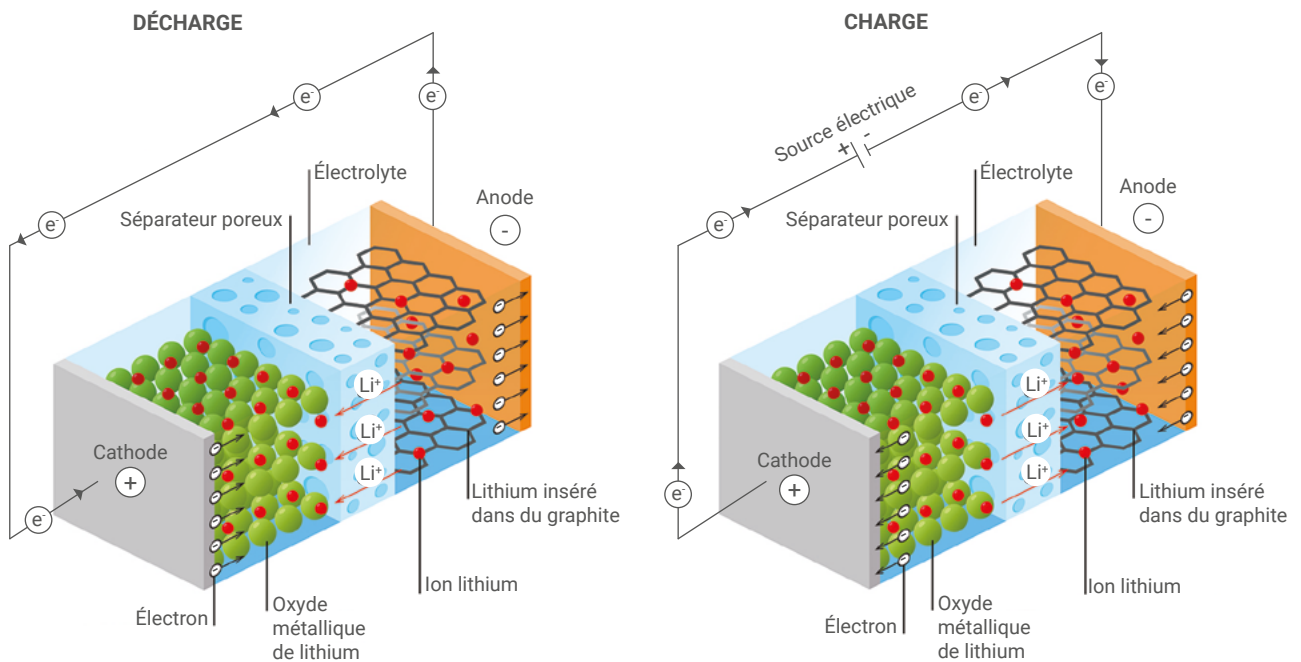
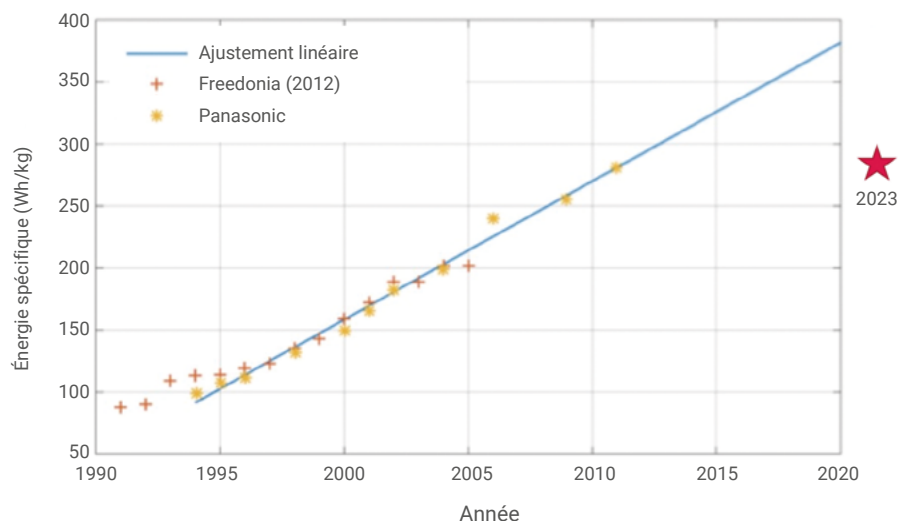


Schéma de principe d'une batterie lithium-ion. À gauche, décharge : les ions lithium Li^+ se déplacent de l'anode négative à la cathode positive, à travers l'électrolyte. À droite, charge : une source électrique extérieure applique une tension suffisamment élevée pour faire circuler un courant électronique de charge de la cathode à l'anode ; ceci oblige les ions lithium à se déplacer de la cathode positive à l'anode négative et à s'intercaler dans le graphite. (Figure adaptée d'une image de ser_igor sur iStockphoto.)

l'échelle du "pack" (assemblage de plusieurs cellules connectées les unes aux autres).

En effet, un “pack” n’est pas seulement un empilement de cellules : pour gérer la durée de vie et la sécurité, il est nécessaire de prévoir une électronique de gestion (BMS, “Battery Management System”), chargée de limiter les tensions et les courants, et d’équilibrer les cellules, et une gestion thermique chargée de maintenir les cellules ni trop chaudes, ni trop froides, ni à des températures trop différentes les unes des autres. Ajoutons à cela des protections mécaniques, et les cellules ne représentent qu’environ 60 % de la masse du “pack”. Utiliser des cellules plus sûres et plus robustes permet donc de gagner sur la masse du reste du “pack”.

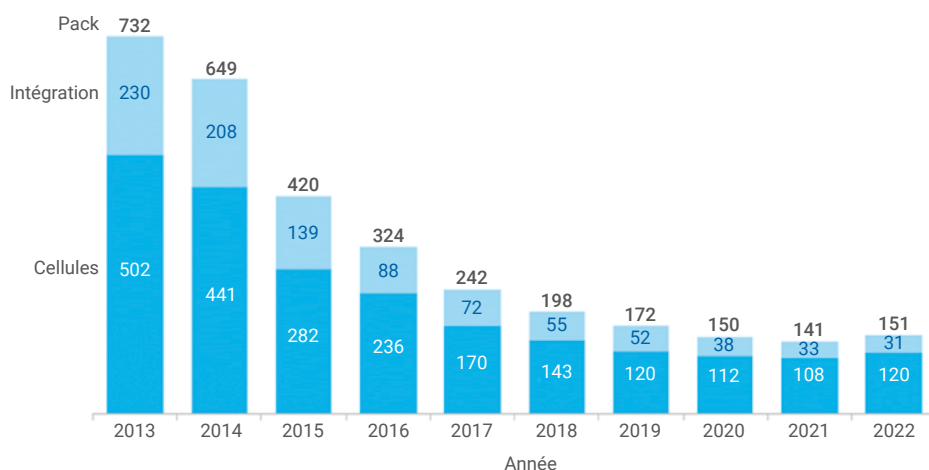


Progrès des batteries lithium-ion

Les batteries lithium-ion ont réalisé de grands progrès en densité d'énergie au cours des années 2000, atteignant 250 Wh/kg_{cellule} en 2012 (fig. 1).

>>>

1. Progrès dans la densité d'énergie des cellules lithium-ion 18650 (cylindres de 18 mm de diamètre et 65 mm de longueur, tension : 3,7 V). Entre 1995 et 2010, l'énergie spécifique a augmenté de 11,2 Wh/kg/an. (Courtoisie : Prof. Maarten Steinbuch, Director Graduate Program Automotive Systems, Eindhoven University of Technology). À droite le point 2023 a été ajouté.



2. Variation du coût des packs et des cellules de batteries lithium-ion de 2013 à 2022, selon le cabinet d'étude BloombergNEF [1]. (Valeurs en US \$ 2022 par kWh).

>>>

Cependant, onze ans plus tard, la barre des 300 Wh/kg_{cellule} n'est toujours pas franchie, du moins associée à un cyclage correct, et ce malgré des annonces récurrentes de chiffres bien plus élevés (pour mémoire, le concepteur californien Envia annonçait "400 Wh/kg is here" dès 2012). En effet, les progrès obtenus depuis 1990 ont moins résulté de la chimie que de l'amélioration des procédés et de la réduction des masses de matière inactive. Or l'essentiel des gains possibles de ce type sont déjà réalisés : par exemple, les épaisseurs (séparateurs, collecteurs) ne peuvent plus décroître sans perte d'intégrité. Sans rupture technologique majeure, on ne peut envisager d'atteindre tellement plus que 300 Wh/kg_{cellule}.

Pour espérer aller au-delà, il est nécessaire de modifier radicalement l'anode, avec une forte proportion de silicium (ce qui est aujourd'hui incompatible avec la durée de vie en cyclage), ou encore mieux en maîtrisant enfin le lithium métal. Cette perspective est incertaine quant à sa survenue sans parler de la date associée, après déjà trente ans de recherches. Dans tous les cas, un doublement au mieux de la densité d'énergie de la cellule peut être espéré, aux alentours de 500 Wh/kg_{cellule}.

Cependant, la densité d'énergie réellement utile est à l'échelle du "pack", où un peu plus de marge existe. On peut espérer dans les prochaines années dépasser 200 Wh/kg_{pack} contre

160 aujourd'hui, en réduisant la masse des éléments autres que la cellule.

Mais surtout, des progrès très importants sont en cours sur des paramètres moins visibles mais fondamentaux, tels que la durée de vie en cyclage (qui a progressé rapidement de 500 cycles à 2000 cycles), la sécurité, la tenue au froid et à la chaleur, etc. Ces progrès sont rendus possibles par des améliorations continues des compositions des électrodes et de l'électrolyte.

Coût des batteries

La baisse de coût des batteries a été très rapide pendant la décennie passée, comme on le voit sur la figure 2. Elle a été de -89 % entre 2010 et 2020.

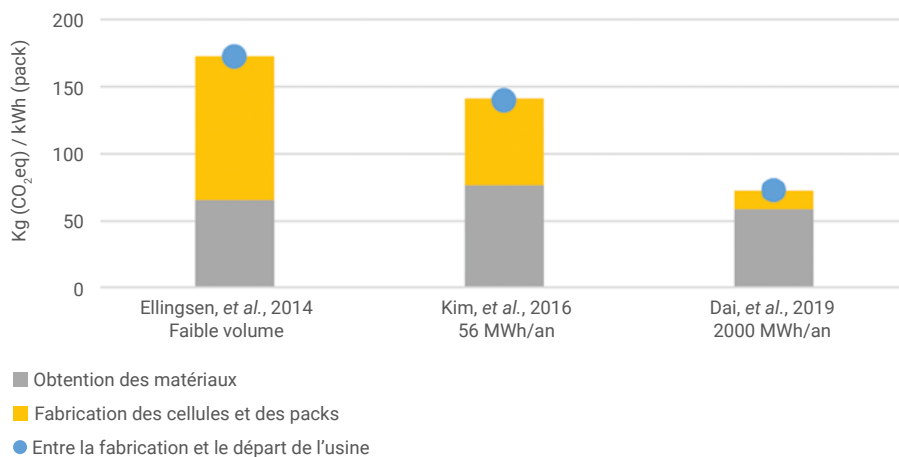
L'essentiel du coût est constitué par les cellules. Les principaux moteurs de la baisse des coûts sont l'augmentation de la densité d'énergie d'une part, et les optimisations des procédés d'autre part. Le premier réduit la quantité de matière à traiter et tous les coûts associés, les seconds permettent de mieux rentabiliser l'investissement industriel et de réduire les coûts énergétiques.

Or ces deux moteurs ralentissent actuellement : d'une part, on a vu que la densité d'énergie plafonne en attendant une éventuelle rupture technologique ; et, d'autre part, les coûts des procédés sont devenus minoritaires devant ceux des matières. Pour la première fois en 2022, les soubresauts sur les coûts des matières (surtout du lithium, en l'occurrence) ont fait remonter les coûts des batteries. Une poursuite de la baisse des coûts est probable jusque vers 100 €/kWh_{pack} mais les deux raisons évoquées ci-dessus devraient la limiter à plus long terme.

Impact environnemental des batteries

L'impact environnemental de la fabrication des batteries et leur contenu en matériaux critiques doivent être deux points de vigilance avant d'envisager leur déploiement massif.

Les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication des batteries sont encore entachées d'incertitudes, notamment sur l'approvisionnement



3. Résultats d'analyses du cycle de vie des batteries, issus de la bibliographie, montrant une forte baisse de l'émission des gaz à effet de serre avec l'augmentation du volume de production.

“Si les batteries sont une solution efficace pour décarboner la mobilité, elles induisent tout de même des émissions de CO_2 non négligeables à la fabrication, et immobilisent une quantité importante de matériaux critiques”

en matériaux ; mais la figure 3 en donne un premier aperçu à travers trois publications utilisant des données industrielles primaires de qualité.

Il apparaît qu'au cours du temps, et de même que pour les coûts, l'augmentation du volume de production a permis une réduction notable des émissions de gaz à effet de serre à la fabrication, grâce à la baisse de la contribution des procédés de fabrication (séchage des électrodes, salles anhydres...). À l'échelle d'une "gigafactory" (usine géante), les émissions seront probablement inférieures à $100 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{pack}}$.

Les émissions liées à la fabrication de la cellule sont les plus importantes, et plus particulièrement celles liées à l'obtention de ses matériaux constitutifs. Parmi ceux-ci, le matériau actif des cathodes NMC (nickel, manganèse, cobalt) est le principal contributeur.

L'impact de l'énergie utilisée à diverses étapes est primordial. Certaines étapes clés peuvent être relocalisées en France pour profiter

de notre électricité très peu carbonée : fabrication des cellules, synthèse des matériaux actifs, fabrication de l'aluminium à partir du minerai. Un gain de l'ordre de 40 % peut alors être espéré en comparaison des cellules fabriquées en Asie.

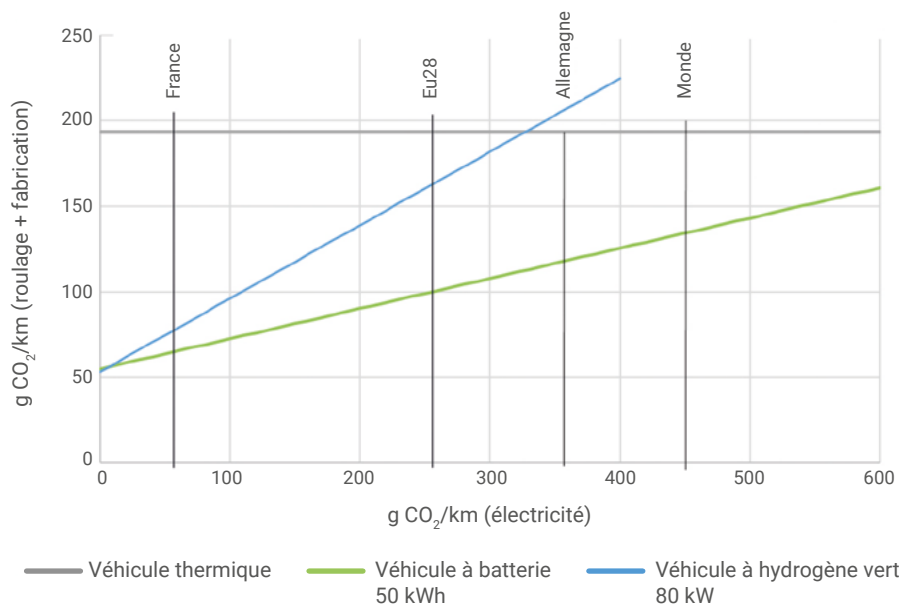
Le recyclage a un impact encore incertain sur les émissions : il est lui-même émetteur car consommateur d'énergie, mais évite l'extraction de nouveaux matériaux. Le bilan est plutôt favorable, mais dépend fortement des procédés considérés. L'intérêt du recyclage consiste surtout à réutiliser les matériaux critiques plus qu'à réduire les émissions.

La valeur de $100 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{pack}}$ est élevée : cela veut dire que si une batterie de 1 kWh fait 100 cycles, elle aura stocké et déstocké 100 kWh. Chaque kWh qu'elle aura stocké sera donc affecté de $1 \text{ kg}_{\text{CO}_2}$. Si la batterie fait 1000 cycles, chaque kWh stocké sera affecté de $100 \text{ g}_{\text{CO}_2}$. Comparé au contenu de l'électricité produite en France ($\sim 60 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$), on comprend qu'une batterie devrait être utilisée de façon intensive pour rentabiliser sa fabrication.

Cela ne signifie pas pour autant que le véhicule électrique soit un non-sens, car il faut le comparer au véhicule thermique. C'est ce qui est montré sur la figure 4.

Sur cette figure sont représentées les émissions associées à la fabrication et au roulage d'un véhicule thermique, d'un véhicule à batterie (la batterie étant produite en Chine) et d'un véhicule à hydrogène (hydrogène supposé produit par électrolyse). Dans un pays à l'électricité très décarbonée comme la France, les véhicules à batteries comme ceux à hydrogène montrent un gain significatif sur le cycle de vie, de l'ordre d'un facteur trois par rapport au véhicule thermique. Lorsque le contenu en CO_2 de l'électricité utilisée pour le roulage augmente, le véhicule à hydrogène perd rapidement de son intérêt, alors que le véhicule à batterie le conserve dans la plupart des pays. Cet effet est dû au rendement des chaînes énergétiques : pour parcourir le même nombre de kilomètres, il faut presque trois fois plus d'électricité en passant par l'électrolyse et l'hydrogène qu'en utilisant des batteries.

>>>



4. Émissions en cycles de vie de trois types de véhicules, en fonction du contenu en carbone de l'électricité utilisée pour le roulage.

- Véhicule thermique : $160 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{km}$ au roulage (en comptant les émissions amont des carburants).
- Véhicule à batterie : $100 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$, avec un rendement électrique/électrique de 85 %.
- Pile à combustible : $30 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kW}$, électrolyse : $50 \text{ kWh}/\text{kg}_{\text{CO}_2}$.
- Véhicule à hydrogène : réservoir d'hydrogène constitué de 65 kg de fibres de carbone, consommation $35 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{fibre}}$; châssis : $6 \text{ t}_{\text{CO}_2}$, consommation : $15 \text{ kWh}/100 \text{ km}$, ou $0,9 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$. Durée de vie de l'ensemble : 200 000 km.

>>>

Matériaux critiques et déploiement massif

Une batterie lithium-ion contient, pour chaque kWh, environ 1 kg de métaux dans la cathode (nickel, manganèse, cobalt, lithium) et 1 kg de graphite à l'anode. Elle contient de plus, en quantités variables, du cuivre (de 400 à 700 g) et de l'aluminium (de 600 g à 2,7 kg).

Des tensions sur l'approvisionnement en cuivre sont probables, mais les batteries ne sont qu'une petite fraction de ce marché, et le cuivre est plus facilement substituable par l'aluminium dans d'autres applications. Le graphite naturel est considéré comme un matériau critique, mais les batteries de véhicules utiliseront plus volontiers du graphite synthétique, qui présente de meilleures performances. Les vraies limites liées aux matériaux pour les batteries concernent le cobalt, le nickel et le lithium. Elles peuvent être liées aux réserves disponibles (cobalt), à la capacité de production des mines à moyen terme (nickel), aux conditions d'exploitation...

Des développements tels que la batterie tout solide ne devraient pas modifier ce tableau (voire pourraient l'empirer), tandis que l'usage de phosphate de fer réduit la problématique au lithium ($\sim 80 \text{ g}_{\text{Li}}/\text{kWh}$).

Afin d'appréhender la situation, évaluons ce que serait un déploiement massif de batteries lithium-ion. Comme le marché majoritaire sera celui de la mobilité, considérons la transformation d'un milliard de véhicules thermiques en véhicules électriques Renault Zoe. Cela implique 50 TWh de batteries, ou encore une production annuelle de 5 TWh/an si le parc est constitué en dix ans. Ce n'est pas excessif car, par exemple, le "Sustainable Development Scenario" de l'AIE prévoit déjà 3 TWh/an en 2030. Ces 50 TWh correspondent à 115 ans de la production de batteries Li-ion (chiffre 2021), et leur production nécessiterait 140 gigafactories. Le marché des batteries croît de plus de 25 % par an. On imagine que la consommation en matières premières sera très importante.

La figure 5 montre la quantité de batteries réalisables avec les réserves et ressources des différents matériaux critiques, telles qu'elles sont évaluées aujourd'hui. Il apparaît que l'objectif de 50 TWh est accessible mais que les marges sont réduites, ce qui suggère qu'il y aura des tensions d'approvisionnement.

Afin de réduire ces tensions, les travaux actuels visent à la substitution progressive du cobalt par le nickel, relativement plus abondant. Mais deux études récentes de Roskill [2] et de Rystad Energy [3] prévoient un déficit en sulfate de nickel à partir de 2027 et 2024 respectivement. Les fabricants ont donc dans leur feuille de route la substitution du nickel lui-même, voire du lithium. Les batteries à phosphate de fer LFP représentent déjà une alternative sans nickel ni cobalt, au prix d'une densité d'énergie plus faible. Suite aux récentes hausses de prix des matériaux mais aussi à l'arrivée à échéance des brevets de base, la chimie du LFP a fortement repris des parts de marché, en Chine notamment.

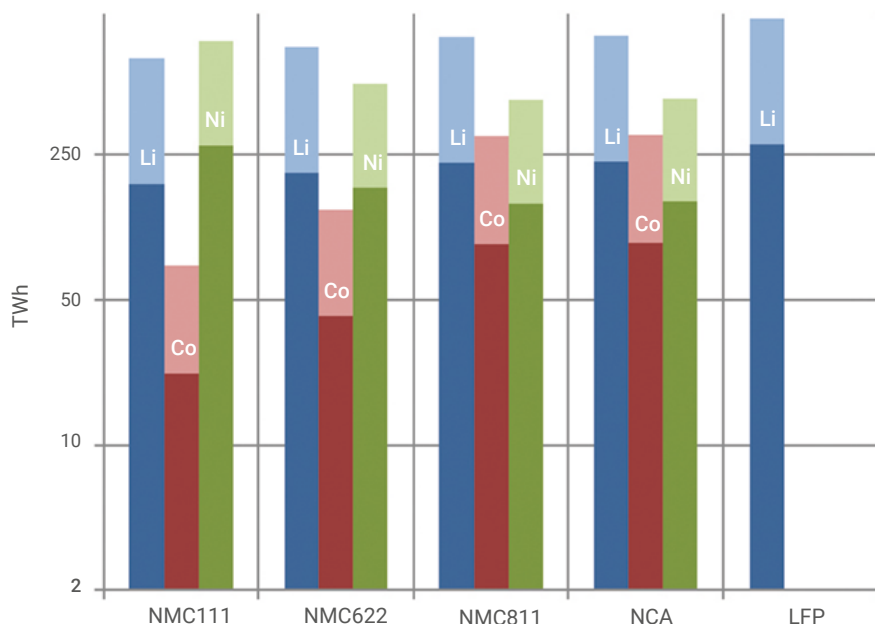
L'ensemble de ces considérations montre que les batteries, si elles sont une solution efficace pour décarboner la mobilité, induisent tout de même des émissions de CO_2 non négligeables à la fabrication, et immobilisent une quantité importante de matériaux critiques. **Il est donc nécessaire de minimiser leur taille et d'optimiser leur usage.**

Applications à la mobilité

Les transports, et en très grande majorité les transports routiers, représentent 30 % des émissions françaises de gaz à effet de serre, ce qui est majeur. Pour une grosse moitié, ces émissions sont dues aux véhicules particuliers, le reste se répartissant entre les véhicules utilitaires légers et les poids lourds [4].

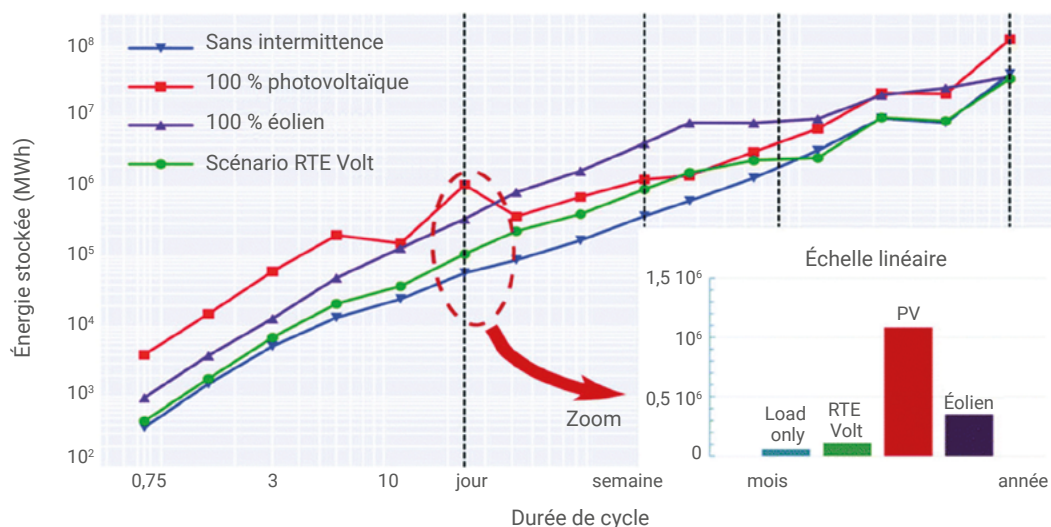
Si le levier le plus efficace est certainement de réduire le nombre de véhicules et les kilomètres parcourus, nous nous concentrons ici sur les solutions technologiques.

Intéressons-nous donc en priorité aux véhicules particuliers. Leur usage est loin d'être uniforme : la grande



5. Quantité de batteries qu'il est possible de produire en utilisant l'ensemble des réserves (ou des ressources) de chaque élément lithium, nickel, cobalt. Les réserves sont indiquées avec des couleurs foncées, et les ressources avec des couleurs claires (données USGS 2022). L'axe vertical est logarithmique. L'abscisse indique différentes compositions chimiques de la cathode. NMC = $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Mn}, \text{Co})\text{O}_2$, où les chiffres indiquent les rapports relatifs de nickel, cobalt et manganèse. NCA = $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Co}, \text{Al})\text{O}_2$, avec des rapports proches de ceux de la NMC 811. LFP = LiFePO_4 ou phosphate de fer.

>>>



7. Taille de stockage nécessaire (en MWh) pour lisser la demande résiduelle en France selon l'échelle de temps (en abscisse), et pour divers taux de pénétration des renouvelables [7]. Les scénarios extrêmes représentent une production sans aucune intermittence ("Load only") ou avec une pénétration de 100 % PV ou 100 % éolien. Le scénario RTE Volt représente une pénétration limitée des renouvelables, avec 10 % de PV et 26,5 % d'éolien. Le photovoltaïque apporte une forte intermittence à l'échelle journalière (encart), mais bien plus encore à l'échelle annuelle. L'éolien apporte un maximum d'intermittence à l'échelle de quelques semaines.

>>>

Pour revenir au stockage journalier, on voit sur la figure 7 que l'ordre de grandeur du besoin est de 10⁵ MWh pour une pénétration limitée de renouvelables. Il faut comprendre ce chiffre comme la taille de stockage nécessaire pour lisser la demande résiduelle lors de n'importe quelle journée. Cela ne signifie pas que l'excédent ou le déficit d'énergie est nul, mais qu'il est lissé sur la journée. RTE présente une explication visuelle de

cette décomposition [9]. À supposer qu'il soit entièrement géré par des batteries, cela représente l'équivalent de seulement deux millions de véhicules électriques de type Zoe. En réalité, le besoin à satisfaire par les batteries sera plus faible que cette valeur, car la gestion des ballons d'eau chaude *via* le signal heures pleines / heures creuses apporte déjà une flexibilité importante à cette échelle de temps.

Or l'électrification du parc automobile est très rapide, et RTE par exemple prévoit quinze millions de véhicules électrifiés en France en 2035. Ainsi, les besoins de flexibilité du réseau électrique pourraient être couverts par une petite fraction de la capacité des batteries embarquées dans les véhicules. Les technologies nécessaires sont maîtrisées, il s'agit de recharge pilotée ou mieux de recharge bidirectionnelle (Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Grid).

De ce fait, hors cas particulier tel qu'une zone non interconnectée, il n'apparaît pas nécessaire de développer ou d'installer des batteries spécifiquement pour le stockage stationnaire, car celles des véhicules seront suffisantes pour rendre ce service.

Conclusion

À partir des caractéristiques des batteries et de leur évolution prévisible, nous avons dessiné les contours des usages pour lesquels elles sont pertinentes. Elles présentent un très bon rendement mais des impacts non négligeables à la fabrication, et requièrent des matériaux critiques.

En mobilité, les batteries permettent de décarboner très efficacement le transport routier, mais il faut éviter de les surdimensionner et donc leur trouver un complément pour les trajets longs et les véhicules lourds. La route électrique pourrait jouer ce rôle, sous réserve d'un large déploiement.

En stationnaire, les batteries ne sont pertinentes qu'à l'échelle journalière, et à cette échelle l'usage des batteries de véhicules par recharge pilotée ou bidirectionnelle sera suffisant. En cas de réduction significative des capacités de production nucléaires pilotables, les échelles de temps supérieures ne pourront être gérées que par du stockage thermique massif ou de l'hydrogène en cavités, au prix d'un rendement très inférieur. ■

1• <https://cutt.ly/Lithium-ion-Battery>

2• Roskill for JRC, 'Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries' (2021).

3• <https://cutt.ly/globalmining-rystad-energy-2024>

4• Chiffres clés du Climat, 2021, Ministère de la transition écologique

5• eptender.com

6• www.ecologie.gouv.fr/lautoroute-electrique

7• A. Clerjon et F. Perdu, "Matching intermittency and electricity storage characteristics through time scale analysis: an energy return on investment comparison", *Energy and environmental science*, 12 (2019) 693-705.

8• https://cutt.ly/gouv_stock_electricite_pdf, p. 15.

9• https://cutt.ly/concertation_2020_pdf, p. 44.