

Stockage de l'énergie électrique et sécurité d'approvisionnement

Compendium sur la recherche, le dévelop-
pement, le potentiel et l'intégration système
du stockage en batterie

Avec le soutien de



Le Forum Stockage d'énergie Suisse

Le Forum Stockage d'énergie Suisse a été créé en 2014 à l'initiative de l'aeesuisse. Le Forum et ses partenaires du secteur économique et scientifique soutiennent la mise en œuvre des objectifs de politique climatique de la Suisse et de la Stratégie énergétique 2050, c'est-à-dire un système énergétique global rentable, neutre en carbone et renouvelable. Le Forum fait office de think tank et de plateforme de dialogue pour l'économie, la science et la politique. Il a pour mission de mettre à disposition des connaissances approfondies sur les diverses possibilités de stockage d'énergie et de mise en œuvre, sur l'utilisation des accumulateurs d'énergie dans l'intérêt du système et du climat, ainsi que sur les conditions-cadres et les modèles économiques permettant ce type de mise en œuvre. Le Forum Stockage d'énergie Suisse ne conçoit pas le stockage comme une fin en soi. Il est organisé de façon intersectorielle – chaleur, électricité, mobilité – et indépendante de toute technologie, et échange ouvertement avec d'autres organisations.

stockage.aeesuisse.ch

Forum Stockage d'énergie Suisse

Falkenplatz 11
Case postale
3001 Berne

Téléphone : 031 301 89 62
Fax : 031 313 33 22

E-mail : speicher@aeesuisse.ch

A grands pas

Chère lectrice, cher lecteur

2022, le Forum Stockage d'énergie Suisse a présenté la première édition du compendium sur le stockage par batterie. Cela s'est fait sous l'influence de la guerre en Ukraine et des inquiétudes qui en découlent quant à l'approvisionnement en pétrole et en gaz, ainsi que de la hausse exorbitante des prix de l'énergie.

Cette année encore, la guerre fait rage en Europe. Certes, l'approvisionnement en gaz semble pour l'instant assuré et les prix ont nettement baissé. Pourtant, le monde lutte contre les conséquences. Ainsi, non seulement l'approvisionnement fiable et abordable en pétrole et en gaz, mais aussi en électricité, est un thème dominant de la politique, de l'économie et même des gens.

Mais contrairement aux énergies fossiles importées, les énergies renouvelables locales nous offrent différentes options pour un approvisionnement en énergie toute l'année à des coûts prévisibles. Pour cela, il s'est passé beaucoup de choses depuis la parution de la première édition du Compendium : la recherche et le développement des batteries ont fait de grands progrès, y compris en Suisse. Tout aussi important : sur le plan politique, l'adoption de la loi sur le climat et l'innovation et la négociation du décret sur le manteau, actuellement en cours de finalisation au Parlement, ont permis de réaliser des percées qui semblaient encore impensables il y a peu. Beaucoup de ces avancées sont importantes pour le stockage de l'énergie à court et à long terme. On peut notamment citer l'exonération de la rémunération du réseau pour le stockage avec consommation finale. Celle-ci autorise enfin de nouvelles applications et de nouveaux modèles commerciaux de stockage par batterie adaptée au système, au réseau et au climat, et accélérera le développement nécessaire d'une infrastructure de stockage diversifiée, comme le demande la «feuille de route Stockage d'énergie 2.0». ¹

On se souvient que lorsque le Forum Stockage d'énergie Suisse a été créé en 2015, la position officielle dominante était qu'il n'était pas nécessaire de développer le paysage du stockage avant 2030. On constate une fois de plus que la politique énergétique ne peut plus se planifier en décennies, mais qu'elle doit déployer une nouvelle dynamique. Parallèlement, les options techniques et la compréhension des principaux acteurs ont évolué en même temps que cette nécessité.

Le présent compendium ne peut certes éclairer qu'une partie de la diversité des thèmes relatifs aux accumulateurs à batterie. Nous pensons avoir sélectionné les aspects centraux : l'intégration des accumulateurs de batterie stationnaires et de plus en plus mobiles dans le système global, la valorisation durable des matières premières et l'importance des accumulateurs de batterie pour le site de recherche et l'économie suisse.

Nous vous souhaitons une bonne lecture !

Pour les auteurs



Thomas Nordmann

Forum Stockage d'énergie Suisse
porte-parole de l'économie



Prof. Dr. Frank Krysiak

Forum Stockage d'énergie Suisse
porte-parole de la science

¹ https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/06/FESS_Roadmap_Speicher_2_220620_FR-1.pdf

Contenu

6 La transition énergétique soumise à un test de résistance

Thomas Nordmann | TNC Consulting AG,
Forum Stockage d'énergie Suisse

Jörg Hofstetter

10 Options et synergies des différents systèmes de stockage

Marcel Gauch | Empa, Technology & Society Lab

Prof. Maurizio C. Barbato | SUPSI

20 De la dépendance à l'économie circulaire : approches pour une nouvelle gestion des matières premières des batteries en Suisse

Alessandra Hool | Fondation ESM

Viktor Hangartner | Centre de stockage
d'énergie de la HESB

Christian Ochsenbein | Centre de stockage
d'énergie de la HESB

29 La recharge bidirectionnelle. L'électromobilité peut-elle soutenir le système électrique ?

Dr. Marius Schwarz | ETH Zurich,
Energy Science Center

Dr. Severin Nowak | Haute école de Lucerne,
Technique & Architecture

Dr. Jonas Savelsberg | ETH Zurich, Energy Science
Center et Center for Energy Policy and Economics

La transition énergétique soumise à un test de résistance

Novembre 2023

Jusqu'en 2030, les barrages pourront compenser les fluctuations de la production photovoltaïque, après quoi des capacités de stockage supplémentaires, y compris pour le stockage à long terme, pourraient être nécessaires. Une feuille de route avec des conditions cadres pour un développement échelonné du stockage est la bonne voie à suivre¹.



Thomas Nordmann, l'un des pionniers suisses du solaire, s'occupe depuis 1974 de l'utilisation conséquente de l'énergie solaire et de l'utilisation rationnelle de l'énergie. En 1985, il a fondé la société TNC Consulting AG. Depuis 2010, TNC Consulting AG s'occupe, avec sa filiale Effienergie AG, de l'exécution du programme national pour les bâtiments pour 13 cantons et de 5 programmes d'efficacité électrique ProKW. Il a remporté trois fois le Prix solaire suisse et a reçu le Prix solaire européen 1997. Thomas Nordmann est porte-parole du secteur économique du Forum Stockage d'énergie Suisse et son représentant au sein du comité directeur d'aeesuisse.



Jörg Hofstetter Après une formation d'ingénieur électricien et plusieurs années d'expérience dans l'industrie, Jörg Hofstetter a travaillé pendant près de 20 ans comme enseignant et chercheur à la Haute école de Lucerne dans le domaine de l'informatique, en mettant l'accent sur le génie logiciel. Depuis sa retraite, il se consacre de plus en plus à l'analyse des données et à la modélisation dans le domaine du «CO₂ net zéro». Il est l'éditeur du site web co2nettonull.com, un monitoring du CO₂ de la Suisse mis à jour chaque année.

Dans le rapport «Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom»², nous avons montré comment une combinaison de photovoltaïque et de lacs d'accumulation pouvait garantir l'approvisionnement en électricité de la Suisse à court terme. Dans le dernier rapport, nous avons élargi l'horizon temporel et montré, à l'aide de scénarios électriques publiés, que le photovoltaïque et les lacs d'accumulation peuvent également jouer ce rôle pour les dix prochaines années, au cours desquelles les centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 seront arrêtées et la mobilité électrique développée.

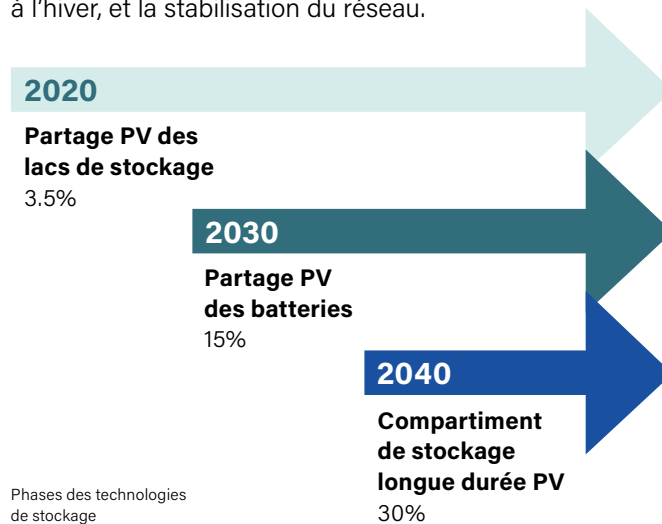
Nous avons étudié à cet effet l'évolution de la consommation totale d'énergie finale de la Suisse d'ici 2050, en nous concentrant sur la production d'électricité. Comme le photovoltaïque y joue un rôle essentiel, nous nous intéressons à la question de savoir si les capacités de stockage des lacs d'accumulation pourront continuer à compenser les fluctuations de la production photovoltaïque. Nous nous avons pu montrer que jusqu'en 2030, les lacs de retenue peuvent assurer le stockage nécessaire, mais qu'ensuite des batteries supplémentaires seront nécessaires. Ce n'est que pour la période après 2040 que des questions subsistent sur le choix optimal de la technologie pour le stockage à long terme (Power-to-X).

Les résultats montrent que les lacs de stockage peuvent ainsi remplir leur fonction jusqu'en 2030, même si le commerce d'électricité se poursuit. Les effets des conditions de résilience actuelles de l'EiCom⁴ et la dernière étude de l'EPFZ⁵ sur l'importance de l'échelonnement de l'arrêt des centrales nucléaires seront également discutés.

Les lacs d'accumulation peuvent stocker l'énergie de l'été pour l'hiver, et le surplus d'électricité photovoltaïque en été/automne peut aider à l'optimiser.

Principales phases du développement du stockage

Comme la production photovoltaïque est soumise à des fluctuations, le besoin de stockage augmentera également avec le développement du PV – d'une part pour compenser les fluctuations journalières (jour/nuit, intempéries), mais aussi pour le stockage à long terme de l'été à l'hiver, et la stabilisation du réseau.



Le graphique montre de manière un peu simplifiée comment on peut se représenter l'extension du stockage en trois phases échelonnées.

1. Lacs de stockage : jusqu'en 2030 environ, les besoins de stockage PV nécessaires sont couverts en grande majorité par des centrales à accumulation et des systèmes de pompage-turbinage. Selon les scénarios, des batteries locales et/ou des centrales à gaz connectables jouent également un rôle dans une moindre mesure.
2. Batteries : Entre 2030 et 2040, la puissance installée des batteries devra fortement augmenter (quadrupler). Non seulement pour compenser les fluctuations de la production photovoltaïque croissante, mais aussi pour la stabilisation du réseau, qui comprend plusieurs niveaux, jusqu'à la stabilisation à très court terme, aujourd'hui assurée par l'inertie des générateurs mécaniques. Sur le plan technique, il s'agira d'une part d'accumulateurs Li-ion, mais aussi de nouvelles techniques de stockage décentralisées comme les réservoirs de sel. Cette extension sera largement soutenue par le développement de l'e-mobilité. Il s'agit d'une part de la récupération d'énergie directement à partir des véhicules électriques et/ou d'autre part d'installations stationnaires composées d'accumulateurs de seconde vie qui sont retirés des véhicules électriques et traités.
3. Stockage à long terme : à partir de 2040, il faudra un stockage à long terme supplémentaire pour mettre à disposition l'électricité de l'été pour l'hiver. Sur ce point, les différents modèles présentent encore de grandes

différences. Certains misent sur l'hydrogène vert importé, d'autres sur l'hydrogène/le power-to-gas produit localement. Ou bien de nouveaux développements de batteries s'imposeront-ils, ou encore de l'électricité éolienne importée du Nord ?

Évaluation de la faisabilité : les technologies nécessaires pour les phases «lacs de stockage» et «batteries» sont déjà disponibles ou sur le point d'être commercialisées. Pour la phase «stockage à long terme», les technologies sont connues, mais des questions (de recherche) restent ouvertes. Leur clarification doit être poursuivie, mais les décisions peuvent/doivent encore attendre un peu.

Stocker l'énergie de l'été pour l'hiver avec des lacs d'accumulation ?

Avec l'augmentation de la production d'électricité photovoltaïque, le stockage saisonnier à long terme de l'électricité photovoltaïque de l'été à l'hiver prend de l'importance. La question de savoir si les lacs de stockage peuvent stocker l'énergie PV de manière saisonnière se pose donc avec acuité. La réponse n'est pas simple.

D'une part, nous ne pouvons pas pomper de grandes quantités d'eau dans les lacs de retenue en été avec l'électricité photovoltaïque excédentaire. Les centrales de pompage-turbinage n'ont pas les capacités nécessaires pour cela (les bassins de stockage inférieurs sont généralement limitatifs ; voir note de bas de page 2). D'autre part, nous avons surtout besoin des centrales de pompage-turbinage pour l'équilibre quotidien. D'autre part, il est déjà vrai qu'en été/automne, l'énergie est stockée dans les lacs d'accumulation sous forme d'afflux d'eau naturelle et consommée pendant les mois d'hiver. Cependant, la capacité actuelle des lacs d'accumulation est ainsi largement exploitée. Dans le rapport précédent (voir note de bas de page 2), nous avons déjà montré comment la production PV en hiver peut contribuer à décharger les lacs d'accumulation et donc à créer une réserve d'eau. De la même manière, une production PV élevée en été peut nous aider à optimiser le stockage à long terme par afflux naturel, en ce sens que la production PV décharge la production d'électricité en été/automne et que les lacs de stockage sont ainsi remplis plus rapidement. Cela contribue directement à la sécurité d'approvisionnement : Si une année peu enneigée devait générer un afflux trop faible, cela pourrait être compensé de cette manière ! En ce sens, oui, les lacs d'accumulation peuvent stocker l'énergie de l'été pour l'hiver, et le surplus d'électricité photovoltaïque en été/automne peut aider à l'optimiser.

Dans ce contexte, les technologies complémentaires telles que le stockage de l'air comprimé, décrites ci-dessous, constituent une autre option.⁷

Mesures de résilience pour assurer l'approvisionnement en électricité en hiver

Pour augmenter la résilience du système, notamment en hiver, il faut utiliser des instruments supplémentaires tels que les réserves de niveau dans les lacs de stockage, le PV alpin, l'énergie éolienne, la géothermie et la gestion de la demande. Le stockage par batterie et le stockage thermique saisonnier apporteront également leur contribution :

- Stockage des batteries : outre les accumulateurs Li classiques, il est par exemple possible d'installer localement des réservoirs de sel pour surmonter les baisses de production de courte durée. La phase d'extension du stockage à partir de 2030 profitera du développement de l'e-mobilité, soit au moyen d'une réinjection d'énergie à partir des véhicules électriques⁸ ou/et à partir d'installations stationnaires composées d'accumulateurs de seconde vie.
- Accumulateurs thermiques saisonniers : les accumulateurs thermiques peuvent réduire considérablement les besoins en électricité en hiver et contribuer ainsi à la sécurité d'approvisionnement : «Cumulés, les accumulateurs thermiques saisonniers peuvent réduire les besoins en électricité en hiver de 4 TWhel et ainsi réduire théoriquement les besoins supplémentaires en électricité en hiver jusqu'à 40% !»⁹

Ces réflexions sont également approfondies dans l'article «Options et synergies de différents systèmes de stockage» à l'aide des fonctions et de l'interaction possible entre les centrales de pompage-turbinage, le stockage d'énergie par air comprimé et le stockage d'énergie électrochimique.

-
- 1 Nordmann T., Hofstetter J. (2023) : Le tournant énergétique à l'épreuve des stress ; <http://bit.ly/3Zq57gb>
 - 2 Nordmann T., Hofstetter J. (2022) : Dreamteam hydroélectricité et électricité solaire pour le tournant énergétique ; bit.ly/46kWWUK
 - 3 <https://powerswitcher.axpo.com/>, Scénario «Nationalrat Grossen»
 - 4 ElCom (2023) : Capacité de production hivernale - Estimations de l'ElCom jusqu'en 2035 ; <https://bit.ly/40k7LVv>
 - 5 Schwarz M., Renggli S., Gjorgiev B. (2023) : L'approvisionnement en électricité en Suisse après le «décret manteau» - quo vadis? ; <https://bit.ly/3LAPuN8>
 - 6 AES (2022) : L'approvisionnement énergétique de la Suisse à l'horizon 2050 ; <https://bit.ly/3PZVmt7>
 - 7 voir «Options et synergies de différents systèmes de stockage» dans ce compendium
 - 8 cf. «Charge bidirectionnelle. L'électromobilité peut-elle soutenir le système électrique ?» dans ce compendium
 - 9 Forum Stockage d'énergie Suisse (2022) : Besoin en électricité en hiver et accumulateurs de chaleur saisonniers - économiser de l'électricité en hiver grâce à la chaleur estivale ; <https://bit.ly/3ZsvUsq>
-

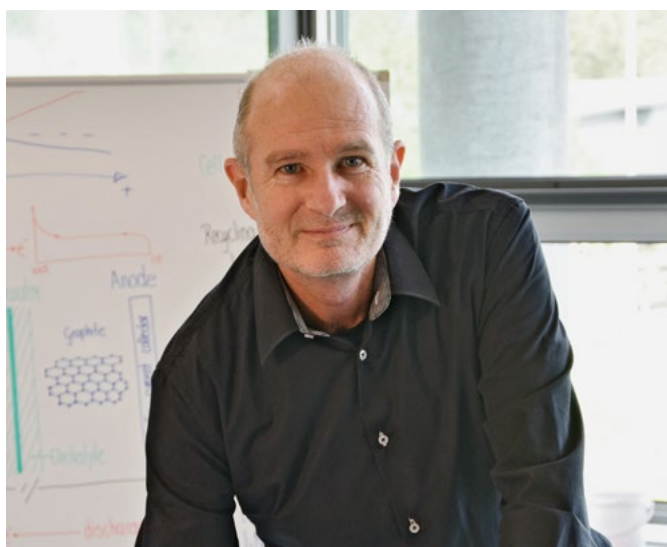


Swissmill, Coop silo à grains à Zurich
Photo : TNC Consulting AG

Options et synergies de différents systèmes de stockage

Novembre 2023

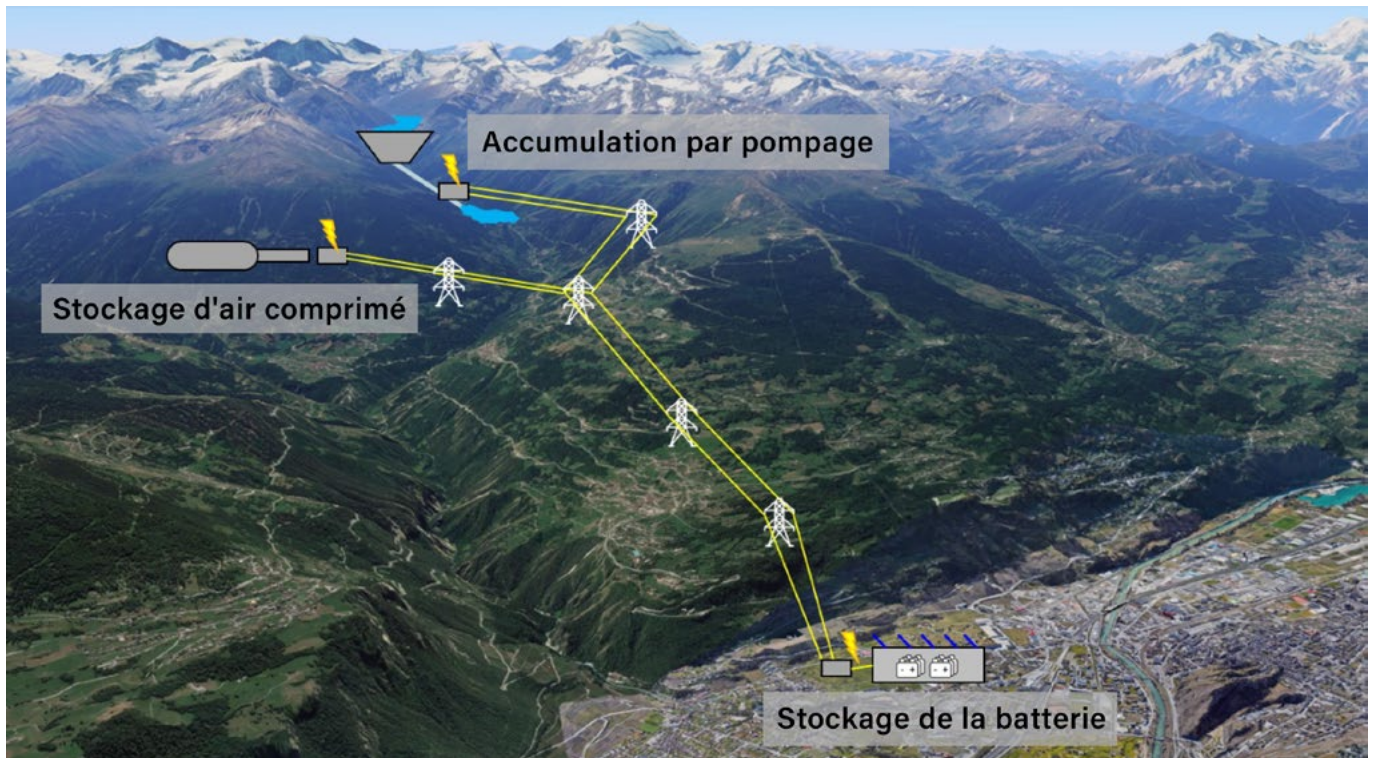
Centrales de pompage-turbinage, stockage d'énergie par air comprimé et stockage d'énergie électrochimique : que peuvent-ils apporter à la sécurité d'approvisionnement ? Comment pourraient-ils fonctionner ensemble de manière judicieuse ? A l'avenir, plus qu'on ne le pense !



Marcel Gauch Au Technology & Society Lab de l'Empa, Marcel Gauch étudie les questions de durabilité des technologies actuelles et futures. Il se concentre sur des études pour des institutions publiques et privées sur les ressources, l'énergie et la mobilité. Il peut s'appuyer sur une expérience pratique en tant qu'ingénieur mécanicien dans le secteur des technologies environnementales et en tant que consultant en technologies environnementales et énergétiques dans un contexte Nord-Sud. Il s'intéresse tout particulièrement aux options futures en matière d'énergie et de mobilité, en utilisant des méthodes qui prennent en compte l'ensemble du cycle de vie.



Maurizio C. Barbato a obtenu son diplôme en ingénierie aéronautique à l'Université de Rome et son doctorat en ingénierie chimique au Politecnico di Torino. Il est professeur à la SUPSI et directeur de l'institut MEMTi au sein du département des technologies innovantes. Ses activités de recherche portent sur la thermodynamique, l'échange thermique, les énergies renouvelables et le stockage de l'énergie. Le professeur Barbato et son équipe de recherche ont été PI du Centre de compétence suisse pour la recherche énergétique sur le thème du stockage de la chaleur et de l'électricité. Actuellement, le professeur Barbato participe activement à la promotion des activités de recherche A-CAES en Suisse.



Visualisation de trois options de stockage d'énergie : air comprimé, eau, batteries

L'article suivant fait une comparaison qualitative entre les centrales de pompage-turbinage les plus modernes de Suisse (Nant de Drance, Linth-Limmern) avec des accumulateurs d'énergie électrochimiques («batteries») et un système prometteur d'accumulateur d'énergie à air comprimé efficace grâce à notre géographie dans l'espace alpin avec des roches de base solides. L'accent est mis sur la technologie la moins connue à ce jour : le stockage d'énergie par air comprimé. Les centrales de pompage-turbinage et les batteries sont mieux connues et ne sont donc expliquées que de manière synthétique. Les substances produites synthétiquement avec de l'électricité (hydrogène, synfuels) pour le stockage de l'énergie ne sont pas abordées ici. Ce thème nécessite un espace pour des considérations différenciées et sera abordé ultérieurement.

Contexte

En matière d'approvisionnement en électricité, il faut toujours disposer de suffisamment de courant au bon moment et au bon endroit. Cela se fait par une production régulée à l'avance par les grandes installations d'approvisionnement, mais aussi par une compensation à court terme au moyen de centrales d'accumulation. Pour ce faire, on utilise aujourd'hui exclusivement des centrales hydroélectriques à grande échelle.

La Suisse dispose d'environ 1'300 centrales à accumulation et centrales au fil de l'eau¹. Grâce à sa topographie et à de grandes quantités de précipitations, la Suisse est

	Énergie [TWh]	Ref
Centrales au fil de l'eau (48,4%), production annuelle	18,0	¹
Centrales à accumulation (47,4%), production annuelle	17,7	¹
Centrales à accumulation par pompage (4,2%), production annuelle	1,6	¹
Total à partir d'eau (100%), production annuelle moyenne	37,3	¹
Total consommation finale d'électricité en Suisse 2022	57,0	²
Capacité de toutes les centrales à accumulation réunies	8,9	²

La production moyenne attendue des installations hydroélectriques de Suisse ainsi que la consommation totale d'énergie et la réserve de capacité hydroélectrique (situation au 31.12.2022).

privilegiée par rapport à d'autres pays et produit 60% de ses besoins en électricité à partir de l'énergie hydraulique.

La production annuelle moyenne d'énergie de toutes les centrales hydroélectriques réunies est de 37,3 TWh. L'ensemble des centrales à accumulation (y compris les centrales de pompage-turbinage) ont une capacité d'environ 8,9 TWh, ce qui signifie que l'eau stockée permet de produire 8,9 TWh d'énergie en hiver, même en l'absence de précipitations. Utilisée en fonction du réseau, cette réserve de capacité permettrait de couvrir près de deux mois d'hiver, alors que les besoins totaux en électricité de la Suisse sont actuellement d'environ 60 TWh. Aujourd'hui, c'est plutôt l'exploitation en fonction du marché qui est

mise au premier plan, au lieu d'une approche axée sur le réseau et la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année.

Les plans de la Confédération pour le développement des énergies renouvelables sont vastes : au printemps 2023, 35 TWh issus du photovoltaïque ont été fixés comme objectif d'ici 2035 (décret manteau de la loi sur l'énergie). Afin de rendre cette grande quantité d'énergie renouvelable fluctuante disponible de manière flexible dans le temps, de nouvelles centrales à accumulation sont nécessaires, tant pour le stockage flexible à court terme sur quelques heures que comme stockage à long terme pour l'équilibrage des saisons.

Des centrales de pompage-turbinage et des alternatives seront nécessaires pour stocker et distribuer l'énergie renouvelable.

Pour des intervalles de stockage plus courts, différents systèmes entrent en ligne de compte, les centrales hydroélectriques constituant ici aussi une variante. Si une centrale peut pomper de l'eau d'un lac d'accumulation inférieur vers un lac supérieur, on dispose d'une sorte de batterie qui peut être exploitée de manière flexible (indépendamment des précipitations). La production annuelle des centrales de pompage-turbinage suisses s'élève actuellement à 1,6 TWh.

Les centrales de pompage-turbinage sont matures et ont fait leurs preuves, mais leur potentiel de développement est limité. Les nouvelles centrales ainsi que l'extension des centrales à accumulation existantes (par ex. augmentation des murs de barrage, capacité de pompage) sont difficiles à réaliser pour des raisons d'acceptation et de rentabilité. Les éventuelles modifications du cycle de l'eau

dues au changement climatique impliquent un risque d'investissement. C'est pourquoi d'autres options, jusqu'à présent plutôt inhabituelles, sont demandées.

D'une manière générale, il en va de même pour toute forme de stockage d'énergie :

- Elle doit être capable d'absorber et de fournir le plus de puissance et d'énergie possible.
- Elle doit avoir une durée de vie aussi longue que possible, nécessiter peu d'entretien et être composée de matériaux non critiques.
- Elle doit être la plus efficace possible (faibles pertes de charge/décharge) et pouvoir conserver longtemps l'énergie stockée.
- Elle doit être la moins chère possible à la construction et à l'entretien.

Les nouvelles technologies, telles que l'air comprimé (compression/détente par pompe/turbine) et les batteries, qui ont fait de grands progrès en termes de coût et de densité énergétique, peuvent ouvrir d'autres options.

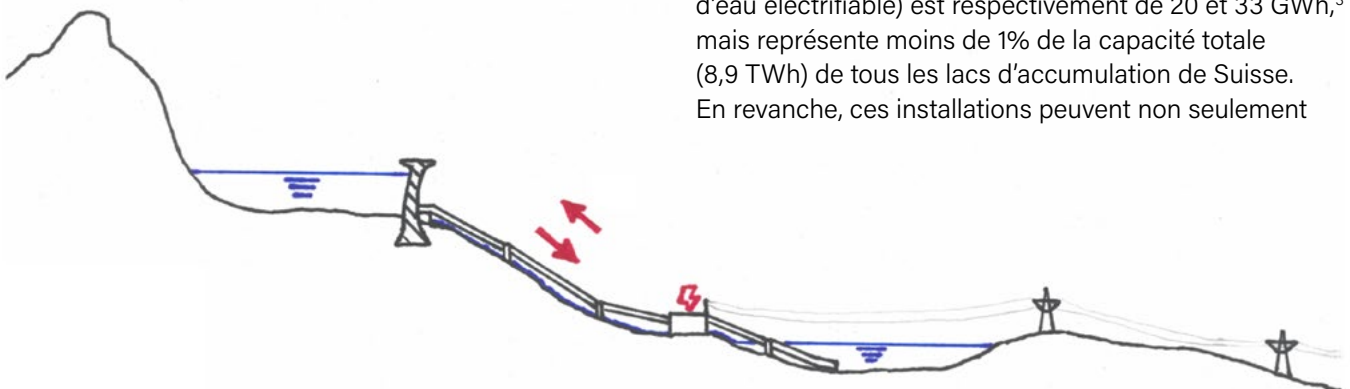
Comparaison des options de stockage

Centrales de pompage-turbinage : une solution éprouvée, mais un potentiel de développement limité

Les centrales de pompage-turbinage sont aujourd'hui la technologie de stockage de l'énergie électrique la plus répandue dans le monde. Leur rendement global peut dépasser 80%⁴ (c'est-à-dire que les pertes totales lors du stockage/de la production sont inférieures à 20%).

Les centrales de pompage-turbinage sont aujourd'hui principalement utilisées pour compenser les pics d'électricité à court terme. Avec le développement des énergies renouvelables, la gestion à plus long terme peut être optimisée pour le stockage de l'énergie photovoltaïque et éolienne.

Les deux ouvrages d'accumulation de Nant de Drance et de Linth-Limmern sont les plus grands et les plus modernes de Suisse. Leur capacité de stockage (volume d'eau électrifiable) est respectivement de 20 et 33 GWh,³ mais représente moins de 1% de la capacité totale (8,9 TWh) de tous les lacs d'accumulation de Suisse. En revanche, ces installations peuvent non seulement



Le principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique à accumulation par pompage est simple : lorsque l'énergie est disponible, l'eau est pompée d'un niveau inférieur vers un lac de stockage situé plus haut. En cas de besoin, cette eau est à nouveau transformée en électricité par des turbines.



Photo de gauche : Centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance. Lac supérieur Vieux Emosson, 2'225 m (25 millions de m³ d'eau, 20 GWh de stockage électrique).
Lac inférieur : Lac d'Emosson, 1'930 m. Photo de droite : la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern est la plus grande de Suisse.
Le lac de Mutt, 2'474 m (23 millions de m³ d'eau, 33 GWh de stockage électrique) est le lac de retenue le plus haut d'Europe. Lac inférieur : Limmerensee, 1'857 m (photos et chiffres)³

absorber les pics d'électricité du réseau, mais aussi réagir rapidement aux pics de la demande. Leur importance pour un système d'approvisionnement en électricité stable au niveau de la haute tension est donc primordiale.

Une option supplémentaire intéressante a été utilisée pour l'installation de Linth-Limmern : Le barrage du Muttsee a été équipé d'une installation PV sur une surface de 10'000 m²,⁵ qui, grâce à sa situation alpine, fournit une production annuelle d'environ 3,3 GWh. Cette quantité d'énergie correspond à 10% de la capacité de stockage hydraulique du lac de Mutt.

Les coûts de planification et de financement des centrales de pompage-turbinage sont élevés. La construction implique une grande atteinte au paysage et à la nature, avec la nécessité de construire des routes et des tunnels pour la mise en place des infrastructures nécessaires (barrage, cavernes, machinerie). La construction des lignes à haute tension vers les régions isolées a été retardée de plusieurs années à Nant de Drance en raison d'oppositions. Des alternatives technologiques présentant une valeur d'usage similaire à l'accumulation par pompage, mais moins de problèmes de mise en œuvre, sont donc intéressantes.

Expérience de pensée

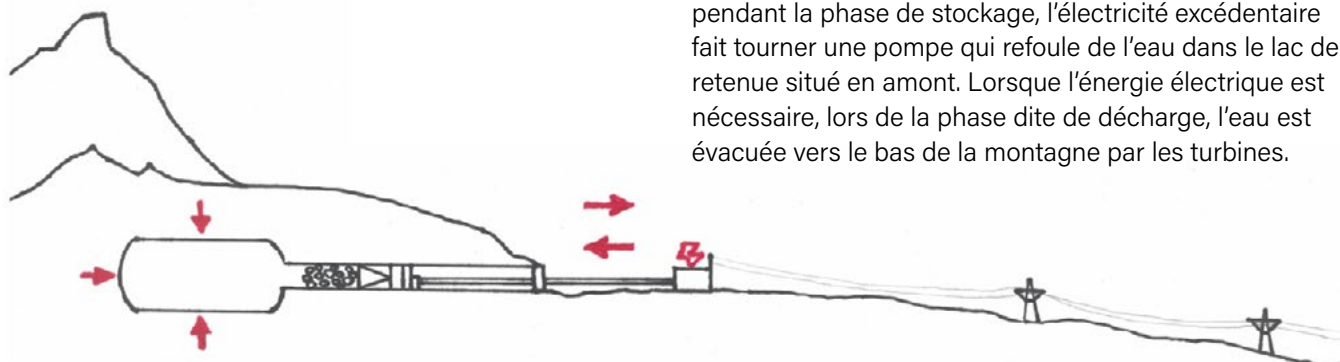
Si environ 15% de la surface du lac de Mutt (840'000 m²) étaient recouverts de panneaux photovoltaïques flottants, leur rendement annuel serait à peu près égal à la capacité de stockage électrique du lac (33 GWh).

Le stockage d'énergie par air comprimé : une solution pour la Suisse aussi ?

Pour exploiter le surplus d'énergie renouvelable prévu à certains moments de la journée ou dans certaines conditions météorologiques, il faut donc d'autres potentiels - comme le stockage adiabatique de l'énergie de l'air comprimé.

Chaud et froid

Dans la recherche de technologies de stockage d'énergie aussi performantes que les centrales de pompage-turbinage, une approche se révèle aujourd'hui compétitive : le stockage d'énergie par air comprimé (CAES - Compressed Air Energy Storage). Le principe de fonctionnement des systèmes CAES est similaire à celui des systèmes de pompage-turbinage : dans ces derniers, pendant la phase de stockage, l'électricité excédentaire fait tourner une pompe qui refoule de l'eau dans le lac de retenue situé en amont. Lorsque l'énergie électrique est nécessaire, lors de la phase dite de décharge, l'eau est évacuée vers le bas de la montagne par les turbines.



Le principe de fonctionnement d'une centrale de stockage d'énergie à air comprimé est simple: l'air peut être comprimé de la pression ambiante à une pression nettement plus élevée lorsque l'énergie est disponible. En cas de besoin, cet air comprimé peut être transformé en électricité à l'aide de turbines. Plus la cavité (tunnel, caverne) est grande et plus la pression est élevée, plus la quantité d'énergie pouvant être stockée et récupérée est importante.



Chargement et déchargement de l'accumulateur d'énergie adiabatique à air comprimé à une pression de 70 à 100 bars (©Fonds national suisse FNS).

Dans les systèmes CAES, pendant la phase de stockage, l'électricité excédentaire entraîne, via un moteur électrique, un compresseur qui comprime l'air ambiant. L'air sous haute pression est stocké dans une cavité souterraine (caverne). Lorsque de l'énergie électrique est nécessaire, l'air comprimé est détendu dans une turbine qui produit de l'électricité via un générateur. Depuis la turbine, l'air retourne dans l'environnement. La quantité d'énergie qui peut être stockée de cette manière dépend principalement du volume de la cavité ainsi que de la pression maximale et minimale de l'air.

Tout comme le stockage par pompage, le CAES présente des avantages par rapport aux batteries : Aucune transformation chimique n'est nécessaire, et donc aucune matière première rare ni aucun processus complexe de fabrication et de recyclage. La durée de vie des accumulateurs à pompe et à air comprimé est non seulement nettement plus longue que celle des batteries, mais elle est également indépendante de la profondeur de décharge.

En outre, les systèmes CAES présentent trois avantages majeurs par rapport au pompage-turbinage :

- Ils peuvent être construits entièrement sous terre, ce qui minimise l'impact environnemental.
- Ils fonctionnent avec de l'air plutôt qu'avec de l'eau et ne sont donc pas affectés par les changements du cycle de l'eau liés au climat.
- Ils ne nécessitent pas de pente ou d'autres conditions topographiques, ce qui simplifie le choix du site.

Les systèmes de pompage-turbinage et de stockage d'air comprimé reposent sur des technologies connues et éprouvées depuis environ un siècle. Pourtant, il n'existe que deux installations CAES dans le monde : l'une a été construite en 1978 à Huntorf, en Allemagne, et l'autre en 1991 à McIntosh, aux États-Unis. L'une des raisons de cette faible diffusion est un inconvénient physique fondamental : lorsque l'air est comprimé, il se réchauffe. Si l'on comprimait directement l'air ambiant à 100 bars – soit cent fois la pression de l'air ambiant –, il s'échaufferait à environ 1'000°C. La gestion d'un air aussi chaud constitue un défi technique et écologique de taille (c'est-à-dire que l'air chaud à haute pression ne peut pas être injecté dans un réservoir naturel comme une caverne).

Dans les installations existantes, la compression de l'air se fait donc en deux étapes, l'excédent de chaleur étant rejeté dans l'environnement après chaque étape. Avec cette solution, l'air à haute pression reste « froid » et peut être facilement stocké dans une caverne naturelle. Inconvénient : la chaleur libérée n'est plus disponible pour le processus d'expansion de la turbine, au cours duquel l'air se refroidit. Cela peut entraîner le givrage des turbines. Dans les installations de Huntorf et de McIntosh, le givrage est évité en mélangeant l'air à haute pression qui s'échappe des cavernes avec du gaz naturel et en le brûlant ensuite. Les gaz chauds ainsi produits sont détendus dans la turbine. Il est possible que ce procédé ait été considéré comme écologique dans le passé, mais aujourd'hui, une telle solution est hors de question.

La voie vers un meilleur rendement et une meilleure compatibilité environnementale

Le stockage adiabatique de l'air comprimé (A-CAES) constitue une alternative technologique avec une capacité et une performance comparable, mais un rendement plus élevé. Il s'agit d'une évolution de la technologie CAES, qui implique une gestion de la chaleur par compression de l'air.

La technologie A-CAES peut offrir des rendements d'installations similaires à ceux du pompage-turbinage, avec des coûts d'investissement spécifiques plus faibles.

Comme décrit ci-dessus, le problème de la compression de l'air est qu'il se réchauffe à des températures très élevées. Dans les installations CAES conventionnelles, cette chaleur est gaspillée. De ce fait, le rendement de l'installation tombe nettement en dessous de celui des centrales de pompage-turbinage. La solution est évi-

dente : la chaleur produite lors de la compression de l'air est conservée et stockée dans des systèmes spéciaux de stockage d'énergie thermique (TES) ; ensuite, l'air sous haute pression et désormais refroidi est stocké dans une caverne. Lors de la phase de décharge, l'air froid à haute pression qui s'échappe de la caverne est réchauffé par la chaleur précédemment accumulée, puis détendu dans la turbine. De cette manière, contrairement aux installations CAES, la chaleur libérée par la compression de l'air n'est pas gaspillée, ce qui permet à ces installations d'atteindre un meilleur rendement sans libérer de gaz à effet de serre.

Un projet pilote dans un tunnel désaffecté entre Pollegio et Loderio (TI), utilisé lors des travaux d'excavation du tunnel de base du Saint-Gothard, a fourni les premières expériences avec le concept A-CAES. Le projet de recherche, dirigé par la société ALACAES SA et soutenu financièrement par l'Office fédéral de l'énergie OFEN et le Programme national de recherche «Énergie» du Fonds national suisse FNS de 2013 à 2016, a confirmé le bon fonctionnement des systèmes d'accumulation de chaleur utilisés pour stocker et restituer la chaleur de compression de l'air. Dans le cadre du projet, l'étanchéité de la caverne rocheuse a également été testée jusqu'à une pression de 8 bars, la pression cible de 33 bars n'a pas pu être atteinte en raison de problèmes techniques liés à l'étanchéité.

Penser à long terme - et investir

Pour une installation A-CAES, les appareils nécessaires tels que les moteurs électriques, les compresseurs, les turbines et les générateurs sont des composants industriels dans les classes de puissance requises. Ces équipements sont disponibles et peuvent fonctionner pendant des décennies avec un minimum d'entretien. La phase de compression doit comporter plusieurs étapes afin d'extraire la chaleur à la fin de chaque étape et de n'injecter ainsi que de l'air froid dans la caverne. Pour cela, au moins deux systèmes de stockage d'énergie thermique (TES) sont nécessaires pour stocker l'énergie thermique.

Les systèmes TES sont des composants clés des installations A-CAES. Ils absorbent la chaleur produite par la compression de l'air pendant la charge et la restituent lors de la décharge. Grâce à ces composants, le rendement de l'installation peut atteindre 75%.

Ces systèmes TES doivent présenter les caractéristiques suivantes :

- des pertes de chaleur aussi faibles que possible et un rendement élevé
- volume le plus petit possible avec une densité énergétique élevée
- température la plus constante possible pendant la décharge
- des coûts d'entretien aussi faibles que possible et une longue durée de vie
- des coûts aussi bas que possible

La recherche et le développement dans ce domaine sont arrivés à maturité et les systèmes TES peuvent aujourd'hui être réalisés à l'échelle industrielle.

Les systèmes TES peuvent aujourd'hui être réalisés à l'échelle industrielle.

Dans ce contexte, le plus grand défi pour les installations A-CAES consiste jusqu'à présent à réaliser des volumes souterrains étanches à l'air, capables de résister à des pressions allant jusqu'à 100 bars. Les centrales CAES en activité, Huntorf en Allemagne et McIntosh aux États-Unis, sont réalisées dans des cavernes de gisements de sel, qui constituent les meilleures formations géologiques pour ces réservoirs d'air souterrains.

La Suisse ne dispose pas de gisements de sel appropriés, mais grâce à sa grande expérience dans l'exploitation souterraine, elle peut exploiter d'autres régions avec des roches compactes et proches de la surface. Une possibilité se présente dans la région du Grimsel, qui présente un intérêt particulier en raison des données sur la géologie du sous-sol recueillies par le laboratoire de roches de la Nagra et les centrales de l'Oberhasli. Une centrale A-CAES pourrait être facilement raccordée au réseau de transport existant.

L'étanchéité à l'air de la caverne reste la question technique la plus importante. Des projets de recherche menés dans le cadre du Swiss Competence Center for Energy Research SCCER Heat and Electricity Storage ont évalué des solutions pour garantir l'étanchéité à l'air des roches. L'installation pilote construite dans la galerie près de Pollegio (TI) a été le premier accumulateur d'air comprimé adiabatique au monde à l'échelle réelle. Sur la base des essais, la nécessité d'un système d'étanchéité spécial a été déduit, et des recherches supplémentaires ont conduit à une solution d'étanchéité multicouche. Ce concept d'étanchéité doit encore être testé dans des conditions d'exploitation réalistes. Un projet soutenu par Armasuisse Science & Technology étudie actuellement sa mise en œuvre pratique. Dans le cadre de ces expériences, le comportement cyclique de la caverne devrait également être étudié afin de déterminer les limites de fatigue de la roche et, par conséquent, la plage de pression de service attendue, ce qui pourrait avoir une influence sur la taille et la performance de l'installation.

Avec cette technologie, une installation d'une capacité de 500 MWh et une pression d'air de la caverne comprise entre 70 et 100 bars nécessiterait un volume de stockage d'air d'environ 177'000 m³. Ce volume peut sembler important à première vue. A titre de comparaison, le volume excavé des galeries plus la salle des machines et des transformateurs de la centrale de pompage-turbinage

Expérience de pensée

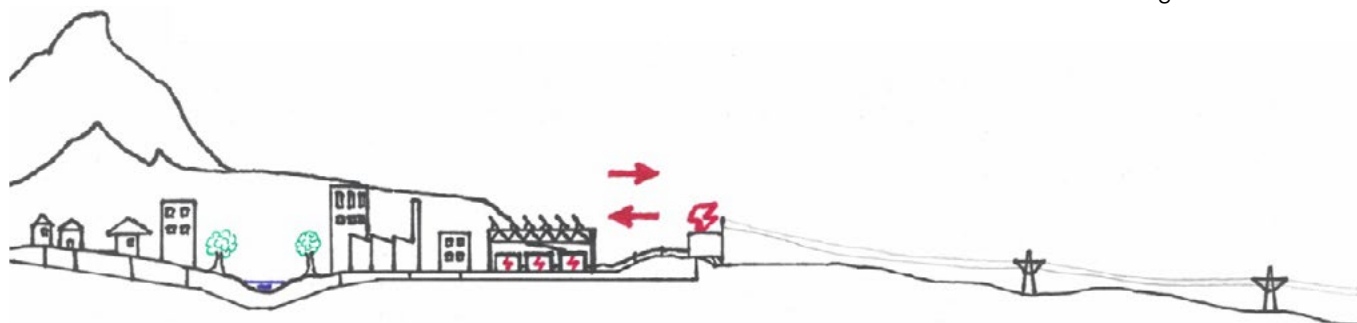
Une installation d'énergie pneumatique A-CAES avec une capacité de stockage de 0,5 GWh nécessite un volume de stockage d'environ 177'000 m³. Pour obtenir la même capacité de stockage (33 GWh) que la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern, le volume de stockage d'air devrait être d'environ 12 millions de m³.

Le volume de roche excavée de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern est d'environ 400'000 m³ et le volume total de béton de 500'000 m³ pour 23 millions de m³ d'eau⁶.

Une installation d'énergie pneumatique avec une caverne d'un volume équivalent à la moitié du volume d'eau du lac de Mutt pourrait donc stocker autant d'énergie que la centrale de pompage-turbinage.

de Linth-Limmern, avec un total d'environ 400'000 m³, représente plus du double⁵. Les coûts estimés de construction de la caverne pour une telle installation A-CAES se situent entre 70 et 81 millions de CHF. Avec les autres composants, les coûts de capital estimés de l'installation s'élèvent à environ 150 millions de CHF.

Le stockage adiabatique de l'air comprimé est actuellement probablement la seule technologie de stockage de l'énergie électrique qui pourrait servir de complément au stockage par pompage avec une capacité de stockage et une performance comparable. L'expérience du tunnel de Pollegio a montré que l'A-CAES a un rendement aussi élevé que les centrales de pompage-turbinage. L'analyse SCCER du coût du capital de la centrale a montré qu'il pouvait être nettement inférieur à celui du pompage-turbinage. Comme les centrales A-CAES peuvent être réalisées entièrement sous terre, elles devraient rencontrer moins d'opposition que la construction ou l'extension de centrales de pompage-turbinage en termes d'impact environnemental et d'acceptation par le public.



Le stockage par batterie peut être utilisé directement sur le lieu de l'offre/de la demande.

La poursuite du développement de cette technologie nécessite des investissements à long terme, qui doivent être encouragés par un environnement juridique et politique clair, spécialement conçu pour le secteur du stockage de l'énergie. Afin d'accélérer le déploiement de cette nouvelle technologie, les investissements dans des installations pilotes et de démonstration d'A-CAES devraient être spécifiquement encouragés. En outre, afin de rendre ces systèmes de stockage d'énergie attrayants pour les investisseurs privés, il convient de prendre en compte les coûts spécifiques de transport de l'énergie et les tarifs de l'énergie.

Les batteries

Les batteries ont récemment connu une grande évolution en termes de performances et de coûts.⁷

Si cette évolution se poursuit au même rythme, les batteries pourraient également devenir intéressantes pour le stockage de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le réseau. Les premières installations de ce type existent déjà sous la forme de batteries de stockage en conteneurs, qui sont assemblées de manière modulaire en unités de plusieurs centaines de MWh. La plus grande batterie de réseau actuelle, celle de Moss Landing en Californie, a une capacité de 3'000 MWh⁸. L'installation de Brunnen SZ, d'une capacité de 18 MWh, est actuellement considérée comme le plus grand accumulateur de batteries en Suisse⁹.

La compétitivité des batteries, y compris pour le stockage de grandes quantités d'énergie, ne cesse de croître.

L'évolutivité est un grand avantage des batteries : Qu'il s'agisse d'un stockage PV domestique sur le réseau basse tension (230V), d'un raccordement à des stations de transformation de villages et de villes sur le réseau moyenne tension (env. 20'000V) ou d'une ferme de conteneurs sur le réseau haute tension (jusqu'à 380'000V) n'a aucune importance. La proximité de l'offre et de la demande d'énergie peut être un grand avantage et réduire la nécessité d'une extension globale du réseau.



Les accumulateurs de réseau plus grands sont construits de manière modulaire. Plusieurs entreprises proposent des modules de la taille d'un conteneur, chacun avec une capacité d'environ 5 MWh. Ceux-ci sont regroupés en fermes de stockage. Photo de gauche : Tesla MEGAPACK[®]. Photo de droite : BYD CUB[®].

Les grandes batteries de réseau ne sont généralement pas construites avec des matériaux cathodiques controversés (cobalt, nickel), mais principalement avec des cathodes au lithium-phosphate de fer (LFP). La densité énergétique diminue ainsi, ce qui ne joue toutefois aucun rôle dans le fonctionnement stationnaire et est compensé par les avantages d'une longue durée de vie et de coûts plus faibles.

Les grandes batteries de réseau sont utilisées en premier lieu pour absorber et restituer de l'électricité pendant une courte période, par exemple en cas de vent fort et de fort ensoleillement ou en cas de calme plat et pendant la nuit. En l'état actuel des choses, les accumulateurs à batterie sont mal adaptés aux phases de plusieurs jours sans apport d'énergie. On peut toutefois partir du principe que si les coûts continuent à baisser en raison d'optimisations technologiques et de production, la compétitivité pourra être atteinte dans quelques années.

La fourchette des coûts est actuellement encore large. Comme pour les cellules de batterie destinées à l'électromobilité, on peut toutefois s'attendre à une baisse des coûts dans une fourchette de 100 USD/kWh ou moins. Pour un accumulateur de réseau sous forme de conteneur d'une capacité de 5 MWh, les coûts des cellules devraient ainsi s'élever à environ 500'000 USD dans un avenir proche ou à environ 1 million d'USD pour une unité de conteneur complète de 5 MWh, y compris l'électronique de surveillance et d'alimentation. Au milieu de l'année 2023, les coûts d'un Tesla Megapack se situent dans une fourchette de 1,5 à 1,8 million d'USD¹⁰. Un conteneur usuel de 40 pieds pour le stockage de 5 MWh avec la génération actuelle de cellules de batterie LFP (densité énergétique d'environ 150 Wh/kg) a une surface au sol de 28 m² et un volume de 67 m³. Le conteneur de 5 MWh prêt à l'emploi devrait avoir une masse d'environ 35 tonnes.

Pour la même capacité de stockage qu'un lac de stockage, les besoins en surface et en volume d'un système de stockage par batteries seraient donc nettement inférieurs. Le poids des batteries représenterait environ

un dixième du poids du béton et des matériaux d'excavation. Toutefois, les matériaux nécessaires à une centrale de pompage-turbinage (roche, béton et acier) sont moins critiques d'un point de vue environnemental que les matériaux nécessaires à la construction des batteries. Le coût plus élevé des matériaux pour les centrales de pompage-turbinage pourrait en outre être relativisé par la durée de vie nettement plus longue à laquelle on peut s'attendre. En revanche, l'avantage principal des accumulateurs à batterie réside dans leur lieu d'utilisation. Au lieu d'être installées dans l'espace alpin, écologiquement critique, elles peuvent être utilisées à proximité des zones habitées, avec peu de besoins en lignes de transport.

Plusieurs facteurs interviennent donc dans la question de la pertinence environnementale, ce qui nécessite des études plus approfondies.

Expérience de pensée

Une installation d'énergie pneumatique A-CAES avec une capacité de stockage de 0,5 GWh nécessite un volume de stockage d'environ 177'000 m³. Pour obtenir la même capacité de stockage (33 GWh) que la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern, le volume de stockage d'air devrait être d'environ 12 millions de m³.

Le volume de roche excavée de la centrale de pompage-turbinage de Linth-Limmern est d'environ 400'000 m³ et le volume total de béton de 500'000 m³ pour 23 millions de m³ d'eau⁶.

Une installation d'énergie pneumatique avec une caverne d'un volume équivalent à la moitié du volume d'eau du lac de Mutt pourrait donc stocker autant d'énergie que la centrale de pompage-turbinage.

	Eau	Air comprimé	Piles
Rendement (round trip)	jusqu'à 85% pour les grandes installations env. 75% pour les petites installations	env. 75% pour les grandes installations env. 50% pour les petites installations	env. 90% toute taille
Potentiel du site, proximité de la consommation	Uniquement dans l'espace alpin Principalement l'extension d'installations existantes	Uniquement dans les couches rocheuses appropriées Possibilité d'utiliser les cavernes existantes	partout
Surface nécessaire	élevé : surfaces des lacs dans l'espace alpin	très faible : invisible dans le sous-sol	faible : des emplacements pour les conteneurs sont disponibles partout
Volume de béton nécessaire	très élevé	faible	très faible
Volume d'éclatement	élevé	très élevé	pas d'évasion
Sécurité	élevé	élevé	moyen
Environnement	Très bon bilan CO ₂ Intervention importante dans le régime hydrologique local Atteinte au paysage et à la nature	Impact environnemental très faible	Des études récentes sur l'analyse du cycle de vie montrent des valeurs plus faibles que ce que l'on pensait jusqu'à présent. Développement : matériaux non critiques, densités d'énergie plus élevées, processus de production efficaces Économie circulaire possible avec des taux de recyclage élevés
Coûts	Les coûts supplémentaires d'environ 2,1 milliards de francs pour les extensions de Nant de Drance et de Linth-Limmern correspondent à environ 100 CHF/kWh de capacité de stockage (sans les coûts inférieurs de la centrale).	On s'attend à une capacité de stockage d'environ 150 à 200 CHF/kWh. Selon les études, les coûts devraient être inférieurs à ceux de l'énergie hydraulique.	Environ 100 à 500 CHF/kWh de capacité de stockage. Tendance à la baisse des coûts.
Durée de mise en œuvre	très long	long	bref
Durée de vie	très longue (>80 ans)	très longue (>80 ans)	moyen (environ 20 ans)
Dépendance aux importations	Construction : faible Technique : élevée	Construction : faible Technique : élevée	Construction : faible Technique : élevée
Travaux d'entretien	faible	faible	faible
Coût du démantèlement et du recyclage	élevé	moyen	moyen
Création de valeur locale	élevé	élevé	faible
Savoir-faire à l'intérieur du pays	élevé	moyen	moyen
Contribution à l'approvisionnement en électricité	L'hydroélectricité par pompage peut contribuer à environ 3 pour cent (1,55 TWh) de la production d'électricité.	Pas de production, seulement du stockage	Pas de production, seulement du stockage
Contribution à la stabilisation du réseau	L'énergie hydraulique contribue très largement à la stabilisation du réseau, car elle est facile à planifier et à gérer. De plus, l'hydroélectricité fournit une combinaison utile d'énergie en ruban et d'énergie de pointe.	Contribution élevée à la stabilisation du réseau, similaire aux centrales hydroélectriques	Contribution élevée à la stabilisation du réseau à tous les niveaux du réseau, jusqu'à 230V. L'équilibrage de la charge est très rapide.

	Eau	Air comprimé	Piles
Par	<p>Pas d'émissions de CO₂ en fonctionnement, émissions relativement faibles lors de la construction</p> <p>Technologie sophistiquée, très longue durée de vie</p> <p>En plus de la fonction de stockage par pompage, les précipitations peuvent être utilisées, ce qui en fait un très bon stockage à long terme avec de faibles pertes.</p>	<p>Pas d'émissions de CO₂ en fonctionnement, émissions relativement faibles lors de la construction</p> <p>Très longue durée de vie</p> <p>Bonne mémoire à long et à court terme avec peu de pertes</p> <p>Selon les études, avantage de coût par rapport à l'énergie hydraulique</p>	<p>Pas d'émissions de CO₂ en fonctionnement, émissions relativement faibles lors de la construction</p> <p>Temps de construction court, faible besoin de surface et d'infrastructure, peut être utilisé partout à proximité des consommateurs, même sur des niveaux de réseaux inférieurs</p> <p>Équilibrage de charge très rapide</p> <p>Très bonne mémoire à court terme</p>
Contre	<p>Atteinte au paysage, au régime naturel des eaux, aux populations de poissons et à la biodiversité. Les possibilités d'extension sont limitées.</p> <p>Frais d'infrastructure élevés (béton, travaux d'excavation, construction de routes).</p> <p>Peu de potentiel de réduction des coûts d'investissement, car aucune standardisation n'est possible dans la construction des centrales.</p>	<p>Les installations ne peuvent être construites que sur des sites présentant des structures géologiques appropriées (roche solide).</p> <p>Grande quantité de matériaux d'excavation pour les cavernes nécessaires.</p> <p>Peu d'expérience en matière de technologie (étanchéité des cavernes) et de coûts (potentiel de réduction disponible).</p>	<p>Durée de vie inférieure à celle des autres options, compte tenu de l'état actuel de la technologie.</p> <p>Peu d'expérience en matière de stockage à grande échelle en Suisse.</p> <p>Coûteux jusqu'à présent en tant que stockage à long terme, le potentiel de réduction des coûts est toutefois élevé selon les expériences faites dans le domaine de l'électromobilité.</p>

Aperçu des avantages et des inconvénients des variantes considérées pour le stockage de l'énergie électrique

La synergie des options de stockage garantit la sécurité d'approvisionnement

En matière d'énergie, les prémisses d'une grande efficacité et d'une utilisation intelligente sont généralement valables. Cela implique une réduction des besoins en matière de production d'énergie renouvelable (photovoltaïque, éolienne, hydraulique) et de stockage de l'énergie, ce qui a un impact important sur les coûts. Une synchronisation plus intelligente de l'offre et de la demande d'énergie (à l'instar des cycles naturels jour/nuit et été/hiver) pourrait réduire davantage les besoins en stockage d'énergie et les investissements.

Il est indéniable qu'une part plus importante d'énergie renouvelable nécessite une nette augmentation des capacités de stockage. Les variantes envisagées ici permettent des expériences de réflexion intéressantes en comparaison ou en interaction avec des centrales de pompage-turbinage. Il s'avère que ces alternatives possibles sont plausibles et ne devraient en aucun cas être exclues, en particulier si l'on tient compte de l'évolution future des coûts et des technologies.

- 1 www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html, document «11375-Stand der Wasserkraftnutzung 31.12.2022.pdf» (en allemand)
- 2 www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html
- 3 Informations des exploitants de centrales Alpiq et Axpo : www.nant-de-drance.ch/de/das-kraftwerk www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/energiewissen.detail.html/energiewissen/pumpspeicherwerk-limmern.html
- 4 www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage
- 5 fr.wikipedia.org/wiki/Muttsee
- 6 www.marti-tunnel.ch/de/Documents/PDF_Referenzen/KWL_d.pdf
- 7 Une vue d'ensemble générale des batteries avec différents aspects sur le fonctionnement dans l'intérêt du réseau, matériaux, les écobilans et le recyclage se trouve dans Forum Stockage d'Énergie Suisse (2022) : Les batteries. Une énergétique ; <https://bit.ly/3MIUYpF>
- 8 www.energy-storage.news/us-reached-12-7gw-of-bess-in-q2-but-no-ercot-additions-says-sp/
- 9 www.alpiq.com/de/alpiq-gruppe/medien/medienmitteilungen/media-release-detail/alpiq-bewirtschaftet-groessten-batteriespeicher-der-schweiz
- 10 www.tesla.com/de_ch/megapack
- 11 <https://cnevpost.com/2023/05/24/byd-rolls-out-mc-cube-energy-storage-system/>

De la dépendance à l'économie circulaire : approches pour une nouvelle gestion des matières premières des batteries en Suisse

Novembre 2023

Le tournant énergétique et la transition vers l'électromobilité placent le stockage d'énergie au centre des préoccupations de l'industrie, de la politique et de la société dans le monde entier. Dans les années à venir, la demande de stockage d'énergie décentralisé va exploser à l'échelle mondiale. La demande en matières premières nécessaires à cet effet augmentera en conséquence.



Alessandra Hool est directrice générale de l'ESM Foundation, une fondation suisse pour les métaux rares et critiques.

La fondation s'engage pour une gestion plus durable de ces matières premières. Elle met en réseau et soutient les acteurs de la politique, de l'industrie et de la recherche dans l'identification et la prise de décision sur les risques dans la chaîne d'approvisionnement des matières premières et coordonne différentes initiatives nationales, européennes et internationales sur les matières premières critiques.



Viktor Hangartner travaille comme collaborateur scientifique au centre de stockage d'énergie de la HESB. En dirigeant le Management Office pour le projet de recherche CircuBAT, il s'engage pour une économie circulaire pour les batteries Li-ion en Suisse.

Le stockage durable de l'énergie nécessite des matières premières

Les matières premières utilisées dans les batteries modernes varient en fonction du type de batterie ((NOTE DE PIED voir aussi le Compendium des batteries 1). Les principales batteries lithium-ion actuelles contiennent du lithium dans la cathode, par exemple sous forme d'oxyde en combinaison avec du nickel, du cobalt et de l'aluminium (batteries NCA) ou avec du cobalt et du manganèse (batteries NMC) ou sous forme de phosphate de fer et de lithium (batteries LFP). L'anode est généralement composée de graphite et l'électrolyte contient des sels de lithium. Différentes variantes de batteries NMC peuvent réduire la proportion de manganèse et de cobalt dans la cathode. La technologie LFP n'a pas besoin de ces deux matières premières, mais elle est encore moins compétitive en termes de densité énergétique.

Bien que le lithium nécessaire soit relativement faible, avec une part de masse de 2 à 3 pour cent de la batterie dans la plupart des applications, le lithium est le composant central de tous les types de batteries commercialisées aujourd'hui qui visent une construction légère - en particulier dans l'e-mobilité. En attendant que d'éventuelles alternatives soient commercialisables, le lithium est donc indispensable à une transition vers une société plus durable.

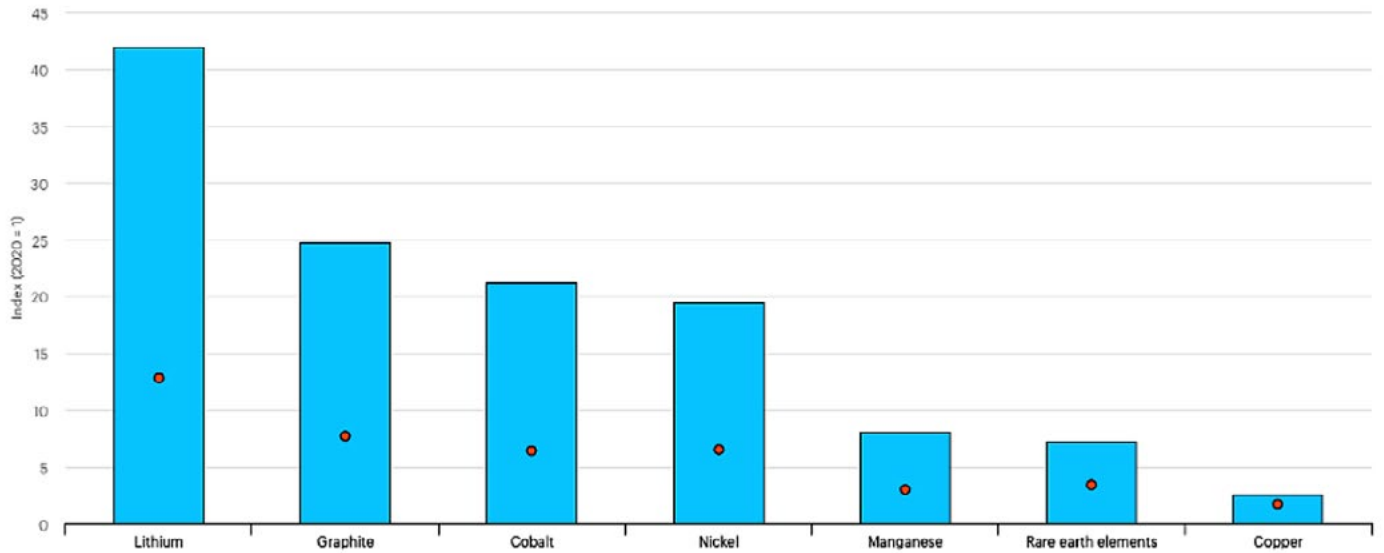
Les batteries sodium-ion peuvent réduire la pression sur les matières premières critiques. Les premiers accumulateurs stationnaires et véhicules électriques équipés de cette technologie sont attendus d'ici 2 à 3 ans. Jusqu'à nouvel ordre, la batterie lithium-ion dominera l'e-mobilité.

La demande en matières premières pour la production de technologies d'énergie renouvelable (production et stockage d'énergie) dépassera bientôt de plusieurs fois la production actuelle (note de bas de page ; source exacte IRENA, 2021). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que d'ici 2040, même dans un scénario de statu quo - sans intervention de l'État - la demande de lithium sera multipliée par 13 et la demande de cobalt par 6. Dans un scénario où les États du monde entier s'engagent à limiter le réchauffement climatique à 2 degrés, ces chiffres sont multipliés respectivement par 42 et 21 (figure 5). Rien que dans l'UE, la demande de lithium devrait être multipliée par 9 à 12 d'ici 2030 et par près de 21 d'ici 2050.



Christian Ochsenbein En tant que Managing Co-Director au sein du Centre Stockage d'énergie de la HESB, Christian Ochsenbein est responsable du stockage dans la mobilité et de l'exploitation du Battery Testing Laboratory.

Avec le Swiss Battery Technology Center, il dirige l'un des quatre centres de recherche du Switzerland Innovation Park Biel/Bienne. Dans ce cadre, il effectue des recherches dans les domaines du recyclage des batteries et de leur intégration dans des applications. En tant que directeur de l'iBAT Management Office, il s'engage pour la force d'innovation de l'industrie suisse des batteries.

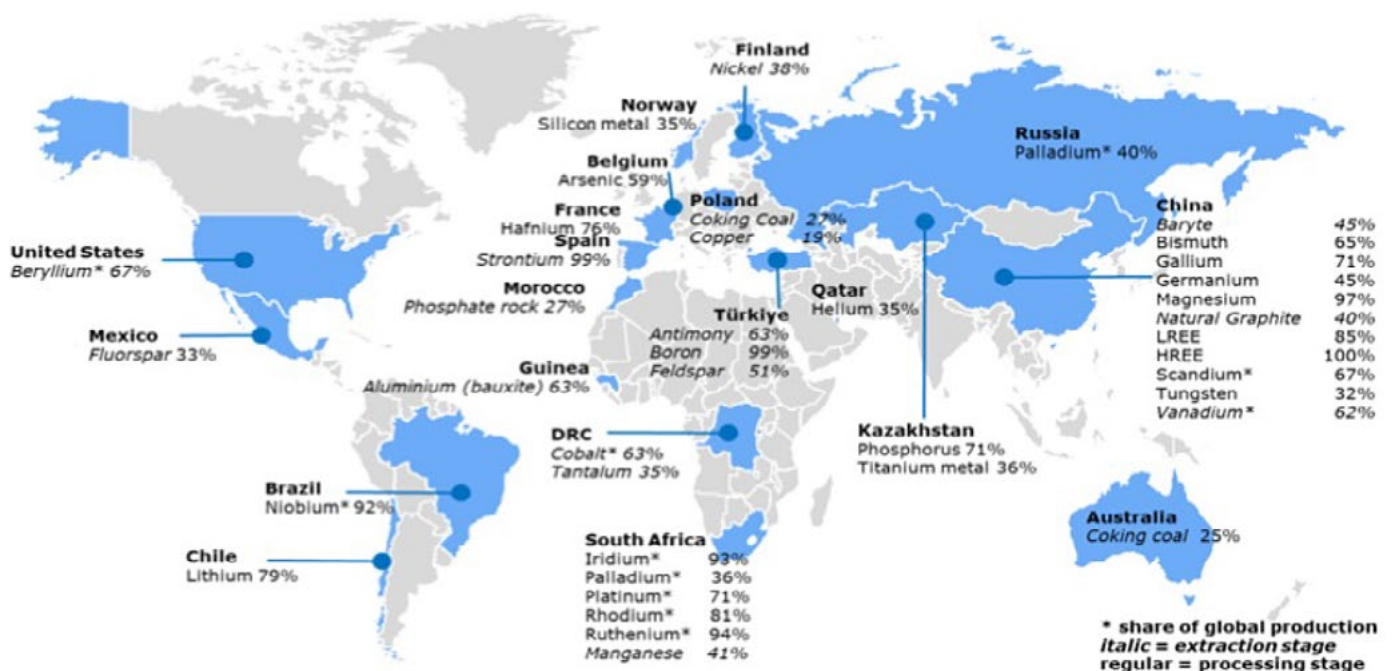


Demande attendue de matières premières pour la production et le stockage d'énergie renouvelable, 2040 vs. 2020. Les points rouges représentent le scénario de statu quo ; les barres bleues indiquent la demande de matières premières si les objectifs climatiques de Paris sont respectés (scénario 2 degrés).¹

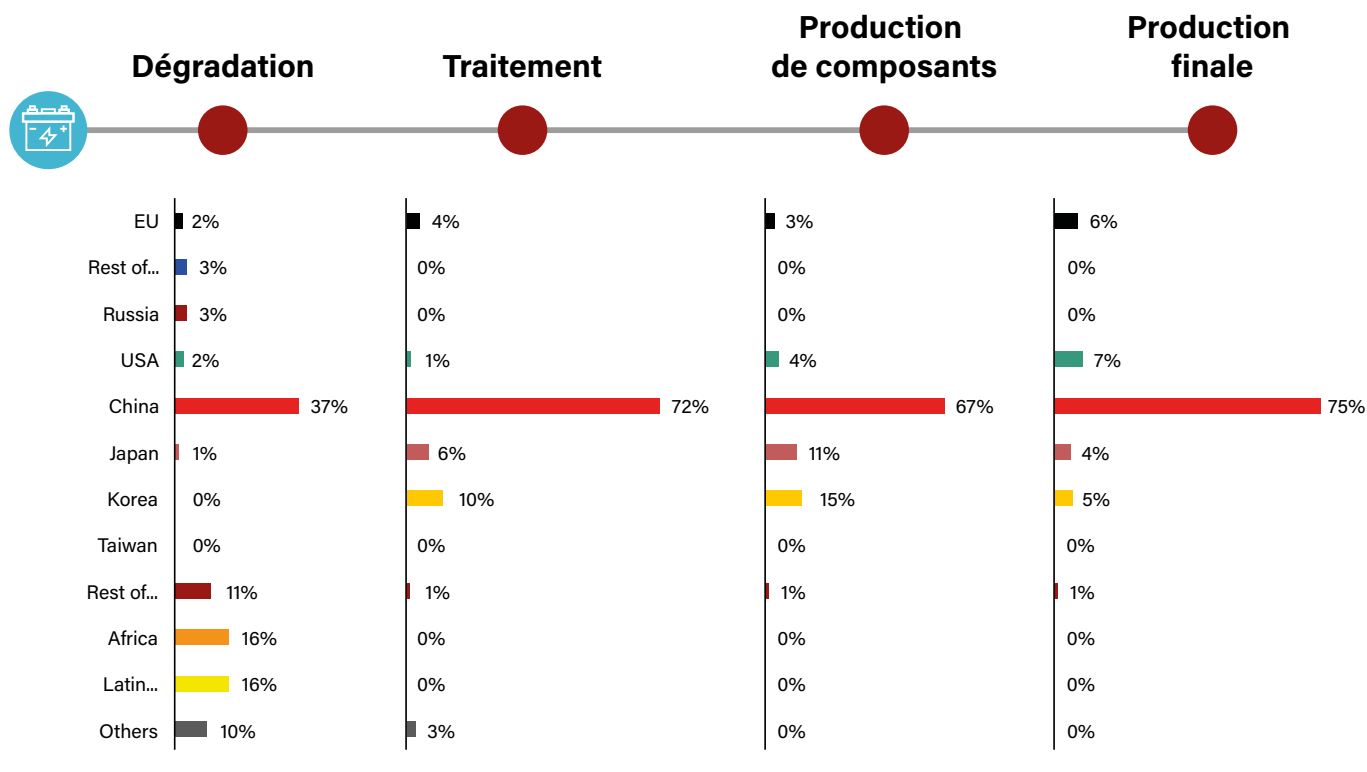
Matières premières pour batteries : critiques et stratégiques

Les matières premières utilisées pour le stockage de l'énergie telles que le cobalt, le nickel, le lithium et le graphite présentent des risques d'approvisionnement élevés. L'UE classe ces matières premières pour batteries comme «critiques» depuis de nombreuses années ; depuis une proposition de réglementation en mars 2023, elles sont en outre considérées comme «stratégiques» et seront probablement bientôt soumises à des règles d'origine³.

Le recyclage de ces matières premières doit également être augmenté ; une approche qui est déjà prévue dans la nouvelle ordonnance de l'UE sur les piles⁴. Ces initiatives visent d'une part à réduire l'empreinte écologique et sociale - les matières premières (correctement) recyclées génèrent moins d'émissions et promettent plus de transparence dans leur chaîne d'approvisionnement - et d'autre part à renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'UE, étant donné que la plupart des matières premières essentielles pour les batteries dont l'Europe a besoin proviennent jusqu'à présent de pays tiers (figure 2). De même, d'autres étapes de la fabrication des batteries ont souvent lieu à l'étranger, en particulier en Chine : du processus initial de la matière première de la batterie à la fabrication (figure 3). D'ici 2030, la Commission euro-



La dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations de matières premières critiques.²



Chaîne de valeur des batteries européennes, de l'extraction à la fabrication finale, et pays qui assurent aujourd'hui ces étapes.⁵

péenne souhaite réduire les monopoles à toutes les étapes de la chaîne de création de valeur ; d'ici là, un seul pays tiers ne pourra exporter qu'un maximum de 60% de chaque étape de fabrication pour le marché européen.

Des tentatives similaires pour obtenir plus de contrôle sur la chaîne de valeur sont observées dans plusieurs autres pays. Ainsi, la Corée souhaite réduire sa dépendance aux matières premières stratégiques (batteries) à 50% d'ici 2030 et augmenter les taux de recyclage de 2 à 20%⁶. Avec l'«Inflation Reduction Act» qui entrera en vigueur en 2022⁷, les États-Unis accordent des allègements fiscaux aux producteurs de technologies «propres» telles que les voitures électriques et leurs batteries - mais uniquement si celles-ci sont fabriquées aux États-Unis ou dans certains autres pays. Pour la production de cellules de

batteries, les entreprises reçoivent un crédit d'impôt de 35 USD pour chaque kWh de capacité de batterie et de 10 USD pour la production de modules de batteries. Ici aussi, il existe des directives concernant l'origine des matières premières. Il semble que les partenariats géo-économiques stratégiques joueront un rôle important dans toutes ces entreprises et qu'il y aura de plus en plus d'alliances pour la sécurisation stratégique commune des matières premières. La course internationale aux matières premières pour les batteries devrait donc s'intensifier dans les années à venir.

Matières premières pour batteries en Suisse

En raison des nombreuses entreprises internationales implantées en Suisse - notamment dans le secteur minier - et de son rôle de place de commerce international, la Suisse est une plaque tournante des matières premières. Mais les matières premières ne sont guère extraites ou transformées en Suisse même ; la création de valeur de l'industrie suisse commence généralement au plus tôt lors de la transformation de produits semi-finis. Par conséquent, la dépendance vis-à-vis de l'étranger est élevée. Contrairement à l'UE et à d'autres pays industrialisés, la Suisse ne prend pas encore de mesures politiques pour garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Pour la voiture électrique Model Y, la plus vendue au monde, Tesla bénéficie d'un crédit d'impôt d'environ 3'500 dollars par véhicule (batterie de 78 kWh) si les cellules de la batterie et le pack sont tous deux fabriqués aux États-Unis.

Dans quelle mesure la mobilité électrique est-elle réellement respectueuse des ressources ?

On débat souvent de la durabilité de l'extraction des matières premières des batteries et de la question de savoir si la fabrication d'une batterie n'entraîne pas des dommages environnementaux plus importants et une consommation de ressources plus élevée que la fabrication et l'utilisation d'un moteur à combustion.

Certes, le tournant énergétique et la transition vers l'électromobilité nécessiteront une grande quantité de matières premières. Mais la quantité de combustibles fossiles que nous exploitons aujourd'hui dépasse de loin la quantité de matières premières nécessaires à la production et au stockage d'énergie «propre». En 2021, plus de 4 milliards de tonnes de pétrole ont été extraites, dont 60 à 70% ont été utilisées pour la mobilité, et l'extraction de charbon s'est élevée à 7,5 milliards de tonnes. En revanche, la quantité totale de minéraux nécessaires à la technologie énergétique à faible émission d'ici 2040 est inférieure à 30 millions de tonnes.

Le calcul se complique si l'on prend en compte le pourcentage de matière extraite d'une mine, qui représente la ressource exploitable. Pour le charbon, ce chiffre se situe entre 40 et 90%. Un litre d'essence nécessite environ quatre litres de pétrole brut. Pour de nombreuses matières premières métalliques, ce rapport est moins bon. Le cobalt, par exemple, est un sous-produit de l'extraction du zinc et du cuivre. Aujourd'hui, la part de cuivre dans un minerai est généralement inférieure à un pour cent,

la part de nickel est de deux pour cent, et la part de cobalt est encore bien plus faible. Ainsi, beaucoup de terres sont utilisées pour une quantité relativement faible. L'extraction de minerais provenant de pays dont le mix énergétique est dominé par le charbon - comme l'Australie, premier producteur mondial de lithium - entraîne des émissions élevées de CO₂. L'extraction du lithium à partir de la saumure nécessite une consommation d'eau relativement élevée et se fait souvent au détriment des écosystèmes locaux. Afin de réduire globalement les dommages environnementaux causés par l'extraction des matières premières, il est donc important de miser sur des pratiques durables lors de l'extraction et de réduire, dans la mesure du possible, la consommation de matières premières: par exemple grâce à des batteries plus petites et plus efficaces, à de nouveaux modèles commerciaux pour la mobilité ainsi qu'au recyclage et à l'économie circulaire.

Les écobilans sont soumis à différentes approches méthodologiques. Diverses études arrivent toutefois à la conclusion que l'écobilan moyen d'une voiture électrique de classe moyenne - calculé sur l'ensemble du cycle de vie - est déjà supérieur à celui d'une voiture à combustion équivalente avec un mix de courant de recharge suisse moyen après environ 20'000 kilomètres.

Referenzen

- BP Statistical Review of World Energy (2021)
- AIE (2021) : Le rôle des minéraux critiques dans les transitions énergétiques propres
- SuisseEnergie (2023) : Batteries pour véhicules électriques - Document de base
- SuisseEnergie (2020) Impact environnemental des voitures de tourisme - aujourd'hui et demain.

La faible perception de la sécurité des matières premières s'explique également par le fait qu'il n'y a pratiquement plus d'industries de transformation lourde en Suisse, comme la production d'acier ou d'automobiles, qui nécessitent de grandes quantités physiques de certaines matières premières. Cependant, la course aux matières premières et aux composants pour le stockage de l'énergie peut également avoir des répercussions sur les industries qui importent des produits semi-finis, des composants ou des produits finis et/ou qui sont actives dans la fabrication à plus petite échelle. En particulier pour la fabrication d'accumulateurs d'énergie décentralisés et de batteries pour l'e-mobilité, la création de valeur se fait presque exclusivement en dehors de la Suisse. Or,

par rapport aux carburants fossiles, les matières premières sont toujours disponibles à la fin de la durée de vie d'un accumulateur. La Suisse peut donc jouer un rôle actif dans la création de technologies de batteries alternatives et de nouveaux processus de recyclage. Outre une mise en place aussi large que possible de la chaîne d'approvisionnement et des partenariats commerciaux, la transparence de la chaîne de création de valeur pour les matières premières des batteries doit également être systématiquement améliorée. La Suisse peut notamment créer, dans le domaine de l'économie circulaire, un instrument actif de garantie des matières premières pour les batteries, qui soit également plus durable sur le plan écologique et social.

Économie circulaire (pour les piles)

L'économie circulaire désigne un modèle de production et de consommation qui vise à maintenir autant que possible les matériaux et produits existants dans le cycle économique par la réutilisation, la réparation, la remise à neuf et le recyclage. Au cœur de l'économie circulaire se trouve l'idée que les déchets eux-mêmes deviennent une ressource précieuse, ce qui permet de minimiser la quantité réelle de déchets. Contrairement à un modèle économique traditionnel et linéaire basé sur un schéma «prendre-fabriquer-consommer-jeter», l'économie circulaire vise à créer un cycle fermé et durable dans lequel les matériaux et les produits sont utilisés aussi longtemps que possible avant d'être réutilisés ou recyclés.⁸ La mise en œuvre de l'économie circulaire permet non seulement de réduire l'impact environnemental, mais aussi de créer de nouvelles opportunités économiques et de nouveaux emplois dans la prévention des déchets, le recyclage et d'autres modèles d'entreprise circulaires.

A partir de 2026, un passeport batterie sera obligatoire en Europe pour toutes les nouvelles batteries achetées dans les véhicules et les installations de stockage stationnaires.

En matière de recyclage, il existe différentes techniques qui peuvent être utilisées en fonction du produit et du matériau :

- Réutilisation de produits dans laquelle ceux-ci sont réutilisés dans leur état d'origine. Les bouteilles en verre, par exemple, sont réutilisées après avoir été nettoyées.
- Dans le recyclage direct, comme pour le papier par exemple, le matériau est réintroduit dans le même processus de production ou dans un processus similaire.
- Dans le cas du recyclage intégral, un produit est d'abord déchiqueté, puis séparé en différents composants. Ceux-ci peuvent ensuite être réintroduits dans le processus de production. C'est ainsi que l'on récupère, par exemple, les métaux contenus dans les déchets électroniques.

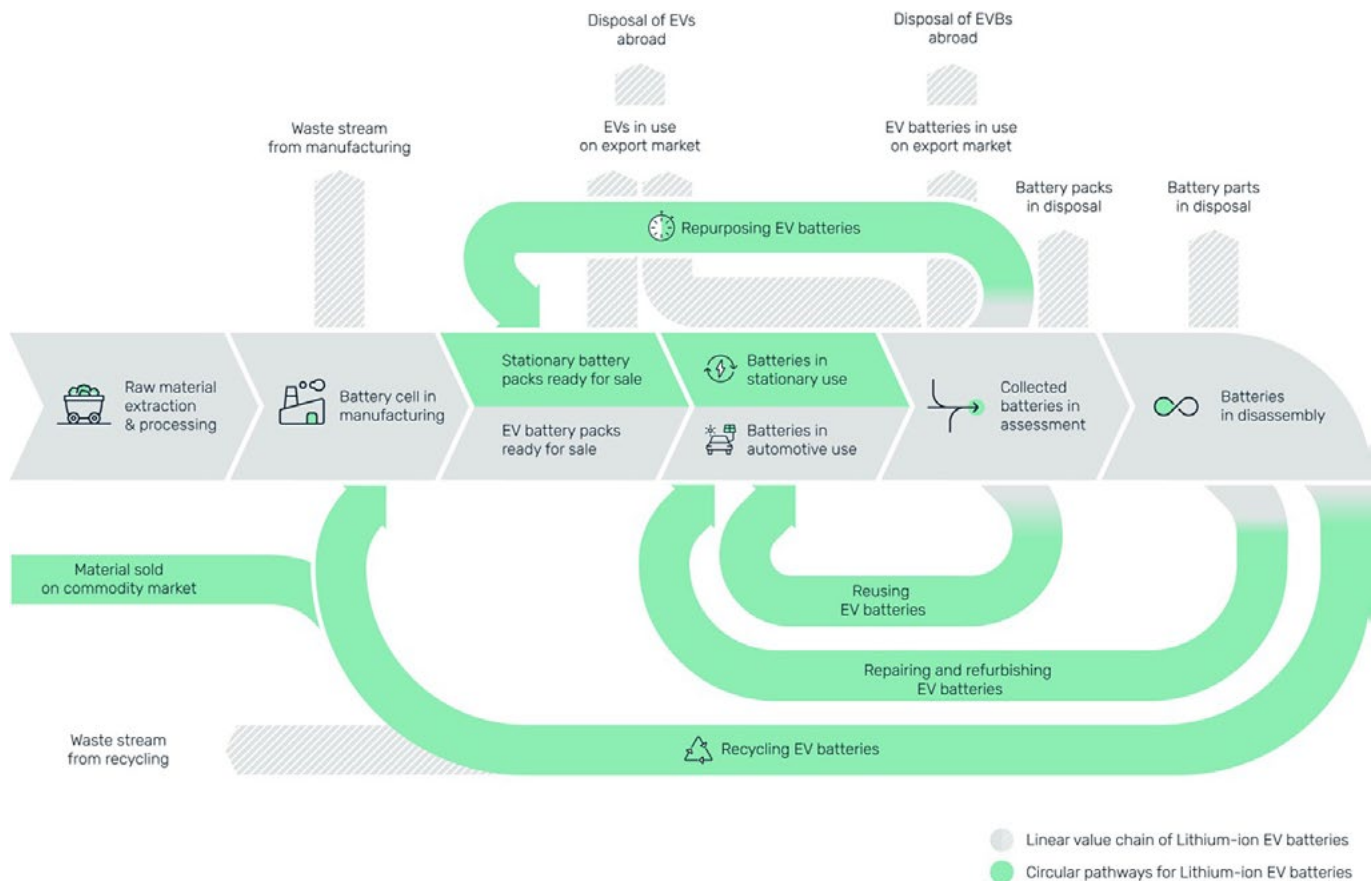
Pour toutes les techniques de recyclage, il est important que les matériaux soient de la meilleure qualité possible et qu'ils soient propres afin d'atteindre un taux de recyclage élevé.

Outre le recyclage, il existe d'autres stratégies qui peuvent être utilisées dans l'économie circulaire. L'une d'entre elles consiste à prolonger la durée d'utilisation des produits en les réparant, en les réutilisant, en les revendant ou en les faisant fonctionner selon des stratégies optimisées. Des modèles commerciaux tels que les plateformes de partage peuvent également voir le jour dans ce contexte et contribuer à augmenter le nombre d'heures d'utilisation d'un véhicule, par exemple.

Pour éviter la production de déchets, l'économie circulaire suppose que les produits et les matériaux soient conçus dès la phase de développement de manière à pouvoir être réutilisés. Cela nécessite souvent une conception adaptée qui facilite le démontage et permet, pour les différents composants, une réutilisation ou un recyclage de meilleure qualité. Des critères écologiques et sociaux, tels que l'utilisation de matériaux durables et des conditions de travail équitables, peuvent également être pris en compte à cet égard. Une logistique efficace est également essentielle pour transporter les matériaux et les produits en vue de leur réutilisation, tout en économisant l'énergie et les ressources.

L'économie circulaire nécessite une étroite collaboration tout au long de la chaîne de valeur. Cela implique l'échange d'informations, de ressources et de savoir-faire entre différents acteurs tels que les fabricants, les fournisseurs, les utilisateurs, les fournisseurs d'énergie et les gouvernements.

Il est également très important pour l'établissement d'une économie circulaire d'améliorer la disponibilité des données. Le partage des données permet d'acquérir de précieuses connaissances et de prendre de meilleures décisions, par exemple en ce qui concerne la réutilisation d'une batterie. Comme les batteries dans l'e-mobilité sont particulièrement importantes pour la transition énergétique, elles seront parmi les premiers produits en Europe à devoir disposer d'un passeport numérique. Ce passeport batterie sera obligatoire à partir de 2026 pour toutes les nouvelles batteries achetées dans les véhicules et les installations de stockage stationnaires. L'origine de la batterie et le lieu d'implantation de l'entreprise des acteurs du marché européen n'ont aucune importance. Le projet Battery Pass (<https://thebatterypass.eu>) est une initiative importante qui s'occupe de la conception et de la mise en œuvre de ce passeport pour les batteries. Par ailleurs, des travaux sont également en cours au niveau international en vue de la création d'un passeport pour les batteries (<https://www.globalbattery.org/battery-passport/>).



Dans le cadre de CircuBAT, des systèmes en circuit fermé sont élaborés pour les batteries Li-ion.⁹

A quoi ressemble une solution suisse pour l'économie circulaire ?

En Suisse, il existe plusieurs projets de recherche visant à améliorer la durabilité des batteries lithium-ion. L'un d'entre eux est CircuBAT, auquel participent sept institutions de recherche suisses et 24 entreprises. Ensemble, ils développent des solutions pour améliorer le bilan écologique de l'e-mobilité. Le projet fait partie de l'initiative phare de l'Agence suisse pour la promotion de l'innovation (Innosuisse). Cette initiative vise à promouvoir des innovations systémiques dans des domaines qui concernent une grande partie de l'économie ou de la société et s'efforce de trouver des solutions à des défis qui concernent plusieurs acteurs et qui ne peuvent être relevés que par leur collaboration.

L'objectif de CircuBAT est d'établir un modèle commercial circulaire pour les batteries Li-ion issues de l'e-mobilité en Suisse. Pour ce faire, les entreprises cherchent, en collaboration avec des chercheurs, des solutions plus durables à toutes les étapes de la vie des batteries, de la fabrication au recyclage en passant par l'utilisation pour une seconde vie.

Dans le cadre de CircuBAT, l'un des plus anciens camions électriques circulant sur les routes suisses a été remis en état de marche avec des appareils de mesure supplémentaires pour mesurer l'état de la batterie. Grâce à ce laboratoire de batteries mobile, l'utilisation d'anciennes batteries Li-Ion dans les véhicules peut être étudiée plus précisément. En appliquant un modèle de données statistiques développé à la HESB pour enregistrer les données de fonctionnement de la batterie, CircuBAT veut contribuer à mieux comprendre le vieillissement de la batterie et à prolonger la durée d'utilisation des batteries Li-Ion dans l'e-mobilité. Cela permet entre autres de réaliser des économies et d'améliorer le bilan écologique de la batterie. CircuBAT veut également renforcer durablement la confiance de la population dans les méthodes de détermination de la valeur résiduelle des batteries des véhicules d'occasion. Étant donné que pour les applications de mobilité, une capacité résiduelle de plus de 80% de la capacité de stockage initiale est généralement considérée comme nécessaire, mais que la capacité restante est encore suffisante pour les applications stationnaires par exemple, le développement d'un modèle de vieillissement de la batterie qui permet de prendre des décisions rapides et orientées sur les coûts est un objectif de CircuBAT. Les aspects de sécurité liés à l'âge avancé

des batteries dans les applications secondaires ainsi que le vieillissement des batteries dans ces applications stationnaires sont également étudiés dans CircuBAT. Comme les convertisseurs de courant adaptés aux différents types de batteries ne sont pas encore disponibles sur le marché, un convertisseur optimisé à cet effet est en cours de développement à la FH OST.

Première étape d'un processus de recyclage de haute qualité, le Swiss Battery Technology Center de Bienne développe un savoir-faire dans le démontage assisté par robotique des batteries usagées. En collaboration avec l'EMPA et Kyburz Suisse SA, la récupération des matériaux actifs présents dans la batterie est également développée. Grâce à un processus de production d'électrodes dans lequel les matériaux sont traités à sec et non plus par voie humide comme c'est le cas aujourd'hui, leur processus de fabrication peut être accéléré. Cela devrait également permettre de réduire les coûts de 20 à 30% par kWh de capacité de cellule. En étroite collaboration avec les partenaires des sous-projets techniques et en tenant compte de l'ensemble de la chaîne de création de valeur, des modèles commerciaux appropriés, durables et économiquement avantageux seront identifiés pour la mise en œuvre de ces innovations, puis évalués à l'aide de modèles de simulation soutenus empiriquement.

Pour plus d'informations : www.circuBAT.ch

Taxe anticipée de recyclage : la «voie suisse»

En Suisse, 53% des déchets urbains des ménages et des entreprises sont aujourd'hui recyclés¹⁰. En comparaison européenne, la Suisse fait ainsi très bonne figure¹¹. La quantité de déchets collectés séparément par personne a presque doublé depuis 1992 et se situait ces dernières années à environ 370 kg¹². Aujourd'hui, une bonne moitié des déchets urbains est collectée et valorisée séparément. Les déchets verts (1'405'000 t en 2021) et le papier (1'175'570 t en 2021) constituent les fractions les plus importantes en termes de volume. Le bénéfice environnemental du recyclage des déchets urbains a presque doublé depuis 1992 et les économies de CO₂ eq réalisées correspondent à 183'000 vols annuels autour de la terre¹³. Et ce, non seulement parce que davantage de déchets ont été collectés, mais aussi parce que le recyclage a été amélioré. Une contribution importante à ce succès est due à la taxe d'élimination anticipée (TEA), qui permet à tous de rapporter gratuitement les marchandises hors d'usage, comme les piles par exemple.

Avec environ 3'700 t (y compris les piles au lithium), les piles sont relativement peu recyclées en comparaison avec le papier. Etant donné qu'avec la forte augmentation actuelle des ventes de véhicules électriques, les ventes de batteries sont beaucoup plus importantes que leur retour, le taux de collecte en 2021 (53%) est inférieur de plus de 10 points à la moyenne à long terme (64,8%).

Toutes les piles (piles, accumulateurs, systèmes hybrides) sont soumises à une obligation légale de déclaration et de paiement de taxes¹⁴. INOBAT (une organisation d'intérêt pour l'élimination des piles) gère la taxe d'élimination anticipée que les consommateurs paient à l'achat d'une pile. INOBAT peut exempter les fabricants et les commerçants de batteries automobiles et industrielles de la perception de cette taxe dans le cadre d'une solution sectorielle. L'organisation sectorielle agit alors en tant que représentante des entreprises et se charge de déclarer les chiffres de vente et de payer les taxes. Actuellement, dans le secteur automobile, la taxe est réduite, dans le cadre de la solution sectorielle, à la fourniture d'une garantie bancaire dont le montant correspond aux frais de recyclage. Grâce à la solution sectorielle, les taxes effectivement prélevées peuvent être réduites à une faible part pour le paiement des frais administratifs et sont presque entièrement supprimées pour les consommateurs. Le recyclage est ainsi assuré et les clients bénéficient d'un prix plus avantageux grâce à la solution de branche.

Outre les piles, il existe également une taxe d'élimination anticipée (TEA) pour le verre. Les coûts d'élimination et de recyclage sont ainsi répartis selon le principe du pollueur-payeur. Il existe également des contributions anticipées de recyclage pour les bouteilles de boissons en aluminium, en tôle d'acier et en PET (CRA) ainsi que pour les appareils électriques et électroniques (TAR).

Pour que le cycle de recyclage fonctionne, il faut que différents acteurs de la chaîne de création de valeur interagissent. D'une part, les produits et les emballages doivent être conçus de manière à pouvoir être recyclés. D'autre part, les contributions anticipées financent le système de recyclage et permettent aux consommateurs de rapporter gratuitement les produits usagés. Des solutions sectorielles permettent en outre d'éviter que les taxes ne soient répercutées sur les consommateurs et de permettre à tous de les rapporter gratuitement pour le recyclage. Tout cela a un effet positif sur les taux de retour et la motivation à participer au recyclage et peut tout à fait être qualifié de modèle de réussite.

Perspectives pour l'écosystème suisse des batteries

Avec le nouveau règlement sur les piles, l'UE a créé un instrument politique fort pour une industrie des piles durable et à long terme en Europe. Cependant, tant la Chine que les États-Unis rendent l'entrée sur le marché plus difficile pour les entreprises européennes en raison des subventions directes et indirectes qu'ils accordent aux fabricants de batteries. L'avenir de l'industrie européenne dépend de la volonté de l'UE ou de certains de ses États de faire jeu égal avec les États-Unis et la Chine. Les divers instruments politiques mis en place ces dernières années pour promouvoir l'économie verte et les récentes propositions de loi visant à garantir les chaînes de valeur locales¹⁵ suggèrent pour le moins des tendances dans ce sens.

Le paysage suisse des batteries est principalement caractérisé par des petites et moyennes entreprises. Ces PME sont confrontées à une forte concurrence internationale. La production et le traitement des matières premières pour les batteries ont lieu à l'étranger, faute de réserves correspondantes ; même dans la fabrication des cellules, la Suisse n'est actuellement pas compétitive au niveau international. Le projet CircuBAT, entre autres, montre cependant que la Suisse a des innovations à offrir dans le domaine du stockage de l'énergie : des acteurs de l'industrie, des académies et des associations intéressées collaborent ici tout au long de la chaîne de création de valeur des batteries, de la fabrication à l'up- et au recyclage en passant par l'utilisation.

En Suisse, il convient de mettre l'accent sur l'innovation dans le sens de l'économie circulaire et de la durabilité du cycle de vie des piles. La Suisse dispose d'institutions de recherche et d'applications industrielles de pointe dans le domaine de la technologie des matériaux et du recyclage. Avec la taxe anticipée de recyclage, elle a fait de bonnes expériences, couronnées de succès à long terme, dans la mise en œuvre d'une approche systémique visant à boucler le cycle des ressources. La combinaison de l'excellence scientifique, d'un large éventail d'industries, d'un environnement favorable aux start-ups et de l'expertise en matière de coopération internationale fait de la Suisse un environnement idéal pour l'innovation – y compris et surtout celle qui nécessite une approche systémique et le transfert de connaissances entre les acteurs les plus divers. Dans la course internationale pour devenir leader dans la fabrication de dispositifs de stockage de l'énergie, la Suisse pourrait se positionner dans un rôle d'anticipation, de durabilité et de coopération en investissant activement dans une économie circulaire. Cela permettrait, d'une part, d'améliorer la durabilité et la consommation de ressources des batteries et, d'autre part, de générer de la valeur ajoutée en Suisse.

- 1 <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>
- 2 <https://single-market-economy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/Study%202023%20CRM%20Assessment.pdf>
- 3 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52023DC0165>
- 4 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020PC0798&qid=1608192505371>
- 5 https://rmis.jrc.ec.europa.eu/uploads/CRMs_for_Strategic_Technologies_and_Sectors_in_the_EU_2020.pdf
- 6 <https://www.irtc-conference.org/2023/03/06/south-korea-strategic-mineral/>
- 7 <https://www.intelligence.senate.gov/sites/default/files/legislation/BILLS-117hr2471enr.pdf>
- 8 <https://www.europarl.europa.eu/thinktank/infographics/circulareconomy/public/index.html>
- 9 Kubli, M., Hischier, R., Seika J., Crenna E. (2023) CircuBAT Conceptual Model - Report deliverable 7.1.
- 10 <https://swissrecycling.ch/de/aktuell/detail/abfallaufkommen-in-der-schweiz-und-europa,2023-07-15>.
- 11 <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/dechets/etat/indicateurs/indikator-abfall.pt.html>
- 12 Déchets urbains, source : Office fédéral de l'environnement, © OFS 2022, dernière modification : 05.12.2022, <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/23749153>, tableau 02.03.02.10
- 13 <https://www.swissrecycling.ch/de/wertstoffe-wissen/leistungsbericht-2023/kennzahlen,2023-07-14>, source primaire : Carbotech AG, où les économies de CO₂e réalisées se rapportent aux déchets urbains et aux membres de Swiss Recycling.
- 14 RS 814.81, <https://fedlex.data.admin.ch/eli/cc/2005/478>
- 15 https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en

La recharge bidirectionnelle. L'électromobilité peut- elle soutenir le système électrique ?

Novembre 2023

Les véhicules électriques peuvent contribuer de manière significative à la décarbonisation et à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.



Dr. Marius Schwarz est chercheur à l'Energy Science Center de l'ETH Zurich. Dans le cadre de cette activité, il se concentre principalement sur le rôle des politiques publiques dans la transformation des systèmes énergétiques pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques. Auparavant, il a terminé son doctorat sous la direction du professeur Volker Hoffmann dans le groupe de durabilité et de technologie.



Dr. Severin Nowak est professeur de systèmes d'énergie électrique à la Haute école de Lucerne, Technique & Architecture. Dans ce rôle au sein du centre de compétences «Digital Energy and Electric Power», il traite et dirige des projets de recherche appliquée dans le domaine de la numérisation des réseaux électriques, de l'intégration au réseau des sources d'énergie renouvelable et de l'électromobilité ainsi que de l'optimisation de l'exploitation du réseau de distribution, et il enseigne dans ce domaine. Severin Nowak est titulaire d'un doctorat en génie électrique avec spécialisation en systèmes d'énergie électrique de l'Université de Colombie-Britannique, Kelowna, BC, Canada.

L'e-mobilité a un double rôle à jouer dans la transition énergétique : d'une part, elle pose plusieurs défis au système électrique - aux réseaux de distribution et de transport ainsi qu'à la production d'électricité - et, d'autre part, elle peut entraîner une augmentation de la consommation d'électricité. La charge simultanée ou particulièrement rapide des véhicules électriques avec des puissances de charge élevées peut augmenter considérablement les pics de charge¹. Cela peut entraîner des goulets d'étranglement sur le réseau et nécessiter une extension coûteuse du réseau. De plus, la recharge des véhicules électriques constitue déjà aujourd'hui le principal moteur de l'augmentation de la demande d'électricité en Suisse et l'électrification de la mobilité progresse plus rapidement que prévu, ce qui entraîne une augmentation plus rapide des besoins en électricité. On s'attend à une demande annuelle d'électricité de 9 TWh en 2035 et de 17 TWh en 2050². Les perspectives énergétiques 2050+ prévoyaient encore respectivement 5 et 14 TWh³. Ces besoins supplémentaires élevés en électricité doivent être couverts, par la production nationale et les importations d'électricité.



Dr. Jonas Savelsberg est chercheur senior à l'Energy Science Center et au Center for Energy Policy and Economics de l'ETH Zurich. Son travail se concentre sur les instruments politiques pour la transition énergétique européenne et suisse. Il est expert des marchés de l'électricité suisses et européens et a participé au développement de plusieurs modèles de marché de l'électricité. Dans ses projets de recherche actuels, il s'intéresse à l'intégration des véhicules électriques dans le système énergétique et à la création d'incitations pour une recharge plus efficace des véhicules électriques. Jonas Savelsberg est titulaire d'un doctorat en économie et a effectué des recherches à l'Université de Bâle avec le professeur Hannes Weigt.

D'autre part, les véhicules électriques peuvent apporter une contribution considérable à la décarbonisation et à la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Plus d'un tiers des émissions de CO₂ en Suisse sont dues au secteur des transports, dont 72 pour cent aux voitures de tourisme⁴. Les véhicules électriques réduisent ces émissions et contribuent ainsi de manière significative à l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre.⁵ Des objectifs de réduction concrets, y compris un secteur des transports entièrement décarbonisé d'ici 2050, sont désormais également ancrés dans la loi sur la protection du climat. En outre, le futur système électrique nécessitera de plus en plus de flexibilité⁶. Avec la part croissante de la production d'électricité variable – notamment grâce au photovoltaïque – de nouveaux défis apparaissent pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité au moment opportun. Par exemple, la part d'électricité solaire est la plus élevée pendant les heures de midi. Les véhicules électriques qui se rechargent à ces heures peuvent aider à absorber l'électricité photovoltaïque du réseau de distribution, ce qui permet d'intégrer davantage d'énergies renouvelables et de réduire les besoins d'extension du réseau⁷. Une telle charge unidirectionnelle contrôlée – également appelée V1G – peut être mise en œuvre soit par des signaux de prix directement chez le client final (p. ex. tarifs dynamiques), soit par une charge directement contrôlée (p. ex. via un agrégateur, signal de prix sur le marché de gros).

Le potentiel de flexibilité peut encore être augmenté si les batteries de stockage des véhicules électriques sont utilisées de manière bidirectionnelle. Dans le cadre de l'interaction bidirectionnelle entre le système électrique et le véhicule, la batterie de ce dernier peut non seulement tirer de l'électricité du réseau ou d'une source locale, mais aussi la restituer. Les véhicules électriques peuvent ainsi être utilisés comme stockage décentralisé à court terme. Alors que les véhicules électriques consomment en moyenne 6 à 10 kWh/jour,⁸ les capacités actuelles des batteries varient entre 40 et 100 kWh. Les véhicules électriques pourraient donc absorber et restituer un multiple de la consommation réelle, et ce plusieurs fois par jour. La charge bidirectionnelle génère donc une énorme capacité de stockage : dès 2030, la flexibilité utilisable des véhicules électriques pourrait atteindre 5 GW et dépasser ainsi la puissance de toutes les centrales de pompage-turbinage suisses^{9,10}. Contrairement à l'énergie hydraulique, il s'agit toutefois d'un stockage à court terme. Il n'est donc pas possible de déplacer la production solaire de l'été vers l'hiver.

Cas d'application et services de flexibilité de la recharge bidirectionnelle

Dans le cas de la recharge bidirectionnelle, on distingue différents cas d'application en fonction de la personne à qui l'énergie restituée est proposée. D'autres services de flexibilité peuvent être fournis dans chaque cas d'application.

Vehicle-to-home (V2H) et Vehicle-to-building (V2B)

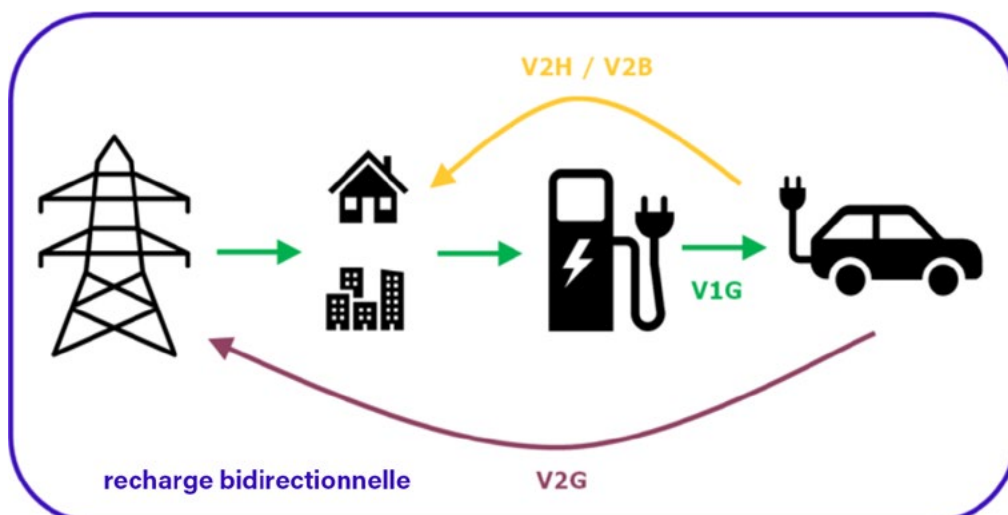
Un cas d'application est la réinjection d'énergie dans une maison (vehicle-to-home/V2H) ou au sein de grands complexes/terrains de bâtiments et de communautés énergétiques locales (vehicle-to-building/V2B). En règle générale, il s'agit ainsi d'optimiser la consommation d'électricité en aval du compteur électrique, la réinjection locale compensant une partie de la consommation. En particulier avec une installation photovoltaïque, où l'électricité solaire produite à midi ne peut pas être utilisée localement, les accumulateurs embarqués servent à déplacer dans le temps les pics de charge du soir. La part d'autoconsommation peut ainsi être augmentée. Cela réduit l'achat d'électricité auprès de l'exploitant du réseau et donc les coûts d'achat d'électricité pour la maison/le site. Si la maison ou le site est soumis à des prix dynamiques pour l'approvisionnement en électricité (à l'heure ou à tarif élevé/bas), il est possible de réduire encore les coûts ou de réaliser des bénéfices grâce à des opérations d'arbitrage. De plus, la charge bidirectionnelle coordonnée permet également de lisser les pics de charge au sein de la zone, ce qui profite au réseau de distribution en amont. Dans le cas d'une maison individuelle dont la consommation journalière est de l'ordre de 10 kWh, la capacité de stockage d'une batterie de voiture est généralement suffisante depuis longtemps pour absorber l'électricité solaire locale et la déplacer vers les heures du soir. Les accumulateurs solaires stationnaires sont généralement dimensionnés avec une capacité correspondant à une fraction de la batterie d'un véhicule. Un obstacle potentiel à l'optimisation de l'autoconsommation est toutefois le fait que le véhicule électrique doit être

sur place à midi. Dans les sites ou les communautés énergétiques locales comprenant des lieux de travail et d'habitation ainsi que des véhicules aux profils d'utilisation divers, l'optimisation de l'autoconsommation devient d'autant plus intéressante que plusieurs véhicules peuvent être agrégés et offrir ensemble des services de stockage. Idéalement, l'infrastructure de recharge (bidirectionnelle) est intégrée dans les systèmes de gestion de l'énergie domestique existants afin de garantir une utilisation efficace et de coordonner la recharge flexible avec d'autres consommateurs contrôlables tels que les pompes à chaleur et les chauffe-eau.

Vehicle-to-grid (V2G)

La caractéristique principale du V2G est que l'énergie de la batterie est réinjectée dans le réseau électrique. La flexibilité grâce à la charge et à la décharge coordonnées des batteries des véhicules en fonction de l'heure peut être fournie en fonction du marché, du réseau et du système :¹¹

- En cas d'utilisation en fonction du marché de gros. Les prix donnent un signal à haute résolution temporelle de la rareté de l'électricité. La mise à disposition est généralement effectuée par des fournisseurs d'énergie ou des agrégateurs (par exemple sous forme de centrale électrique virtuelle).
- Dans le cas du V2G au service du réseau, les flexibilités peuvent être utilisées pour les réseaux de distribution afin de réduire ou d'éviter des situations critiques sur le réseau telles que les goulets d'étranglement et les problèmes de tension. Les véhicules électriques fournissent ainsi des services de réseau aux gestionnaires de réseau de distribution.
- L'utilisation de la flexibilité est utile au système lorsque les ressources énergétiques des véhicules sont utilisées pour maintenir la stabilité du système au niveau du réseau de transport. En règle générale, de grandes



Différents cas d'application de la recharge bidirectionnelle

Cas d'utilisation	Acteur	Approvisionnement en électricité (équilibre entre l'offre et la demande)	Réseau électrique (stabilité du réseau/fonctionnement du réseau)
V2G	Gestionnaire du réseau de transport (Swissgrid) Gestionnaire de réseau de distribution	Services système	Gestion des congestions, régulation de la tension
	Entreprise de distribution d'énergie	Arbitrage énergétique (marché de l'électricité, approvisionnement en électricité à long terme)	
V2H/V2B	Clients finaux	Arbitrage énergétique (tarifs énergétiques variables) Augmentation du taux d'autoconsommation (électricité PV)	Arbitrage énergétique (tarifs de réseau variable) Lissage des pics de charge (peak shaving, demande de charge)

Aperçu des services de flexibilité grâce à la charge bidirectionnelle

flottes de véhicules sont agrégées afin de fournir des services système en tant que centrale électrique virtuelle. Dans l'ensemble, le marché de la puissance de réglage est plutôt petit et le potentiel de bénéfices est limité - en particulier avec l'augmentation de la concurrence due à la généralisation du stockage par batterie et des véhicules électriques flexibles.

L'étude s'est toutefois focalisée sur une utilisation des véhicules uniquement au service du marché. D'autres applications, telles que la mise à disposition de flexibilité pour les services système (au service du système) et la gestion des congestions pour le réseau de distribution (au service du réseau), pourraient encore accroître la valeur de la recharge bidirectionnelle.

Valeur de la charge bidirectionnelle

Les services de flexibilité que la charge bidirectionnelle peut fournir sont donc multiples. Ils peuvent être avantageux pour certains acteurs et, au total, pour l'ensemble du système électrique. Une première estimation de la valeur de la recharge bidirectionnelle a été réalisée à l'Energy Science Center de l'EPFZ à l'aide de la plateforme Nexus-e¹². Les résultats montrent que la recharge bidirectionnelle peut généralement entraîner une baisse des coûts pour le système électrique. Dans différents scénarios et analyses de sensibilité, les coûts peuvent être réduits de 1,7 à 6,6 milliards de CHF au total entre aujourd'hui et 2050 grâce à l'intégration intelligente des batteries des véhicules dans le système électrique - par rapport à un scénario sans recharge pilotée. Une partie de ces économies sera réalisée grâce à une meilleure intégration des énergies renouvelables, notamment de l'électricité solaire. Alors que les coupures dues au développement de l'électricité solaire augmentent généralement, la recharge bidirectionnelle peut réduire considérablement ces coupures. Par exemple, dans les scénarios de l'étude, près de 4 TWh supplémentaires seront injectés dans le réseau en 2050 grâce à la recharge bidirectionnelle, ce qui correspond à environ 10% de la production annuelle d'électricité solaire. Les arrêts évités permettent d'éviter dans la même mesure les importations ou le recours à une production d'électricité non renouvelable plus coûteuse, comme par exemple les centrales à gaz. D'autres économies sont réalisées en raison de la flexibilité accrue dans le commerce de l'électricité.

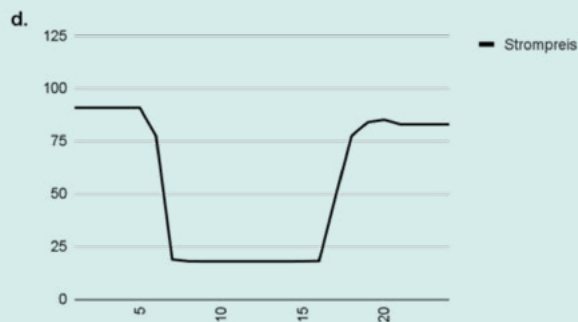
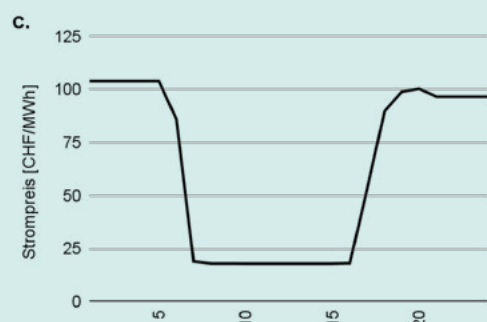
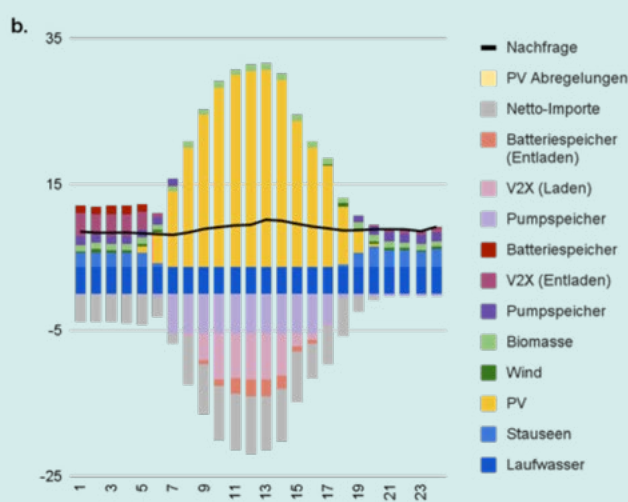
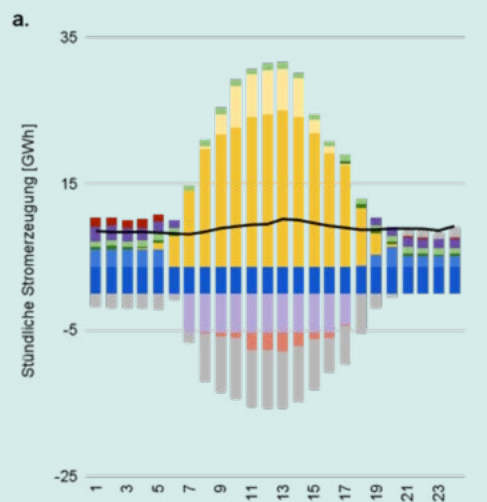
En 2050, près de 4 TWh supplémentaires peuvent être injectés dans le réseau en une année grâce à la charge bidirectionnelle, ce qui correspond à environ 10% de la production annuelle d'électricité solaire.

Il n'existe pas encore d'études qui calculent la valeur totale de la recharge bidirectionnelle utile au réseau et/ou au système. Il existe toutefois deux études concernant l'effet de la recharge unidirectionnelle sur le réseau de distribution suisse. Ainsi, une étude mandatée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a examiné l'impact des scénarios des perspectives énergétiques 2050+ sur le réseau de distribution, les besoins en investissements et l'effet de la flexibilité mise à disposition par les véhicules électriques (unidirectionnelle) sur les besoins¹³. L'étude montre que les besoins d'investissement pour le réseau de distribution d'aujourd'hui à 2050 se situent entre 75 et 84 milliards de CHF. Si la flexibilité des véhicules électriques devait être utilisée de manière à servir le réseau, le besoin d'extension pourrait être réduit de 35 à 60%¹⁴. Une étude récente de la ZHAW (NETFLEX) parvient à des résultats similaires et montre que les véhicules électriques peuvent réduire de 12 à 19% les investissements néces-

Impact de la recharge bidirectionnelle sur le mix électrique quotidien

Un exemple de journée en été 2050 montre l'impact que la recharge bidirectionnelle peut avoir sur le mix électrique suisse et sur les prix de l'électricité. Pour ce faire, nous comparons les figures de gauche (sans charge bidirectionnelle) avec celles de droite (avec charge bidirectionnelle). On remarque tout d'abord que la production d'électricité solaire (barres jaunes) est nettement plus élevée, surtout aux alentours de midi. Les barres jaune clair représentent la production d'électricité solaire qui doit être régulée. Même sans charge bidirectionnelle, les accumulateurs à batterie stationnaires, les accumulateurs de pompage et les exportations aident à intégrer l'électricité solaire. Avec la charge bidirectionnelle, la flexibilité mise à disposition est toutefois nettement plus élevée, ce qui permet d'utiliser même les pics d'électricité.

L'électricité stockée est directement réutilisée en partie le jour même. Ainsi, les importations nettes en soirée ne sont plus nécessaires (voir en a. les barres grises positives entre 20h et 24h). En outre, les exportations nettes sont nettement plus élevées le matin (voir en b. les barres grises négatives entre 0 et 6 heures). De manière générale, moins d'importations et plus d'exportations sont particulièrement précieuses précisément à ces heures-là. Comme dans les figures c. et d., les prix de l'électricité sont particulièrement élevés la nuit.



Sans chargement bidirectionnel

Avec chargement bidirectionnel

Production d'électricité sans (a.) et avec charge bidirectionnelle (b.) et prix de l'électricité qui en résulte (c., d.) pour un jour d'exemple en été 2050

saies dans le réseau de distribution¹⁵. De manière générale, on ne sait toutefois pas encore si la recharge bidirectionnelle peut encore augmenter la valeur pour le système électrique par rapport à la recharge unidirectionnelle. Bon nombre des services de flexibilité mentionnés ci-dessus peuvent également être fournis via une recharge flexible et unidirectionnelle et ne nécessitent pas nécessairement une recharge bidirectionnelle.

Les défis de la recharge bidirectionnelle

La mise en œuvre de la charge bidirectionnelle présente quelques défis, raison pour laquelle la charge est aujourd'hui principalement unidirectionnelle.

Coûts d'infrastructure et de mise en commun

Pour offrir des services de flexibilité au moyen de la recharge bidirectionnelle, il faut que non seulement le véhicule électrique, mais aussi l'infrastructure de recharge et le système dorsal (commande pour un ou plusieurs véhicules) disposent d'une fonctionnalité bidirectionnelle.

La charge bidirectionnelle implique de nouvelles exigences pour ces composants afin de permettre la réinjection de l'énergie de la batterie du véhicule dans le réseau électrique. La forte fragmentation des solutions, les différents connecteurs de charge, les multiples interfaces de communication possibles et les implémentations en partie spécifiques aux fournisseurs et non standardisées créent un paysage technologique complexe dans lequel tous les systèmes back-end et les chargeurs ne sont pas compatibles avec tous les véhicules. De plus, tous les véhicules ne sont pas capables de réinjecter de l'énergie dans le réseau électrique. Certes, au printemps 2022, l'interface de communication entre le véhicule et la station de recharge a été entièrement spécifiée pour la bidirectionnalité dans le cadre de la norme internationale ISO 15118, mais la mise en œuvre par les constructeurs automobiles et les fournisseurs d'infrastructures de recharge est encore lente.

Aujourd'hui, il n'existe que peu de solutions disponibles dans le commerce pour une large utilisation de la recharge bidirectionnelle.

A l'heure actuelle, il n'existe que peu de solutions disponibles dans le commerce permettant d'utiliser largement la recharge bidirectionnelle. Des progrès technologiques sont donc nécessaires, tant pour les véhicules électriques que pour l'infrastructure de recharge. A cela s'ajoutent les coûts encore nettement plus élevés de l'infrastructure de recharge bidirectionnelle (de l'ordre de > 10'000 CHF

contre environ 1'000 CHF pour l'infrastructure de recharge unidirectionnelle), car celle-ci repose aujourd'hui principalement sur la recharge DC. Désormais, certains fournisseurs intègrent la capacité de recharge bidirectionnelle dans les véhicules, ce qui permet à ces véhicules d'être également bidirectionnels avec des bornes de recharge AC, ce qui devrait permettre de réaliser des économies drastiques sur l'infrastructure de recharge bidirectionnelle. En outre, l'exploitation d'une flotte de véhicules pilotée nécessite l'installation et l'entretien d'une infrastructure de communication (sans fil ou câblée). Enfin, la mise en commun et l'exploitation des plates-formes de gestion logicielle entraînent des coûts d'exploitation supplémentaires.

Disponibilité et prévisibilité de la flexibilité

Afin de pouvoir fournir le plus grand nombre possible de services de flexibilité, les véhicules électriques devraient idéalement offrir une grande disponibilité et une grande prévisibilité. Ceci est particulièrement important pour la mise à disposition de services système, car la participation doit être très contraignante. Ainsi, ce sont surtout les agrégateurs qui regroupent les véhicules électriques qui doivent pouvoir prédire de manière fiable la quantité et la durée de la flexibilité. Cet engagement peut souvent entrer en conflit avec les besoins de mobilité individuels et spontanés des utilisateurs de véhicules.

La disponibilité et la prévisibilité varient en fonction de l'utilisation du véhicule¹⁶. Par exemple, les véhicules utilitaires ont tendance à avoir une disponibilité faible, mais une prévisibilité élevée, car les trajets et les heures d'utilisation sont souvent planifiés. En revanche, les véhicules privés présentent une disponibilité plus élevée - en Suisse, les véhicules privés ne sont pas utilisés pour la mobilité pendant 95% du temps - mais une prévisibilité moindre, car l'utilisation des véhicules est hétérogène¹⁷. Outre les pendulaires typiques qui se déplacent le matin et le soir, l'utilisation des véhicules est dominée par des trajets plus courts au cours de la journée et par une très faible utilisation de la voiture. L'utilisation de véhicules plusieurs fois par semaine pour des trajets plus longs est plus fréquente dans les zones rurales. Dans le cas de cette utilisation, la disponibilité serait plutôt faible, car en raison de la forte consommation d'énergie, les temps de stationnement relativement courts doivent être presque entièrement utilisés pour la recharge.

La disponibilité et la prévisibilité sont plus élevées pour les véhicules qui ont de longues périodes de stationnement planifiées ou un horaire de travail strict (par exemple, les bus scolaires ou les parkings à longue durée de stationnement). Bien que les véhicules électriques d'autopartage soient davantage utilisés que les véhicules privés, il reste néanmoins un potentiel de flexibilité considérable en raison des longues durées d'immobilisation des véhicules non réservés. Mobility, par exemple, propose les premiers services de flexibilité bidirectionnels¹⁸. La combinaison de

différentes utilisations de véhicules et la diversité des schémas d'utilisation dans le temps et dans l'espace qui en résulte augmentent la probabilité que les agrégateurs puissent fournir la quantité de capacité de flexibilité convenue à un moment donné.

En plus du comportement de conduite, le comportement de branchement a un effet considérable sur le potentiel de flexibilité. Par exemple, le véhicule électrique peut être rechargé après chaque trajet, ou même simplement lorsque la batterie a atteint un faible niveau de charge. Alors qu'il ne sera guère possible d'influencer l'utilisation du véhicule, le comportement de branchement pourrait être influencé par des incitations à fournir de la flexibilité.

Incitations à la fourniture de flexibilité

Pour les utilisateurs, la mise à disposition de la flexibilité implique généralement une perte de confort¹⁹ et des incertitudes quant à l'impact sur la batterie du véhicule électrique. Pour motiver les utilisateurs, des incitations comme des signaux de prix ou des informations basées sur l'état du réseau électrique ou sur l'intensité en CO₂ du mix électrique sont nécessaires.

Pour obtenir des signaux de prix suffisants, il peut être utile de combiner plusieurs applications.

Différentes études ont examiné le niveau des signaux de prix. En général, il s'est avéré que les utilisateurs de véhicules réagissent aux signaux de prix²⁰, mais que l'effet varie fortement d'une personne à l'autre²¹. Sur la base d'une enquête menée dans le cadre de l'étude ZHAW susmentionnée, la rémunération nécessaire pour les utilisateurs de véhicules électriques a été estimée. Selon l'enquête, ceux-ci s'attendent à une compensation de 36 CHF par an. A chaque nouveau report de charge, l'indemnisation attendue augmente également. On ne sait pas encore si la valeur des options de flexibilité offertes avec la charge contrôlée sera suffisamment élevée pour fournir les signaux de prix nécessaires. Les études menées jusqu'à présent indiquent une valeur pour les services de flexibilité proposés de 80 CHF (au service du réseau, unidirectionnel)²² à 100 CHF (au service du marché, bidirectionnel)²³ par véhicule et par an – et ce sans déduire les coûts d'infrastructure et d'exploitation.

Pour obtenir des signaux de prix suffisants, il peut être utile de combiner plusieurs applications. Il faut tenir compte du fait qu'une application ne devrait pas avoir d'effet négatif sur la réalisation des objectifs de l'autre application. Par exemple, les deux études de l'OFEN et de la ZHAW montrent que le besoin d'investissement dans le réseau de distribution pourrait même être plus élevé si la flexibilité des véhicules électriques est utilisée en fonction

du marché - par rapport à un scénario dans lequel la flexibilité n'est pas du tout utilisée. Il faut donc des approches intelligentes pour combiner les différentes applications et maximiser la valeur ajoutée de la recharge bidirectionnelle.

Conclusions pour les acteurs

Les véhicules électriques peuvent contribuer à intégrer les énergies renouvelables et à réduire les besoins d'extension du réseau. Pour que l'e-mobilité ne devienne pas une «malédiction», mais une bénédiction pour le système électrique, nous voyons trois domaines d'action dans lesquels les acteurs économiques et politiques doivent agir :

Numérisation et informatique

- Afin d'utiliser la flexibilité des véhicules électriques en fonction du réseau, il faut des systèmes de surveillance des réseaux de distribution qui détectent par exemple à temps les goulets d'étranglement potentiels. Pour cela, la numérisation générale des réseaux de distribution doit progresser. Ainsi, les marchés de la flexibilité au niveau du réseau de distribution sont encore peu établis dans notre pays. Un tel marché de la flexibilité est actuellement élaboré dans le cadre du projet pilote ENFLATE par la Haute école de Lucerne en collaboration avec EPEX Spot, SAK et CKW²⁴.
- Pour mutualiser les véhicules électriques, l'interopérabilité entre les différents systèmes informatiques (back-end, stations de recharge, véhicules) doit être garantie. De plus, l'infrastructure de communication doit répondre à des exigences élevées en termes de temps de latence et de volume de données. Pour que les services système puissent être proposés de manière conforme, des temps de réaction stricts doivent être respectés. Les concepts de mise à disposition de puissance de réglage par des véhicules électriques sont élaborés et mis en œuvre aussi bien dans le cadre du projet EVFlex²⁵ de l'OFEN que dans le cadre du projet pilote et de démonstration V2X-Suisse²⁶.

Incitations pour les services de flexibilité

- Afin de motiver les utilisateurs de véhicules électriques à utiliser des services de flexibilité adaptés au réseau et au système, la mise à disposition doit présenter des avantages financiers. Différents signaux de prix peuvent fonctionner en fonction de l'application (V2H/V2B, V2G) : Pour le V2H/V2B, les tarifs d'électricité dynamiques pour les clients finaux, qui reflètent à la fois l'état de la production et de la demande actuelle d'électricité et l'état du réseau de distribution, sont une option. Pour le V2G avec des véhicules électriques mis en commun, c'est surtout une obligation d'indemnisation en cas d'utilisation de la flexibilité qui est efficace. Ces incitations doivent concilier plusieurs objectifs de flexibilité et tenir compte des compromis entre les

services de flexibilité au niveau du transport, de la distribution et de la production. Pour cela, des concepts d'opt-out (les utilisateurs doivent décider de ne pas participer) peuvent être efficaces au lieu des concepts d'opt-in (les utilisateurs doivent décider de participer). En général, les incitations doivent être suffisamment attrayantes et automatisées pour que les utilisateurs de véhicules électriques participent en grand nombre.

- De manière générale, il convient également de clarifier dans quelle mesure l'électricité réinjectée est rémunérée.

On ne sait pas encore si les avantages supplémentaires apportés par la recharge bidirectionnelle par rapport à la recharge unidirectionnelle flexible justifient les coûts plus élevés de l'infrastructure de recharge.

Il s'agit notamment de l'exonération des frais de réseau pour l'énergie réinjectée à partir des batteries des véhicules électriques (et plus généralement des accumulateurs décentralisés). Les communautés énergétiques locales peuvent également créer un cadre permettant d'utiliser localement la flexibilité des véhicules électriques et de les rémunérer en conséquence.

Charge unidirectionnelle vs bidirectionnelle

- La recharge bidirectionnelle nécessite des coûts d'investissement initiaux nettement plus élevés que la recharge unidirectionnelle, notamment en ce qui concerne l'infrastructure de recharge. Par conséquent, les services de flexibilité supplémentaires doivent également créer une valeur ajoutée significative par rapport à la recharge unidirectionnelle. Il n'est pas encore suffisamment clair si c'est le cas dans le système électrique suisse. Ainsi, d'autres études et exemples pratiques sont nécessaires pour comparer directement la recharge unidirectionnelle et bidirectionnelle.
- Un autre point en suspens concerne les garanties d'origine. Selon l'AES, l'énergie électrique prélevée sur le réseau de distribution, stockée temporairement et réinjectée dans le réseau doit être mesurée et différenciée en fonction de son origine (réseau, production propre)²⁷. Cela représente un défi supplémentaire pour les accumulateurs d'électricité mobiles, car ils ne chargent et ne réinjectent pas nécessairement de l'énergie au même endroit. Il faut soit des solutions numériques qui permettent une telle traçabilité, soit des assouplissements réglementaires spécifiques à la charge bidirectionnelle.

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670722005686>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/78058.pdf>
En 2035, 2,1 millions de voitures électriques à batterie devraient déjà être immatriculées en Suisse.
- <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- Office fédéral de la statistique, Mobilité et transports, 2023.
- Hoekstra A., Steinbruch M., Comparaison des émissions de gaz à effet de serre des voitures électriques tout au long de leur vie avec celles des véhicules à essence ou diesel, Eindhoven University of Technology
- La flexibilité est la modification contrôlée de l'injection ou de la demande d'électricité. Parmi les exemples de services de flexibilité figurent le réseau de transport (par exemple, le maintien de la fréquence du réseau), le réseau de distribution (par exemple, la régulation de la tension ou la gestion des congestions) et les fournisseurs d'énergie (par exemple, une moindre limitation de la production d'électricité).
- Anwar, M. B. et al. Assessing the value of electric vehicle managed charging: a review of methodologies and results. *Energy Environ. Sci.* 15, 466-498 (2022).
- En moyenne, un véhicule électrique (à usage privé) est stationné 23 heures par jour, parcourt 37 km par jour et consomme donc entre 6 et 10 kWh pour une consommation comprise entre 16 et 25 kWh/100 km.
- <https://nexus-e.org/vehicule-to-grid-in-switzerland/>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- AES, «Flexibilités - Document de base sur les connaissances», août 2016.
- <https://nexus-e.org/vehicule-to-grid-in-switzerland/>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- Dans ce scénario, en plus de la charge orientée vers le réseau, on a supposé un écrêtage des pointes des installations PV à 85% de leur puissance nominale. Les économies indiquées ne sont donc pas uniquement imputables à la recharge en fonction du réseau.
- <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true>
- Gschwendtner, C. et al. Vehicle-to-X (V2X) implementation: An overview of predominant trial configurations and technical, social and regulatory challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 145, 110977 (2021), doi.org/10.1016/j.rser.2021.110977
- Document de position de l'ATE: Numérisation et conduite automatisée dans le trafic routier, <https://www.mobility.ch/de/magazin/elektroautos-gegen-stromknappheit>
- Muratori, M. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nat. Energy* 2018 3, 193-201 (2018), <https://www.nature.com/articles/s41560-017-0074-z>
- Bailey, J. & Axsen, J. Anticipating PEV buyers' acceptance of utility controlled charging. *Transp. Res. Part A Pol. Prac.* 82, 29-46 (2015), <https://doi.org/10.1016/j.tra.2015.09.004>
- Langbroek, J.H.M. et al. Quand chargez-vous votre véhicule électrique? A stated adaptation approach. *Energy Policy* 108, 565-573 (2017), <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.023>
- ZHAW, 2022, <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true>
- <https://nexus-e.org/vehicule-to-grid-in-switzerland/>
- Haute école de Lucerne, «Projet européen Horizon ENFLATE: la numérisation au service de la transition énergétique», [en ligne], <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/ueber-uns/medien/medienmitteilungen/2022/11/17/news-site/projekte/detail/?pid=5883>
- Haute école de Lucerne, «EVFlex - Agrégation de la flexibilité des véhicules électriques au service du réseau», [en ligne], <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/forschung/projekte/detail/?pid=5883>
- Mobilité, Un problème devient une solution - avec V2X, [en ligne], <https://www.mobility.ch/de/v2x>
- AES, Infrastructure de recharge pour l'électromobilité (HBLE-CH), 2022



Avec le soutien de



Etat : novembre 2023

Conseil rédactionnel :

Dr Oliver Wimmer

Conception et réalisation graphique :

CR Kommunikation AG

Forum Stockage d'énergie Suisse

Falkenplatz 11

Case postale

3001 Berne

Téléphone : 031 301 89 62

Fax : 031 313 33 22

E-mail : speicher@aeesuisse.ch

web : stockage.aeesuisse.ch

