



# Dialogpapier

---

## AG 2 – Beitrag der Speichertechnologien

### Präambel

Die politischen Entscheidungen für die Energiewende und zum Kernenergieausstieg werden nicht in Frage gestellt!

### Aufgabe der Arbeitsgruppe

Aufgabe der Arbeitsgruppe war es zu ermitteln, was Speichertechnologien heute, mittelfristig (2023) und längerfristig für die Versorgungssicherheit in Bayern zu wettbewerbsfähigen Preisen leisten können. Dabei hat sich die Arbeitsgruppe nach der Aufgabenstellung des Energiedialogs auf den Beitrag der Speicher zur Sicherung der Stromversorgung (Speicher Strom zu Strom) beschränkt.

Die Umwandlung von Energie (z.B. Strom in Wärme, Strom in Mobilität) wurde daher nicht näher betrachtet.

Bei den Möglichkeiten der Speicherung ist zu unterscheiden zwischen:

- Lang – oder Kurzzeitspeicher
- chemische, elektrochemische oder physikalische Speicher

Folgende Speichertechnologien wurden im Detail durch Expertenanhörungen in den Sitzungen kritisch beleuchtet:

Power-to-Gas, LOHC, Batterien, Pumpspeicher und Powertower

### Speichertechnologien

Die Arbeitsgruppe Speichertechnologien hat sich auf folgende Kernaussagen zu den einzelnen Technologien geeinigt:

## 1. Power-to-Gas (PtG)

Power-to-Gas als „chemischer Speicher“ könnte insbesondere als Langzeit- oder saisonales Speicherverfahren dienen. Mit Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien wird mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der bei PtG in der Regel noch in Methan umgewandelt wird, um das vorhandene Erdgasnetz für die Speicherung zu nutzen; ein Wasserstoffnetz existiert nicht. Das Gasnetz und die in Deutschland und insbesondere auch in Bayern vorhandenen Gasspeicher könnten dieses synthetische Methan mit aufnehmen. Die Speicherkapazität ist hier sehr hoch, die reinen Gasspeicherkosten (Investitionskosten 2-4 Ct/kWh) sehr gering.

Durch die Wiederverstromung in hocheffizienten Kraftwerken könnten damit die Flauten der Wind- und Sonnenenergie zumindest teilweise gefüllt werden.

Wegen der verschiedenen Prozessschritte - energieaufwendige Elektrolyse, anschließende Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs und Wiederverstromung des Methans - treten hohe Umwandlungsverluste auf. Der Gesamtwirkungsgrad für die Rückverstromung liegt derzeit kumuliert bei ca. 30 %.

Die PtG-Anlagen weisen heute leistungsbezogene Investitionskosten von 1000 – 4000 €/kW auf. Bei niedrigen Betriebsstundenzahlen – z.B. ist die in Bayern dominierende PV-Einspeisung nur ca. 1000 Jahresvolllaststunden pro Jahr - würden Kosten von über 50 Ct/kWh für den wiedereingespeisten Strom resultieren, bei 7000 Betriebsstunden dagegen „nur“ 15-20 Ct/kWh.

Die Kosten für die Erdgasspeicher sind zwar günstig, teuer und mit hohen Verlusten behaftet ist hier aber der Gesamtprozess zur Stromspeicherung.

PtG-Verfahren mit Rückverstromung werden daher erst bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien, 60 bis eher 80% Anteil an der Stromerzeugung - mit Tausenden von Jahresstunden mit Überschussstrom - von Belang.

Aktuelle Projekte:

Bei Power-to-Gas liegen aktuelle Pilotvorhaben bereits im unteren MW-Bereich. Die mit Abstand größte Anlage von Audi in Werlte (Niedersachsen) hat eine Eingangsleistung von rund 6 MW<sub>elektr.</sub> und erzeugt damit ca. 3 MW synthetisches Methan für den Einsatz in der Mobilität. Der Bund hat bisher ca. 15 Pilotvorhaben im Rahmen eines Schwerpunktprogramms Energiespeicher gefördert, Bayern fördert 2 PtG-Projekte in Verbindung mit Biogasanlagen, in denen die Methanisierung auf biologische Weise erfolgt.

Beim PtG-Verfahren sind durch weitere F&E-Anstrengungen noch wesentliche Kostensenkungen nötig.

PtG-Verfahren sind bei Strom-zu-Strom-Speicherung für den Eingangsstrom von der EEG-Umlage und zudem von den Netzentgelten befreit.

Das erzeugte Gas kann auch in der Mobilität, der Industrie und im Wärmebereich eingesetzt werden.

## 2. LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier)

Beim LOHC-Verfahren wird wie beim PtG-Verfahren mit Überschussstrom ebenfalls elektrolytisch Wasserstoff erzeugt und dieser direkt reversibel an das LOHC, die Trägerflüssigkeit, angelagert. Es wird damit eine verlustfreie Lagerung des erzeugten Wasserstoffs ermöglicht. Vorteil der LOHC-Technologie wäre die mögliche dezentrale Realisierung der Anlagen und Speicher. Durch den gewohnten Umgang der Bevölkerung mit Flüssigkraftstoffen wäre auch eine hohe Akzeptanz zu erwarten. LOHC hat eine hohe Speicherdichte, im Vergleich zu Diesel hat LOHC circa den 5-fachen Volumenbedarf.

Vorteil des LOHC-Verfahrens ist, dass damit insbesondere im Bereich Mobilität die Tankstelleninfrastruktur genutzt und der Wasserstoff für den Antrieb der sich in der Entwicklung befindlichen Brennstoffzellen-Autos eingesetzt werden könnte.

Die Investitionskosten (kapazitätsbezogen) für das LOHC betragen nach Angaben der Experten ca. 2 €/kWh Wasserstoff, die Investitionskosten (leistungsbezogen) werden mit 1.000 – 4.000 €/kW beziffert.

Der Gesamtwirkungsgrad liegt bei Wiederverstromung wie bei PtG ebenfalls bei ca. 30%, da die energieaufwändige elektrolytische Wasserstofferzeugung und die Wiederverstromung analog zum PtG-Verfahren sind.

Aktuelle Projekte:

Bisher existiert in Erlangen nur eine Anlage im Labormaßstab, mit der die Machbarkeit im fluktuierenden Betrieb erwiesen wurde. Erste Prototypen sollen bis 2016 realisiert werden.

Bayern fördert die Entwicklung dieser Technologie u.a. im Rahmen des EnergieCampus Nürnberg, des BavarianHydrogenCenter in Erlangen und mit dem neu gegründeten Helmholtz-Institut HI ERN in Erlangen.

Weitere F&E-Anstrengungen zum Scale-up und zur Kostensenkung sind nötig. Bei beiden Verfahren, **PtG und LOHC**, wird daher nach Angaben der Experten in den kommenden Jahren keine kostendeckende Rückverstromung gesehen.

Weitere Anwendungen für beide Verfahren (PtG & LOHC) dürften in der sektorenübergreifenden Nutzung des elektrolytisch erzeugten Gases zur CO<sub>2</sub>-Einsparung im Bereich der Mobilität oder dem Wärmesektor liegen. Dies ist jedoch nicht Thema der Arbeitsgruppe Speicher, da hier die Sicherung der Stromversorgung und Schließung der drohenden Stromdeckungslücke thematisiert wird.

### 3. Batterien

Batteriespeicher sind als „elektrochemische Speicher“ den Kurzzeitspeichern zuzuordnen (Minuten bis Tage, mit Ausnahme von Sonderanwendungen wie Notstromsystemen) und in verschiedenen Technologien wie z.B. traditionell Blei-, Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Technologie verfügbar. Es sind damit hohe Wirkungsgrade (bis 95% bei Li-Ionen-Batterien), aber bisher nur vergleichsweise geringe Kapazitäten machbar. Batterien eignen sich insbesondere als dezentrale Speicher zur Entlastung des Verteilnetzes (Abbau der Lastspitzen, Kapazität nur wenige kWh), können in Verbindung mit PV-Anlagen den Eigenstromverbrauch erhöhen und weitere Aufgaben im Verteilnetz übernehmen. Batterien können durch Systemdienstleistungen wie Bereitstellung von Regelenergie etc. zur Versorgungssicherheit beitragen. Hier hat die Kostenstruktur nahezu Wettbewerbsfähigkeit erreicht.

Die Investitionskosten (kapazitätsbezogen) sind bisher sehr hoch – von Bleiakkus mit 400 €/kWh bis zu neueren Lithium-Ionen-Akkus mit ca. 1.200 €/kWh, die Systemgesamtkosten werden von den Experten noch deutlich höher angegeben. Insbesondere bei den neueren Batteriesystemen ist durch die großtechnische Fertigung und den Scale-up-Effekt bis 2023 eine Preissenkung zu erwarten, so dass die Speicherkosten von derzeit über 25 Ct/kWh auf erwartete 4 - 5 Ct/kWh bis 2023 sinken könnten.

Problematisch ist bisher die eingeschränkte Zyklenzahl (bei Lithium-Ionen-Batterien werden bis 2023 mindestens 5000 – 7000 Zyklen als Ziel angestrebt), die die Betriebszeit bzw. Lebensdauer im Vergleich zu anderen Speichertechnologien deutlich einschränken.

Redox-Flow-Batterien haben im Gegensatz zu den anderen Batterietypen eine Speichermöglichkeit für die geladenen Elektrolyten. Es wären damit höhere Speicherkapazitäten machbar, allerdings sind bisher die Systemkosten hoch und die Wirkungsgrade mit ca. 75 % niedriger als mit Li-Ionen-Batterien.

Aktuelle Projekte:

Der Bund hat sowohl ein Schwerpunktförderprogramm insbesondere für Lithium-Ionen-Batterien als auch ein breit angelegtes Förderprogramm für die Markteinführung in Verbindung mit PV-Anlagen aufgelegt (technologieneutral, Li-Ionen- oder Blei-Batterien).

Bayern fördert insbesondere die Forschung und Entwicklung, u.a. 2 Großprojekte zu Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterietechnologien.

Zur Erreichung der oben genannten Ziele sind weitere F&E-Anstrengungen, gefördert vom Bund und Bayern, nötig.

#### 4. Pumpspeicher

Pumpspeicher sind Kurzzeitspeicher für den Bereich von Stunden bis Tagen in den Mittelgebirgen bzw. auch bis zu Wochen bei typisch alpinen Pumpspeichern.

Pumpspeicher sind eine bewährte Technik mit bis zu 85% Wirkungsgrad und weisen eine hohe Leistung und Kapazität auf. Sie können auch alle Regenergiearten liefern und sind „schwarzstartfähig“. Pumpspeicher eignen sich besonders zum Ausgleich von temporären Last- oder Einspeiseschwankungen und gewährleisten damit einen Ausgleich bei fluktuierender Einspeisung. Durch die hohe Leistung und Kapazität der Pumpspeicher können bedeutende EE-Anteile ins Netz integriert werden. Sie leisten bereits heute einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilisierung.

Ausgehend von der in Bayern derzeit installierten Kapazität von knapp 4 GWh wurde in einer Potentialanalyse eine mögliche Kapazität von 66 GWh bei 11 GW Leistung ermittelt. Entsprechend der natürlichen Gegebenheiten sind die Anlagen frei nach Leistung und Speichereinhalt konfigurierbar; limitierende Faktoren sind geeignete natürliche Standorte und die mit der Errichtung der Anlage verbundenen Umweltauswirkungen.

Von allen derzeit verfügbaren Speichern für elektrische Energie sind Pumpspeicher derzeit die günstigste Lösung. Die Investitionskosten (leistungsbezogen) liegen nach den vorliegenden Erfahrungen in der Spanne von 700 bis 1.500 €/kW und werden im Durchschnitt mit 1.000 €/kW ermittelt.

Die Investitionskosten (kapazitätsbezogen) ergeben sich auf der Basis der realisierten Projekte mit rd. 100 €/kWh (Spanne von 50 bis 200 €/kWh).

Die Gesamtbetriebskosten werden bei 1.500 Volllaststunden im Bereich von 5-6 Ct/kWh, wobei die reinen Betriebs- und Unterhaltungskosten mit rund 1 Ct/kWh aufgrund der Praxiserfahrung angegeben werden.

Die Wirtschaftlichkeit ist derzeit aufgrund der niedrigen Strombörsenpreise kritisch, aber Pumpspeicherwerke sind derzeit die günstigste Speichertechnologie und die einzige Möglichkeit bereits heute im GWh-Bereich bedeutende Strommengen zu speichern.

Die Anlagen weisen eine hohe Lebensdauer und eine nahezu unbegrenzte Zyklenzahl auf. Eine Eigenentladung ist vernachlässigbar.

Pumpspeicherwerke verwenden keine schädlichen Einsatzstoffe und verursachen keine Schadstoffemissionen. Durch Integration von volatilen Erneuerbaren Energien tragen sie zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bei; stellen dabei jedoch einen Eingriff in die Natur dar.

Die Situation zu den Netzentgelten stellt sich im Vergleich zu unseren Nachbarn unterschiedlich dar. Während in der Schweiz und in Italien keine Pumpstromnetzentgelte zu entrichten sind, gilt die Netzentgeltbefreiung in Deutschland und Österreich eine befristete Befreiung nur für neue Anlagen oder umfänglich modifizierte Anlagen. Eine Befreiung von der EEG-Umlage oder vergleichbaren Lasten liegt in Deutschland und der Schweiz vor. Stromsteuern fallen jeweils nicht und in Österreich nur teilweise an. In Deutschland kann von Bestandsanlagen zudem ein individuell reduziertes Netzentgelt für den Strombezug beantragt werden.

## 5. Powertower

Die Powertower-Technologie ist im Vergleich zum Pumpspeicher in kleinerem Maßstab durch topographieunabhängige dezentrale Anlagen für die direkte Integration der Erneuerbaren Energien geeignet. Sie zeichnet sich auch durch hohe Wirkungsgrade aus, hat allerdings vergleichsweise geringe Kapazität und ist bei den spezifischen Investitionen teurer als Pumpspeicherwerke.

Die Technologie befindet sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Derzeit existieren zwei Versuchsanlagen und ein Großversuch ist in Planung.

## 6. Weitere Speichertechnologien

Unterirdische **Druckluftspeicher** sind für Bayern wegen der fehlenden Salzkavernen ohne Bedeutung und weisen zudem niedrige Wirkungsgrade auf.

**Schwungräder, Kondensatoren** und **supraleitende Magnetspulen** sind nur für die Frequenzregelung von Belang, die Kapazität als Speicher ist sehr gering.

## 7. Sektorübergreifende Speicherung

Sonstige Speichermöglichkeiten wie Power-to-Heat - Überschussstrom wird mit Elektroheizern zur Aufheizung von Wärmespeichern, z.B. für die Fernwärmeversorgung, genutzt oder auch den Einsatz des mit PtG erzeugten Wasserstoffs oder synthetischen Methans im Wärmesektor, Industrie und Verkehr - können keine Strom-zu-Strom-Speicherung leisten und sind daher eher dem Lastmanagement zugerechnet. Dies gilt auch für das PtG-Verfahren Power-to-Mobility - also dem Einsatz des mit PtG erzeugten Wasserstoffs oder synthetischen Methans im Verkehr.

## Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von Stromspeichern:

Die Mitglieder der Arbeitsgruppe sind sich einig, dass die Marktbedingungen für den Einsatz von Stromspeichern zu verbessern sind. Hierzu ist insbesondere eine Anpassung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig.

Denkbar sind verschiedene Ansatzpunkte für eine Verringerung staatlich veranlasster oder regulierter Belastungen wie Erleichterungen bei der EEG-Umlage und den Netzentgelten, sowie Anreize zur Vergütung von Leistungsgarantie.

Aus diesem Grund ist auf Initiative Bayerns auf der Wirtschaftsministerkonferenz im Dezember 2014 ein Beschluss ergangen, der vor dem Hintergrund der zunehmenden Einspeisung volatiler Energien die langfristige Bedeutung

der Speicher als Beitrag zu einer sicheren und bedarfsgerechten Stromversorgung betont und gleichzeitig den Bund auffordert zu prüfen, ob und gegebenenfalls wie die durch Anpassungen des geltenden energierechtlichen Rahmens die Marktbedingungen für den Einsatz von Stromspeichern verbessert werden können.

## **Ergebnisse und Handlungsempfehlungen**

1. Im Rahmen der Energiewende leisten Speicher einen großen Beitrag:
  - Speicher stellen Systemdienstleistungen zur Verfügung.
  - Die Speicherung von EE-Strom reduziert den CO<sub>2</sub>-Ausstoß.
  - Speicher können Strommengen zeitlich verschieben und damit Stromerzeugung und Stromverbrauch zeitlich in Einklang bringen.
2. Die Teilnehmer der Arbeitsgruppe halten es nicht für möglich, dass Speichertechnologien unter den aktuellen Rahmenbedingungen in 2023 schon substantiell einen Beitrag leisten können, um eine Dunkelflaute zu überbrücken. Die Speicher können keinen großen Beitrag zur Schließung der Deckungslücke bei der erzeugten Strommenge von ca. 40 TWh leisten. Speicher können nur etwas speichern, was bereits erzeugt wurde!
3. Nach Aussage von Experten sind Speicher kein vollständiger Ersatz für den in der Diskussion befindlichen Übertragungsnetzausbau.
4. Das Stromsystem hat aufgrund des Zubaus an EE einen wachsenden Bedarf an Flexibilisierung. Speicher stellen dafür eine Option unter mehreren dar. Ziel muss eine technologieneutrale und kostenoptimierte Erschließung dieser Potentiale im gegenseitigen Wettbewerb sein.
5. Insbesondere zusätzliche Langzeitspeicher werden nach verschiedenen Gutachten jedoch erst ab einem Anteil von etwa 60 % bis 80 % Erneuerbarer Energien eine wesentliche Komponente. Diese EE-Anteile werden nach heutigem Stand erst nach ca. 2035 erreicht, ggf. teilweise regional früher. Kurzzeitspeicher werden schon deutlich früher benötigt bzw. werden bereits heute eingesetzt.
6. Die Bedeutung der Speicher (zentral und dezentral) nimmt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zu:
  - Dies gilt für die in stärkerem Maße erforderlichen Systemdienstleistungen. Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sind sie zwingend erforderlich.
  - Im Weiteren sind Speicher notwendig, um ggf. die regional bzw. innerhalb Bayerns erzeugten Produktionsspitzen aufzunehmen und bei Zeiten höheren Bedarfs zur Verfügung zu stellen. Dabei können Speicher einen Beitrag zur Entlastung des elektrischen Verteilnetzes leisten; ggfs. eine zeitweilige Reduzierung des Umfangs des erforderlichen Verteilnetzausbaus bewirken.
  - Speicher sind grundsätzlich auch geeignet, anderen Verbrauchssektoren Energie aus heimischer Stromerzeugung zur Verfügung zu stellen.

7. Die Wirkungsgrade, Kapazitäten und Kosten sowie die „Marktreife“ der vorgestellten Technologien sind sehr unterschiedlich, die Technologien daher auch nur spezifisch einsetzbar.
8. Soweit Limitierungen durch Regularien und staatliche Vorgaben zu Hemmnissen in einem technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen führen, sind sie kritisch zu überprüfen, u.a. das EnWG.
9. Schwerpunkt des nächsten Jahrzehnts muss die Forschungsförderung sowie die Förderung von Demovorhaben für die Entwicklung neuer Speichertechnologien sein.