



75 Jahre
Demokratie
lebendig



Deutscher Bundestag
Wissenschaftliche Dienste

Dokumentation

Energiespeichertechnologien

Energiespeichertechnologien

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 059/24
Abschluss der Arbeit: 30. April 2024
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie, Umwelt

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Fragestellung	4
2.	Einleitung	4
2.1.	Häufigste Stromspeichertechnologie	5
2.2.	Verwendungsmöglichkeiten verschiedener Energiespeicher	7
3.	Kostenberechnung	8
4.	Übersichtsdarstellungen	10
4.1.	Leistungsübersichten	10
4.1.1.	Wirkungsgrad, Speicherdauer, technologischer Reifegrad und Kostenhöhe verschiedener Energiespeicher	10
4.1.2.	Überblick über vorhandene Energiespeichertechnologien	12
4.1.3.	CAPEX, Wirkungsgrad und weitere Leistungsparameter	13
4.1.4.	Investitionskosten	15
4.1.5.	Leistung, Speicherdauer, Selbstentladung, Wirkungsgrad u.a.	15
4.1.6.	Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Speicherdauer	16
4.2.	Entwicklungsstand verschiedener Energiespeicher (Marktreife)	17
4.3.	Vor- und Nachteile ausgewählter elektrischer Energiespeichertechnologien	19
5.	Chemische Energiespeicher	21
5.1.	Vorteile chemischer Energiespeicher	22
5.2.	Eisen als Energiespeicher	24
5.3.	Carbondioxide Circulated Power Storage (CCPS)-Verfahren	26
6.	Thermische Energiespeicher	29
6.1.	Sensible, latente und thermochemische Wärmespeicherung	29
6.2.	Flüssigsalzspeicher (für CSP und weitere Anwendungen)	32
6.3.	TransTES-Chem - Transfer von thermischen Energiespeichertechnologien für Chemieparks	34
6.4.	Forschungsprojekt NEWCLINE	34
6.5.	Projekt VeNiTe	35
7.	Beispiele für weitere Speicherprojekte	36
7.1.	Nicht-konventionelle Pumpspeicher	36
7.2.	Energiespeicher mittels Schwerkraft	36
8.	Ausblick	37
9.	Glossar	38

1. Fragestellung

Gefragt wurde nach einem technologieoffenen Überblick über die – ergänzend zur Wasserstoffstrategie der Bundesregierung¹ – aktuell in Fachkreisen diskutierten Energiespeicher. Es sollen Vor- und Nachteile beschrieben – und insbesondere Literaturquellen zu erzielbaren Wirkungsgraden und zu erwartenden Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Energiespeicher aufgelistet werden. Von besonderem Interesse sind Technologien, die sich in der Forschung & Entwicklung (F & E) befinden, wie z. B. Eisen als Energiespeicher. Weitere Schwerpunkte sind das Carbondioxide Circulated Power Storage (CCPS)-Verfahren und Flüssigsalzspeicher.

2. Einleitung

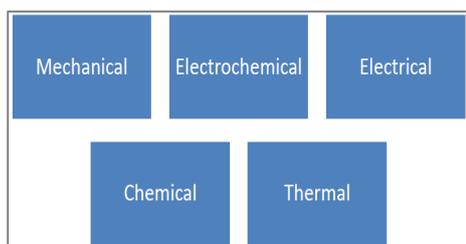
Erneuerbare Energien erfordern ein flexibles Energiesystem. Zentrale Elemente eines flexiblen Energiesystems sind insbesondere

- ein Demand Side Management (DSM): digitale Steuerung der Menge und des Zeitpunktes des Stromverbrauchs²,
- Koppelung der Sektoren³ und
- Energiespeicher.

Nach Angaben des Bundesverbandes Energiespeicher Systeme e. V. (BVES) wird zwischen Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeichern sowie Kurz- und Langzeitspeichern unterschieden.

-
- 1 Das Strategiepapier zur Nationalen Wasserstoffstrategie findet sich unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>. Darüber hinaus finden sich weiterführende Informationen zur Strategie, ein Fortschrittsbericht aus dem Jahr 2022 sowie die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie von Juli 2023 unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html>. Zur Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) gehören neben klimafreundlich hergestelltem Wasserstoff (H₂) auch seine Derivate, wie Ammoniak (NH₃), Methanol (CH₃OH) und Methan (CH₄). Vgl. Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>. Siehe auch Stellungnahmen zur Konsultation der Stromspeicher-Strategie – Januar 2024, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/bmwk-stromspeicher-strategie.html>, dann weiter zum Download.
 - 2 DSM ist die aktive Steuerung des zeitlichen Verlaufs des elektrischen Energieverbrauchs: „Der Verbrauch wird von Uhrzeiten hoher Nachfrage in Zeiten niedriger Nachfrage verschoben. Ziel von DSM-Maßnahmen ist eine Harmonisierung von Nachfrage und Angebot zur Glättung von Stromspitzen bzw. temporären Engpässen in den Stromnetzen. Somit könnten viele technische Schwierigkeiten im Management des Stromnetzes reduziert und sogar der benötigte Kraftwerkspark verkleinert werden. Im Hinblick auf die zunehmend schwankende Stromspeisung insbesondere durch Windkraft und Photovoltaik könnte DSM eine zentrale Rolle in der elektrischen Energieversorgung einnehmen.“, Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen, Beitrag zum Vorprojekt Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, 14.01.2015, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2017/05/Anlage-Steckbriefsammlung.pdf>.
 - 3 „Der Begriff Sektorenkopplung beschreibt Ansätze, die bisher getrennt betrachteten Energie- und Wirtschaftssektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie stärker miteinander zu verknüpfen. Durch die Sektorenkopplung soll das große Potenzial der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik bestmöglich für die Wärmeversorgung, die Industrie und den Verkehr erschlossen werden. Ziel ist die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen in allen Bereichen des Energiebedarfs.“, Agentur für Erneuerbare Energien (2024), Zehn Fakten zur Sektorenkopplungs-Technologien, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/strom/sektorenkopplung/zehn-fakten-zu-sektorenkopplungs-technologien>.

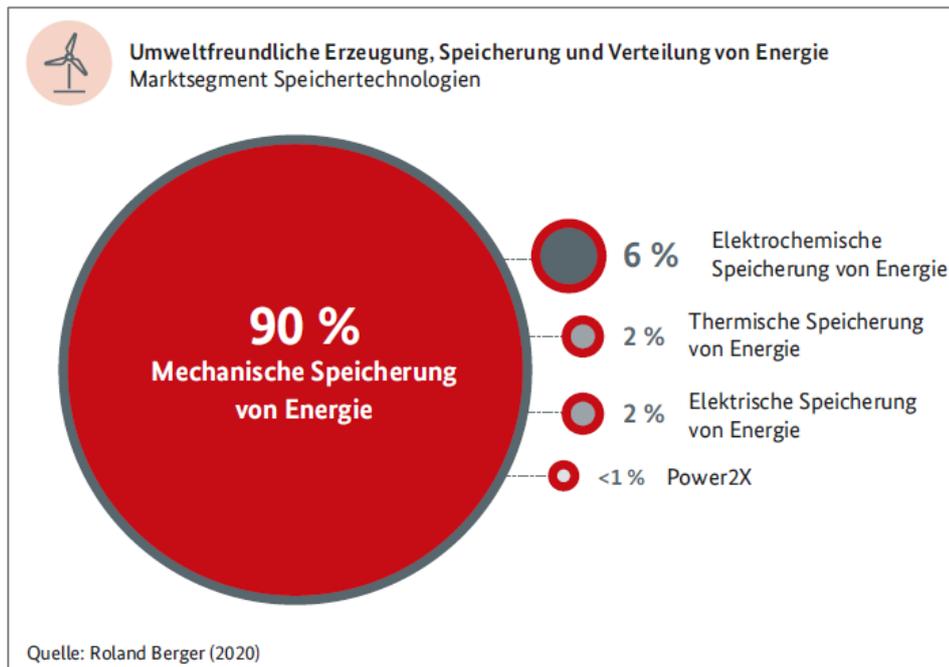
Kurzzeitspeicher speichern Energie von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden.⁴ Langzeitspeicher (Long duration energy storage – LDES) speichern Energie ununterbrochen mindestens zehn Stunden.⁵ Neben der direkten Speicherung von elektrischer Energie in Spulen und Kondensatoren „kann elektrische Energie in eine andere Form umgewandelt, dort gespeichert und bei Bedarf zurücktransformiert werden.“⁶ Physikalisch lassen sich Energiespeichersysteme in die folgenden fünf Kategorien unterteilen:⁷



2.1. Häufigste Stromspeichertechnologie

Im Jahr 2020 machten mechanische Energiespeicher⁸ einen Anteil von 90 % am Weltmarktvolumen des Marktsegments Speichertechnologien aus, gefolgt von elektrochemischen Speichern (im Wesentlichen Batterien) mit einem Anteil von 6 %. Thermische Energiespeicher hielten einen Anteil von 2 % und Power-to-X-Verfahren waren nur zu weniger als einem Prozent am Weltmarkt vertreten.⁹

-
- 4 BVES (2023), Grundsatzpapier Thermische Energiespeicher, März 2023, S. 5, https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/06/BVES_Grundsatzpapier_Thermische_Speicher.pdf.
- 5 „Storage technologies are considered as long duration energy storage (LDES) if they can continuously supply energy, at rated power, for at least 10 hours in a row.“, Future Cleantech Architects/LDES (2023), Long duration energy storage for the power system: a diverse field of technologies eager for deployment, https://fcarchitects.org/wp-content/uploads/2024/02/2023_09_06-LDES-Blogpost_SVG.pdf.
- 6 K. Görner und D. Lindenberger (Hrsg) (2018), Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band V, 2018, S. 708, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/10/Virtuelles-Institut-SGW-Band-V-Steckbriefsammlung.pdf>.
- 7 European Commission, Directorate-General for Energy, Andrey, C.; Barberi, P.; Nuffel, L. et al. (2020), Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, Publications Office of the European Union, 2020, Final Report, March 2020, S. 16, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>; dann Download starten.
- 8 „Mechanische Energiespeicher bedienen sich bei den physikalischen Betrachtungen Isaac Newtons hinsichtlich Gravitation und Bewegungszustand von Körpern. Ihr Grundstein wurde somit vor rund 300 Jahren gelegt. Der Strom aus Photovoltaik oder Windenergie wird hierbei genutzt, um Wasser auf ein höheres Niveau zu pumpen, eine Spule anzutreiben oder Luft in einen abgeschlossenen Hohlraum zu pressen und somit Druckluft herzustellen. Die Speichertechnologien finden sich in Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern und Schwungrad- oder Schwungradmassenspeichern.“, <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/mechanische-energiespeicher-wie-isaac-newton-windkraft-und-photovoltaik-fit-fuer-die-energie-wende-macht/>.
- 9 Roland Berger GmbH (2021), GreenTech made in Germany 2021, Umwelttechnik-Atlas für Deutschland, Hrsg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Februar 2021, S. 30.



Nach Angaben von Stenzel et al. (2021) sind **Pumpspeicher** hinsichtlich installierter Speicherleistung und -kapazität in Deutschland und weltweit die mit Abstand **wichtigste Stromspeichertechnik**.¹⁰ Auch **Batterien** spielen eine immer größere Rolle, da sie überall in einer großen Bandbreite an Kapazitäten installiert werden können.¹¹ Prof. Sterner von der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg und Mitglied im Nationalen Wasserstoffrat der Bundesregierung erläuterte zu Kurzzeitspeichern in einer Stellungnahme zu einer Öffentlichen Anhörung im Januar 2024 Folgendes:

„Pumpspeicher sind eine etablierte, Jahrhunderte alte robuste, wartungsarme Technologie, die durch die Langlebigkeit nach heutigem Stand kostengünstiger Strom speichert als Batterien. Der verschleiß- und ressourcenintensive Batteriezellwechsel alle 10-15 Jahre entfällt. Der große Flächenverbrauch und Eingriff in die Natur sind mit entsprechenden Maßnahmen zu kompensieren. Batterien sind geografisch unabhängiger als Pumpspeicher, was ihr Potenzial vergrößert, flexibler in der Standortwahl, kleinteiliger und haben eine höhere Energiedichte. Ebenso sinken die Kosten seit Jahren, was Großbatterien in Zukunft in allen Segmenten kostengünstiger als Pumpspeicher werden lassen kann und diese in der Merit-Order nach vorne rutschen. Sie brauchen aber mehr kritische Rohstoffe, weshalb Recyclingkonzepte und

10 S. 20, https://www.ingenieur.de/wp-content/uploads/2021/12/BWK_E-Paper-Special_2021_r.pdf.

Siehe hierzu auch Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) (2016), Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen LANUV-Fachbericht 62, https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30062_fabe_62_web.pdf.

11 <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>.

Ressourcenstrategien für Batterien essenziell für ihre Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit sind.“¹²

Für die Energiesicherheit sind alle Speicherkategorien bedeutend. Luo et al. (2015) betonen, es sei bekannt, dass keine einzelne elektrische Energiespeichertechnologie die Anforderungen für alle Stromnetzanwendungen erfüllen könne.¹³

2.2. Verwendungsmöglichkeiten verschiedener Energiespeicher

Interessant sind die Verwendungsmöglichkeiten verschiedener Energiespeicher für die Nutzung in den Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr. Chemische Speicher bieten Speichermöglichkeiten, die sektorenübergreifend eingesetzt werden können:¹⁴

-
- 12 Sterner, Michael (2024), Stellungnahme zum Antrag „Energiespeicher jetzt ausbauen“ zur Anhörung des 96. Sitzung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie, 29.01.2024, https://www.bundestag.de/resource/blob/988024/12f4aa384a0885ff0e2d287068ff0801/20-25-560neu_Stellungnahme_SV_Prof-Dr-Ing-Michael_Sterner.pdf.
- 13 Luo, Xing et al. (2015), Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, S. 524, in: Applied Energy 137 (2015), S. 511-536, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>.
- 14 Schweizer Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (2021), Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021, 06.09.2021.

Speichertyp	Eingang	Speicherform	Ausgang	Energiesektoren			
				Strom	Gas	Wärme	Verkehr
Mechanische Speicher							
Pumpspeicher	P	potenzielle Energie des Wassers	P	X			
Gravitationsspeicher	P	potenzielle Energie	P	X			
Druckluftspeicher	P	kinetische Energie des Gasdrucks	P	X			
Schwunghmassen	P	kinetische Energie rotierender Massen	P	X			
Elektrochemische Speicher							
Batterien	P	elektrochemische Energie in den Elektroden	P	X			X
Redox-Flow-Batterien	P	elektrochemische Energie im Elektrolyt	P	X			
Elektrische Speicher							
Kondensatoren	P	Energie im elektrischen Feld	P	X			
Supraleitende Spulen	P	Energie im magnetischen Feld	P	X			
Chemische Speicher							
Power-to-Hydrogen*	P	chemische Energie in Wasserstoff	P/G	X	X	X	X
Power-to-Gas*	P	chemische Energie in synthetischem Methan	P/G	X	X	X	X
Power-to-Liquid**	P	chemische Energie in Kohlenwasserstoffen	LF	X			X
Thermische Speicher							
Sensible Wärmespeicher	H	thermische Energie in Teilchenbewegung	H			X	
Latentspeicher (Phasenwechsel)	H	Umwandlungsenthalpie	H			X	
Thermochemische Speicher	H	endotherme Reaktionsenergie	H			X	
Power-to-Heat***	P	Wärmespeicher	H	X		X	
Kryogene Speicher & «Carnot-Batterien»	P	Kryogene Flüssigkeit	P	X			
	P	Hochtemperaturwärme	P	X	(X)	(X)	

Legende: * direkte Nutzung/Rückverstromung, ** synthetische Treibstoffe, die gut gelagert werden können, *** Joulsche Wärme oder Wärmepumpen; P = Power/Elektrizität, G = Gas, LF = Flüssigtreibstoff, H = Wärme.

3. Kostenberechnung

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern lässt sich nach Angaben des A.T. Kearney Energy Transition Instituts (2017) nur schwer beziffern, da sie von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird, u.a. von der Art der Speichertechnologie, den Anforderungen der jeweiligen Anwendung und dem System, in dem sich der Speicher befindet. Die Kombination von Leistung und Energiekapazität sei entscheidend für die Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Technologien. Auch die Häufigkeit der Lade- und Entladezyklen sei eine wichtige Komponente für die Wirtschaftlichkeit, wie auch der Strompreis ein Schlüsselfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Speichern sei, da sich der Speicherbetreiber am Strompreis orientiere. Energie werde geladen, wenn der Preis niedrig, und entladen, wenn er hoch sei. Dies sei aber nicht bei allen Anwendungen möglich. Insgesamt handele es sich bei **Druckluftspeichern** und **Pumpspeichern** um die **kosteneffizientesten** Technologien für die Speicherung von Strom in **großem Maßstab** mit **häufigen Zyklen**. **Schwungräder** und **Superkondensatoren** würden für sehr **kurze Speicherzei-**

ten und häufige Nutzung bevorzugt. Batterien seien wahrscheinlich die kostengünstigsten Lösungen, wenn die Anzahl der Zyklen gering sei. Es werde erwartet, dass die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien in den kommenden Jahren deutlich sinken.¹⁵

Eine Reihe von Langzeitenergiespeichern (LDES) befindet sich noch in einem frühen Stadium der Entwicklung (von Early Stage über Demonstration zu Pre-Commercial), auf einem geringen Market-Readiness-Level, was sich auf ihre Kosten auswirkt.¹⁶

Das schweizerische Bundesamt für Energie weist darauf hin, dass es einen Unterschied mache, ob nur die Investitionskosten (Capital expenditure – CAPEX) oder z. B. auch noch die Lebensdauer eines Speichers in die Berechnung einbezogen werden und erläutert:

„Um Energiespeicher im Stromsektor untereinander vergleichen zu können, wird die Metrik der ‘Levelized Cost of Storage’ (LCOS) (Gewichtete Kosten des Speicherns) herangezogen, die definiert wird als die Kosten für eine kWh Strom, die aus einem Speicher entnommen wird, wenn alle anfallenden Kosten und die erzeugte Energie während der Lebensdauer des Speichers berücksichtigt werden:

$$\text{LCOS [CHF/kWh]} = \frac{\text{Investition} + \text{Betrieb} + \text{Laden} + \text{Lebensende}}{\text{Stromabgabe}}$$

[...] Die detaillierte Berechnung der LCOS, insbesondere wenn es sich um eine Investition eines Unternehmens handelt, sind nicht einfach zu ermitteln, da hier verschiedene Annahmen und Prognosen getroffen werden müssen.“¹⁷

Die Metastudie „Energiespeicher“ zweier Fraunhofer-Institute kam 2014 hinsichtlich der Investitionskosten zu dem Ergebnis, dass die Datenlage der verschiedenen Technologien zwar sehr umfangreich sei, jedoch sei häufig keine hinreichende Transparenz gegeben. Die mangelhafte Transparenz, variierende Annahmen in der Kostenrechnung sowie unterschiedliche Bezugsgrößen für die Investitionskosten machten eine Vergleichbarkeit der Daten schwierig. Allgemein sei der Umgang der Aussagen zu den Kostensenkungspotenzialen der einzelnen Technologien sehr inhomogen.¹⁸

15 A.T. Kearney Energy Transition Institute (2017), Electricity Storage Gaining Momentum, Electricity Storage Technologies – Technology landscape, https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781903/Electricity+Storage_FactBook.pdf/671389f7-6206-3bd9-50dd-4d214cf77871?t=1561052363000.

16 Future Cleantech Architects/LDES-Council (2023), Long duration energy storage for the power system: a diverse field of technologies eager for deployment, S. 2, https://fcarchitects.org/wp-content/uploads/2024/02/2023_09_06-LDES-Blogpost_SVG.pdf.

17 Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021.

18 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT/Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2014), Kurzfassung Metastudie „Energiespeicher“ (2014), 31.10.2014, S. 39, <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/21f29366-47fe-409a-b657-d70982fc2e61/content>.

4. Übersichtsdarstellungen

4.1. Leistungsübersichten

Dem „Virtuellen Institut Strom zu Gas und Wärme“¹⁹ zufolge sind weitere wichtige Kenngrößen bei der Beurteilung von Stromspeichern neben dem Wirkungsgrad die Energiedichte, die Selbstentladungsrate sowie energie- und leistungsspezifische Investitionen. Bei **mobilen Anwendungen** sei insbesondere die **Energiedichte** relevant, während bei der **Langzeitspeicherung** eine **niedrige Selbstentladungsrate** bei gleichzeitig **geringen** energiespezifischen **Investitionen** von Bedeutung seien.²⁰

4.1.1. Wirkungsgrad, Speicherdauer, technologischer Reifegrad und Kostenhöhe verschiedener Energiespeicher

Der Ausschuss für Wissenschaft und Technologie des britischen Parlaments veröffentlichte im März 2024 die folgenden Informationen zu verschiedenen Energiespeichertechnologien mit besonderem Augenmerk auf deren Wirkungsgrad, Speicherdauer, technologische Reife und der relativen Kostenhöhe. Die Daten basieren auf Erkenntnissen des Parliamentary Office of Science and Technology (POST) und der Royal Society:

„**Wasserstoff** ist der führende Kandidat für eine längerfristige Energiespeicherung über Wochen und Monate. Kohlenstoffarmer Wasserstoff kann z. B. durch Elektrolyse hergestellt werden, bei der Wasser mithilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird. Der Wasserstoff kann dann unter mäßigem Druck gespeichert werden, z. B. in unterirdischen Salzkavernen oder in umgewandelten erschöpften Gasfeldern, und später zur Stromerzeugung verbrannt oder in leichter zu transportierbare Gase wie Ammoniak umgewandelt werden.

Zu den Vorteilen gehören die **relativ geringen Kosten** für die Speicherung großer Wassermengen für viele **Monate oder Jahre**. Nachteilig ist der **geringe Wirkungsgrad von 30-40 %** bei der Elektrolyse und der Rückverstromung. [...]. Die Kombination aus langer Speicherdauer und niedrigem Wirkungsgrad bedeutet, dass Wasserstoff für die Stromerzeugung im Vergleich zu anderen Technologien vor allem **für seltene** Lade- und Entladezyklen und **längerfristige Speicherung** geeignet ist. Eine einzige große Kaverne könnte 200 GWh speichern,

19 „Das ‘Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme‘ ist ein vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen geförderter und vom Cluster Energieforschung NRW unterstützter Forschungsverbund von sieben Forschungsinstituten, die gemeinsam Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Strom-Gas-Wärme-System erforschen.“, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/10/Virtuelles-Institut-SGW-Band-II-Pfadanalyse.pdf>.

20 K. Görner und D. Lindenberger (Hrsg), Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band V, 2018, S. 709, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/10/Virtuelles-Institut-SGW-Band-V-Steckbriefsammlung.pdf>.

und die Technologie hat im Pilotmaßstab mit verschiedenen Komponenten den **Technologie-reifegrad (TRL) 7-9**²¹ erreicht.

Batterien können zur Speicherung von Strom im Netzmaßstab verwendet werden. **Lithium-Ionen-Batterien** sind weit verbreitet, eignen sich aber in der Regel am besten für Anwendungen über Sekunden, Minuten oder höchstens 1-2 Stunden, wobei die größte Einzelinstallation weltweit bei etwa 3 GWh liegt und einen hohen **Wirkungsgrad von bis zu 90 %** aufweist. Alternative chemische Systeme können Energie für längere Zeiträume speichern – **Durchflussbatterien** speichern chemische Energie in einem flüssigen Elektrolyt in getrennten Tanks. Die größte heute existierende Batterie kann 400 MWh speichern. Der Wirkungsgrad dieser Batterien über den gesamten Zyklus kann **50-80 %** betragen, mit einer **TRL von 7-8** (d. h. groß angelegte Pilotprojekte). Sie eignen sich am besten für Speicherdauern von bis zu 100 Stunden. **Metallanodenbatterien** befinden sich in einem früheren Entwicklungsstadium, könnten aber potenziell Energie für bis zu 200 Stunden bei einem **Wirkungsgrad von 40-70 %** speichern.

Bei der **Druckluftspeicherung (Compressed air energy storage – CAES)** wird Luft unter hohem Druck in Tanks oder unterirdischen Kavernen gespeichert und kann Turbinen zur Stromerzeugung antreiben. **Fortgeschrittene CAES (Advanced CAES – A-CAES)** erreichen einen höheren Wirkungsgrad, indem sie die bei diesem Verdichtungsprozess entstehende Wärme speichern und wiederverwenden. **CAES** im kommerziellen Maßstab wurden insbesondere in China entwickelt (**TRL 8-9**). Die Anlagen können Energie für bis zu **6-24 Stunden** bei einem **Wirkungsgrad von 40-70 %** speichern, und einzelne Kavernen könnten bis zu 10 GWh speichern. Bei der **Flüssig-Luft-Energiespeicherung** wird Luft abgekühlt, um flüssigen Stickstoff zu erzeugen, der sich bei erneuter Wärmezufuhr schnell ausdehnt, um Strom zu erzeugen. Die Technologie ist **für kleine Systeme** relativ ausgereift, mit einem **Wirkungsgrad von etwa 55 %** und einer Speicherdauer von **einigen Stunden** bei einer Größe unterhalb der GWh-Skala.

Pumpspeicherkraftwerke machen heute den Großteil (~2,8 GW) der kohlenstoffarmen LDES im Netz aus. Dabei wird Wasser bergauf in einen Stausee gepumpt und anschließend über Turbinen zur Stromerzeugung freigegeben. Sie erfordert jedoch günstige **geografische Bedingungen**, um kosteneffizient zu sein. In der Regel wird Energie für bis zu 15 Stunden bei einem **Wirkungsgrad von 50-80 %** gespeichert. Einige Projekte für neuartige Pumpspeicherkraftwerke verwenden Flüssigkeiten, die dichter sind als Wasser, um mehr Energie zu speichern; diese Technik ist noch nicht marktreif.

Zu den weiteren Technologien gehören **thermische Energiespeicher**, die Wärme speichern können, z. B. in geschmolzenen Salzen oder Phasenwechselmaterialien. **Mechanische** Formen der Energiespeicherung, wie z. B. das Heben und Fallenlassen schwerer Gewichte auf Schienen oder in Bergwerksschächten können in relativ kleinem Maßstab Energie für mehrere Stunden speichern, dürften aber **vergleichsweise teurer sein**. **Schwungräder**, die in ähnlicher Weise Energie in rotierenden Rädern speichern, können zur Bereitstellung kurzer Stromspitzen und anderer Hilfsdienste für das Netz verwendet werden.

21 TRL (Technology Readiness Level) ist ein Verfahren, das auf einer Skala von 1 bis 9 Technologien danach vergleicht, wie nah sie an einer breiten Einführung sind.

Schließlich könnten **synthetische Brennstoffe** – die im Rahmen der Kohlenstoffabscheidung, -verwertung und -speicherung (carbon capture, utilisation and storage - CCUS) hergestellt werden – auf kohlenstoffarme Weise produziert und in Reserve gelagert werden, wie dies derzeit bei fossilen Brennstoffen der Fall ist, und mit einem **Wirkungsgrad von etwa 30 %** wieder in Strom umgewandelt werden. Eine Speicherung im TWh-Maßstab ist möglich, aber diese Technologien sind weniger ausgereift (**TRL 6-7**) und **dürften teurer sein als Wasserstoff**.

Es besteht ein allgemeiner Kompromiss zwischen **hocheffizienten**, aber **kapitalintensiven** Technologien, bei denen die Energie alle paar Stunden oder häufiger umgewandelt werden muss, um ihre Kosten zu decken (z. B. **CAES, Pumpspeicherung**), und **wenig effizienten**, aber **kostengünstigeren** Speichertechnologien, die große Mengen über Tage und Wochen speichern können (**Wasserstoff**), wobei einige **größere Durchflussbatterien** preislich dazwischen liegen.“²²

4.1.2. Überblick über vorhandene Energiespeichertechnologien

Nachfolgend findet sich ein **Auszug** aus der Datenbank der europäischen Energiespeichertechnologien und -anlagen („Database of the European energy storage technologies and facilities“)²³. Die Datenbank gibt einen globalen **Überblick über alle vorhandenen Energiespeichertechnologien** mit ihren Eigenschaften. Sie werden in die fünf zuvor genannten Kategorien unterteilt.²⁴ Der Datenbankauszug zeigt neben der **Speicherzeit** der einzelnen Energiespeicher auch deren **Investitionskosten**²⁵ (Euro/kW). Es wird zusätzlich vermerkt, ob es sich bei einigen Batterien um Speicher vor dem Zähler (FTM) und um Speicher hinter dem Zähler (BTM)²⁶ handelt. Ferner gibt der Tabellenauszug Auskunft über die Energiekapazität (MW_h/GW_h) und Leistung (MW/GW):

22 Gekürzt und übersetzt mit KI, S. 11ff, House of Lords (2024), Long-duration energy storage: get on with it, Science and Technology Committee, 1st Report of Session 2023–24, HL Paper 68, 13.03.2024, <https://publications.parliament.uk/pa/ld5804/ldselect/ldscstech/68/68.pdf>.

23 Die Datenbank ergänzt die: Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, Final Report, March 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>; dann Download der Datenbank starten.

24 <https://data.europa.eu/data/datasets/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities?locale=de>.

25 Capital expenditure = CAPEX.

26 „Batterien können aber nicht nur von Energiekonzernen "vor dem Zähler" eingesetzt werden, sondern auch von Konsumenten "hinter dem Zähler", <https://www.klimareporter.de/strom/batterien-vor-und-hinter-dem-zaehler>. Nach Angaben des schweizerischen Bundesamtes für Energie gewinnen dezentrale «Hinter-dem-Zähler»-Speicher zunehmend an Bedeutung., Schweizer Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (2021), Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021, 06.09.2021.

Technologies	Sub-technologies	Use	Energy Capacity	Power installed capacity	Storage duration at full power	CAPEX (€/kW)
Mechanical	Pumped Hydro Storage (PHS)	FTM	1-100 GWh	100 MW-1 GW	several hours	500-1500
	Pumped Heat Electrical Storage (PHES)	FTM	500 kWh-1 GWh	100 kW-200 MW	3-6 hours	350
	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (ACAES)	FTM	10 MWh-10 GWh	10-300 MW	several hours	1200-2000
	Compressed Air Energy Storage (CAES)	FTM	10 MWh-10 GWh	10-300 MW	several hours	400-1200
	Liquid Air Energy Storage (LAES)	FTM	10 MWh-8 GWh	5-650 MW	2-24 hours	500-3500
	Flywheel	FTM	5-10 kWh	1-20 MW	5-30 minutes	500-2000
ElectroChemical	Sodium Sulphur batteries	FTM	< 100 MWh	< 10 MW	6 hours	2000-3000
	Lead Acid batteries	FTM/BTM	up to 10 MWh	Some MW	several hours	100-500
	Sodium Nickel Chloride batteries	FTM	4 kWh- 10 MWh	Several MW	2- to several hours	150-1000
	Lithium-ion batteries	FTM/BTM	< 10 MWh	< 50 MW	10 min to 4 hours	150-1300
	Lithium-S batteries R&D	FTM/BTM				
	Lithium-Metal-Polymer batteries	FTM/BTM				
	Metal Air batteries R&D	FTM				
	Ni-Cd batteries		some MWh	some MW	some hours	500-1500
	Ni-MH batteries		some MWh	some MW	some hours	500-1500
	Na-ion batteries R&D	FTM/BTM				
	Redox flow batteries Zn Fe	FTM	< 100 MWh	< 10 MW	some hours	
	Redox flow batteries Vanadium	FTM	< 100 MWh	< 10 MW	some hours	500-2300
Redox flow batteries Zn Br	FTM	< 100 MWh	< 10 MW	some hours	500-2300	
Electrical	Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)	FTM	1-10 kWh	100kW-5MW	1-100 seconds	700-2000
	Supercapacitor	FTM	1-5 kWh	100kW-5MW	<30 seconds	1500-2500
Chemical	Power to Gas (H2)	FTM	up to 100 GWh	1kW -1 GW	several hours-several months	2000-5000
	Power to Ammonia - Gasoline	FTM	1 MWh-several GWh	1 MW-1 GW		
	Power to Methane	FTM	1 MWh-several GWh	1 MW-1 GW		
	Power to Methanol + Gasoline	FTM	1 MWh-several GWh	1 MW-1 GW		
Thermal	Molten salts	FTM	3 GWh	300 MW	6-10 hours	100-300
	Sensible Thermal Energy Storage (STES)	FTM	10-50 kWh/t	0,001-10 MW	1-12 hours	3000-4000
	Phase Change Material (PCM)	FTM	50-150 kWh/t	0,001-1 MW	some weeks	5500-15000
	ThermoChemical Storage (TCS)	FTM	12-250 kWh/t	0,01-1 MW	some days	Thermal

Legende: FTM - in-front of the meter, BTM - behind-the-meter.

4.1.3. CAPEX, Wirkungsgrad und weitere Leistungsparameter

Die folgende Tabelle wurde der Kurzübersicht 2021 „Energiespeichertechnologien“ des schweizerischen Bundesamtes für Energie entnommen. Dort heißt es ergänzend: „Zu den einzelnen Kennzahlen sind grobe Werte (Größenordnungen) angegeben.“ Die Tabelle enthält neben den Investitionskosten (CAPEX), den Wirkungsgrad, Energie- und Leistungsdichte, Leistung, Speicher- und Lebensdauer sowie die Anzahl der Zyklen. Ferner wird der Entwicklungsstand der einzelnen Technologien farblich dargestellt sowie deren Entwicklungsstand in der Schweiz und international:²⁷

27 Schweizer Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (2021), Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021, 06.09.2021.

	Energie- dichte	Leistungs- dichte	Leistung	Effizienz	Speicher- dauer	Lebens- dauer	Zyklen	Invest. -Kosten	CH I
Mechanische Speicher									
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}	
Pumpspeicher	1	<1	10 ³ -10 ⁶	70-85	h/d	60-100	>10 ⁵	10-100	*** **
Druckluftspeicher	2-6	1	10 ³ -10 ⁴	40-65	h	20-80	10 ⁵	- ⁶⁰	*** *
Gravitationspeicher	1	<1	>10 ³	70-90	min/h	-	(10 ⁶)	-	** *
Schwungräder	20-200	10 ³ -10 ⁴	100-10 ⁴	90	sec	60-30	>10 ⁶	1000	* *
Elektrische Speicher									
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}	
Kondensatoren	1	10 ⁶	1-100	>90	sec	-	-	-	* *
Superkondensatoren	10	10 ⁶	1-10 ³	>90	sec	-	-	-	** **
Supraleitende Spulen	1	2000	100	>90	sec	-	-	-	* *
Elektrochemische Speicher									
	Wh/l	W/l	kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}	
Bleibatterien	50-80	100-200	1-10 ⁴	80-90	min/h	5-20	>10 ³	100-200	* *
Nickelbatterien		200	1-10 ³	90	min	5-20	-	100-400	* *
Lithium-Ionen-Batterien ⁶¹	200-700	10 ³ -10 ⁴	1-10 ³	95	min/h	5-20	10 ³ -20 ⁴	200-1000	*** **
Natrium-Schwefel	150-300	100	10 ³ -10 ⁴	80	h/d	10-25	10 ³	400	* *
Natrium-Nickel-Chlorid	200	100	10-10 ³	80-90	h	10-30	>10 ⁴	200-600	** *
Redox-Fluss-Batterien	20	1	10 ² -10 ⁴	70-80	h/d	10-30	10 ⁴	100-1000	* *
Chemische Speicher									
	kWh/l		kW	%		Jahre		CHF/kWh _{el}	
Wasserstoff ⁶²	0,1-2		>10 ⁵	35-50	d/w/mon	>50 ⁶³	-	-	* **
Synthetische Methan	<4		>10 ⁵	~30	d/w/mon	>50 ⁶¹	-	-	** **
Synthetische Methanol/Ammoniak ⁶⁴	3/5		-	-	w/mon	-	-	-	* *
Solare Treibstoffe	8		-	-	w/mon	-	-	-	*** *
Thermische Speicher									
	kWh/t		kW	%		Jahre		CHF/kWh _{th}	
Sensible Speicher	10-50		1-10 ⁴	50-90	d/w/mon	10-25	>10 ⁴	0.1-10	** **
Latentspeicher	50-150		1-10 ³	60-90	h/d	5-20	-	10-50	** **
Thermochemische Speicher	150-300		10-10 ³	60-95	h/d	-	-	10-100	*** **
«Power-to-heat-to-power» ⁶⁵	NN		>10 ³	<60	h/d	-	-	NN	* **

⁵⁹ Eine sehr detaillierte und immer aktuelle Übersicht findet sich in der «Database of the European energy storage technologies and facilities» unter <https://data.europa.eu/>.

⁶⁰ Es gibt zwei Druckluftspeicher, die im Betrieb sind, bisher keine adiabatischen Druckluftspeicher. Es werden Investitionskosten im Bereich von 200 Franken pro kWh genannt (<https://blog.electrosuisse.ch/adiabatische-druckluftspeicher-technologie-mit-potenzial/>). Zu adiabatischen Druckluftspeichern: <https://www.nfp-energie.ch/en/dossiers/191/cards/294/>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=40602>, <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=34712>

⁶¹ Hier gibt es viele verschiedene Technologien (LFP: Lithium-Eisen-Phosphat, LTO: Lithium Titanat, NCA: Nickel-Kobalt-Aluminium, NMC/LMO: Nickel-Mangan-Kobalt/Lithium-Mangan-Oxid).

⁶² Einschätzung Aktivitäten/Marktreife bezieht sich auf Einsatz als Stromspeicher, nicht auf Mobilität oder Industrie. Speicherdichte bezogen auf chemischer Energieinhalt. Speicherdichte hängt von Speicherform ab (flüssig, komprimiertes Gas, Metallhydridspeicher,...).

⁶³ Untergroundspeicher

⁶⁴ «E-Fuels». Siemens realisiert eine «e-Methanol»-Pilotproduktion in Chile mit Elektrizität aus Wind und Photovoltaik (750 000 Liter pro Jahr in 2022) <https://www.siemens-energy.com/global/en/offering/renewable-energy/hydrogen-solutions/haru-oni.html>

⁶⁵ Diese Art von Speicher («Carnot-Batterien», «Kryogene Speicher») wird im Stromsektor eingesetzt.

Legende: sec – Sekunden, min – Minuten, h – Stunden, d – Tage, w – Wochen; mon – Monate, t – Tonne.

Vergleich von Kennzahlen verschiedener Speichertechnologien (Auswahl):

- Technologie marktreif/im Markt
- In Entwicklung und/oder Pilot-/Demonstrationsphase
- Forschung

Anzahl der Aktivitäten (Forschung, Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte) in der Schweiz (CH) und international (I) sind auf einer dreistufigen Skala abgeschätzt:

- * kaum/wenig Aktivitäten
- ** es gibt einige Forschungs- oder Pilotprojekte
- *** Technologie wird bereits eingesetzt und/oder es gibt eine Vielzahl an Projekten/Aktivitäten

4.1.4. Investitionskosten

Auf Seite 40 der Kurzfassung der Metastudie „Energiespeicher“, die von den beiden Fraunhofer-Instituten für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) und für Windenergiesysteme (IWES) 2014 veröffentlicht wurde, findet sich eine Abbildung, die die „durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten einzelner Speichertechnologien, aufgeteilt nach Anwendungsfall bezogen auf die installierte Leistung bzw. die installierte Kapazität“ aufzeigt.²⁸ Bei einigen Anlagen, wie z.B. Lithiumbatterien, wird davon ausgegangen, dass durch Massenfertigungseffekte und Weiterentwicklung einzelner Komponenten relativ große Kostensenkungspotenziale vorhanden seien.²⁹

4.1.5. Leistung, Speicherdauer, Selbstentladung, Wirkungsgrad u.a.

Eine weitere Grafik des A.T. Kearney Energy Transition Instituts (2017) listet Leistung (MW), Speicherdauer (h), Zykluszeit oder Lebensdauer, Selbstentladung, Energiedichte (Wh/l), Leistungsdichte (W/l), Wirkungsgrad und Reaktionszeit verschiedener Speichertechnologien:³⁰

28 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT/Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2014), Kurzfassung Metastudie „Energiespeicher“ (2014), 31.10.2014, S. 40, <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/21f29366-47fe-409a-b657-d70982fc2e61/content>.

29 S. 41, <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/21f29366-47fe-409a-b657-d70982fc2e61/content>.

30 <https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781903/Electricity+Storage+Fact-Book.pdf/671389f7-6206-3bd9-50dd-4d214cf77871?t=1561052363000>.

Main technical features of storage technologies								
	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge⁸	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
PHS¹	100 - 1,000	4 - 12h	30 - 60 years	0 – 0.02%	0.2 - 2	~0	70-85%	Sec - Min
CAES²	10 - 1,000	2 - 30h	20 - 40 years	0 – 1%	2 - 6	0 - 1	40-75%	Sec - Min
Flywheels	0.001 - 1	Sec - hours	100,000 – 1,000,000	20 -100 %	20 - 200	5,000 – 10,000	70-95%	< sec
NaS battery³	10 - 100	1 min - 8h	1,000 – 10,000	0.05 - 1%	140 - 300	120 - 160	70-90%	< sec
Li-ion battery⁴	0.1 – 100	1 min - 8h	1,000 - 10,000	0.1 - 0.36%	200 - 620	100 - 10,000	85-98%	< sec
Flow battery⁵	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0 - 1%	15 - 70	1 - 2	60-85%	< sec
Supercapacitor	0.01 - 1	Ms - min	10,000- 100,000	20 - 40%	10 - 20	40,000 - 120,000	80-98%	< sec
SMES⁶	0.1 - 1	Ms - sec	100,000	10 - 15%	~6	~2,600	80-95%	< sec
Molten salt	1 - 150	Hours	30 years	n/a	70 - 210	n/a	80-90%	Min
Hydrogen	0.01 - 1,000	Min - weeks	5 - 30 years	0 - 4%	600 (200 bar)	0.2 - 20	25-45%	Sec - Min
SNG⁷	50 - 1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2 - 2	25-50%	Sec - Min

1. PHS: pumped hydro storage; 2. CAES: compressed-air energy storage; 3. NaS: sodium-sulfur; 4. Li-ion: lithium-ion; 5. Data for vanadium redox flow battery; 6. SMES: superconducting magnetic energy storage; 7. SNG: synthetic natural gas at ambient temperature; 8. Percentage of energy lost per day.
Source: A.T. Kearney Energy Transition Institute analysis, Bradbury (2010), "Energy Storage Technology Review"; IEC (2011), "Electrical Energy Storage – White paper", IRENA Electricity Storage and Renewables (2017)

4.1.6. Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Speicherdauer

Auf der Jahrestagung 2023 des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien (FVEE), einer bundesweiten Kooperation von Forschungsinstituten, wurden verschiedene Speichertechnologien nach Kapazität, Leistung, Wirkungsgrad und Speicherdauer vorgestellt. Ergänzend wurde darauf hingewiesen, dass es sich bei den Daten um Orientierungswerte handele.³¹

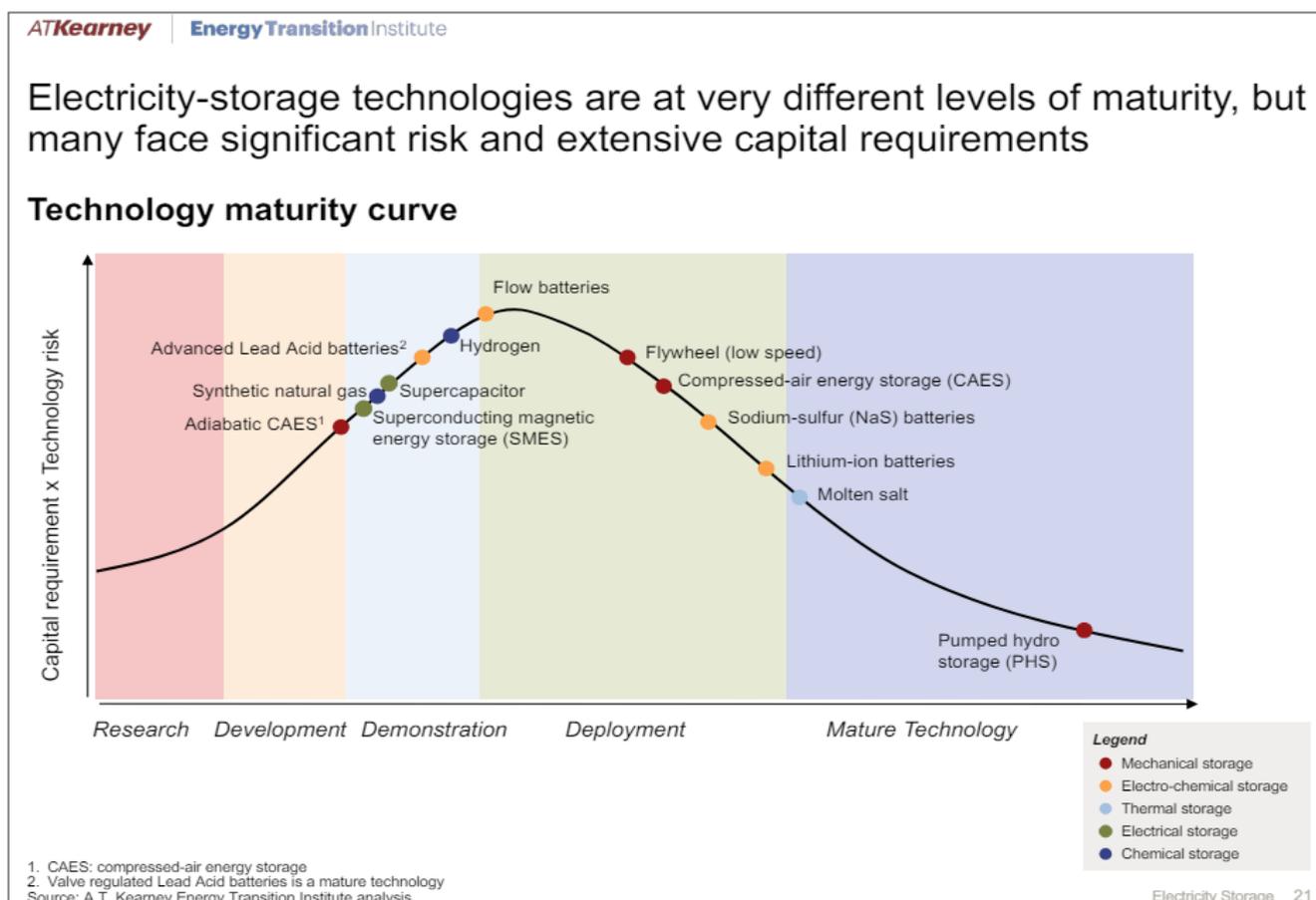
31 FVEE (2019), Energiespeicher, S. 25, https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/01/fz2019_03_02.pdf.

Speicher-Technologie	Kapazität kWh/t	Leistung MW	Wirkungsgrad	Speicherdauer
Mechanisch				
Pumpspeicherwerke	1	1 bis 500	80%	Tag bis Monat
Druckluftspeicher	2 kWh/m ³	10 bis 300	40 bis 70%	Stunde bis ½ Tag
Elektrochemisch				
Bleisäurebatterien	40		85%	Tag bis Monat
Li-Ionen-Batterien	~ 160	0,002 bis einige 10	bis 95% auf Systemebene	¼ Stunde bis Tag(e)
Na-Ionen-Batterien	20 bis 30	0,002 bis einige 100 kW	80 bis 90%	
NaS-Batterien	110	0,05 bis ??	85%	Tag
Redox-Flow-Batterien	25	0,1 bis 10	75%	Tag bis Monat
Thermisch				
Sensible Niedertemperaturspeicher (Wasserspeicher)	10 bis 50 (für °T = 10 bis 50K)	0,001 bis 10	50 bis 90%	Tag bis Jahr
Sensible Hochtemperaturspeicher (Flüssigsalz, Feststoff)	50 bis 150 (für °T = 200 ... 500K)	5 bis 300	bis 95%	Stunde bis Tag
Latent-Wärmespeicher (Hochtemperatur)	50 bis 75	0,3 bis 6	90 bis 95%	Stunde bis Woche
Thermochemische Speicher	120 bis 250	0,01 bis 1	100% (Wärmepumpeneffekt)	Stunde bis Monate
Chemisch				
Wasserstoff/Methan	10.000 bis 33.300 (!)	0,001 bis 100	25* bis 65%	Tag bis Jahr

*) inklusive Rückverstromung

4.2. Entwicklungsstand verschiedener Energiespeicher (Marktreife)

Dem A.T. Kearney Energy Transition Institute (2017) zufolge weisen die vorgestellten Energiespeichertechnologien sehr unterschiedliche Reifegrade auf – von noch in der Forschung befindlich bis hin zur entwickelten Technologie („mature“). Siehe hierzu die nächste Grafik. Viele seien jedoch mit erheblichen Risiken und umfangreichem Kapitalbedarf (siehe vertikalen Graph) verbunden. Flüssigsalzspeicher („Molten salt“) sind auf der Skala als bereits entwickelte Technologie verzeichnet – mit einem mittleren Investitionsbedarf (siehe hierzu ausführlich Punkt 6.2.):



32

Einen Überblick über die Marktreife verschiedener Energiespeicher findet sich in der nächsten Abbildung aus der Präsentation von Tosoni (2023), Leiter der Politikabteilung der European Association for Storage of Energy (EASE). Der Graph auf der linken Seite der Abbildung gibt Auskunft über die **Speicherdauer** der Energiespeicherkategorien. Über die längste Speicherdauer verfügen **thermische** und vor allem **chemische Speicher**. Einige haben bereits die **Marktreife** („commercial“) erreicht, andere befinden sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase (R&D) oder sind Pilotprojekte:³³

32 <https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781903/Electricity+Storage+Fact-Book.pdf/671389f7-6206-3bd9-50dd-4d214cf77871?t=1561052363000>.

33 Auszug aus der Abbildung. Energy Community (2023), Workshop on the energy storage technologies, <https://www.energy-community.org/events/2023/11/WSSTORE.html>, dann weiter zu Presentations: Tosoni, Jacopo (2023), Energy Community Workshop Energy Storage Technologies, EASE.

What Solutions at our Disposal?

Shorter storage duration (seconds)	Energy storage form	Technology	Market readiness	Sector integration
	Electrical	Supercapacitors	Commercial	/
	Electrochemical	Classic batteries	Commercial	Electricity + Mobility
		Aqueous electrolyte flow batteries	Pilot/commercial	
		Metal anode batteries	R&D/pilot	
		Hybrid flow battery, with liquid electrolyte and metal anode	Commercial	
	Mechanical	Novel pumped hydro (PSH)	Commercial	Electricity + Gas
		Gravity-based	Pilot/commercial	
		Compressed air (CAES)	Commercial	
		Liquid air (LAES)	Pilot (commercial announced)	
		Liquid CO ₂	Pilot	
Flywheel		Commercial		
Thermal	Novel pumped hydro (PSH)	Commercial	Electricity + Heating and Cooling	
	Sensible heat (eg, molten salts, rock material, concrete)	R&D/pilot		
	Latent heat (eg, aluminum alloy)	Commercial		
	Thermochemical heat (eg, zeolites, silica gel)	R&D		
	Ice storage	Commercial		
Chemical	Power-to-gas-(incl. hydrogen, syngas) -to-power	Commercial/pilot	Electricity + Gas	

4.3. Vor- und Nachteile ausgewählter elektrischer Energiespeichertechnologien

Die folgende Tabelle vom A.T. Kearney Energy Transition Institute (2017) listet Vor- und Nachteile ausgewählter Energiespeichertechnologien auf. Der Vorteil der Flüssigsalzspeicherung liegt in der bereits erfolgten Kommerzialisierung und ihrer Verfügbarkeit in großem Maßstab. Als Nachteil wird angeführt, dass es sich eher um ein „Nischenprodukt“ handle, da es hauptsächlich für CSP-Kraftwerke von Bedeutung sei (siehe hierzu ausführlich Punkt 6.2.):³⁴

34 <https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781903/Electricity+Storage+Fact-Book.pdf/671389f7-6206-3bd9-50dd-4d214cf77871?t=1561052363000>.

ATKearney | Energy Transition Institute

The underlying physical features of technologies determine their advantages and drawbacks

Pros & Cons of selected electricity-storage technologies

	Advantages	Drawbacks
PHS¹	Commercial, large scale, efficient, scalable in power rating	Low energy density, availability of sites, depends on availability of water
CAES²	Cost, flexible sizing, large scale, leverages existing gas turbine technology	Lack of suitable geology, low energy density, need to heat the air with gas, possible exposure to natural gas prices
Flywheels	Power density, efficient, scalable	Cost, low energy density
NaS battery³	Efficient, density (power & energy), cycling (vs. other battery)	Safety, discharge rate (vs. other battery), must be kept hot
Li-ion battery⁴	Efficient, density (energy & power), mature for mobility	Cost, safety
Flow battery	Independent energy & power sizing, scalable, long lifespan	Cost (more complex balance of system), reduced efficiency
Supercapacitor	High power density, efficient and responsive	Low energy density, cost (\$/kWh), voltage changes
SMES⁵	High power density, efficient and responsive	Low energy density, cost (\$/kWh), not widely demonstrated
Molten salt	Commercial, large scale	Niche for concentrating solar power plants
Hydrogen	High energy density, versatility of hydrogen carrier	Low round-trip efficiency, cost, safety
SNG⁶	High energy density, leverage current infrastructure	Low round-trip efficiency, cost

1. PHS: pumped hydro storage; 2. CAES: compressed-air energy storage; 3. NaS: sodium-sulfur; 4. Li-ion: lithium-ion; 5. SMES: superconducting magnetic energy storage; 6. SNG: synthetic natural gas.
Source: A.T. Kearney Energy Transition Institute analysis; IRENA (2012), "Electricity Storage – Technology Brief"

Electricity Storage 23

Amir et al. (2023) führen weitere Vor- und Nachteile und Anwendungsmöglichkeiten (Leistung/Energie) bekannter Energiespeichertechnologien auf:³⁵

35 Amir, Mohammad et al. (2023), Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23020911#s0385>.

Comparative chart of different ES technologies.				
ES Technologies	Advantages	Drawbacks	Applications	
			Power	Energy
CAES	High capacity, lower cost	Different site requirements, need gas-based fuel	Not feasible, not cost-effective	Completely capable, fully reasonable
Flow battery	Higher capacity, independent power and energy rating	Lower energy density	Reasonable for power application	Completely capable, fully reasonable
Metal-air	High energy density	Difficult to charge	Not feasible, not cost-effective	Completely capable, fully reasonable
NaS	High power, energy density and high efficiency	Manufacturing higher cost	Completely capable, fully reasonable	Completely capable, fully reasonable
Li-ion	Higher power, high energy density and high efficiency	Higher manufacturing cost, special circuit required for charging	Completely capable, fully reasonable	Feasible, not practical, economical
Ni-Cd	Higher power, higher energy density, and higher efficiency.	Higher self-discharge rate	Completely capable, fully reasonable	Reasonable for energy application
Pumped storage	Higher capacity, lower cost	Special site requirements	Not feasible, not cost-effective	Completely capable, fully reasonable
Lead-acid	Lower capital cost	Short life cycle	Completely capable, fully reasonable	Feasible, not practical, not economical
Flywheels	Higher power rating	Lower energy density	Completely capable, fully reasonable	Feasible, not practical, not economical
SMES	Higher power rating	Higher generation cost, lower energy density	Completely capable, fully reasonable	Less feasible, less cost-effective
Electrolytic capacitors	Longer life cycle, higher efficiency	Lower energy density	Completely capable, fully reasonable	Reasonable for energy applications

Legende: not feasible - nicht durchführbar; not cost-effective - nicht kosteneffektiv; completely capable – vollständig durchführbar.

5. Chemische Energiespeicher

Neben Wasserstoff (H₂) gibt es weitere chemische Energiespeicher. Nachfolgend finden sich eine Auswahl: z. B. Flüssigwasserstoff (Liquid H₂), Ammoniak (NH₃), Flüssigerdgas (LNG), Benzin, Eisen und Aluminium. Bei einem Druck von 700 bar erreicht Wasserstoff eine Energiedichte von 1,3 kWh/l. Flüssiggas hingegen wird auf -253 °C gekühlt und hat dadurch einen niedrigeren Speicherdruck als Wasserstoff. Dabei erreicht es eine höhere Energiedichte von 2,4 kWh/l:³⁶

36 Iron is the new coal, Iron as energy carrier in a carbon-free circular energy economy, 15.04.2024, https://hessenbox.tu-darmstadt.de/dl/fiCDv8z7Dhw4N6YNezyqaAnd/2311_CleanCircles_V1.1_DE.pdf?inline&skip-Counter=true.

① **Energiespeicher** ————— ② ————— ③ ————— ④

CHEMISCHE ENERGIESPEICHER



15.04.2024

Iron as energy carrier in a carbon-free circular energy economy

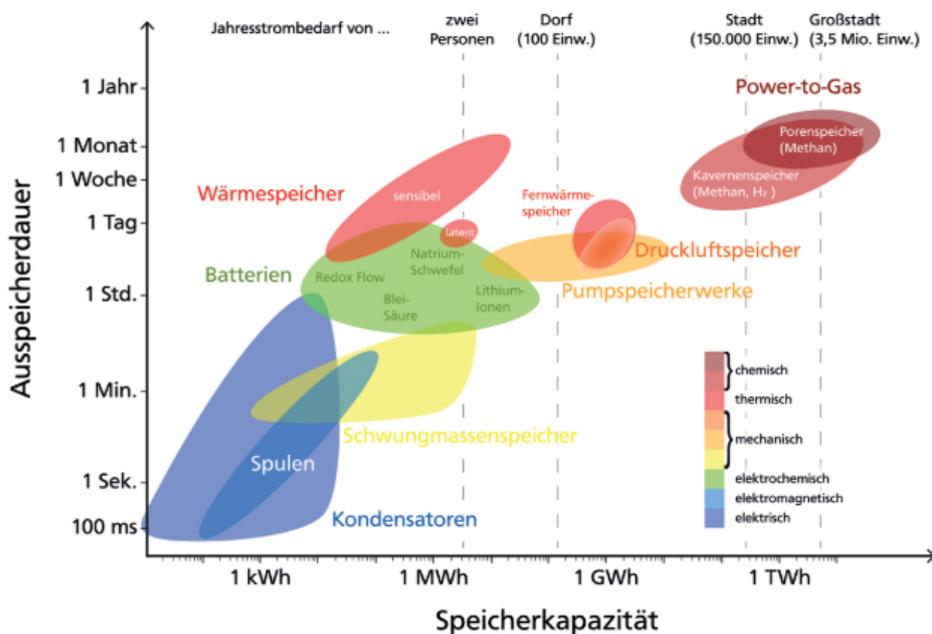
6

5.1. Vorteile chemischer Energiespeicher

Chemische Energieträger verfügen über eine hohe Speicherkapazität bei langer Ausspeicherungsdauer³⁷ und liegen hier im Vergleich zu anderen Energiespeichern an der Spitze. Spulen und Kondensatoren liefern Energie hingegen kurzfristig:³⁸

37 „Die Ausspeicherungsdauer besagt, wie lange ein Speicher Energie liefern kann.“, https://www.rsm.tu-darmstadt.de/media/rsm/news_rsm/Positionspapier_Energiewende_Dreizler_et_al.pdf.

38 Dreizler, Andreas et al. (2020), Positionspapier, Energiewende: verlässlich, machbar, technologieoffen, https://www.rsm.tu-darmstadt.de/media/rsm/news_rsm/Positionspapier_Energiewende_Dreizler_et_al.pdf.



„Chemische Energieträger bieten eine Reihe von Vorteilen:

- Sie erlauben eine saisonale und abgesehen von Umwandlungsverlusten nahezu verlustfreie Speicherung von Energie.
- Bei ihrer Herstellung wird überschüssiger Wind- und Sonnenstrom sinnvoll genutzt und speicherbar gemacht.
- Sie können nachhaltige, CO₂-neutrale Mobilität ermöglichen.
- Sie verringern den Bedarf für den Ausbau des Stromnetzes.
- Sie leisten einen Beitrag zur Netzstabilität und Bereitstellung von Regelenergie.
- Ihre Speicherform ist unaufwändig, da das ohnehin vorhandene Erdgasnetz bzw. vorhandene Tanklager mit sehr großen Speicherkapazitäten genutzt werden können (210 TWh für Methan, 250 TWh für flüssige Kohlenwasserstoffe).
- Die bestehenden Gastransport- und -verteilnetze sind mit einer Gesamtlänge von 510.000 km gut geeignet, sämtliche Energiesektoren bedarfsgerecht und flächendeckend zu versorgen.
- Durch die bestehende Anbindung an das transeuropäische Transportsystem können große Energiemengen mit dem europäischen Ausland ausgetauscht werden.“³⁹

5.2. Eisen als Energiespeicher

Neben der TU Darmstadt untersuchen aktuell auch das Max-Planck-Institut für Eisenforschung, die TU Eindhoven und weitere Universitäten und Institute Eisen als möglichen Energieträger.⁴⁰

„Metalle – insbesondere Eisen – verfügen als chemische Energiespeicher über besonders vorteilhafte Eigenschaften:

- Eisen hat eine hohe Energiedichte.
- Eisen kann über lange Zeiträume gelagert werden.
- Eisen ist nicht toxisch.
- Eisen ist kein kritischer Rohstoff.
- Eisen ist hochverfügbar und abbaubar.“⁴¹

Eisen als Energiespeicher wird bereits in der Luft- und Raumfahrttechnik genutzt. Der Prozess verläuft wie folgt: „Wenn Eisenerze zu Eisen reduziert werden, ist im reduzierten Eisen viel Energie gespeichert. Die Idee ist, diese Energie bei Bedarf aus dem Eisen herauszuholen, indem das Eisen wieder zu Eisenoxid oxidiert wird. Diese Oxidation wird auch als Verbrennung [„combustion“] bezeichnet. [...] Die Optimierung dieses Prozesses könnte zu einer vollständig zirkulären und damit nachhaltigen Energiespeicherung führen.“⁴²

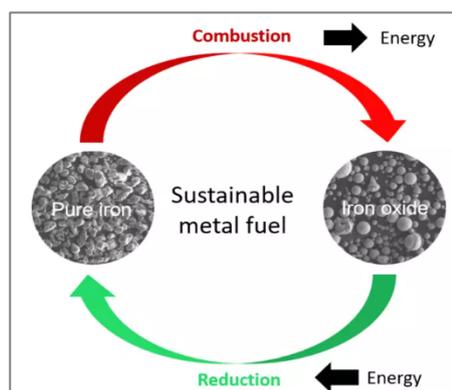
Der zirkuläre Charakter der Energiespeicherung mittels Eisen wird in der nachfolgenden Grafik verdeutlicht.⁴³

40 Max-Planck-Gesellschaft (2022), Eisen als Energiespeicher, 02.12.2022, <https://www.mpg.de/19574556/eisen-energiespeicher#:~:text=Wenn%20Eisenerze%20zu%20Eisen%20reduziert,wird%20auch%20als%20Verbrennung%20bezeichnet>.

41 TU Darmstadt (2023), Chemische Energiespeicher für die Energiewende, Impulsvortrag über Eisen bei „acatech am Dienstag“, 12.12.2023, <https://www.tu-darmstadt.de/energy-and-environment/forschungsfeld-ee/news-ee/news-ee-details-432640.de.jsp>.

42 Max-Planck-Gesellschaft (2022), Eisen als Energiespeicher, 02.12.2022, <https://www.mpg.de/19574556/eisen-energiespeicher>.

43 Max-Planck-Gesellschaft (2022), Eisen als Energiespeicher, 02.12.2022, <https://www.mpg.de/19574556/eisen-energiespeicher#:~:text=Wenn%20Eisenerze%20zu%20Eisen%20reduziert,wird%20auch%20als%20Verbrennung%20bezeichnet>.



Eisen soll eine klimaneutrale Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke ermöglichen, indem Kohle **durch Eisen ersetzt** wird.⁴⁴ Eisenspeicher sind CO₂-frei und grundlastfähig. Die thermischen Wirkungsgrade sind mit Kohle vergleichbar und sind noch weiter optimierbar.⁴⁵ Niek E. van Rooij, Doktorand an der Technischen Universität Eindhoven, erklärte, die Ergebnisse der jüngsten Studie zeigten, dass die Verwendung von Metallen als Energiespeicher machbar sei. Jetzt werde untersucht, wie die Zirkularität des Prozesses erhöht werden könne.⁴⁶

Ein Nachteil für Eisen als Energieträger ist, wie die folgende Darstellung zeigt, die fehlende Kapazität für die grüne Wasserstoffelektrolyse, und dass zudem ein internationales Partnernetzwerk erforderlich ist:⁴⁷

44 https://www.tu-darmstadt.de/energy-and-environment/forschungsfeld_ee/news_ee/news_ee_details_432640.de.jsp.

45 <https://www.acatech.de/allgemein/chemische-energiespeicher/>.

46 Eisen als Energiespeicher, 02.12.2022, <https://www.mpg.de/19574556/eisen-energiespeicher#:~:text=Wenn%20Eisenerze%20zu%20Eisen%20reduziert,wird%20auch%20als%20Verbrennung%20bezeichnet>.

47 https://hessenbox.tu-darmstadt.de/dl/fiCDv8z7Dhw4N6YNezyqaAnd/2311_CleanCircles_V1.1_DE.pdf?inline&skipCounter=true.

1
2
3 Energy System
4

ZUSAMMENFASSUNG – EISEN ALS ENERGIETRÄGER



VORTEILE

- Langfristige Speicherung und Transport von Energie
- Einfache Lagerung und Transport
- Wärme für Hochtemperaturprozesse (bis zu >1500°C)
- Keine CO₂, niedrige/keine NO_x and SO_x Emissionen
- Weiternutzung existierender Infrastruktur (Retrofit)
- Wettbewerbsfähige Effizienz
- Weitere Sektorkopplung möglich (Wet Cycle: H₂ + Wärmeproduktion)
- Kein Export von Wasser (H-Atomen) aus trockenen Regionen nötig
- Ungiftig, nicht umweltgefährdend

NACHTEILE

- Kapazität der (H₂) Elektrolyseure ist Engpass für die grüne thermochemische Reduktion
- Globale Energiewirtschaft mit einem internationalen Netzwerk an Partnern erforderlich

OFFENE FORSCHUNGSFRAGEN

- Verbrennungsführung und –Design in Kraftwerken
- Einflüsse auf Kreislauffähigkeit
- Realisierung der elektrochemischen Reduktion
- Sicherheitsbedenken im Zyklus im industriellen Maßstab (Explosivität, Nanopartikel)
- Politikberatung: bewährte Praktiken und Beratung

15.04.2024
Iron as energy carrier in a carbon-free circular energy economy
25

Unter dem folgenden Link finden sich einige YouTube-Beiträge zu Wasserstoff und Eisen als chemische Energiespeicher, es werden auch die **Vor- und Nachteile** verschiedener chemischer Energiespeicher diskutiert:

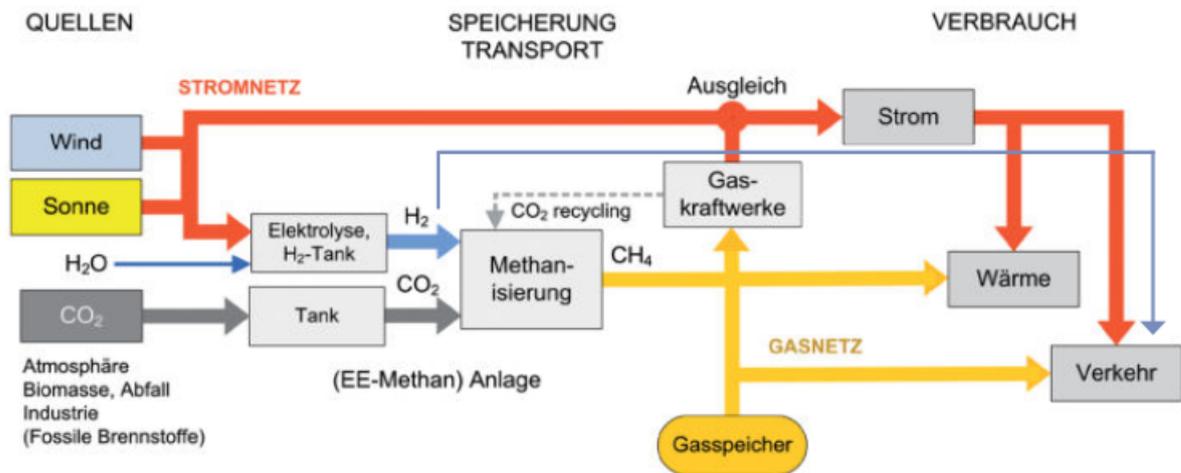
Acatech (2023), Die Bedeutung chemischer Energiespeicher für die Energiewende, <https://www.acatech.de/allgemein/chemische-energiespeicher/>.

5.3. Carbondioxide Circulated Power Storage (CCPS)-Verfahren

Der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) erklärt, wird volatile Sonnen- und Windenergie mit Hilfe der Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, kann sie „stofflich“ gespeichert werden. „Bei Bedarf könnten unter Zugabe von Kohlendioxid Methan oder längerkettige Kohlenwasserstoffe erzeugt werden. Zur Speicherung könnten Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz eingespeist werden. Für flüssige Kohlenwasserstoffe stünden große Tanklager zur Verfügung. Mit dem Power-to-Gas- bzw. Power-to-Liquids-Konzept könnten so riesige Energiemengen über beliebige Zeiträume in einer vorhandenen Infrastruktur gespeichert werden.“⁴⁸ Siehe hierzu die folgende Abbildung:⁴⁹

48 Systemkomponenten: Energiespeicher, S. 28, https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/01/fz2019_03_02.pdf.

49 Systemkomponenten: Energiespeicher, S. 28 https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/01/fz2019_03_02.pdf.



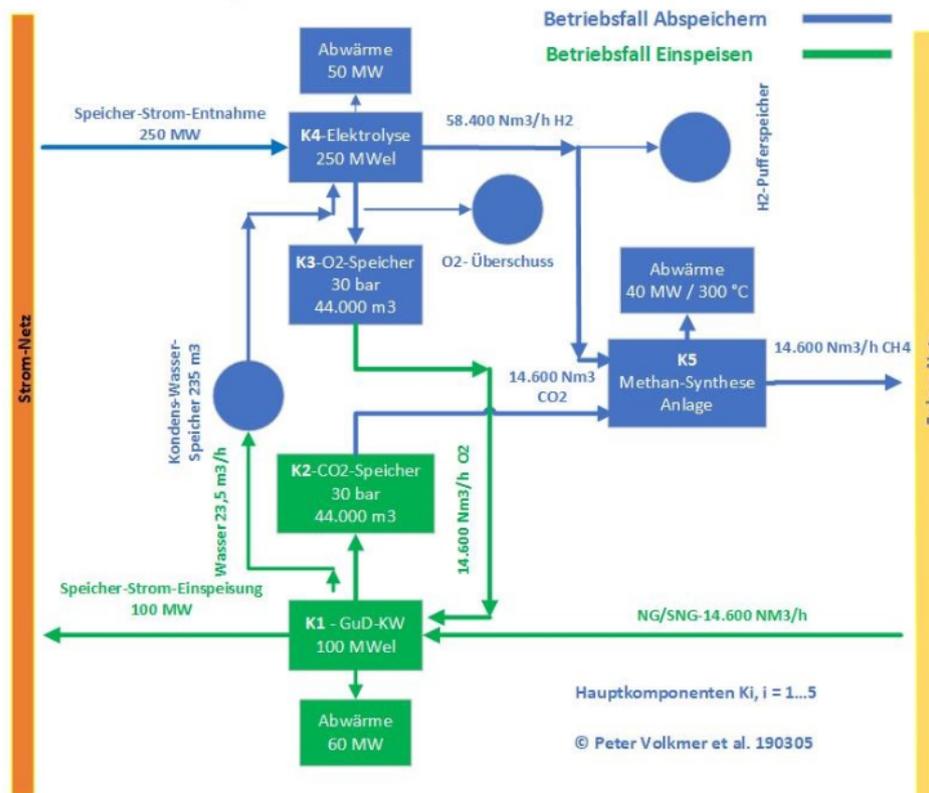
Dr. Peter Volkmer, geschäftsführender Gesellschafter der IGUS GmbH, stellte im Mai 2023 auf dem „Energy Summit“ des Energy Saxony e.V. ein Informations- und Diskussionspapier vor, in dem das Elektrolyseverfahren dargestellt wird, um Methan herzustellen und dies später wieder zur Stromgewinnung zu nutzen:

CCPS®-Strom-Großspeicher auf naturgemäßer Grundlage, https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Veranstaltungen/2023/SUMMIT23/SUMMITdigital/04_IGUS_Peter_Volkmer.pdf.

Nachfolgend findet sich ein Auszug aus dem Power-Point-Vortrag zur Veranschaulichung des CCPS-Verfahrens:⁵⁰

50 2023, https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Veranstaltungen/2023/SUMMIT23/SUMMITdigital/04_IGUS_Peter_Volkmer.pdf. Siehe auch 2022 Volkmer et al (2022), Energie-Wende umdenken, Strom-Strategie statt Wasserstoff-Strategie, Ein Positionspapier vom 14. November 2022 für den AK Energie im Dresdner BV des VDI, <https://igus-energie-technik.de/wp-content/uploads/2022/11/Vortrag-VDI-Stromstrategie-anstelle-Wasserstoffstrategie-221114.pdf>.

Verfahrens-Fluss-Diagramm für den CCPS – PtSNG -Stromspeicher 100 MW / 1 GWh



Das CCPS-Verfahren ist **eines unter vielen Methanisierungs-Projekten**. Siehe hierzu auch einen Auszug aus dem folgenden Zeitungsbericht, der am 21.04.2021 in der Sächsischen Zeitung erschienen ist:

„Vor einigen Jahren wurde Volkmer aufmerksam auf fehlende Kapazitäten bei der Stromspeicherung. Das Iqus-Team suchte nach Lösungen und entwickelte aus bekannten Verfahren ein neues mit dem englischen Namen „Carbondioxide Circulated Power Storage“, kurz CCPS. Auf Deutsch: Stromspeicherung mit Kohlendioxid-Kreislauf. Das Prinzip nutzt unter anderem die 1902 von Paul Sabatier und Jean Baptiste Senderens entdeckte Methanisierung. Das CCPS-System soll wie folgt laufen: Mit überschüssigem Strom aus dem Netz – vor allem von Windkraft- und Photovoltaikanlagen – wird Wasserstoff erzeugt. Das passiert durch Elektrolyse – die Zerlegung von Wasser in Wasser- und Sauerstoff. Der Wasserstoff wird mit Kohlendioxid zu Methan verbunden, Fachleute sprechen von Synthese. Das Methan könnte dann zwischengespeichert werden im deutschen Erdgasnetz mit seiner Länge von über 500.000 Kilometern und auch in Hohlräumen von Salzstöcken. Das benötigte CO₂ fällt im Gas- und Dampfkraftwerk an, in dem das Methan bei Bedarf verbrannt und wieder zu Strom wird. Der wird ins Netz eingespeist. Für das CO₂ gebe es wie in der Natur einen Kreislauf. Man müsse dafür aber Speicher errichten oder anpassen, erläutert Volkmer. Dafür seien umgebaute Kühltürme von Kohlekraftwerken nutzbar. Verwendet wird beim CCPS-Prozess auch der Sauerstoff. Gemischt mit CO₂ wird er Teil der Verbrennungsluft für das Methan.“

Derzeit gibt es etwa 30 Projekte, die sich mit Strom aus Methan beschäftigen. Auch am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik in Kassel wird zu dem Thema

geforscht, wie Physiker Jochen Bard informiert. Man könne Methan in beliebigem Umfang ins Erdgasnetz einspeisen; Erdgas besteht überwiegend aus Methan. Doch, so Jochen Bard, das von Igus beschriebene Verfahren brauche **einen Schritt mehr – erst Wasserstoff, dann Methan**. Dabei könne es **Wirkungsverluste** geben. Bei der aktuell im Fokus stehenden **direkten Wiederverstromung von Wasserstoff** entfalle der Methanschritt.

[...]

Jochen Bard vom Fraunhofer-Institut und Sachsens Energieministerium verweisen auf **hohe Kosten** bei der **Methansynthese**. Die Deutsche Energieagentur hat sich diese vom Erdgaspreis ausgehend angeschaut. Danach zahlt man für die Megawattstunde thermische Energie bei der Methanisierung derzeit 200 Euro, der normale Erdgaspreis liege bei 62 Euro. Bis 2050 könnte der für Methan aber auf 92 Euro fallen. [...].⁵¹

6. Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicherung (Thermal Energy Storage – TES) umfasst eine Vielzahl an Technologien, die verfügbare Wärmeenergie speichern. Ein TES-System besteht in der Regel aus einem Speichermedium in einem Reservoir bzw. Tank, einer Kältemaschine oder einem Kältesystem, Rohrleitungen, einer Pumpe oder mehreren Pumpen und einer Steuerung.⁵²

6.1. Sensible, latente und thermochemische Wärmespeicherung

Laut der European Association for Storage of Energy (EASE) lassen sich drei verschiedene Prinzipien der thermischen Energiespeicherung unterscheiden: **sensible**, **latente** und **thermochemische** Wärmespeicherung:

51 Hervorhebung durch Verfasser der Dokumentation, <https://www.saechsische.de/wirtschaft/energie/dresdner-will-problem-der-energiespeicherung-loesen-5427049.html>.

52 Luo, Xing et al. (2015), Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, S. 523, in: Applied Energy 137 (2015), S. 511-536, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>.

„(i) sensible Wärmespeicherung^[53], die auf der Speicherung von Wärmeenergie durch Erhitzung oder Abkühlung eines flüssigen oder festen Speichermediums wie Wasser, Sand, geschmolzene Salze, Gestein usw. beruht, wobei Wasser die billigste Option ist;

(ii) Latentwärmespeicherung^[54] unter Verwendung von Phasenwechselmaterialien (phase change materials - PCM), z. B. von einem festen in einen flüssigen Zustand [hierzu wird auch die Flüssigsalzspeicherung gezählt]; und

-
- 53 „Bei sensiblen Wärmespeichern wird die thermische Energie aufgrund der Temperaturänderung eines Materials wie z. B. Wasser oder Beton gespeichert. Die Speicherung unter Verwendung von Wasser als Speichermedium ist die am häufigsten genutzte Form der Wärmespeicherung. Entsprechende Wärmespeicher sind marktverfügbar und sind Stand der Technik auf diesem Gebiet. Diese Form der Speicherung ist kostengünstig und kann als weitgehend umweltneutral betrachtet werden. Es tritt Selbstentladung auf. Bei Einsatz in höheren Temperaturbereichen über 150 °C werden auch Aluminiumoxid-, Salz-, Sand- oder Betonspeicher als Speichermedien eingesetzt. Es existiert ein wachsender Bedarf an geeigneten Speichermedien für diesen Temperaturbereich. Der wachsende Bedarf wird durch Solarwärme-Anwendungen sowie die mögliche Nutzung von Hochtemperaturabwärme hervorgerufen. Diese Anwendungen haben bislang Demonstrationsstatus erreicht. Dabei können mit Aluminiumoxid-Speichern z. B. spezifische Speicherkapazitäten von 20-50 kWh/m³ erreicht werden. Auch Salzschnmelzen werden derzeit sehr intensiv zur Energiespeicherung erforscht. Für die Speicherung großer Wärmemengen werden bei sensiblen Wärmespeichern allerdings große Speichervolumina mit großen Mengen an Speichermedium benötigt, oder es müssen große Temperaturspreizungen zwischen Beladen und Entladen gefahren werden, um mehr Energie sensibel zu speichern.“, https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12740-2/*/*Thermischer%20Speicher?search=Thermischer%20Speicher&op=Wiki.getwiki. Sensible Heat Thermal Energy Storage (SHTES) „is through pilot testing and ready for commercial deployment.“, S. 30, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>.
- 54 „Die Speicherung thermischer Energie erfolgt bei Latentwärmespeichern durch Phasenumwandlung eines Materials wie z. B. Paraffin, Eis oder Salzhydrate. Auf diese Weise kann bei geringer Temperaturänderung eine große Energiemenge gespeichert werden. Hier wird überwiegend der Phasenwechsel zwischen fester und flüssiger Phase genutzt. Übliche Speicherkapazitäten liegen im Bereich der Phasenumwandlung für Paraffine bei bis zu 55 kWh/m³, für Eis bei 92 kWh/m³ und für Salz und Salzhydrate bei 120 kWh/m³. Bislang ist diese Speicherform mit Ausnahme von Eis- und Dampfspeichern kaum kommerziell verfügbar. Es tritt Selbstentladung auf. Problematisch ist die schlechtere Wärmeleitfähigkeit in der festen Phase im Vergleich zu der in flüssiger Phase. Aktuelle Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte laufen in den Bereichen Salzschnmelzen für Hochtemperatureinsatz über 150 °C, Natrium-Acetat bei 58,5 °C und Phase-Change-Slurries im Bereich von 0 °C bis 50 °C. Weiterhin finden Untersuchungen mit Lithium-, Kalium- und Natriumnitrat und deren Mischungen für den Temperaturbereich zwischen 130 °C und 330 °C statt. In diesem hohen Temperaturbereich wird Graphit wegen seiner hohen Wärmeleitfähigkeit als Wärmeleitmatrix eingesetzt.“, https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12740-2/*/*Thermischer%20Speicher?search=Thermischer%20Speicher&op=Wiki.getwiki.

(iii) thermochemische Speicherung (thermo-chemical storage – TCS)^[55] unter Verwendung chemischer Reaktionen zur Speicherung und Freigabe von Wärmeenergie.

Die sensible Wärmespeicherung ist im Vergleich zu PCM- und TCS-Systemen relativ kostengünstig und eignet sich für Haushaltssysteme, Fernwärme und den industriellen Bedarf. Allerdings erfordert die sensible Wärmespeicherung aufgrund ihrer geringen Energiedichte, die drei- bzw. fünfmal niedriger ist als die von PCM- und TCS-Systemen, im Allgemeinen ein großes Volumen. Außerdem erfordern sensible Wärmespeichersysteme eine geeignete Konstruktion, um die Wärmeenergie bei konstanter Temperatur abzugeben.“⁵⁶

Der FVEE konstatiert:

„Thermische Speichersysteme sind Schlüsselkomponenten für eine effektive Nutzung der zeitlich variabel verfügbaren Sonnenenergie für solarthermische Kraftwerke, Wärmerückgewinnungsprozesse, solare Nahwärmeprojekte, Gebäudeklimaanlagen und Brauchwassersysteme.

- Bei solarthermischen Kraftwerken können durch Wärmespeicher die Verfügbarkeit erhöht und Stromgestehungskosten deutlich gesenkt werden. Fossile Kraftwerke können mittels Wärmespeichern flexibilisiert werden.
- Bei industriellen Prozessen kann durch thermische Speichersysteme das Lastmanagement optimiert werden, so dass der spezifische Energieverbrauch gesenkt und die Energienutzungseffizienz gesteigert wird. Speichergestützte Power-to-Heat-Konzepte werden zunehmend eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von Prozesswärme auch im höheren Temperaturbereich spielen.
- Große Wärmespeicher erlauben die Pufferung von Überangeboten im Netz durch „Power to Heat“.

55 „Bei chemischen Speichern wird die thermische Energie mittels einer reversiblen chemischen Reaktion gespeichert. Wärmespeicher, die den physikalischen Effekt der Adsorption nutzen, werden in der Literatur häufig zu den chemischen Wärmespeichern gezählt, wie beispielsweise Zeolith/Wasser etc. Die Adsorption ist allerdings kein chemischer Prozess. Chemische Wärmespeicher besitzen das Potenzial, hohe Energiedichten zu erreichen und ein breites Temperaturspektrum abzudecken. Auch über große Zeiträume hinweg kann so Wärme nahezu verlustfrei gespeichert werden. Chemische Wärmespeicher bieten im Gegensatz zu sensiblen und latenten Wärmespeichermaterialien deutlich höhere Wärmespeicherkapazitäten. Dabei kann auch bei den chemischen Wärmespeichern die Aufnahme und die Abgabe der Energie bei gleichbleibendem Temperaturniveau erfolgen und die Selbstentladung vermieden werden. Mithilfe von Zeolithen können theoretisch bis zu 130 kWh/m³ gespeichert werden. Als nachteilig werden die geringe Wärmeleistung und die aufwändige und teure Systemtechnik genannt. Diese ist erforderlich, um die Materialien effizient mit hoher Leistung zu be- und entladen. Ziel der Forschung sind die Steigerung der Leistungsdichte, gezielte Optimierung des Prozesses und der Speichermaterialien sowie die Verwendung technischer statt hochreiner Materialien mit dem Ziel der Kostenreduzierung.“, https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12740-2/*/*Thermischer%20Speicher?search=Thermischer%20Speicher&op=Wiki.getwiki. Thermo-Chemical Heat Storage (TCHS) „is not well researched for commercial applications.“, S. 30, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>.

56 Thermal Energy Storage, https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E17IR%20ThEnergy%20Stor_AH_Jan2013_final_GSOK.pdf.

- Wärmespeicher sind für den Ausbau von Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen wesentlich, da sie deren Strom- und Wärme- und Kälteerzeugung entkoppeln und somit die Integration der KWK-Anlagen in das Energiesystem vereinfachen.
- Mit großen saisonalen Wärmespeichern kann in Deutschland etwa die Hälfte des Gesamtwärmebedarfs von größeren Gebäudeeinheiten solar gedeckt werden.
- Teilsaisonale Speicher für Ein- und Mehrfamilienhäuser ermöglichen die Erhöhung des solarthermischen Deckungsanteils an der Wärmebereitstellung auf über 50 % bis zu 100 %. Hierzu sind kurzfristig die Wasserspeicher und mittelfristig PCM- und thermochemische Speicher weiterzuentwickeln. Kältespeicher spielen auch zur energieeffizienten Kühlung von Gebäuden eine wesentliche Rolle, da die Kälteerzeugung in Zeiten geringer Netzauslastung oder bei günstigeren Außentemperaturen erfolgen kann.
- Auch die ohnehin vorhandene thermische Masse von Gebäuden kann durch gezielte Aktivierung technisch unaufwändig und kostengünstig als thermischer Speicher genutzt werden.⁵⁷

6.2. Flüssigsalzspeicher (für CSP und weitere Anwendungen)

Nach Angaben des schweizerischen Bundesamtes für Energie werden TES-Anwendungen von sog. konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken (Concentrated Solar Power – CPS) dominiert, die durch einen thermischen Speicher in der Lage sind, Strom in den Abend hinein oder rund um die Uhr zu liefern. Schmelzsalttechnologien seien die vorherrschende kommerzielle Lösung und machten drei Viertel der weltweit eingesetzten thermischen Energiespeicher für Stromanwendungen aus.⁵⁸

Bauer (2019) führt zu der seit Ende 2017 betriebenen Testanlage für Wärmespeicherung in Salzschnmelzen (Thermal Energy Storage in Molten Salt – TESIS) aus, in solarthermischen Kraftwerken seien Flüssigsalzspeicher bereits für die bedarfsgerechte Stromerzeugung kommerziell und großtechnisch im Einsatz. Sie hätten aber auch das Potenzial, in **umgerüsteten konventionellen fossilen Kraftwerken** Strom zu speichern, und könnten auch bei **energieintensiven Industrieprozessen**, z. B. bei der Produktion von Stahl, Eisen, Glas, Zement oder chemischen Produkten, die Energieeffizienz steigern. Insbesondere die Bereiche **Prozesswärme** und **Kraftwerkstechnik** böten Potenziale, die Technologie in Deutschland einzusetzen. Bei der Entladung eigneten sich Flüssigsalzspeicher insbesondere zur Versorgung von **Dampfturbinen** bis zu einer **Temperatur von 560 °C**.⁵⁹ Auch in einer neueren Publikation von Bauer et al. (2021) betonen die Verfasser, dass

57 https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/01/fz2019_03_02.pdf.

58 Schweizer Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (2021), Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021, 06.09.2021, S. 9.

59 Bauer, Thomas (2019), Hochtemperatur-Wärmespeicherung in Flüssigsalzspeichern, Energie aus Salz, S. 44, in: BWK, Bd. 71 (2019), Nr. 5, https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/tp/BWK_05_2019_BWK_05-2019.pdf.

Siehe auch DLR (2022), Konzentrierende solarthermische Energie auch in Deutschland effizient einsetzbar, 13.12.2022, <https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2022/04/konzentrierende-solarthermische-technologie-auch-in-deutschland>.

Flüssigsalzspeicher nicht nur in CSP genutzt werden könnten, sondern auch in weiteren Anwendungsbereichen. Um die Speichersysteme in diesen neuen Anwendungsfeldern zu realisieren, seien Forschungsprojekte für erstmalige Demonstrationen erforderlich.⁶⁰ Laut BVES-Factsheet (2021) liegt der TRL von Flüssigsalzspeichern bei 9 für CSP-Kraftwerke und bei 4 im F&E-Bereich (z.B. für Eintanksysteme).⁶¹

Für industrielle Prozesswärme zwischen 80 und 400 °C handelt es sich beim Flüssigsalzverfahren – laut DRL – um eine kostengünstige, effiziente und CO₂-freie Lösung – auch in Zentraleuropa. Dieser Temperaturbereich decke etwa die Hälfte des industriellen Wärmebedarfs ab und sei selbst in Deutschland zu einem Preis von deutlich unter zehn Cent pro Kilowattstunde möglich. Voraussetzung sei ein entsprechend großes Kollektorfeld von mindestens 10.000 Quadratmetern. Erste solche Anlagen gebe es bereits in Belgien und in Dänemark.⁶²

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz zur Verfügung gestellten Internet-Portal EnArgus⁶³, das über Forschungsprojekte rund um das Thema „Energieforschung“ informiert, wird zu den Vor- und Nachteilen von Flüssigsalzspeichern Folgendes erklärt:

„Flüssigsalze werden ab Temperaturen von 300 °C eingesetzt. Ein Vorteil von Flüssigsalzen ist die **gute Umweltverträglichkeit**. Nachteile sind die **hohen Materialkosten** und der konstante Wärmebedarf zur Vermeidung einer **Kristallisation** des Flüssigsalzes. Aus diesem Grund müssen kostenintensive **Zusatzheizungen**, z. B. in Form von Heizstäben installiert werden.“⁶⁴

Dersch, Juergen; Paucar, Jaime; Schuhbauer, Christian; Schweitzer, Axel; Stryk, Alexander. 2021. Blueprint for Molten Salt CSP Power Plant, Cologne, Germany. Final report of the research project “CSP-Reference Power Plant” No. 0324253, <https://elib.dlr.de/141315/1/Blueprint%20for%20Molten%20Salt%20CSP%20Power%20Plant.pdf>.

60 Bauer, Thomas et al. (2021), Molten Salt Storage for Power Generation, <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/cite.202000137>.

61 BVES Factsheet (2021), Hochtemperatur-Flüssigsalzspeicher, Stand: Juni 2021, https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/07/Factsheet_Hochtemperatur-Fluessigsalzspeicher.pdf.

62 DLR (2022), Konzentrierende solarthermische Technologie auch in Deutschland effizient einsetzbar, 14.12.2022, <https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2022/04/konzentrierende-solarthermische-technologie-auch-in-deutschland>.

63 <https://www.enargus.de/>.

64 Hervorhebung durch Verfasser der Dokumentation, <https://www.enargus.de/wiki/?q=F1%C3%BCssigsalzspeicher>.

Um die Kosten für Flüssigsalz zu reduzieren, forscht **NEWCLINE** an einem Eintank-Konzept mit **wärmespeichernden Steinen**, um einen Teil des Flüssigsalzes zu ersetzen. Und das Forschungsprojekt **TransTES-Chem** untersucht die Anwendung eines solchen Speichers in einem Chemiepark:⁶⁵

6.3. TransTES-Chem - Transfer von thermischen Energiespeichertechnologien für Chemieparks

Die Laufzeit des „Verbundvorhabens TransTES-Chem: Transfer von thermischen Energiespeichertechnologien für Chemieparks; Teilvorhaben: Entwicklung innovativer Speicherkonzepte“ endete am 30.11.2023:

„Durch die fortschreitende Durchdringung von erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt sind technische Lösungen zur Flexibilisierung und Einkopplung von volatilen Wind- und PV-Strom für diese Versorgungsstrukturen erforderlich. Dies wird im Projekt durch die Entwicklung neuartiger thermischer Speicher und Power-to-Heat-Technologien im Hochtemperaturbereich adressiert. Der Fokus ist hierbei die konzeptionelle Integration dieser Technologien in die KWK-Anlagen der chemischen Industrie. Die verschiedenen Speichertechnologien und Integrationsoptionen in der Versorgungsstruktur, werden im Projekt systematisch untersucht und techno-ökonomisch bewertet. [...]. Im Fokus stehen Flüssigsalz-Eintankspeicher mit einem Kostensenkungspotential von bis zu 40% gegenüber Zweitankspeichern. Gegen Projektende wird ein Leitkonzept erarbeitet mit dem Ziel einer Demonstration in einem Folgeprojekt. Die im Projekt anhand ausgewählter Chemieparks entwickelten Speicherlösungen für die Versorgungsstrukturen lassen sich direkt auf weitere Chemieparks, sowie auf weitere Anwendungen in den Bereichen Kraftwerkstechnik und Industrieprozesswärme übertragen.“⁶⁶

Für das im Leitkonzept erarbeitete Folgeprojekt wurde ein Flüssigsalzspeicher ausgewählt. Er ist in der Studie von Prenzel, Marco et al. (2023), „The Potential of Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Supply at Chemical Sites“⁶⁷ in der Abbildung 3 („Integration of molten salt TES into the ideal-typical utility infrastructure“) beschrieben.⁶⁸

6.4. Forschungsprojekt NEWCLINE

Die Laufzeit des Projekts „Verbundvorhaben: NEWCLINE - Verbesserte Thermokline-Konzepte zur thermischen Energiespeicherung in solarthermischen Kraftwerken; Teilvorhaben: Entwicklung und Herstellung des innovativen Füllstoffs“ endet am 31.05.2024. Zum Inhalt des Projekts werden folgende Angaben gemacht:

65 Innovative Materialien einsetzen, Kosten für Hochtemperaturwärmespeicher mit Flüssigsalz reduzieren, 18.08.2023, https://www.industrie-energieforschung.de/news/de/hochtemperaturwaermespeicher_fluessigsalz_chemische_industrie.

66 <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=transTES-Chem&v=10&s=6&id=1149422>

67 <https://elib.dlr.de/188770/1/2023%20-%20Prenzel%20-%20Atlantis%20Highlights%20in%20Engineering%20-%20The%20Potential%20of%20Thermal%20Energy%20Storage%20for%20Sustainable%20Energy%20Supply%20at%20Chemical%20Sites.pdf>.

68 Auskunft des DLR vom 25.04.2024.

„Stand der Technik sind Zweitankspeicher mit Flüssigsalz. Mit diesem Vorhaben soll ein neuartiges Eintankspeicher-Konzept erforscht werden, bei dem das heiße und kalte Flüssigsalz zusammen in einem Tank gespeichert werden. Das Eintankkonzept hat generell einige Vorteile, wie geringeren Platzbedarf, Einsparung eines Tanks, kostengünstigere Pumpen, Vermeidung eines großen Gasvolumens und geringere Wärmeverluste. Im vorliegenden Projekt soll das Eintank-Konzept mit Füllstoff (engl. Thermocline filler) an der DLR TESIS:store Anlage untersucht werden. Ziel ist es, neue Füllstoffe bzw. Inventarlösungen zu entwickeln, die auf strukturierten keramischen Füllstoffen und Latentwärmespeichermaterialien (engl. Phase change materials – PCM) basieren. Das PCM dient der Stabilisierung der Austrittstemperatur des Speichers.“⁶⁹

Der neuartige Tank enthält zusätzlich wärmespeichernde Formsteine.⁷⁰

6.5. Projekt VeNiTe

Die Laufzeit des Projekts „Verbundvorhaben: VeNiTe - Entwicklung von Verfahren für thermische Nitratsalzspeicher für erhöhte Temperatur und Lebensdauer; Teilvorhaben: Speicherentwicklung“ endet am 31.05.2024. Zum Inhalt des Projekts wird auf der Projektseite folgende Angabe gemacht:

„Derzeit werden Nitratsalzschnmelzen im Solarturmbereich bei der Grenztemperatur von 560 °C seit wenigen Jahren betrieben, so dass noch keine Langzeiterfahrung vorliegt. Eine weitere Temperaturerhöhung, um aus dem Flüssigsalzspeicher moderne Kraftwerksprozesse mit höheren Wirkungsgraden bedienen zu können, ist höchst erstrebenswert. Jedoch stellt die Erhöhung des bisherigen Betriebs im oberen Grenzbereich von 560 °C auf 620 °C technologisch eine große Herausforderung dar. Zwischen der flüssigen Nitratsalzschnmelze und der Gasatmosphäre finden Reaktionen statt. Eine Temperaturerhöhung führt zu der Bildung giftiger Stickoxide die aus dem Speichersystem in die Umwelt gelangen können, sowie zu im Salz gelösten Zersetzungsprodukten die unzulässige Korrosionsraten verursachen. [...]. Ziel des Projektes ist es, ein geeignetes Gassystem mit gezielt eingestellten Partialdrücken für Sauerstoff und Stickoxiden zu identifizieren, um Solarsalz dauerhaft bei erhöhter Betriebstemperatur über 600 °C zu betreiben, wobei ungünstige Fremdgase ausgeschlossen werden. [...]. Die Ergebnisse können einen Innovationssprung bei Nitratsalzspeichern auslösen und neue Anwendungsfelder erstmalig eröffnen. Hierzu zählen solarthermische Kraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedien, wie Solarturm- oder Parabolrinnenkraftwerke, Prozesswärmeanlagen, sowie Wärmespeicherkraftwerke, welche über moderne Dampfparameter verfügen.“⁷¹

69 <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Newcline&v=10&s=6&id=1900140>.

70 Odenthal, Christian (2022), Flüssigsalzspeicher mit wärmespeichernden Steinen, 09.11.2022, <https://www.strom-forschung.de/aktuelles/interviews/dr-ing-christian-odenthal-im-interview>.

71 <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201213934/1%22&v=10&s=6&id=1430225>

Siehe auch weitere Hochtemperatur-Wärmespeicher: Technik, Anwendungen und Praxisbeispiele im Überblick, 06.09.2019, <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oe-kostrom/energiespeicher/hochtemperatur-waermespeicher>.

7. Beispiele für weitere Speicherprojekte

7.1. Nicht-konventionelle Pumpspeicher

Das folgende Projekt StEnSEA ist eines von vielen Forschungsprojekten des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE):

StEnSEA (Stored Energy in the Sea) forscht an einem Konzept für ein Meeres-Pumpspeicherkraftwerk mit Betonkugelspeichern in 600 - 800 Metern Wassertiefe u. a. zur Zwischenspeicherung von Offshore-Strom.⁷² Das „Verbundvorhaben: StEnSea 2 - Entwicklung und Offshore-Test eines neuartigen Pumpspeichersystems; Teilvorhaben: Entwicklung der Systemtechnik und Offshore-Test“ läuft noch bis Mitte 2027.⁷³

Zum weiteren Verständnis des Projekts siehe ein Kurzvideo, das unter dem folgenden Link abrufbar ist: <https://www.zdf.de/nachrichten/heute-sendungen/stromspeicher-betonkugel-100.html>.

7.2. Energiespeicher mittels Schwerkraft

Die Firmen Gravitricity aus Schottland und Energy Vault speichern mit Hilfe der Schwerkraft Energie:

„Bei ihren Lösungen werden große Gewichte von Elektromotoren in riesigen Stahlkonstruktionen nach oben gezogen. Dabei wandelt sich Strom aus überschüssiger Wind- oder Solarenergie in Lageenergie. In umgekehrter Richtung laufen die Elektromotoren als Generatoren und liefern Strom zurück ins Netz. Solche Anwendungen eignen sich vor allem für Regionen, die keine Berge und kein Wasser haben und darum keine Pumpspeicherkraftwerke anlegen können.“⁷⁴

Siehe hierzu die folgende Abbildung:⁷⁵

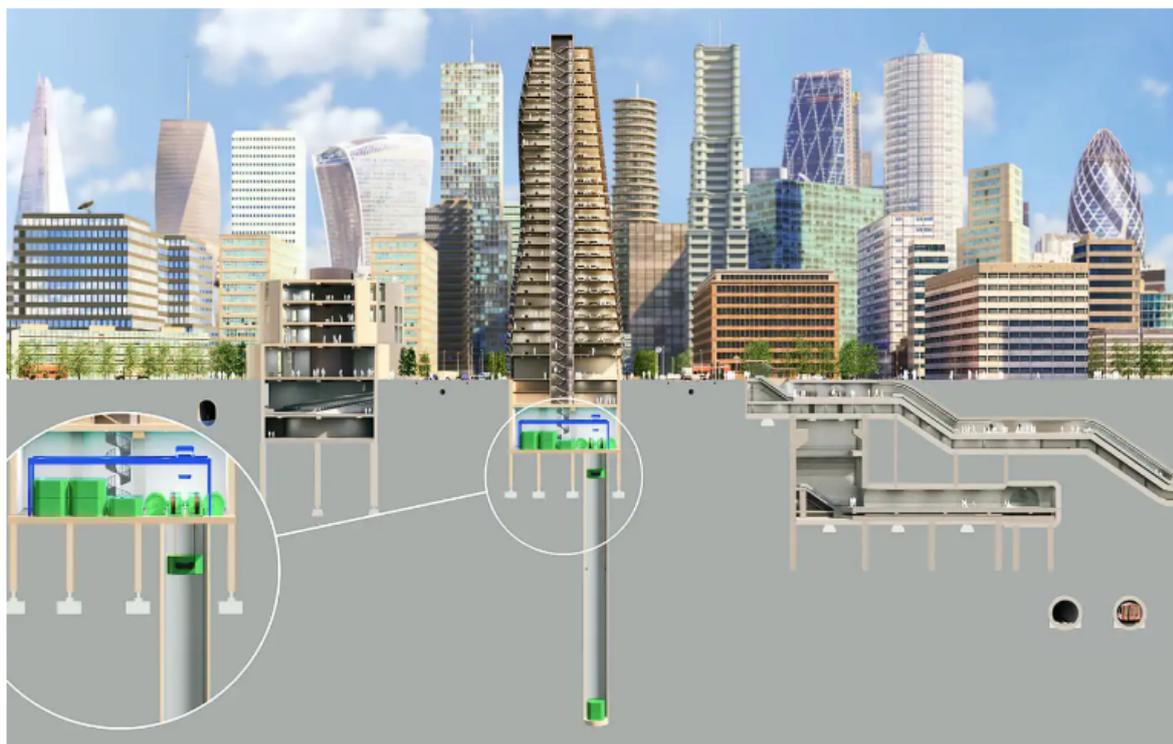
72 Fraunhofer IEE (2024), Forschungsprojekt StEnSEA, <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2013/stensea.html>.

73 <https://www.enargus.de/detail/?id=10549816>.

Siehe auch Fraunhofer IEE (2016), Energiespeicher von morgen wird erstmals im Bodensee getestet, <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2016/energiespeicher-von-morgen-stensea.html>.

74 <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/innovative-energiespeicher-technologien>.

75 <https://www.enercity.de/magazin/unsere-welt/innovative-energiespeicher-technologien>.



Siehe auch Murray, Cameron (2023), Gravitricity and Energy Vault move forward with commercialising gravity energy storage, 26.04.2023, <https://www.energy-storage.news/gravitricity-and-energy-vault-move-forward-with-commercialising-gravity-energy-storage/>.

8. Ausblick

Zu den jüngsten Fortschritten bei Energiespeichersystemen betont Worku (2023) in einem wissenschaftlichen Übersichtsartikel (Review):

„Pumpspeicherkraftwerke sind seit fast hundert Jahren etabliert, effizient und vielseitig einsetzbar, doch ihre Ausdehnung wird durch geografische und ökologische Zwänge eingeschränkt. Viele geeignete Standorte für Staudämme liegen in geschützten Gebieten, wo der Bau einer Staumauer erhebliche Auswirkungen auf das Ökosystem hat. Unterirdische Pumpspeicherkraftwerke scheinen in flachen Regionen eine vielversprechende Alternative zu sein, befinden sich aber noch in der Entwurfs- oder Prototypenphase. Die Druckluftspeicherung (CAES) in Kombination mit Erdgas zur Verbrennung in Gasturbinen steht auf allen Kandidatenlisten, doch gibt es weltweit nur eine Handvoll Industrieanlagen. Die derzeit laufenden Forschungsarbeiten zu den wesentlich effizienteren adiabatischen CAES-Systemen [A-CAES], die die bei der Kompression erzeugte Wärme speichern, um sie bei der Expansion wieder einzuspeisen, geben noch Anlass zu Bedenken hinsichtlich der technischen und wirtschaftli-

chen Machbarkeit solcher Anlagen. Elektrochemische Batterien sind vielleicht die vielseitigste Technologie (aufgrund ihrer hervorragenden Anfahr-/Abschaltfähigkeiten), aber ihre Kosten müssen erheblich gesenkt und ihr Lebenszyklus verlängert werden.“⁷⁶

Weiter heißt es dort:

„Da es unterschiedliche Arten von erneuerbaren Energiequellen gibt, wird eine breite Palette von Speichersystemen benötigt, um den spezifischen Anforderungen der einzelnen Quellen gerecht zu werden. Für die Zukunft ist es äußerst schwierig vorherzusagen, welche Art von Energiespeichersystem den Markt beherrschen wird, aber derzeit dominieren elektrochemische Energiespeichersysteme den Markt. Unter den elektrochemischen Energiespeichersystemen gelten Li-Ionen-Batterien als die wettbewerbsfähigste Option für Energiespeicheranwendungen im Netzmaßstab, da sie eine hohe Energiedichte, ein geringes Gewicht und einen hohen Wirkungsgrad aufweisen. Für die kurzfristige Minimierung von Leistungsschwankungen aus erneuerbaren Energiequellen wie PV [Photovoltaik] und Wind sind SCESS [Energiespeichersysteme mit Superkondensatoren] und SMES [Supraleitende Magnetische Energiespeicher] die bevorzugten Optionen, da sie eine hohe Leistungsdichte und eine sehr kurze Reaktionszeit aufweisen. PHS- und CAES-Speichersysteme haben Zukunftspotenzial, da sie Energie über längere Zeiträume speichern und in der Regel eine größere Nennleistung haben. PHS und CAES sind jedoch durch topografische Zwänge eingeschränkt.“⁷⁷

Zum Forschungs- und Entwicklungsbedarf zu elektrischen Energiespeichern, thermischen Energiespeichern, chemischen Energieträgern und zur Speicherung im geologischen Untergrund siehe ausführlich:

FVEE (2019), Systemkomponenten: Energiespeicher, Energiespeicher, https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/01/fz2019_03_02.pdf.

9. Glossar

A-CAES – Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk

CPS – Concentrating Solar Thermal Power

MW/GW – Megawatt/Gigawatt (Power Capacity)

76 Übersetzt mit KI-Unterstützung, Worku, Muhammed Y. (2023), Recent Advances in Energy Storage Systems for Renewable Source Grid Integration: A Comprehensive Review in: Sustainable Energy Systems: Emerging Technologies and Practices in Renewable Energy Storage ; MDPI - Multidisciplinary Digital Publishing Institute, Khalid, Muhammad. – Basel, MDPI - Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2023, S. 175, https://mdpi-res.com/bookfiles/book/8091/Sustainable_Energy_Systems_Emerging_Technologies_and_Practices_in_Renewable_Energy_Storage.pdf?v=1711452757.

77 Ebd. S. 182, https://mdpi-res.com/bookfiles/book/8091/Sustainable_Energy_Systems_Emerging_Technologies_and_Practices_in_Renewable_Energy_Storage.pdf?v=1711452757.

MW_h/GW_h – Megawatt/Gigawatt pro Stunde (Energy Capacity)

LAES – Liquid air energy storage⁷⁸

LCES – Liquid carbon dioxide energy storage

LCOS – Levelized Cost of Storage

LNG – Liquefied Natural Gas

PHES – Pumped Hydro Energy Storage (Pumpspeicherkraftwerk), auch PHS.

Power rating – Leistung (MW)

PtL – Power-to-Liquid

PtX – Power-to-X

RFB – Redox-Flow-Batterie

RTE – Round Trip Efficiency⁷⁹ (Wirkungsgrad)

SCESS – Supercapacitor Energy Storage Systemss (Energiespeichersysteme mit Superkondensatoren)

SMES – Superconducting magnetic energy storage (Supraleitende Magnetische Energiespeicher)

SNG – Synthetic Natural Gas

TES – Thermal energy storage

TRL – Technology Readiness Level

78 Vecchi, A. et al. (2021), Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives, [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000391#:~:text=Liquid%20air%20energy%20storage%20\(LAES\)%20process](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000391#:~:text=Liquid%20air%20energy%20storage%20(LAES)%20process).

79 „Verhältnis zwischen dem Energieinput in den Speicher (vor der Speicherung) und dem Energieoutput des Speichers (nach der Speicherung). Dieses hängt davon ab, wie effizient die verschiedenen Umwandlungsschritte ablaufen.“, Schweizer Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie (2021), Energiespeichertechnologien, Kurzübersicht 2021, 06.09.2021.

Anlage: Ergänzende Abbildungen zu unterschiedlichen Energiespeichertechnologien