

Der Energiespeicherplan für die Schweiz

Von der Herausforderung
zur Chance für die
Schweizer Energiewende

INHALTSVERZEICHNIS

5	Vorwort
8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen
13	1. Modellierung der kostenoptimalen Speicherkapazitäten im Jahr 2050
13	1.1 Modellspezifikation
18	1.2 Modellgestützte Ergebnisse zum Energiesystem der Schweiz im Jahr 2050
20	1.3 Modellgestützte Ergebnisse zu den kostenoptimalen Speicherkapazitäten im Jahr 2050
25	2. Beschreibung und Bewertung der Speicherverfahren
26	2.1 Thermische Kurzzeitspeicher
27	2.2 Thermische Langzeitspeicher
29	2.3 Elektrische Kurzzeitspeicher
30	2.4 Elektrische Langzeitspeicher
32	2.5 Chemische Langzeitspeicher
35	Mitwirkende Organisationen und Fachleute



VORWORT

Geschätzte Leserin, Geschätzter Leser

Die vergangenen Jahre waren von erheblichen geopolitischen Verwerfungen geprägt, welche die Verwundbarkeit energiepolitischer Abhängigkeiten in bislang nicht gekannter Deutlichkeit offengelegt haben. Insbesondere die Volatilität internationaler Märkte für fossile Energieträger sowie deren zunehmende politische Instrumentalisierung haben gezeigt, dass eine verlässliche Energieversorgung zu den strategischen Schlüsselfragen moderner Volkswirtschaften zählt. Sie berührt zentrale Aspekte der wirtschaftlichen Stabilität, der sicherheitspolitischen Resilienz und der politischen Handlungsfähigkeit im Generellen. Für die Schweiz, die heute in nach wie vor hohem Masse auf den Import fossiler Energieträger angewiesen ist, ergibt sich daraus ein erhöhter Handlungsbedarf, ihre Energieversorgung langfristig unabhängiger und nachhaltiger auszurichten.

Erfreulicherweise hat der hierzu erforderliche strukturelle Wandel des Schweizer Energiesystems in den letzten Jahren bereits an Fahrt aufgenommen. Die auch klimapolitisch angestrebte Defossilisierung hat eine umfassende Neuausrichtung der Energieversorgung angestossen. Zentrale Elemente dieser Transformation sind der konsequente Ausbau erneuerbarer Energiequellen – namentlich der Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Biomasse und Geothermie – eine Stärkung der Energieeffizienz in allen Bereichen sowie eine weitreichende Elektrifizierung von Mobilität, Wärmeversorgung und industriellen Prozessen. Mit dieser Transformation geht zwangsläufig auch eine grundlegende Veränderung der inländischen Energieerzeugungsstruktur einher: Ein wachsender Anteil der Stromproduktion ist künftig wetterabhängig und damit nur kurzfristig planbar. Die Herausforderung verlagert sich damit von der reinen Energiebereitstellung hin zur Systemintegration fluktuierender Erzeugung.

Kern der Herausforderung ist dabei nicht ein *Mangel an Energie*, sondern ein *Mismatch* von Produktions- und Nachfragezeiten. Neue systemische Lösungsansätze zur Minimierung der zeitlichen und räumlichen Diskrepanz zwischen Energieproduktion und -nachfrage sind gefragt. Entscheidend wird dabei die Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem, wobei die Speicherung von Energie ein zentrales Element darstellt, um Erzeugung und Nachfrage zeitlich aufeinander abzustimmen.

Das Forum Energiespeicher Schweiz (FESS), eine Fachgruppe der aeessuisse, befasst sich seit 10 Jahren mit den Fragen der Energiespeicherung für die Energiewende. In den letzten 12 Monaten hat ein Expertenausschuss des FESS den vorliegenden Energiespeicherplan für die Schweiz entwickelt. Das Gremium umfasst Exponentinnen und Exponenten der Energie- und Speicherforschung, der Energiewirtschaft, sowie der involvierten Fach- und Branchenorganisationen.

Den am Energiespeicherplan beteiligten Autorinnen und Autoren sowie den beteiligten Expertinnen und Experten gebührt grosser Dank. Ihr interdisziplinärer Beitrag war wesentlich für die inhaltliche Tiefe, methodische Qualität und Praxisrelevanz dieser Arbeit. Mein besonderer Dank gilt Dr. Gianfranco Guidati, dessen wissenschaftliche Arbeit die modellgestützte Analyse dieser Studie in entscheidender Weise geprägt hat. Die vom ETH Energy Science Center verantwortete Modellierung bildet das analytische Fundament des Energiespeicherplans und ermöglicht eine differenzierte Bewertung des Speicherbedarfs unter variierenden systemischen Rahmenbedingungen.

Der Energiespeicherplan versteht sich dabei ausdrücklich nicht als statisches Dokument, sondern als dynamischer Orientierungsrahmen. Angesichts des technologischen Fortschritts sowie sich wandelnder wirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen bedarf er einer kontinuierlichen Weiterentwicklung und Anpassung. In dieser Funktion soll er als strategische Grundlage für Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft dienen.

In diesem Sinne wünsche ich Ihnen, geschätzte Leserin, geschätzter Leser, eine inspirierende Lektüre.



Thomas Nordmann
Sprecher der Wirtschaft des Forums
Energiespeicher Schweiz und Mitglied des
Vorstands der aeessuisse





ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die vorliegende Analyse des zukünftigen Speicherbedarfs der Schweiz basiert auf dem Energiesystemmodell Swiss Energyscope, das ein kostenoptimales Energiesystem für die Schweiz im Zieljahr 2050 unter der Vorgabe von Netto-Null-Treibhausgasemissionen berechnet. Dabei werden sämtliche Energieflüsse und -formen (elektrisch, thermisch, chemisch) sowie deren CO₂eq-Emissionen systemisch erfasst. Als Datengrundlage dienen zahlreiche technologie- und ressourcenspezifische Parameter, insbesondere zu Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgraden sowie zur Verfügbarkeit von Ressourcen wie Biomasse und Wasser oder von Technologien wie Photovoltaik, Windenergie und Geothermie. Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten werden zudem neun Szenarien entlang zentraler gesellschaftlicher und europapolitischer Entwicklungen definiert und mittels Monte-Carlo-Analysen mit variierenden Technologie- und Kostenparametern ausgewertet. Das Modell minimiert die Gesamtsystemkosten unter gegebenen regulatorischen und technologischen Rahmenbedingungen und erlaubt so robuste Aussagen zum zukünftigen Wert und Bedarf von Energiespeichern im Gesamtsystem. Auf dieser methodischen Grundlage werden im Folgenden exemplarisch drei charakteristische Szenariokombinationen vorgestellt, die das Spektrum möglicher Entwicklungen bis 2050 abdecken und die Bandbreite der resultierenden Systemausprägungen veranschaulichen:

1. Im Jahr 2050 steht die Schweiz vor dem Erreichen des Netto-Null-Ziels. Das Energiesystem ist bis dahin tiefgreifend transformiert. Im günstigsten Fall – **Szenario Ideal/Innovativ** – besteht eine stabile Systemintegration mit Europa, die jederzeit uneingeschränkten Energiehandel ermöglicht. Die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr betragen 10–20 TWh pro Jahr, bei einer inländischen Netto-Stromerzeugung von rund 80 TWh pro Jahr. Eine innovationsbejahende Einstellung der Bevölkerung und ein förderlicher regulatorischer Rahmen haben die breite Umsetzung von Projekten in den Bereichen Windenergie, Agri-Photovoltaik, Geothermie und grossen thermischen Speichern ermöglicht.
2. Im ungünstigsten Fall – **Szenario Isolation/Konservativ** – muss die Schweiz dauerhaft als Energie-Insel agieren. Gas- und Stromimporte sind ganzjährig

unterbrochen, lediglich flüssige und feste Energieträger können noch importiert werden. Hinzu kommt eine begrenzte Verfügbarkeit innovativer Technologien aufgrund regulatorischer Barrieren und gesellschaftlicher Widerstände. In diesem Extrem-Szenario sind neue Kernkraftwerke Teil der kostenoptimalen Lösung, da die inländische Versorgungssicherheit ohne Ausgleich durch den europäischen Markt gewährleistet werden muss. Die inländische Netto-Stromerzeugung beträgt rund 100 TWh pro Jahr.

3. Zwischen diesen Polen spannt das **Szenario Robust/Realistisch** einen mittleren Pfad auf, der sowohl internationale Vernetzung – mit gelegentlichen Unterbrechungen – als auch ein moderates Mass an Innovation berücksichtigt. Die Netto-Importe im Winterhalbjahr betragen 5–10 TWh pro Jahr, bei einer inländischen Netto-Stromerzeugung von etwas mehr als 80 TWh pro Jahr. Neben den Stunden- und Tagesspeichern, die vor allem für die optimale Integration der Photovoltaik wichtig sind, kommen hier auch chemische Speicher zum Einsatz, die kostengünstig grosse Mengen an flüssigen und gasförmigen Energieträgern lagern können. Diese sind in Kombination mit flexiblen thermischen Kraftwerken die kostenoptimale Lösung für gelegentliche Unterbrechungen des Stromhandels in den kritischen Wintermonaten. Kernkraftwerke sind für einen solchen zeitlich begrenzten Betrieb nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Die modellierte Szenarienmatrix verdeutlicht damit, dass Wert und Bedarf von Energiespeichern im Jahr 2050 stark kontextabhängig sein werden. Szenarienübergreifend lassen sich zur kostenoptimalen Speicherkapazität im Jahr 2050 folgende Erkenntnisse ableiten:

Stunden- und Tagesspeicher liefern Flexibilität auf der kurzfristigen Zeitskala und sind damit entscheidend für die Systemintegration der Photovoltaik.

- Pumpspeicherkraftwerke bleiben im elektrischen Bereich die wichtigste kurzfristige Option. Sie gleichen tägliche Schwankungen in Produktion und

Nachfrage aus und ergänzen die Speicherwasserkraftwerke im kurzfristigen Betrieb. Ihr heutiger Bestand ist zu erhalten.

- Stationäre und mobile Batterien (in Elektrofahrzeugen) liefern ebenfalls wichtige kurzfristige Flexibilität. Voraussetzung dafür ist die Schaffung eines investitionsfördernden regulatorischen Rahmens für Grossbatteriespeicher, der deren netzdienlichen Einsatz und Teilnahme an allen Flexibilitätsmärkten ermöglicht, sowie die Flexibilisierung der Ladestationen, damit Fahrzeugbatterien als bidirektionale Speicheroption aktiv ins Stromsystem eingebunden werden können.
- Wärmespeicher in Gebäuden und Wärmezentralen ergänzen das kurzfristige Flexibilitätsangebot auf der thermischen Seite. Sie erlauben es insbesondere, Warmwasser zur Mittagszeit zu produzieren, wenn Solarstrom im Sommer am günstigsten ist, und entlasten damit das Stromnetz zu Spitzenzeiten.

Saisonale Speicher gleichen die strukturelle Lücke zwischen Stromüberproduktion im Sommer und dem Mehrbedarf im Winter aus.

- Speicherwasserkraftwerke bleiben im elektrischen Bereich die mit Abstand wichtigste saisonale Speicheroption. Sie leisten den entscheidenden Beitrag zur Winterstromversorgung und sind in allen Szenarien zentral – insbesondere, wenn Stromimporte nicht uneingeschränkt möglich sind. Ihre Speicherkapazität sollte in Übereinstimmung mit dem Runden Tisch Wasserkraft erweitert werden.
- Grosswärmespeicher in Wärmenetzen speichern Wärme auf Nutztemperatur. Sie ermöglichen es, Grosswärmepumpen auf sinnvolle Weise gleichmässig das ganze Jahr zu betreiben, bzw. deren Stromverbrauch vom Winter in den Sommer zu verlagern. Zudem erlauben sie, überschüssige Wärme aus Kehrrechtverwertungsanlagen (KVA) vom Sommer in den Winter zu transferieren. Es existieren verschiedene technische Optionen wie Erdbeckenspeicher, Kavernenspeicher, Erdsondenspeicher oder unterirdische Aquiferspeicher. Ihr Potenzial zur Reduktion des Winterstrombedarfs liegt bei 2-3 TWh.¹ Die Realisierung entsprechender Pilot- und Demonstrationsanlagen ist in der Schweiz dringend zu unterstützen.
- Energiespeicher in Form von regenerierten Erdsondenfeldern erhöhen die Vorlauftemperatur der Wärmepumpen, verbessern deren Effizienz und reduzieren damit den Winterstromverbrauch um bis zu 1,5 TWh.² Die Regeneration von Erdsondenfeldern muss folglich zum neuen Standard werden, nicht

zuletzt auch wegen der Möglichkeit, damit Kühlung im Sommer zu minimalen Kosten zu realisieren – ein Bedarf, der aufgrund der Klimaerwärmung weiter zunehmen wird.

- Kehrrechtsspeicher stellen eine neuartige saisonale Option dar: Sie reservieren den KVA-Brennstoff gezielt für die Wintermonate, um dann mehr Strom und Wärme bereitzustellen. Sie erfordern jedoch Platz sowie eine Überdimensionierung der KVA-Feuerungsleistung.
- Methankavernenspeicher sind als saisonale chemische Speicheroption relevant. Ihre Bedeutung hängt jedoch stark vom eingeschätzten Risiko einer Unterbrechung der Gasversorgung ab.
- Wasserstoffkavernenspeicher sind – unter den heutigen Rahmenbedingungen – in keinem der betrachteten Szenarien Teil der kostenoptimalen Lösung.

Einige chemische Speicher eignen sich als **Mehrjahresspeicher**. Da diese primär als strategische Reserven für Krisensituationen mit teilweise oder vollständig unterbrochenen Energieimporten dienen, werden diese im Modell des Energiespeicherplans mitberücksichtigt.

- Strategische Tankreserven für flüssige Treib- und Brennstoffe (inkl. Flugtreibstoffe) dominieren in den konservativen und robusten Szenarien die langfristigen Speicherkapazitäten. Diesel wird dabei über mehrere Jahre importiert und gespeichert, um in Krisenjahren – in Kombination mit thermischen Kraftwerken – Winterstrom und Wärme zu erzeugen. Die strategischen Reserven für Diesel und Flugtreibstoffe müssen daher auch im Netto-Null-System erhalten bleiben, selbst wenn sie nicht mehr für den Gebäude- und Mobilitätsbereich benötigt werden. Gleichzeitig müssen sie zukünftig mit klimaneutralen Energieträgern befüllt werden können. Bei der Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF) entstehen zwangsläufig auch klimaneutrale Dieselmotorkraft- und Brennstoffe, was die Verfügbarkeit dieser Reserve unterstützt.
- Methankavernenspeicher werden in allen modellierten Szenarien aus zwei Gründen gewählt: Zur besseren Nutzung des Bio-Methans, das ganzjährig erzeugt, aber vor allem im Winter benötigt wird (= saisonale Speicherung), und zum Anlegen einer strategischen Reserve für Jahre mit unterbrochenen Gasimporten.

¹ Forum Energiespeicher Schweiz. 2022. Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen, Positionspapier. ([Link](#))

² TEP Energy & Ecoplan. 2020. Erneuerbare- und CO2-freie Wärmeversorgung Schweiz. Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen. ([Link](#))

Insgesamt zeigen die Modellresultate, wie im ersten Kapitel ausführlich dargelegt, dass ein abgestimmtes Portfolio aus elektrischen, thermischen und chemischen Speichern über unterschiedliche Zeithorizonte hinweg erforderlich ist. Sowohl Kurzzeitspeicher zur Abdeckung intra-täglicher Schwankungen als auch saisonale Speicher zum Ausgleich langfristiger Ungleichgewichte leisten dabei einen unverzichtbaren Beitrag zur Systemstabilität.

Die kostenoptimalen Speicherkapazitäten variieren jedoch erheblich zwischen den modellierten Szenarien und hängen insbesondere vom Grad der Integration der Schweiz in das europäische Energiesystem ab. Tabelle 1 sowie Abbildungen 1 und 2 weisen zusammenfassend die kostenoptimalen Speicherkapazitäten für jenes Szenario

aus, das durch eine realistische gesellschaftliche Innovationsbereitschaft sowie eine robuste, jedoch nicht uneingeschränkte Marktintegration mit Europa charakterisiert ist.

Die Frage der praktischen Umsetzbarkeit dieser Speicherkapazitäten wird im zweiten Kapitel des Energiespeicherplans vertieft analysiert. Dabei wird anhand von technologischen, ökonomischen sowie gesellschaftlichen Kriterien zusammenfassend bewertet, ob die Rahmenbedingungen für die diskutierten Speicherverfahren heute bereits ausreichend, teilweise oder gar nicht gegeben sind, um die kostenoptimalen Speicherkapazitäten bis 2050 zu erreichen.

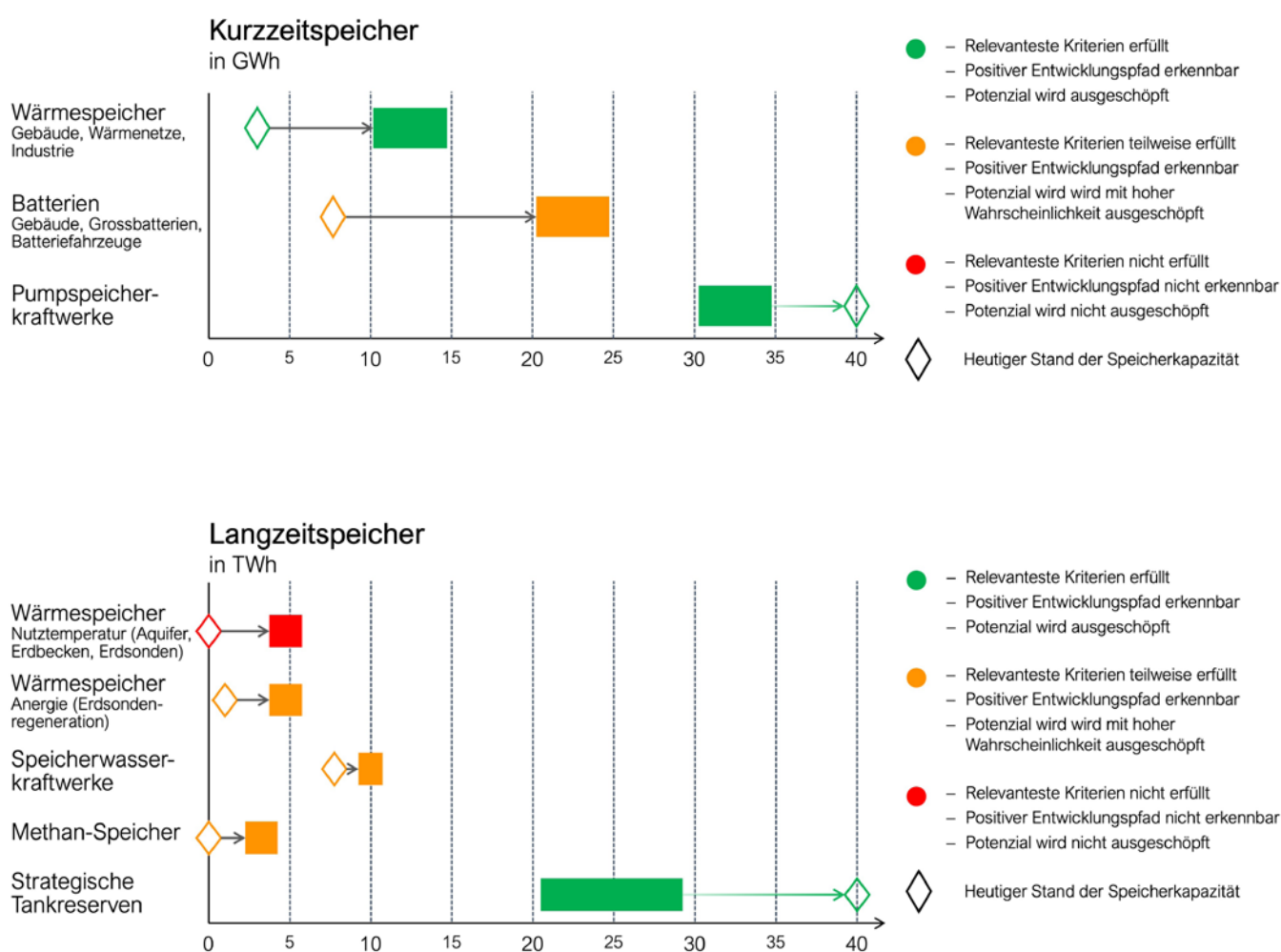


Abb. 1 und 2 Kostenoptimale Speicherkapazitäten im Jahr 2050 gemäss Szenario 'Robust/Realistisch' im Vergleich zur heutigen Speicherkapazität.

Speichertechnologien		Kostenoptimale Speicherkapazität
Kurzzeitspeicher	Elektrisch	
	Pumpspeicherkraftwerke	30-35 GWh ³
	Batterien (stationär, mobil)	20-25 GWh
	Thermisch ⁴	
	Wärmespeicher (Gebäude)	8-10 GWh
Langzeitspeicher	Wärmespeicher (Wärmenetze, Industrie)	2-5 GWh
	Elektrisch	
	Grossspeicherkraftwerke	9-11 TWh
	Thermisch	
	Saisonale Wärmespeicher	4-5 TWh
	Anergiespeicher (Erdsonden)	4-5 TWh
	Chemisch	
	Strategische Tankreserven (Kerosin)	8-9 TWh
	Strategische Tankreserven (Diesel)	10-20 TWh
	Methankavernenspeicher	2-4 TWh
	Wasserstoffkavernenspeicher	0 TWh
	Speicherung von Kehrriecht	1-2 TWh

Tab. 1 Kostenoptimale Speicherkapazitäten im Jahr 2050 gemäss Szenario 'Robust/Realistisch'

³ Das Optimierungsmodell weist für das Jahr 2050 eine kostenoptimale Speicherkapazität aus, die niedriger ist als das heute vorhandene Speichervolumen. Dies ist auf eine modelltechnische Vereinfachung zurückzuführen, die den Wert der Mehrtagespeicherung unterschätzt, wie sie die Pumpspeicherkraftwerke bieten können. Die heutige Speicherkapazität ist idealerweise zu erhalten.

⁴ Tendenziell unterschätzt das verwendete Modell das Speichervolumen der kurzfristigen thermischen Speicher, da diese Funktion auch von den saisonalen Speicher übernommen wird.

Zentrale Schlussfolgerungen des Energiespeicherplans für die Schweiz

- Die kostenoptimale Stromerzeugung im Jahr 2050 wird in allen Szenarien dominiert von der Wasserkraft und der Photovoltaik. Alle Speicher, die die Schweiz zur Systemintegration der Photovoltaik und für ein versorgungssicheres Netto-Null-Energiesystem im Jahr 2050 benötigt, sind bekannt und technisch verfügbar. Dabei bilden Speicherwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke weiterhin das Rückgrat der Speicherinfrastruktur – ergänzt um Batterie-grossspeicher, deren Ausbau und Skalierung international derzeit mit enormer Dynamik vorangetrieben werden.
- Die strategischen Tankreserven für flüssige Treib- und Brennstoffe sollten aus Gründen der Versorgungssicherheit erhalten bleiben. Zusätzliche Methankavernenspeicher sind interessant, können aber möglicherweise durch internationalen Handel ersetzt werden. Grosswärmespeicher und standardmässige Erdsondenregeneration erlauben, den Winterstrombedarf um bis zu 4 TWh zu verringern. Kehrriichtspeicher können zudem helfen, eine wertvolle Ressource besser über das Jahr zu nutzen.
- Kernkraftwerke sind nur im isolierten Szenario Teil der kostenoptimalen Lösung.
- Wenn Stromhandel nur zeitweilig eingeschränkt ist, sind flexible thermische Kraftwerke die kostengünstigere Versicherung.
- Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist der uneingeschränkte Zugang zum Europäischen Strommarkt. Im idealen Szenario mit uneingeschränktem Stromhandel werden im Winterhalbjahr Netto 10–20 TWh importiert. Im robusten Szenario, in dem der Stromhandel im Winter zeitweise unterbrochen ist, betragen die Netto-Importe im Winterhalbjahr 5–10 TWh, nahe dem gesetzlichen Zielwert. Die Erzwingung des gesetzlichen Zielwerts von maximal 5 TWh hätte höhere Gesamtsystemkosten zur Folge.



1. MODELLIERUNG DER KOSTENOPTIMALEN SPEICHERKAPAZITÄTEN IM JAHR 2050

Die Transformation des Schweizer Energiesystems stellt eine zentrale Herausforderung der kommenden Jahrzehnte dar. Im Jahr 2025 wurden über 70 Prozent des Primärenergiebedarfs durch importierte fossile Energieträger – insbesondere Öl und Erdgas – sowie durch Kernbrennstoffe gedeckt. Diese hohe Importabhängigkeit steht im Spannungsfeld der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Schweiz. Mit der Energiestrategie 2050 und dem international vereinbarten Ziel von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis spätestens 2050 ist eine weitgehende Defossilisierung des Energiesystems sowie ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie vorgesehen. Die Annahme des Klimaschutzgesetzes (2023) und des Stromgesetzes (2024) durch die Stimmbevölkerung verleiht diesem Transformationspfad eine mehrfach bestätigte demokratische Legitimation.

Die Erreichung dieser Ziele erfordert wiederum einen tiefgreifenden strukturellen Umbau des Energiesystems. Zentrale Elemente sind der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien sowie substanzielle Energieeffizienzsteigerungen, insbesondere im Wärme- und Mobilitätssektor. Gleichzeitig führt die einhergehende Elektrifizierung zu einer signifikanten Verschiebung der Endenergienachfrage. Während der Endenergieverbrauch insgesamt sinken wird, muss bis 2050 mit einem deutlichen Anstieg des Stromendverbrauchs gerechnet werden, abhängig von den zugrunde liegenden Szenarien von derzeit rund 60 auf zwischen 75 und 100 TWh pro Jahr.

Die zukünftige Stromversorgung wird zudem zunehmend durch fluktuierende und dezentrale erneuerbare Energiequellen geprägt sein, während gleichzeitig die Verfügbarkeit kontinuierlicher Bandenergie abnimmt. Daraus resultieren neue Anforderungen an die Systemflexibilität. Insbesondere müssen kurzfristige (tageszeitliche) sowie saisonale Schwankungen zwischen Energieangebot und -nachfrage ausgeglichen werden. Energiespeichern kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Sie ermöglichen es, zeitliche Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu überbrücken und tragen damit wesentlich zur zukünftigen Versorgungssicherheit bei. Trotz ihrer zentra-

len Bedeutung ist bislang jedoch nicht abschliessend geklärt, welche Speichertechnologien in Zukunft in welchem Umfang und in welcher Kombination für ein versorgungssicheres, kosteneffizientes und klimaneutrales Energiesystem der Schweiz erforderlich sein werden. Vor diesem Hintergrund untersucht der vorliegende Energiespeicherplan systematisch den kostenoptimalen Speicherbedarf im Jahr 2050.

1.1 Modellspezifikation

Der systemische Nutzen von Energiespeichern sowie ihr zukünftiger Bedarf lassen sich nur im Kontext des gesamten Energiesystems adäquat bestimmen. Dies erfordert den Einsatz von Energiesystemmodellen, die die Energieflüsse von der Bereitstellung über die Umwandlung bis hin zum Endverbrauch konsistent abbilden. Solche Modelle müssen sämtliche relevanten Energieformen – insbesondere elektrische, thermische und chemische Energie – integrieren und gleichzeitig eine konsistente Bilanzierung der damit verbundenen CO₂eq-Emissionen gewährleisten. In der Schweizer Forschungslandschaft stehen mehrere derartige Modelle zur Verfügung.

Der vorliegende Energiespeicherplan basiert auf dem Modell Swiss Energyscope, das an der EPFL und der ETH Zürich entwickelt wurde. Dabei handelt es sich um ein techno-ökonomisches Modell, das unter der Bedingung von Netto-Null-Treibhausgasemissionen und bei erzwungener Optimierung der Gesamtsystemkosten (exklusive Netzkosten) das zukünftige Energiesystem im Jahr 2050 bestimmt. Das Modell springt dabei in die Zukunft, ohne den Transformationspfad dorthin zu berechnen (sog. Snapshot-Modell). Es arbeitet mit einer umfassenden Datengrundlage, die zahlreiche technologie- und ressourcenspezifische Parameter umfasst. Dazu zählen insbesondere Investitions- und Betriebskosten, Wirkungsgrade sowie Verfügbarkeiten von Ressourcen wie Biomasse und Wasser oder Technologien wie Photovoltaik, Windenergie

und Geothermie.⁵ Die verwendeten Daten basieren überwiegend auf empirisch fundierten Quellen, darunter nationale Potenzialstudien, bestehende Produktionsdaten (z. B. der Wasserkraft) sowie aktuelle Marktanalysen. Im Rahmen der Forschungsinitiative SWEET-CoSi werden diese Datensätze zwischen den beteiligten Institutionen systematisch harmonisiert, um Konsistenz und Vergleichbarkeit sicherzustellen.⁶

Zur Abbildung der Unsicherheiten langfristiger Entwicklungen werden im Rahmen des Energiespeicherplans zudem zentrale exogene Annahmen für das Jahr 2050 variiert. Diese betreffen insbesondere (1) den Grad der energiepolitischen und infrastrukturellen Integration der Schweiz in das europäische Energiesystem sowie (2) die gesellschaftliche Akzeptanz und Durchdringung innovativer Energietechnologien. Entlang dieser beiden Dimensionen, die in den folgenden Abschnitten näher definiert werden, wird ein Szenarienraum aufgespannt, der es ermöglicht, den Einfluss unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf den Bedarf und die Rolle von Energiespeichern systematisch zu analysieren.

1.1.1 Erste Dimension der Szenarienmatrix: Das Verhältnis der Schweiz zu Europa

Kernthema der energiepolitischen Diskussionen in der Schweiz ist zurzeit die Versorgungssicherheit. Diese wird im öffentlichen Diskurs häufig auf die Stromversorgung reduziert, umfasst tatsächlich jedoch das gesamte Energiesystem, einschliesslich flüssiger und gasförmiger Energieträger. In letztgenannten Bereichen ist die Schweiz ganzjährig nahezu vollständig vom Ausland abhängig. Im Stromsektor zeigt sich primär eine saisonale Abhängigkeit: Während die Handelsbilanz über das Jahr betrachtet annähernd ausgeglichen ist, bestehen im Winterhalbjahr strukturelle Nettoimporte und im Sommerhalbjahr Nettoexporte. Insgesamt liegt der Importanteil am Endenergie-

verbrauch über das Jahr betrachtet bei derzeit 70 bis 80 Prozent.

Vor diesem Hintergrund wird die zukünftige Rolle der Energiesystemintegration mit Europa als eine zentrale Unsicherheitsdimension modelliert. Um unterschiedliche energie- und geopolitische Entwicklungen abzubilden, werden zunächst fünf sogenannte Zukunftsjahre definiert, die sich hinsichtlich der Möglichkeiten für Energieimporte und -exporte unterscheiden (siehe Abbildung 3):

- **Zukunft (A)** geht davon aus, dass der Energiehandel – insbesondere der Stromhandel – jederzeit uneingeschränkt möglich ist. Dieser Zustand entspricht weitgehend der heutigen Situation. Ein Abschluss eines Stromabkommens mit der Europäischen Union würde diese Rahmenbedingungen langfristig absichern.
- **Zukunft (B)** unterstellt eine Unterbrechung des Stromhandels während den Wintermonaten November bis Februar. Dieses Szenario reflektiert die politisch diskutierte Möglichkeit, dass Nachbarländer in Zeiten hoher Eigennachfrage ihre Exportkapazitäten einschränken.
- **Zukunft (C)** entspricht Zukunft (B), ergänzt um den gleichzeitigen Ausfall eines potenziell neu errichteten Kernkraftwerks im Monat Februar. Dadurch wird eine zusätzliche Stresssituation im Energiesystem modelliert.
- **Zukunft (D)** nimmt an, dass Strom- und Gasimporte ganzjährig ausfallen. Es wird jedoch unterstellt, dass flüssige und feste Energieträger weiterhin importiert werden können, da diese weniger stark von kontinuierlicher Infrastruktur wie Pipelines oder Stromnetzen abhängig sind. Eine solche Konstellation ist primär im Kontext schwerer geopolitischer Krisen denkbar.
- **Zukunft (E)** entspricht Zukunft (D), erweitert um den gleichzeitigen Ausfall eines Kernkraftwerks im Februar und stellt damit ein ausgeprägtes Extremszenario dar.

⁵ Die Datengrundlage des Modells wird im Rahmen von 'DeCarbCH' als Projektdokumentation detailliert ausgewiesen ([Link](#)). 'DeCarbCH' ist ein vom Bundesamt für Energie im Rahmen des SWEET-Programms gefördertes und von der Universität Genf koordiniertes Forschungsprojekt, das die Dekarbonisierung des Wohn-, Dienstleistungs- und Industriesektor bis 2050 untersucht und dabei optimale Technologiekombinationen identifiziert.

⁶ 'SWEET CoSi' ist ein vom Bundesamt für Energie im Rahmen des SWEET-Programms gefördertes und von der Universität Basel koordiniertes Forschungsprojekt, das durch die Verknüpfung von Sozial-, Human- und Wirtschaftswissenschaften sowie energietechnischer Modellierung untersucht, wie sich Gesellschaft und Energiesystem gegenseitig beeinflussen. Dies mit dem Ziel, gemeinsam mit relevanten Stakeholdern sozial wünschenswerte Zukunftsszenarien für das Schweizer Energiesystem zu entwickeln.

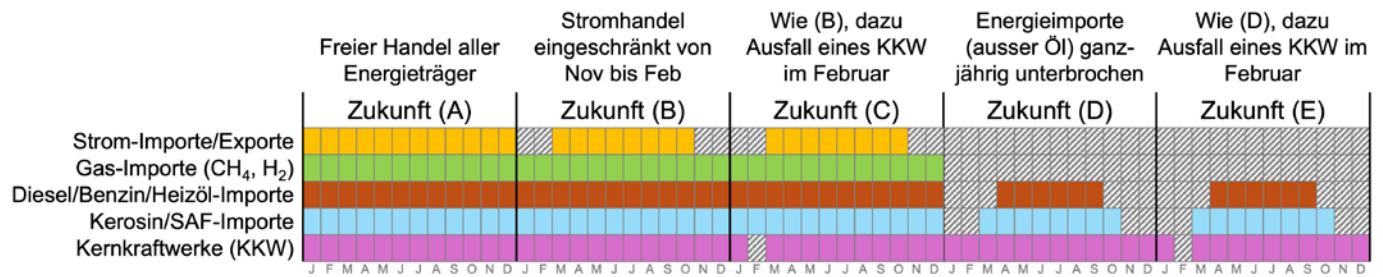
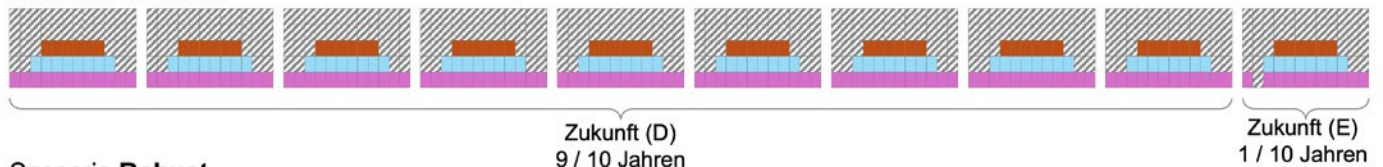


Abb. 3 Definition von fünf verschiedenen Zukunftsjahren

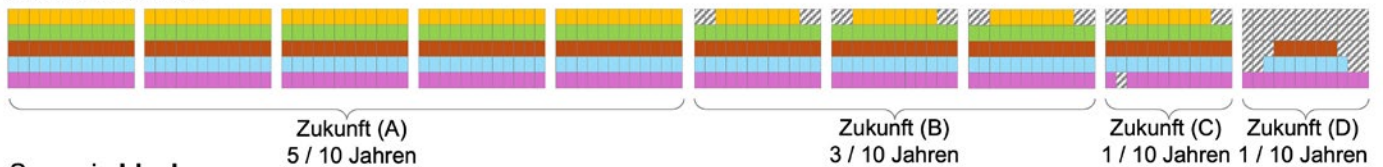
In einem zweiten Schritt werden diese Zukunftsjahre zu drei verschiedenen langfristigen Szenarien aggregiert (siehe Abbildung 4). Dabei wird statt eines einzelnen Zieljahres 2050 ein repräsentatives Jahrzehnt modelliert, welches sich aus einer Abfolge unterschiedlicher Jahre mit variierenden Rahmenbedingungen zusammensetzt:

- Szenario **Isolation**: Die Schweiz wird dauerhaft als weitgehend autarkes Energiesystem modelliert, entsprechend den Annahmen von Zukunft (D). Ergänzend wird unterstellt, dass in einem von zehn Jahren zusätzlich ein Kernkraftwerk ausfällt (Zukunft E).
- Szenario **Robust**: Dieses Szenario bildet eine gemischte Entwicklung ab. Es wird angenommen, dass in fünf von zehn Jahren uneingeschränkter Energiehandel stattfindet (Zukunft A), in drei Jahren die Winter-Stromimporte eingeschränkt sind (Zukunft B), in einem Jahr zusätzlich ein Kernkraftwerksausfall auftritt (Zukunft C) und in einem weiteren Jahr eine weitgehende Unterbrechung des Energiehandels vorliegt (Zukunft D).
- Szenario **Ideal**: Der Energiehandel ist in allen betrachteten Jahren uneingeschränkt möglich; sämtliche zehn Jahre entsprechen Zukunft (A).

Szenario Isolation



Szenario Robust



Szenario Ideal



Abb. 4 Definition von drei Zukunftsszenarien basierend auf unterschiedlich kombinierten Zukunftsjahren

1.1.2 Zweite Dimension der Szenarienmatrix: Die Einstellung der Schweiz gegenüber Innovation

Die zweite Dimension der Szenarienmatrix erfasst die gesellschaftliche und politische Einstellung gegenüber innovativen Energietechnologien sowie deren regulatorische Einbettung. Sie bildet damit eine zentrale Determinante für die technologische Entwicklung und Diffusion im Energiesystem ab.

Am einen Ende des Spektrums steht eine restriktive Haltung gegenüber neuen Technologien, geprägt durch eine „not-in-my-backyard“-Mentalität. In einem solchen Umfeld werden beispielsweise Windenergieprojekte entweder gar nicht oder nur mit erheblichen zeitlichen Verzögerungen realisiert, geothermische Vorhaben scheitern an Einsparungen, und restriktive raumplanerische Vorgaben verhindern die Umsetzung von Agri-Photovoltaik-Anlagen oder grossskaligen thermischen Speichern.

Am anderen Ende des Spektrums ermöglicht eine technologieoffene gesellschaftliche Haltung in Kombination mit einem konsistenten und investitionsfreundlichen regulatorischen Rahmen die rasche Implementierung innovativer Lösungen. Dies betrifft sowohl die Markteinführung neuer Technologien als auch die Skalierung bereits verfügbarer Optionen.

Entlang dieser Dimension werden drei Szenarien definiert:

- **Szenario Konservativ:** Geringe gesellschaftliche Akzeptanz und restriktive regulatorische Rahmenbedingungen begrenzen die Verfügbarkeit und Diffusion innovativer Technologien.
- **Szenario Realistisch:** Moderate Akzeptanz und schrittweise Anpassungen des regulatorischen Rahmens ermöglichen eine selektive Umsetzung neuer Technologien.
- **Szenario Innovativ:** Hohe gesellschaftliche Akzeptanz sowie förderliche regulatorische Rahmenbedingungen führen zu einer breiten Verfügbarkeit und schnellen Diffusion innovativer Technologien.

Die Szenarien unterscheiden sich im Modell primär durch die technologiespezifisch zugelassenen Ausbaupotenziale, z.B. für Wasserkraft, Windenergie, Agri-Photovoltaik oder Geothermie. Andere Beispiele sind die Innovationsbereitschaft der Industrie, Hochtemperatur-Wärmepumpen einzusetzen, oder der Ausbau von Nieder-temperatur-Wärme/Kälte-Netzen.⁷ Wie in Abbildung 5 veranschaulicht, ergibt sich daraus in Kombination mit der ersten Dimension eine zweidimensionale Szenarienmatrix, welche die Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen des Energiesystems abbildet.

Einstellung zu Innovation →	Konservativ Es dominiert eine «Not-in-my-backyard» Mentalität. Innovative Technologien scheitern aus regulatorischen/sozialen Gründen	Realistisch Mischung aus konservativem und innovativem Szenario	Innovativ Neue Technologien werden bereitwillig angenommen und durch einen geeigneten regulatorischen Rahmen ermöglicht
Beziehung zu Europa ↓			
Isoliert Die Schweiz ist bis auf die Einfuhr flüssiger Brennstoffe isoliert	Szenario 1	Szenario 4	Szenario 7
Robust Zeitweise Unterbrechungen von Stromhandel und Gasimporten	Szenario 2	Szenario 5	Szenario 8
Ideal Energiehandel zu jeder Zeit uneingeschränkt möglich	Szenario 3	Szenario 6	Szenario 9

Abb. 5 Szenarienmatrix basierend auf den zwei Dimensionen «Beziehung der Schweiz zu Europa» und «Einstellung der Schweiz gegenüber Innovation»

⁷ Die detaillierte Datengrundlage wird im Rahmen von 'DeCarbCH' (SWEET) als Projektdokumentation ausgewiesen.

1.1.3 Modellerte Speichertechnologien

Im Rahmen der vorgestellten Szenarien berücksichtigt die Modellierung ein breites Spektrum an Energiespeichertechnologien, das sich entlang zweier zentraler Dimensionen systematisieren lässt: der zeitlichen Einsatzdauer sowie der gespeicherten Energieform. Hinsichtlich der zeitlichen Charakteristik wird zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern unterschieden. Kurzzeitspeicher – mit Einsatzdauern im Stunden- bis Tagesbereich – zeichnen sich durch eine hohe Zyklenzahl von typischerweise 200 bis 365 Lade- und Entladevorgängen pro Jahr aus. Im Modell wird angenommen, dass ihr Ladezustand zu Beginn und am Ende eines Tages identisch ist. Diese Annahme ergibt sich aus der Verwendung repräsentativer („typischer“) Tage in der zeitlichen Aggregation des Energiesystems.

Langzeitspeicher hingegen dienen als saisonale Speicher dem Ausgleich langfristiger, insbesondere jahreszeitlicher Schwankungen. Für diese Technologien gilt die Randbedingung, dass der Speicherfüllstand zu Beginn und am Ende eines Jahres übereinstimmen muss. Eine Ausnahme bilden Tanklager für flüssige Brenn- und Treibstoffe, die als sogenannte Mehrjahresspeicher modelliert werden und deren Bilanzierung über einen Zeitraum von zehn Jahren erfolgt.

Neben der zeitlichen Differenzierung erfolgt eine Klassifikation der Speichertechnologien nach der Energieform. Grundsätzlich wird zwischen elektrischen, thermischen und chemischen Speichern unterschieden, die jeweils unterschiedliche Funktionen im Energiesystem erfüllen und in unterschiedlichen Sektoren eingesetzt werden.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die im Rahmen des Energiespeicherplans berücksichtigten Speichertechnologien. Diese werden im Kapitel 2 umfassend umschrieben und anhand technologischer, ökonomischer und gesell-

schaftlicher Kriterien bewertet. Weitere Technologien befinden sich derzeit im Entwicklungsstadium. Sofern diese noch nicht den erforderlichen technologischen Reifegrad oder die notwendige Marktdurchdringung erreicht haben, werden sie im vorliegenden Energiespeicherplan mit dem Zielhorizont 2050 nicht explizit berücksichtigt.

1.1.4 Weitere Modellspezifikationen und Randbedingungen des Zieljahres 2050

Auf Basis der zuvor definierten Szenarienmatrix führt das Modell eine Vielzahl simulationsbasierter Optimierungen durch. Die zentralen vorgegebenen Annahmen und Randbedingungen für das Zieljahr 2050 lassen sich wie folgt zusammenfassen:⁸

- Betrachtet wird ausschliesslich das Zieljahr 2050. Swiss Energyscope ist ein sogenanntes Snapshot-Modell, das den Systemzustand in einem zukünftigen Gleichgewichtspunkt abbildet, ohne den Transformationspfad dorthin explizit zu modellieren. Für jedes der insgesamt neun Szenarien werden jeweils 100 Modellläufe durchgeführt, in denen unsichere Parameter – etwa Investitionskosten für Photovoltaik, Batteriespeicher und andere Technologien – systematisch variiert werden. Diese Monte-Carlo-Methode ermöglicht robuste Aussagen hinsichtlich des kostenoptimalen Systemdesigns und insbesondere des Speicherbedarfs. Die Ergebnisse der Optimierung werden dabei als Box-Plots dargestellt, die jeweils eine Spannbreite der kostenoptimalen Speicherkapazität ausweisen (siehe Abbildungen 4-7).
- Das Optimierungsziel des Modells besteht in der Minimierung der annualisierten Investitionskosten, fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten

	Kurzzeitspeicher <i>Tages- und Stundenspeicher</i>	Langzeitspeicher <i>Saisonale und Mehrjahresspeicher</i>
Thermisch	Wärmespeicher in Wärmenetzen, Gebäuden und Industrie	Saisonale Wärmespeicher (z.B. Erdbeckenspeicher, Erdsondenspeicher, Aquiferspeicher, Kavernenspeicher)
Elektrisch	Pumpspeicherkraftwerke Batterien (stationär und mobil)	Speicherwasserkraftwerke
Chemisch		Tanklager für flüssige Treib-/Brennstoffe Methankavernenspeicher Wasserstoffkavernenspeicher Speicherung von Kehrlicht

Tab. 2 Modellerte Speichertechnologien

⁸ In ihrer Vollständigkeit werden die Annahmen und Randbedingungen der Modellierung im Rahmen von 'DeCarbCH' (SWEET) als Projektdokumentation detailliert ausgewiesen.

sowie der Kosten für eingesetzte Energieressourcen im Gesamtenergiesystem.

- Sämtliche modellierten Systemzustände erfüllen die Randbedingung von Netto-Null-Treibhausgasemissionen im Jahr 2050. Dabei werden auch schwer vermeidbare Emissionen aus Sektoren wie der Landwirtschaft, der Industrie und des Luftverkehrs berücksichtigt.
- Gemäss geltenden europäischen Zielsetzungen wird angenommen, dass Flugtreibstoffe im Jahr 2050 zu 70% aus sogenannten Sustainable Aviation Fuels (SAF) bestehen. Diese werden im Modell als klimaneutral bilanziert. Da bei der Herstellung von SAF ein Spektrum an Kohlenwasserstoffen anfällt, wird zusätzlich unterstellt, dass auch synthetische, klimaneutrale flüssige Brenn- und Treibstoffe (z. B. Diesel-äquivalente) verfügbar sind.
- Die Schweiz ist grundsätzlich eingebunden in das Europäische Stromsystem und den Europäischen Handel für gasförmige und flüssige Brenn- und Treibstoffe. Dies umfasst sowohl den Stromhandel als auch den Austausch gasförmiger und flüssiger Energieträger. Darüber hinaus wird eine Anbindung an eine europäische CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur angenommen. Die konkrete Ausprägung dieser Integration variiert jedoch entsprechend der definierten Szenarien (siehe *Abschnitt 1.1.1*).
- In Orientierung an Art. 2 Abs. 1 EnG wird eine inländische Stromerzeugung aus klimaneutralen Quellen (ohne Wasserkraft) von 45 TWh/a vorgegeben. Dieses Ziel kann im Modell auch mittels Kernenergie erreicht werden; der Bau neuer Kernkraftwerke ist als Option zugelassen. Eine solche Zielvorgabe im Modell bedeutet implizit, dass Technologien wie Photovoltaik, Windkraftwerke und Kernkraftwerke durch geeignete Massnahmen gefördert werden.
- Für neue Kernkraftwerke werden folgende techno-ökonomische Annahmen getroffen: Overnight-Investitionskosten von 8000 CHF/kW, eine sehr optimistische Baudauer von 10 Jahren⁹ und eine Betriebsdauer von 60 Jahren. Als Zinssatz werden 8% angenommen, was näherungsweise einer privatwirtschaftlichen Finanzierung entspricht.¹⁰
- Der Stromendverbrauch ist keine fest vorgegebene Grösse, sondern hängt vom kostenoptimal resul-

tierenden Ausbau der Elektromobilität, der Wärmepumpen und der industriellen Stromheizungen ab.¹¹

Je nach modelliertem Szenario liegt der jährliche Stromendverbrauch zwischen 75 und 100 TWh. Darin ist in allen Szenarien ein gegenüber heute zusätzlicher Strombedarf für Rechenzentren von ca. 6 TWh/a enthalten.

- Das gemäss Art. 2 Abs. 3 EnG formulierte Ziel, die Netto-Stromimporte im Winter auf maximal 5 TWh/a zu begrenzen, wird im Modell nicht als harte Bedingung implementiert.

1.2 Modellgestützte Ergebnisse zum Energiesystem der Schweiz im Jahr 2050

Als zentrale Erkenntnis der Modellierung lässt sich festhalten, dass eine robuste und versorgungssichere Energieversorgung der Schweiz auf drei komplementären Säulen beruht: Erstens erfordert sie eine ausgewogene Kombination verschiedener Stromerzeugungstechnologien – insbesondere Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie und Biomasse – ergänzt durch erneuerbare chemische Energieträger. Zweitens ist eine konsequente und systematische Steigerung der Energieeffizienz notwendig, was mittels Dekarbonisierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen und die Hüllensanierung des Gebäudebestands sowie im Verkehrssektor durch die Elektromobilität erreicht wird. Insbesondere im Wärmebereich ist auch die Erschliessung neuer geothermischer Energiequellen wichtig. Drittens müssen bestehende Energiespeicher gezielt ausgebaut und optimiert bewirtschaftet werden, um die zunehmende Volatilität im Energiesystem auszugleichen.

Die fortschreitende Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Individualverkehrs führt dabei bis 2050 zu einem Anstieg des Strombedarfs von heute 55–60 TWh auf 75–100 TWh pro Jahr, je nach Szenario (siehe Abbildung 6). Gleichzeitig wird der Endenergiebedarf insgesamt dank der hohen Energieeffizienz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen von heute rund 220 TWh auf 150–160 TWh pro Jahr sinken. Er steigt an unter zunehmend konservativen Annahmen zur Innovationsbereitschaft der Schweiz und wenn der Stromhandel mit Europa uneingeschränkt möglich bleibt.

In allen Szenarien wird die zukünftige Stromerzeugung

⁹ Zum Vergleich: Flamanville 3 (Frankreich) – Baudauer: 17 Jahre / Olkiluoto 3 (Finnland) – Baudauer: 18

¹⁰ vgl. IEA, 2025. The Path to a New Era for Nuclear Energy, Report: Die IEA rechnet mit einem WACC (weighted average cost of capital) für neue Kernkraftwerke von 4–8%. Im Modell des Energiespeicherplans reflektiert die Zinssatzhöhe von 8% die Risikoeinschätzung eines Privatbetriebs. Sollte der Staat das Risiko übernehmen, sind in der Schweiz 5% realistischer.

¹¹ Vorgegebene Grössen sind der antizipierte Verbrauch an Personen- und Tonnen-Kilometern (140 bPKM bzw. 35 bTkm), an Raumwärme (50 TWh), Warmwasser (10 TWh) und an Prozesswärme (20 TWh) im Jahr 2050. Alle diese Grössen werden bei der Monte-Carlo-Analyse systematisch variiert.

von Wasserkraft und Photovoltaik dominiert (siehe Abbildung 7). Dabei erhöht der verstärkte Ausbau von Photovoltaik und Windenergie den Bedarf an Flexibilität über verschiedene Zeitskalen hinweg – von kurzfristigen Ausgleichsmechanismen im Stundenbereich bis hin zu saisonalen Speichern. Energiespeicher übernehmen hierbei eine Schlüsselrolle. Ergänzend spielen flexible thermische Kraftwerke eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Winterstrom, insbesondere in Situationen eingeschränkter Importmöglichkeiten.

Kernkraftwerke erweisen sich vor allem in den isolierten Szenarien als Bestandteil kostenoptimaler Lösungen und produzieren – unter konservativen Bedingungen – Strom in einer ähnlichen Grössenordnung wie heute. Werden innovative Technologien in der Schweiz jedoch bereitwil-

lig akzeptiert und durch einen geeigneten regulatorischen Rahmen ermöglicht, ist die Kernenergie selbst im isolierten Szenario nicht Teil des kostenoptimalen Energiesystems. So sind flexible gas- und dieselbasierte Kraftwerke unter der Annahme von lediglich zeitweise eingeschränktem Stromhandel, in den realistischen und innovativen Szenarien, die ökonomisch vorteilhaftere Absicherungsoption – wenngleich sie im Spannungsfeld zu den langfristigen Dekarbonisierungszielen stehen und klimaneutral betrieben oder ersetzt werden müssten.

Für die Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung ist wiederum eindeutig der Stromhandel mit den Nachbarländern. Die Modellierung zeigt, dass dessen Umfang einen erheblichen Einfluss auf die optimale Systemausgestaltung hat. In den idealen Szenarien mit uneinge-

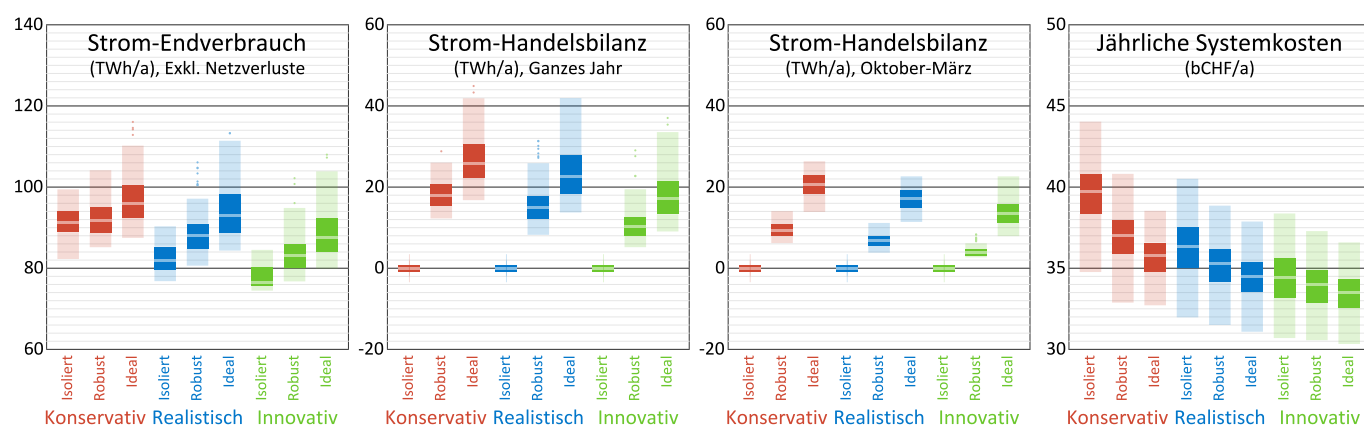


Abb. 6 Wichtige Kennzahlen des kostenoptimalen Energiesystems im Jahr 2050

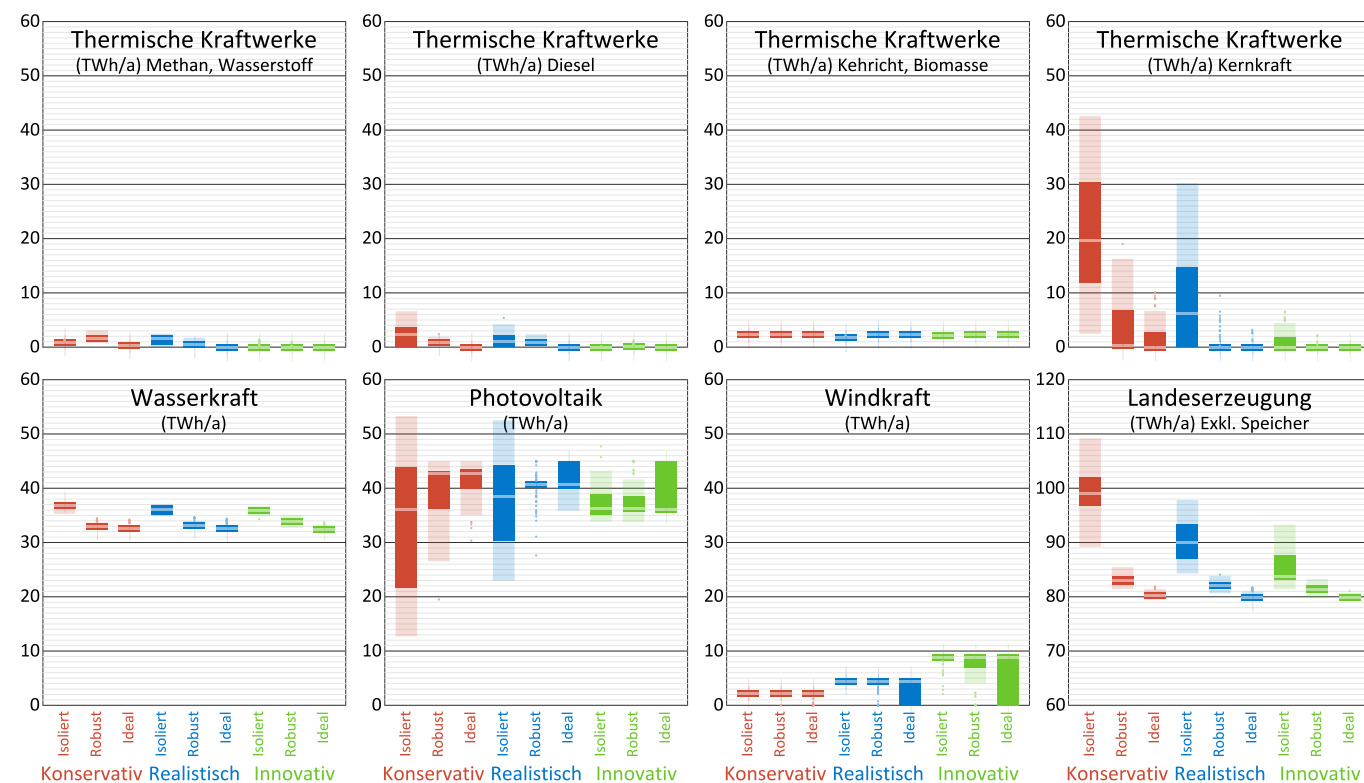


Abb. 7 Kostenoptimale Stromerzeugung im Jahr 2050

schränktem Stromhandel ergeben sich über das Jahr hinweg Nettoimporte von 10 bis 20 TWh (siehe *Abbildung 6*). In den robusten Szenarien mit temporären Einschränkungen des Stromhandels – insbesondere im Winterhalbjahr – sinken die Nettoimporte deutlich; sie liegen dann im Winter bei etwa 5 bis 10 TWh und bewegen sich damit in der Nähe des energiepolitischen Zielwerts von 5 TWh.

Von politisch hoher Relevanz ist dabei die Kostenfrage. Wie im Kapitel 1.1 erläutert, minimiert das verwendete Modell die Systemkosten (exkl. Netzkosten). Deren absolute Höhe ist wenig aussagekräftig, insofern diese davon abhängt, welche Technologien und Systeme tatsächlich abgebildet werden. Interessant sind vielmehr die relativen Kosten im Szenarienvergleich, also die Mehr- oder Minderkosten bezogen auf ein Referenzszenario. Dient das mittlere Szenario 5 (Robust/Realistisch) als Referenz, zeigen die Ergebnisse, dass eine Isolation der Schweiz und eine generell konservative Einstellung zu neuen Technologien die jährlichen Systemkosten um ca. 5 Milliarden Franken erhöht. Auf der anderen Seite reduzieren die zuverlässige Integration in das Europäische Energiesystem und eine innovationsbejahende Einstellung der Schweiz die jährlichen Kosten um ca. 2 Milliarden Franken (siehe *Abbildung 6*).

Interessant ist in diesem Kontext auch die Frage, wie stark die Systemkosten steigen würden, würde die Kernenergie aus regulatorischen Gründen ausgeschlossen bleiben. Die Modellrechnungen ergeben, dass dies vor allem im extremen Szenario 1 (Isoliert/Konservativ) zu Mehrkosten in der Größenordnung von 1 Milliarden Franken pro Jahr führen würde. In allen anderen Szenarien hat der Ausschluss der Kernenergie einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Kosten.

1.3 Modellgestützte Ergebnisse zu den kostenoptimalen Speicherkapazitäten im Jahr 2050

Die Modellergebnisse zu den erforderlichen, kostenoptimalen Speicherkapazitäten von Kurzzeitspeichern sowie Langzeitspeichern im Jahr 2050 sind in den *Abbildungen 6 und 7* dargestellt. Sie weisen für jede betrachtete Speichertechnologie den szenariospezifischen kostenoptimalen Kapazitätsbedarf für die gesamte Schweiz aus und lassen nachfolgende Erkenntnisse ableiten.

Kurzzeitspeicher übernehmen eine zentrale Funktion bei der Integration hoher Anteile an Photovoltaik in das Energiesystem (siehe *Abbildung 8*). Da die Solarstromproduktion stark tageszeitlich schwankt, ist eine ausreichende kurzfristige Flexibilität entscheidend für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage. Die Modellierung zeigt, dass hierfür insbesondere drei Säulen relevant sind: Pumpspeicherkraftwerke auf der Ebene des Übertragungsnetzes, stationäre Batteriespeicher auf der Ebene des Verteilnetzes und zunehmend auch bidirektional nutzbare mobile Speicher.

Pumpspeicherkraftwerke stellen dabei weiterhin das Rückgrat der kurzfristigen Stromspeicherung dar und ermöglichen einen effizienten Tag-Nacht-Ausgleich. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die vorhandenen Speicherkapazitäten in diesem Bereich grundsätzlich ausreichend sind, wobei Optimierungen im Betrieb und in der Systemintegration weiterhin von Bedeutung bleiben. Demgegenüber gewinnen stationäre Batteriespeicher auf der Ebene des Verteilnetzes zunehmend an Relevanz, da sie eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit aufweisen und zur Netzstabilisierung beitragen können. Entsprechend wird ein weiterer Ausbau dieser Technologie als systemdienlich bewertet.

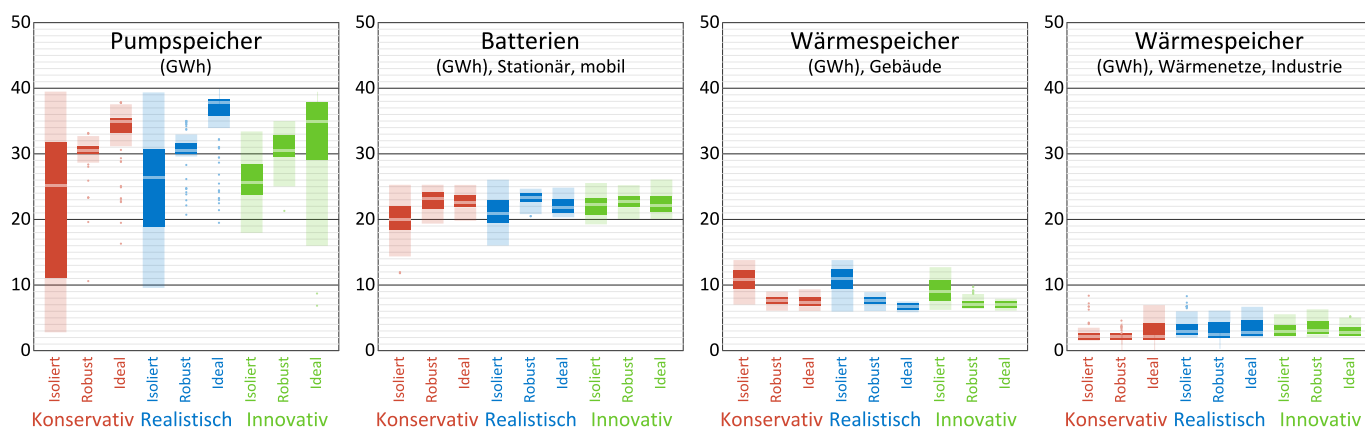


Abb. 8 Kostenoptimale Speicherkapazität von Kurzzeitspeichern im Jahr 2050

Ergänzend dazu leisten auch die Batterien in Elektrofahrzeugen einen wichtigen Beitrag zur kurzfristigen Flexibilität. Sie fungieren primär als steuerbare Lasten und können perspektivisch – bei Vorhandensein entsprechender Infrastruktur und unter förderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen – auch bidirektional in das Energiesystem eingebunden werden. Damit erweitern sie das verfügbare Flexibilitätspotenzial insbesondere auf der dezentralen Ebene erheblich.

Neben elektrischen Speichern spielen auch thermische Kurzzeitspeicher eine zunehmend wichtige Rolle. Wärmespeicher in Gebäuden und Wärmenetzen, insbesondere in Kombination mit Wärmepumpen oder industriellen Stromheizungen, ermöglichen es, temporäre Überschüsse aus der Photovoltaikproduktion effizient aufzunehmen und zeitlich versetzt zu nutzen. Auf diese Weise tragen sie zur Entlastung der Stromnetze und zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquoten bei.

Kurzzeitspeicher bilden damit ein zentrales Element für die operative Flexibilität eines stark auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems und sind entscheidend für die kosteneffiziente Integration fluktuierender Erzeugung.

Im Bereich der **Langzeitspeicherung** werden Speicherwasserkraftwerke auch künftig eine zentrale Rolle im Schweizer Energiesystem einnehmen (siehe *Abbildung 9*). Ihr Ausbau ist insbesondere in den isolierten und robusten Szenarien, in denen der Energiehandel vollständig oder zeitweise eingeschränkt ist, von hoher systemischer Bedeutung und sollte im Einklang mit den Empfehlungen des Runden Tisches Wasserkraft konsequent vorangetrieben werden.¹² Speicherwasserkraftwerke ermöglichen es, sommerliche Überschüsse in die winterliche Nachfrageperiode zu verschieben und leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Eine weitere zentrale Option stellen saisonale Wärmespeicher dar. Diese ermöglichen es, im Sommer erzeugte Wärme – beispielsweise aus Grosswärmepumpen oder Kehrlichtverwertungsanlagen – für die Heizperiode zu speichern und dadurch den Strombedarf für Wärmepumpen im Winter deutlich zu reduzieren. Dies gilt sowohl für grossskalige Nutzwärmespeicher in Wärmenetzen als auch für dezentrale Energiespeicher in Gebäuden, etwa in Form regenerierter Erdsondenfelder. Obwohl die technologischen Grundlagen weitgehend vorhanden sind, ist ihr Einsatz in der Schweiz bislang – mit Ausnahme von Erdsondenspeichern – nicht verbreitet. Entsprechend

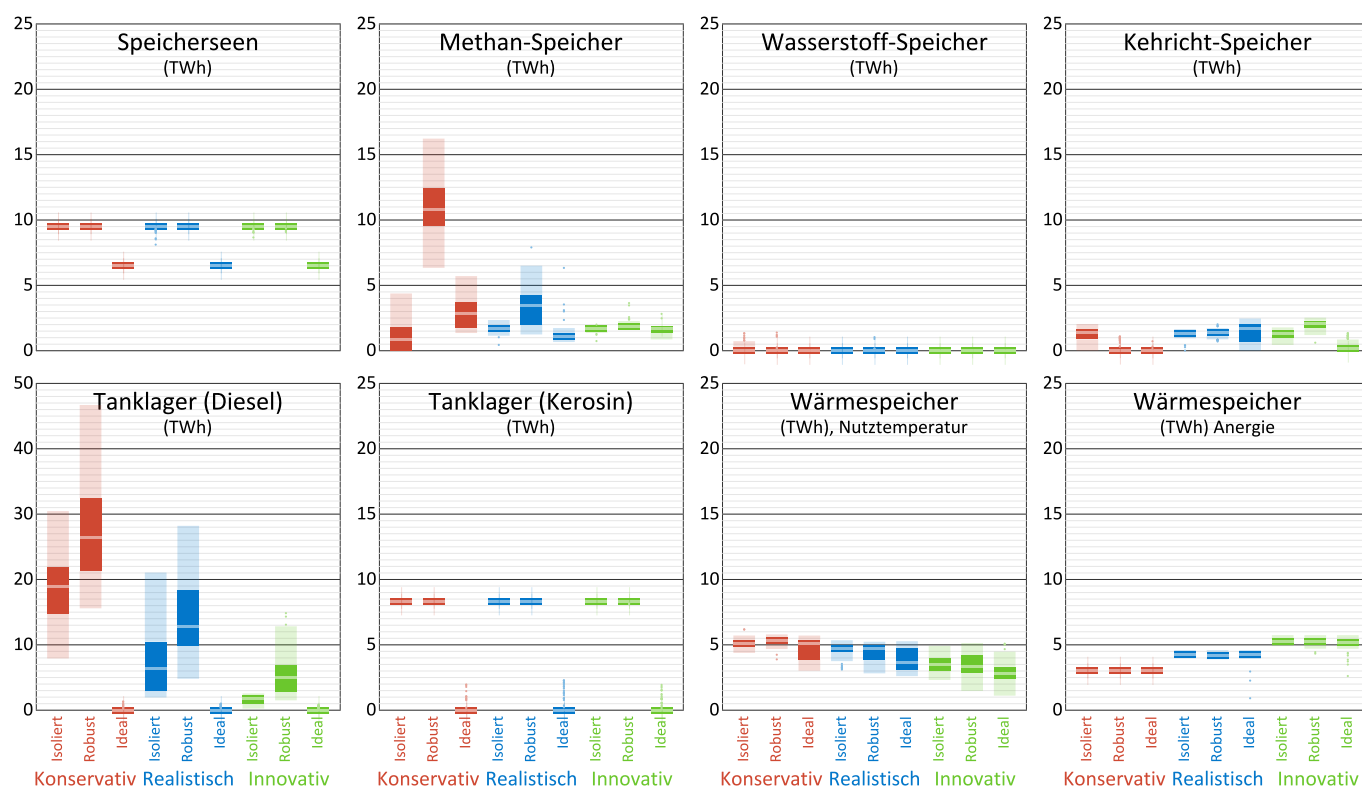


Abb. 9 Kostenoptimale Speicherkapazität von Langzeitspeichern im Jahr 2050

¹² Im Modell wird eine Obergrenze von 9,5 TWh für die Speicherkapazität der Schweizer Speicherwasserkraftwerke vorgegeben, da von der heutigen nominellen Kapazität von rund 8,8 TWh historisch effektiv 7–8 TWh genutzt wurden. Unter der Annahme einer Erweiterung um 2 TWh gemäss Runder Tisch Wasserkraft ergibt sich folglich eine realistisch nutzbare Kapazität von 9–10 TWh, woraus die Obergrenze von 9,5 TWh abgeleitet wurde. Da das Modell in der Optimierung an diese Obergrenze stösst, ist davon auszugehen, dass auch die vollumfängliche Nutzung der erweiterten Speicherkapazität von rund 11 TWh kostenoptimal wäre.

besteht Handlungsbedarf beim Abbau regulatorischer Hemmnisse sowie bei der raschen Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsprojekten.

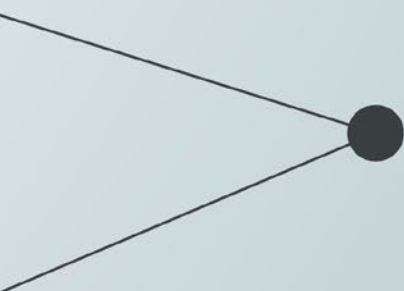
Ergänzend dazu werden auch saisonale chemische Speicher betrachtet, insbesondere in Form von Methankavernenspeichern. Diese erweisen sich in den modellierten Szenarien aus zwei Gründen als vorteilhaft: Erstens ermöglichen sie eine effizientere Nutzung von Biomethan, das ganzjährig produziert, jedoch schwerpunktmässig im Winter nachgefragt wird. Zweitens können sie als strategische Reserve für den Fall unterbrochener Gasimporte dienen. Beide Funktionen entfalten jedoch nur dann ihre Relevanz, wenn entsprechende Risiken im europäischen Gasmarkt angenommen werden. Typischerweise weisen diese Langzeitspeicher ein bis zwei Lade- und Entladezyklen pro Jahr auf.

Die derzeit grösste nominelle Kapazität der Langzeitspeicherung entfällt wiederum auf die strategischen Brenn- und Treibstoffreserven als Mehrjahresspeicher. Mit der fortschreitenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Individualverkehrs wird sich ihre Rolle grundlegend verändern. Künftig dienen sie primär als sicherheitsrelevante Reserve zur Gewährleistung der Stromversorgung sowie zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme in Ausnahmesituationen, etwa bei teilweise oder vollständig unterbrochenen Energieimporten. Die Modellierung zeigt, dass insbeson-

dere Diesel- und Kerosinspeicher in nahezu allen Szenarien eine wichtige Absicherungsfunktion übernehmen. Ihr Erhalt ist daher energiepolitisch sinnvoll und mit vergleichsweise geringen Kosten verbunden.

Als weitere Speicheroptionen wurden im Rahmen der Analyse kehrrichtbasierte Speicherlösungen und Wasserstoffkavernenspeicher untersucht. Kehrrichtbasierte Speicherlösungen stellen eine potenziell interessante Ergänzung dar, sind jedoch mit erheblichen technischen und logistischen Herausforderungen verbunden. Sie erlauben es, den Brennstoff der Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA) für den Winter zu speichern. Allerdings benötigen sie Platz und erfordern eine Überdimensionierung der KVA-Feuerungsleistung. Wasserstoffkavernenspeicher spielen in den betrachteten Szenarien keine relevante Rolle, was auf ihre derzeitigen Kostenstrukturen und unwirtschaftlichen systemischen Rahmenbedingungen zurückzuführen ist.

Insgesamt zeigt sich, dass Langzeitspeicher eine Schlüsselrolle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem weitgehend defossilisierten Energiesystem einnehmen. Sie ermöglichen insbesondere die Überbrückung langfristiger Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen und tragen dazu bei, die winterliche Stromlücke sowie die Abhängigkeit von Energieimporten substantiell zu reduzieren.





2. BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG DER SPEICHERVERFAHREN

Im Rahmen des Energiespeicherplans für Schweiz wurden ergänzend zur Modellierung der kostenoptimalen Speicherkapazität im Jahr 2050 die meisten heute bekannten Speicherverfahren anhand folgender Kriterien näher betrachtet:

Technologie	Ökonomie	Politik, Ökologie und Gesellschaft	Limitierende Faktoren
Basistechnologien	Wirtschaftlichkeit	Rechtsrahmen/Rewgulierung	Rohstoffverfügbarkeit
Anwendungspotenzial	Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit	Umweltverträglichkeit	Flächenbedarf
Technologiereife		Gesellschaftliche Akzeptanz	
Skalierbarkeit	Systemdienlicher Einsatz		
Ausbaustand und -pfad			

Tab. 3 Kriterien zur Bewertung sämtlicher heute bekannten Speicherverfahren

Die Speicherverfahren wurden dahingehend bewertet, ob diese Kriterien...

- bereits vollumfänglich erfüllt sind bzw. vor der Erfüllung stehen, um die modellierte kostenoptimale Speicherkapazität bis 2050 im erforderlichen Umfang zu erreichen.
- teilweise erfüllt sind bzw. ob ein positiver Entwicklungspfad erkennbar ist, um die modellierte kostenoptimale Speicherkapazität bis 2050 im erforderlichen Umfang zu erreichen.
- nicht erfüllt sind und auch kein positiver Entwicklungspfad erkennbar ist, um die modellierte kostenoptimale Speicherkapazität bis 2050 im erforderlichen Umfang zu erreichen.

2.1 Thermische Kurzzeitspeicher

TECHNOLOGIE

Basistechnologien Kurzfristige Wärmespeicher entkoppeln Wärmeerzeugung und -verbrauch für Zeiträume von wenigen Stunden bis Tagen. Die wichtigste Basistechnologie sind Warmwasserspeicher (Pufferspeicher) aus Stahl oder Kunststoff (100 Liter bis mehrere 1'000 Kubikmeter), eingesetzt in Gebäuden, Quartieren und Fernwärmenetzen. Ergänzend dazu werden thermisch aktivierte Bauteile (Beton-, Stahl- oder Gesteinsspeicher) eingesetzt, etwa durch Fussbodenheizungen als Speichermedium. Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher befinden sich noch im Forschungs- bzw. Entwicklungsstadium und sind vorerst auf Nischenanwendungen beschränkt. Bis 2050 wird erwartet, dass die intelligente Steuerung dezentraler Wärmespeicher vollständig etabliert ist, sodass diese aktiv am Strommarkt partizipieren und zur Aufnahme überschüssiger Stromkapazitäten genutzt werden können.

Anwendungspotenzial Das technische Potenzial ist in der Schweiz hoch, da Wärmespeicher in nahezu jedem Gebäude und Wärmenetz vorhanden sind. Gegenüber dem aktuellen Ausbauzustand besteht noch erhebliches Steigerungspotenzial. Die Leistung einzelner Anlagen reicht von wenigen Kilowatt bis zu mehreren Megawatt. Bis 2050 geht das dem Energiespeicherplan zugrundeliegende Modell davon aus, dass 5–10 GWh Wärme kurzfristig gespeichert werden müssen.

Technologiereife Warmwasserspeicher sind technisch voll ausgereift. Die Bauteilaktivierung ist technisch ebenfalls verfügbar, erfordert aber erhöhte Planungsanforderungen; ein breiter Marktdurchbruch wird bis 2035 erwartet. Latentwärmespeicher sind teilweise marktreif, thermochemische Speicher noch gar nicht. Für die Aggregation dezentraler Wärmespeicher wird bis 2050 annähernde Marktreife erwartet.

Skalierbarkeit Die Technologie ist sowohl technologisch als auch installationstechnisch gut skalierbar – in Gebäuden durch Ersatz oder Ergänzung bestehender Speicher, und in Fernwärmenetzen durch Zubau netzgebundener Einheiten. Die Platzverfügbarkeit stellt den wesentlichen limitierenden Faktor dar und muss entsprechend frühzeitig in der Planung berücksichtigt werden.

Ausbaustand und -pfad Warmwasserspeicher sind bereits in grosser Anzahl vorhanden. Mit dem weiteren Ausbau von Fernwärmenetzen und erneuerbaren Wärmeerzeugern wird die installierte Kapazität deutlich zunehmen. Bis 2050 wird erwartet, dass das Potenzial dezentraler Kurzzeitspeicher vollständig ausgeschöpft wird.

ÖKONOMIE

Wirtschaftlichkeit Die Investitionskosten (Capex) sind bei kleineren Hausspeichern mit einer Lebensdauer von 30–40 Jahren gering. Mit zunehmender Speichergrosse sinken die spezifischen Kosten pro Kubikmeter deutlich. Die Betriebskosten (Opex) sind sehr niedrig und beschränken sich auf die Wartung und den gelegentlichen Komponentenersatz.

Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit Im privaten Bereich sind Warmwasserspeicher problemlos finanzierbar und standardmässig in Heizsysteme integriert. Quartiers- und Netzwärmespeicher werden häufig durch Förderprogramme oder Infrastrukturbudgets mitfinanziert. Die Marktfähigkeit ist hoch, da es sich um eine etablierte, breit akzeptierte Technologie handelt.

Systemdienlicher Einsatz Kurzfristige Wärmespeicher ermöglichen Lastverschiebung und die Integration erneuerbarer Wärme. Durch Aggregation vieler kleiner Anlagen liesse sich die systemdienliche Flexibilität zusätzlich steigern. Sie bilden einen wichtigen Baustein für die Sektorkopplung in Systemen mit hohem PV- und Wärmepumpenanteil.

POLITIK, ÖKOLOGIE UND GESELLSCHAFT

Rechtsrahmen/Regulierung Für Hausspeicher bestehen keine relevanten Einschränkungen. Fernwärmespeicher ausserhalb von Gebäuden sind meist auf Industrieareale oder Sondernutzungszonen beschränkt, was deren Potenzial einschränkt. Kantonale regulatorische Unterschiede erschweren zudem die Nutzung von PV-Überschussstrom für die Wärmeerzeugung. Dabei ist darauf zu achten, dass Wärmepumpen-Systeme den Standard von Power-to-Heat-Anlagen darstellen und Widerstandsheizungen nur für industrielle Hochtemperaturprozesse sinnvoll sind. Bis 2050 müssen Preissignale gezielt so ausgestaltet werden, dass sich Steuerungssysteme für die Aggregation dezentraler Speicher wirtschaftlich rentieren, und regulatorische Hürden für deren flexible Nutzung müssen abgebaut werden.

Umweltverträglichkeit Die verwendeten Materialien (Stahl, Kunststoff, Dämmstoffe) sind ökologisch vertretbar und weitgehend rezyklierbar. Eingriffe in die Gebäudestruktur sind gering, und der Flächenbedarf ist minimal. Die Speichereffizienz ist hoch, mit geringen Wärmeverlusten bei guter Dämmung.

Gesellschaftliche Akzeptanz Warmwasserspeicher in Gebäuden geniessen hohe Akzeptanz, da sie unsichtbar verbaut sind und den Nutzungskomfort steigern. Bei Quartiers- und Fernwärmespeichern ist die Akzeptanz standortabhängig; grössere Anlagen sind sichtbar und

können Sondernutzungszonen erfordern, wobei bisher keine wesentlichen Konflikte bekannt sind.

LIMITIERENDE FAKTOREN

Rohstoffverfügbarkeit Bei Stahl und Standarddämmstoffen bestehen keine kritischen Engpässe; beide Materialien sind grundsätzlich rezyklierbar. Für Latentwärmespeicher werden teilweise spezielle, kostenintensive oder begrenzt verfügbare Materialien benötigt.

Flächenbedarf Für Hausspeicher ist der Platzbedarf im Technikraum meist bereits eingeplant. Netzspeicher benötigen zusätzliche Flächen, die jedoch im Verhältnis zur gespeicherten Energie klein sind. Quartierspeicher erfordern eine sorgfältige Standortwahl unter Berücksichtigung von Zonierung und Bauordnung – bei frühzeitigem Dialog mit der Bevölkerung sind solche Projekte realisierbar.

● FAZIT UND BEWERTUNG

Die Voraussetzungen sind grundsätzlich gegeben, um die kostenoptimale Speicherkapazität bis 2050 zu erreichen. Ein positiver Entwicklungspfad ist erkennbar. Um die Zielerreichung zu erleichtern, sind jedoch gezielte regulatorische Anpassungen erforderlich: Wünschenswert wären insbesondere (1) die Harmonisierung und Optimierung der kantonalen Rechtsrahmen zur Nutzung von PV-Überschussstrom, sowie (2) der Abbau regulatorischer Hürden für die Aggregation dezentraler Speicher. Zuletzt müssen Preissignale bis 2050 gezielt so ausgestaltet werden, dass sich Steuerungssysteme wirtschaftlich rentieren.

2.2 Thermische Langzeitspeicher

TECHNOLOGIE

Basistechnologien Thermische Langzeitspeicher speichern Wärme oder Kälte über Wochen bis Monate. Sie lassen sich in drei Grundtypen unterteilen: Sensible Speicher (Temperaturänderung ohne Phasenwechsel), Latente Speicher (Nutzung des Phasenwechsels) und Thermochemische Speicher (Veränderung der chemischen Struktur). Für die langfristige Speicherung

stehen folgende Technologien zur Verfügung: Tankwärmespeicher (TTES), Erdbeckenspeicher (PTES), Kavernenspeicher (CTES), Aquiferspeicher (ATES) und Erdsondenspeicher (BTES). Phasenwechsel- und Sorptionsspeicher befinden sich noch mehrheitlich im Entwicklungsstadium. Wasser ist als Speichermedium dank seiner hohen Wärmekapazität, Ungiftigkeit und verbreiteten Verfügbarkeit nahezu ideal und direkt in Wärmenetze einspeisbar. Voraussetzung für eine effiziente Nutzung ist jedoch die räumliche Nähe zwischen Wärmequelle, Wärmespeicher und Wärmenetz, da der Wärmetransport verlustreich ist.

Anwendungspotenzial Langzeitspeicher eignen sich besonders für Nah- und Fernwärmenetze sowie für Industrieanlagen und landwirtschaftliche Betriebe mit hohem Wärmebedarf. Das Gesamtpotenzial wird auf bis zu 15 TWh/Jahr geschätzt (Erdsondenregeneration: 5 TWh / Grossspeicher: 5–10 TWh). Das dem Energiespeicherplan zugrundeliegende Modell ermittelt für 2050 eine kostenoptimale Speicherkapazität von 3–5 TWh an Grossspeichern sowie 3–5 TWh an Anergiespeicherung durch Erdsondenregeneration.

Technologiereife TTES sind auch in der Schweiz bewährt und weit verbreitet. PTES sind im Ausland erprobt, in der Schweiz jedoch noch nicht realisiert worden – Machbarkeitsuntersuchungen laufen. CTES verfügen kaum über praktische Erfahrungswerte – Pilotprojekte in Fribourg befinden sich in der Planungsphase. ATES sind im Ausland bewährt und in der Schweiz vereinzelt in Betrieb. BTES existieren und werden künftig vermehrt auf höherem Temperaturniveau (bis 90 °C) genutzt. Bis 2050 werden PTES mit zunehmenden Erfahrungswerten günstiger und dürften den grössten Anteil am Ausbau übernehmen; bei ATES und BTES sind grössere Entwicklungsschritte zu erwarten, unter anderem dank der geplanten Revision der Gewässerschutzverordnung (für die Wärmenutzung und -speicherung ist die Lockerung der starren 3-Grad-Regel vorgesehen, der nach die Temperatur des Grundwassers durch Wärmeeintrag und -entzug um maximal 3 °C verändert werden darf).¹³

Skalierbarkeit Grosse Wärmespeicher sind grundsätzlich gut skalierbar, sofern es die Platzverhältnisse und Nähe zur Netzinfrastruktur erlauben.

Ausbaustand und -pfad Derzeit existieren in der Schweiz insbesondere vereinzelt BTES. Mit dem prognostizierten Ausbau der Fernwärmenetze wird bis 2050 die Realisierung von Grossspeichern an immer mehr Standorten möglich.

¹³ Vernehmlassung 2025/123 – Verordnungspaket Umwelt Herbst 2026, Anpassung der Gewässerschutzverordnung ([Link](#))

ÖKONOMIE

Wirtschaftlichkeit Saisonale Wärmespeicher erfordern hohe Anfangsinvestitionen, weisen aber niedrige spezifische Speicher- und Betriebskosten auf. PTES-Speicherkosten liegen bei 0.02–0.04 CHF/kWh (Investitionskosten ca. 50–80 CHF/m³). Haupthindernisse sind die langen Amortisationszeiten und der Flächenbedarf von Erdbeckenspeichern. Im Kontext der Defossilisierung verbessert sich die Wirtschaftlichkeit erheblich: Verglichen mit erneuerbaren synthetischen Gasen als Referenz für defossilisierte Wärmeversorgung sind Grosswärmespeicher klar konkurrenzfähig.

Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit Ausser bei BTES ist die Finanzierbarkeit derzeit schwer einzuschätzen, da erst wenige Projekte realisiert wurden. Die grösste Realisierungshürde ist weniger die Finanzierung – es sind vielmehr die raumplanerischen Rahmenbedingungen: Notwendige Voraussetzungen für einen rentablen Betrieb sind geeignete Wärmequellen sowie ein angeschlossenes thermisches Netz. Bis 2050 müssen Fernwärmenetze folglich ausreichend ausgebaut und deren Anschlusspotenzial an Abwärmequellen und Power-to-Heat-Anlagen (P2H) verbessert werden. Kantonale Richtpläne sollten hierzu potenzielle Standorte für Grossspeicher ausweisen und thermische Netze müssen indirekt gefördert werden. Darüber hinaus sind für mitteldichte Gebiete auch Anschlusspflichten an die Fernwärmenetze zu prüfen.

Systemdienlicher Einsatz Wärmespeicher ermöglichen die Speicherung überschüssiger Energie aus Sommermonaten (Power-to-Heat) und deren Abgabe im Winter – damit sinkt der winterliche Strombedarf zu Heizzwecken um bis zu 3 TWh und das Netz wird entlastet.¹⁴ Grossspeicher leisten Lastverschiebung im Stunden- bis Monatsbereich und erhöhen sowohl die Flexibilität der Wärmeversorgung als auch die Interaktion mit dem Stromnetz (Wärmepumpen, Wärmekraftkopplung). Sie sind ein entscheidender Baustein für ein stabiles und kosteneffizientes Schweizer Energiesystem.

POLITIK, ÖKOLOGIE UND GESELLSCHAFT

Rechtsrahmen/Regulierung ATES- und BTES-Anlagen unterliegen den üblichen Bewilligungsstandards für Untergrundbauten; zudem sind ATES-Anlagen in der Regel konzessionspflichtig. Alle Untergrundinstallationen müssen Grundwasserschutzanforderungen erfüllen. Für PTES ist je nach Grösse und Standort eine Ausnahmebewilligung nach Art. 24 RPG oder eine ordentliche Nutzungsplanung erforderlich. Andere Typen langfristiger

thermischer Speicher können grundsätzlich ausserhalb der Bauzone erstellt werden und gelten als von nationalem Interesse; eine Aufnahme in kommunale Richt- und Energieplanungen wird aus Gründen des Flächenbedarfs und der Umweltauswirkungen empfohlen.

Umweltverträglichkeit Wasser als Hauptspeichermedium ist ungiftig und ökologisch unbedenklich. Ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, variiert kantonal. Bei Grundwasservorkommen sind die entsprechenden Schutzanforderungen einzuhalten. Die Umweltauswirkungen sind bei sachgerechter Planung gering.

Gesellschaftliche Akzeptanz Unterirdische Speicher (UTES) geniessen hohe Akzeptanz, da sie an der Oberfläche unsichtbar sind. Oberirdische Grossspeicher (PTES, TTES) können das Landschaftsbild beeinträchtigen; eine Nutzung der Speicherflächen für Gemeinzw Zwecke steigert die Akzeptanz.

LIMITIERENDE FAKTOREN

Rohstoffverfügbarkeit Es sind keine kritischen Engpässe bekannt. Wasser ist als primäres Speichermedium in der Schweiz uneingeschränkt verfügbar.

Flächenbedarf PTES und grosse Behälterspeicher haben einen erheblichen Flächenbedarf und stehen in urbanen oder stadtnahen Lagen in Konkurrenz zu anderen Nutzungen. Unterirdische Speicher (UTES) sind hingegen sehr platzsparend, können unter bestehenden Gebäuden realisiert werden und schliessen andere Oberflächennutzungen nicht aus. Die frühzeitige Einbindung in die kommunale Planung ist entscheidend für eine erfolgreiche Standortsicherung.

● FAZIT UND BEWERTUNG

Die Technologie ist verfügbar und im Ausland, insbesondere in Dänemark, seit vielen Jahren erfolgreich im Einsatz. Die Schweiz verfügt bisher nur über wenige vergleichbare Referenzprojekte (bspw. BTES-Speicher in Friesenberg ZH¹⁵) und damit noch über wenig praktische Erfahrung mit thermischen Grossspeichern. Ohne substanzielle und zeitnahe Anpassungen der Rahmenbedingungen wie die Förderung von Pilot- und Demonstrationsprojekten und den beschleunigten Ausbau der erforderlichen Fernwärmenetzinfrastruktur ist nicht gewährleistet, dass thermische saisonale Speicher bis 2050 die modellierte kostenoptimale Speicherkapazität von 3–5 TWh decken können.

¹⁴ Forum Energiespeicher Schweiz. 2022. Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen, Positionspapier. ([Link](#))

¹⁵ Geothermie Schweiz. 2021. Familienheimgenossenschaft Zürich. Ökologische und nachhaltige Siedlungsgesellschaft dank Geothermiespeicher. ([Link](#))

2.3 Elektrische Kurzzeitspeicher

TECHNOLOGIE

Basistechnologien Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem nimmt die Bedeutung der Kurzfristflexibilität zu. Solarenergie deckte 2025 bereits rund 14 Prozent des Strombedarfs, im Jahr 2026 werden es voraussichtlich rund 17 Prozent. Um den tagsüber produzierten Strom möglichst direkt zu nutzen oder bei Bedarf zeitversetzt verfügbar zu machen, sind ein intelligenter, flexibler Verbrauch sowie Speichermöglichkeiten zentral. Dies umfasst den gezielten Einsatz flexibler Verbraucher (z. B. das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen) sowie Batteriespeicher und die Wasserkraft. Obwohl die Wasserkraft dank Pumpspeicherkraftwerken einen wesentlichen Beitrag zur kurzfristigen Speicherung leistet, beschränkt sich dieses Kapitel aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Batterietechnologie. Stationäre Batteriespeicher sowie Fahrzeugbatterien mit bidirektionaler Ladefähigkeit können verschiedene Funktionen erfüllen. Neben der Lastspitzenkappung von Solarstrom und damit der Entlastung der Verteilnetze sowie Reduktion des Netzausbaubedarfs können Speicher auch systemdienlich Regelernergie anbieten. Ein systemdienlicher Speichereinsatz kann jedoch wiederum den lokalen Netzausbaubedarf erhöhen. In Kombination mit netzbildenden Wechselrichtern können sie zudem Trägheit bereitstellen und im Fall eines Stromausfalls Schwarzstarthilfe leisten.

Anwendungspotenzial Batteriespeicher sind dank kurzer Bauzeiten und modularer Bauweise grundsätzlich schnell skalierbar. Voraussetzung dafür sind jedoch klare Regeln für Netzanschluss und Betrieb, damit lokale Netze nicht zusätzlich belastet werden und zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht, etwa bei gleichzeitigem Laden oder Entladen infolge sehr tiefer oder sehr hoher Strompreise.

Technologiereife und Skalierbarkeit Lithium-Ionen-Batterien sind unter stationären Speichern weit verbreitet. In China werden sie zunehmend auch in Elektrofahrzeugen eingesetzt. Durch deren häufigen Einsatz sinken die Kosten kontinuierlich. Weitere vielversprechende Technologien befinden sich in Testphasen oder sind bereits vereinzelt installiert.¹⁶ Dazu zählen etwa Natrium-Ionen-Batterien oder Redox-Flow-Batterien für grössere Speicher.

Ausbaustand und -pfad Batteriespeicher verfügen heute noch über eine relativ geringe Kapazität: 2025 lag diese bei rund 1,6 GWh. Deren jüngste Weiterentwicklung

birgt jedoch grosses Potenzial. Für das Jahr 2026 wird ein Kapazitätsanstieg auf rund 2,5 GWh erwartet. Unter idealen Rahmenbedingungen dürfte sich die installierte Kapazität bis 2035 auf 15-17 GWh erhöhen. 2050 liegt der modellierte kostenoptimale Bedarf bei insgesamt rund 25 GWh, einschliesslich Fahrzeugbatterien mit bidirektionaler Ladefähigkeit. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Batteriespeicher ihre volle Kapazität im Durchschnitt rund 270-mal pro Jahr bereitstellen können – der Energieumsatz kann trotz eher geringer Kapazität sehr hoch sein. 2025 lag dieser umgerechnet bei über 400 GWh. Bis 2035 könnte er auf über 4 TWh und bis 2050 auf knapp 7 TWh ansteigen.

ÖKONOMIE

Wirtschaftlichkeit Bei stationären Batteriespeichern fallen vor allem Investitionskosten (Capex) an. Die Lebensdauer liegt typischerweise bei rund 15 Jahren, abhängig von Zyklenzahl und Betriebsweise. Unterschiedliche Betriebsmodelle können die Wirtschaftlichkeit verbessern. Bei Behind-the-Meter-Speichern (BTM) können finanzielle Anreize einen markt- und netzdienlichen Betrieb fördern, etwa durch dynamische Strom- und Netznutzungstarife, flexible Einspeisetarife oder Einspeiselimitierungen. Besonders wirksam ist dies in Kombination mit lokalem intelligentem Laden und einem zeitlich optimierten Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder anderen steuerbaren Anwendungen. Front-of-the-Meter-Speicher (FTM) können zusätzlich Regelernergie bereitstellen. Arbitrage ist derzeit nur selten wirtschaftlich, dürfte in den kommenden Jahren jedoch an Bedeutung gewinnen und damit den Ausbau weiter unterstützen. Dies gilt insbesondere in Anbetracht weiterhin sinkender Kosten für Batteriespeicher.

Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit Kurzfristflexibilität ist häufig privat finanzierbar, sofern geeignete Marktprodukte vorhanden sind (z.B. Bereitstellung von Regelernergie, Engpassmanagement oder dynamische Tarife). Gleichzeitig bleibt der Netzanschluss, insbesondere für FTM-Speicher, eine zentrale Herausforderung, welche durch Brancheninitiativen und -programme vereinheitlicht und vereinfacht werden könnte.

Systemdienlicher Einsatz Batteriespeicher können sowohl netzdienlich, etwa für das Engpassmanagement, als auch marktdienlich, etwa zur Sicherstellung der Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe, als auch systemdienlich, etwa für die Frequenzhaltung, eingesetzt werden. Im Rahmen ihrer Balancing Roadmap 2026–2030 strebt Swissgrid an, neuen dezentralen Technologien wie Batteriespeichern den Marktzugang zu erleichtern.¹⁷

¹⁶ vgl. Swissolar. 2026. Batteriemonitor Schweiz 2026, Kapitel 4. ([Link](#))

¹⁷ Swissgrid. 2026. Balancing Roadmap Schweiz, S. 20–21. ([Link](#))

POLITIK, ÖKOLOGIE UND GESELLSCHAFT

Rechtsrahmen/Regulierung Der gesetzliche Rahmen für Batterien richtet sich mehrheitlich nach dem Energiegesetz (EnG) und dem Stromversorgungsgesetz (StromVG). Seit 2026 ist für Batterien mit Eigenverbrauch kein Netznutzungsentgelt mehr geschuldet. Für Batterien wird das Netznutzungsentgelt für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung zurückgespeist wird, rückerstattet. Hinzu kommen zahlreiche untergeordnete regulatorische Bestimmungen, etwa zu flexiblen Einspeise- und Stromtarifen, zur Standortbestimmung sowie spezifische Anforderungen für Speicher an der Netzebene 1. Verschiedene Branchendokumente wie das VSE-Branchendokument «Handbuch Speicher 2025»¹⁸ oder der Swissolar-Batteriemonitor¹⁹ bieten eine regulatorische Übersicht.

Umweltverträglichkeit Die Umweltbelastung von Batteriespeichern hängt stark von der jeweiligen Technologie, den korrespondierenden Lieferketten und der Anwendung von Recyclinglösungen, einschliesslich Second-Life-Batterien, ab.

Gesellschaftliche Akzeptanz Die gesellschaftliche Akzeptanz von Batteriespeichern ist grundsätzlich hoch. Sie hängt jedoch fallspezifisch von der Standortwahl, möglichen Lärmemissionen sowie deren wahrgenommenen Wirkung auf die Versorgungssicherheit ab.

LIMITIERENDE FAKTOREN

Rohstoffverfügbarkeit Für Batteriespeicher werden derzeit vor allem LFP-Batterien eingesetzt. Vielversprechende Alternativen zu Lithium-Batterien sind Natriumbasierte Batterien. Natrium ist breit verfügbar und entsprechend leichter zu beschaffen. Die Technologie ist jedoch noch jung und derzeit vergleichsweise teuer. Zudem weist sie eine tiefere Energiedichte als häufiger verwendete Lithium-Ionen Batterien auf. Mittelfristig könnte sie mit zunehmender Standardisierung dennoch zu einer wirtschaftlichen Lösung für stationäre Speicher und teilweise auch für Mobilitätsanwendungen werden. Auch gibt es bereits Unternehmen, die sich auf die Wiederverwendung alter Batterien (sog. Second-Life-Batterien) spezialisiert haben. Gegenwärtig sind solche Lösungen noch zu teuer, um sich als Standardprodukt zu etablieren.

Flächenbedarf Der Flächenbedarf von Batteriespeichern ist im Vergleich zu anderen Infrastrukturen gering. Lokale Umweltauswirkungen entstehen vor allem durch die Standortwahl, die Erschliessung und den Netzanschluss – insbesondere bei Grossspeichern, die di-

rekt an das Verteilnetz angeschlossen werden. Batteriespeicher müssen an geeigneten Standorten installiert werden, damit lokale Netze nicht überlastet werden. In diesem Zusammenhang stellt die im Netzbeschleunigungserlass vorgesehene bedingte Standortgebundenheit von elektrischen Speichern und Transformatorenstationen ausserhalb der Bauzone eine wichtige Rechtsanpassung dar.

FAZIT UND BEWERTUNG

Stationäre Batteriespeicher bieten eine einfache, modulare und zunehmend kostengünstige Möglichkeit, erneuerbare Energien in das Energiesystem zu integrieren. Sie leisten einen wichtigen Beitrag, um Stromproduktion und -verbrauch anzugleichen, Netze zu entlasten und Systemdienstleistungen bereitzustellen. Unter geeigneten Rahmenbedingungen haben sie das Potenzial, sich bis 2035 als zentrale Infrastruktur für die kurzfristige Flexibilität zu etablieren. Bis 2050 können sie zusammen mit bidirektional nutzbaren Fahrzeugbatterien zu einem tragenden Bestandteil eines flexiblen, resilienten und weitgehend erneuerbaren Stromsystems werden.

Durch den häufigen Einsatz können Batteriespeicher ihre volle Kapazität im Durchschnitt rund 270-mal pro Jahr bereitstellen, wodurch der Energiedurchsatz bis 2050 auf knapp 7 TWh steigen könnte. Um den erforderlichen Ausbau zu erreichen, sind jedoch zeitnahe Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Notwendig sind insbesondere klare, vereinfachte und einheitliche Regeln für Netzanschluss und Betrieb, geeignete Marktprodukte und tarifäre Anreize. Sofern diese Voraussetzungen geschaffen werden, können elektrische Stunden-/Kurzzeitspeicher die modellierte kostenoptimale Speicherkapazität von 20-25 GWh bis 2050 decken.

2.4 Elektrische Langzeitspeicher

TECHNOLOGIE

Basistechnologien Die Wasserkraft bildet die tragende Säule der saisonalen Stromspeicherung in der Schweiz. Während Pumpspeicherkraftwerke primär der Kurzzeitspeicherung und Systemstabilität dienen, ermöglichen Speicherwasserkraftwerke die strategisch entscheidende Verschiebung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter. Andere Technologien wie Batteriespeicher oder mechanische Systeme sind für die saisonale Speicherung

¹⁸ VSE. 2025. Handbuch Speicher – Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7. ([Link](#))

¹⁹ Swissolar. 2026. Batteriemonitor Schweiz 2026. ([Link](#))

über mehrere Monate hinweg technologisch ungeeignet und wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig. Die Wasserkraft bleibt damit die einzige technisch und wirtschaftlich ausgereifte Lösung für die saisonale Stromspeicherung in der Schweiz.

Anwendungspotenzial Die aktuelle Speicherkapazität der Schweizer Wasserkraft beträgt rund 9 TWh. Basierend auf den Projekten des Runden Tisches Wasserkraft sowie Erneuerungen und Staumauererhöhungen ist ein Ausbau um 2 TWh auf 11 TWh geplant. Angesichts des rasanten Ausbaus der Photovoltaik mit mehrheitlicher Produktion im Sommerhalbjahr ist dieses Potenzial für die Versorgungssicherheit 2035 von grosser und bis 2050 von kritischer Bedeutung.

Technologiereife Die Wasserkrafttechnologie ist ausgereift; kontinuierliche Innovationen steigern die Effizienz laufend weiter. Eine signifikante Veränderung der Technologiereife bis 2050 ist nicht zu erwarten.

Skalierbarkeit Die Skalierbarkeit ist begrenzt, da jede Wasserkraftanlage ein Unikat darstellt und spezifische Studien sowie individuell angepasste Genehmigungsverfahren erfordert. Ein standardisierter Rollout wie bei der Photovoltaik oder bei Batterien ist nicht möglich.

Ausbaustand und -pfad Der Ausbaupfad wird durch den Bund aktiv überwacht; 16 strategische Projekte des Runden Tisches Wasserkraft wurden priorisiert (vgl. StromVG, Anhang 2). Einschätzungen des BFE zeigen jedoch, dass aufgrund von Redimensionierungen, Verzögerungen, Sistierungen und offenen Verfahren bis 2040 realistisch nur rund 1.1 TWh realisiert werden dürften.²⁰ Aus diesem Grund wird die Projektliste derzeit aktualisiert, um das ursprünglich festgelegte Ziel zu erreichen.²¹

ÖKONOMIE

Wirtschaftlichkeit Speicherwasserkraftwerke erzielen Einnahmen über den Grosshandelsmarkt, den Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt, den Markt für Herkunftsnachweise sowie den Markt für Systemdienstleistungen. Diese diversifizierte Einnahmenstruktur gewinnt bereits bis 2035 an Bedeutung, da der Ausbau der Photovoltaik die Preisdifferenzen zwischen Sommer und Winter voraussichtlich stark ausweiten wird – was die Erlöse aus der saisonalen Speicherung erhöht.

Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit Die Erhöhung von Stauseen ist kapitalintensiv und auf öffentliche Unterstützung angewiesen. Verfügbare Fördermechanismen umfassen die gleitende Marktpremie nach Art. 29a und 30 EnG sowie Investitionsbeiträge für Neubauten, Erwei-

terungen und Erneuerungen nach Art. 26 EnG. Diese Förderung bleibt essenziell, um notwendige Investitionen auszulösen. Für Pumpspeicherkraftwerke müssten die Fördermechanismen zusätzlich verstärkt werden, da diese zu einem effizienten Gesamtsystem beitragen.

Systemdienlicher Einsatz Der Ausbau der Speicherkapazität von Speicherwasserkraftwerken ist für die Energiestrategie bis 2035 von zentraler und bis 2050 von essenzieller Bedeutung. Er ermöglicht eine höhere Winterstromproduktion und adressiert damit direkt die saisonale Stromlücke, die durch den Wegfall der Kernkraftwerke und den massiven Photovoltaik-Ausbau mit mehrheitlicher Produktion im Sommerhalbjahr entsteht. Die saisonale Speicherung trägt damit massgeblich zur winterlichen Versorgungssicherheit bei und reagiert dabei auf die Marktpreissignale.

POLITIK, ÖKOLOGIE UND GESELLSCHAFT

Rechtsrahmen/Regulierung Der rechtliche Rahmen basiert massgeblich auf dem Energiegesetz (EnG) und dem Stromversorgungsgesetz (StromVG). Das nationale Interesse an den 16 strategischen Projekten des Runden Tisches Wasserkraft hat grundsätzlich Vorrang vor Landschaftsschutzinteressen (Art. 9a Abs. 3 StromVG). Deren Betrieb bleibt jedoch den strengen Vorgaben des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) unterworfen und administrative Hürden – insbesondere Konzessionsverlängerungsverfahren – führen zu Projektverzögerungen, vor allem aufgrund der budgetären Unsicherheiten, die sich aus der Ermittlung des Restwertentschädigung ergeben.

Umweltverträglichkeit Projekte zur Staumauererhöhung durchlaufen obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfungen, die den Schutz von Gewässer, Fauna, Flora sowie vor Lärm- und Schadstoffemissionen umfassen. Bis 2050 ist davon auszugehen, dass die Anforderungen an die Umweltverträglichkeit – insbesondere hinsichtlich Biodiversität und Klimaanpassung – weiter verschärft werden, was die Realisierung zusätzlicher Projekte erschweren kann.

Gesellschaftliche Akzeptanz Bestehende Wasserkraftanlagen geniessen aufgrund ihrer landschaftlichen und identitätsstiftenden Integration eine sehr hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Bei Neubauprojekten ist diese deutlich fragiler. Der Konflikt zwischen Energieversorgung und Natur- sowie Landschaftsschutz bleibt eine zentrale Herausforderung für den weiteren Ausbau.

²⁰ Der Bundesrat. 2025. Zubau von Wasserkraft erfordert angepasste Projektliste. ([Link](#))

²¹ Der Bundesrat. 2025. Zubau von Wasserkraft: UVEK informiert über das Vorgehen. ([Link](#))

LIMITIERENDE FAKTOREN

Rohstoffverfügbarkeit Es sind keine grundsätzliche Limitationen bekannt. Verlängerte Lieferzeiten bestimmter technischer Komponenten könnten jedoch Projektverzögerungen bis 2035 verursachen.

Flächenbedarf Staumauererhöhungen und Neubauten führen zu Umweltauswirkungen im Berggebiet – insbesondere durch veränderte Einstauzonen. Im Flachland ist der Flächenbedarf für die Speicherwasserkraft-Infrastruktur gering. Die Standortgebundenheit bleibt der wesentliche limitierende Faktor; jedes Projekt erfordert eine individuelle Abwägung zwischen Energieertrag und ökologischen sowie landschaftlichen Auswirkungen.

● FAZIT UND BEWERTUNG

Die saisonale Stromspeicherung mittels Speicherwasserkraft ist für die Schweizer Energiezukunft unverzichtbar – 2035 als wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit, 2050 als kritische Infrastruktur. Der geplante Ausbau auf 10–11 TWh Speicherkapazität hängt massgeblich vom politischen Willen auf Kantons- und Bundesebene, von ausreichender Finanzierung und von der gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Ohne Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und Auflösung des Konflikts zwischen Energieversorgung und Natur- sowie Landschaftsschutz ist hochgradig unsicher, ob die für das Jahr 2050 modellierte kostenoptimale Speicherkapazität gedeckt werden kann.

2.5 Chemische Langzeitspeicher

Vorbemerkung Zu den gebräuchlichsten chemischen Energieträgern gehören Gase wie Methan oder Wasserstoff sowie flüssige Energieträger wie Öl, Kerosin oder Benzin. Derzeit handelt es sich dabei überwiegend um fossile Energieträger. Mit dem Ziel von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 wird der überwiegende Teil dieser Energieträger in Zukunft erneuerbar hergestellt werden müssen.

Bis es so weit ist, wird es ein Nebeneinander von fossilen und erneuerbaren chemischen Energieträgern geben. Dieser Energiespeicherplan geht davon aus, dass ab 2050 kaum mehr chemische Energieträger aus fossilen Quellen in die Schweiz importiert werden. Stattdessen werden diese zwischenzeitlich durch (gasförmige, flüssige oder feste) erneuerbare Energieträger aus dem Ausland ersetzt bzw. zu einem substanziellen Teil in der Schweiz in

Form von Methan aus Biomasse (Biogas) oder allenfalls mithilfe des Power-to-X-Verfahrens produziert.

Für die Versorgungssicherheit ist es kaum relevant, ob fossile oder erneuerbare Energieträger gespeichert werden. Stattdessen steht die politische Frage der verfügbaren Speicherkapazitäten im Vordergrund. Wo liegt das ideale Gleichgewicht zwischen Import und nationaler Produktion von erneuerbaren chemischen Energieträgern beziehungsweise zwischen deren Speicherung in der Schweiz und der Nutzung von ausländischen Speichern?

Dabei fokussiert dieser Energiespeicherplan auf die langfristigen Speicherkapazitäten. Aus Sicht der Versorgungssicherheit spielen chemische Speicher zur kurzfristigen Energiespeicherung (von weniger als drei Monaten) keine relevante Rolle. Aus rein kommerzieller Sicht kann es für Marktteilnehmer dennoch interessant sein, kleinere chemische Kurzzeitspeicher zu betreiben. Solche rein kommerziellen Überlegungen stehen bei einer nationalen Speicherstrategie jedoch nicht im Fokus. Daher wird die kurzfristige chemische Speicherung im Folgenden nicht weiter thematisiert.

TECHNOLOGIE

Basistechnologien Während Methan in der Schweiz kaum gespeichert werden kann bzw. grosse Speicherkapazitäten vor allem im Ausland existieren, bestehen für flüssige Brenn- und Treibstoffe heute bereits grosse inländische Pflichtlager. Grundsätzlich kommen für Gase verschiedene Speicheroptionen infrage, bspw. Kavernenspeicher oder Speicher in Gesteinsschichten. Einen Spezialfall stellt die Power-to-X-Technologie (P2X) dar. Sie ist an sich keine Speichertechnologie, ermöglicht aber durch die Umwandlung von Elektrizität in molekulare Energieträger und zeitverzögerter Rückumwandlung die indirekte saisonale Speicherung von Elektrizität und ergänzt damit die Speicherwasserkraft. Konkret können hierzu molekulare Energieträger wie Wasserstoff (H₂), Methan (CH₄), Methanol (CH₃OH), Ammoniak (NH₃) oder metallische Energieträger (Power-to-Solid) produziert und in entsprechenden Speichern (flüssig, gasförmig oder fest) saisonal gelagert werden.

Anwendungspotenzial Langfristige chemische Energiespeicher werden einerseits zur Deckung der saisonalen Energieunterdeckung im Winterhalbjahr (Spitzenlast, Prozesswärme etc.) benötigt, andererseits zur Sicherung der Landesversorgung im Krisenfall. Für flüssige Energieträger existieren bereits heute inländische Pflichtlager, die in Zukunft zur Sicherung der Landesversorgung weiter betrieben werden sollen. Dabei soll der Anteil erneuerbarer Flüssigtreib- und Brennstoffe kontinuierlich erhöht werden. Die für das Jahr 2050 modellierte kostenoptimale

Speicherkapazität liegt je nach Szenario bei 1–12 TWh für Methan und bis zu 40 TWh für flüssige Treib- und Brennstoffe. Das Potenzial für die saisonale chemische Speicherung ist grundsätzlich gross genug, insbesondere wenn die Infrastruktur durch Importoptionen (Einspeicherung im grenznahen Ausland) ergänzt wird. Im Rahmen eines Pilotprojekts im Oberwallis wurden die technische Machbarkeit und die Kosten eines inländischen Methan-Kavernenspeichers mit bis zu 1,48 TWh Kapazität vertieft geprüft.

Technologiereife Power-to-X-Prozesse und der grossindustrielle Umgang mit Wasserstoff oder Methan als chemische Speicher befinden sich in der Schweiz im Pilot- und Demonstrationsstadium. Während Methanspeicher im Ausland etabliert und grössere Wasserstoffspeicher in verschiedenen europäischen Ländern in Planung sind, bestehen in der Schweiz keine grösseren Kapazitäten. Metall-Feststoffspeicher befinden sich im experimentellen Stadium.

Skalierbarkeit Saisonale chemische Speicher benötigen deutlich grössere Speichervolumina und leistungsfähigere Umwandlungs- sowie Rückverstromungskapazitäten als Kurzfristspeicher. Sie sind daher nur begrenzt modular und erfordern eine umfassende Planung sowie langfristige Investitionen. Zudem wird die Skalierbarkeit von Kavernenspeichern durch geologische Voraussetzungen und den Koordinationsaufwand für Infrastrukturprojekte dieser Grössenordnung eingeschränkt.

Ausbaustand und -pfad Es gibt in der Schweiz keine grossen Langzeitspeicher für Methan, Wasserstoff oder feste Metall-Energieträger. Nur für flüssige Brenn- und Treibstoffe existieren umfassende Speicherkapazitäten in Form strategischer Pflichtlager. Aufgrund mangelnder Technologiereife (Power-to-X, Metallspeicher) sowie aufwändiger Planungs- und Finanzierungsverfahren (Methanspeicher) ist es wenig wahrscheinlich, dass bis 2035 grössere saisonale chemische Speicher in Betrieb genommen werden können. Das Potenzial für das Jahr 2050 hängt massgeblich von förderlichen Rahmenbedingungen ab.

ÖKONOMIE

Wirtschaftlichkeit Für saisonale Methanspeicher im Inland sind die Investitionskosten aufgrund der notwendigen Infrastruktur sehr hoch, während die Nutzung mit ein bis zwei Lade-/Entladezyklen pro Jahr gering ausfällt. Im Ausland werden saisonale Methanspeicher bereits kommerziell genutzt. Die wirtschaftliche Bewertung weiterer Lösungen wie eMethanol oder Metallspeichern ist noch offen.

Finanzierbarkeit und Marktfähigkeit Saisonale chemische Speicher sind im Inland derzeit nur mit substanziel-

ler staatlicher Förderung marktfähig. Diese Förderung müsste als Beitrag zur Versorgungssicherheit in Krisensituationen geleistet werden. Private Investitionen sind nur unter einem verlässlichen regulatorischen Rahmen und unter geeigneten Anreizen auszulösen.

Systemdienlicher Einsatz Anders als Kurzfristspeicher, die Netzschwankungen ausgleichen, können saisonale chemische Speicher einen zentralen Beitrag zur Energieversorgung im Winterhalbjahr leisten. Dies, indem sie als strategische Reserve bei Spitzenlasten, unerwarteten Wetterlagen sowie Verbrauchsabweichungen dienen.

POLITIK, ÖKOLOGIE UND GESELLSCHAFT

Rechtsrahmen/Regulierung Der zurzeit sehr unklare Rechtsrahmen für saisonale chemische Speicher behindert deren Entwicklung massgeblich. Klare regulatorische Rahmenbedingungen sind insbesondere für den Bau und Betrieb von Gasspeichern in der Schweiz bis spätestens 2028 anzustreben. Zudem ist die Förderung von Power-to-X-Umsetzungsprojekten im Rahmen des Bundesgesetzes über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit explizit zu ermöglichen.

Umweltverträglichkeit Die Umweltverträglichkeit chemischer Speicher hängt primär davon ab, ob sie mit erneuerbaren Energieträgern befüllt werden. Deren Anteil wird bis 2050 kontinuierlich zunehmen. Die Umweltverträglichkeit der notwendigen Anlagen/Bauten ist dagegen im Einzelfall zu beurteilen und hängt massgeblich von der Technologie und von der Standortwahl ab.

Gesellschaftliche Akzeptanz Grundsätzlich ist die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Speicherformen gegeben, hängt aber im Einzelfall stark vom jeweiligen Projekt und von der Standortwahl ab.

LIMITIERENDE FAKTOREN

Rohstoffverfügbarkeit Inländische Biomasse zur Erzeugung von Biogas ist nur begrenzt verfügbar. Das inländische Biogaspotenzial wird auf 4 bis 5 TWh geschätzt. Da die in der Schweiz nachgefragten Mengen im europäischen Massstab gering sind, ist die Rohstoffverfügbarkeit von Biomasse im europäischen Kontext jedoch grundsätzlich gegeben. Power-to-X-Technologien sind vor allem vom Vorhandensein von Überschussstrom im Inland oder ganzjährig günstigem Strom im Ausland abhängig. Durch eine intelligenteren Steuerung der Stromnetze könnten diese Schwankungen künftig reduziert werden.

Flächenbedarf Der Flächenbedarf chemischer Energiespeicher ist im Verhältnis zur gespeicherten Energie-

menge vergleichsweise gering und stellt somit keinen wesentlichen limitierenden Faktor dar.

● FAZIT UND BEWERTUNG

Chemische saisonale Speicher können nebst ihrer Rolle als strategische Reserve für Krisensituationen auch einen zentralen Beitrag zur Energieversorgung im Winterhalbjahr leisten. Für flüssige Treib- und Brennstoffe existieren die notwendigen Speicherkapazitäten bereits. Speichertechnologien für gasförmige Energieträger werden in der Schweiz noch nicht angewendet – sind im Ausland aber bereits etabliert und werden kommerziell genutzt. Für den Bau und Betrieb inländischer Gasspeicher sind in der Schweiz zeitnah klare regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, denn für den Aufbau einer entsprechenden Speicherinfrastruktur bis 2035 müssten die Investitionsentscheidungen bereits bis spätestens 2028 getroffen werden. Unter der Voraussetzung, dass ideale Rahmenbedingungen gegeben sind, könnten bis 2050 inländische Kapazitäten zur chemischen saisonalen Speicherung in Kombination mit den bereits existierenden Speicherkapazitäten im nahen Ausland zur Versorgungssicherheit der Schweiz beitragen.

Mitwirkende Organisationen und Fachleute

Dr. Cristina Antonini | Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG

Dr. Vincent Badoux | Geothermie-Schweiz

Prof. Dr. Luca Baldini | ZHAW Zurich University of Applied Sciences

Marc Emmisberger | eSpectrum AG

Prof. Dr. Markus Friedl | OST – Ostschweizer Fachhochschule

Dr. Gianfranco Guidati | ETH Zürich, Energy Science Center ESC

Dr. Michel Haller | OST – Ostschweizer Fachhochschule

Andreas Hurni | Thermische Netze Schweiz

Pierre-Yves Ledermann | Alpiq AG

Thomas Nordmann | TNC Consulting AG

Stephan Osterwald | Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG

Maja Schoch | Swissolar

Marius Wiher | Energie 360° AG

Dr. Oliver Wimmer | aeesuisse

Über das Forum Energiespeicher Schweiz

Das Forum Energiespeicher Schweiz (FESS) ist eine Fachgruppe der aeesuisse, dem Dachverband der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Gemeinsam mit seinen Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft setzt sich das FESS für die konsequente Umsetzung der Schweizer Energiestrategie 2050 ein und unterstützt damit die Transformation hin zu einem Versorgungssicheren, kosteneffizienten und klimaneutralen Gesamtenergiesystem. Als interdisziplinärer Think Tank und Dialogplattform verfolgt das FESS das Ziel, Politik und Gesellschaft evidenzbasiertes Wissen über die Bandbreite der Speichertechnologien und die für deren systemdienlichen Einsatz erforderlichen regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen zugänglich zu machen.

