

Elektrische Energiespeicher und Versorgungs- sicherheit

Kompodium zu Forschung,
Entwicklung, Potenzial
und Systemintegration
von Batteriespeichern.

Mit Unterstützung von



Das Forum Energiespeicher Schweiz

Das Forum Energiespeicher Schweiz wurde 2014 als Initiative der aeesuisse gegründet. Das Forum und dessen Partner aus Wirtschaft und Wissenschaft unterstützen die Umsetzung der klimapolitischen Ziele der Schweiz und der Energiestrategie 2050 und damit ein kosteneffizientes, CO₂-neutrales und erneuerbares Gesamtenergiesystem. Das Forum fungiert als Think Tank und Dialogplattform der Wirtschaft, der Wissenschaft und der Politik. Aufgabe ist es, fundiertes Wissen zur Vielfalt der Speicheroptionen und Einsatzmöglichkeiten, zum system- und klimadientlichen Einsatz von Energiespeichern sowie zu Rahmenbedingungen und Geschäftsmodellen, die einen solchen Speichereinsatz ermöglichen, zugänglich zu machen. Das Forum Energiespeicher Schweiz versteht Speicher nicht als Selbstzweck. Es ist sektorübergreifend – Wärme, Strom, Mobilität – und technologieneutral organisiert und tauscht sich offen mit anderen Organisationen aus.

speicher.aeesuisse.ch

Forum Energiespeicher Schweiz

Falkenplatz 11
Postfach
3001 Bern

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

E-Mail: speicher@aeesuisse.ch

Mit grossen Schritten voran

Liebe Leserin, lieber Leser

2022 hat das Forum Energiespeicher Schweiz die erste Ausgabe des Kompendiums Batteriespeicher vorgelegt. Dies geschah unter dem Eindruck des Kriegs in der Ukraine und den damit verbundenen Sorgen um die Versorgung mit Öl und Gas sowie exorbitant gestiegenen Energiepreisen.

Auch dieses Jahr tobt in Europa der Krieg. Zwar scheint die Versorgung mit Gas fürs Erste gesichert und die Preise sind deutlich gesunken. Dennoch kämpft die Welt mit den Folgen. So ist nicht nur die verlässliche und bezahlbare Versorgung mit Öl und Gas, sondern auch mit Strom ein beherrschendes Thema der Politik, der Wirtschaft und auch der Menschen.

Doch anders als bei importierten fossilen Energieträgern haben wir mit heimischen erneuerbaren Energien verschiedene Optionen für eine ganzjährige Energieversorgung zu berechenbaren Kosten. Dafür ist seit Erscheinen der ersten Ausgabe des Kompendiums viel geschehen: Die Batterieforschung und -entwicklung hat grosse Fortschritte, auch in der Schweiz, gemacht. Ebenso wichtig: Politisch wurden mit der deutlichen Annahme des Klima- und Innovationsgesetzes und der zum heutigen Zeitpunkt vor dem Abschluss stehenden Verhandlung des Mantelerlasses im Parlament Durchbrüche erzielt, die vor Kurzem noch undenkbar schienen. Vieles davon ist bedeutsam für die kurz- bis langfristige Speicherung von Energie. Zu nennen ist hier insbesondere die Netzentgeltbefreiung von Speichern mit Endverbrauch. Diese lässt endlich neue system-, netz- und klimadienliche Anwendungen und Geschäftsmodelle von Batteriespeichern zu und wird den notwendigen Ausbau einer vielfältigen Speicherinfrastruktur beschleunigen, wie es die «Roadmap Energiespeicher 2.0» fordert.¹

Man erinnere sich: Als das Forum Energiespeicher Schweiz im Jahr 2014 gegründet wurde, herrschte die offizielle Haltung vor, dass ein Ausbau der Speicherslandschaft nicht vor 2030 erforderlich sei. Man sieht einmal mehr, dass die Energiepolitik nicht mehr in Jahrzehnten planen kann, sondern eine neue Dynamik entfalten muss. Gleichzeitig haben sich sowohl die technischen Optionen als auch das Verständnis der wichtigsten Akteure mit dieser Notwendigkeit mitentwickelt.

Das vorliegende Kompendium kann zwar nur einen Ausschnitt aus der Vielfalt der Themen zu Batteriespeichern beleuchten. Wir denken, wir haben die zentralen Aspekte ausgewählt: die Einbindung von stationären und zunehmend mobilen Batteriespeichern in das Gesamtsystem, die nachhaltige Verwertung von Rohstoffen und die Bedeutung von Batteriespeichern für den Forschungs- und Wirtschaftsstandort Schweiz.

Wir wünschen Ihnen viel Spass beim Lesen!

Für die Autorinnen und Autoren

Thomas Nordmann

Forum Energiespeicher Schweiz
Sprecher der Wirtschaft

Prof. Dr. Frank Krysiak

Forum Energiespeicher Schweiz
Sprecher der Wissenschaft

¹ https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/06/FESS_Roadmap_Speicher_2_220620-1.pdf

Inhalt

6 Energiewende im Stresstest

Thomas Nordmann | TNC Consulting AG,
Forum Energiespeicher Schweiz

Jörg Hofstetter

10 Optionen und Synergien verschiedener Speichersysteme

Marcel Gauch | Empa, Technology & Society Lab

Prof. Maurizio C. Barbato | SUPSI

20 Von der Abhängigkeit zur Kreislaufwirtschaft: Ansätze zu einem neuen Umgang mit Batterierohstoffen in der Schweiz

Alessandra Hool | ESM Foundation

Viktor Hangartner | BFH-Zentrum
Energiespeicherung

Christian Ochsenbein | BFH-Zentrum
Energiespeicherung

29 Bidirektionales Laden. Kann die Elektromobilität das Stromsystem unterstützen?

Dr. Marius Schwarz | ETH Zürich,
Energy Science Center

Dr. Severin Nowak | Hochschule Luzern,
Technik & Architektur

Dr. Jonas Savelsberg | ETH Zürich,
Energy Science Center und Center for Energy
Policy and Economics

Energiewende im Stresstest

November 2023

Bis 2030 werden die Stauseen die Schwankungen der PV-Produktion ausgleichen können, danach könnten zusätzliche Speicherkapazitäten, auch für die Langzeitspeicherung, erforderlich sein. Eine Roadmap mit Rahmenbedingungen für einen gestaffelten Speicherausbau ist der richtige Weg.¹



Thomas Nordmann beschäftigt sich als einer der Schweizer Solarpioniere seit 1974 mit der konsequenten Nutzung der Sonnenenergie und der rationellen Energienutzung. 1985 gründete er die TNC Consulting AG. Seit 2010 ist die TNC Consulting AG zusammen mit der Tochterfirma Effienergie AG mit dem Vollzug des nationalen Gebäudeprogrammes für 13 Kantone und 5 ProKW Stromeffizienz-Programmen befasst. Er ist dreifacher Gewinner des Schweizer Solarpreises und Träger des Europäischen Solarpreises 1997. Thomas Nordmann ist Sprecher der Wirtschaft des Forums Energiespeicher Schweiz und dessen Vertreter im Vorstand der aeesuisse.



Jörg Hofstetter war nach der Ausbildung zum Elektroingenieur und mehrjähriger Industrieerfahrung fast 20 Jahre als Dozent und Forscher an der Hochschule Luzern im Bereich Informatik tätig, Schwerpunkt Software Engineering. Seit seiner Pensionierung setzt er sich verstärkt mit Datenanalyse und Modellierung im Themenbereich «CO₂ Netto Null» auseinander. Er ist Herausgeber der Webseite co2nettonull.com, einem jährlich aufdatierten CO₂-Monitoring der Schweiz.

Im Bericht «Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom»² haben wir gezeigt, wie eine Kombination aus Photovoltaik und Speicherseen kurzfristig die Stromversorgung der Schweiz sichern kann. Im neuesten Bericht haben wir den Zeithorizont erweitert und zeigen anhand publizierter Stromszenarien, dass PV und Speicherseen auch für die nächsten 10 Jahre, in welchen die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 abgeschaltet werden und die Elektromobilität ausgebaut wird, diese Rolle übernehmen können.

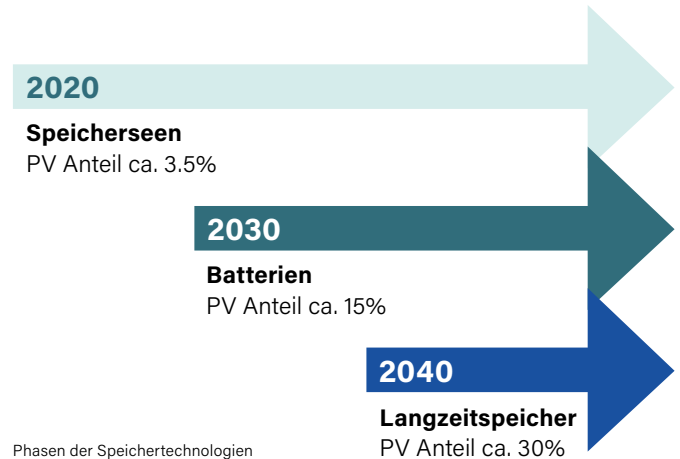
Wir untersuchten dazu, wie sich der gesamte Endenergieverbrauch der Schweiz bis 2050 entwickeln wird mit Fokus auf der Stromproduktion. Da die Photovoltaik dabei eine wesentliche Rolle spielt, interessiert uns, ob die Speicherkapazitäten der Speicherseen die Schwankungen der PV-Produktion weiterhin ausgleichen können. Wir konnten zeigen, dass bis 2030 die Stauseen die notwendige Speicherung übernehmen können, danach aber zusätzliche Batterien notwendig werden. Erst für die Zeit nach 2040 bleiben Fragen zur optimalen Technologiewahl zur Langzeitspeicherung (Power-to-X).

Dazu haben wir im Rahmen eines Speichersee-Modelles ein ausgewähltes Stromszenario von Nationalrat Grossen, welches auf der Axpo Power-Switcher Plattform dokumentiert ist³, einem intensiven Stresstest unterzogen und daraus die Auswirkungen auf die jährlichen Füllpegel der Speicherseen im Jahr 2030 errechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass damit die Speicherseen bis 2030 ihre Funktion auch bei fortgesetztem Stromhandel erfüllen können. Dabei werden auch die Auswirkungen der aktuellen Resilienz-Bedingungen der ElCom⁴ und die neueste Studie der ETH Zürich⁵ zur Bedeutung der Staffelung der KKW-Abschaltung diskutiert.

Speicherseen können Energie aus dem Sommer für den Winter speichern, und überschüssiger PV-Strom im Sommer/Herbst kann bei der Optimierung helfen.

Hauptphasen des Speicherausbaus

Da die PV-Produktion Schwankungen unterliegt, wird mit zunehmendem PV-Ausbau auch der Speicherbedarf wachsen – einerseits für den Ausgleich von Tagesschwankungen (Tag/Nacht, Schlechtwetter), aber auch für die Langzeitspeicherung vom Sommer in den Winter, und die Netzstabilisierung.



Die Grafik zeigt etwas vereinfacht, wie man sich den Speicherausbau in drei Phasen gestaffelt vorstellen kann.

Wir können basierend auf Zahlen einer Studie des VSE⁶) grob drei Hauptphasen unterscheiden.

1. Speicherseen: Bis etwa 2030 werden die notwendigen PV-Speicheranforderungen grossmehrheitlich durch Speicherkraftwerke und Pumpspeicher abgedeckt. Je nach Szenario spielen im geringeren Masse auch lokale Batterien und/oder zuschaltbare Gaskraftwerke eine Rolle.
2. Batterien: Zwischen 2030 und 2040 wird die installierte Batterieleistung stark anwachsen müssen (Vervielfachung). Nicht nur um Schwankungen der wachsenden PV-Produktion auszugleichen, auch für die Netzstabilisierung, welche mehrere Stufen umfasst, bis hin zur ganz kurzfristigen Stabilisierung, die heute durch die Massenträgheit der mechanischen Generatoren übernommen wird. Technisch werden dies einerseits Li-Ion-Speicher sein, aber auch neue, dezentrale Speichertechniken wie Salzspeicher. Dieser Ausbau wird wesentlich durch den Ausbau der E-Mobilität unterstützt. Entweder mittels Rückspeisung direkt aus E-Fahrzeugen und/oder aus stationären Anlagen bestehend aus Second-Life-Akkus, die aus E-Fahrzeugen ausgebaut und aufbereitet werden.

3. Langzeitspeicher: Langfristig könnte es zusätzliche Langzeitspeicher brauchen, um Strom aus dem Sommer für den Winter bereitzustellen. In diesem Punkt gibt es bei den unterschiedlichen Modellen noch grössere Differenzen. Manche setzen auf importierten grünen Wasserstoff, andere auf lokal produzierten Wasserstoff/Power-to-Gas. Oder werden sich neue Batterieentwicklungen durchsetzen oder importierter Windstrom aus dem Norden?

Machbarkeitseinschätzung: Die nötigen Technologien für die Phasen «Speicherseen» und «Batterien» stehen schon heute zur Verfügung oder kurz vor der Markteinführung. Für die Phase «Langzeitspeicherung» sind Technologien bekannt, aber auch noch (Forschungs-) Fragen offen. Deren Klärung muss vorangetrieben werden, aber Entscheide können/müssen noch etwas zuwarten.

Mit Speicherseen Energie aus dem Sommer für den Winter speichern?

Mit der Zunahme der PV-Stromproduktion nimmt auch die saisonale Langzeitspeicherung von PV-Strom vom Sommer in den Winter an Bedeutung zu. Damit drängt sich die Frage auf, ob Speicherseen PV-Energie saisonal speichern können. Die Antwort ist nicht ganz einfach.

Zum einen können wir im Sommer nicht mit überschüssigem PV-Strom grosse Mengen Wasser in die Stauseen pumpen. Die Pumpspeicherkraftwerke haben nicht die nötigen Kapazitäten dazu (beschränkend sind meist die unteren Speicherbecken²). Zum anderen brauchen wir die Pumpspeicher vor allem für den täglichen Ausgleich.

Andererseits ist es bereits heute so, dass im Sommer/Herbst Energie in Form von natürlichem Wasserzufluss in den Speicherseen gespeichert und in den Wintermonaten konsumiert wird. Die aktuelle Kapazität der Speicherseen wird damit aber weitgehend ausgeschöpft.

Bereits im vorherigen Bericht² haben wir aufgezeigt, wie die PV-Produktion im Winter zur Entlastung der Speicherseen und damit der Schaffung einer Wasserreserve beitragen kann. Eine hohe PV-Produktion im Sommer kann uns analog dabei unterstützen, die Langzeitspeicherung per natürlichem Zufluss zu optimieren, indem die PV-Produktion die Verstromung im Sommer/Herbst entlastet und die Speicherseen damit schneller gefüllt werden. Dies trägt direkt zur Versorgungssicherheit bei: Sollte ein schneearmes Jahr zu wenig Zufluss generieren, kann dies so kompensiert werden!

In diesem Sinne gilt: Ja, Speicherseen können Energie aus dem Sommer für den Winter speichern, und überschüssiger PV-Strom im Sommer/Herbst kann bei der Optimierung helfen.

Dabei sind ergänzende Technologien wie die im Folgenden beschriebene Druckluftspeicherung eine weitere Option.⁷

Resilienzmassnahmen zur Sicherung der Winterstromversorgung

Um die Resilienz des Systems insbesondere im Winter zu erhöhen, müssen zusätzliche Instrumente wie Füllstandsreserven in Speicherseen, alpine PV, Windenergie, Geothermie und Demand Side Management genutzt werden. Auch Batteriespeicher und thermische saisonale Speicher werden ihren Beitrag leisten:

- Batteriespeicher: Neben klassischen Li-Akkus können z. B. lokal Salzspeicher für die kurzzeitige Überbrückung von Produktionsflauten installiert werden. Die Speicherausbauphase ab 2030 wird vom Ausbau der E-Mobilität profitieren, entweder mittels Rückspeisung aus E-Fahrzeugen⁸ oder/und aus stationären Anlagen bestehend aus Second-Life Akkus.
- Thermische saisonale Speicher: Thermische Wärmespeicher können den Strombedarf im Winter wesentlich reduzieren und damit zur Versorgungssicherheit beitragen: «Kumuliert können saisonale Wärmespeicher den Winterstrombedarf um 4 TWhel und damit den zusätzlichen Winterstrombedarf theoretisch um bis zu 40 Prozent reduzieren!»⁹

Diese Überlegungen werden auch im Beitrag «Optionen und Synergien verschiedener Speichersysteme» anhand der Funktionen und dem möglichen Zusammenspiel von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftenergiespeichern und elektrochemischen Energiespeichern vertieft.

1 Diese Ausführungen sind ein geringfügig modifizierter Auszug aus dem Thesenpapier Nordmann T., Hofstetter J. (2023): Energiewende im Stresstest; <http://bit.ly/3Zq57gb>

2 Nordmann T., Hofstetter J. (2022): Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende; <https://bit.ly/46kWWUK>

3 <https://powerswitcher.axpo.com/>, Szenario «Nationalrat Grossen»

4 EICOM (2023): Winterproduktionsfähigkeit – Einschätzungen der EICOM bis 2035; <http://bit.ly/461NhCV>

5 Schwarz M., Renggli S., Gjorgiev B. (2023): Swiss electricity supply after the «Mantelerlass» – quo vadis?; <https://bit.ly/40k7LVv>

6 VSE (2022): Energieversorgung der Schweiz bis 2050; <https://bit.ly/3PZVmT7>

7 vgl. «Optionen und Synergien verschiedener Speichersysteme» in diesem Kompendium

8 vgl. «Bidirektionales Laden. Kann die Elektromobilität das Stromsystem unterstützen?» in diesem Kompendium

9 Forum Energiespeicher Schweiz (2022): Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen; <https://bit.ly/3ZsvUsq>

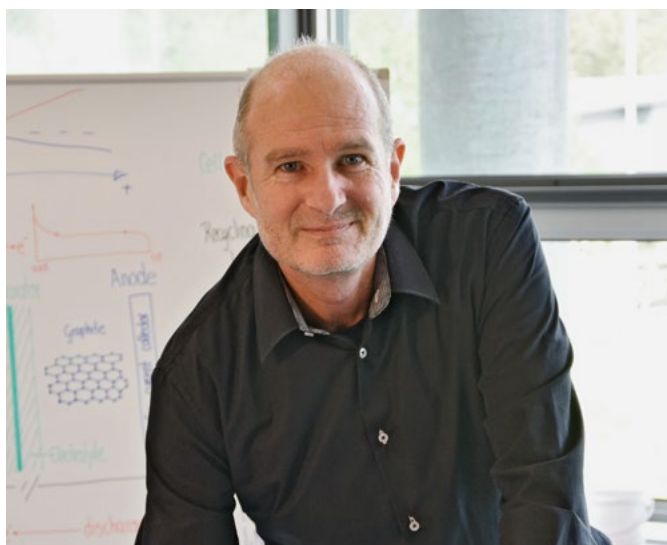


Swissmill, Coop Getreidesilo in Zürich
Foto: TNC Consulting AG

Optionen und Synergien verschiedener Speichersysteme

November 2023

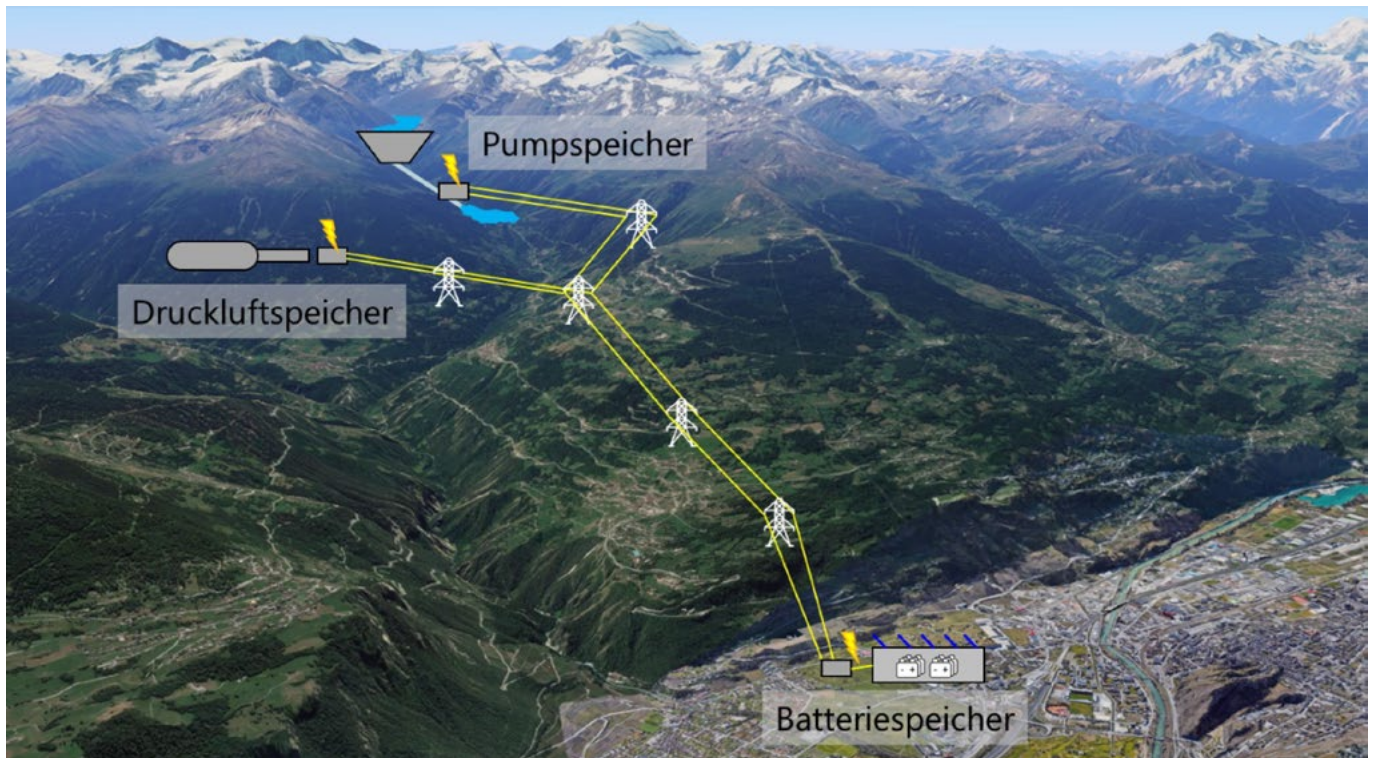
Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftenergiespeicher und elektrochemische Energiespeicher: Was können sie leisten für die Versorgungssicherheit? Wie könnten sie sinnvoll zusammenspielen? In Zukunft mehr, als man denkt!



Marcel Gauch untersucht am Technology & Society Lab der Empa Fragen zur Nachhaltigkeit von heutigen und zukünftigen Technologien. Der Fokus liegt auf Studien für öffentliche und private Institutionen zu Ressourcen, Energie und Mobilität. Er kann auf praktische Erfahrungen als Maschineningenieur in der Umwelttechnologiebranche und als Berater für Umwelt- und Energietechnologien im Nord-Süd-Kontext zurückgreifen. Seine speziellen Interessen liegen bei zukünftigen Energie- und Mobilitätsoptionen unter Anwendung von Methoden zur Betrachtung des gesamten Lebenswegs.



Maurizio C. Barbato erwarb seinen Abschluss in Luftfahrttechnik an der Universität Rom und promovierte in Chemieingenieurwesen am Politecnico di Torino. Er ist Professor an der SUPSI und Leiter des MEMTi-Instituts in der Abteilung für innovative Technologien. Seine Forschungsaktivitäten liegen in den Bereichen Thermodynamik, Wärmeaustausch, erneuerbare Energien und Energiespeicherung. Prof. Barbato und sein Forschungsteam waren PIs des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung zum Thema Wärme- und Stromspeicherung. Zurzeit ist Prof. Barbato aktiv an der Förderung der A-CAES-Forschungsaktivitäten in der Schweiz beteiligt.



Visualisierung von drei Optionen zur Energiespeicherung: Druckluft, Wasser, Batterien

Der folgende Beitrag macht eine qualitative Gegenüberstellung der modernsten Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz (Nant de Drance, Linth-Limmern) mit elektrochemischen Energiespeichern («Batterien») und einem dank unserer Geografie im Alpenraum mit festem Grundgestein vielversprechenden System eines effizienten Druckluftenergiespeichers. Der Schwerpunkt liegt bei der bisher am wenigsten bekannten Technologie: dem Druckluftenergiespeicher. Pumpspeicherkraftwerke und Batterien sind besser bekannt und werden deshalb nur zusammenfassend erläutert. Auf synthetisch mit Elektrizität produzierte Stoffe (Wasserstoff, Synfuels) zur Energiespeicherung wird hier nicht eingegangen. Das Thema braucht Raum für differenzierte Betrachtungen und soll zu einem späteren Zeitpunkt aufgegriffen werden.

	Energie (TWh)	Ref
Laufwasserkraftwerke (48,4 %), Jahresproduktion	18,0	¹
Speicherkraftwerke (47,4 %), Jahresproduktion	17,7	¹
Pumpspeicherkraftwerke (4,2 %), Jahresproduktion	1,6	¹
Total aus Wasser (100 %), durchschnittliche Jahresproduktion	37,3	¹
Total Endverbrauch Elektrizität Schweiz 2022	57,0	²
Kapazität aller Speicherkraftwerke zusammen	8,9	²

Die mittlere Produktionserwartung der Wasserkraftanlagen der Schweiz sowie der Gesamtenergieverbrauch und die Kapazitätsreserve aus Wasserkraft (Stand 31.12.2022).

Kontext

Bei der Elektrizitätsversorgung muss immer genügend Strom zur richtigen Zeit am richtigen Ort zur Verfügung stehen. Dies erfolgt durch eine vorausschauend geregelte Produktion der grossen Versorgungsanlagen, aber auch durch einen kurzzeitigen Ausgleich mittels Speicherkraftwerken. Dazu werden heute in grösserem Massstab ausschliesslich Wasserkraftwerke eingesetzt.

Die Schweiz verfügt über etwa 1'300 Speicher- und Laufwasserkraftwerke¹. Dank ihrer Topografie und grosser Niederschlagsmengen ist die Schweiz im Vergleich mit anderen Ländern privilegiert und produziert 60 Prozent des Strombedarfs aus Wasserkraft.

Die durchschnittliche jährliche Energieproduktion aller Wasserkraftwerke zusammen beträgt 37,3 TWh. Alle Speicherkraftwerke zusammen (inkl. Pumpspeicher) haben eine Kapazität von ca. 8,9 TWh, d. h. mit dem gespeicherten Wasser lassen sich im Winter auch ohne Niederschläge 8,9 TWh Energie produzieren. Netzdienlich eingesetzt könnten mit dieser Kapazitätsreserve beim heutigen Gesamtstrombedarf der Schweiz von rund 60 TWh fast zwei Wintermonate überbrückt werden. Heute steht jedoch statt eines netzdienlichen Einsatzes im Sinne der ganzjährigen Versorgungssicherheit eher der marktdienliche Betrieb im Vordergrund.

Die Pläne des Bundes für den Ausbau erneuerbarer Energie sind umfassend: Im Frühling 2023 wurden 35 TWh aus Photovoltaik bis zum Jahr 2035 als Ziel gesetzt (Mantelerlass Energiegesetz). Um diese grosse Menge an fluktuierender erneuerbarer Energie zeitlich flexibel verfügbar zu machen, werden neue Speicherkraftwerke sowohl für die kurzzeitige flexible Speicherung über wenige Stunden als auch als Langzeitspeicher für den Jahreszeitenausgleich benötigt.

Pumpspeicherkraftwerke und Alternativen werden erforderlich sein, um erneuerbare Energie zu speichern und zu verteilen.

Für kürzere Speicherintervalle kommen verschiedene Systeme in Frage, wobei sich auch hier Wasserkraftwerke als Variante anbieten. Kann ein Kraftwerk Wasser aus einem unteren Speichersee in einen höheren pumpen, verfügt man über eine Art Batterie, welche flexibel (unabhängig von Niederschlägen) betrieben werden kann. Die Jahresproduktion der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke beträgt momentan 1,6 TWh.

Pumpspeicherkraftwerke sind ausgereift und bewährt, jedoch ist das Ausbaupotenzial begrenzt. Neue Kraftwerke sowie der Ausbau vorhandener Speicherkraftwerke (z. B. Erhöhung der Staumauern, Pumpfähigkeit) sind aus Akzeptanz- und Rentabilitätsgründen schwierig zu realisieren. Mögliche Veränderungen des Wasserkreislaufs aufgrund des Klimawandels bedeuten ein Investitionsrisiko. Deshalb sind weitere bisher noch eher unübliche Optionen gefragt.

Generell betrachtet gilt für jede Form von Energiespeicherung:

- Sie sollte möglichst viel Leistung und Energie aufnehmen und abgeben können.
- Sie sollte möglichst langlebig und wartungsarm sein und aus unkritischen Materialien bestehen.

- Sie sollte möglichst effizient sein (geringe Lade-/Entladeverluste) und die gespeicherte Energie lange halten können.
- Sie sollte beim Bau und im Unterhalt möglichst günstig sein.

Neue Technologien wie etwa mittels Druckluft (Kompression/Expansion über Pumpen/Turbinen) und Batterien, bei welchen grosse Fortschritte hinsichtlich Kosten und Energiedichte erreicht wurden, können weitere Optionen eröffnen.

Vergleich von Speicheroptionen

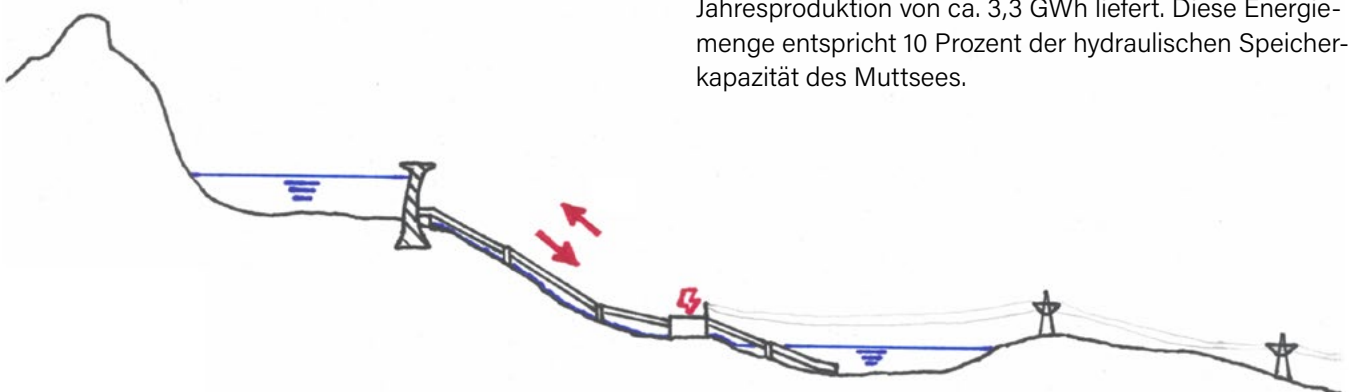
Pumpspeicherkraftwerke: bewährt, aber beschränktes Ausbaupotenzial

Pumpspeicherkraftwerke sind heute die weltweit verbreitetste Technologie zur Speicherung elektrischer Energie. Ihr Gesamtwirkungsgrad kann 80 Prozent übersteigen⁴ (d. h. die Gesamtverluste bei der Speicherung/Produktion sind geringer als 20 Prozent).

Pumpspeicherkraftwerke werden heute vorwiegend für den Ausgleich von kurzzeitigen Stromspitzen eingesetzt. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien kann die längerfristige Bewirtschaftung für die Speicherung von Photovoltaik- und Windenergie optimiert werden.

Die beiden Speicherwerke Nant de Drance und Linth-Limmern sind die grössten und modernsten der Schweiz. Ihre Speicherkapazität (elektrifizierbares Wasservolumen) beträgt 20 bzw. 33 GWh,³ damit zusammen aber weniger als 1% der Gesamtkapazität (8.9 TWh) aller Speicherseen der Schweiz. Dafür können diese Anlagen nebst der Aufnahme von Stromspitzen aus dem Netz auch schnell auf Nachfragespitzen reagieren. Die Bedeutung für ein stabiles Stromversorgungssystem auf Hochspannungsebene ist damit zentral.

Eine interessante Zusatzoption wurde bei der Anlage Linth-Limmern genutzt: Die Staumauer des Muttsees wurde auf einer Fläche von 10'000 m² mit einer PV-Anlage ausgerüstet,⁵ welche dank der alpinen Lage eine Jahresproduktion von ca. 3,3 GWh liefert. Diese Energiemenge entspricht 10 Prozent der hydraulischen Speicherkapazität des Muttsees.



Das Arbeitsprinzip eines Pumpspeicherkraftwerks ist einfach: Wasser wird bei verfügbarer Energie von einem tieferen Niveau in einen höher gelegenen Speichersee gepumpt. Bei Bedarf wird dieses Wasser wieder mit Turbinen in Strom umgewandelt.



Bild links: Pumpspeicherwerk Nant de Drance. Oberer See Vieux Emosson, 2'225 m (25 Mio m³ Wasser, 20 GWh elektrische Speicher). Unterer See: Lac d'Emosson, 1'930 m.
 Bild rechts: Das Pumpspeicherkraftwerk Linth-Limmern ist das grösste der Schweiz. Der Mutsee, 2'474 m (23 Mio m³ Wasser, 33 GWh el. Speicher) ist der höchstgelegene Stausee Europas.
 Unterer See: Limmensee, 1'857 m (Fotos und Zahlen³)

Der planerische und finanzielle Aufwand für Pumpspeicherkraftwerke ist hoch. Der Bau bedeutet einen grossen Landschafts- und Natureingriff mit der Notwendigkeit von Strassen- und Tunnelbau für die Errichtung der benötigten Infrastrukturen (Staumauer, Kavernen, Maschinenteknik). Der Bau der Hochspannungsleitungen in die abgelegenen Gebiete hat sich bei Nant de Drance aufgrund von Einsparungen um Jahre verzögert. Technologische Alternativen mit ähnlichem Nutzwert wie Pumpspeicher, aber weniger Umsetzungsproblemen sind deshalb interessant.

Gedankenexperiment

Wären ungefähr 15 Prozent der Wasseroberfläche des Muttsees (840'000 m²) mit schwimmenden PV-Panels bedeckt, wäre deren Jahresertrag etwa gleich hoch wie die elektrische Speicherkapazität des Sees (33 GWh).

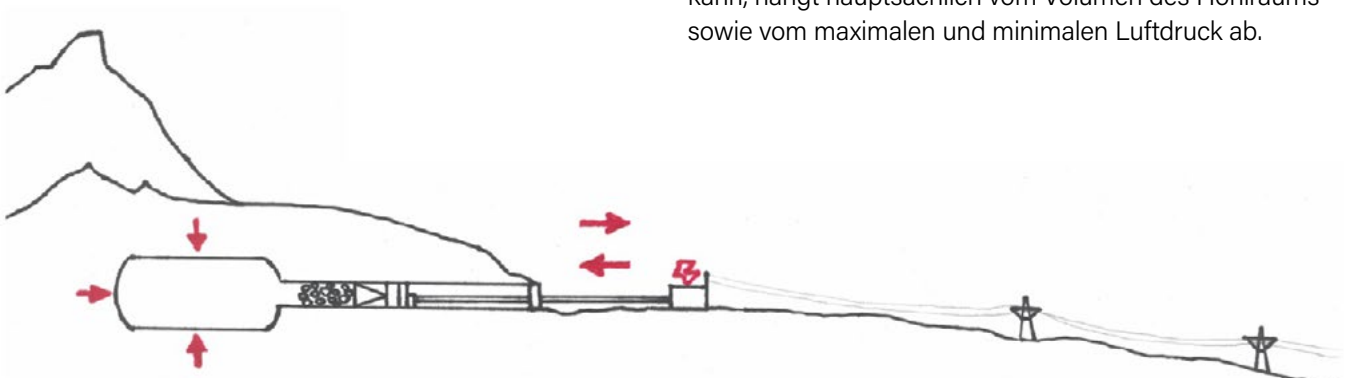
Druckluftenergiespeicherung: eine Lösung auch für die Schweiz?

Um den zu bestimmten Tageszeiten oder bei bestimmten Wetterbedingungen erwarteten Überschuss erneuerbarer Energie zu nutzen, braucht es also weitere Potenziale – wie z. B. die adiabatische Druckluftenergiespeicherung.

Heiss und kalt

Bei der Suche nach Energiespeichertechnologien mit ähnlicher Leistung wie Pumpspeicherkraftwerke erweist sich heute ein Ansatz als konkurrenzfähig: die Druckluftspeicherung (CAES – Compressed Air Energy Storage). Das Funktionsprinzip von CAES-Systemen ist dem von Pumpspeichern ähnlich: Bei Letzteren wird in der Speicherphase mit überschüssigem Strom eine Pumpe angetrieben, die Wasser in den bergwärts gelegenen Stausee fördert. Wenn elektrische Energie benötigt wird, in der so genannten Entladephase, wird das Wasser durch die Turbinen den Berg hinuntergelassen.

Bei CAES-Systemen treibt überschüssiger Strom während der Speicherphase über einen Elektromotor einen Verdichter an, der die Umgebungsluft komprimiert. Die unter hohem Druck stehende Luft wird in einem unterirdischen Hohlraum (Kaverne) gespeichert. Wenn elektrische Energie benötigt wird, wird die komprimierte Luft in einer Turbine entspannt, die über einen Generator Strom erzeugt. Von der Turbine aus strömt die Luft zurück in die Umwelt. Die Energiemenge, die auf diese Weise gespeichert werden kann, hängt hauptsächlich vom Volumen des Hohlraums sowie vom maximalen und minimalen Luftdruck ab.



Das Arbeitsprinzip eines Druckluftenergiespeicherkraftwerks ist einfach: Luft kann bei verfügbarer Energie von Umgebungsdruck auf einen deutlich höheren Druck komprimiert werden. Bei Bedarf kann diese Druckluft mit Turbinen in Strom umgewandelt werden. Je grösser der Hohlraum (Tunnel, Kaverne) und je höher der Druck, desto mehr Energie kann gespeichert und zurückgewonnen werden.



Laden und Entladen des adiabatischen Druckluftenergiespeichers auf 70 bis 100 bar
 (©Schweizerischer Nationalfonds SNF).

CAES hat wie die Pumpspeicherung Vorteile gegenüber Batterien: Es sind keine chemischen Umwandlungen erforderlich und somit auch keine seltenen Rohstoffe oder komplexe Herstellungs- und Recycling-Prozesse. Die Lebensdauer von Pump- und Druckluftspeichern ist nicht nur deutlich länger als die von Batterien, sie ist auch unabhängig von der Entladetiefe.

Darüber hinaus haben CAES-Systeme drei wesentliche Vorteile gegenüber der Pumpspeicherung:

- Sie können vollständig unterirdisch gebaut werden, was Umweltauswirkungen minimiert.
- Sie arbeiten mit Luft statt Wasser und sind somit nicht von klimabedingten Veränderungen des Wasserkreislaufes betroffen.
- Sie benötigen kein Gefälle oder andere topografische Voraussetzungen, was die Standortwahl vereinfacht.

Pumpspeicher- und Druckluftspeichersysteme basieren auf Technologien, die seit etwa einem Jahrhundert bekannt und bewährt sind. Dennoch gibt es weltweit nur zwei CAES-Anlagen: Eine wurde 1978 in Huntorf/ Deutschland und eine weitere 1991 in McIntosh/USA errichtet. Einer der Gründe für diese geringe Verbreitung ist ein grundlegender physikalischer Nachteil: Wenn Luft komprimiert wird, erwärmt sie sich. Würde man die Umgebungsluft direkt auf 100 bar – das Hundertfache des Umgebungsluftdrucks – komprimieren, würde sich diese auf etwa 1'000°C erhitzen. Der Umgang mit solch heisser Luft ist eine grosse technische und ökologische

Herausforderung (d. h. heisse Hochdruckluft kann nicht in ein natürliches Reservoir wie eine Kaverne eingeblasen werden).

In den bestehenden Anlagen erfolgt die Luftverdichtung daher in zwei Stufen, wobei die überschüssige Wärme nach jeder Stufe an die Umgebung abgegeben wird. Bei dieser Lösung bleibt die Hochdruckluft «kalt» und kann in einer natürlichen Kaverne leicht gespeichert werden. Nachteil: Die freigesetzte Wärme steht nicht mehr für den Expansionsprozess der Turbine, bei dem sich die Luft abkühlt, zur Verfügung. Dies kann zur Vereisung der Turbinen führen. In den Anlagen Huntorf und McIntosh wird die Vereisung verhindert, indem die aus den Kavernen entweichende Hochdruckluft mit Erdgas vermischt und anschliessend verbrannt wird. Die so entstandenen heissen Gase werden in der Turbine entspannt. Möglicherweise wurde dieses Verfahren in der Vergangenheit als umweltfreundlich angesehen, heute ist eine solche Lösung jedoch indiskutabel.

Der Weg zu höherem Wirkungsgrad und besserer Umweltverträglichkeit

Eine technologische Alternative mit vergleichbarer Kapazität und Leistung, aber höherem Wirkungsgrad, ist die adiabatische Druckluftspeicherung (A-CAES). Dabei handelt es sich um eine Weiterentwicklung der CAES-Technologie, die ein Wärme-Management durch Luftkompression beinhaltet.

Die A-CAES-Technologie kann ähnliche Anlagenwirkungsgrade wie Pumpspeicher bei geringeren spezifischen Kapitalkosten bieten.

Wie oben beschrieben besteht das Problem bei der Komprimierung von Luft darin, dass sie sich auf sehr hohe Temperaturen erwärmt. In konventionellen CAES-Anlagen wird diese Wärme verschwendet. Dadurch sinkt der Wirkungsgrad der Anlage deutlich unter den von Pumpspeicherkraftwerken. Die Lösung ist naheliegend: Die bei der Luftkompression entstehende Wärme wird in speziellen thermischen Energiespeichersystemen (TES) gehalten und gespeichert; anschliessend wird die unter hohem Druck stehende und nun abgekühlte Luft in einer Kaverne gespeichert. In der Entladungsphase wird die aus der Kaverne ausströmende kalte Hochdruckluft mit der zuvor gespeicherten Wärme erwärmt und dann in der Turbine entspannt. Auf diese Weise wird die durch die Luftkompression freigesetzte Wärme im Gegensatz zu den CAES-Anlagen nicht verschwendet, so dass diese Anlagen einen höheren Wirkungsgrad ohne Freisetzung von Treibhausgasen erreichen.

Ein Pilotprojekt in einem stillgelegten Tunnel zwischen Pollegio und Loderio (TI), der bei Ausbrucharbeiten für den Gotthard-Basistunnel genutzt wurde, lieferte erste Erfahrungen mit dem A-CAES-Konzept. Das von der Firma ALACAES SA geleitete und vom Bundesamt für Energie BFE sowie dem Nationalen Forschungsprogramm «Energie» des Schweizerischen Nationalfonds SNF von 2013 bis 2016 finanziell unterstützte Forschungsprojekt bestätigte die Funktionsfähigkeit der eingesetzten Wärmespeichersysteme zur Speicherung und Abgabe der Kompressionswärme der Luft. Im Rahmen des Projekts wurde auch die Dichtheit der Felskaverne bis zu einem Druck von 8 bar geprüft, der Zieldruck von 33 bar konnte aufgrund technischer Probleme bei der Abdichtung nicht erreicht werden.

Langfristig denken – und investieren

Für eine A-CAES-Anlage sind die benötigten Apparate wie Elektromotoren, Kompressoren, Turbinen und Generatoren industrielle Komponenten in den erforderlichen Leistungsklassen. Diese Geräte sind verfügbar und können jahrzehntelang mit geringem Wartungsaufwand betrieben werden. Die Verdichtungsphase sollte mehrstufig sein, um am Ende jeder Stufe die Wärme zu entziehen und damit nur kalte Luft in die Kaverne einzublasen. Dazu sind mindestens zwei thermische Energiespeicher Systeme (TES) zur Speicherung von Wärmeenergie erforderlich.

TES-Systeme sind Schlüsselkomponenten für A-CAES-Anlagen. Sie nehmen die Wärme auf, die bei der Komprimierung der Luft während des Ladens entsteht, und geben sie beim Entladen wieder ab. Mit diesen Komponenten kann der Wirkungsgrad der Anlage bis zu 75 Prozent erreichen.

Diese TES-Systeme müssen folgende Eigenschaften aufweisen:

- möglichst geringe Wärmeverluste und hoher Wirkungsgrad
- möglichst kleines Volumen mit hoher Energiedichte
- möglichst konstante Temperatur während der Entladung
- möglichst geringe Wartungskosten und lange Lebensdauer
- möglichst niedrige Kosten

Die Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet ist ausgereift und TES-Systeme können heute im industriellen Massstab realisiert werden.

Dabei besteht die grösste Herausforderung für A-CAES-Anlagen bis heute darin, luftdichte unterirdische Volumen zu realisieren, welche Drücken von bis zu 100 bar standhalten. Die aktiven CAES-Kraftwerke, Huntorf in Deutschland und McIntosh in den USA, sind in Kavernen von Salzlagerstätten realisiert, die die besten geologischen Formationen für diese unterirdischen Luftspeicher darstellen.

Die Schweiz verfügt über keine geeigneten Salzlagerstätten, kann aber dank der grossen Erfahrung im Untertagebau andere Gebiete mit kompakten, oberflächennahen Gesteinen nutzen. Eine Möglichkeit bietet sich im Grimselgebiet, das aufgrund der durch das Nagra-Gesteinslabor und die Kraftwerksanlagen Oberhasli gesammelten Daten über die Geologie des Untergrunds von besonderem Interesse ist. Ein A-CAES-Kraftwerk könnte problemlos an das bestehende Übertragungsnetz angeschlossen werden.

TES-Systeme können heute im industriellen Massstab realisiert werden.

Die Luftdichtheit der Kaverne bleibt die wichtigste technische Frage. In Forschungsprojekten im Rahmen des Swiss Competence Center for Energy Research SCCER Heat and Electricity Storage wurden Lösungen zur Gewährleistung der Luftdichtheit von Gesteinen evaluiert. Die im Stollen bei Pollegio (TI) gebaute Pilotanlage war der weltweit erste adiabatische Druckluftspeicher im realen Massstab. Aufgrund der Versuche wurde die Notwendigkeit eines speziellen Abdichtungssystems abgeleitet, und weitere Untersuchungen führten zu einer mehrschichtigen Abdichtungslösung. Dieses Dichtungskonzept muss noch unter realistischen Betriebsbedingungen getestet werden. Ein von Armasuisse Science & Technology gefördertes Projekt untersucht derzeit die praktische Umsetzung. Im Rahmen der Experimente sollte auch das zyklische Verhalten der Kaverne untersucht werden, um die Ermüdungsgrenzen des Gesteins und damit den zu erwartenden Betriebsdruckbereich zu ermitteln, was Einfluss auf die Grösse und Leistung der Anlage haben könnte.

Mit dieser Technologie würde für eine Anlage mit einer Kapazität von 500 MWh und einem Kavernenluftdruck zwischen 70 und 100 bar ein Luftspeichervolumen von etwa 177'000 m³ benötigt. Dieses Volumen mag auf den ersten Blick gross erscheinen. Zum Vergleich beträgt das Ausbruchsvolumen der Stollen plus der Maschinen- und Transformatorenhalle des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern mit insgesamt rund 400'000 m³ mehr als das Doppelte⁵. Die geschätzten Kavernenbaukosten für eine solche A-CAES-Anlage liegen zwischen 70 und 81 Mio CHF. Zusammen mit den anderen Komponenten betragen die geschätzten Kapitalkosten der Anlage rund 150 Mio CHF.

Gedankenexperiment

Eine A-CAES Druckluftenergieanlage mit einer Speicherkapazität von 0,5 GWh benötigt ein Speichervolumen von ca. 177'000 m³. Um die gleiche Speicherkapazität (33 GWh) wie das Pumpspeicherkraftwerk Linth-Limmern zu erzielen, müsste das Luftspeichervolumen etwa 12 Mio m³ betragen.

Die Gesteinsausbruchmenge des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern beträgt etwa 400'000 m³ und das gesamte Betonvolumen 500'000 m³ für 23 Mio m³ Wasser⁶.

Eine Druckluftenergieanlage mit einem Kavernenvolumen in der Grösse des halben Wasservolumens des Muttsees könnte demzufolge gleich viel Energie speichern wie das Pumpspeicherkraftwerk.

Die adiabatische Druckluftspeicherung ist aktuell wohl die einzige elektrische Energiespeichertechnologie, welche als Ergänzung zur Pumpspeicherung mit vergleichbarer Speicherkapazität und Leistung dienen könnte. Das Pollegio-Tunnel-Experiment hat gezeigt, dass A-CAES einen ähnlich hohen Wirkungsgrad wie Pumpspeicherkraftwerke hat. Die SCCER-Analyse der Kapitalkosten der Anlage hat ergeben, dass diese deutlich niedriger sein können als bei der Pumpspeicherung. Da A-CAES-Kraftwerke vollständig unterirdisch realisiert werden können, dürften sie hinsichtlich Umweltauswirkungen und öffentlicher Akzeptanz auf weniger Widerstand stossen als der Neubau oder die Erweiterung von Pumpspeicherkraftwerken.

Die weitere Entwicklung dieser Technologie erfordert langfristige Investitionen, die durch ein klares rechtliches und politisches Umfeld, das speziell für den Energiespeichersektor entwickelt wurde, gefördert werden müssen. Für eine beschleunigte Anwendung dieser neuen Technologie sollten Investitionen in Pilot- und Demonstrations-

anlagen von A-CAES gezielt gefördert werden. Um diese Energiespeichersysteme für private Investoren attraktiv zu machen, sollten darüber hinaus spezifische Energieübertragungskosten und Energietarife berücksichtigt werden.

Batterien

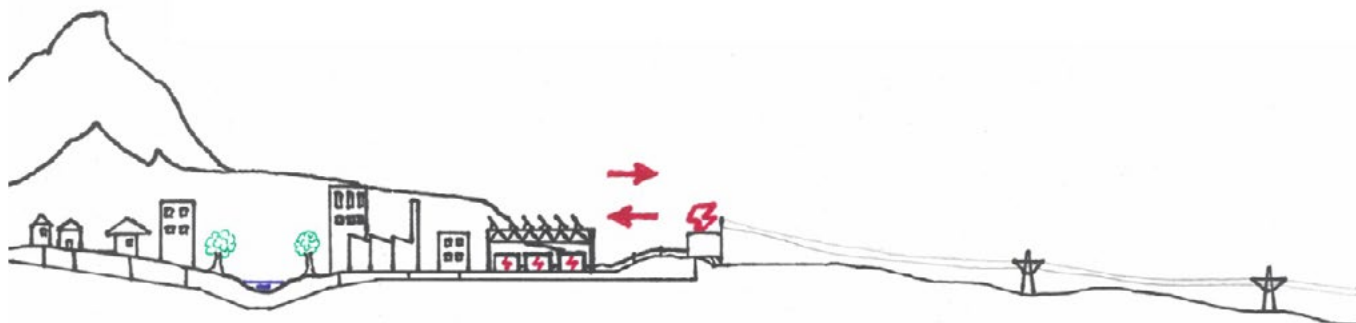
Batterien haben jüngst eine grosse Entwicklung der Leistungsfähigkeit bei gleichzeitig sinkenden Kosten erlebt.⁷

Geht diese Entwicklung in gleichem Masse weiter, könnten Batterien auch für die Speicherung grosser Mengen erneuerbarer Energie im Netz interessant werden. Die ersten Anlagen dafür existieren bereits in Form von Container-Batteriespeichern, welche modular zu Einheiten von mehreren 100 MWh zusammengestellt werden. Die momentan grösste Netzbatterie Moss Landing in Kalifornien hat eine Kapazität von 3'000 MWh⁸. Als aktuell grösster Batteriespeicher der Schweiz gilt eine Anlage in Brunnen SZ mit einer Kapazität von 18 MWh⁹.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Batterien auch für die Speicherung grosser Mengen von Energie nimmt laufend zu.

Skalierbarkeit ist ein grosser Vorteil von Batterien: Ob als PV-Speicher im Haus auf dem Niederspannungsnetz (230V), angeschlossen an Trafostationen von Dörfern und Städten auf dem Mittelspannungsnetz (ca. 20'000V) oder als Container-Farm auf dem Hochspannungsnetz (bis 380'000V) spielt keine Rolle. Die Nähe von Energieangebot und -nachfrage kann ein grosser Vorteil sein und die Notwendigkeit eines umfassenden Netzausbaus reduzieren.

Grosse Netzbatterien werden meist nicht mit umstrittenen Kathodenmaterialien gebaut (Cobalt, Nickel), sondern vorwiegend mit Lithium-Eisenphosphat-Kathoden (LFP). Damit sinkt die Energiedichte, was jedoch im stationären Betrieb keine Rolle spielt und mit den Vorteilen langer Lebensdauer und tieferer Kosten aufgewogen wird.



Batteriespeicher können direkt am Ort von Angebot/Nachfrage eingesetzt werden.



Grössere Netzspeicher werden modular aufgebaut. Mehrere Firmen bieten Module in Container-Grösse an, jeweils mit Kapazitäten von ca. 5 MWh. Diese werden zu Speicherfarmen zusammengesetzt. Bild links: Tesla MEGAPACK¹⁰. Bild rechts: BYD CUB¹¹.

Grosse Netzbatterien werden in erster Linie eingesetzt, um kurzzeitig Strom aufzunehmen und wieder abzugeben – beispielsweise bei starkem Wind und viel Sonne respektive bei Flaute und in der Nacht. Aus heutiger Betrachtung sind Batteriespeicher für tagelange Phasen ohne Energiezufuhr schlecht geeignet. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei weiter sinkenden Kosten aufgrund technologischer und produktionstechnischer Optimierungen die Wettbewerbsfähigkeit in wenigen Jahren erreicht werden kann.

Das Kostenband ist aktuell noch breit. Ähnlich wie bei den Batteriezellen für die Elektromobilität ist aber mit einem Rückgang der Kosten in den Bereich von USD 100.–/kWh oder darunter zu rechnen. Für einen Batterie-Netzspeicher in Form eines Containers mit einer Kapazität von 5 MWh dürften die Zell-Kosten damit in absehbarer Zeit etwa 500'000 USD betragen bzw. etwa 1 Mio USD für eine ganze 5 MWh-Container-Einheit inklusive Überwachungs- und Einspeiseelektronik. Stand Mitte 2023 liegen die Kosten für ein Tesla Megapack im Bereich von 1,5 bis 1,8 Mio USD¹⁰. Ein üblicher 40-Fuss-Container für die Speicherung von 5 MWh mit der heutigen Batterieregeneration von LFP-Batteriezellen (Energiedichte ca. 150 Wh/kg) hat eine Standfläche von 28 m² und ein Volumen von 67 m³. Der einsatzbereite 5 MWh-Container dürfte eine Masse von etwa 35 t haben.

Für die gleiche Speicherkapazität wie ein Speichersee wäre der Flächen- und Volumenbedarf eines Batteriespeichers also deutlich geringer. Das Gewicht der Batterien würde etwa ein Zehntel des Gewichts an Beton und Ausbruchmaterial betragen. Allerdings sind die benötigten Materialien für ein Pumpspeicherkraftwerk (Gestein, Beton und Stahl) aus Umweltsicht weniger kritisch als die Materialien, welche für den Bau der Batterien benötigt werden. Der höhere Materialaufwand für Pumpspeicher

könnte ausserdem mit der deutlich längeren zu erwartenden Lebensdauer relativiert werden. Demgegenüber steht als wesentlicher Vorteil von Batteriespeichern der Einsatzort. Statt im ökologisch kritischen Alpenraum können diese siedlungsnah mit wenig Bedarf an Übertragungsleitungen eingesetzt werden.

Bei der Frage nach der Umweltrelevanz spielen also mehrere Faktoren zusammen, was weitere vertiefte Untersuchungen erfordert.

Gedankenexperiment

Für die gleiche elektrische Speicherkapazität wie der Mutsee (33 GWh) würden 6'600 Batteriespeicher-Container à 5 MWh benötigt. Das Volumen aller Container zusammen wäre etwa 440'000 m³, was 2 Prozent des Wasservolumens im See (23 Mio m³) entspricht. Würden alle 6'600 Container nebeneinander aufgestellt, würden sie eine Standfläche von etwa 200'000 m² benötigen. Bei 4 aufeinander gestapelten Containern wäre die Standfläche 50'000 m², entsprechend 6 Prozent der Wasseroberfläche des Muttsees (840'000 m²).

Die gesamte Masse an Batterien in den Containern und damit die benötigten Rohstoffe wäre hoch: 230'000 Tonnen würden für die Batteriespeicherung benötigt. Im Vergleich dazu beträgt das Ausbruchvolumen beim Pumpspeicherausbau von Linth-Limmern 400'000 m³ und das gesamte Betonvolumen 500'000 m³, also eine gesamte zu verarbeitende bzw. installierende Masse von etwa 2,5 Mio t inklusive der Maschinenteknik.

	Wasser	Druckluft	Batterien
Wirkungsgrad (round trip)	bis 85 % für grosse Anlagen ca. 75 % für kleinere Anlagen	ca. 75 % für grosse Anlagen ca. 50 % für kleine Anlagen	ca. 90 % jede Grösse
Standortpotenzial, Nähe zu Verbrauch	Nur im Alpenraum Vorwiegend Ausbau existierender Anlagen	Nur in geeigneten Gesteinsschichten Nutzung existierender Kavernen möglich	überall
Benötigte Fläche	hoch: Seeflächen im Alpenraum	sehr gering; unsichtbar im Untergrund	gering: Standflächen für Container überall vorhanden
Benötigtes Betonvolumen	sehr hoch	gering	sehr gering
Ausbruchsvolumen	hoch	sehr hoch	kein Ausbruch
Sicherheit	hoch	hoch	mittel
Umwelt	Sehr gute CO ₂ -Bilanz Starker Eingriff in den lokalen Wasserhaushalt Beeinträchtigung von Landschaft und Natur	Sehr geringe Umweltauswirkungen	Neuere Ökobilanzstudien zeigen geringere Werte als bisher angenommen. Entwicklung: unkritische Materialien, höhere Energiedichten, effiziente Produktionsprozesse Kreislaufwirtschaft mit hohen Recycling-Quoten möglich
Kosten	Die je ca. 2.1 Mia Zusatzkosten für Erweiterungen bei Nant de Drance und Linth-Limmern entsprechen ca. 100 CHF/ kWh Speicherkapazität (ohne untere Kraftwerkskosten).	Erwartet werden ca. 150 bis 200 CHF/kWh Speicherkapazität. Gemäss Studien müssten die Kosten tiefer sein als bei der Wasserkraft.	Ca. 100 bis 500 CHF/kWh Speicherkapazität. Kostentrend sinkend.
Umsetzungsdauer	sehr lang	lang	kurz
Lebensdauer	sehr lang (>80 Jahre)	sehr lang (>80 Jahre)	mittel (ca. 20 Jahre)
Importabhängigkeit	Bau: gering Technik: hoch	Bau: gering Technik: hoch	Bau: gering Technik: hoch
Unterhaltsarbeiten	gering	gering	gering
Rückbauaufwand und Recycling	hoch	mittel	mittel
Lokale Wertschöpfung	hoch	hoch	gering
Know-how im Inland	hoch	mittel	mittel
Beitrag zur Stromversorgung	Pumpspeicherwasserkraft kann ca. 3 Prozent (1,55 TWh) zur Stromproduktion beitragen.	Keine Produktion, nur Speicherung	Keine Produktion, nur Speicherung
Beitrag zur Stabilisierung des Netzes	Wasserkraft leistet einen sehr hohen Beitrag zur Stabilisierung des Netzes, da sie gut plan- und steuerbar ist. Zudem liefert Wasserkraft eine nützliche Kombination von Band- und Spitzenenergie.	Hoher Beitrag zur Netzstabilisierung, ähnlich wie Wasserkraftwerke	Hoher Beitrag zur Netzstabilisierung auf allen Netzebenen, bis hinunter auf 230V. Der Lastausgleich ist sehr schnell.

Die Synergie von Speicheroptionen garantiert Versorgungssicherheit

Generell gilt bei Energie die Prämisse von hoher Effizienz und intelligentem Einsatz. Damit verbunden ist sowohl ein geringerer Bedarf für die Produktion erneuerbarer Energie (Photovoltaik, Wind, Wasser) als auch für die Energiespeicherung, was sich kostenmässig stark auswirkt. Eine intelligentere zeitliche Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage (analog natürlicher Tag/Nacht- und Sommer/Winter-Zyklen) könnte den Bedarf an Energiespeichern und Investitionen weiter reduzieren.

Es ist unbestritten, dass ein höherer Anteil erneuerbarer Energie einen deutlichen Ausbau von Speicherkapazitäten erfordert. Die hier betrachteten Varianten ermöglichen

interessante Gedankenexperimente im Vergleich bzw. Zusammenspiel mit Pumpspeicherkraftwerken. Es zeigt sich, dass diese möglichen Alternativen plausibel sind und besonders bei Berücksichtigung künftiger Kosten- und Technologieentwicklungen keinesfalls ausgeschlossen werden sollten.

Es braucht Offenheit und Nüchternheit bei der Frage, wie unser künftiges 2050-kompatibles Energiesystem aussehen soll. Verschiedene Speicheroptionen auf verschiedenen Netzstufen von Hochspannung (Speicherseen) über Hoch- und Mittelspannung (neue Druckluftspeicher) bis auf die unterste Netzstufe (Batterien) müssen synergetisch zusammenspielen. Es wird dabei keine Gewinner und Verlierer geben, alle Möglichkeiten können mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen zu einem insgesamt nachhaltigeren Energiesystem beitragen.

	Wasser	Druckluft	Batterien
Pro	Keine CO ₂ -Emissionen im Betrieb, verhältnismässig geringe Emissionen beim Bau Ausgereifte Technologie, sehr lange Lebensdauer Zusätzlich zur Pumpspeicherfunktion können Niederschläge genutzt werden, damit sehr guter Langzeitspeicher mit geringen Verlusten	Keine CO ₂ -Emissionen im Betrieb, verhältnismässig geringe Emissionen beim Bau Sehr lange Lebensdauer Guter Lang- und Kurzzeitspeicher mit geringen Verlusten Gemäss Studien Kostenvorteil zu Wasserkraft	Keine CO ₂ -Emissionen im Betrieb, verhältnismässig geringe Emissionen beim Bau Kurze Bauzeit, geringer Flächen- und Infrastrukturbedarf, kann überall in der Nähe der Konsumenten auch auf unteren Netzebenen eingesetzt werden Sehr schneller Lastausgleich Sehr guter Kurzzeitspeicher
Contra	Eingriff in Landschaft, natürlichen Wasserhaushalt, Fischbestand und Biodiversität. Die Ausbaumöglichkeiten sind beschränkt. Hoher Infrastrukturaufwand (Beton, Ausbruchsarbeiten, Strassenbau). Kaum Reduktionspotenzial bei den Investitionskosten, da keine Standardisierung im Kraftwerksbau möglich ist.	Anlagen können nur an Standorten mit geeigneten geologischen Strukturen (fester Fels) gebaut werden. Grosse Menge an Ausbruch-Material für die benötigten Kavernen. Wenig Erfahrung mit der Technologie (Abdichtung der Kavernen) und den Kosten (Reduktionspotenzial vorhanden).	Lebensdauer bei heutigem Technologiestand geringer als bei anderen Optionen. Kaum Erfahrungen mit Grossspeichern in der Schweiz. Als Langzeitspeicher bisher teuer, das Kostenreduktionspotenzial ist jedoch gemäss den Erfahrungen in der Elektromobilität hoch.

Übersicht der Vor- und Nachteile der betrachteten Varianten für elektrische Energiespeicherung

- 1 www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html, Dokument «11375-Stand der Wasserkraftnutzung 31.12.2022.pdf»
- 2 www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html
- 3 Informationen der Kraftwerksbetreiber Alpiq und 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 de.wikipedia.org/wiki/Muttsee
- 6 www.marti-tunnel.ch/de/Documents/PDF_Referenzen/KWL_d.pdf
- 7 Eine allgemeine Übersicht zu Batterien mit verschiedenen Aspekten zu Netzdienlichkeit, Materialien, Ökobilanzen und Recycling findet sich in Forum Energiespeicher Schweiz (2022): Batterien. Schlüssel für die Energiewende; <https://bit.ly/3RDk5Jf>
- 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/>

Von der Abhängigkeit zur Kreislaufwirtschaft: ein neuer Umgang mit Batterierohstoffen in der Schweiz

November 2023

Die Energiewende und die Transition zur Elektromobilität rücken die Energiespeicherung weltweit in den Fokus von Industrie, Politik und Gesellschaft. In den nächsten Jahren wird die Nachfrage nach dezentralen Energiespeichern global explosionsartig ansteigen. Entsprechend wächst auch die Nachfrage nach den dafür benötigten Rohstoffen.



Alessandra Hool ist Geschäftsführerin der ESM Foundation, einer Schweizer Stiftung für seltene und kritische Metalle.

Die Stiftung setzt sich für einen nachhaltigeren Umgang mit diesen Rohstoffen ein. Sie vernetzt und unterstützt Akteur:innen aus Politik, Industrie und Forschung bei der Identifizierung und Entscheidungsfindung zu Risiken in der Rohstofflieferkette und koordiniert verschiedene nationale, europäische und internationale Initiativen zu kritischen Rohstoffen.



Viktor Hangartner arbeitet als Wissenschaftlicher Mitarbeiter im BFH-Zentrum Energiespeicherung. Mit der Leitung des Management Office für das CircuBAT Forschungsprojekt setzt er sich für eine Kreislaufwirtschaft für Li-Ionen-Batterien in der Schweiz ein.

Nachhaltige Energiespeicherung benötigt Rohstoffe

Rohstoffe in modernen Batterien variieren je nach Batterietyp (s. auch Batterie-Kompendium 1). Die heute führenden Lithium-Ionen-Batterien enthalten in der Kathode Lithium, etwa als Oxid in Kombination mit Nickel, Kobalt und Aluminium (NCA-Batterien) oder mit Kobalt und Mangan (NMC-Batterien) oder als Lithium-Eisenphosphat (LFP-Batterien). Die Anode besteht in der Regel aus Graphit, und der Elektrolyt enthält Lithiumsalze. Verschiedene Varianten der NMC-Batterien können den Anteil von Mangan und Kobalt in der Kathode reduzieren. Die LFP-Technologie benötigt diese beiden Rohstoffe nicht, ist aber in puncto Energiedichte noch weniger kompetitiv.

Obwohl das benötigte Lithium mit einem Massenanteil von 2 bis 3 Prozent der Batterie in den meisten Anwendungen relativ gering ist, ist Lithium der Kernbestandteil aller heute kommerziell einsetzbaren Batterietypen, die auf eine leichte Bauweise abzielen – insbesondere in der E-Mobilität. Bis mögliche Alternativen marktfähig sind, ist Lithium deshalb unverzichtbar für eine Transition zu einer nachhaltigeren Gesellschaft.

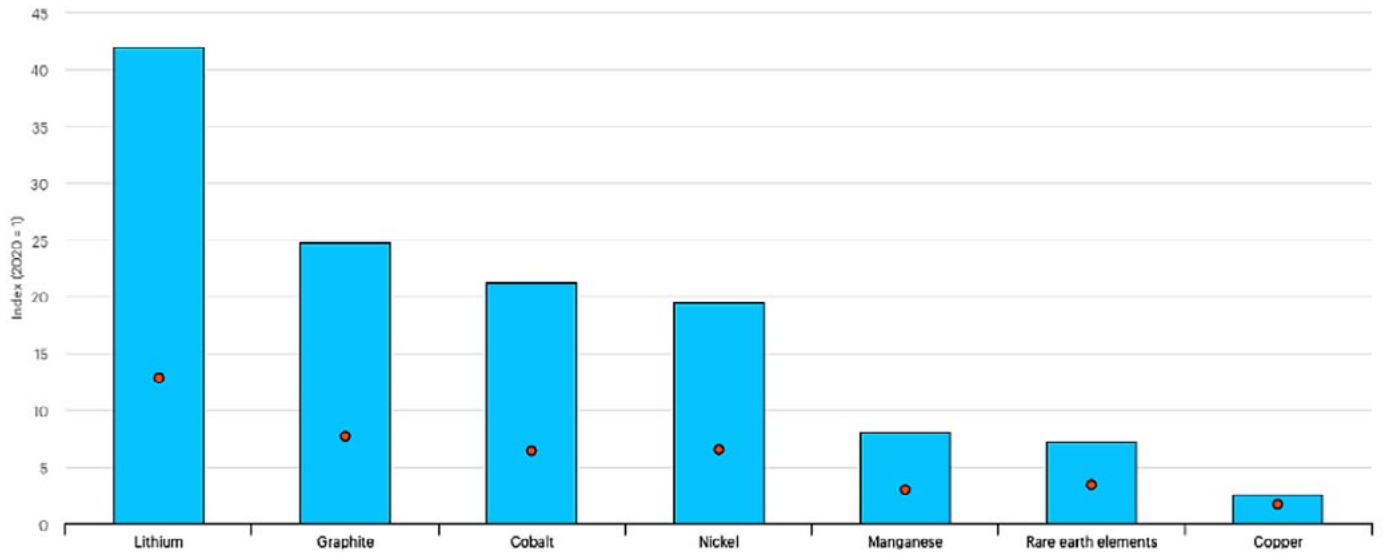
Natrium-Ionen-Batterien können den Druck auf kritische Rohstoffe reduzieren. Erste Stationärspeicher und E-Fahrzeuge mit dieser Technologie werden in 2 bis 3 Jahren erwartet. Die Lithium-Ionen-Batterie wird bis auf Weiteres die E-Mobilität dominieren.

Der Bedarf an Rohstoffen für die Herstellung erneuerbarer Energietechnologien (Energieerzeugung und -speicherung) wird die aktuelle Produktion bald um ein Vielfaches übersteigen (genaue Quelle IRENA, 2021). Die Internationale Energieagentur (IEA) prognostiziert, dass es bis 2040 selbst bei einem Business-as-usual-Szenario – ohne staatliche Eingriffe – zu einem 13-fachen Anstieg etwa der Nachfrage nach Lithium und einem 6-fachen Anstieg der Nachfrage nach Kobalt kommen wird. In einem Szenario, in dem sich Staaten weltweit zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 2 Grad verpflichten, steigen diese Zahlen auf das 42-fache bzw. 21-fache (Abbildung 5). Allein in der EU wird erwartet, dass die Nachfrage nach Lithium bis 2030 um das 9- bis 12-fache und bis 2050 auf fast das 21-fache ansteigt.



Christian Ochsenbein ist als Managing Co-Director im BFH-Zentrum Energiespeicherung für Speicher in der Mobilität und den Betrieb des Battery Testing Laboratory verantwortlich.

Mit dem Swiss Battery Technology Center leitet er eines der vier Forschungszentren des Switzerland Innovation Park Biel/Bienne. Dabei forscht er in den Bereichen Batterie-Recycling und Batterieintegration in Applikationen. Als Leiter des iBAT Management Office setzt er sich für die Innovationskraft der Schweizer Batterieindustrie ein.



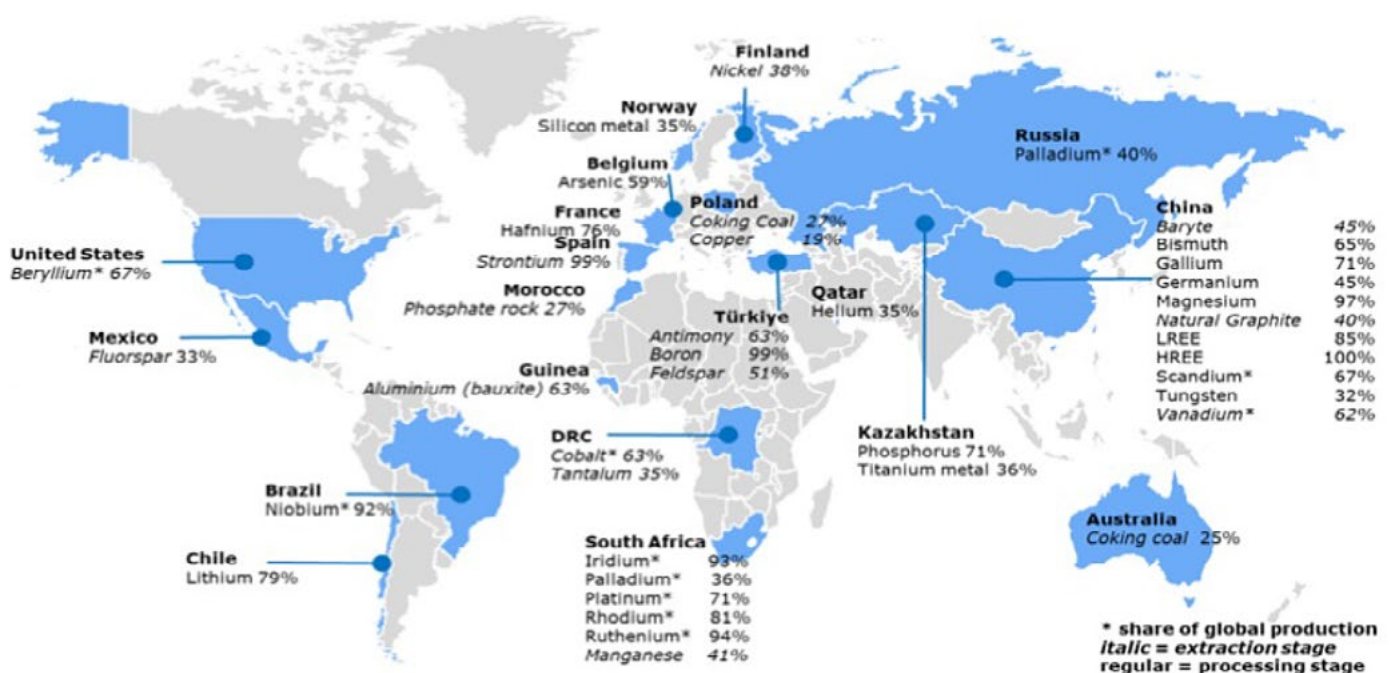
Erwartete Nachfrage nach Rohstoffen für die Produktion und Speicherung erneuerbarer Energien, 2040 vs. 2020. Die roten Punkte stehen für das Business-as-usual-Szenario; die blauen Balken geben den Rohstoffbedarf unter Einhaltung der Pariser Klimaziele (2 Grad-Szenario) wieder.¹

Batterie-Rohstoffe: kritisch und strategisch

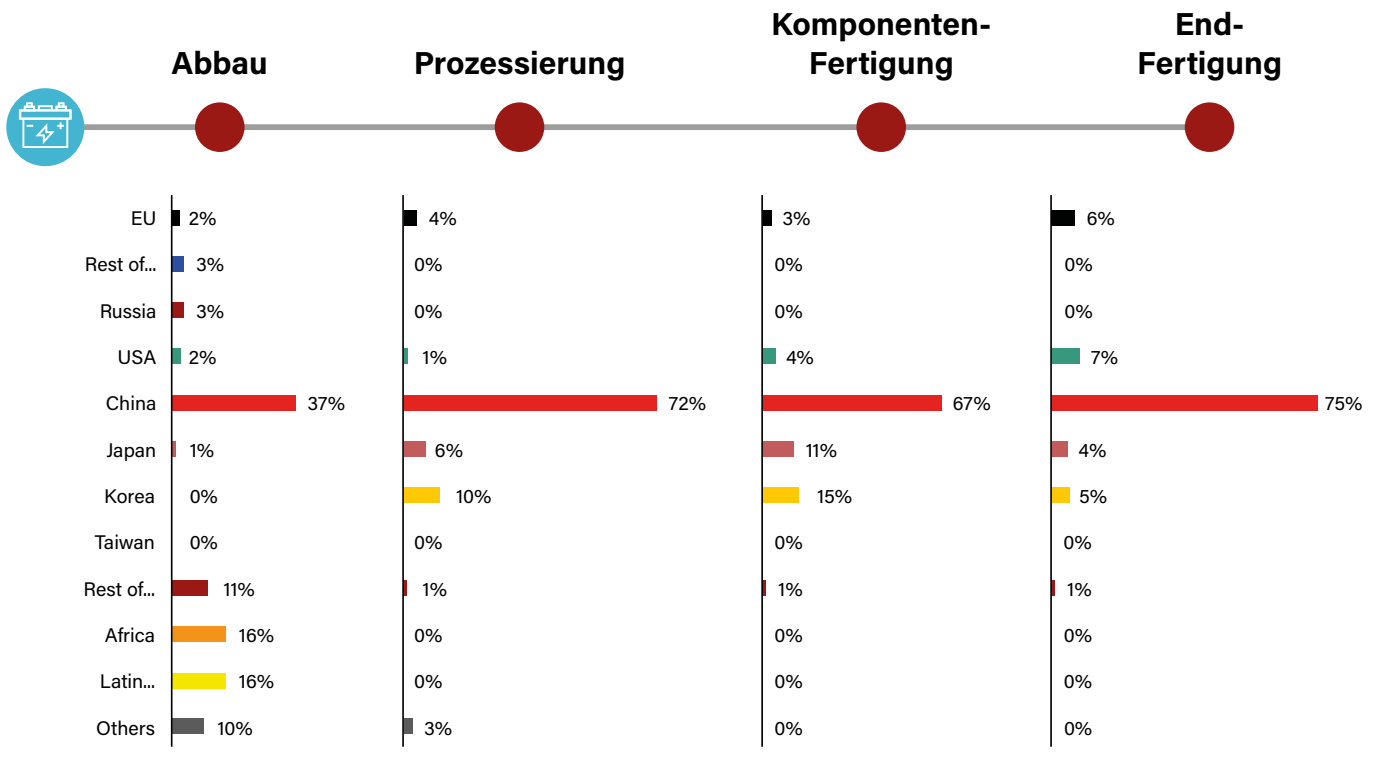
Rohstoffe für die Energiespeicherung wie Kobalt, Nickel, Lithium und Grafit haben hohe Versorgungsrisiken. Die EU klassifiziert diese Batterierohstoffe schon seit vielen Jahren als «kritisch»; seit einer im März 2023 vorgeschlagenen Regulation gelten sie zudem als «strategisch» und werden vermutlich bald Herkunftsbestimmungen unterliegen.³

Auch das Recycling solcher Rohstoffe soll erhöht werden; ein Ansatz, der auch bereits in der neuen Batterieverordnung der EU vorgesehen ist.⁴ Diese Initiativen zielen

einerseits auf eine Reduktion des ökologischen und sozialen Fussabdrucks – (korrekt) rezyklierte Rohstoffe verursachen weniger Emissionen und versprechen mehr Transparenz in ihrer Lieferkette – und sollen andererseits die Versorgungssicherheit der EU stärken, da die meisten von Europa benötigten essenziellen Batterie-Rohstoffe bisher aus Drittländern stammen (Abbildung 2). Ebenso finden weitere Schritte in der Batterie-Herstellung oft im Ausland, insbesondere in China, statt: von der initialen Prozessierung des Batterie-Rohstoffs bis zur Fertigung (Abbildung 3). Bis 2030 will die Europäische Kommission die Monopole in allen Schritten der Wertschöpfungskette verringern; bis dahin soll ein einzelnes Drittland nur noch maximal 60 Prozent jedes Herstellungsschrittes für den EU-Markt ausführen dürfen.



Europas Importabhängigkeit von kritischen Rohstoffen.²



Wertschöpfungskette europäischer Batterien von Abbau bis Endfertigung und Länder, die diese Schritte heute ausführen.⁵

Ähnliche Versuche, mehr Kontrolle über die Wertschöpfungskette zu erlangen, lassen sich in verschiedenen anderen Ländern beobachten. So möchte Korea seine Abhängigkeit von strategischen (Batterie-)Rohstoffen bis 2030 auf 50 Prozent reduzieren, und Recycling-Raten von 2 auf 20 Prozent erhöhen.⁶ Mit dem 2022 in Kraft getretenen «Inflation Reduction Act»⁷ gewähren die USA Steuererleichterungen für Produzierende «sauberer» Technologien wie E-Autos und deren Batterien – aber nur, wenn diese in den USA oder bestimmten anderen Ländern hergestellt werden. Für die Produktion von Batteriezellen erhalten Unternehmen für jede kWh Batteriekapazität eine Steuergutschrift in Höhe von 35 USD und für die

Für das weltweit meistverkaufte E-Auto Model Y erhält Tesla pro Fahrzeug (78 kWh Batterie) eine Steuergutschrift von rund 3'500 US-Dollar, wenn sowohl Batteriezellen als auch Pack in den USA gefertigt werden.

Produktion von Batteriemodulen 10 USD. Auch hier gibt es Vorgaben bezüglich der Herkunft der Rohstoffe. Es zeichnet sich ab, dass strategische geo-ökonomische Partnerschaften in all diesen Unternehmungen eine wichtige Rolle spielen und es vermehrt Allianzen zur gemeinsamen strategischen Rohstoffsicherung geben wird. Damit wird der internationale Wettlauf um Batterie-Rohstoffe in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter an Schärfe gewinnen.

Batterierohstoffe in der Schweiz

Wegen der vielen in der Schweiz ansässigen internationalen Firmen – u. a. im Bergbau – und ihrer Rolle als internationaler Handelsplatz ist die Schweiz eine Rohstoff-Drehscheibe. In der Schweiz selbst werden aber kaum Rohstoffe abgebaut oder prozessiert; die Wertschöpfung der Schweizer Industrie beginnt meist frühestens bei der Verarbeitung von Halbzeugen. Entsprechend sind die Abhängigkeiten vom Ausland hoch. Bezüglich der Versorgungssicherheit trifft die Schweiz aber im Gegensatz zur EU und zu anderen industrialisierten Ländern noch kaum politische Vorkehrungen.

Die geringe Wahrnehmung der Rohstoffsicherheit liegt auch daran, dass es kaum mehr schwere verarbeitende Industrien wie Stahl- oder Autoherstellung in der Schweiz gibt, die grosse physische Mengen bestimmter Rohstoffe benötigen. Der Wettlauf um Rohstoffe und Komponenten

Wie ressourcenschonend ist die Elektromobilität tatsächlich?

Oft wird debattiert, wie nachhaltig der Abbau von Batterierohstoffen ist und ob die Herstellung einer Batterie nicht grössere Umweltschäden und einen höheren Ressourcenverbrauch mit sich bringt als die Herstellung und der Gebrauch eines Verbrennungsmotors.

Zwar werden die Energiewende und die Transition zur Elektromobilität eine grosse Menge an Rohstoffen benötigen. Die Menge an fossilen Brennstoffen, die wir heute abbauen, übertrifft die Menge an benötigten Rohstoffen für «saubere» Energieerzeugung und -speicherung aber bei Weitem. Im Jahr 2021 wurden über 4 Mrd t Erdöl gefördert, wovon 60 bis 70 Prozent für die Mobilität verwendet wurden, der Kohleabbau betrug 7,5 Mrd t. Die Gesamtmenge an Mineralien, die für emissionsarme Energietechnologie bis 2040 benötigt werden, liegt dagegen bei unter 30 Mio t.

Die Rechnung wird komplizierter, wenn man den Prozentsatz des aus einer Mine geförderten Materials berücksichtigt, der die nutzbare Ressource darstellt. Bei Kohle liegt diese Zahl zwischen 40 und 90 Prozent. Ein Liter Benzin benötigt etwa vier Liter Rohöl. Bei vielen metallischen Rohstoffen ist dieses Verhältnis schlechter. Kobalt wird beispielsweise als Nebenprodukt des Zink- und Kupferabbaus gewonnen. Der Kupferanteil in einem Erz liegt heute im

Allgemeinen unter einem Prozent, der Nickel-Anteil bei zwei Prozent, und der Kobalt-Anteil ist noch einmal wesentlich geringer. So wird viel Land für eine relativ kleine Menge verbraucht. Die Gewinnung aus Erzen aus Ländern mit einem kohlelastigen Energiemix – wie etwa der des weltweit grössten Lithium-Produzenten Australien – verursacht hohe CO₂-Emissionen. Die Gewinnung von Lithium aus Sole hat einen relativ hohen Wasserverbrauch und geschieht oft zu Lasten lokaler Ökosysteme. Um durch die Rohstoffgewinnung verursachte Umweltschäden insgesamt zu verringern, ist es daher wichtig, auf nachhaltige Praktiken im Abbau zu setzen, und wo möglich, den Verbrauch von Rohstoffen zu reduzieren: etwa durch kleinere und effizientere Batterien, neue Geschäftsmodelle für die Mobilität sowie Recycling und Kreislaufwirtschaft.

Ökobilanzen unterliegen verschiedenen methodischen Ansätzen. Diverse Studien kommen jedoch zum Schluss, dass die durchschnittliche Ökobilanz eines elektrischen Mittelklassewagens – gerechnet über den ganzen Lebenszyklus – der eines äquivalenten Verbrenner-Autos mit einem durchschnittlichen Schweizer Lade-Strommix schon nach rund 20'000 Kilometern überlegen ist.

Referenzen

- BP Statistical Review of World Energy (2021)
- IEA (2021): The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions
- EnergieSchweiz (2023): Batterien für Elektrofahrzeuge - Grundlagendokument
- EnergieSchweiz (2020): Umweltauswirkungen von Personnenwagen – heute und morgen.

für die Energiespeicherung kann jedoch auch Auswirkungen auf Industrien haben, die Halbfabrikate, Komponenten oder Endprodukte importieren und/oder in kleinerem Massstab in der Fertigung tätig sind. Insbesondere für die Herstellung von dezentralen Energiespeichern und Batterien für die E-Mobilität findet die Wertschöpfung fast ausschliesslich ausserhalb der Schweiz statt. Im Vergleich zu fossilen Treibstoffen sind die Rohstoffe aber am Ende der Lebensdauer eines Speichers immer noch vorhanden. Die Schweiz kann deshalb eine aktive Rolle bei der Erstellung von alternativen Batterietechnologien und neuen Recycling-Prozessen spielen. Neben einer möglichst breiten Aufstellung der Lieferkette und Handelspartnerschaften muss auch die Transparenz in der Wertschöpfungskette für Batterierohstoffe systematisch verbessert werden. Die Schweiz kann insbesondere im Bereich der Kreislaufwirtschaft ein aktives Instrument zur Rohstoffsicherung für Batterien schaffen, das auch ökologisch und sozial nachhaltiger ist.

Kreislaufwirtschaft (für Batterien)

Kreislaufwirtschaft bezeichnet ein Modell von Produktion und Konsum, das darauf abzielt, vorhandene Materialien und Produkte durch Wiederverwendung, Reparatur, Aufarbeitung und Recycling möglichst im Wirtschaftskreislauf zu halten. Im Kern der Kreislaufwirtschaft steht die Vorstellung, dass Abfall selbst zu einer wertvollen Ressource wird, wodurch die tatsächliche Abfallmenge minimiert wird. Im Gegensatz zu einem traditionellen, linearen Wirtschaftsmodell, das auf einem «Nehmen-Herstellen-Verbrauchen-Wegwerfen»-Muster basiert, zielt die Kreislaufwirtschaft darauf ab, einen geschlossenen und nachhaltigen Kreislauf zu schaffen, in dem Materialien und Produkte so lange wie möglich genutzt werden, bevor sie wiederverwertet oder recycelt werden.⁸ Durch die Implementierung der Kreislaufwirtschaft wird nicht nur die Umweltbelastung reduziert, sondern es können auch neue wirtschaftliche Chancen und Arbeitsplätze bei Abfallvermeidung, Wiederverwertung und anderen zirkulären Geschäftsmodellen entstehen.

Beim Recycling gibt es verschiedene Techniken, die je nach Produkt und Material eingesetzt werden können:

- Wiederverwendung von Produkten, bei der diese in ihrem ursprünglichen Zustand weiterverwendet werden. Ein Beispiel hierfür sind Glasflaschen, die nach der Reinigung wiederverwendet werden.
- Im direkten Recycling, wie beispielsweise für Papier, wird das Material in denselben oder einen ähnlichen Produktionsprozess zurückgeführt.
- Beim gesamthaften Recycling wird ein Produkt zunächst geschreddert und dann in verschiedene Bestandteile aufgetrennt. Diese können dann wieder in den Produktionsprozess zurückgeführt werden. Auf diese Weise werden zum Beispiel Metalle aus Elektroschrott zurückgewonnen.

Bei allen Recycling-Techniken ist es wichtig, dass die Materialien möglichst hochwertig und sauber sind, um eine hohe Recycling-Quote zu erreichen.

Neben Recycling gibt es weitere Strategien, die in der Kreislaufwirtschaft eingesetzt werden können. Eine Möglichkeit ist die Verlängerung der Nutzungszeit von Produkten, indem sie repariert, wiederverwendet, weiterverkauft oder mit optimierten Strategien betrieben werden. Hierbei können auch Geschäftsmodelle wie Sharing-Plattformen entstehen, welche dazu beitragen, die Betriebsstunden etwa eines Fahrzeuges zu erhöhen.

Ab 2026 ist in Europa ein Batteriepass verpflichtend für sämtliche neu erworbenen Batterien in Fahrzeugen und stationären Speichereinrichtungen.

Für die Vermeidung von Abfällen setzt eine Kreislaufwirtschaft voraus, dass Produkte und Materialien bereits in der Entwicklungsphase so konzipiert werden, dass sie wiederverwendet werden können. Dies erfordert oftmals eine angepasste Bauweise, welche die Demontage vereinfacht und für die einzelnen Bauteile eine Weiterverwendung oder ein höherwertiges Recycling zulässt. Hierbei können auch ökologische und soziale Kriterien wie die Verwendung von nachhaltigen Materialien und faire Arbeitsbedingungen berücksichtigt werden. Eine effiziente Logistik ist ebenfalls von entscheidender Bedeutung, um Materialien und Produkte zur Wiederverwendung zu transportieren und dabei Energie und Ressourcen zu sparen.

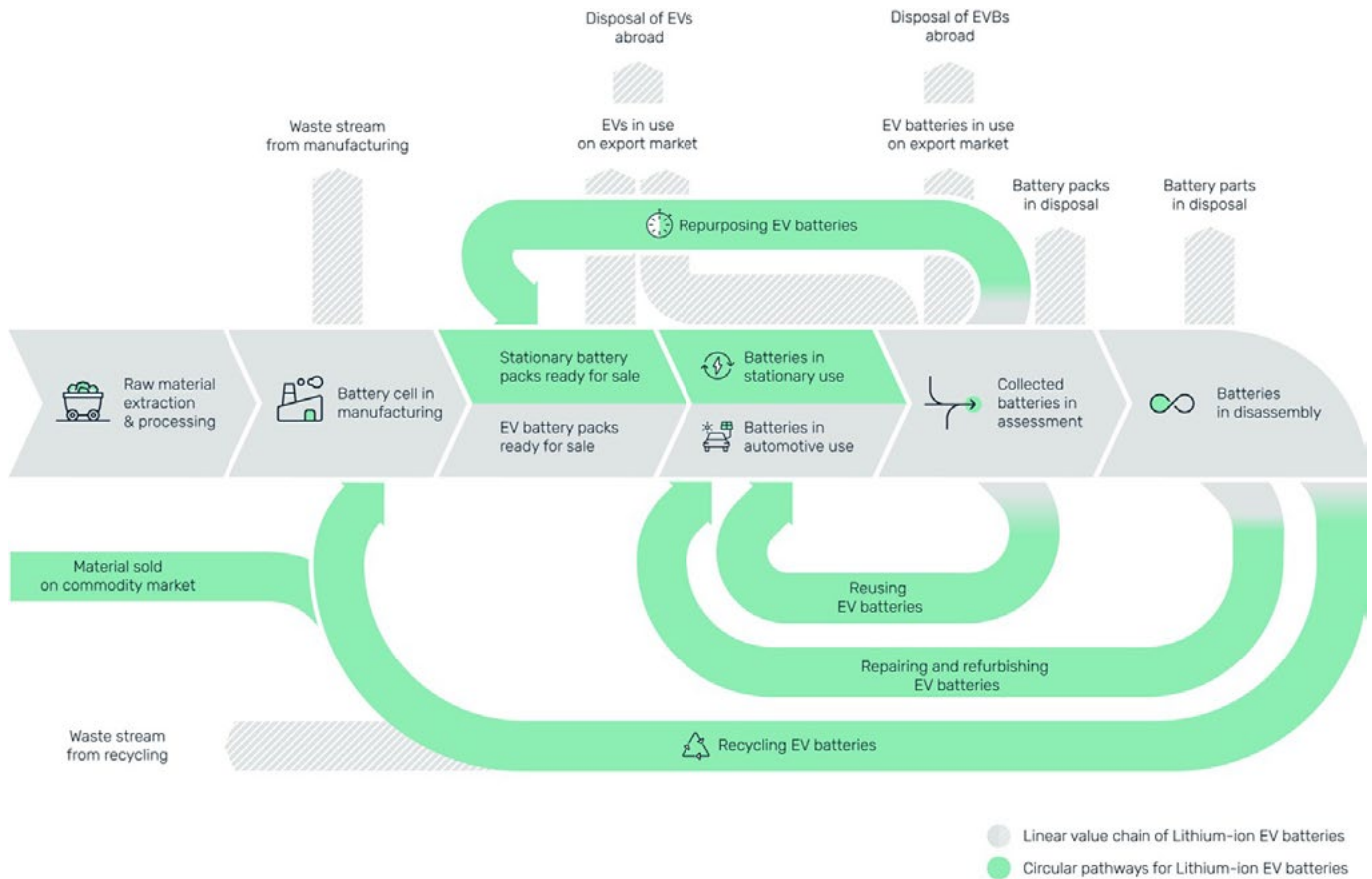
Für eine Kreislaufwirtschaft ist eine enge Zusammenarbeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette notwendig. Dies beinhaltet den Austausch von Informationen, Ressourcen und Know-how zwischen verschiedenen Akteuren wie Herstellern, Zulieferern, Nutzer:innen, Energieversorgern und Regierungen.

Es ist weiter von grosser Bedeutung für das Etablieren einer Kreislaufwirtschaft, dass die Verfügbarkeit von Daten verbessert wird. Durch die gemeinsame Nutzung von Daten können wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden und bessere Entscheidungen zum Beispiel im Hinblick auf eine Weiterverwendung einer Batterie getroffen werden. Weil Batterien in der E-Mobilität für die Energiewende besonders wichtig sind, werden diese in Europa als eines der ersten Produkte über einen digitalen Pass verfügen müssen. Dieser Batteriepass ist ab 2026 verpflichtend für sämtliche neu erworbenen Batterien in Fahrzeugen und stationären Speichereinrichtungen. Dabei ist die Herkunft der Batterie sowie der Unternehmensstandort der europäischen Marktteilnehmenden unerheblich. Eine wichtige Initiative, die sich mit der Ausgestaltung und Implementierung dieses Batteriepasses beschäftigt, ist das Projekt Battery Pass (<https://thebatteryapp.eu>). Darüber hinaus wird auch auf internationaler Ebene an einem Batteriepass gearbeitet (<https://www.globalbattery.org/battery-passport/>).

Wie sieht eine Schweizer Lösung für die Kreislaufwirtschaft aus?

In der Schweiz gibt es mehrere Forschungsprojekte zur Verbesserung der Nachhaltigkeit von Lithium-Ionen-Batterien. Eines davon ist CircuBAT, an dem sieben Schweizer Forschungsinstitutionen und 24 Unternehmen beteiligt sind. Gemeinsam entwickeln sie Lösungen für eine bessere Ökobilanz der E-Mobilität. Das Projekt ist Teil der Flagship Initiative der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse). Die Initiative will systemische Innovationen in Bereichen fördern, die für einen grossen Teil der Wirtschaft oder Gesellschaft relevant sind, und strebt nach Lösungen für Herausforderungen, die mehrere Akteure betreffen und nur durch deren Zusammenarbeit gemeistert werden können.

Das Ziel von CircuBAT ist, ein zirkuläres Geschäftsmodell für Li-Ion-Batterien aus der E-Mobilität in der Schweiz zu etablieren. Dafür suchen Unternehmen zusammen mit Forschenden in allen Lebensabschnitten der Batterien – von der Herstellung über die Nutzung zur Zweitnutzung bis zum Recycling – nach nachhaltigeren Lösungen.



Im Rahmen von CircuBAT werden Kreislaufsysteme für Li-Ion-Batterien erarbeitet.⁹

Im Rahmen von CircuBAT wurde unterdessen einer der ältesten E-Lastwagen auf Schweizer Strassen mit zusätzlichen Messgeräten für Zustandsmessungen der Batterie wieder strassentauglich gemacht. Dank diesem fahrenden Batterie-Labor kann der Einsatz von älteren Li-Ion-Batterien in Fahrzeugen genauer untersucht werden. Durch die Anwendung eines an der BFH entwickelten statistischen Datenmodells zur Aufzeichnung von Betriebsdaten der Batterie will CircuBAT dazu beitragen, die Batteriealterung besser zu verstehen und die Nutzungsdauer von Li-Ion-Batterien in der E-Mobilität zu verlängern. Damit lassen sich unter anderem Kosteneinsparungen und eine verbesserte Ökobilanz der Batterie realisieren. Weiter will CircuBAT damit auch das Vertrauen der Bevölkerung in Verfahren zur Restwertbestimmung von Batterien in Occasionsfahrzeugen nachhaltig stärken. Weil für Mobilitätsanwendungen in der Regel eine Restkapazität von mehr als 80 Prozent der ursprünglichen Speicherkapazität als erforderlich angesehen wird, die restliche Kapazität aber z. B. für stationäre Anwendungen noch gut ausreicht, ist die Entwicklung eines Modells für die Batteriealterung, welches schnelle und kostenorientierte Entscheidungen stützt, ein Ziel von CircuBAT. Sicherheitsaspekten im fortgeschrittenen Batteriealter in Zweitanwendungen sowie die Batteriealterung in diesen

stationären Anwendungen werden in CircuBAT ebenso untersucht. Weil für unterschiedliche Batterietypen zudem passende Stromrichter noch nicht frei am Markt erhältlich sind, wird an der FH OST ein für diese Zwecke optimierter Converter entwickelt.

Als ersten Schritt im hochwertigen Recycling-Prozess baut das Swiss Battery Technology Center in Biel Know-how in der mittels Robotik unterstützten Demontage von gebrauchten Batterien auf. In Zusammenarbeit mit der EMPA und Kyburz Schweiz AG wird zudem die Rückgewinnung von in der Batterie vorhandenen Aktivmaterialien weiterentwickelt. Mit einem Produktionsprozess für Elektroden, in dem die Materialien trocken anstatt wie heute nass verarbeitet werden, kann deren Herstellungsprozess beschleunigt werden. Auch wird dadurch eine Kostensenkung von 20 bis 30 Prozent pro kWh Zellkapazität erwartet. In enger Zusammenarbeit mit den Partnern in technischen Teilprojekten und mit Blick auf die gesamte Wertschöpfungskette werden geeignete, nachhaltige und wirtschaftlich vorteilhafte Geschäftsmodelle zur Umsetzung dieser Innovationen identifiziert und anhand empirisch unterstützter Simulationsmodelle bewertet und evaluiert.

Weitere Informationen: www.circuBAT.ch

Vorgezogene Recycling-Rebühr: der «Schweizer Weg»

In der Schweiz werden heute 53 Prozent der Siedlungsabfälle aus Haushalten und Gewerbe rezykliert¹⁰. Im europäischen Vergleich schneidet die Schweiz damit sehr gut ab¹¹. Die separat gesammelte Menge pro Person hat sich seit 1992 fast verdoppelt und lag in den letzten Jahren bei etwa 370 kg¹². Heute wird gut die Hälfte der Siedlungsabfälle separat gesammelt und verwertet. Die mengenmässig grösste Fraktion stellen dabei Grünabfälle (2021: 1'405'000 t) und Papier (2021: 1'175'570 t) dar. Der Umweltnutzen für das Recycling von Siedlungsabfällen hat sich seit 1992 fast verdoppelt und die erzielten CO₂eq-Einsparungen entsprechen jährlich 183'000 Flügen rund um die Erde¹³. Dies nicht nur, weil mehr gesammelt wurde, sondern auch, weil die Verwertung verbessert wurde. Ein wesentlicher Beitrag zu diesem Erfolg ist auf die vorgezogene Entsorgungsgebühren (VEG) zurückzuführen, welche allen eine kostenfreie Rückgabe ausgedienter Ware wie z. B. Batterien ermöglicht.

Mit rund 3'700 t (inkl. Lithium-Batterien) werden im Vergleich zu Papier mengenmässig relativ wenig Batterien rezykliert. Weil mit den aktuell stark zunehmenden Verkäufen von E-Fahrzeugen der Absatz von Batterien viel grösser als deren Rücklauf ist, liegt die Sammelquote 2021 aber mit 53 Prozent mehr als 10 Prozentpunkte tiefer als im langjährigen Durchschnitt (64,8 Prozent).

Alle Batterien (Batterien, Akkumulatoren, Hybridsysteme) sind einer gesetzlichen Melde- und Gebührenpflicht unterstellt¹⁴. Die INOBAT (eine Interessenorganisation für die Entsorgung von Batterien) verwaltet die vorgezogene Entsorgungsgebühr, welche die Konsument:innen beim Kauf einer Batterie bezahlen. Die INOBAT kann Hersteller und Händler von Fahrzeug- und Industriebatterien im Rahmen einer Branchenlösung von der Erhebung dieser Gebühr befreien. Die Branchenorganisation handelt dann stellvertretend für die Firmen und übernimmt das Melden der Verkaufszahlen und Bezahlen der Gebühren. Aktuell reduziert sich im Automobilbereich die Gebühr im Rahmen der Branchenlösung auf das Leisten einer Bankgarantie, deren Höhe die Kosten für das Recycling entspricht. Dank der Branchenlösung können die effektiv erhobenen Gebühren auf einen geringen Anteil zur Bezahlung der administrativen Kosten reduziert werden und entfallen für die Konsument:innen nahezu vollständig. So wird zugleich das Recycling gesichert und die Kund:innen profitieren dank der Branchenlösung von einem günstigeren Preis.

Eine vorgezogene Entsorgungsgebühr (VEG) gibt es neben Batterien auch für Glas. Die anfallenden Kosten für die Entsorgung bzw. das Recycling werden damit verursachergerecht verteilt. Weiter gibt es vorgezogene Recycling-Beiträge für Getränkeflaschen aus Aluminium, Stahlblech und PET (VRB) sowie für elektrische und elektronische Geräte (vRG).

Damit der Recycling-Kreislauf funktioniert, braucht es das Zusammenspiel verschiedener Akteure der Wertschöpfungskette. Einerseits müssen einerseits Produkte und Verpackungen so gestaltet werden, dass sie am Ende auch recycelt werden können. Andererseits finanzieren vorgezogene Beiträge das Recycling-System und ermöglichen den Konsument:innen, Gebrauchsgüter kostenfrei zurückzugeben. Mit Branchenlösungen kann zudem ein Abwälzen der Gebühren auf die Konsument:innen verhindert und eine kostenfreie Rückgabe für das Recycling für alle ermöglicht werden. All dies wirkt sich positiv auf die Rücklaufquoten und die Motivation, am Recycling teilzunehmen, aus und kann durchaus als Erfolgsmodell bezeichnet werden.

Perspektiven für das Schweizer Batterieökosystem

Mit der neuen Batterieverordnung hat die EU ein starkes politisches Instrument für eine langfristige und nachhaltige Batterieindustrie in Europa geschaffen. Sowohl China als auch die USA erschweren aber den europäischen Firmen den Markteintritt durch ihre direkten und indirekten Subventionen an die Hersteller von Batterien. Die Zukunft der europäischen Industrie hängt davon ab, ob die EU oder einige Staaten davon bereit sind, mit den USA und China gleichzuziehen. Diverse in den letzten Jahren entstandene politische Instrumente zur Förderung der grünen Wirtschaft und jüngste Gesetzesvorschläge zur Sicherung lokaler Wertschöpfungsketten¹⁵ legen Tendenzen in diese Richtung zumindest nahe.

Die Schweizerische Batterielandschaft ist hauptsächlich von klein- und mittelständischen Unternehmen geprägt. Diese KMU sind einer starken internationalen Konkurrenz ausgesetzt. Die Produktion und Prozessierung von Batterierohstoffen findet aus Mangel an entsprechenden Reserven im Ausland statt; Auch in der Zellfertigung ist die Schweiz zurzeit international nicht konkurrenzfähig. Unter anderem das Projekt CircuBAT zeigt aber, dass die Schweiz Innovationen im Bereich Energiespeicherung zu bieten hat: Sowohl von der Industrie als auch von den Akademien und interessierten Vereinigungen arbeiten hier Akteure entlang der gesamten Batterie-Wertschöpfungskette zusammen, von der Herstellung über die Nutzung bis zum Up- und Recycling.

In der Schweiz ist ein Fokus auf Innovationen im Sinne der Kreislaufwirtschaft und der Nachhaltigkeit des Batterie-Wertschöpfungskreislaufes zu fördern. Die Schweiz verfügt über führende Forschungsinstitutionen und industrielle Anwendungen im Bereich Werkstofftechnik und Recycling. Mit der vorgezogenen Recyclinggebühr hat sie gute und langfristig erfolgreiche Erfahrungen mit der Implementierung eines systemischen Ansatzes zur Schliessung von Ressourcenkreisläufen gemacht. Die Kombination aus exzellenter Wissenschaft, einer breiten Palette von Industrien, einer fördernden Umgebung für Start-ups sowie Expertise in der internationalen Zusammenarbeit machen die Schweiz zu einem idealen Umfeld für Innovationen – auch und gerade solchen, die einen systemischen Ansatz und den Wissenstransfer zwischen verschiedensten Akteuren erfordern. Im internationalen Wettlauf um die Führungsrolle in der Herstellung von Energiespeichern könnte sich die Schweiz in einer vorausschauenden, nachhaltigen und kooperativen Rolle positionieren, indem sie aktiv in eine kreislauffähige Wirtschaft investiert. So würden einerseits die Nachhaltigkeit und der Ressourcenverbrauch von Batterien verbessert werden und andererseits Wertschöpfung in der Schweiz generiert.

-
- 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/de/home/themen/abfall/zustand/indikatoren/indikator-abfall.pt.html>
 - 12 Siedlungsabfälle, Quelle: Bundesamt für Umwelt, © BFS 2022, Letzte Änderung: 05.12.2022, <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/23749153>, Tabelle 02.03.02.10
 - 13 <https://www.swissrecycling.ch/de/wertstoffe-wissen/leistungsbericht-2023/kennzahlen,2023-07-14>, Primärquelle: Carbotech AG, wobei die erzielten CO₂eq-Einsparungen sich auf Siedlungsabfall und die Mitglieder von Swiss Recycling bezieht.
 - 14 SR 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
-

Bidirektionales Laden. Kann die Elektromobilität das Stromsystem unterstützen?

November 2023

E-Fahrzeuge können einen erheblichen Beitrag für die Dekarbonisierung und eine zuverlässige Stromversorgung leisten.



Dr. Marius Schwarz ist Forscher am Energy Science Center der ETH Zürich. In dieser Tätigkeit konzentriert er sich vor allem auf die Rolle der öffentlichen Politik bei der Transformation von Energiesystemen zur Erreichung von Klima- und Energiezielen. Zuvor schloss er seine Promotion unter der Leitung von Prof. Volker Hoffmann in der Gruppe für Nachhaltigkeit und Technologie ab.



Dr. Severin Nowak ist Dozent für elektrische Energiesysteme an der Hochschule Luzern, Technik & Architektur. In dieser Rolle innerhalb des Kompetenzzentrums «Digital Energy and Electric Power» bearbeitet und leitet er angewandte Forschungsprojekte im Bereich der Digitalisierung der Stromnetze, der Netzintegration von erneuerbaren Energiequellen und Elektromobilität sowie der Optimierung des Verteilnetzbetriebs und unterrichtet in diesem Bereich. Severin Nowak hat an der University of British Columbia, Kelowna, BC, Kanada, in Elektrotechnik mit Schwerpunkt auf elektrischen Energiesystemen promoviert.

Der E-Mobilität kommt in der Energiewende eine Doppelrolle zu: Auf der einen Seite stellt sie das Stromsystem – die Verteil- und Übertragungsnetze sowie die Stromerzeugung – vor mehrere Herausforderungen. Gleichzeitiges oder besonders schnelles Laden von E-Fahrzeugen mit hohen Ladeleistungen kann Lastspitzen deutlich erhöhen¹. Dies kann zu Netzengpässen führen und einen teuren Netzausbau erfordern. Zusätzlich stellt das Aufladen der E-Fahrzeuge bereits heute den stärksten Treiber für die Zunahme der Schweizer Stromnachfrage dar und die Elektrifizierung der Mobilität schreitet schneller voran als angenommen. Damit steigt auch der Strombedarf schneller. Es wird mit einem jährlichen Strombedarf von 9 TWh in 2035 und 17 TWh in 2050 gerechnet.² Die Energieperspektiven 2050+ gingen noch von 5 respektive 14 TWh aus.³ Dieser hohe, zusätzliche Strombedarf muss gedeckt werden – entweder durch inländische Erzeugung und Stromimporte.

Auf der anderen Seite können E-Fahrzeuge einen erheblichen Beitrag für die Dekarbonisierung und eine zuverlässige Stromversorgung leisten. Über ein Drittel der CO₂-Emissionen in der Schweiz verursacht der Verkehrssektor, davon 72 Prozent die Personenwagen.⁴ E-Fahrzeuge reduzieren diese Emissionen und tragen so massgeblich zum Netto-Null-Klimaziel bei.⁵ Konkrete Reduktionsziele, inklusive einem vollständig dekarbonisiertem Verkehrssektor bis 2050 sind neu auch im Klimaschutzgesetz verankert. Zudem wird das künftige Stromsystem zunehmend mehr Flexibilität⁶ benötigen. Mit dem steigenden Anteil an variabler Stromerzeugung – vor allem durch die Photovoltaik – entstehen neue Herausforderungen, um Stromangebot und -nachfrage zeitgenau auszugleichen. So ist beispielsweise der Anteil des Solarstroms während der Mittagszeit am höchsten. E-Fahrzeuge, die in diesen Stunden geladen werden, können helfen, PV-Strom aus dem Verteilnetz aufzunehmen und damit mehr erneuerbare Energien zu integrieren und den Netzausbaubedarf zu verringern⁷. Solch ein gesteuertes unidirektionales Laden – auch V1G genannt – kann entweder über Preissignale direkt beim Endkunden (z. B. dynamische Tarife) oder durch direkt kontrolliertes Laden (z. B. über einen Aggregator, Preissignal auf dem Grosshandelsmarkt) implementiert werden.



Dr. Jonas Savelsberg ist Senior Researcher am Energy Science Center sowie am Center for Energy Policy and Economics der ETH Zürich. Seine Arbeit fokussiert auf Politikinstrumente für die europäische und Schweizer Energiewende. Er ist Experte für Schweizer und europäische Strommärkte und hat federführend an der Entwicklung mehrerer Strommarktmodelle mitgewirkt. In aktuellen Forschungsprojekten befasst er sich mit der Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem und der Schaffung von Anreizen für ein effizienteres Laden von Elektrofahrzeugen. Jonas Savelsberg ist promovierter Ökonom und hat an der Universität Basel mit Prof. Hannes Weigt geforscht.

Das Flexibilitätspotenzial kann weiter gesteigert werden, wenn die Batteriespeicher der E-Fahrzeuge bidirektional eingesetzt werden. Beim bidirektionalen Zusammenspiel zwischen Stromsystem und Fahrzeug, kann dessen Batterie nicht nur Strom aus dem Netz oder aus einer lokalen Quelle beziehen, sondern auch zurückspeisen. So können E-Fahrzeuge als kurzfristige dezentrale Speicher eingesetzt werden. Während E-Fahrzeuge durchschnittlich 6–10 kWh/Tag verbrauchen⁸, variieren aktuelle Batteriekapazitäten zwischen 40–100 kWh. E-Fahrzeuge könnten also ein Vielfaches des eigentlichen Verbrauches aufnehmen und wieder abgeben, und das mehrmals am Tag. Bidirektionales Laden generiert somit eine enorme

Speicherkapazität: Bereits 2030 könnte die nutzbare Flexibilität von E-Fahrzeugen 5 GW erreichen und damit die Leistung sämtlicher Schweizer Pumpspeicherkraftwerke übersteigen.^{9,10} Im Gegensatz zur Wasserkraft ist dies jedoch ein kurzfristiger Speicher. Eine Verschiebung der Solarerzeugung vom Sommer in den Winter ist damit nicht möglich.

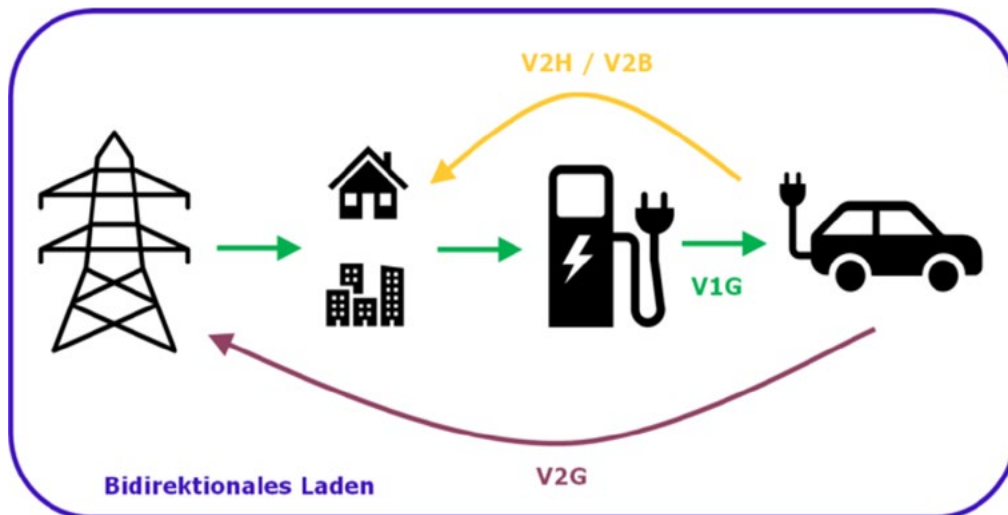
Anwendungsfälle und Flexibilitätsdienste von bidirektionalem Laden

Bei bidirektionalem Laden wird zwischen verschiedenen Anwendungsfällen unterschieden je nachdem, wem die zurückgespeiste Energie angeboten wird (s. Abbildung). Je Anwendungsfall können andere Flexibilitätsdienste erbracht werden.

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

Ein Anwendungsfall ist die Rückspeisung von Energie in ein Haus (vehicle-to-home/V2H) oder innerhalb grösserer Gebäudekomplexe/Areale und lokaler Energiegemeinschaften (vehicle-to-building/V2B) und lokaler Energiegemeinschaften. In der Regel soll so der Stromverbrauch hinter dem Stromzähler optimiert werden, indem die lokale Rückspeisung einen Teil des Verbrauchs kompensiert. Insbesondere mit einer PV-Anlage, wo der mittags anfallende Solarstrom nicht lokal genutzt werden kann, dienen die Fahrzeugspeicher zur zeitlichen Verlagerung

auf die Lastspitzen am Abend. So kann der Eigenverbrauchsanteil gesteigert werden. Dies reduziert den Strombezug vom Netzbetreiber und damit die Strombezugskosten für das Haus/Areal. Unterliegt das Haus oder Areal dynamischen Preisen für die Stromversorgung (stündlich oder Hoch-/Niedertarif), können Kosten zusätzlich gesenkt oder Gewinne durch Arbitragegeschäfte erwirtschaftet werden. Zusätzlich ist durch koordiniertes bidirektionales Laden auch Lastspitzenglättung innerhalb des Areals möglich, was wiederum dem vorgelagerten Verteilnetz nützt. Die Speicherkapazität einer Autobatterie ist im Fall eines Einfamilienhauses mit einem Tagesverbrauch in der Grössenordnung von 10 kWh typischerweise längst ausreichend, um lokalen Solarstrom aufzunehmen und in die Abendstunden zu verschieben. Stationäre Solarspeicher werden in der Regel mit einer Kapazität von einem Bruchteil einer Fahrzeugbatterie dimensioniert. Ein potenzielles Hindernis bei der Eigenverbrauchsoptimierung ist jedoch, dass das E-Fahrzeug mittags vor Ort sein muss. In Arealen oder lokalen Energiegemeinschaften mit Arbeitsplätzen und Wohnraum sowie Fahrzeugen mit diversen Nutzungsprofilen wird die Eigenverbrauchsoptimierung umso interessanter, da mehrere Fahrzeuge aggregiert und gemeinsam Speicherdienste anbieten können. Idealerweise wird die (bidirektionale) Ladeinfrastruktur in existierende Heim-Energie-Management-Systeme eingebunden, um eine effiziente Nutzung zu gewährleisten und flexibles Laden mit anderen steuerbaren Verbrauchern wie Wärmepumpen und Wasserboilern zu koordinieren.



Verschiedene Anwendungsfälle von bidirektionalem Laden

Anwendungsfall	Akteur	Strombeschaffung (Ausgleich Angebot und Nachfrage)	Stromnetz (Netzstabilität/Netzbetrieb)
V2G	Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid) Verteilnetzbetreiber	Systemdienstleistungen	Engpass-Management, Spannungsregelung
	Energieversorgungs- unternehmen	Energiearbitrage (Strommarkt, langfristige Strom- beschaffung)	
V2H/V2B	Endkunden	Energiearbitrage (variable Energietarife) Erhöhung Eigenverbrauchsquote (PV-Strom)	Energiearbitrage (variable Netztarife) Lastspitzglättung (Peak shaving, demand charges)

Flexibilitätsdienste durch bidirektionales Laden

Wert des bidirektionalen Ladens

Vehicle-to-grid (V2G)

Als Hauptmerkmal wird bei V2G Energie aus der Batterie in das Stromnetz zurückgespeist. Die Flexibilität durch koordiniertes, zeitabhängiges Laden und Entladen der Fahrzeugbatterien kann marktdienlich, netzdienlich und systemdienlich bereitgestellt werden:¹¹

- Bei marktdienlicher Nutzung wird die Flexibilität entsprechend der Preise auf dem Wholesale-Markt eingesetzt. Die Preise geben ein zeitlich hochaufgelöstes Signal für die Knappheit von Elektrizität. Die Bereitstellung geschieht meist durch Energieversorger oder Aggregatoren (etwa als virtuelles Kraftwerk).
- Bei netzdienlichem V2G können Flexibilitäten für die Verteilnetze genutzt werden, um kritische Netzsituationen wie Engpässe und Spannungsprobleme zu mindern oder ganz zu verhindern. So leisten E-Fahrzeuge Netzdienste für Verteilnetzbetreiber.
- Systemdienlich ist der Einsatz der Flexibilität, wenn die Energieressourcen von Fahrzeugen zum Erhalt der Systemstabilität auf Übertragungsnetzebene genutzt werden. Dabei werden in der Regel grosse Fahrzeugflotten aggregiert, um gesamthaft als virtuelles Kraftwerk Systemdienstleistungen bereitzustellen. Insgesamt ist der Regelleistungsmarkt aber eher klein und das Potenzial, Gewinne zu erwirtschaften, begrenzt – insbesondere mit der Zunahme von Wettbewerb durch die weitere Verbreitung von Batteriespeichern und flexiblen E-Fahrzeugen.

Die Flexibilitätsdienste, die bidirektionales Laden erbringen kann, sind also vielfältig. Diese können vorteilhaft für einzelne Akteure und in Summe auch für das gesamte Stromsystem sein. Am Energy Science Center der ETH Zürich wurde mithilfe der Nexus-e Plattform eine erste Abschätzung des Wertes von bidirektionalem Laden durchgeführt.¹² Die Ergebnisse zeigen, dass bidirektionales Laden generell zu niedrigeren Kosten für das Stromsystem führen kann. In verschiedenen Szenarien und Sensitivitätsanalysen können die Kosten dank der intelligenten Einbindung von Fahrzeugbatterien in das Stromsystem von heute bis 2050 um insgesamt 1,7 bis 6,6 Mrd CHF sinken – im Vergleich zu einem Szenario ohne gesteuertes Laden. Ein Teil dieser Einsparungen wird durch eine bessere Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere Solarstrom, erreicht. Während Abregelungen aufgrund des Ausbaus von Solarstrom generell zunehmen,

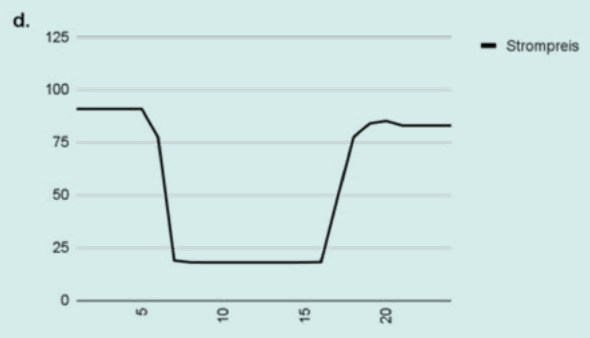
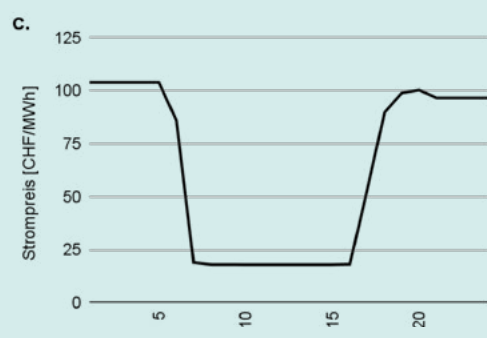
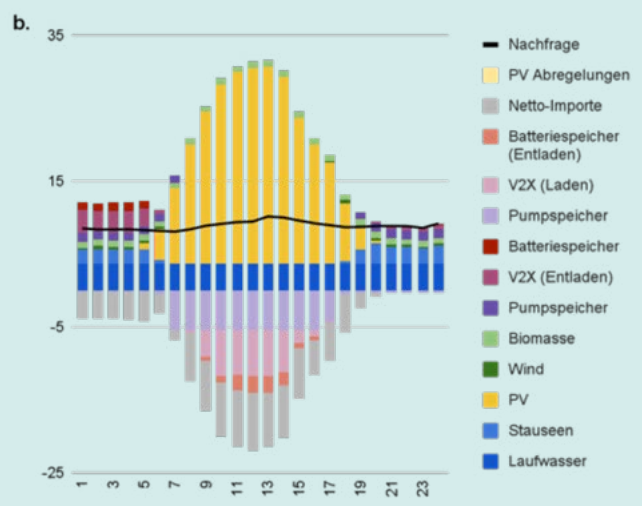
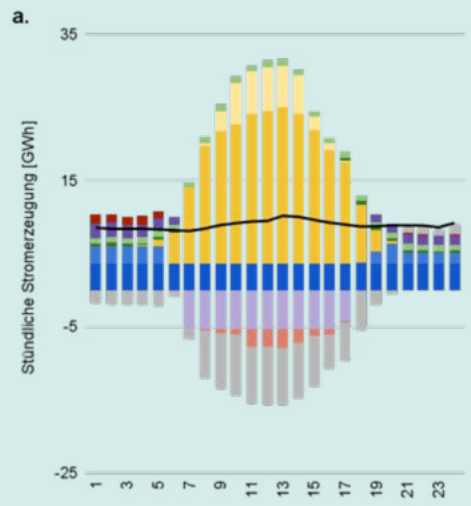
2050 können fast 4 TWh in einem Jahr durch bidirektionales Laden zusätzlich in das Netz eingespeist werden, was ungefähr 10 Prozent der jährlichen Solarstromerzeugung entspricht.

kann bidirektionales Laden diese Abregelungen deutlich verringern. So werden beispielsweise in den Szenarien der Studie in 2050 fast 4 TWh durch bidirektionales Laden zusätzlich in das Netz eingespeist, was ungefähr 10 Prozent der jährlichen Solarstromerzeugung entspricht. Durch die vermiedenen Abregelungen können im gleichen Umfang Importe oder der Einsatz teurerer, nicht erneuerbarer Stromerzeugung z. B. von Gaskraftwerken vermieden werden. Weitere Einsparungen werden aufgrund der gestiegenen Flexibilität im Stromhandel realisiert.

Auswirkungen des bidirektionales Laden auf den täglichen Strom-Mix

Ein Beispieltag im Sommer 2050 zeigt, wie sich bidirektionales Laden auf den Schweizer Strommix und die Strompreise auswirken kann. Dafür vergleichen wir die Abbildungen links (ohne bidirektionales Laden) mit den Abbildungen rechts (mit bidirektionalem Laden). Zunächst fällt auf, dass die Stromerzeugung durch Solarstrom (gelbe Balken) vor allem um die Mittagsstunden deutlich höher ist. Die hellgelben Balken bilden die Solarstromerzeugung ab, die abgeregelt werden muss. Auch ohne bidirektionales Laden helfen stationäre Batteriespeicher, Pumpspeicher und Exporte, Solarstrom zu integrieren. Mit bidirektionalem Laden ist die bereitgestellte Flexibilität jedoch deutlich höher, womit selbst Stromspitzen nutzbar gemacht werden können.

Der gespeicherte Strom wird direkt am selben Tag teilweise wieder genutzt. So sind Netto-Importe in den Abendstunden nicht mehr nötig (siehe in a. die grauen positiven Balken zwischen 20 und 24 Uhr). Ausserdem sind die Netto-Exporte in den Morgenstunden deutlich höher (siehe in b. die grauen negativen Balken zwischen 0 und 6 Uhr). Generell sind weniger Importe und mehr Exporte genau in diesen Stunden besonders wertvoll. Wie in Abbildung c. und d. sind die Strompreise vor allem nachts besonders hoch.



Ohne bidirektionales Laden

Mit bidirektionalem Laden

Stromerzeugung ohne (a.) und mit bidirektionalem Laden (b.) und resultierende Strompreise (c., d.) für einen Beispieltag im Sommer 2050

Die Studie hat sich jedoch auf einen rein marktdienlichen Einsatz der Fahrzeuge fokussiert. Andere Anwendungen wie beispielsweise die Bereitstellung von Flexibilität für Systemdienstleistungen (systemdienlich) und Engpassmanagement für das Verteilnetz (netzdienlich) könnten den Wert von bidirektionalem Laden weiter erhöhen.

Es gibt noch keine Studien, welche den vollen Wert von netz- und/oder systemdienlichem bidirektionalem Laden berechnen. Es liegen jedoch zwei Studien für den Effekt von unidirektionalem Laden auf das Schweizer Verteilnetz vor. So hat eine Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE untersucht, wie sich die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ auf das Verteilnetz auswirken, welcher Investitionsbedarf entsteht und wie sich bereitgestellte Flexibilität durch E-Fahrzeuge (unidirektional) auf den Bedarf auswirkt.¹³ Die Studie zeigt einen Investitionsbedarf für das Verteilnetz von heute bis 2050 von 75–84 Mrd CHF. Sollte die Flexibilität der E-Fahrzeuge netzdienlich eingesetzt werden, kann der Ausbaubedarf zwischen 35 bis 60 Prozent reduziert werden¹⁴. Eine aktuelle Studie der ZHAW (NETFLEX) kommt zu ähnlichen Ergebnissen und zeigt, dass netzdienlich eingesetzte E-Fahrzeuge benötigte Investitionen im Verteilnetz um 12–19 Prozent reduzieren können.¹⁵ Generell ist jedoch noch offen, ob bidirektionales Laden den Wert für das Stromsystem im Vergleich zu unidirektionalem Laden weiter steigern kann. Viele der oben genannten Flexibilitätsdienste können auch über flexibles, unidirektionales Laden erbracht werden und erfordern nicht zwingend bidirektionales Laden.

Herausforderungen von bidirektionalem Laden

Die Implementierung von bidirektionalem Laden weist einige Herausforderungen auf, weshalb heute vorwiegend unidirektional geladen wird.

Kosten für Infrastruktur und Pooling

Um Flexibilitätsdienste mittels bidirektionalem Laden anzubieten, müssen neben dem E-Fahrzeug auch die Ladeinfrastruktur und das Back-end-System (Steuerung für ein oder mehrere Fahrzeuge) über bidirektionale Funktionalität verfügen.

Bidirektionales Laden bringt neue Anforderungen an diese Komponenten mit sich, damit die Rückspeisung von Energie aus der Fahrzeugbatterie in das Stromnetz möglich wird. Durch die starke Fragmentierung der Lösungen, der verschiedenen Ladestecker, mehreren möglichen Kommunikationsschnittstellen und zum Teil anbieterspezifischen, nicht standardisierten Implementierungen ergibt sich eine komplexe Technologielandschaft, bei welcher nicht alle Back-end-Systeme und Ladegeräte mit allen Fahrzeugen kompatibel sind. Zudem sind nicht

alle Fahrzeuge fähig, Energie in das Stromnetz zurückzuspeisen. Zwar wurde im Frühjahr 2022 die Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation innerhalb der internationalen Norm ISO 15118 voll für Bidirektionalität spezifiziert, jedoch läuft die Umsetzung durch Fahrzeughersteller und Ladeinfrastrukturanbieter noch schleppend.

Heute gibt es nur wenige kommerziell verfügbare Lösungen für eine breite Nutzung von bidirektionalem Laden.

Stand heute gibt es nur wenige kommerziell verfügbare Lösungen, um bidirektionales Laden breit zu nutzen. Es braucht also Technologiefortschritte sowohl bei den E-Fahrzeugen als auch bei der Ladeinfrastruktur. Hinzu kommen die zurzeit noch deutlich höheren Kosten von bidirektionaler Ladeinfrastruktur (im Bereich von > 10'000 CHF gegenüber rund 1'000 CHF für unidirektionale Ladeinfrastruktur), da diese heute vorwiegend auf DC-Laden beruhen. Neu verbauen einzelne Anbieter die bidirektionale Ladefähigkeit in den Fahrzeugen, womit diese Fahrzeuge auch mit AC-Ladesäulen Bidirektionalität ermöglichen, was zu drastischen Einsparungen bei der bidirektionalen Ladeinfrastruktur führen sollte. Zudem muss für den Betrieb einer gesteuerten Fahrzeugflotte Kommunikationsinfrastruktur (wireless oder verkabelt) installiert und unterhalten werden. Und schliesslich fallen durch Pooling und Betrieb der Software-Management-Plattformen zusätzliche Betriebskosten an.

Verfügbarkeit und Vorhersagbarkeit der Flexibilität

Um möglichst viele Flexibilitätsdienste bereitstellen zu können, sollten E-Fahrzeuge idealerweise eine hohe Verfügbarkeit mit hoher Vorhersagbarkeit bieten. Dies ist vor allem wichtig bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, da dafür eine hohe Verbindlichkeit bei der Teilnahme erforderlich ist. So müssen vor allem die Aggregatoren, welche die E-Fahrzeuge bündeln, die Menge und Dauer der Flexibilität zuverlässig vorhersagen können. Diese Verbindlichkeit kann häufig in Konflikt mit individuellen, spontanen Mobilitätsbedürfnissen der Fahrzeugnutzer:innen stehen.

Verfügbarkeit und Vorhersagbarkeit unterscheiden sich je nach Fahrzeugnutzung.¹⁶ So haben beispielsweise Nutzfahrzeuge tendenziell eine geringe Verfügbarkeit, aber eine hohe Vorhersagbarkeit, da Strecken und Nutzungszeiten häufig geplant sind. Privatfahrzeuge hingegen weisen eine höhere Verfügbarkeit – in der Schweiz werden Privatfahrzeuge zu 95 Prozent der Zeit nicht für Mobilität genutzt –, aber geringere Vorhersagbarkeit auf, da die Fahrzeugnutzung heterogen ist.¹⁷ Neben den typischen Pendler:innen, welche morgens und abends fahren, dominieren in der Fahrzeugnutzung vor allem

kürzere Strecken über den Tag hinweg und eine sehr geringe Nutzung des Autos. Dass Fahrzeuge mehrmals pro Woche für längere Strecken verwendet werden, kommt eher in ländlichen Gebieten vor. Bei dieser Nutzung wäre die Verfügbarkeit eher gering, da aufgrund des hohen Energiebedarfs die relativ kurzen Parkzeiten nahezu vollständig für das Laden genutzt werden müssen.

Sowohl höhere Verfügbarkeit als auch höhere Vorhersagbarkeit ist bei Fahrzeugen mit langen geplanten Parkzeiten oder einem strikten Schichtplan gegeben (z. B. Schulbusse oder in Parkhäusern mit langen Parkzeiten). Obwohl Carsharing E-Fahrzeuge mehr gefahren werden als Privatfahrzeuge, bleibt dennoch ein erhebliches Flexibilitätspotenzial durch lange Standzeiten bei nicht gebuchten Fahrzeugen. So bietet beispielsweise Mobility erste bidirektionale Flexibilitätsdienste an.¹⁸ Die Kombination verschiedener Fahrzeugnutzungen und die daraus resultierende Vielfalt an zeitlichen und räumlichen Nutzungsmustern erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass Aggregatoren die vereinbarte Kapazitätsmenge an Flexibilität zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitstellen können.

Zusätzlich zum Fahrverhalten hat das Einsteckverhalten einen erheblichen Effekt auf das Flexibilitätspotenzial. So kann das E-Fahrzeug beispielsweise nach jeder Fahrt oder auch nur, wenn die Batterie einen niedrigen Ladezustand erreicht hat, aufgeladen werden. Während die Fahrzeugnutzung kaum zu beeinflussen sein wird, könnte das Einsteckverhalten über Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität beeinflusst werden.

Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität

Für die Fahrzeugnutzer:innen bedeutet die Bereitstellung der Flexibilität typischerweise wahrgenommene Komforteinbussen¹⁹ und Unsicherheiten über die Auswirkung auf die Batterie des E-Fahrzeugs. Um die Nutzer:innen zu motivieren, sind Anreize notwendig wie Preissignale oder Informationen, welche sich am Zustand des Stromnetzes oder auch an der CO₂-Intensität des Strom-Mixes orientieren.

Für hinreichende Preissignale kann eine Kombination mehrerer Anwendungen hilfreich sein.

Verschiedene Studien haben untersucht, wie hoch die Preissignale sein müssen. Generell hat sich gezeigt, dass Fahrzeugnutzer:innen auf Preissignale reagieren²⁰, die Wirkung sich jedoch individuell stark unterscheidet.²¹ Auf Basis einer Umfrage in der oben genannten ZHAW Studie wurde die notwendige Vergütung für Nutzer:innen von E-Fahrzeugen geschätzt. Laut der Umfrage erwarten

diese für eine einstündige Lastverschiebung pro Woche eine Kompensation von 36 CHF pro Jahr. Mit jeder weiteren Lastverschiebung steigt auch die erwartete Entschädigung. Ob der Wert der mit gesteuertem Laden angebotenen Flexibilitätsoptionen hoch genug für die benötigten Preissignale sein wird, ist noch unklar. Die bisherigen Studien zeigen einen Wert für die angebotenen Flexibilitätsdienste von 80 CHF (netzdienlich, unidirektional)²² bis 100 CHF (marktdienlich, bidirektional)²³ je Fahrzeug und Jahr – und das ohne Abzug der Kosten für Infrastruktur und Betrieb.

Für hinreichende Preissignale kann eine Kombination mehrerer Anwendungen hilfreich sein. Zu berücksichtigen ist, dass sich eine Anwendung nicht negativ auf die Zielerreichung der anderen Anwendung auswirken sollte. So zeigen beispielsweise die beiden Studien des BFE und der ZHAW, dass der Investitionsbedarf in das Verteilnetz sogar noch höher liegen könnte, wenn die Flexibilität der E-Fahrzeuge marktorientiert eingesetzt wird – im Vergleich zu einem Szenario, in dem die Flexibilität gar nicht genutzt wird. Es braucht also intelligente Ansätze, um die verschiedenen Anwendungen zu kombinieren und den Mehrwert von bidirektionalem Laden zu maximieren.

Schlussfolgerungen für die Akteure

E-Fahrzeuge können dazu beitragen, erneuerbare Energien zu integrieren und den Netzausbaubedarf zu verringern. Damit die E-Mobilität kein «Fluch», sondern ein «Segen» für das Stromsystem wird, sehen wir drei Handlungsfelder, in denen die Akteure aus Wirtschaft und Politik aktiv werden müssen:

Digitalisierung und IT

- Um die Flexibilität von E-Fahrzeugen netzorientiert einzusetzen, braucht es Monitoring-Systeme der Verteilnetze, die beispielsweise potenzielle Netzengpässe frühzeitig erkennen. Eine generelle Digitalisierung der Verteilnetze muss dafür voranschreiten. So sind auch Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene hierzulande noch wenig etabliert. Ein solcher Flexibilitätsmarkt wird im Pilotprojekt ENFLATE momentan von der Hochschule Luzern zusammen mit EPEX Spot, SAK und CKW erarbeitet.²⁴
- Um E-Fahrzeuge zu poolen, muss die Interoperabilität zwischen den verschiedenen IT-Systemen (Back-end, Ladestationen, Fahrzeuge) gewährleistet sein. Zusätzlich bestehen hohe Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur bezüglich Latenzzeiten und Datenvolumen. Damit Systemdienstleistungen konform angeboten werden können, müssen strikte Reaktionszeiten eingehalten werden. Die Konzepte zur Bereitstellung von Regelleistung durch E-Fahrzeuge werden sowohl im BFE-Projekt EVFlex²⁵ wie auch im Pilot- und Demonstrationsprojekt V2X-Suisse²⁶ erarbeitet und umgesetzt.

Anreize für Flexibilitätsdienste

- Um die E-Fahrzeugnutzer:innen für netz- und systemdienliche Flexibilitätsdienste zu motivieren, muss das Bereitstellen finanzielle Vorteile erbringen. Abhängig vom Anwendungsfall (V2H/V2B, V2G) können unterschiedliche Preissignale funktionieren: Für V2H/V2B sind dynamische Stromtarife für Endkunden eine Option, welche sowohl den Status der aktuellen Stromerzeugung und -nachfrage als auch den Zustand des Verteilnetzes wiedergeben. Für V2G mit gepoolten E-Fahrzeugen ist vor allem eine Entschädigungspflicht bei Nutzung der Flexibilität wirksam. Diese Anreize müssen mehrere Flexibilitätsziele vereinbaren und Kompromisse zwischen den Flexibilitätsdiensten auf den Ebenen der Übertragung, Verteilung und Erzeugung berücksichtigen. Dafür können statt Opt-in- (die Nutzenden müssen sich für eine Teilnahme entscheiden) Opt-out-Konzepte (die Nutzenden müssen sich gegen eine Teilnahme entscheiden) wirksam sein. Generell müssen die Anreize genügend attraktiv und automatisiert sein, damit E-Fahrzeugnutzer:innen im grossen Umfang teilnehmen.

Noch ist offen, ob der zusätzliche Nutzen, den bidirektionales Laden gegenüber flexiblem unidirektionalen Laden mit sich bringt, die höheren Kosten für die Ladeinfrastruktur rechtfertigt.

- Generell muss auch geklärt werden, in welchem Umfang der rückgespeiste Strom vergütet wird. Dazu zählt wesentlich die Befreiung von Netzentgelten für rückgespeiste Energie aus den Batterien der E-Fahrzeuge (und generell von dezentralen Speichern). Auch lokale Energiegemeinschaften können einen Rahmen schaffen, um die Flexibilität von E-Fahrzeugen lokal zu nutzen und entsprechend zu vergüten.

Uni- vs bidirektionales Laden

- Bidirektionales Laden erfordert derzeit deutlich höhere Anfangsinvestitionskosten als unidirektionales Laden, insbesondere bei der Ladeinfrastruktur. Daher müssen auch die zusätzlichen Flexibilitätsdienste einen deutlichen Mehrwert gegenüber unidirektionalem Laden schaffen. Ob dies im Schweizer Stromsystem der Fall ist, ist noch nicht ausreichend geklärt. So braucht es weitere Studien und Praxisbeispiele, welche uni- und bidirektionales Laden direkt miteinander vergleichen.
- Ein weiterer offener Punkt betrifft die Herkunftsnachweise. Gemäss VSE muss die aus dem Verteilnetz bezogene, zwischengespeicherte und wieder eingespeiste elektrische Energie messtechnisch bzgl. ihrer Herkunft (Netz, Eigenproduktion) differenziert werden. Dies stellt eine zusätzliche Herausforderung bei mobilen Stromspeichern dar, da diese nicht zwingend am selben Ort Energie laden und rückspeisen. Es braucht entweder digitale Lösungen, welche eine solche Nachverfolgbarkeit ermöglichen, oder regulatorische Lockerungen spezifisch für bidirektionales Laden.

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670722005686>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/78058.pdf> 2035 sollen bereits 2,1 Mio Batterie-elektrische PW in der Schweiz zugelassen sein.
- <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- Bundesamt für Statistik, Mobilität und Verkehr, 2023.
- Hoekstra A., Steinbruch M., Vergleich der lebenslangen Treibhausgasemissionen von Elektroautos mit den Emissionen von Fahrzeugen mit Benzin- oder Dieselmotoren, Eindhoven University of Technology
- Flexibilität ist die gesteuerte Veränderung der Stromspeisung oder -nachfrage. Beispiele für Flexibilitätsdienste umfassen das Übertragungsnetz (z. B. Aufrechterhaltung der Netzfrequenz), das Verteilnetz (z. B. Spannungsregelung oder Engpassmanagement) und Energieversorger (z. B. geringere Einschränkung der Stromerzeugung).
- 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).
- Im Durchschnitt steht ein (privat genutztes) E-Fahrzeug 23 Stunden am Tag, fährt pro Tag 37 km und benötigt damit 6–10 kWh bei einem Verbrauch zwischen 16 und 25 kWh/100km.
- <https://nexus-e.org/vehicle-to-grid-in-switzerland/>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- VSE, «Flexibilitäten - Basiswissendokument», August 2016.
- <https://nexus-e.org/vehicle-to-grid-in-switzerland/>
- <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>
- In diesem Szenario wurde zusätzlich zum netzorientierten Laden von einer Spitzenkapung der PV-Anlagen bei 85 Prozent ihrer Nennleistung ausgegangen. Die angegebenen Einsparungen sind also nicht nur netzdienlichem Laden zuzuordnen.
- <https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=70108&Load=true>
- Gschwendtner, C. et al. Vehicle-to-X (V2X) implementation: An overview of predominant configurations and technical, social and regulatory challenges. Renew. Sustain. Energy Rev. 145, 110977 (2021), doi.org/10.1016/j.rser.2021.110977
- VCS-Positionspapier: Digitalisierung und automatisiertes Fahren im Strassenverkehr,
- <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. When do you charge your electric vehicle? 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/vehicle-to-grid-in-switzerland/>
- Hochschule Luzern, «Europäisches Horizon-Projekt ENFLATE: Digitalisierung für die Energiewende», [online] <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/ueber-uns/medien/medienmitteilungen/2022/11/17/news-site/>
- Hochschule Luzern, «EVFlex – Netzdienliche Flexibilitätsaggregation von Elektrofahrzeugen», [online] <https://www.hslu.ch/de-ch/hochschule-luzern/forschung/projekte/detail/?pid=5883>
- Mobility, Ein Problem wird zur Lösung – mit V2X, [online] <https://www.mobility.ch/de/v2x>
- VSE, Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität (HBLE-CH), 2022



Mit Unterstützung von



Stand: November 2023

Redaktionelle Begleitung:

Dr. Oliver Wimmer

Konzeption und grafische Gestaltung:

CR Kommunikation AG

Forum Energiespeicher Schweiz

Falkenplatz 11

Postfach

3001 Bern

Telefon: 031 301 89 62

Fax: 031 313 33 22

E-Mail: speicher@aesuisse.ch

Website: speicher.aesuisse.ch

