



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

**Schlussbericht** 12. Dezember 2013

---

# **Energiespeicher in der Schweiz**

Bedarf, Wirtschaftlichkeit und  
Rahmenbedingungen im Kontext der  
Energiespeicherstrategie 2050

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Energie – Wirtschaft - Gesellschaft  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

KEMA Consulting GmbH  
Kurt-Schumacher-Str. 8  
D-53113 Bonn  
[www.dnvkema.com](http://www.dnvkema.com)

**Autoren:**

Hewicker, Christian, KEMA Consulting GmbH, [christian.hewicker@dnvkema.com](mailto:christian.hewicker@dnvkema.com)  
Raadschelders, Jillis, KEMA NV, [jillis.raadschelders@dnvkema.com](mailto:jillis.raadschelders@dnvkema.com)  
Werner, Oliver, KEMA Consulting GmbH, [oliver.werner@dnvkema.com](mailto:oliver.werner@dnvkema.com)  
Ebert, Michael, KEMA Consulting GmbH, [michael.ebert@dnvkema.com](mailto:michael.ebert@dnvkema.com)  
Engelhardt, Christian, KEMA Consulting GmbH, [christian.engelhardt@dnvkema.com](mailto:christian.engelhardt@dnvkema.com)  
Dr. Mennel, Tim, KEMA Consulting GmbH, [tim.mennel@dnvkema.com](mailto:tim.mennel@dnvkema.com)  
Dr. Verhaegh, Nynke, KEMA NV, [nynke.verhaegh@dnvkema.com](mailto:nynke.verhaegh@dnvkema.com)

**Begleitgruppe**

Andreas, Zuettel, Empa  
Felix, Nipkow, Energiestiftung  
Hans-Joerg, Holenstein, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)  
Marek, Zima, swissgrid  
Heinrich, Schwendener, Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG)  
Carsten, Boekstiegel, ECom  
Stefan, Linder, ABB  
Thomas, Bettler, Bundesamt für Umwelt  
Turhan, Demiray, Forschungsstelle Netze ETH

Aurelio, Fetz, Bundesamt für Energie  
Michael, Moser, Bundesamt für Energie  
Matthias, Galus, Bundesamt für Energie  
Olivier, Baillifard, Bundesamt für Energie

**BFE-Bereichsleiter** Nicole Mathys / **BFE-Programmleiter** Nicole Mathys  
**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** SI/500805-01 / 810000227

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

## Abstract

Das vorliegende Projekt untersuchte den potentiellen Beitrag von Speichertechnologien zum Umbau der Stromversorgung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Hierbei wurden in einem ersten Schritt die Eigenschaften und Kosten potenzieller Speichertechnologien beschrieben bzw. für deren zukünftige Entwicklung abgeschätzt. Der zweite Teil der Studie untersuchte den technisch bedingten Speicherbedarf in der Stromversorgung. Drittens wurden zukünftige Anwendungsgebiete, der Einfluss von Stromspeichern auf den Strommarkt und ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Die Studie erarbeitete zudem Vorschläge für Rahmenbedingungen, damit Speicher ihren Beitrag zum Umbau der Schweizer Energieversorgung bis 2050 leisten können.

Die Studie zeigt, dass neben traditionellen Pumpspeichern mittlerweile eine Reihe anderer Technologien zur Verfügung stehen bzw. absehbar kommerziell zur Verfügung stehen werden. Die meisten Technologien sind auf kurzfristige Anwendungen (Stunden bis max. mehrere Tage) begrenzt, mit Ausnahme der Power-to-Gas Technologie sowie potenziell saisonaler Wärmespeicher. Der Einsatz dieser Technologien ist in den meisten Fällen durch hohe Kapitalkosten begrenzt, wobei insbesondere bei Batteriespeichern eine erhebliche Kostendegression erwartet wird.

Die Studie zeigt, dass ein grossflächiger Einsatz neuartiger Energiespeicher in der Schweiz erst langfristig, d.h. im Zeitraum nach 2035, erforderlich bzw. sinnvoll erscheint. Ein möglicher Bedarf ist dabei vor allem in ländlichen Gegenden mit einem hohen Anteil an Photovoltaik zu erwarten. Energiespeicher sind nicht die einzige Möglichkeit zur Integration dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energien. Dennoch erscheint es wahrscheinlich, dass dezentrale Kleinspeicher in Verteilnetzen aus volkswirtschaftlicher Sicht in manchen Fällen die kostengünstigste Variante darstellen können. Zwar ist davon auszugehen, dass derartige Speicher zunehmende Deckungsbeiträge im Grosshandels- und Regelleistungsmarkt erwirtschaften können. Dennoch erscheint fraglich, ob diese zur Deckung der Kapitalkosten ausreichen.

Angesichts des erst langfristig zu erwartenden Bedarfs wäre eine direkte Förderung durch Subventionen oder Investitionszuschüsse aus Sicht der Studie derzeit nicht gerechtfertigt. Stattdessen wird eine Förderung von Forschung und Entwicklung empfohlen, mit Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Speichern in Niederspannungsnetzen sowie allenfalls saisonalen Technologien (Wärmespeicher bzw. Power-to-Gas). Daneben sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass sie eine Gleichbehandlung von Energiespeichern mit anderen Technologien gewährleisten, insbesondere mit Blick auf die Ausgestaltung der Netzentgelte sowie bei der allfälligen Einführung eines Kapazitätsmechanismus in der Schweiz. Zudem sollten Massnahmen erwogen werden, damit dezentrale Speicher im Eigentum von Marktteilnehmern zum Engpassmanagement in Verteilnetzen beitragen können.

Nachfolgend werden die Zielsetzung der Studie, das Vorgehen und die wesentlichen Ergebnisse in den drei Teilbereichen sowie die wichtigsten Schlussfolgerungen und Empfehlungen dargelegt.

## INHALT

Seite

<b>Kurzfassung des Berichts .....</b>	<b>1</b>
<b>Résumé de l'étude «Le stockage de l'énergie en Suisse: besoins, rentabilité et conditions-cadres dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050» .....</b>	<b>14</b>
<b>Einleitung und Vorbemerkungen .....</b>	<b>30</b>
1          Hintergrund und Methodik.....	30
1.1      Energiepolitischer Hintergrund – Energiestrategie 2050 .....	30
1.2      Aufbau der Untersuchung: Ausgangslage und Fragestellung.....	31
1.3      Aufbau der Untersuchung: Methodik und Vorgehen .....	32
<b>Modul A – Energiespeicher .....</b>	<b>34</b>
2          Stromspeicher .....	35
2.1      Einführung.....	35
2.2      Technische Kennwerte von Stromspeichern .....	37
2.3      Energieformen und ihre technische Nutzung zur Stromspeicherung .....	39
2.4      Vergleich grundlegender technischer Eigenschaften.....	45
2.5      Funktionen der Stromspeicher.....	49
2.6      Kostenstruktur der Speichertechnologien.....	56
3          Wärmespeicher .....	67
3.1      Einführung.....	67
3.2      Wärmespeichertechnologien und ihre Eigenschaften.....	68
3.3      Anwendungen von Wärmespeichern.....	73
3.4      Kostenstruktur von Wärmespeichern .....	76
4          Zusammenfassung Modul A.....	79
<b>Modul B – Prognose des Schweizerischen Speicherbedarfs .....</b>	<b>82</b>
5          Ansatz und Methodik.....	82
5.1      Einleitung .....	82
5.2      Szenarien .....	83
5.3      Methodik .....	84
5.4      Modellierung .....	94
6          Analyse und Modellierungsergebnisse .....	98
6.1      Netzebene 6 & 7.....	98
6.2      Modellierungsergebnisse.....	108
6.3      Dezentrale Speicherlösungen .....	114
6.4      Speicher auf Systemebene.....	117
7          Zusammenfassung Modul B .....	117

<b>Modul C – Netze, Märkte und Handlungsempfehlungen</b> .....	<b>119</b>
8 Ansatz und Modellierung .....	119
8.1 Formulierung der zentralen Fragen des Kapitels .....	119
8.2 Vorgehen und Annahmen.....	123
9 Beteiligung der Speicher im Strommarkt .....	135
9.1 Vermarktung von Speichern.....	135
9.2 Teilnahme der Speichieranlagen im Marktmodell.....	137
9.3 Prognose der Auswirkungen auf den Energiemarkt .....	140
10 Auswirkungen auf das Energiesystem.....	143
10.1 Versorgungssicherheit .....	143
10.2 Beitrag zur EE-Integration .....	144
10.3 Wettbewerb und Synergien zwischen verschiedenen Speichertechnologien .....	147
10.4 Smart Grids: Speicher, Demand-Side-Management und flexible Erzeugung .....	150
11 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern.....	151
11.1 Erlöse im Spotmarkt, Regenergiemarkt, Systemdienstleistungen .....	151
11.2 Betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Perspektive der Kosten und Nutzen (Deckungsbeiträge – Profitabilität) .....	161
11.3 Auswirkungen auf weitere Akteure: Erzeuger und Konsumenten .....	169
12 Schlussfolgerungen und Empfehlungen .....	174
12.1 Rahmenbedingungen für Zubau und Einsatz von Speichern im Schweizer Stromsystem .	174
12.2 Diskussion möglicher regulatorischer Massnahmen .....	176
12.3 Empfehlungen zur Forschungs- und Entwicklungsförderung bei Speichertechnologien ...	183
<b>Stromspeichertechnologien.....</b>	<b>185</b>
A.1. Pumpspeicher.....	185
A.2. Druckluftspeicher .....	188
A.3. Blei-Säure-Batterien .....	190
A.4. Natrium-Schwefel-Batterien.....	192
A.5. Batterien auf Nickel-Cadmium- und Hybrid- Basis .....	194
A.6. Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (Zebra).....	195
A.7. Vanadium-Redox-Fluss-Batterien (VRFB).....	197
A.8. Lithium-Ionen-Batterien.....	199
A.9. Superkondensatoren.....	201
A.10. Schwungräder .....	202
A.11. Power-to-Gas .....	203
A.12. Elektrothermische Energiespeicherung .....	206
<b>Wärmespeichertechnologien .....</b>	<b>207</b>
A.13. Sensible Speicher - allgemein.....	207
A.14. Sensible Speicher - Grossspeicher.....	208
A.15. Latente Wärmespeicher .....	210
A.16. Thermo-chemische Speicher .....	211

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

	Seite
Abbildung 1: Gesamtbetriebskosten mit (grau) und ohne (schwarz) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien, unter der Annahme von einem Speicherzyklus pro Tag (Quelle: DNV KEMA).....	4
Abbildung 2: Projektion der Kostenentwicklung verschiedener Speichertechnologien (Quelle: DNV KEMA).....	5
Abbildung 3: Vermiedene Abregelung Erneuerbarer Energien durch dezentrale Speicher .....	8
Abbildung 4: Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern .....	9
Abbildung 5 Typische Entladedauer eines Speichers nach Technologien .....	46
Abbildung 6 Wirkungsgrad verschiedener Stromspeichertechnologien .....	47
Abbildung 7 Lebenszeiten verschiedener Speichertechnologien .....	48
Abbildung 8: Weltweit installierte Kapazität an Stromspeichern .....	49
Abbildung 9: Kapitalkosten der Speicheranlagen mit ( <i>schwarz</i> ) und ohne ( <i>grau</i> ) Kosten der Netzeinbindung .....	58
Abbildung 10: Annahmen zur Lebensdauer der Speichertechnologien für die Gesamtbetriebskosten ..	59
Abbildung 11: Gesamtbetriebskosten mit ( <i>grau</i> ) und ohne ( <i>schwarz</i> ) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien .....	61
Abbildung 12: Annualisierte Fixkosten verschiedener Speichertechnologien in Abhängigkeit der Anzahl der Speicherzyklen je Tag .....	62
Abbildung 13: Fixkosten pro Stromumsatz (kWh) verschiedener Speichertechnologien in Abhängigkeit der Anzahl der Speicherzyklen je Tag.....	63
Abbildung 14: Projektion der Kostenentwicklung verschiedener Speichertechnologien .....	64
Abbildung 15: Kostenstruktur von Lithium-Ionen Zellen (Stand 2012).....	66
Abbildung 16: Übersicht über verschiedene technische Optionen der Wärmespeicherung.....	69
Abbildung 17: Vergleich der Wirkungsgrade verschiedener Wärmespeichertechnologien.....	72
Abbildung 18: Vergleich der Wärmekapazitäten verschiedener Wärmespeichermedien .....	73
Abbildung 19: Installationskosten für kleine Wärmespeicher .....	77
Abbildung 20: Spezifische Installationskosten für grosse Wärmespeicher.....	78
Abbildung 21: Netzebenen.....	85
Abbildung 22: Exemplarisches Belastungsprofil des Transformators bei Rückspeisung .....	95
Abbildung 23: Schematische Darstellung des NS-Spannungsbandes .....	96
Abbildung 24: Residuallastprofile im Tagesverlauf, Sommerwoche für NEP/CE 2050, ländlich.....	99
Abbildung 25: Residuallastprofile im Tagesverlauf, Sommerwoche, NEP/CE 2050, ländlich, mit Wasserkraft .....	99

Abbildung 26: Kumulierte Energiemenge für ausgewählte Überlastungsereignisse .....	100
Abbildung 27: Energiemenge je Überlastungsereignis sortiert nach Ereignisdauer, NEP/CE 2050 ländlich.....	101
Abbildung 28: Korrelation von Speicherleistung und Energiemenge je Zyklus, NEP/CE 2050, ländlich	102
Abbildung 29: Spannungsverlauf entlang der Leitungslänge des Niederspannungsstranges .....	103
Abbildung 30: Nicht nutzbare Energiemenge in Abhängigkeit der Speicherparameter .....	105
Abbildung 31: Grenznutzen der Speicherleistung (bei konstanter Speicherkapazität) .....	106
Abbildung 32: Grenznutzen der Speicherkapazität (bei konstanter Speicherleistung) .....	106
Abbildung 33: Exemplarische Darstellung der Erzeugung durch dargebotsabhängige Energieträger und des Verbrauchs in einer Sommerwoche, POM/C&E, 2050 .....	113
Abbildung 34: Entwicklung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien .....	122
Abbildung 35: PLEXOS Ansatz für die Modellierung von Elektrizitätsmärkten .....	124
Abbildung 36: Geographische Darstellung des europäischen Marktmodells.....	125
Abbildung 37: Modellierung der Verteilnetze im Strommarktmodell .....	127
Abbildung 38: Jahresenergiemengen der Erzeugung .....	128
Abbildung 39: Energieträger zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs gemäss Energieperspektiven .	129
Abbildung 40: Überblick über die Szenarien und den Entwicklungspfad .....	130
Abbildung 41: Übertragungskapazitäten der Schweiz in 2020 .....	133
Abbildung 42: Ausgespeicherte Strommengen für die Schweiz .....	138
Abbildung 43: Bereitstellung positiver und negativer Sekundär (SRL)- und Tertiärreserveleistung (TRL) .....	139
Abbildung 44: Preisdauerkurven der stündlichen Strommarktpreise mit (links) und ohne (rechts) dezentrale Speicher .....	141
Abbildung 45: Preisdauerkurven im Szenario für das Jahr 2035 mit und ohne die PSKW Lago Bianco und Grimsel , NEP C&E .....	142
Abbildung 46: Vermiedene Abregelung durch Integration dezentraler Speicher .....	145
Abbildung 47: Verbleibende Abregelung mit Speichern .....	146
Abbildung 48: Preiskurve im Tagesverlauf, Jahr 2020 .....	153
Abbildung 49: Preiskurve im Tagesverlauf, Jahr 2050 .....	154
Abbildung 50: Durchschnittlicher Tageslastgang der Erzeugung und Einspeicherung der dezentralen Speichersysteme, Jahr 2050 .....	155
Abbildung 51: Durchschnittlicher realisierter Preisspread der dezentralen Speichersysteme .....	155
Abbildung 52: Anzahl der Speicherzyklen der dezentralen Speicher pro Jahr .....	157
Abbildung 53:Gegenüberstellung der Preisdauerkurven für ein ländliches Verteilnetz mit hoher angeschlossener PV-Leistung mit und ohne Speicher und der Gesamtschweiz, exemplarische Woche im Juni 2050 .....	158

Abbildung 54: Spotmarkterlöse von Speichern ohne (links) und mit (rechts) Netzengpass .....	159
Abbildung 55: Jahresdauerlinie der Strommarktpreise POM/E und POM/C&E, 2050 .....	160
Abbildung 56: Profitabilität dezentraler Speicher .....	163
Abbildung 57: Preis-Jahresdauerlinie der Sensitivität NEP/C&E Gaspreis plus, 2050 .....	165
Abbildung 58: Szenarienvergleich der Profitabilität der Speicher im Jahr 2050 .....	166
Abbildung 59: Durchschnittliche Elektrizitätspreise mit Speichern links) und ohne Speicher (rechts)	169
Abbildung 60: Stromerzeugung und Deckungsbeiträge im Jahr 2050 im Vergleich mit und ohne dezentrale Speicher (ausgewählte Schweizer Produzenten) .....	171
Abbildung 61: Vergleich der Erlöse aus Stromaussenhandel im Jahr 2050 mit und ohne dezentrale Speicher .....	172
Abbildung 62: Theoretische Deckungsbeiträge der dezentralen Speicher nach Anpassung der Preiskurve zur Deckung der Investitionskosten konventioneller Kraftwerke .....	174
Abbildung 63: Übersicht von spezifischen Investitionskosten von Pumpspeicherprojekten .....	187
Abbildung 64: Übersicht über spezifische Investitionskosten verschiedener Grossspeicher .....	209

## TABELLENVERZEICHNIS

	Seite
Tabelle 1: Übersicht über mögliche Anwendungen von Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer .....	3
Tabelle 2: Vergleich technischer Parameter verschiedener Batterietechnologien .....	42
Tabelle 3: Typische Speicheranwendungen im Stromversorgungssystem .....	53
Tabelle 4: Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer .....	55
Tabelle 5: Annahmen zur Normalisierung der Gesamtbetriebskosten .....	60
Tabelle 6: Projektion der Kostenentwicklung für Speichertechnologien in [CHF/kWh] .....	67
Tabelle 7: Eigenschaften verschiedener Wärmespeichertechnologien .....	71
Tabelle 8: Übersicht über Anwendungen von Wärmespeichern und eingesetzte / einsetzbare Speichertechnologien .....	75
Tabelle 9: Überblick über Kosten verschiedener Wärmespeicher .....	76
Tabelle 10: Übersicht der betrachteten Kombinationen aus Szenarien und Stromangebotsvarianten ...	84
Tabelle 11: Höchstlastanteile der Niederspannungsanschlüsse .....	87
Tabelle 12: Kennzahlen der Referenznetze .....	88
Tabelle 13: Anzahl und Aufteilung der schweizerischen Ortsnetztransformatoren .....	89
Tabelle 14: PV-Aufteilung auf Gebäudetypen und durchschnittliche Kapazitäten .....	90
Tabelle 15: Wasserkraft-Aufteilung auf Netzebenen und durchschnittliche Kapazitäten .....	91



Tabelle 16: Wärme-Kraft-Kopplung: Aufteilung auf Netzebenen und durchschnittliche Kapazitäten	91
Tabelle 17: PV-Leistung (in kW) je Referenznetz	93
Tabelle 18: Speicherbedarf im Verteilnetz, NEP/CE & NEP/E	109
Tabelle 19: Speicherbedarf auf Netzebene 6 & 7, POM/CE & POM/E	110
Tabelle 20: Speicherbedarf auf Netzebene 6 & 7, WWB/C	111
Tabelle 21: Vermeidung von Abregelung durch Speicher im Verteilnetz	112
Tabelle 22: Theoretischer Speicherbedarf auf Systemebene ohne und mit grenzüberschreitendem Austausch, 2050	114
Tabelle 23: Annahmen zum Regelleistungsbedarf in der Schweiz	132
Tabelle 24: Primärenergieträger- und CO <sub>2</sub> -Preise für den Zeitraum 2010 – 2050 für die drei Hauptszenarien WWB/C, POM/CE und NEP/CE	134
Tabelle 25: Sensitivitätsrechnungen der 3 Hauptszenarien	135
Tabelle 26: Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer	149
Tabelle 27: Energiespeicherdichte verschiedener Grosswärmespeichertechnologien	208
Tabelle 28: Vergleich der Eigenschaften von Salzhydraten und Paraffinen als Wärmespeichermedien	210

# Kurzfassung des Berichts

---

## **Ausgangslage und Auftrag**

Der Bundesrat hat am 04.09.2013 in einer Botschaft an das Parlament geplante Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie 2050 vorgestellt. Der Energiespeicherung kommt im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Rolle zu. Da die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen zeitlich nicht notwendigerweise mit dem Verbrauch zusammenfällt, besteht ein verstärkter Bedarf an der Zwischenspeicherung von (elektrischer) Energie. Die Energiespeicherung soll dabei zum einen durch Forschungsförderung zum anderen durch Anpassung des regulatorischen Rahmens für den Strommarkt weiter entwickelt werden.

Die vorliegende Studie liefert einen Beitrag zur Diskussion um die Rolle von Stromspeichern im Rahmen der Energiestrategie 2050. Insbesondere werden die folgenden Fragen adressiert:

- Wie hoch ist der Bedarf an verschiedenen Speichertechnologien im zeitlichen Horizont der Energiestrategie 2050?
- Können Speicher wirtschaftlich betrieben werden?
- Wie müssen die Rahmenbedingungen ausgestaltet werden, damit Speicher ihren Beitrag zum Umbau der Schweizer Energieversorgung bis 2050 leisten können?

Die Studie gliederte sich dabei in drei einzelne Module. Im ersten Projektmodul erfolgte eine Bestandsaufnahme und eine Projektion der Entwicklung von Speichertechnologien. Darauf aufbauend untersuchte das zweite Modul den technischen Bedarf an Energiespeichern in der Stromversorgung. Im abschliessenden Modul wurden zukünftige Anwendungsgebiete von Speichern auf den verschiedenen Netzebenen und deren Wirtschaftlichkeit untersucht sowie Empfehlungen für die zukünftige Ausgestaltung der Rahmenbedingungen erarbeitet.

Der Schwerpunkt der Studie lag dabei auf denjenigen Technologien zur Energiespeicherung, die bislang nicht oder nur in begrenztem Umfang in der leitungsgebundenen Stromversorgung verwendet wurden. Die für die Schweiz traditionell wichtigen Pumpspeichieranlagen werden in einem separaten Gutachten des BFE untersucht.

## **Stromspeicher – Technologieüberblick und potenzielle Anwendungen**

Die Speicherung von Elektrizität in der öffentlichen Stromversorgung wird bis heute von Pumpspeichieranlagen dominiert, welche rund 99% der weltweit installierten Leistung repräsentieren. Diese Technologie ist gut bekannt und seit Jahrzehnten im Einsatz, nicht zuletzt in der Schweiz. Ihr Ausbau ist jedoch an geographische Bedingungen gebunden. Neben Pumpspeichieranlagen sind heute weltweit auch zwei Druckluftspeicher sowie verschiedene Batterietechnologien im kommerziellen Einsatz. Andere Speichertechnologien befinden sich in der Entwicklung, einige davon in einer fortgeschrittenen Pilotphase, so dass diese absehbar kommerziell zur Verfügung stehen werden.

Da elektrische Energie nicht direkt gespeichert werden kann, erfordert die Stromspeicherung physikalisch gesehen die temporäre Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger. Im Rahmen dieser Studie wurden dabei die nachfolgenden Energieträger bzw. Technologien betrachtet:

- Chemische Energieträger:
  - Verschiedene Arten von Batterien, wie z.B. traditionelle Blei-Säure-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien und eine Vielzahl anderer Technologien (Nickel-Metallhydrid und Nickel-Cadmium, Natrium-Nickelchlorid, Natrium-Schwefel, Redox-Fluss-Batterien),
  - „Power-to-Gas“, d.h. die Umwandlung von Strom in synthetischen Wasserstoff bzw. Methan (Power-to-Hydrogen und Power-to-Methane),
- Kinetische Energie, d.h. mittels Druckluftspeichern oder von Schwungrädern,
- Elektrostatische oder elektromagnetische Energie (Superkondensatoren und Spulen),
- Thermische Energie (elektrothermische Speicher)

Die Speichertechnologien unterscheiden sich dabei neben den verwendeten Energieträgern insbesondere im Hinblick auf eine Reihe technischer Eigenschaften. Für den Einsatz in der Stromversorgung sind dabei vor allem die Speicherkapazität, die Speicherleistung, der Wirkungsgrad sowie ggf. die Reaktionsgeschwindigkeit und die Lebenszeit bzw. Alterung relevant. Die Speicherkapazität bezeichnet dabei die maximale Energiemenge, die durch den Speicher gespeichert werden kann, während die Speicherleistung die maximal durch den Speicher zur Verfügung gestellte Entladeleistung<sup>1</sup> bezeichnet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Entladeleistung oder der Wirkungsgrad nicht notwendigerweise konstant sind, sondern sich z.B. in Abhängigkeit des Ladezustandes, des Alters oder der Speicherzyklen (s.u.) verringern können.

In der Praxis werden bezüglich der Grösse eines Speichers mehrere Leistungsklassen unterschieden, die sich auf die maximal verfügbare Entladeleistung beziehen. Die Bandbreite reicht dabei von Mikrospeichern, die in dezentralen Anwendungen zum Einsatz kommen, über mittelgrosse Speicher in der Mittel- und Hochspannungsebene bis hin zu Grossspeicheranlagen, die an die Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Analog lassen sich auch verschiedene Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern identifizieren. Diese reichen von der ultrakurzfristigen Speicherung im Bereich von wenigen Sekunden bis Minuten zur Spannungs- und Frequenzhaltung über die klassische Tagesspeicherung zur Lastglättung bzw. zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bis hin zur saisonalen Speicherung.

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich, eignen sich unkonventionelle Stromspeicher, mit Ausnahme der Power-to-Gas-Technologie, ausschliesslich für kurzfristige Anwendungen. Die Mehrzahl der potenziellen

---

<sup>1</sup> Analog ist auch die (Be)ladeleistung definiert.

Speichertechnologien steht damit für den mittel- bis langfristigen Ausgleich z.B. der schwankenden Produktion aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung. Dagegen sind insbesondere Batterien sehr gut geeignet für die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Tabelle 1 zeigt ferner, dass Druckluftspeicher und Power-to-Gas grosstechnische Anlagen darstellen, welche ähnlich wie traditionelle Pumpspeicher prinzipiell nur für den Einsatz in der Hoch- und Höchstspannung in Frage kommen. Vor allem Batterien eignen sich dagegen auch für die dezentrale Speicherung in Verteilnetzen und eröffnen damit neue Anwendungsmöglichkeiten.

**Tabelle 1: Übersicht über mögliche Anwendungen von Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer**

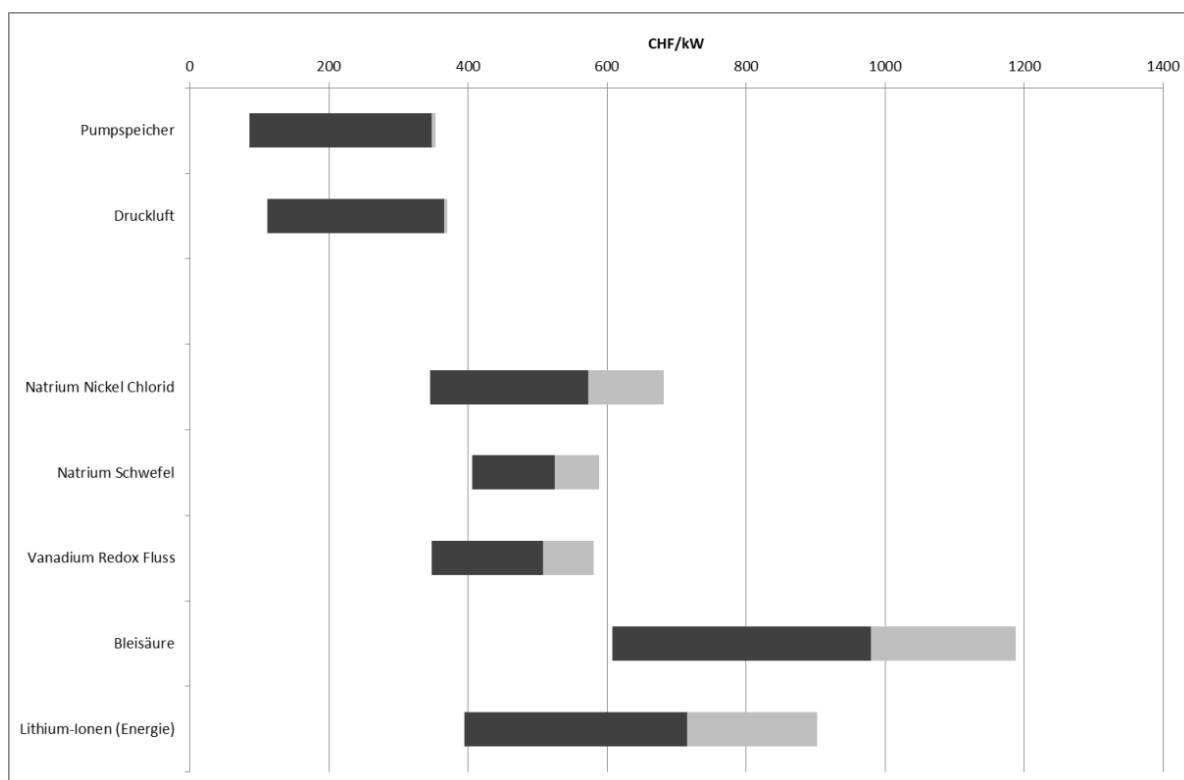
	Mikrospeicher	Kleintechnische Speicher	Mitteltechnische Speicher	Grosstechnische Speicher
	≤ 100 kW	1 - 10 MW	10 – 100 MW	100 - 1.000 MW
Monate				Power-to-Gas
Tage / Wochen			Pumpspeicher	Pumpspeicher Power-to-Gas
Stunden / Tage	Batterien	Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Minuten / Stunden	Batterien	Batterien	Elektrothermische Speicher Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Sekunden / Minuten	Superkondensatoren, Spulen	Schwungräder Batterien	Batterien (Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)

**Kostenstruktur und -entwicklung von Stromspeichern**

Die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern hängt, analog zu Produktionsanlagen, von den anfänglichen Fixkosten sowie den laufenden Betriebskosten ab. Die Betriebskosten einer Speicheranlage ergeben sich primär aus den Konversionsverlusten bei der Umwandlung elektrischer Energie in einen anderen Energieträger und der anschliessenden Rückwandlung. Sie sind damit unmittelbar abhängig vom Wirkungsgrad sowie dem Preis für den eingespeicherten Strom.

Die Fixkosten umfassen vor allem die Kapitalkosten der anfänglichen Investition. Neben den Kosten für die eigentliche Anlage sind hierbei auch die Kosten der Netzanbindung zu berücksichtigen, so dass z.B. die Kosten eines in das Stromnetz eingebundenen Batteriespeichers deutlich höher liegen können als die eigentlichen Kosten der Batterie. Im Falle von Batterien werden die Kapitalkosten zudem durch die Lebensdauer einer Anlage beeinflusst. Diese wird wesentlich von der Anzahl der Nutzungszyklen bestimmt, so dass bei der Kostenbewertung prinzipiell auch das geplante Einsatzprofil eines Batteriespeichers zu berücksichtigen ist.

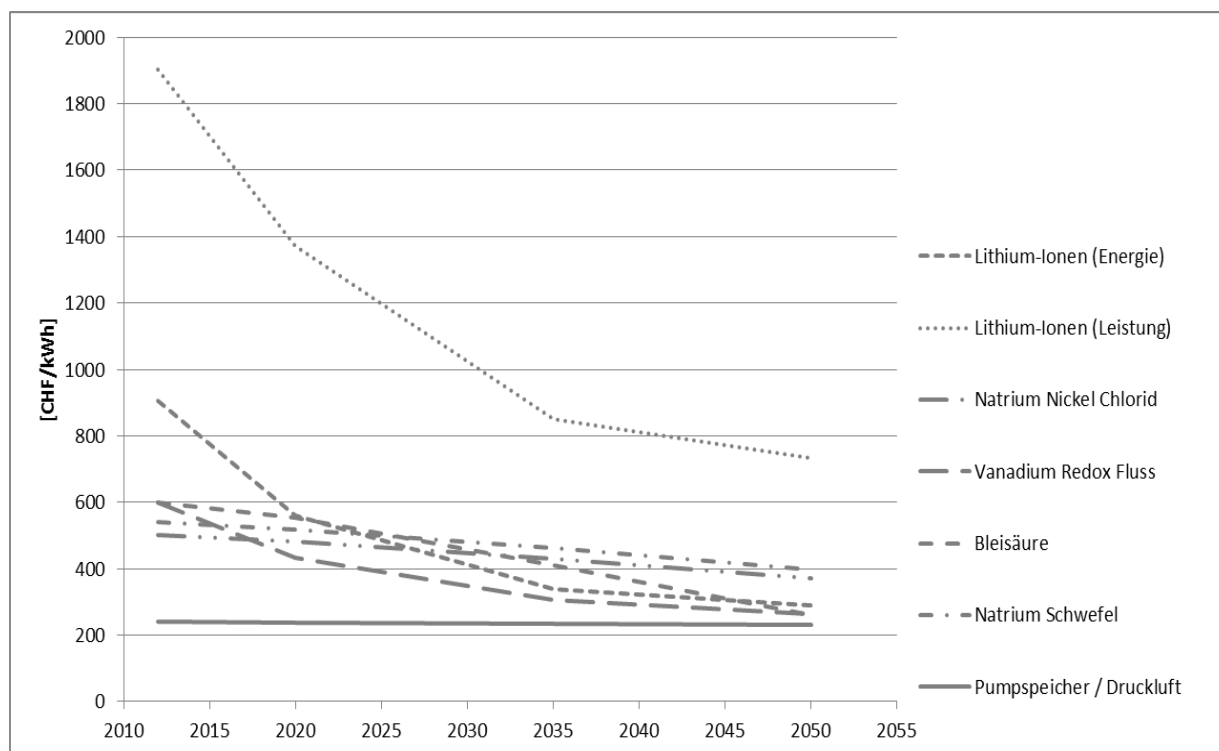
Abbildung 1 vergleicht beispielhaft die spezifischen Gesamtbetriebskosten verschiedener Speichertechnologien, ausgedrückt als Annuität je installierter Leistung (in kW). Deutlich erkennbar liegen die Kosten von Pump- und Druckluftspeichern mit etwa 350 CHF/kW/a unterhalb der Kosten der Batterietechnologien, die sich freilich untereinander auch erheblich unterscheiden. Abbildung 1 beruht dabei auf der Annahme von durchschnittlich einem Speicherzyklus pro Tag. Aufgrund des erwähnten Zusammenhangs zwischen Einsatzprofil und Lebensdauer ergäben sich z.B. für Lithium-Ionen- oder Bleisäurebatterien bei einem selteneren Einsatz niedrigere Gesamtkosten und umgekehrt.



**Abbildung 1: Gesamtbetriebskosten mit (grau) und ohne (schwarz) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien, unter der Annahme von einem Speicherzyklus pro Tag (Quelle: DNV KEMA)**

Laut der in diesem Bericht vorgestellten Prognose wird zukünftig eine deutliche Kostendegression insbesondere von Lithium-Ionen-Batterien erwartet. Eine deutliche, wenn auch weniger starke

Kostendegression wird auch für andere Batterietechnologien prognostiziert, während bei Pump- und Druckluftspeichern mit weitgehend konstanten Kosten zu rechnen ist. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, ist langfristig eine Annäherung der spezifischen Kosten von Batteriespeichern auf das Niveau von Pump- und Druckluftspeichern zu erwarten.



**Abbildung 2: Projektion der Kostenentwicklung verschiedener Speichertechnologien (Quelle: DNV KEMA)**

### Exkurs: Arten, Anwendungen und Kosten von Wärmespeichern

Der zweite Teil von Modul A behandelt die Wärmespeicherung. Hierbei unterscheidet man drei Arten: sensible Wärmespeicherung auf Basis der Temperaturveränderung des Speichermediums, latente Wärmespeicherung auf Basis der Veränderung des Aggregatzustandes des Speichermediums und thermo-chemische Speicherung, die auf reversiblen chemischen Reaktionen beruhen. Mit Abstand am weitesten verbreitet ist die sensible Wärmespeicherung auf Wasserbasis. Zu den wichtigsten Anwendungen von Wärmespeichern zählen die Unterstützung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung; sie kommen aber auch in verschiedenen industriellen Prozessen zum Einsatz. Dabei tragen sie zu einer Flexibilisierung der Wärmebereitstellung und zur effizienteren Energienutzung (etwa bei industrieller Abwärme) bei.

Im Hinblick auf die Anwendungen spielen - wie bei Stromspeichern - die Leistung und die Kapazität der Speicher eine wichtige Rolle. Das Spektrum reicht von kleinen dezentralen Speichern in Haushalten, etwa zur Warmwasserbereitstellung, bis zu Grossspeicheranlagen, z.B. in

Fernwärmesystemen. Für die Kosten ist darüber hinaus der Wirkungsgrad von Bedeutung, der – vor allem bei sensiblen Speichern - auch von der Speicherdauer abhängt. Verbreitet ist die kurz- und mittelfristige Speicherung im Bereich von einigen Stunden bis hin zu wenigen Tagen. An Grossspeicheranlagen zur saisonalen Wärmespeicherung wird derzeit geforscht: In Pilotanlagen wird hierzu erwärmtes Wasser für einige Monate z.B. in ausgeschachteten Bohrlöchern oder Aquifergestein eingelagert.

Wärmespeicher haben auch eine Bedeutung für das Stromsystem. So tragen sie zu einer Flexibilisierung der Stromerzeugung in WKK-Anlagen bei, die nicht länger wärmegeführt betrieben werden müssen. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage ist zudem überall dort möglich, wo Strom zur Wärmebereitstellung genutzt wird, wie z.B. in Wärmepumpen.

Bei den Kosten der Wärmespeicherung gibt es grosse Unterschiede zwischen den Speicherarten, aber auch in Bezug auf die Grösse der Speicheranlagen. Sensible Speicher liegen im Bereich von 0,12 bis 12 CHF/kWh Speicherkapazität, latente Speicher bei 12 – 60 CHF/kWh und thermochemische Speicher bei 12 bis 120 CHF/kWh.

### **Modul B: Technischer Speicherbedarf in der zukünftigen Stromversorgung**

Im Rahmen der Studie wurde exemplarisch der zukünftige Speicherbedarf für drei verschiedene Szenarien der Energieperspektiven 2050 abgeschätzt. Hierbei wurden idealtypische Modellnetze auf verschiedenen Spannungsebenen betrachtet, differenziert nach städtischen, vorstädtischen, ländlichen und Bergnetzen. Die Bildung dieser Niederspannungs-Modellnetze erfolgte auf Basis einer Analyse der typischen Strukturen realer Niederspannungsnetze. Für jedes Modellnetz wurden residuale Lastprofile im viertelstündlichen Raster berechnet. Zeichneten sich hierbei kritische Betriebszustände ab, wurden detaillierte Analysen sowie Simulationen der jeweiligen Netzebenen durchgeführt und der hieraus resultierende Speicherbedarf quantifiziert. Bei der Ableitung des Speicherbedarfs wurde zudem der Grenznutzen der einzelnen Speicherparameter (Speicherleistung und –kapazität) betrachtet, so dass nur sehr selten auftretende Extremfälle mit geringem Nutzen vernachlässigt wurden.

Die Analysen im Rahmen dieser Studie zeigen, dass kurz- bis mittelfristig in keinem der untersuchten Szenarien und Angebotsvarianten ein zusätzlicher Speicherbedarf besteht. Dies ist hauptsächlich auf die Annahme eines in allen Angebotsvarianten vergleichsweise geringen Zubaus an dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien bis zum Jahre 2020 zurückzuführen. Für den Zeitraum bis 2050 ist jedoch vor allem für ländliche Netze ein technisch bedingter Speicherbedarf zur Vermeidung unzulässiger Netzüberlastungen zu erwarten. Dies gilt insbesondere im Falle eines hohen Zubaus dezentraler, dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien, der lokale Überspeisungen der Verteilnetze mit einem vergleichsweise hohen Bedarf an dezentralen Speicherlösungen verursacht.

Für Verteilnetze mit einer hohen Lastdichte, d.h. vor allem im städtischen Bereich, konnte dagegen kein technisch bedingter Speicherbedarf festgestellt werden. Aufgrund der verbrauchsnahen Erzeugung und einer Netzauslegung für hohe Lasten kommen die im Rahmen der Modellierung betrachteten städtischen Netze weder in den Netzebenen 6 & 7 noch 4 & 5 an die Grenzen ihrer



Aufnahmefähigkeit. Auch die Installation von Elektrofahrzeugen führt bei den angenommenen Fahrzeugzahlen und Ladestrategien zu keinen Netzüberlastungen<sup>2</sup>. Obwohl in Einzelfällen dennoch zusätzliche Massnahmen, z.B. zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität, notwendig sein können, ist der zu erwartende Speicherbedarf in Verteilnetzen mit hoher Lastdichte aus Sicht der Studie damit als gering einzuschätzen.

### **Modul C: Methodischer Ansatz zur Bewertung von Auswirkungen auf den Strommarkt und der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern**

Die Untersuchungen im dritten Teil der Studie beruhen auf einer Simulation des schweizerischen Strommarkts auf Grundlage eines gesamteuropäischen Strommarktmodells. Analog zur Modul B wurden hierbei drei ausgewählte Szenarien aus den Szenarien der Energieperspektiven 2050 betrachtet und durch entsprechende Annahmen der sog. Energy Roadmap 2050 der europäischen Kommission ergänzt. Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des technisch bedingten Speicherbedarfs in unterlagerten Netzebenen wurden zudem die in Modul B betrachteten Modellnetze im Marktmodell integriert und die jeweiligen Speicher im Rahmen der Marktsimulation optimiert. Die Ergebnisse der Marktsimulation umfassen somit auch das Einsatzprofil und die erwarteten Erlöse der verschiedenen Speicheroptionen der betrachteten Szenarien und Stichjahre (2020, 2035 und 2050).

### **Simulationsergebnisse: Einsatz der Speicher im Strommarkt**

Gemäss der Ergebnisse der Marktsimulationen ist langfristig mit einem substantiellen Einsatz dezentraler Speicher im Grosshandelsmarkt zu rechnen. So liegt der kombinierte Kapazitätsfaktor dezentraler Speicher für Ein- und Ausspeicherung zwischen 34% und 40% der Stunden eines Jahres. Dennoch wird der Speichereinsatz auch in 2050 durch zentrale Pumpspeicher dominiert, die zudem im direkten Vergleich eine höhere Auslastung aufweisen. So weisen Pumpspeicher zwar einen wesentlich niedrigeren Wirkungsgrad auf, verfügen aber umgekehrt über deutlich höhere Speicherkapazität.

Die Modellergebnisse zeigen zudem, dass die Betriebsweise der dezentralen Speicher hauptsächlich durch die Vermarktung am Spotmarkt determiniert wird, während Sekundär- und Tertiärregelung hauptsächlich durch Speicherkraftwerke bereitgestellt werden. Allerdings werden dezentrale Speicher bis 2050 zunehmend zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung herangezogen.

Über Regelleistung hinaus können Speichieranlagen prinzipiell eine Reihe weiterer Systemdienstleistungen bereitstellen, die in der Regel vom Netzbetreiber ausgeschrieben oder kontrahiert werden. Mögliche Beispiele umfassen die Blindleistungsbereitstellung, die

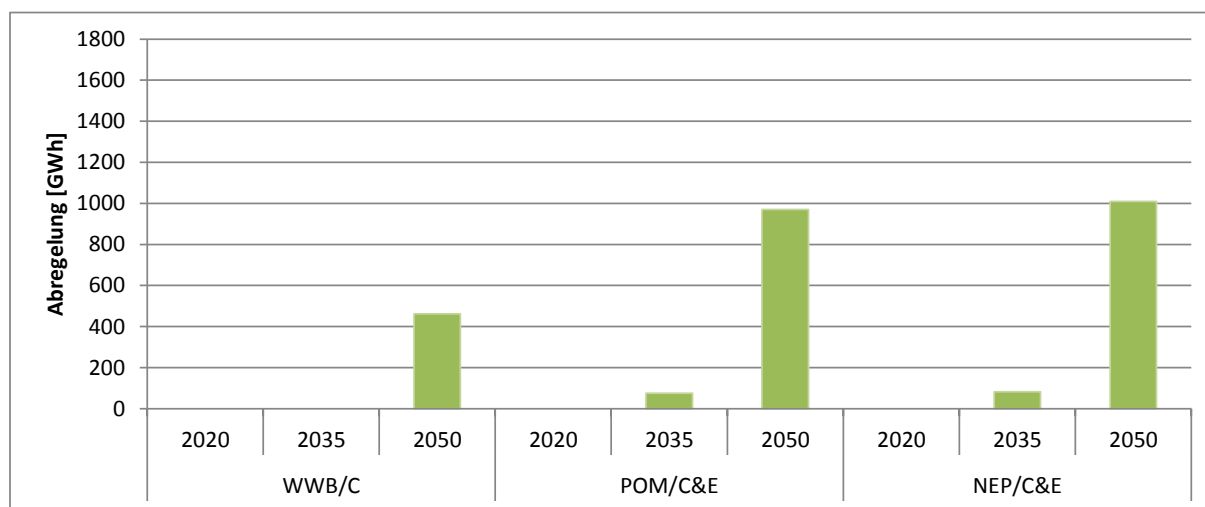
---

<sup>2</sup> Ein flächendeckender Ausbau von Schnellladesäulen, welcher in einer Sensitivität betrachtet wurde, führt ab etwa 6 Schnellladestationen pro städtischem Netzgebiet zu Überlastungen und somit zu theoretischem Speicherbedarf. Allerdings bietet es sich im Falle der von Elektrofahrzeugen verursachten Netzüberlastungen an, den im Fahrzeug integrierten Speicher durch intelligentes gesteuertes Laden als mobilen Speicher zu nutzen.



unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) oder die Reduzierung von Netzrückwirkungen und die Schwarzstartfähigkeit. Die Notwendigkeit und das Potenzial zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen durch (dezentrale) Speicher wurden im Rahmen der quantitativen Analysen jedoch nicht näher untersucht.

Insgesamt bleibt die Bedeutung dezentraler Speicher für das Schweizer Stromversorgungssystem auch im Jahr 2050 begrenzt. Dies erklärt sich aus dem hohen Mass an Flexibilität, das in der Schweiz bereits durch Speicherkraftwerke und Pumpspeicher bereitgestellt wird. Gleichwohl leisten die zugebauten dezentralen Speichieranlagen einen wichtigen Beitrag zur Integration der dezentralen Produktion aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien. Abbildung 3 zeigt, dass die Installation von dezentralen Speichern im Jahr 2050 die Aufnahme von bis zu 1 TWh an zusätzlicher Produktion aus Erneuerbaren Energien ermöglicht, welche andernfalls aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müsste. Insgesamt vermeiden dezentrale Speicher in den beiden Szenarien POM und NEP damit zwischen 40% und 50% der notwendigen Abregelung. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein erheblicher Anteil der verbleibenden Abregelung auf Ebene des Gesamtsystems anfällt und nicht durch Engpässe im Verteilnetze verursacht wird.



**Abbildung 3: Vermiedene Abregelung Erneuerbarer Energien durch dezentrale Speicher**

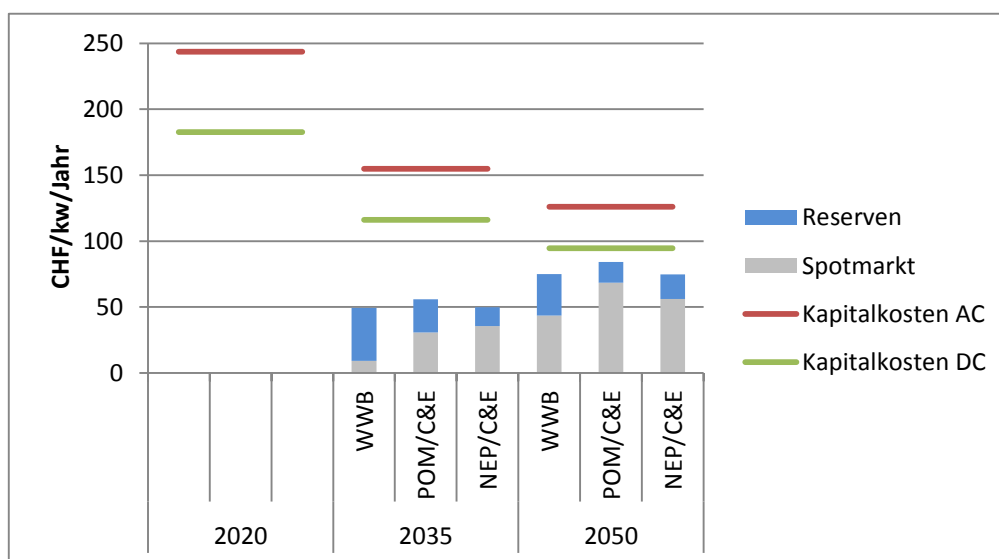
### Wirtschaftlichkeit von Speichern im Strommarkt

Auf Grundlage der Simulationsergebnisse wurden die zu erwartenden Deckungsbeiträge aus der Teilnahme am Spotmarkt und der Vorhaltung von Regelleistung<sup>3</sup> abgeschätzt und den annuitätischen Kosten von Speichersystemen auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien gegenübergestellt. Abbildung 4

<sup>3</sup> Die Aktivierung von kontrahierter Regelleistung (i.d.R. als Regelenergie bezeichnet) wurde nicht modelliert. Siehe auch 8.2.2.3 zur Modellierung der Reserven und zur Begründung, warum die Aktivierung von Regelleistung nicht modelliert wurde.

zeigt, dass die zu erwartenden Deckungsbeiträge bis zum Jahr 2050 deutlich ansteigen und in den durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien geprägten Szenarien NEP/C&E und POM/C&E ein deutlich höheres Niveau aufweisen. Weiterhin zeigt sich, dass die Speicher in den meisten Fällen den Grossteil ihrer Deckungsbeiträge aus der Vermarktung am Spotmarkt erwirtschaften. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass dezentrale Speicher in engpassbehafteten Verteilnetzen potenziell höhere Deckungsbeiträge erwarten können als zentrale Anlagen in der Hoch- und Höchstspannung.

Ungeachtet der erwarteten Kostendegression reichen die Deckungsbeiträge in Abbildung 4 nicht aus, um die jährlichen Fixkosten der Speichersysteme zu decken. Allerdings ist im Jahr 2050 lediglich eine geringe verbleibende Lücke bis zu einem profitablen Speicherbetrieb festzustellen, insbesondere im Falle von gemeinsam mit PV-Anlagen installierten Speichern auf Kundenseite, bei welchen die Kosten eines zusätzlichen Wechselrichters entfallen. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Simulationsergebnisse in einem fundamentalen Marktmodell die möglichen Erlöse eines Speichers potenziell unterschätzen und dass die in Abbildung 4 gezeigten Ergebnisse die möglichen Erlöse aus der Teilnahme am Intra-Day Markt und der Erbringung von Regelenergie vernachlässigen.



**Abbildung 4: Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern<sup>4</sup>**

Insgesamt führen die Analysen im Rahmen der Studie damit zum Schluss, dass dezentrale Energiespeicher zwar unter günstigen Umständen gewinnbringend betrieben werden können, in vielen Fällen jedoch ein erhebliches Risiko einer fehlenden Wirtschaftlichkeit aus betriebswirtschaftlicher Sicht bestehen wird.

<sup>4</sup> Ohne Einbeziehung der Erlöse aus der Teilnahme am Intra-Day Markt und der Erbringung von Regelenergie

Neben dezentralen Batteriespeichern wurde ergänzend auch die Wirtschaftlichkeit möglicher Langzeitspeicher untersucht. Die Analysen zeigen, dass z.B. Power-to-Gas Anlagen bei entsprechend hohen Benutzungsstunden die Profitabilität erreichen können. Konkret erreichen diese im Szenario NEP/C&E unter den gegebenen Preiskurven die Gewinnschwelle bei spezifischen Investitionskosten von ca. 740 CHF/kW installierter Leistung, während im Szenario POM/C&E erst bei spezifischen Investitionskosten von weniger als 375 CHF/kW mit einem profitablen Betrieb zu rechnen ist. Analoge Abschätzungen für saisonale Wärmespeicher führen zu dem Ergebnis, dass ein kostendeckender Betrieb bei einer Vergütung von ca. 9 Rappen/kWh<sub>Wärme</sub> möglich wäre. Die Verwendung dieser Technologien erscheint jedoch nur für höhere Spannungsebenen sinnvoll und erfordert ausserdem die Nutzung bzw. Errichtung einer Gas- bzw. Wärmeinfrastruktur.

### **Bewertung eines möglichen Förderbedarfs**

Wie erwähnt, besteht nach den Ergebnissen dieser Studie kurz- bis mittelfristig kein unmittelbarer Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität in der Schweiz. Dementsprechend besteht derzeit auch kein Bedarf für eine unmittelbare Förderung von Stromspeichern. Langfristig dagegen können Speicher eine sinnvolle Lösung darstellen, um die Integration einer zunehmenden Produktion aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Angesichts der unzureichenden Wirtschaftlichkeit von Speichern stellt sich somit langfristig durchaus die Frage nach einem möglichen Förderbedarf für Speicher.

Allerdings ist in diesem Zusammenhang auch zu berücksichtigen, dass Speicher nicht die einzige Möglichkeit für die Integration dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energien darstellen. Tatsächlich bestehen Alternativen, wie z.B. ein verstärkter Ausbau der Verteilnetze oder die konsequente Abregelung überschüssiger Einspeisung insbesondere von PV-Anlagen in Verbindung mit dem Bau zusätzlicher PV-Kapazitäten zum Ausgleich des entstehenden Produktionsdefizits. Nach den Analysen im Rahmen der Studie sind die geschätzten Kosten der verschiedenen Optionen dabei recht ähnlich, wenn auch mit einem möglichen Vorteil für die Variante des Speicherezubaus. Insgesamt bleibt damit unklar, inwieweit Stromspeicher langfristig tatsächlich aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendig werden. Dennoch erscheint es wahrscheinlich, dass zumindest in Teilbereichen die Installation von Stromspeichern die kostengünstigste Variante darstellt.

Eine direkte Förderung von Energiespeichern erscheint damit auch langfristig als fragwürdig, zumal eine zielgerichtete bzw. einzelfallbezogene Förderung mit hoher Komplexität verbunden wäre. Sinnvoller als eine unmittelbare Förderung von Energiespeichern wäre es daher, über eine entsprechende Ausgestaltung von Netzregulierung und Strommarktdesign faire und gleiche Wettbewerbsbedingungen („Level-Playing-Field“) für alle technischen Flexibilitätsoptionen schaffen, ohne bestimmte Technologien ex ante zu bevorzugen, als Voraussetzung für eine möglichst kostengünstige Erreichung der übergeordneten Regulierungsziele.

### **Spezifische Empfehlungen**

Auf Grundlage der vorgehend dargelegten Überlegungen und Ergebnisse empfiehlt die Studie die Massnahmen, um das Ziel eines effizienten Beitrags von Stromspeichern zum Umbau der Schweizer Energieversorgung bis 2050 zu unterstützen und insbesondere eine Gleichbehandlung von Energiespeichern mit anderen Technologien zu gewährleisten:

- Keine direkte Förderung durch Subventionen oder Investitionszuschüsse,
- Förderung von Forschung und Entwicklung, mit Fokus auf dezentralen Speichern sowie allenfalls saisonalen Technologien wie z.B. Wärmespeicher oder Power-to-Gas,
- Kein individueller Speichermechanismus, aber Berücksichtigung von Speichern im Falle der Einführung eines Kapazitätsmechanismus in der Schweiz,
- Keine spezifische Befreiung von Netzentgelten für dezentrale Speicher, aber Gewährleistung der Gleichbehandlung mit anderen Produktionsanlagen,
- Allenfalls Einführung einer dezentralen Systemdienstleistung „Engpassmanagement“,
- Keine regulierten Speicher im Eigentum von Netzbetreibern.

Wie erläutert, besteht mit kurz- bis mittelfristig kein unmittelbarer Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität in der Schweiz, so dass eine direkte Förderung nicht als zielführend erscheint. Aufgrund des langfristig zu erwartenden Nutzens wird dagegen eine zielgerichtete Forschungs- und Entwicklungsförderung für Speichertechnologien empfohlen. Der Schwerpunkt einer derartigen Förderung sollte dabei auf Technologien für den dezentralen Einsatz in Verteilnetzen liegen. Für grosse und mittelgrosse Anlagen gibt es aufgrund der Ergebnisse der Studie dagegen nur begrenzt Bedarf, allenfalls für die saisonale Speicherung, z.B. auf Grundlage der sog. Power-to-Gas Technologie oder saisonaler Wärmespeicher. Allerdings sind in beiden Fällen der mögliche Bedarf sowie die notwendigen Voraussetzungen für entsprechende Anwendungen in der Schweiz näher zu prüfen. Grundsätzlich ist zudem zu berücksichtigen, dass in vielen Ländern an Speichertechnologien geforscht wird. Für Schweizer Unternehmen bietet dieses internationale Umfeld einerseits lukrative Kooperationsmöglichkeiten und Marktchancen, die auch zur Begründung von Speicherforschung dienen können. Andererseits erscheint es damit geboten, eine mögliche Förderung von Forschung und Entwicklung in der Schweiz mit entsprechenden Aktivitäten im Ausland zu koordinieren.

In einigen Nachbarländern der Schweiz wird derzeit die Einführung sog. Kapazitätsmechanismen zur Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit als Ergänzung zum Energy-Only-Markt diskutiert bzw. geplant. Obwohl die Schweiz für die absehbare Zukunft über ausreichende Produktionsleistung verfügt, könnte die Einführung eines Kapazitätsmechanismus langfristig auch für die Schweiz zu einem Thema werden: Neben einer Vereinheitlichung des Strommarktdesigns in Mitteleuropa<sup>5</sup> ist

---

<sup>5</sup> Die Einführung einer Vergütung der Kapazitätsbereitstellung in einem einzelnen Land verbessert die Wettbewerbsposition seiner Kraftwerke im grenzüberschreitenden Stromhandel. Um gleiche

insbesondere festzuhalten, dass eine einseitige Einführung von Kapazitätsmechanismen in der EU, d.h. ausserhalb der Schweiz, zu einem Wettbewerbsnachteil für Schweizer Produzenten und Speicherbetreiber führen könnte. In Abhängigkeit von der weiteren Entwicklung in den Nachbarländern wäre es daher denkbar, dass auch in der Schweiz langfristig ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wird. Grundsätzlich wäre in einem solchen Falle darauf zu achten, dass die technischen Voraussetzungen so gefasst würden, dass auch Speichern die Teilnahme an einem – wie auch immer ausgestalteten - Kapazitätsmechanismus möglich wäre.

In der Schweiz sind Pumpspeichieranlagen von den Netznutzungsentgelten befreit. Eine generelle Einbeziehung bzw. Befreiung von Netzentgelten von Energiespeichern sollte sich an der Praxis bei der Behandlung von Produktionsanlagen, dem Einfluss der Energiespeicher auf das Netz sowie dem Ziel eines effizienten Einsatzes von Kraftwerken und Speichern orientieren. Da Produzenten in der Schweiz keine Netzentgelte (die sogenannte G-Komponente) entrichten, kann eine Entgeltspflicht nur durch den Stromverbrauch des Speichers (Einspeicherung) begründet werden. Dabei ist ein Speicher in der Regel durch seine atypische Last gekennzeichnet, d.h. seine Last ist prinzipiell gegenläufig zur (residualen) Last im Strommarkt. Dies bedeutet insbesondere, dass der Anschluss eines Speichers im Regelfall keinen zusätzlichen Netzausbau erfordert, um den Pumpbetrieb zu ermöglichen. Zudem kann das Netz in Zeiten starker Einspeisung erneuerbarer Energien durch Einspeicherung sogar entlastet werden, so dass unter Umständen sogar ein Ausbau des Netzes vermieden werden kann.

Eine isolierte Erhebung von leistungsbezogenen Netznutzungsentgelten für die Einspeicherung elektrischer Energie erscheint somit im Regelfall als nicht sachgerecht. Im Falle dezentraler Speicher gilt dies jedoch nur solange, wie ein Speicher die maximal vom Netz bereitzustellende Leistung nicht erhöht. Aufgrund der Gleichzeitigkeit der maximalen Einspeisung aus Solaranlagen mit der Hochlast während des Tages kann dies zukünftig jedoch nicht als gegeben vorausgesetzt werden, insbesondere in Netzen mit einem sehr geringen Anteil an PV-Anlagen. Auch in diesem Falle erscheint die Erhebung von Netznutzungsentgelten jedoch nur dann gerechtfertigt, wenn dies zu einer Erhöhung der Anschlussleistung bzw. zu einer Verpflichtung des Netzbetreibers führt, zu jedem Zeitpunkt die entsprechende Ausspeisung aus dem Netz zu ermöglichen. Eine mögliche Alternative bestünde darin, dass eine Ausspeisung aus dem (Verteil-) Netz grundsätzlich auf ungesicherter Basis erfolgt, d.h. im Falle von Netzengpässen jederzeit eingeschränkt werden könnte. Der letztgenannte Ansatz hätte überdies den Vorteil, dass dem Anlagenbetreiber eine Wahlmöglichkeit für die Zahlung von Netzentgelten entstünde und er selbst zwischen der Behandlung als Produzent und/oder Konsument wählen könnte.

Die Installation dezentraler Speicher kann unter Umständen Ausbauten im Verteilnetz vermeiden oder zumindest reduzieren. Dies ist jeweils von den lokalen Gegebenheiten im Verteilnetz abhängig, d.h. insbesondere dem residualem Profil aus lokaler Last und dezentraler Produktion sowie den spezifischen Netzausbaukosten. Im Sinne einer gesamtheitlichen Optimierung sollte der Netzbetreiber

---

Wettbewerbsbedingungen aller Erzeuger zu erreichen, befürwortet die EU-Kommission einheitlichen bzw. harmonisierte Regelungen, allenfalls mit entsprechendem Handlungsdruck auch für die Schweiz.

vor der Realisierung eines Netzausbauprojekts in Folge zu häufiger Abregelung erneuerbarer Einspeisung die verschiedenen technischen Optionen gegeneinander abwägen. Dies macht es jedoch erforderlich, dass der Netzbetreiber auch die Kosten der Option „dezentraler Speicher“ kennt bzw. diese für ihn entscheidungswirksam sind. Umgekehrt wäre es wünschenswert, wenn auch die Speicher am Wert vermiedener Netzausbauten partizipierten. Eine mögliche Option wäre diesbezüglich die Einführung eines neuen Produkts für einen „netzdienlicher Speichereinsatz“, z.B. in Form einer eigenständigen Systemdienstleistung.

Ein entsprechendes Produkt könnte prinzipiell mittels Ausschreibung beschafft werden. Gelingt eine Kontrahierung zu Kosten unterhalb der projektierten Netzausbaukosten, ist diese dem Netzausbau vorzuziehen. Allerdings wäre zu klären, wie der angemessene Bedarf auf lokaler Ebene transparent und effizient bestimmt werden könnte. Zudem erscheint fraglich, ob in einem geographisch eng begrenzten Gebiet Potenzial für ein marktbasierendes Verfahren bestünde und insbesondere Privatleute bereit wären, ausreichend langfristige Verpflichtungen einzugehen, was wiederum Voraussetzung für die Aussetzung von Netzausbaumassnahmen wäre. Ungeachtet der theoretischen Vorteile eines derartigen Produkts bestehen somit erhebliche Zweifel hinsichtlich der praktischen Umsetzbarkeit, so dass dieser Ansatz allenfalls näher zu untersuchen wäre.

Als Alternative zur Kontrahierung eines eigenständigen Produkts wären schliesslich auch die Errichtung und der Betrieb von Energiespeichern durch einen Netzbetreiber denkbar. So könnte ein Netzbetreiber einen Speicher nicht nur für lokales Engpassmanagement nutzen, sondern auch für die Erbringung anderer Systemdienstleistungen, wie z.B. Spannungshaltung.

Das Kernproblem bestünde im Widerspruch zum Grundsatz der Entflechtung zwischen dem regulierten Netzbereich und dem wettbewerblich organisierten Grosshandelsmarkt einerseits und, damit verbunden, einem möglicherweise suboptimalen Einsatz entsprechender Speicher andererseits. So besteht das primäre Geschäftsmodell eines Speichers im Regelfall in der Einspeicherung von Strom zu Zeiten niedriger Preise und dem Wiederverkauf zu Zeiten höherer Preise. Dies bedingt jedoch eine aktive Teilnahme am Grosshandelsmarkt und widerspricht somit der Neutralität eines regulierten Netzbetreibers im Marktgeschehen. Zwar besteht diesbezüglich eine gewisse Analogie zur Beschaffung von Netzverlusten, doch würde dies eine weitere Ausweitung entsprechender Aktivitäten bedeuten.

Theoretisch wäre es zwar denkbar, den Einsatz eines regulierten Speichers ausschliesslich auf Engpassmanagement und die Erbringung von Systemdienstleistungen zu beschränken. Aber selbst in diesem Falle wäre der Netzbetreiber gezwungen, zusätzliche Energie im Grosshandelsmarkt einzukaufen und zu verkaufen. Zudem widerspräche die eigenständige Erbringung von Systemdienstleistungen dem Grundsatz einer marktbasierenden Beschaffung. Insbesondere wäre kaum denkbar, dass ein Netzbetreiber z.B. zu Zeiten niedriger Preise für Regelleistung dennoch den kompletten Bedarf von extern einkaufen würde und nicht auf die eigenen Betriebsmittel zurückgriffe.

Insgesamt erscheint die Option eines regulierten Energiespeichers im Eigentum von Netzbetreibern somit als fraglich und kann nicht generell empfohlen werden.



# Résumé de l'étude «Le stockage de l'énergie en Suisse: besoins, rentabilité et conditions-cadres dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050»

---

## L'essentiel en bref

Le présent projet porte sur la contribution que peuvent fournir les technologies de stockage à la transformation de l'approvisionnement en électricité dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Dans un premier temps, l'étude décrit les caractéristiques et les coûts des technologies de stockage potentielles et les évalue à l'aune de leur développement. Dans un deuxième temps, elle examine les besoins de stockage exigés par des impératifs techniques dans l'approvisionnement en électricité. Enfin, elle analyse les futurs domaines d'application, l'influence des accumulateurs sur le marché de l'électricité et leur rentabilité. Elle formule en outre des propositions sur les conditions-cadres pour que les accumulateurs puissent contribuer à la transformation de l'approvisionnement de la Suisse en énergie jusqu'en 2050.

L'étude montre qu'une série de technologies sont à disposition ou seront commercialisées dans un proche avenir en sus du traditionnel pompage-turbinage. La plupart d'entre elles sont cantonnées à des utilisations à court terme (quelques heures jusqu'à plusieurs jours au maximum), à l'exception du système Power-to-Gas et du stockage potentiellement saisonnier de la chaleur. Dans la plupart des cas, le recours à ces technologies est limité par les coûts d'investissement élevés, mais on escompte en particulier des économies d'échelle considérables pour les batteries.

L'étude révèle qu'une utilisation à grande échelle de nouveaux accumulateurs d'énergie en Suisse ne semble nécessaire ou utile qu'à long terme, c.-à-d. après 2035. Elle voit notamment un besoin potentiel dans les régions rurales, avec une grande part de photovoltaïque. Le stockage de l'énergie n'est pas le seul moyen d'intégrer la production décentralisée d'origine renouvelable. Il semble néanmoins probable que les petits accumulateurs décentralisés dans les réseaux de distribution constituent dans certains cas la variante la moins chère sous un angle macroéconomique. On peut supposer que de tels accumulateurs sont à même de réaliser des marges de plus en plus importantes sur les marchés de gros et de la puissance de réglage. Il n'est cependant pas certain que celles-ci suffisent à couvrir les coûts d'investissement.

Au vu du besoin escompté à long terme, un soutien direct par le biais de subventions ou d'aides à l'investissement ne se justifie pas à l'heure actuelle d'après l'étude. En lieu et place, elle recommande de promouvoir la recherche et le développement, avec un accent sur l'utilisation des accumulateurs décentralisés dans les réseaux de basse tension et des technologies saisonnières (accumulateurs de chaleur et Power-to-Gas). Par ailleurs, il faudrait développer le cadre réglementaire afin de garantir

une égalité de traitement entre les accumulateurs d'énergie et les autres technologies, en particulier à l'égard des rétributions pour l'utilisation du réseau et en cas de mise en place d'un mécanisme des capacités en Suisse. Il est en outre nécessaire d'envisager des mesures pour que les accumulateurs décentralisés détenus par des acteurs du marché puissent contribuer à gérer les congestions dans les réseaux de distribution.

Ci-après sont présentés les objectifs de l'étude, l'approche et les résultats majeurs dans les trois domaines partiels ainsi que les principales conclusions et recommandations.

### **Contexte et mandat**

Le 4 septembre 2013, le Conseil fédéral a présenté les mesures prévues dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 dans un message adressé au Parlement. Le stockage de l'énergie y joue un rôle important. Comme la production irrégulière ne coïncide pas nécessairement avec la consommation, il y a un besoin accru de stockage intermédiaire de l'énergie (électrique). Le stockage de l'énergie doit être développé grâce à la promotion de la recherche, d'une part, et à une adaptation du cadre réglementaire du marché de l'électricité, d'autre part.

La présente étude alimente la discussion sur le rôle des accumulateurs d'électricité dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Elle se penche notamment sur les questions suivantes:

- Quel est le besoin en technologies de stockage à l'horizon prévu par la Stratégie énergétique 2050?
- L'exploitation d'accumulateurs peut-elle être rentable?
- Comment faut-il concevoir les conditions-cadres pour que les accumulateurs puissent contribuer à la transformation de l'approvisionnement de la Suisse en énergie jusqu'en 2050?

L'étude s'articule en trois modules. Le premier consiste en un état des lieux et une projection du développement des technologies de stockage. Sur cette base, le deuxième analyse le besoin technique d'accumulateurs d'énergie dans l'approvisionnement en électricité. Le troisième, enfin, étudie les futurs domaines d'application des accumulateurs aux différents niveaux de réseau de même que leur rentabilité et formule des recommandations sur la conception des conditions-cadres.

L'étude se focalise sur les technologies de stockage de l'énergie qui n'ont pas été utilisées à ce jour dans l'approvisionnement en électricité distribuée par réseau, ou dans une mesure limitée. Les centrales de pompage-turbinage, qui revêtent traditionnellement une grande importance pour la Suisse, font l'objet d'un autre rapport d'expertise de l'OFEN.

### **Accumulateurs d'électricité – vue d'ensemble des technologies et utilisations possibles**

Jusqu'à présent, le stockage dans l'approvisionnement public en électricité était dominé par les centrales de pompage-turbinage, qui représentent près de 99% de la puissance installée à travers le monde. Cette technologie est bien connue et utilisée depuis des décennies, en Suisse notamment. Son



développement est néanmoins lié à des facteurs géographiques. A part ces centrales, deux accumulateurs à air comprimé (CAES, Compressed Air Energy Storage) et plusieurs technologies de batterie sont aujourd'hui destinés à l'exploitation commerciale à l'échelle mondiale. D'autres technologies de stockage sont en cours d'élaboration et certaines d'entre elles se trouvent dans une phase pilote avancée, de sorte que leur commercialisation est imminente.

Comme l'énergie électrique ne peut pas être stockée directement, son stockage nécessite, d'un point de vue physique, une conversion temporaire en un autre agent énergétique.

La présente étude a considéré les technologies et agents énergétiques suivants:

- Agents énergétiques chimiques:
  - plusieurs sortes de batteries, à l'instar des batteries traditionnelles plomb-acide ou lithium-ion et de nombreuses autres technologies (nickel-hydrure métallique et nickel-cadmium, sodium-chlorure de nickel, sodium-soufre, flux redox),
  - «Power-to-Gas», c.-à-d. la transformation de l'électricité en hydrogène de synthèse ou en méthane (Power-to-Hydrogen et Power-to-Methane),
- Energie cinétique, c.-à-d. au moyen d'accumulateurs à air comprimé ou de volants d'inertie,
- Energie électrostatique ou électromagnétique (super-condensateurs et bobines),
- Energie thermique (accumulateurs électrothermiques)

En sus des agents énergétiques utilisés, les technologies de stockage se distinguent en particulier par une série de caractéristiques techniques. La capacité de stockage, la puissance disponible, le rendement et, le cas échéant, la vitesse de réaction, la durée de vie ou le vieillissement sont notamment pertinents pour une utilisation dans l'approvisionnement en électricité. La capacité de stockage désigne la quantité maximale d'énergie qui peut être stockée par l'accumulateur, tandis que la puissance disponible qualifie la puissance maximale de décharge<sup>6</sup> mise à disposition par l'accumulateur. Cela étant, il faut tenir compte du fait que la puissance de décharge ou le rendement ne sont pas forcément constants et qu'ils peuvent p. ex. diminuer en fonction de l'état de charge, de l'ancienneté ou des cycles de stockage (voir ci-dessous).

La pratique distingue plusieurs classes de puissance par rapport à la taille de l'accumulateur, qui se réfèrent à la puissance maximale de décharge disponible. La gamme s'étend des micro-accumulateurs utilisés dans les applications décentralisées aux grandes installations de stockage raccordées au réseau à très haute tension, en passant par les accumulateurs de taille moyenne dans le réseau à moyenne et à haute tension. Plusieurs possibilités d'application peuvent être identifiées par analogie. Elles vont de l'accumulation de très courte durée, de l'ordre de la seconde ou de la minute, à l'accumulation

---

<sup>6</sup> La puissance de (re)charge est définie de manière analogue.

saisonnaire, en passant par le stockage journalier classique qui vise à diminuer la charge ou à compenser les fluctuations lors de l'injection d'énergies renouvelables irrégulières.

Comme le montre le Tableau 1, les accumulateurs d'électricité non conventionnels, à l'exception de la technologie Power-to-Gas, conviennent uniquement aux applications à court terme. La majorité des technologies de stockage potentielles ne sont donc pas disponibles pour compenser p. ex. les fluctuations de production irrégulière à moyen et long terme. Les batteries, en revanche, sont particulièrement adaptées pour fournir les services système.

Le Tableau 1 révèle par ailleurs que les accumulateurs à air comprimé et les systèmes Power-to-Gas sont de grandes installations techniques qui entrent en principe uniquement en ligne de compte pour une utilisation dans le réseau à haute et très haute tension, par analogie aux centrales traditionnelles de pompage-turbinage. Par contre, les batteries conviennent aussi au stockage décentralisé dans les réseaux de distribution et ouvrent ainsi de nouvelles possibilités d'application.

**Tableau 1: Vue d'ensemble des applications possibles des technologies de stockage selon la classe de puissance et la durée de stockage**

	Micro-accumulateur	Petits accumulateurs	Accumulateurs moyens	Grands accumulateurs
	≤ 100 kW	1 - 10 MW	10 – 100 MW	100 - 1000 MW
Mois				Power-to-Gas
Jours / semaines			Pompage-turbinage	Pompage-turbinage Power-to-Gas
Heures / jours	Batteries	Batteries	Pompage-turbinage Accumulateurs à air comprimé Accumulateurs électrothermiques Batteries	Pompage-turbinage Accumulateurs à air comprimé Accumulateurs électrothermiques
Minutes / heures	Batteries	Batteries	Accumulateurs électrothermiques Batteries	Pompage-turbinage Accumulateurs à air comprimé Accumulateurs électrothermiques
Secondes / minutes	Super-condensateurs, bobines	Volants d'inertie Batteries	Batteries (Pompage-turbinage) (Accumulateurs à air comprimé)	(Pompage-turbinage) (Accumulateurs à air comprimé)

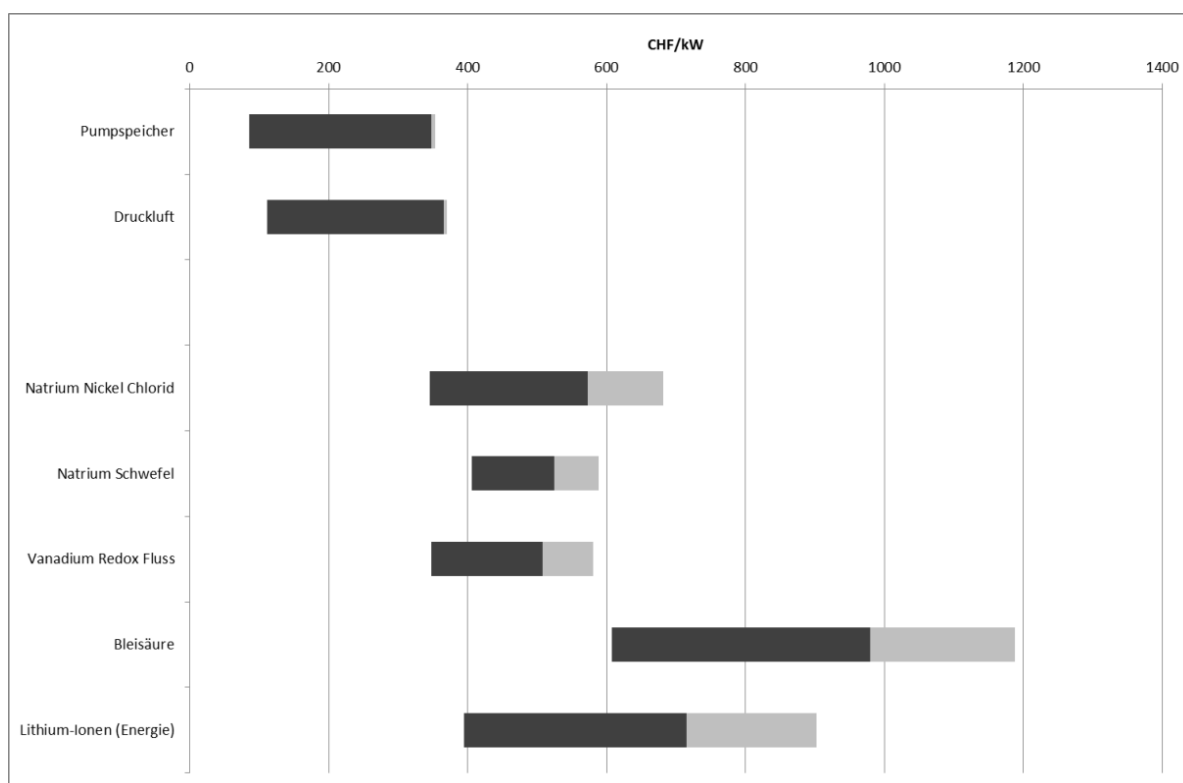
### Structure et évolution des coûts des accumulateurs d'électricité

La rentabilité des accumulateurs d'électricité dépend, par analogie aux installations de production, des coûts fixes initiaux et des coûts d'exploitation en cours. Les coûts d'exploitation d'une installation d'accumulation découlent en premier lieu des pertes de conversion lors de la transformation d'une énergie électrique en un autre agent énergétique et de la retransformation subséquente. Ils dépendent donc directement du rendement et du prix de l'électricité stockée.

Les coûts fixes comprennent principalement les coûts de l'investissement initial. En sus des coûts de l'installation proprement dite, il faut tenir compte des coûts de raccordement au réseau, de sorte que les coûts d'une batterie de stockage intégrée au réseau électrique, p. ex., peuvent être nettement plus élevés que les coûts effectifs de la batterie. Dans le cas des batteries, les coûts du capital sont en outre influencés par la durée de vie de l'installation. Ceux-ci sont déterminés pour l'essentiel par le nombre

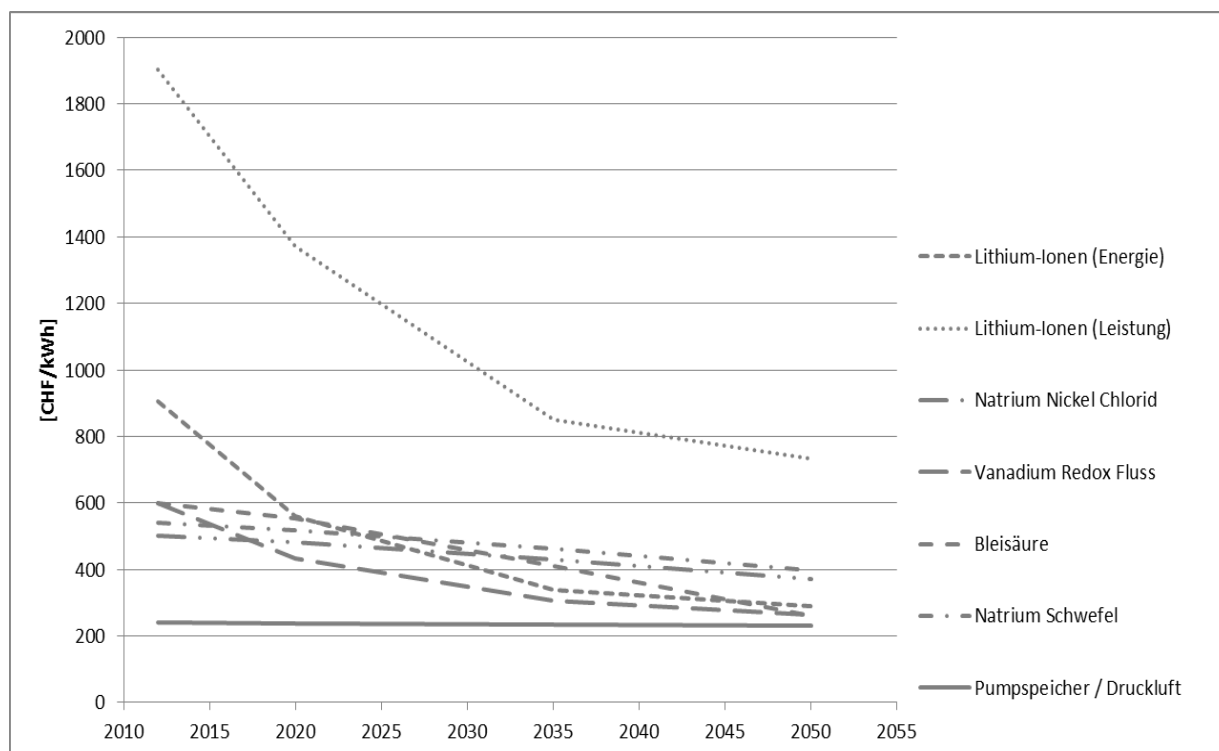
de cycles de charge/décharge, de sorte qu'il faut en principe tenir compte du profil d'utilisation prévu d'une batterie de stockage pour évaluer les coûts.

La Figure 1 compare à titre d'exemple les coûts d'exploitation spécifiques totaux de plusieurs technologies de stockage, exprimé en annuités par puissance installée (en kW). On voit clairement que les coûts du pompage-turbinage et des accumulateurs à air comprimé, avec près de 350 CHF/kW/a, sont inférieurs à ceux des technologies de batterie, qui présentent aussi des disparités considérables entre elles. La Figure 1 se fonde sur l'hypothèse d'un cycle de stockage par jour en moyenne. Etant donné le lien précité entre le profil d'utilisation et la durée de vie, il résulte p. ex. des coûts totaux moins élevés pour les batteries lithium-ion ou plomb-acide en cas d'utilisation moins fréquente et inversement.



**Figure 1: Coût total d'exploitation avec (en gris) et sans (en noir) les investissements de remplacement pour plusieurs technologies de stockage, dans l'hypothèse d'un cycle de stockage par jour (source: DNV KEMA)**

Selon les prévisions du présent rapport, on s'attend à une économie d'échelle importante, en particulier pour les batteries lithium-ion. On prédit aussi une telle évolution, quoique moindre, pour d'autres technologies de batterie, alors que le pompage-turbinage et les accumulateurs à air comprimé devraient connaître des coûts en grande partie constants. Comme le montre la Figure 2, les coûts spécifiques des batteries de stockage devraient se rapprocher à long terme du niveau du pompage-turbinage et des accumulateurs à air comprimé.



**Figure 2: Projection de l'évolution des coûts pour plusieurs technologies de stockage (source: DNV KEMA)**

### Parenthèse: types, applications et coûts des accumulateurs de chaleur

La seconde partie du module A traite du stockage de la chaleur. On en distingue trois types: le stockage de la chaleur sensible sur la base de la variation de température du support de stockage, le stockage de la chaleur latente sur la base du changement de l'état physique du support et le stockage thermo-chimique, qui repose sur les réactions chimiques réversibles. Le stockage par chaleur sensible dans l'eau est de loin le plus répandu. Le soutien apporté à la production de chaleur ambiante et à la production d'eau chaude compte parmi les principales applications des accumulateurs de chaleur; ceux-ci sont néanmoins aussi utilisés dans différents processus industriels. Ils contribuent ainsi à une flexibilisation de la production de chaleur et à une exploitation plus efficace de l'énergie (p. ex. dans les rejets thermiques industriels).

Par rapport aux applications, la puissance et la capacité des accumulateurs jouent un rôle prépondérant, comme pour les accumulateurs d'électricité. Le spectre s'étend des petits accumulateurs décentralisés dans les ménages, p. ex. pour la production d'eau chaude, aux grandes installations d'accumulation, notamment dans les systèmes de chauffage à distance. Par ailleurs, le rendement est important pour les coûts. Ce dernier dépend aussi de la durée de stockage, en particulier pour les accumulateurs par chaleur sensible. Le stockage de courte et moyenne durée est répandu, de l'ordre de quelques heures à quelques jours. La recherche se consacre actuellement aux grandes installations d'accumulation qui visent le stockage saisonnier de la chaleur: des installations pilotes stockent de l'eau réchauffée pour quelques mois, p. ex. dans des trous de forage excavés ou de la roche aquifère.

Les accumulateurs de chaleur revêtent aussi de l'importance pour le système électrique. Ils contribuent ainsi à une flexibilisation de la production d'électricité dans les installations CCF, qui ne doivent plus être pilotées en fonction des besoins en chaleur. Une flexibilisation de la demande en électricité est envisageable partout où le courant sert à produire de la chaleur, p. ex. dans les pompes à chaleur.

Les types d'accumulateurs présentent de fortes disparités concernant les coûts de stockage de la chaleur, mais aussi en lien avec la taille des installations d'accumulation. Les accumulateurs par chaleur sensible ont une capacité de stockage de 0,12 à 12 CHF/kWh, les accumulateurs par chaleur latente de 12 à 60 CHF/kWh et les accumulateurs thermochimiques de 12 à 120 CHF/kWh.

### **Module B: besoin de stockage technique dans l'approvisionnement en électricité du futur**

A titre d'exemple, l'étude a évalué le futur besoin de stockage selon trois scénarios des perspectives énergétiques 2050. Elle a considéré des modèles de réseau idéaux pour les différents niveaux de tension, différenciés selon les réseaux urbains, périurbains, ruraux et de montagne. Les modèles de réseau basse tension ont été constitués sur la base d'une analyse des structures typiques des véritables réseaux basse tension. Pour chaque modèle, les profils de charge résiduelle ont été calculés par quarts d'heure. En cas de possibles états de fonctionnement critiques, des analyses détaillées et des simulations des niveaux de réseau en question ont été réalisées permettant ainsi de quantifier le besoin de stockage. En déduisant le besoin de stockage, les auteurs de l'étude ont aussi pris en considération l'utilité marginale des différents paramètres de stockage (puissance et capacité de stockage), de sorte que seuls les cas extrêmes présentant une faible utilité et survenant très rarement n'ont pas été retenus.

Les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude montrent qu'il n'y a aucun besoin de stockage supplémentaire à court et moyen terme, dans aucun des scénarios ou variantes d'offre sous revue. Cela résulte principalement de l'hypothèse d'un développement comparativement minime des technologies de production irrégulière dans l'ensemble des variantes d'offre jusqu'en 2020. Pour la période allant jusqu'en 2050 cependant, il faut notamment s'attendre à un besoin de stockage technique pour les réseaux ruraux afin d'éviter des surcharges inadmissibles. Cela vaut en particulier en cas de fort développement des technologies de production irrégulière décentralisée, qui engendre localement une injection trop élevée dans les réseaux de distribution avec un besoin comparativement élevé en solutions de stockage décentralisées.

Pour les réseaux de distribution avec une densité de charge élevée, c.-à-d. en particulier dans les zones urbaines, aucun besoin de stockage pour des raisons technique n'a en revanche été constaté. En raison de la proximité entre production et consommation et d'une conception pour des charges importantes, les réseaux urbains examinés dans le cadre de la modélisation ne s'approchent pas des limites de leur capacité d'absorption dans les niveaux 6 & 7 ou 4 & 5. Même le développement du parc de véhicules électriques n'entraîne aucune surcharge du réseau pour le nombre de véhicule et les stratégies de

chargement supposées<sup>7</sup>. Bien que dans certains cas, des mesures supplémentaires puissent s'avérer nécessaires, à l'instar du maintien de la stabilité de la tension, l'étude estime que le besoin de stockage escompté dans les réseaux de distribution avec une densité de charge élevée est ainsi minime.

### **Module C: approche méthodique visant l'évaluation des conséquences pour le marché de l'électricité et la rentabilité des accumulateurs d'énergie**

Les analyses effectuées dans la troisième partie de l'étude se fondent sur une simulation du marché suisse de l'électricité sur la base d'un modèle de marché de l'électricité européen global. Par analogie au module B, l'étude a considéré trois scénarios tirés des perspectives énergétiques 2050 et les a complétés par des hypothèses correspondantes de la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, adoptée par la Commission européenne. Pour analyser la rentabilité du besoin de stockage motivé par des questions techniques aux niveaux de réseau inférieurs, elle a en outre intégré dans le modèle de marché les modèles de réseau considérés dans le module B et optimisé les différents accumulateurs dans le cadre de la simulation du marché. Partant, les résultats comprennent aussi le profil d'utilisation et les revenus escomptés des différentes options de stockage pour les scénarios et années de référence sous revue (2020, 2035 et 2050).

### **Résultats de la simulation: utilisation des accumulateurs sur le marché de l'électricité**

D'après les résultats des simulations du marché, il faut s'attendre à long terme à une utilisation substantielle d'accumulateurs décentralisés sur le marché de gros. Le facteur de capacité combiné des accumulateurs décentralisés se situe ainsi entre 34 et 40% des heures d'une année pour le stockage et le déstockage. Pourtant, l'utilisation des accumulateurs sera aussi dominée par le pompage-turbinage centralisé en 2050, qui présente une meilleure exploitation en comparaison directe. Les centrales de pompage-turbinage ont ainsi un rendement considérablement plus faible, mais disposent à l'inverse de capacités de stockage nettement plus élevées.

Les résultats modélisés révèlent en outre que le mode d'exploitation des accumulateurs décentralisés est principalement déterminé par la commercialisation sur le marché spot (ou marché au comptant), tandis que les réglages secondaire et tertiaire sont fournis pour l'essentiel par les centrales à accumulation. Ce faisant, les accumulateurs décentralisés seront de plus en plus mis à contribution pour mettre à disposition la puissance de réglage secondaire négative.

Au-delà de la puissance de réglage, les installations d'accumulation peuvent en principe proposer une série d'autres services système qui sont en général annoncés ou contractés par le gestionnaire de réseau. Parmi les exemples possibles, citons la mise à disposition de puissance réactive, l'alimentation

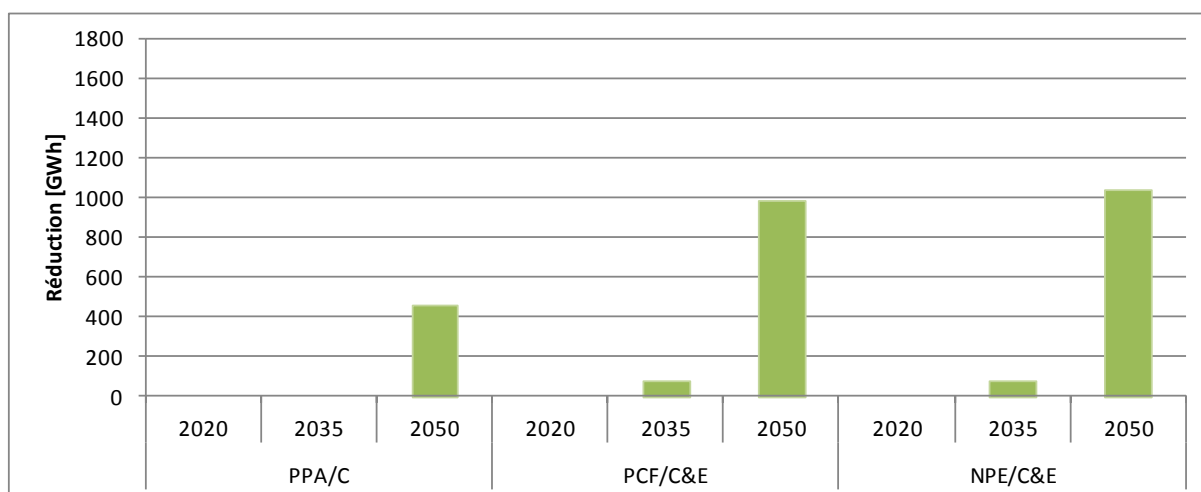
---

<sup>7</sup> Un développement des bornes de charge rapide sur l'ensemble du territoire, considéré dans une variante, entraîne des surcharges et, ainsi, un besoin de stockage théorique à partir de 6 bornes de charge environ par zone de desserte urbaine. Toutefois, il convient, dans le cas de surcharge du réseau occasionnée par des véhicules électriques, d'utiliser l'accumulateur intégré dans le véhicule comme un accumulateur mobile grâce à un chargement intelligent commandé.

sans interruption (ASI) ou la réduction des perturbations de réseau et l'aptitude au démarrage autonome. La nécessité et le potentiel de la fourniture de ces services système par des accumulateurs (décentralisés) n'ont pas été étudiés plus avant dans le cadre des analyses quantitatives.

Dans l'ensemble, l'importance des accumulateurs décentralisés pour le système suisse d'approvisionnement en électricité restera aussi limitée en 2050. Cela s'explique par le grand degré de flexibilité que proposent déjà les centrales à accumulation et de pompage-turbinage en Suisse.

Néanmoins, les nouvelles installations d'accumulation décentralisées fournissent une contribution importante à l'intégration de la production irrégulière décentralisée. La Figure 3 montre que l'installation d'accumulateurs décentralisés en 2050 permettra d'intégrer jusqu'à 1 TWh de production supplémentaire d'origine renouvelable, qui devrait sinon être régulée (limitée) en raison des congestions du réseau. Dans l'ensemble, les accumulateurs décentralisés permettent ainsi d'éviter dans les scénarios *PCF* et *NPE* entre 40 et 50% de la réduction nécessaire. Ce faisant, il y a lieu de tenir compte du fait qu'une part considérable de la réduction restante s'accumule au niveau du système global et n'est pas due aux congestions dans le réseau de distribution.



**Figure 3: Réduction de la production des énergies renouvelables évitée grâce aux accumulateurs décentralisés**

### Rentabilité des accumulateurs sur le marché de l'électricité

Sur la base des résultats de la simulation, l'étude a estimé les marges contributives attendues provenant d'une participation au marché spot et de la réserve de puissance de réglage<sup>8</sup> et les a confrontées avec les coûts par annuités des systèmes de stockage sur la base des batteries lithium-ion. La Figure 4 montre que les marges contributives attendues augmenteront nettement jusqu'en 2050 et

<sup>8</sup> L'activation de la puissance de réglage contractée (qualifiée en règle générale d'énergie de réglage) n'a pas été modélisée. Cf. aussi le point 8.2.2.3 sur la modélisation des réserves et les raisons pour lesquelles l'activation de la puissance de réglage n'a pas été modélisée.



atteindront un niveau clairement plus élevé dans les scénarios NPE/C&E et PCF/C&E, marqués par une part importante d'énergies renouvelables. Elle révèle de plus que les accumulateurs réalisent dans la plupart des cas la plus grande partie de leurs marges contributives dans le cadre de la commercialisation sur le marché spot. Il faut en outre tenir compte du fait que les accumulateurs décentralisés peuvent potentiellement escompter des marges contributives plus élevées dans les réseaux de distribution touchés par les congestions que les installations centrales dans les réseaux de haute et très haute tension.

Malgré l'économie d'échelle attendue, les marges contributives exposées à la Figure 4 ne suffisent pas à couvrir les coûts fixes annuels des systèmes de stockage. Toutefois, on constate pour 2050 une réduction de l'écart, en particulier pour les accumulateurs couplés à des installations photovoltaïques chez les clients, qui échappent ainsi aux coûts d'un transformateur supplémentaire. Par ailleurs, les conclusions de la simulation peuvent sous-estimer les revenus possibles d'un accumulateur dans le modèle de marché fondamental et les résultats reproduits à la Figure 4 ignorent les recettes pouvant provenir de la participation au marché intrajournalier (intraday) et de la fourniture d'énergie de réglage.

Dans l'ensemble, les analyses réalisées dans le cadre de l'étude concluent que les accumulateurs d'énergie décentralisés peuvent être rentables si les conditions sont propices, mais qu'il existe dans nombre de cas un risque considérable de rentabilité insuffisante sur le plan économique.

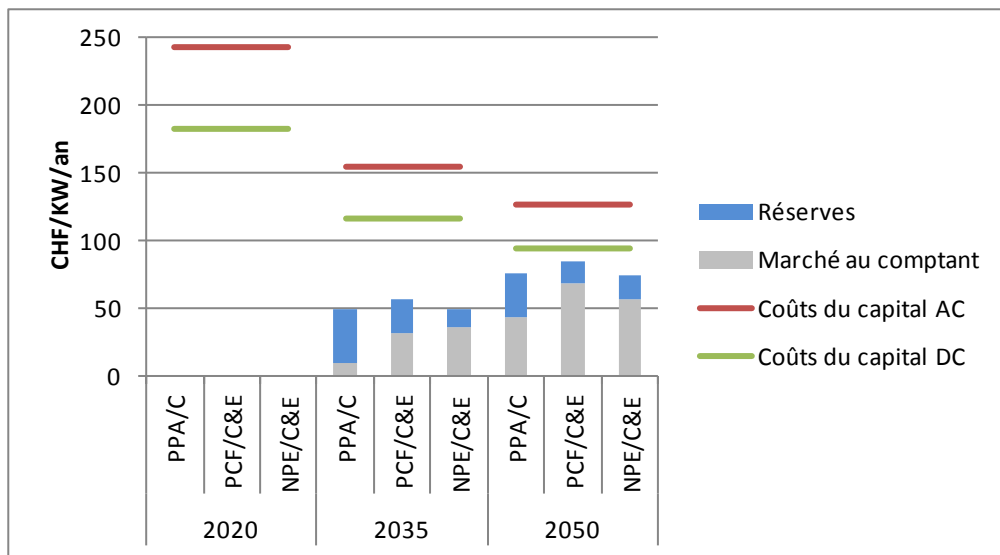


Figure 4: Evolution de la rentabilité des accumulateurs d'énergie<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Sans prendre en compte les recettes provenant de la participation au marché intrajournalier et de la fourniture de l'énergie de réglage

Outre les batteries de stockage décentralisées, l'étude a aussi examiné en complément la rentabilité de possibles technologies de stockage longue durée. Les analyses montrent que les installations Power-to-Gas, p. ex., peuvent atteindre la rentabilité avec de nombreuses heures d'utilisation. Concrètement, elles arrivent, pour les courbes de prix données, au seuil de rentabilité si les coûts d'investissement spécifiques sont d'environ 740 CHF/kW de puissance installée dans le scénario NPE/C&E. Par contre, elles n'atteignent ce seuil seulement si les coûts d'investissement sont inférieur à 375 CHF/kW dans le scénario PCF/C&E. Des estimations analogues pour le stockage saisonnier de la chaleur parviennent au résultat qu'une exploitation permettant de couvrir les coûts serait envisageable avec une rémunération d'env. 9 ct. /kWh<sub>chaleur</sub>. L'application de ces technologies ne semble cependant judicieuse que pour les niveaux de tension élevés et requiert en outre l'utilisation ou la construction d'une infrastructure de gaz ou de chauffage.

### **Evaluation de la nécessité d'un soutien**

Comme nous l'avons mentionné, il n'existe aucun besoin immédiat de capacité de stockage supplémentaire à court et moyen terme en Suisse, d'après les résultats de l'étude. Par conséquent, il n'est pas non plus nécessaire de soutenir immédiatement le stockage de l'électricité. A long terme par contre, les accumulateurs peuvent constituer une solution appropriée pour permettre l'intégration d'une production croissante d'électricité d'origine renouvelable. Au vu de la rentabilité insuffisante des accumulateurs se pose ainsi à long terme la question de la nécessité de soutenir le stockage.

Dans ce contexte, il ne faut pas oublier que les accumulateurs ne sont pas le seul moyen d'intégrer la production décentralisée d'origine renouvelable. Des alternatives existent en effet, à l'instar de l'extension des réseaux de distribution ou de la réduction systématique du surplus d'injection, en particulier des installations photovoltaïques, en lien avec la constitution de capacités photovoltaïques supplémentaires pour compenser le déficit de production. D'après les analyses réalisées dans le cadre de l'étude, l'estimation des coûts des différentes options est assez proche, malgré un léger avantage pour la variante du développement du stockage. Globalement, on ne sait pas dans quelle mesure les accumulateurs d'électricité seront effectivement nécessaires à long terme d'un point de vue macroéconomique. Il semble néanmoins vraisemblable que l'installation d'accumulateurs d'électricité représente, dans des domaines partiels au moins, la variante la moins chère.

Une aide directe aux accumulateurs d'énergie semble donc aussi discutable à long terme, d'autant plus qu'un soutien ciblé et individuel serait d'une grande complexité. Aussi serait-il plus judicieux de créer une situation équitable et ne défavorisant personne (*level playing field*) pour l'ensemble des options de flexibilité techniques par le biais d'une conception correspondante de la régulation du réseau et du marché de l'électricité, sans privilégier certaines technologies *ex ante* comme condition préalable à la réalisation à meilleur marché des objectifs réglementaires supérieurs.

### **Recommandations spécifiques**

Sur la base des considérations et des résultats précités, l'étude recommande les mesures suivantes visant à soutenir l'objectif d'une contribution efficace des accumulateurs d'électricité à la transformation de l'approvisionnement de la Suisse en énergie jusqu'en 2050 et à garantir notamment une égalité de traitement entre les accumulateurs d'énergie et les autres technologies:

- aucun soutien direct par le biais de subventions ou d'aides à l'investissement;
- promotion de la recherche et du développement, avec un accent sur le stockage décentralisé et d'éventuelles technologies saisonnières, à l'instar des accumulateurs de chaleur ou du système Power-to-Gas;
- aucun mécanisme de stockage individuel, mais la prise en compte des accumulateurs en cas d'instauration d'un mécanisme de capacité en Suisse;
- pas d'exemption spécifique concernant les rétributions pour l'utilisation du réseau pour le stockage décentralisé, mais la garantie d'une égalité de traitement avec les autres installations de production;
- le cas échéant, instauration d'un service système décentralisé en «Gestion des congestions»;
- pas d'accumulateurs régulés détenus par des gestionnaires de réseau.

Comme nous l'avons expliqué, il n'existe aucun besoin immédiat de capacité de stockage supplémentaire en Suisse à court et moyen terme, de sorte qu'une aide directe ne semble pas appropriée. Etant donné l'utilité escomptée à long terme, nous recommandons par contre un soutien ciblé à la recherche et au développement pour les technologies de stockage. Un tel soutien devrait se focaliser sur les technologies destinées à une utilisation décentralisée dans les réseaux de distribution. D'après les résultats de l'étude, il n'y a par contre qu'un besoin limité pour les grandes et moyennes installations, le cas échéant pour le stockage saisonnier, p. ex. sur la base de la technologie Power-to-Gas ou du stockage saisonnier de la chaleur. Il y a cependant lieu d'examiner plus en détail dans ces deux cas le besoin éventuel et les conditions nécessaires à des applications correspondantes en Suisse. Il ne faut pas oublier que de nombreux pays consacrent des projets de recherche aux technologies de stockage. Pour les entreprises suisses, cet environnement international offre d'une part des possibilités de coopération lucratives et un potentiel commercial qui peuvent aussi servir à justifier la recherche sur le stockage. D'autre part, il apparaît nécessaire de coordonner un éventuel soutien à la recherche et au développement en Suisse avec les activités correspondantes à l'étranger.

Dans certains pays voisins, l'instauration de mécanismes de capacité pour garantir la sécurité de l'approvisionnement à long terme est actuellement débattue ou planifiée en complément du marché «energy only». Bien que la Suisse dispose d'une puissance de production suffisante dans un avenir prévisible, l'instauration d'un mécanisme de capacité pourrait aussi être à l'ordre du jour à long terme pour la Suisse. Outre une harmonisation de la conception du marché de l'électricité en Europe

centrale<sup>10</sup>, on peut notamment constater qu'une mise en place unilatérale de mécanismes de capacité au sein de l'UE, soit en dehors de la Suisse, pourrait entraîner un désavantage concurrentiel pour les producteurs et opérateurs de stockage suisses. En fonction de l'évolution dans les pays voisins, il serait donc envisageable que la Suisse introduise aussi un mécanisme de capacité à long terme. En principe, il faudrait veiller en pareil cas à ce que les conditions techniques permettent aussi la prise en compte des accumulateurs dans un mécanisme de capacité, peu importe sa conception.

En Suisse, les installations de pompage-turbinage sont exemptées des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Une prise en compte ou une exemption généralisée de ces rémunérations pour les accumulateurs d'énergie devrait se fonder sur la pratique dans le cadre de la prise en charge des installations de production, de l'influence des accumulateurs d'énergie sur le réseau et de l'objectif d'une utilisation efficace des centrales et des accumulateurs. Comme les producteurs ne versent pas de rémunération pour l'utilisation du réseau en Suisse, une rémunération obligatoire ne peut se justifier que par la consommation d'électricité de l'accumulateur (lors la charge/du stockage). Ce faisant, un accumulateur est généralement caractérisé par sa charge atypique, c.-à-d. que sa charge va en principe à contre-courant par rapport à la charge (résiduelle) sur le marché de l'électricité. En d'autres termes, le raccordement d'un accumulateur ne nécessite en règle générale pas d'extension supplémentaire du réseau pour permettre le pompage. En outre, le réseau peut même être déchargé par le stockage en période de forte injection d'électricité d'origine renouvelable, ce qui permet même d'éviter une extension du réseau le cas échéant.

La perception isolée de rémunérations pour l'utilisation du réseau liée à la puissance lors du stockage d'énergie électrique ne semble donc généralement pas appropriée. En cas de stockage décentralisé, cette disposition s'applique tant qu'un accumulateur n'augmente pas la puissance maximale devant être mise à disposition par le réseau. Etant donné la simultanéité de l'injection maximale d'électricité produite par les installations photovoltaïques avec la charge maximale pendant la journée, cette condition ne pourra pas être donnée à l'avenir, en particulier dans les réseaux ayant une très faible proportion d'installations photovoltaïques. En ce cas aussi, la perception de rémunérations pour l'utilisation du réseau semble uniquement se justifier si elle entraîne une augmentation de la puissance de raccordement ou un engagement du gestionnaire de réseau permettant un soutirage correspondant du réseau en tout temps. Une alternative serait de limiter en le soutirage du réseau (de distribution) sur une base non garantie, c.-à-d. en cas de congestions. Cette dernière approche aurait en outre l'avantage que l'exploitant de l'installation pourrait choisir de verser les rémunérations pour l'utilisation du réseau et de choisir ainsi lui-même d'être traité en tant que producteur et/ou consommateur.

L'installation d'accumulateurs décentralisés permet le cas échéant d'éviter ou du moins de réduire l'extension du réseau de distribution. Cela dépend du contexte local du réseau de distribution, soit en particulier du profil résiduel découlant de la charge locale et de la production décentralisée de même

---

<sup>10</sup> L'introduction d'une rémunération de la mise à disposition de capacité dans un seul pays améliore la compétitivité de ses centrales dans les échanges transfrontaliers d'électricité. Pour que tous les producteurs soient soumis aux mêmes conditions de concurrence, la Commission européenne préconise des réglementations uniformes et harmonisées et pousse le cas échéant à agir, en Suisse également.

que des coûts spécifiques d'extension du réseau. Au sens d'une optimisation globale, le gestionnaire de réseau devrait examiner les différentes options techniques avant de réaliser un projet d'extension du réseau consécutif à une réduction fréquente de l'injection d'électricité d'origine renouvelable. Cela implique cependant que le gestionnaire de réseau connaît les coûts de l'option «stockage décentralisé» et que ceux-ci sont décisifs pour lui. A l'inverse, il serait souhaitable que les accumulateurs soient pris en compte dans la valeur des extensions de réseau évitées. Une option serait d'introduire un nouveau produit pour une «utilisation des accumulateurs au service du réseau», p. ex. sous forme d'un service système autonome.

Un produit correspondant pourrait en principe être acquis au moyen d'un appel d'offres. S'il est possible de conclure un contrat dont les coûts sont inférieurs aux coûts d'extension du réseau projetés, il y a lieu de privilégier cette solution. Il faudrait néanmoins clarifier comment le besoin approprié pourrait être défini de manière transparente et efficace au niveau local. En outre, il n'est pas sûr qu'il y ait du potentiel pour une procédure d'appel d'offres dans une région géographiquement restreinte et que les particuliers notamment seraient prêts à prendre des engagements à suffisamment long terme, ce qui serait une condition nécessaire pour l'abandon des mesures d'extension du réseau. Malgré les avantages théoriques d'un tel produit, il y a ainsi des doutes considérables par rapport à l'application pratique, de sorte qu'il faudrait examiner cette approche plus en détail.

Comme alternative, on pourrait enfin imaginer la construction et l'exploitation d'accumulateurs d'énergie par un gestionnaire de réseau. Celui-ci pourrait ainsi utiliser un accumulateur non seulement pour gérer les congestions locales, mais aussi pour fournir d'autres services système, à l'instar du maintien de la tension.

Le problème fondamental serait la contradiction avec le principe de la séparation entre le domaine régulé des réseaux et le marché de gros concurrentiel d'une part et, par conséquent, une utilisation perfectible des accumulateurs correspondants d'autre part. Le modèle d'activité primaire d'un accumulateur consiste en règle générale dans le stockage de l'électricité en période de prix plus bas et dans la revente en période de prix plus hauts. Cela implique cependant une participation active au marché de gros et s'oppose ainsi à la neutralité d'un gestionnaire de réseau régulé par rapport à l'évolution du marché. En l'espèce, il y a bien une certaine analogie à l'achat des pertes des réseaux, mais cette solution signifierait encore une extension des activités correspondantes.

En théorie, il serait imaginable de limiter l'utilisation d'un accumulateur régulé exclusivement à la gestion des congestions et à la fourniture de services système. Mais même en ce cas, le gestionnaire de réseau serait tenu d'acheter et de vendre l'énergie supplémentaire sur le marché de gros. La fourniture autonome de services système contreviendrait en outre au principe d'une acquisition basée sur le marché. Il ne serait notamment guère envisageable qu'un gestionnaire de réseau se procure entièrement à l'extérieur la puissance de réglage dont il a besoin en période de prix plus bas, p. ex., et ne se serve pas de ses propres ressources.

Dans l'ensemble, l'option d'un accumulateur d'énergie régulé détenu par les gestionnaires de réseau semble ainsi problématique et ne peut être recommandée de manière générale.



# Einleitung und Vorbemerkungen

---

## 1 HINTERGUND UND METHODIK

### 1.1 Energiepolitischer Hintergrund – Energiestrategie 2050

Der Bundesrat hat am 04.09.2013 in einer Botschaft an das Parlament geplante Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie 2050 vorgestellt. Die Energiestrategie ist das Resultat einer über zwei Jahre dauernden Vorbereitungs- und Vernehmlassungsphase<sup>11</sup> und legt Ziele für den schrittweisen Umbau der Schweizer Stromversorgung bis 2050 fest. Bereits 2011 hatten Bundesrat und Parlament den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (kein Neubau, Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke, sofern die Betriebssicherheit gewährleistet ist). Die Energiestrategie 2050 verfolgt sieben Stossrichtungen:

1. Senkung des Energie- und Stromverbrauchs
2. Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien
3. Sicherstellung des Zugangs zu internationalen Energiemärkten
4. Intensivierung der internationalen Zusammenarbeit
5. Stärkung der Energieforschung
6. Vorreiterrolle der öffentlichen Hand beim Umbau der Energieversorgung
7. Aus- und Umbau der elektrischen Netze und der Energiespeicherung

Der Energiespeicherung kommt im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Rolle zu. Da die Produktion aus dargebotsabhängigen Energiequellen zeitlich nicht notwendigerweise mit dem Verbrauch zusammenfällt, besteht ein verstärkter Bedarf an der Zwischenspeicherung von Strom (bzw. Energie). Die Energiespeicherung soll dabei zum einen durch Forschungsförderung zum anderen durch Änderungen bei der Vergütung von steuerbaren, erneuerbaren Energien weiter entwickelt werden.

---

<sup>11</sup> Die Vernehmlassung dauerte vom 28.09.2012 bis 31.01.2013

Die vorliegende Studie soll einen inhaltlichen Beitrag zur Diskussion um die Rolle von Stromspeichern im Rahmen der Energiestrategie 2050 leisten. Insbesondere soll im Rahmen der Studie die Frage beantwortet werden:

- wie hoch der Bedarf an verschiedenen Speichertechnologien im zeitlichen Horizont der Energiestrategie 2050 ist,
- wie wirtschaftlich die Speicher dabei betrieben werden können, und
- wie die Rahmenbedingungen ausgestaltet werden müssen, damit Speicher ihren Beitrag zum Umbau der Schweizer Energieversorgung bis 2050 leisten können.

## 1.2 **Aufbau der Untersuchung: Ausgangslage und Fragestellung**

Mit dem geplanten massiven Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der damit eingehenden fluktuierenden Produktion gewinnt der Einsatz von Energiespeichern stark an Bedeutung.

Der oben skizzierte Umbau der Stromversorgung erfordert eine **Flexibilisierung der Stromversorgung**. Das lange gültige Credo „die Produktion folgt dem Verbrauch“ lässt sich aufgrund der stochastischen Natur der Produktion von Wind und Sonne nicht länger aufrechterhalten. Um Verbrauch und Produktion in Einklang zu bringen, müssen eine oder mehrere der folgenden Massnahmen ergriffen werden:

1. Abregelung von erneuerbarer Produktion, für die keine Nachfrage besteht und die nicht zwischengelagert werden kann,
2. Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetzleitungen, um benötigten erneuerbaren Strom anderen Verbrauchern (bzw. Speichern) zugänglich zu machen,
3. Zwischenspeicherung von nicht benötigtem erneuerbaren Strom,
4. Anpassung der Stromnachfrage an die dargebotsabhängige Produktion (so genanntes Demand Response).

Durch die Abregelung von Anlagen geht erneuerbare Energie verloren, die damit nicht mehr zum Ziel einer ausgeweiteten Grünstromerzeugung beitragen kann. Der Leitungsbau vermag dies zu vermeiden, setzt allerdings voraus, dass entweder auf Übertragungsebene oder im Ausland noch Last bereit steht, die mit dem erneuerbaren Strom gedeckt werden kann. **Speicher** entzerren zeitlich die Produktion vom Verbrauch und erlauben so einen späteren Verbrauch des zuvor erzeugten Stroms. Im Falle von Demand Response wird der Verbrauch der Produktion angepasst und nicht umgekehrt. Im Gegensatz zu Demand Response sind Speichertechnologien in Europa praktisch bewährt.

Die Studie legt dar, welchen Beitrag Speichertechnologien zur Energiewende leisten können und wie die Rahmenbedingungen angepasst werden sollten, damit ein effizienter Einsatz von Speichern stattfinden kann.



## 1.3 Aufbau der Untersuchung: Methodik und Vorgehen

### **Modul A: Technologie- und Kostenentwicklung**

In Modul A werden die möglichen, realistischen und für die Schweiz relevanten Entwicklungen der verschiedenen Technologien sowie deren Charakteristika und Kostenkomponenten über den Zeitraum 2015-2050 beschrieben. Es werden alle Speichertechnologien berücksichtigt (Bsp: zentrale und dezentrale Speicher, Wärme- und Stromspeicher, Power-to-Gas, Elektromobilität sowie chemische Speicher). Die verschiedenen Charakteristika, wie die zeitliche Dauer der Speicherung (kurz, mittel- und langfristig), die Kapazität (Energie und Leistung), die Flexibilität und die Reaktionszeit des Speichers sowie die Kosten- und Lernkurven werden detailliert diskutiert. Die verschiedenen Speichertechnologien werden darüber hinaus auf Basis ihrer typischen Leistungsklassen Spannungsebenen zugeordnet. Durch einen modularen Aufbau können dabei kleinere Speicher zu einem grösseren kombiniert werden, während dies im umgekehrten Falle nicht möglich ist. Ein Ausblick auf die Kostenentwicklung der verschiedenen Speichertechnologien bis 2050 schliesst dieses Modul ab.

### **Modul B: Bedarfsanalyse**

In Modul B wird der potenzielle technische Speicherbedarf bis 2050 identifiziert. Die Kalkulationen basieren auf Annahmen, die aus den Szenarien der Energieperspektiven 2050 abgeleitet wurden, erweitert um eigene und mit den vorangegangenen Szenariorechnungen konsistente Annahmen. Ermittelt wird der „sinnvolle technische“ Speicherbedarf, wobei der „sinnvolle technische“ Bedarf nicht mit dem maximalen technischen Speicherbedarf zu verwechseln ist, der zur Vermeidung aller Engpassrestriktionen zwischen den Spannungsebenen notwendig wäre.

Der Speicherbedarf wird für Modellnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen ermittelt. In Modul B wird die zeitliche Speicherdauer (kurz, mittel- und langfristig), die Flexibilität und die Reaktionszeit detailliert analysiert.

### **Modul C: Netze, Märkte und Handlungsempfehlungen**

In Modul C wird eine ökonomische Bewertung verschiedener Speichertechnologien sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch volkswirtschaftlicher Sicht vorgenommen. Dazu wird basierend auf den Erkenntnissen aus den Modulen A und B eine Strommarktsimulation für die Stichjahre 2020, 2035 und 2050 vorgenommen. Die Simulation dient der Beantwortung der Frage, welche Speicher für welche Anwendungszwecke wirtschaftlich eingesetzt werden können. Im Rahmen der Simulation kann die Verteilung der Kosten und Nutzen auf die einzelnen Akteure identifiziert werden. Ferner wird in Modul C der Frage nachgegangen, wie sich einzelne Speichertechnologien ergänzen und wie sich Speicher mit anderen Flexibilisierungsoptionen (z.B. Produktionsmanagement von erneuerbaren Energien und Demand Response) kombinieren lassen.

Es werden Aussagen zur optimalen Platzierung auf den verschiedenen Netzebenen aus Sicht der verschiedenen Akteure (u.a. Netzbetreiber, Marktakteure, Verbraucher) und aus Gesamtsystemsicht getroffen.

Der Einfluss des Einsatzes von Speichern auf die Stromnetze und die Strom- und Wärmeproduktion, die Energiepreise, die Versorgungssicherheit und die Förderung und Integrierbarkeit erneuerbarer Energien bilden zentrale Ergebnisse der Studie.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Handlungsempfehlungen zur Änderung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichertechnologien sowie zur Ausrichtung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten ausgesprochen.

# Modul A – Energiespeicher

---

In der energiepolitischen Debatte besteht momentan viel Interesse am Thema Energiespeicher<sup>12</sup>. Angesichts des klimapolitisch motivierten Ausbaus erneuerbarer Energien überall in Europa gelten sie als eine der Optionen zur notwendigen Flexibilisierung von Strom- und Wärmebereitstellung. Tatsächlich stellt die zunehmende fluktuierende dezentrale Einspeisung in die Stromnetze, vor allem durch Wind- und Solarenergie, eine grosse Herausforderung für die Systemstabilität dar: die Produktion des Stroms erfolgt zunehmend bedarfsunabhängig. Darüber hinaus streben viele Regierungen eine deutliche Verringerung des Energieverbrauchs an – auch hier können Speicher grundsätzlich einen Beitrag leisten, z.B. Wärmespeicher in WKK-Anlagen, die zur Vermeidung von Energieverlusten und damit zur Steigerung der Systemeffizienz beitragen.

Auch die Schweiz hat mit den Weichenstellungen der "Energierategie 2050"<sup>13</sup> die Grundlagen für eine Umgestaltung der Stromversorgung gelegt. Die Prioritäten liegen dabei bei einer Senkung des Stromverbrauchs, einer Verbreiterung des Stromangebots und einem Ausbau der Stromnetze - bei einem gleichzeitigen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Die Energierategie 2050 sieht auch eine deutliche Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern bis 2050 vor. Dabei soll –laut den verschiedenen Szenarien der Energieperspektiven 2050- die aus Wasserkraft erzeugte Strommenge um 3,2 TWh auf bis zu 38,6 TWh pro Jahr ansteigen, die aus Windanlagen auf bis zu 4,3 TWh und der Solarstrom auf bis zu 11,2 TWh (vgl. Szenario "Neue Energiepolitik"). Das BFE hatte hierzu schon in den früheren "Energieperspektiven 2035"<sup>14</sup> festgestellt, dass es zur Gewährleistung der Leistungsverfügbarkeit verstärkt Speicher-, Pump- und Netzkapazitäten bedarf. Eine ähnliche Sichtweise wird in den Nachbarländern vertreten, deren Strommärkte eng mit dem Schweizer verflochten sind. Insbesondere entsteht durch die ehrgeizigen Pläne der deutschen Bundesregierung zum Ausbau von Wind- und Solarkraft im Rahmen der Energiewende potenziell auch grenzübergreifender Speicherbedarf.

Zugleich vermelden aber Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken Einkommensverluste.<sup>15</sup> Das klassische Geschäftsmodell, die Umwandlung von Grund- in Spitzenlast über den Lastgang eines Tages, hat an Profitabilität verloren, seit sich die Preisunterschiede (sogenannte Preisspreads) von Strom im Grosshandel über einen Tag verringern. Verschiedene Gründe tragen zu dieser Entwicklung bei, wie z.B. die Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe (Kohle, Erdgas) und CO<sub>2</sub>-Zertifikate in den vergangenen Jahren. Ein massgeblicher Faktor ist aber auch der verstärkte Zubau von Photovoltaikanlagen: Wie man in Süddeutschland beobachten kann, verringert sich die Residuallast

---

<sup>12</sup> Entsprechend des Auftrags befasst sich dieser Bericht mit stationären Energiespeichern für Strom und Wärme.

<sup>13</sup> Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, UVEK 2012.

<sup>14</sup> Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, UVEK 2007.

<sup>15</sup> Vgl. z.B. die Äusserungen von Kurt Rohrbach, Vizepräsident des Verwaltungsrates der BKW und Präsident des Verbandes Schweizerischer Energieunternehmen (VSE), im Tagesanzeiger vom 4.9.2012.

(das ist die nach Abzug der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie durch konventionelle Kraftwerke zu bedienende Last) in den verbrauchsstarken Mittagsstunden durch die zunehmende Einspeisung von Solarstrom – mit Auswirkungen auch für die Schweiz. Das Beispiel zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit von Speichern, insbesondere unter dem gegenwärtigen Strommarktdesign, keineswegs durch den allgemein konstatierten Speicher- und Flexibilisierungsbedarf sichergestellt wird.

Tatsächlich entstehen im Energiesystem sehr unterschiedliche Bedarfe, und die Speichertechnologien unterscheiden sich in mehrfacher Hinsicht: in Bezug auf die gespeicherten Energieträger, in ihrer Leistung und Speicherkapazität und damit in den gespeicherten Energiemengen, in ihren Kosten und in Bezug auf die Reaktionsgeschwindigkeit. Entsprechend unterschiedlich sind auch ihre Funktionalität und ihr möglicher Einsatz im Stromsystem, z.B. in Bezug auf die Netzebene, die Vermarktungsmöglichkeiten, den Einsatz in Privathaushalten oder industriellen Grossanlagen.

In diesem Bericht gehen wir ausschliesslich auf Energiespeicher für Strom und Wärme ein. Es sollte aber nicht vergessen werden, dass z.B. die fossilen Primärenergieträger Gas und Kohle ebenfalls speicherbar sind und dass sie für den Einsatz im gegenwärtigen Stromversorgungssystem auch gespeichert werden. Aus wirtschaftlicher Sicht stehen Strom- und auch Wärmespeicher mit der kombinierten Speicherung und Stromerzeugung aus diesen Energieträgern im Wettbewerb.

Der Bericht zu Modul A behandelt die verschiedenen Funktionen und die technischen Optionen von Speichern im Energiesystem, im ersten Teil geht es um Strom-, im zweiten um Wärmespeicher. Auch die Kostenstrukturen werden dargestellt. Eine Analyse des technischen Bedarfs im Schweizer Stromversorgungssystem erfolgt in Modul B, eine Analyse der Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologien in Modul C.

## 2 STROMSPEICHER

### 2.1 Einführung

In der leitungsgebundenen Stromversorgung müssen Einspeisung und Verbrauch jederzeit in Übereinstimmung gebracht werden, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Für den Verbrauch gilt: ein erheblicher Teil unterliegt Verträgen, die eine unterbrechungsfreie Lieferung zu einem einheitlichen Preis festschreiben (das gilt vor allem im Haushaltsbereich<sup>16</sup>). In der Folge variiert deshalb die entsprechende Nachfrage weitgehend unabhängig von den Kosten der Bereitstellung. In einem klassischen Stromversorgungssystem ist deshalb der Kraftwerkspark auf den Lastgang und

---

<sup>16</sup> In Zukunft könnte ein Demand-Side-Management (DSM) auf Grundlage von Smart Metern das ändern. DSM stellt tatsächlich eine der alternativen Flexibilisierungsoptionen des Versorgungssystems dar.

seine Veränderungen hin ausgerichtet: günstige, aber schwer regelbare Kapazitäten wie Kernkraftwerke bedienen die Grundlast, teurere, flexible Kraftwerke –z.B. Gasturbinenkraftwerke- die Spitzenlast. In diesem System finden Pumpspeicherkraftwerke ihren Platz, die den günstigen Grundlaststrom in den Nachtstunden in teureren Spitzenlaststrom der Mittags- und Abendstunden umwandeln. In liberalisierten Strommärkten erfolgt diese Umwandlung im Rahmen des Marktgeschehens.

Grundsätzlich ist die Last nicht vollständig prognostizierbar, und so bedarf es ständiger Flexibilität in der Strombereitstellung. Für den Fall von Abweichungen der tatsächlichen von der geplanten Last der Stromanbieter und –nachfrager im Stromgrosshandel kontrahiert der Netzbetreiber in einem separaten Markt Regelleistung<sup>17</sup>, das heisst Kapazitäten, die kurzfristig nach Bedarf zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten und zur Frequenzhaltung eingesetzt werden können. Hieran nehmen auch heute schon Pumpspeicherkraftwerke teil; sie stehen freilich mit anderen Optionen der Regelleistungserbringung im Wettbewerb (vor allem gut regelbaren Gaskraftwerken sowie der Nachfrageanpassung industrieller Grossanlagen). Eine weitere Nutzungsmöglichkeit von Speichern ist die Vorsorge für Notfallsituationen, d.h. unvorhergesehene Ausfälle des Netzbetriebs. Hierbei stellen sie Alternativen zu kleinen, dezentralen Produktionskapazitäten wie Dieselgeneratoren dar.

Die derzeit verfügbaren Speicherkapazitäten sind global gesehen relativ gering: Weltweit sind etwa 130 GW an Speicherleistung installiert (davon ca. 99% Pumpspeicherkraftwerke). Zum Vergleich: Die installierte Produktionsleistung liegt alleine in Deutschland bei 160,5 GW<sup>18</sup>. Die erwartete Zunahme fluktuierender Einspeisung, vor allem durch Wind- und Solaranlagen, verändert aber das klassische Paradigma einer ganz auf Nachfragefluktuationen ausgerichteten Stromversorgung – das System muss insgesamt erheblich flexibler werden, wenn dauerhaft eine sichere und stabile Stromversorgung gewährleistet werden soll. Zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem kommen noch Veränderungen des Lastgangs hinzu, beispielsweise durch den Trend zur Klimatisierung, E-Mobilität und Wärmepumpen – auch dies trägt potenziell zum Flexibilisierungsbedarf bei. Dabei erweitert sich nicht nur der Umfang der benötigten Kapazitäten, sondern es verändert sich auch das Bedarfsprofil: Nicht nur die Speicherung über den Lastgang eines Tages, sondern die Speicherung über mehrere Tage oder gar Wochen kann je nach Wetterlage aufgrund überschüssiger Sonnen- oder Winderzeugung in bestimmten Zeiten bzw. ausbleibender Produktion in anderen Zeiten erforderlich werden.

Die Herausforderungen betreffen über die Lastdeckung hinaus auch die Rolle der Verteilnetze (Nieder- und Mittelspannung): Sie müssen nun nicht mehr nur den Strom aus zentralen Kraftwerken zu dezentralen Nachfragern transportieren, sondern ihrerseits im grossen Umfang dezentral erzeugten Strom aufnehmen. Starke Einspeisung, etwa von Strom aus Photovoltaikanlagen an sonnenreichen Tagen, kann deshalb bestehende Netze überspeisen, wie in Süddeutschland in den letzten Jahren zu beobachten war. Da diese Belastungen in der Regel aber nicht konstant auftreten, können erzeugungs-

---

<sup>17</sup> Man unterscheidet dabei zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung (oder auch: -reserve),

<sup>18</sup> Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur von 2011.

nahe Speicher grundsätzlich solche Überlastungen ausgleichen: Sie helfen bei der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung, mittels derer eine Kapazitätserweiterung der Netze gegebenenfalls vermieden werden kann. Bei Modellen dezentraler Stromversorgung kommt Speichern deshalb häufig eine entscheidende Rolle zu – sie ermöglichen im Extremfall sogar eine autarke Versorgung unabhängig von Übertragungs- und Verteilnetzen. In der Schweiz ist die Energieversorgung von netzfernen Objekten, z.B. Almhöfen, ein Beispiel für ein Anwendungsgebiet<sup>19</sup>.

Für die Integration dezentraler fluktuierender Produktion in das Stromversorgungssystem gibt es neben dem Netzausbau auch noch weitere Alternativen zur Speicherung: zum einen flexible Kraftwerke, vor allem Gasturbinen- und Wasserkraftwerke<sup>20</sup>, zum anderen Nachfragesteuerung (Demand Response). Gegenüber Speichern haben Kraftwerke jedoch den Nachteil, dass sie zwar Versorgungsgenüsse - etwa bei Windflauten - vermeiden, nicht aber überschüssigen Strom bei Spitzenproduktion (sogenannte negative Residuallast) - etwa an besonders sonnenreichen Tagen - aufnehmen können. In Deutschland ist es in derartigen Fällen bereits häufiger zur Abregelung von Solar- und Windstrom gekommen. Aus ökonomischer Sicht sollte freilich die Kosteneffizienz die Wahl der Flexibilisierungsoption bestimmen. Dies kann, wie das Beispiel der Pumpspeicher zeigt, im Wettbewerb über die Teilnahme von Speichern an Grosshandelsmärkten für Strom geschehen, oder auch in Regelenenergiemärkten. Hierbei ist keine Dominanz einer Technologie zu erwarten, sondern ein Nebeneinander der verschiedenen Flexibilisierungsmöglichkeiten und der Einsatz von Speichern unter bestimmten, günstigen Bedingungen.

Die Vorgaben der Energiestrategie 2050 (und entsprechend die der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission für die Nachbarländer der Schweiz) führen jedoch zu so einschneidenden Veränderungen im Stromversorgungssystem, dass in ganz Europa eine Debatte über die Netzregulierung und die wettbewerblichen Rahmenbedingungen der Versorgung, das sogenannte Strommarktdesign, entbrannt ist. In Modul C, das die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Speichereinrichtungen behandelt, gehen wir daher auf die Rolle von Speichern in einem zukünftigen Strommarkt ein.

## 2.2 Technische Kennwerte von Stromspeichern

Bevor wir die einzelnen Technologien vorstellen, gehen wir nun zunächst auf grundlegende technische Kennwerte von Stromspeichereinrichtungen ein. Für den Einsatz im Stromsystem sind vor allem die Speicherkapazität, die Speicherleistung, die Entladedauer sowie einige weitere Eigenschaften relevant. Sie werden durch die folgenden technischen Grössen erfasst:

---

<sup>19</sup> In verschiedenen Bergstationen, etwa der Monte-Rosa-Hütte in Zermatt, kommen schon heute Energiespeicher zum Einsatz.

<sup>20</sup> In der Schweiz verfügen viele Wasserkraftwerke über ein Oberbecken zur Speicherung; vom Pumpspeicherkraftwerk unterscheidet sie das fehlende Unterbecken/fehlende Pumpen.

- **Energiespeicherkapazität** (gemessen in kWh): Die maximale Energiemenge, die durch den Speicher gespeichert werden kann.
- Die (**maximale**) **Endladeleistung** oder –verkürzt- **Speicherleistung** (in kW) bestimmt, welche Leistung der Speicher bei Entladung zur Verfügung stellt (analog ist die (**Be**)**ladeleistung** definiert). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich insbesondere die Entladeleistung z.B. in Abhängigkeit des Ladezustandes, des Alters oder der Speicherzyklen (s.u.) verringern kann.
- Der **Wirkungsgrad** (angegeben in Prozent) bezeichnet das Verhältnis von ein- zu ausgespeicherter Energie und erfasst so die Speicherverluste. Diese entstehen bei der Wandlung von elektrischer in nicht-elektrische Energie und umgekehrt. Manche Speichertechnologien weisen darüber hinaus bei längerer Speicherdauer Selbstentladung auf (vor allem Batterien), die beim Einsatz zu berücksichtigen ist. Der Wirkungsgrad ist dann im Hinblick auf eine typische Speicherdauer zu definieren.
- Die **Energiedichte** (gemessen in kWh/t, kWh/m<sup>3</sup>, Wh/l) bezeichnet die speicherbare Energiemenge pro Masse- bzw. Volumeneinheit eines Speichers. Analog dazu wird die **Leistungsdichte** (gemessen in kW/kg bzw. kW/m<sup>3</sup>) definiert, welche die (maximale) Leistung pro Masse- bzw. Volumeneinheit angibt. Beide Grössen spielen in Bezug auf den Raumbedarf der Energiespeicher eine Rolle; wichtig aber ist auch ihr relatives Verhältnis, da es eher leistungs- und eher energieintensive Speicheranwendungen gibt.
- Die **Reaktionszeit** und die **Regelgeschwindigkeit** geben an, wie schnell der Energiespeicher bei Bedarf mit der Entladung beginnen kann bzw. wann die maximale Leistung erreicht wird.
- Sie ist von der **Einsatzdauer** bzw. der **Lade-** und **Entladedauer** zu unterscheiden, die sich direkt aus der Kombination von Energiespeicherkapazität und Lade-/Entladeleistung ergibt und bestimmt, über welchen Zeitraum die entsprechende Leistung zur Verfügung gestellt werden kann. Bei der Anwendung ist darüber hinaus die **Speicherdauer** relevant, d.h. die Zeit, die zwischen Be- und Entladung des Speichers liegt. Sie wird freilich vor allem durch den spezifischen Bedarf bestimmt und ist deshalb keine technische Grösse.
- Die **Lebenszeit** eines Energiespeichers wird unterschiedlich gemessen: Bei Batterien ist die Zahl der Speicherzyklen<sup>21</sup> entscheidend, bei anderen Technologien wird die Lebensdauer hingegen in Jahren angegeben. Auch die Nennung der Gesamtenergiemenge, die über die Lebenszeit gespeichert werden kann, wird gelegentlich als ein Mass für die Lebensdauer eines Speichers herangezogen.

Die mit den Parametern verbundenen Eigenschaften bestimmen die Funktionalität der Speicher; sie haben auch Auswirkungen auf die spezifischen Kosten. Hierauf gehen wir nach der Vorstellung der verschiedenen Energieformen und ihrer Ausprägungen ein.

---

<sup>21</sup> Mit einem Speicherzyklus bezeichnet man einen einmaligen Be- und Entladevorgang.



## 2.3 Energieformen und ihre technische Nutzung zur Stromspeicherung

Elektrische Energie kann als Energieträger nicht direkt gespeichert werden. Physikalisch gesehen umfasst die Stromspeicherung deshalb im Wesentlichen drei Schritte: die Wandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger, die Speicherung dieses Energieträgers und schliesslich die Rückwandlung in elektrische Energie bei Bedarf. Verschiedene Energieformen werden hierzu genutzt bzw. können prospektiv genutzt werden:

- potenzielle Energie,
- chemische Energie,
- mechanische (auch kinetische) Energie,
- elektrostatische und elektromagnetische Energie,
- thermische Energie.

In diesem Unterabschnitt gehen wir genauer auf ihre Nutzung in verschiedenen technologischen Ausprägungen ein<sup>22</sup> und vergleichen deren Eigenschaften. Der darauffolgende Abschnitt behandelt ihre Kosten und deren erwartete Entwicklung. Eine vertiefende Darstellung der einzelnen Speichertechnologien findet sich im Anhang.

### 2.3.1 Potenzielle Energie

Potenzielle Energie entsteht durch Höhenunterschiede gegenüber dem Erdgravitationsfeld, gegen das bei der Anhebung von Masse Arbeit verrichtet wird.

*Pumpspeicherkraftwerke* sowie *Umwälzpumpen*<sup>23</sup> nutzen die potenzielle Energie von Wasser, das zur Energieeinspeicherung vom Unter- in das Oberbecken gepumpt wird, und bei dem der Rückfluss zur Ausspeicherung eine Turbine, gekoppelt mit einem Generator, antreibt. Die grossen speicherbaren Energiemengen (mehrere GWh) und die hohe zur Verfügung stehende Leistung (zwischen 50 und 4000 MW) sowie die schnellen Reaktionszeiten bei der Ausspeicherung bieten grosse Vorteile. Der hohe Wirkungsgrad (70 bis 85%) führt zu geringen Stromverlusten und entsprechend geringen operativen Kosten. Voraussetzung für die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks sind allerdings geographische Verhältnisse, die eine Einrichtung von Ober- und Unterbecken mit ausreichendem Höhenunterschied ermöglichen. Das begrenzt die Ausweitungsmöglichkeiten von Pumpspeichern, einer ansonsten ausgereiften Technologie mit vergleichsweise geringen Reaktionszeiten und günstiger Kostenstruktur.

Auch *Speicherkraftwerke* beruhen auf der Nutzung potenzieller Energie: Im Unterschied zu Pumpspeicherkraftwerken verfügen sie nur über ein Oberbecken, welches aus einem natürlichen

---

<sup>22</sup> Auf die Funktionen im Stromsystem wird im anschliessenden Unterabschnitt genauer eingegangen.

<sup>23</sup> Im Folgenden verwenden wir den Begriff „Pumpspeicher“ übergreifend für Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss und reine Umwälzpumpen.



Zufluss gespeist wird und es erlaubt, den natürlichen Zufluss und die Nutzung des gespeicherten Wassers zur Stromerzeugung zeitlich voneinander zu entkoppeln. Analog bieten auch Schwellwasserkraftwerke begrenzte Speichermöglichkeiten. Im engeren Sinne handelt es sich bei Speicher- und Schwellwasserkraftwerken aber nicht um *Stromspeicher*, da sie keine elektrische Energie aufnehmen können. Sie eignen sich somit auch nicht für die Einspeicherung überschüssiger Stromerzeugung und werden daher in diesem Bericht nicht weiter berücksichtigt.

### 2.3.2 Chemische Energie

Chemische Speicher beruhen darauf, dass chemische Energie in chemischen Reaktionen freigesetzt bzw. aufgenommen wird, wenn das Produkt gegenüber dem Reaktant einen niedrigeren bzw. höheren Energiegehalt aufweist. Insbesondere wird chemische Energie in galvanischen Elementen (*Batterien*) in elektrische Energie umgesetzt. Diese bestehen aus Elektroden (typischerweise unterschiedliche Metalle) und Elektrolyten (typischerweise eine chemische Verbindung, die im flüssigen Zustand in Ionen dissoziiert). Für die Speicherung geeignet sind dabei reversible galvanische Elemente in *Akkumulatoren* (auch als Sekundärzellen bezeichnet), in denen auch die (Rück-)Umwandlung von elektrischer in chemische Energie möglich ist.

Batterien werden zum Teil bereits heute als stationäre Stromspeicher eingesetzt, z.B. Bleisäure-Batterien; zum Teil befinden sie sich noch in der Entwicklungsphase. Im Vergleich zu anderen Speicheroptionen sind die betriebliche Sicherheit und die Lebensdauer wichtige Parameter, die über Kosteneffizienz und Einsatzmöglichkeiten mitentscheiden. Dabei wird die Lebensdauer von Batterien in Speicherzyklen gemessen, also der Anzahl von Ein- und Ausspeisungsvorgängen bis zum Ende der Funktionsfähigkeit. In Verbindung mit der erwarteten jährlichen Anzahl an Speicherzyklen lässt sich eine Lebensdauer in Jahren ableiten. Dabei unterscheiden sich die Batterietechnologien im Hinblick auf die maximale Entladetiefe – viele Batterien sollten zur Materialschonung nicht vollständig entladen werden. Der Entladungsgrad legt somit den nutzbaren Bereich der Speicherkapazität fest. Die Zyklenzahl ist nicht nur für die Bewertung der Kapitalkosten wichtig, die ja über die Lebensdauer abgeschrieben werden, sondern auch im Hinblick auf den mit dem Austausch verbundenen Aufwand.

Weitere wichtige Eigenschaften, in der sich Batterien deutlich voneinander unterscheiden, sind die technische Effizienz (Wirkungsgrad), die Speicherleistung und die Speicherkapazität.

Wie im nachfolgenden Abschnitt beschrieben, gibt es unterschiedliche Leistungsklassen von Batterien, die über ihre Anwendbarkeit bestimmen. Im Gegensatz zu anderen Stromspeichern sind Batterielösungen aber besser skalierbar, d.h. durch Verschaltung einzelner Batteriezellen kann eine entsprechend höhere Speicherleistung bzw. -kapazität erreicht werden.

Die Gruppe der Batterien lässt sich weiter differenzieren in eine Reihe verschiedener Technologien:

- In der Konsumentenelektronik weit verbreitete Akkumulatoren sind *Lithium-Ionen-Batterien*. Sie verfügen über eine hohe Energiedichte. Für den stationären (und auch automobilen) Einsatz sind sie gleichwohl noch vergleichsweise teuer und befinden sich hier noch in der Pilotphase. Chemisch beruhen die Elektroden auf Lithium-Cobaltaten, Lithium-Magnaten, Lithium-

Eisenphosphaten und Lithium-Polymeren. Bei niedrigem Ausspeicherungsgrad (20-40%) erreichen sie eine besonders hohe Haltbarkeit (mehr als 20.000 Zyklen), doch auch bei 80% Ausspeicherung liegt die Zyklenzahl immerhin noch bei 4.000 bis 10.000 Zyklen. Ein weiterer Vorteil liegt bei dem hohen Wirkungsgrad von bis zu 95%.

- *Blei-Säure-Batterien* werden bereits heute im stationären Bereich eingesetzt, etwa zur Bereitstellung von Minutenreserve. Die Akkumulatoren mit Bleielektroden und Säure-Elektrolyten weisen eine vergleichsweise hohe Lebensdauer auf - die Zyklenzahl bewegt sich allerdings nur im Bereich von 1000 bis 3000. Nachteile sind zudem die geringen Energie- und Leistungsdichten des Materials. An Verbesserungen wird derzeit geforscht.
- *Nickel-Metallhydrid* und *Nickel-Cadmium-Batterien* sind sehr robust (der Einsatz ist z.B. auch bei sehr niedrigen Temperaturen möglich) und weisen eine hohe Energiedichte auf, verfügen aber über einen vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad von weniger als 90%. Ausserdem sind sie deutlich teurer als Batterien auf Bleibasis, nicht zuletzt aufgrund der geringen Haltbarkeit (600 bis 1200 Speicherzyklen). Der Einsatz von Nickel-Cadmium Batterien in der EU wurde zudem aufgrund der Toxizität des Materials stark eingeschränkt.
- In *Redox-Fluss-Batterien* (z.B. auf Vanadium-Basis, Abkürzung VRFB) werden die flüssigen Elektrolyte ausserhalb der Batteriezelle in externen Tanks aufbewahrt. Bei Bedarf kann die energiespeichernde Elektrolytflüssigkeit ausgetauscht und etwa transportiert werden. Die Wandlung in elektrische Energie erfolgt an der Elektrode, an der die chemische Reaktion (Reduktion und Oxidation) stattfindet.
- Auch *Natrium-Schwefel-Batterien* können grössere Strommengen speichern und kommen somit auch in mittlerer Grösse zum Einsatz. Im Unterschied zu den vorher genannten Beispielen liegt der Elektrolyt hierbei im Kaltzustand nicht in flüssiger, sondern in fester Form vor. Beim Einsatz wird die Masse auf 270-350°C erwärmt und auf diese Weise verflüssigt. Die Betriebstemperatur kann im Dauerbetrieb durch die entstehende Reaktionswärme aufrechterhalten werden. Die lange Lebensdauer von 10.000 bis 15.000 Zyklen ist ein grosser Vorteil der Technologie, ebenso wie die hohe Energiedichte.
- Die *Zebra-Batterie* basiert auf flüssigem Natrium und Nickel als Elektroden und Natriumchlorid als Elektrolyt. Sie verfügt über eine hohe Energie- und niedrige Leistungsdichte. Ihr stationärer Einsatz erfolgt bislang in mittlerer Grösse. Derzeit wird an besonders langlebigen Varianten geforscht, da die Zyklenzahl bislang mit 2000 noch eher beschränkt ist. Ein Vorteil der Zebra-Batterie liegt im hohen Wirkungsgrad von 95%.

Tabelle 2 vergleicht die verschiedenen Technologien bezüglich ausgewählter technischer Parameter. Diese Zusammenstellung zeigt deutlich die teilweise grossen Unterschiede auf. So verfügen Lithium-Ionen und Nickel-Cadmium Batterien z.B. über eine sehr hohe Leistungsdichte, letztere aber nur über eine geringe Energiedichte. Umgekehrt bieten Natrium-Schwefel- und Zebra-Batterien eine hohe Energie- aber nur eine begrenzte Leistungsdichte. Analog sind auch erhebliche Unterschiede hinsichtlich des Wirkungsgrads und der Anzahl möglicher Speicherzyklen zu erkennen.

**Tabelle 2: Vergleich technischer Parameter verschiedener Batterietechnologien**

Technologie	Optimaler Ausspeicher- grad	Energie- dichte [kWh/t]	Leistungs- dichte [W/kg]	Wirkungs- grad	Maximale Speicher- zyklen
Lithium-Ionen	20-40% 80%	100-150	700-1300	95%	<20.000 4.000 - 10.000
Blei-Säure	80%	25-45	100-500	80-85%	1.000 - 3.000
Nickel- Cadmium	80%	60-90	500-1000	85-90%	600 - 1200
Vanadium- Redox-Fluss	80%	16-33	20-28	70-80%	10.000
Natrium- Schwefel	100%	100-200	160-220	70-80%	10.000 - 15.000
Natrium- Nickelchlorid (Zebra)	80%	90-120 25-45	150-170 100-500	90-95% 80-85%	>2000

Neben der Anwendung in Batterien ist chemische Energie auch die Grundlage der **Power-to-Gas**-Technologie<sup>24</sup>: die Stromspeicherung erfolgt hier über den Stromeinsatz zur Produktion synthetischer Gase. Während Akkumulatoren jedoch bereits heute in begrenztem Mass im stationären Bereich eingesetzt werden, wird die Power-to-Gas-Technologie noch nicht kommerziell genutzt. Pilotanlagen, wie in Falkenhagen bei Berlin, sind aber bereits im Langzeit-Einsatz.

Im Falle von *Power-to-Hydrogen* auf der Basis von Wasserstoff wird Strom in einem Elektrolyseur zur Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff eingesetzt. Wenngleich flüchtig und hochreaktiv, ist Wasserstoff ein gasförmiger Energieträger, der in speziellen Tanks gelagert werden kann. Er kann in Brennstoffzellen zu Strom (rück-)gewandelt werden. Wasserstoff kann in einem geringen Mischungsverhältnis<sup>25</sup> Erdgas beigemischt und dann in den bestehenden Erdgasnetzen transportiert und auch in Erdgasspeichern gespeichert werden. Alternativ dazu gibt es Konzepte, die den Aufbau einer eigenen Wasserstoff-Infrastruktur für stationäre und mobile Anwendungen vorsehen.

Ein neueres Power-to-Gas-Konzept sieht eine weitere Umwandlung des Wasserstoffs in Methan vor (*Power-to-Methane*). Methan – klassisches Erdgas - ist weniger flüchtig und explosiv als Wasserstoff, und bei Transport und Speicherung kann auf die bestehende Gasinfrastruktur zurückgegriffen werden.

Vom Konzept her sind beide Power-to-Gas-Technologien auf eine grossdimensionierte und längerfristige Speicherung hin angelegt. Bei der Speicherung des Gases kann auf die bereits heute

<sup>24</sup> Genauer muss zwischen Power-to-Hydrogen und Power-to-Methane unterschieden werden.

<sup>25</sup> Die deutsche DVGW empfiehlt anfänglich eine maximale Beimischung von 5%, zwischenzeitliche wurde dieser Wert auf 10% angehoben

praktizierte Speicherung von Gasen in Grosstanks sowie in unterirdischen Poren- und Kavernenspeichern zurückgegriffen werden, die freilich an geographische Voraussetzungen gebunden ist (letztere sind in der Schweiz allerdings kaum vorhanden, vgl. Anhang).

Ein Problem der beiden Power-to-Gas-Technologien besteht in den hohen Energieverlusten während der Wandlungsprozesse: Der Wirkungsgrad bei Ein- und Ausspeicherung (also Gasifizierung und Rückverstromung) beträgt bei Power-to-Hydrogen 36 bis 45%, bei Power-to-Methane 27-36%.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Rückwandlung synthetischen Wasserstoffs bzw. Methans in Strom zwar möglich, aber nicht zwingend ist. Methan kann – ebenso wie Wasserstoff – auch anderen Verwendungen, etwa in der Raumwärmebereitstellung, zugeführt werden. Streng genommen handelt es sich bei Power-to-Gas also nicht um eine Speichertechnologie, sondern um die Konversion eines Energieträgers (elektrischer Strom) in ein anderes Medium (Gas).

### 2.3.3 Mechanische (oder kinetische) Energie

Mechanische (oder kinetische) Energie ist Bewegungsenergie; sie entspricht der Arbeit, die aufgewendet werden muss, um ein Massenobjekt in Bewegung zu setzen.

*Schwungräder* speichern mechanische Energie in Form von Rotationsenergie, indem sie zuvor in einem Vakuum durch Elektromotoren auf hohe Drehzahlen beschleunigt werden. Bei der Bremsung des Schwungrads wird die elektrische Energie zurückgewonnen. Moderne Schwungräder können hohe Wirkungsgrade von bis zu 97% erreichen. Sie gehören einer kleineren Leistungsklasse an (<1 MW) und eignen sich insbesondere für die Frequenzhaltung. Schwungräder befinden sich in einer fortgeschrittenen Pilotphase an der Schwelle der Kommerzialisierung.

*Druckluftspeicher* nutzen mechanische Energie bei der Verpressung von Druckluft in einem hermetisch geschlossenen Hohlraum mittels Pumpen. Die ausströmende Druckluft wird mittels Turbinen und Generatoren wieder in elektrische Energie zurückgewandelt. Wird die entstehende Prozesswärme gespeichert (adiabatische Druckluftspeicher), können Wirkungsgrade bis zu 70% erreicht werden, diabatische Druckluftspeicher ohne Wärmespeicherung liegen bei 50%. Ähnlich wie Pumpspeichieranlagen dienen Druckluftspeicher als Grossspeichieranlagen, sind aber prinzipiell ebenfalls auf günstige geographische Verhältnisse angewiesen. Abgesehen von der möglichen Verwendung (kleiner) oberirdischer Druckbehälter basieren sie auf der Nutzung unterirdischer Kavernenspeicher, die einerseits als Hohlraum für den Druckluftspeicher, andererseits als Gasspeicher genutzt werden können, so dass sich eine Nutzungskonkurrenz ergibt. Für die Schweiz kommt in der Praxis nur die Nutzung von Drucktanks in Frage, die sich aber noch in der Pilotphase befindet. Zudem gibt es bislang weltweit erst zwei kommerziell eingesetzte diabatische Druckluftspeicher mit unterirdischen Kavernen. Erste Demonstrationsanlagen mit adiabatischem Speicher befinden sich im Bau.

#### 2.3.4 Elektrostatische und elektromagnetische Energie

Elektrostatische und elektromagnetische Energie werden in elektrostatischen bzw. elektromagnetischen Feldern gespeichert. Die gespeicherte Energie entspricht der zur Produktion des jeweiligen Felds aufgewandten Arbeit. Obwohl die Stromspeicherung auf der Basis elektrostatischer und elektromagnetischer Energie physikalisch naheliegt, sind die beiden hier vorgestellten Anwendungen begrenzt und befinden sich darüber hinaus in einer frühen Pilotphase; sie werden deshalb auch in den späteren Vergleichsgraphiken nicht mit aufgeführt.

*Klassische Kondensatoren* beruhen auf dem Prinzip der Speicherung von elektrischer Energie in einem zwischen Kondensatorplatten erzeugten elektrischen Feld. Sie haben eine extrem lange Lebensdauer, können jedoch nur geringe Energiemengen speichern. *Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren* kombinieren das Kondensatorprinzip mit der elektrochemischen Speicherfunktion von Batterien: das elektrische Feld entsteht zwischen einer porösen und dadurch enorm grossen Fläche der festen Elektrode und dem flüssigen Elektrolyten, die durch eine dünne Beschichtung voneinander getrennt sind. Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (manchmal auch: *Superkondensatoren*) kommen für sehr kurzfristige Speicherung zur Stabilisierung der Frequenzhaltung in Frage, freilich erst in der Zukunft.

Eine weitere Möglichkeit der Anwendung im Stromversorgungssystem ist die Speicherung elektromagnetischer Energie in einem in einer supraleitenden *Spule* erzeugten Magnetfeld, wobei diese auf eine extrem niedrige Temperatur gekühlt werden muss. Die gespeicherte Energie kann unverzögert in elektrische Energie zurückgewandelt werden. Ähnlich wie Superkondensatoren könnten Spulen eines Tages in der Frequenzhaltung zum Einsatz kommen.

#### 2.3.5 Thermische Energie

Thermische Energie ist diejenige Energie, die in der ungeordneten Bewegung der Atome oder Moleküle eines Stoffes gespeichert ist und stellt eine Zustandsgrösse dar. Als Wärmeenergie wird von einem stofflichen Medium in ein anderes stoffliches Medium übertragen, wenn Temperaturunterschiede zwischen den Medien bestehen und die Systemgrenze nicht thermisch isoliert ist. In Form von Nutzwärme dient sie zur Deckung eines Endenergiebedarfs von Haushalts- und Industriekunden; auf die verschiedenen Wärmebedarfe gehen wir kurz in dem Abschnitt zu Wärmespeichern ein. Potenziell kann thermische Energie darüber hinaus auch zur Stromspeicherung eingesetzt werden; an solchen Anwendungen wird derzeit geforscht: Mit *elektrothermischer Energiespeicherung* bezeichnet man ein Verfahren auf Basis einer Umwandlung von elektrischer in thermische Energie mit einer späteren Rückwandlung in elektrische Energie. Das eingesetzte Wärme-medium ist Wasser, das in isolierten Tanks gespeichert wird (sensible Wärmespeicherung, vgl. 3.2). Mit Hilfe einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe wird es erhitzt, wobei Elektrizität verbraucht wird (Einspeicherung der elektrischen Energie). Es kann dann über Stunden, ggf. auch einige wenige Tage in einem Tank gespeichert werden; bei einer längeren Speicherung steigen die Verluste und der Gesamtwirkungsgrad der Speicherung sinkt. Zur Ausspeicherung der Energie wird eine Wärmekraftmaschine eingesetzt, die die thermische Energie zunächst in mechanische und - mit Hilfe eines

Generators - in elektrische Energie umwandelt. Elektrothermische Energiespeicher kommen als Grossspeicheranlagen in Betracht, da nur bei entsprechender Dimensionierung ein akzeptabler Wirkungsgrad erreicht wird. Dieser liegt gegenwärtig bei maximal 55 bis 65%.

## 2.4 Vergleich grundlegender technischer Eigenschaften

An dieser Stelle führen wir nun zunächst einen technischen Vergleich der wichtigsten Eigenschaften der Speichertechnologien auf, d.h. eine graphische Übersicht zur typischen Entladedauer, zur Effizienz und schliesslich der Lebensdauer der verschiedenen Technologien. Die zugrunde liegenden Zahlen sind im Einzelnen auch im Anhang zu finden.

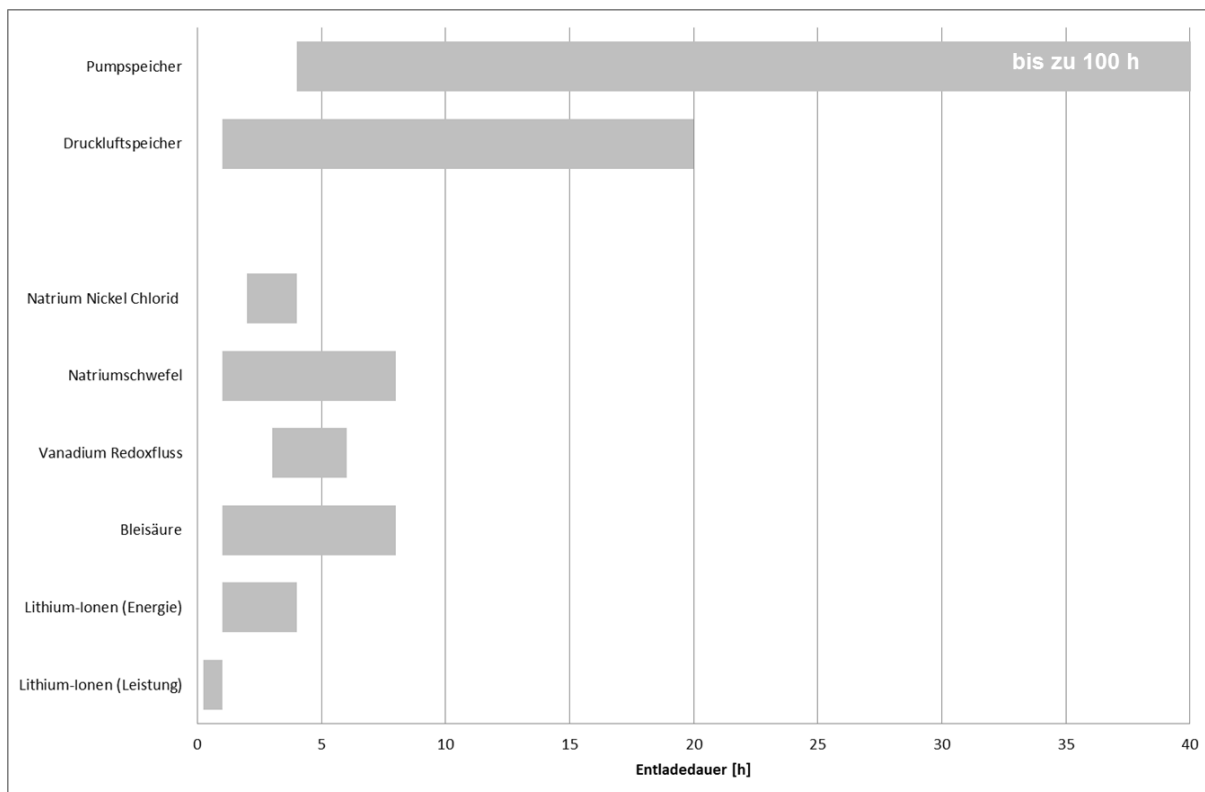
Als erstes gehen wir auf die typische Entladedauer ein. Hierzu muss zunächst noch einmal auf den Zusammenhang zwischen Speicherleistung, Speicherkapazität und Entladedauer hingewiesen werden: Von möglichen Verlusten abgesehen, ergibt sich die Entladedauer als Quotient aus Speicherkapazität und Speicherleistung (wie dargestellt: *Entladeleistung*). Je nach Funktion des Speichers im Stromsystem (und in Abhängigkeit technischer Grundeigenschaften der eingesetzten Technologie) kann dieser entweder auf eine höhere Leistungsbereitstellung oder eine höhere Speicherkapazität hin ausgelegt werden - und damit eine kürzere oder längere Entladedauer aufweisen. Ein Beispiel: Werden Pumpspeicher im klassischen Stromsystem zur Wandlung von Grund- in Spitzenlaststrom eingesetzt, so bedarf es einer Entladedauer von nicht mehr als vier bis sechs Stunden, in denen die hohen Spitzenlastpreise erzielt werden können. Entsprechend sind die meisten Pumpspeicherkraftwerke darauf ausgelegt, für einen solchen Zeitraum eine hohe Leistung zur Verfügung zu stellen. Würde man bei demselben Ober- und Unterbecken deutlich kleinere Pumpen und Generatoren installieren, könnte eine geringere Leistung auch über einen längeren Zeitraum zur Verfügung gestellt werden. Manche Pumpspeicherkraftwerke weisen jedoch auch bei heutiger Auslegung schon deutliche längere Entladedauern auf, wie z.B. Limberg II in Österreich mit einer maximalen Entladedauer von 68 Stunden. Solche Kraftwerke können auch zur Wochenspeicherung genutzt werden, wie sie in von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsystemen zur Überbrückung von schwachwindigen bzw. sonnenarmen Zeiten benötigt werden.

Entsprechend sind die Zahlen in Abbildung 5 zu verstehen: Sie geben das Spektrum der Entladedauer der Speichertechnologien entsprechend ihres typischen Einsatzes im Stromsystem an. Man erkennt, dass die Batterietechnologien durchgängig nur Strom für wenige Stunden speichern können. Lithium-Ionen-Batterien werden entweder auf eine hohe Leistung oder eine längere Ausspeicherung ausgelegt; sie werden in der Abbildung deshalb zwei Mal aufgeführt. Einzig Druckluft- und Pumpspeicher erreichen, je nach Auslegung und geographischen Voraussetzungen, Entladedauern von bis zu einem Tag, so dass sie als Wochenspeicher (vgl. Abschnitt 2.4) eingesetzt werden können.

Die beiden Power-to-Gas-Technologien führen wir an dieser Stelle nicht mit auf. Sie alleine haben das Potenzial für eine längerfristige Speicherung grosser Energiemengen (in Form von gespeichertem Wasserstoff bzw. Methan). Dies setzt die Nutzung einer eigenen Wasserstoff- und Gasinfrastruktur voraus, wobei die Rückverstromung kein notwendiger Teil der Wertschöpfungskette sein muss. Auch



die elektrothermische Energiespeicherung wird an dieser Stelle weggelassen, da sich ihre Entwicklung in einem frühen Stadium befindet und die Einsetzbarkeit nicht absehbar ist.

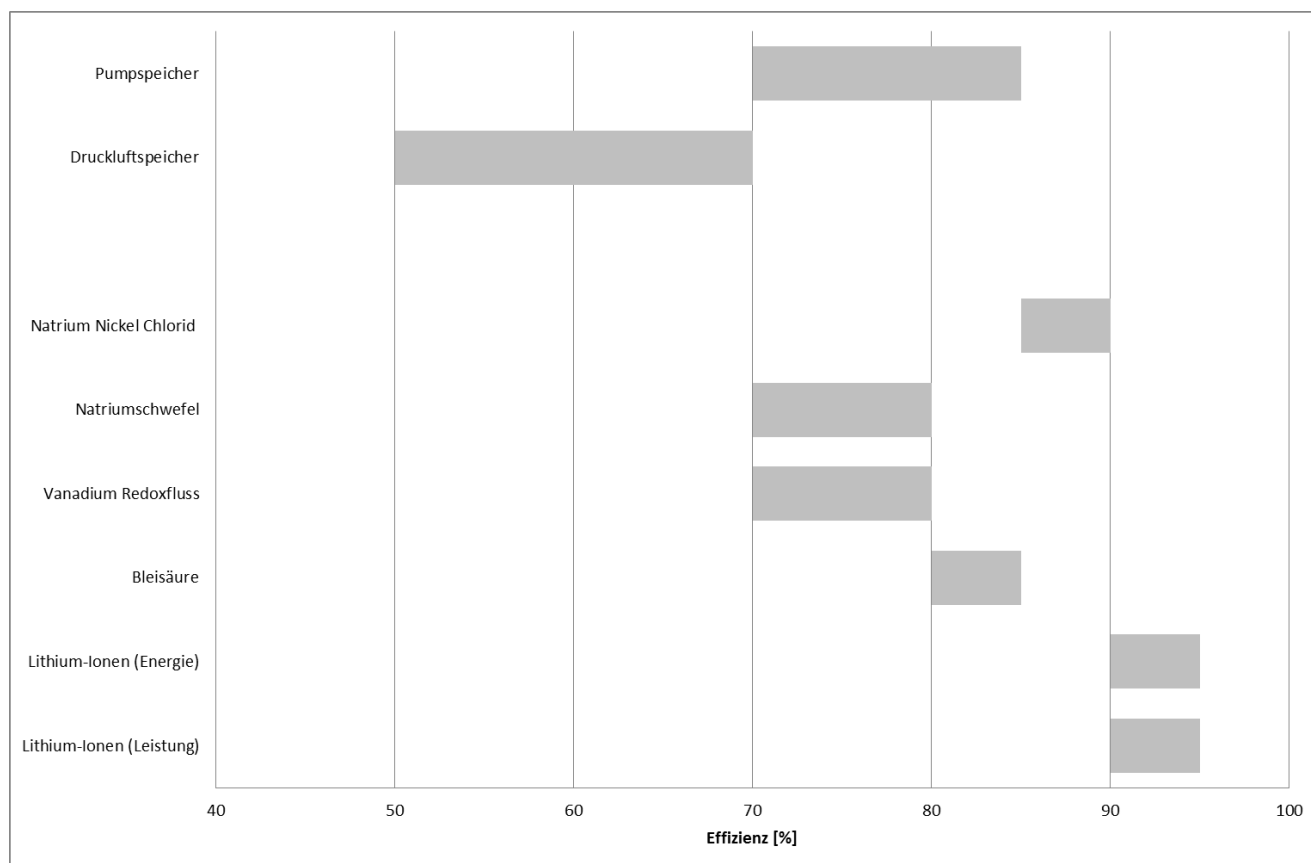


Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 5 Typische Entladedauer eines Speichers nach Technologien**

Als zweites vergleichen wir die Speicher im Hinblick auf ihre Effizienz: Der Wirkungsgrad<sup>26</sup> ist für die Kosteneffizienz des Speichers entscheidend, denn er bestimmt nicht nur die technische, sondern auch die ökonomische Verlustrate bei Ein- und Ausspeicherung der Energie (wobei die ökonomischen Verlustraten bei einer Kosten/Nutzenbetrachtung zu den jeweiligen Kapitalkosten ins Verhältnis gesetzt werden müssen).

<sup>26</sup> Die angegebenen Zahlen beziehen sich auf den gesamten Ladevorgang: Sie geben das Verhältnis von ausgespeicherter zu eingespeicherter Energie an.



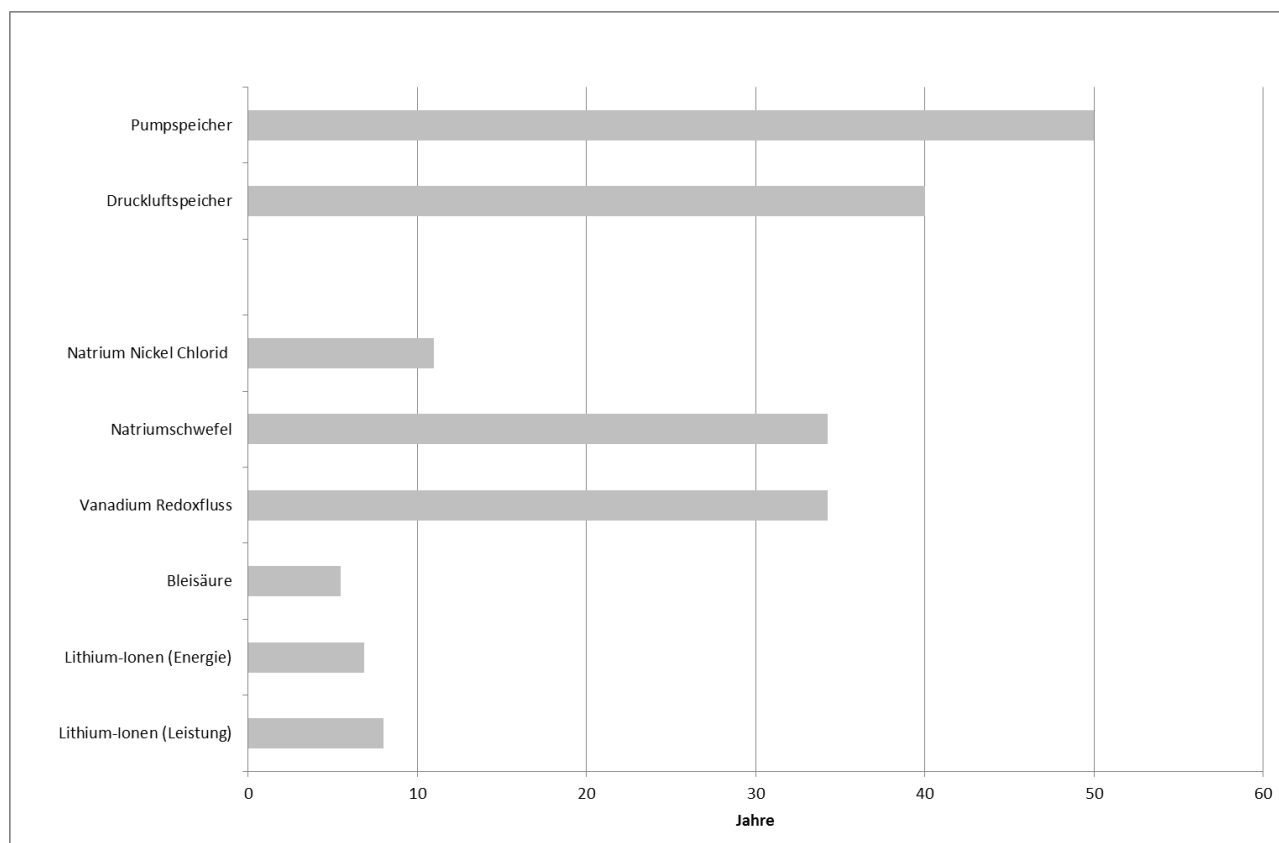
Quelle: DNV KEMA

### Abbildung 6 Wirkungsgrad verschiedener Stromspeichertechnologien

Abbildung 6 zeigt deutliche Unterschiede zwischen den Wirkungsgraden der Speichertechnologien. Bei den Grossspeicheranlagen sind moderne, bereits heute betriebene Pumpspeicher mit einem Wirkungsgrad von bis zu 85% effizienter als Druckluftspeicher. Diese erreichen bis zu 70%, wobei sich die hohen Wirkungsgrade auf adiabatische Anlagen beziehen, die sich noch in der Pilotphase befinden. Die unterschiedliche Effizienz bei den Batterien hatten wir bereits zuvor thematisiert; sie spiegelt auch den Entwicklungsfortschritt der Technologien wider.

Zuletzt gehen wir in unserem Vergleich auf die Lebensdauer der Speichertechnologien ein. Diese spielt sowohl im Hinblick auf den vorgesehenen Einsatz im Stromsystem als auch für die Kostenrechnung eine Rolle: Sind Ersatzinvestitionen technisch schwer zu realisieren, etwa weil ein unterbrechungsfreier Betrieb gewährleistet werden muss, sind haltbarere Speichertechnologien vorteilhaft. Wie schon erläutert, hängt die Lebensdauer vor allem bei Batterien entscheidend von der Frequenz des Einsatzes ab. Zur Herstellung der Vergleichbarkeit wird bei Abbildung 7 deshalb jeweils ein Ladezyklus pro Tag (bei optimaler Entladung, wie zuvor aufgeführt in Tabelle 2) unterstellt.





Quelle: DNV KEMA

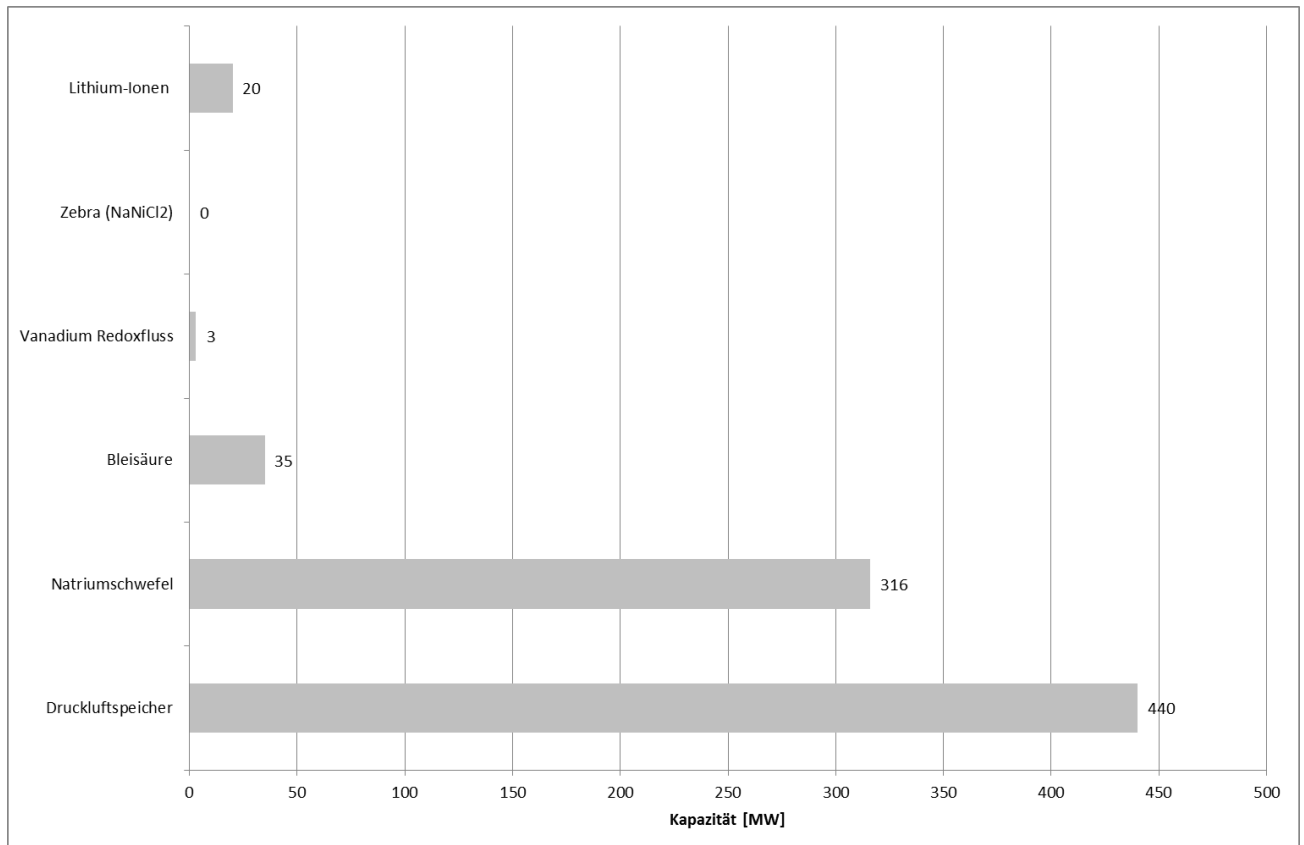
### Abbildung 7 Lebenszeiten verschiedener Speichertechnologien

Bei den Batterietechnologien weisen Natriumschwefel- und Vanadiumredoxfluss-Batterien mit über 30 Jahren die längste Lebensdauer auf (was Zyklenzahlen von mehr als 10.000 entspricht). Es folgen Natriumnickelchlorid-(Zebra)-Batterien mit elf Jahren sowie Lithium-Ionen-Batterien, die haltbarer sind, wenn sie auf Leistung ausgelegt werden. Wie schon zuvor dargelegt, ist die vgl. kurze Haltbarkeit eine Schwäche der Bleisäure-Batterien, an deren Verbesserung gegenwärtig gearbeitet wird. Druckluft- und Pumpspeicher hingegen haben eine deutlich längere Lebensdauer als Batterien, die darüber hinaus nur durch die Lebensdauer der Pumpen und Generatoren begrenzt wird (so ist auch die Graphik zu verstehen): Die bautechnischen Bestandteile, also die präparierten Kavernen sowie Ober- und Unterbecken, sind bei entsprechender Wartung im Prinzip dauerhaft einsatzfähig.

#### 2.4.1 Heutiger Einsatz von Stromspeichern im Stromsystem

Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass Speicher bislang nur begrenzt im Stromversorgungssystem genutzt werden. Einzig Pumpspeicherkraftwerke sind weit verbreitet, andere hier dargestellte Technologien werden vereinzelt eingesetzt (z.B. Schwungräder, Blei-Säure-Batterien) oder befinden sich in der Entwicklungsphase (z.B. Superkondensatoren, Power-to-Gas). Mit 99% bzw. 127 GW installierter Leistung dominieren die Pumpspeicher die heute weltweit installierte Kapazität an

Stromspeichern. Abbildung 8 gibt eine Übersicht über die anderen, heute installierten Speicherkapazitäten.



Quelle: EPRI 2012

### Abbildung 8: Weltweit installierte Kapazität an Stromspeichern

Die jüngeren Entwicklungen des Stromversorgungssystems, zumindest in der Schweiz und in Europa, begünstigen freilich einen verstärkten Einsatz von Speichern: vor allem der geschilderte Flexibilisierungsbedarf in Folge verstärkter fluktuierender Einspeisung, aber auch gestiegene Kosten flexibler fossiler Kraftwerke, die Alternativen zum Einsatz von Speichern in einem zukünftigen Stromversorgungssystem darstellen.

## 2.5 Funktionen der Stromspeicher

Im diesem Abschnitt gehen wir zunächst auf mögliche Funktionen der verschiedenen Speichertechnologien im Stromversorgungssystem ein und ordnen die zuvor vorgestellten Technologien diesen Funktionen zu. Die Kostenstruktur der Technologien ist Gegenstand des nächsten Teilabschnitts; die

Wirtschaftlichkeit ihres Einsatzes im Schweizer Stromsystem wird vor dem Hintergrund der Bedarfsanalyse in Modul B in Modul C untersucht.

Grundsätzlich unterstützen Stromspeicher eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten, und zwar sowohl im Grosshandelsmarkt als auch für die Erbringung von Systemdienstleistungen. Prinzipiell kann hierbei zwischen den folgenden Anwendungen unterschieden werden:

- Energiespeicherung zur Teilnahme am Grosshandelsmarkt, z.B. zur Glättung des Nachfrageprofils, zur Produktionsoptimierung oder für Zwecke des Energiehandels,
- Erbringung von Reservekapazitäten (Sekundär- und Tertiärreserve),
- Frequenzhaltung (Primärregelung),
- Engpassmanagement,
- Blindleistungskompensation,
- Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit,
- Reduzierung von Netzzrückwirkungen und unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV).

Hinsichtlich der Teilnahme am Grosshandelsmarkt ist zu berücksichtigen, dass der Zeithorizont des Speichereinsatzes hierbei von einem Zeitraum von ca. einer Viertelstunde (z.B. im Intra-day-Markt) bis zur saisonalen Speicherung reicht. Im Bereich der kurzfristigen Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich somit Überschneidungen mit der Erbringung von Regelreserven. Wesentlich ist zudem, dass der Schwerpunkt dieser Anwendungen, in Abhängigkeit vom Zeithorizont, auf der Speicherung von Energie und/oder der Bereitstellung von Leistung liegt.

Eng verbunden mit diesen Anwendungen ist eine mögliche Nutzung von Energiespeichern für Zwecke des Engpassmanagements. Auch dieses erfordert eine zeitliche Verschiebung von Ein- oder Ausspeisung, in diesem Falle um eine mögliche Überlastung von Betriebsmitteln im Netz zu vermeiden. Der Nutzen von Energiespeichern besteht hierbei in der Vermeidung von andernfalls notwendigen Netzausbauten oder der ansonsten erforderlichen Abregelung von dezentralen Produktionseinheiten. Dieser Punkt gewinnt mit einer wachsenden Einspeisung z.B. aus Wind- oder Solarenergie zunehmend an Bedeutung.

Neben der Ein- und Ausspeisung von Wirkleistung können Energiespeicher prinzipiell auch zur Blindleistungskompensation genutzt werden, entweder parallel zur Ein- oder Ausspeicherung von Wirkleistung oder aber im Phasenschieberbetrieb. Entsprechende Anwendungen können sich prinzipiell auf allen Spannungsebenen ergeben, d.h. von Niederspannungsnetzen bis zur Höchstspannung im Übertragungsnetz.

Analog können Energiespeicher auch zur Beherrschung von grösseren Störfällen (Inselbetriebsfähigkeit) bzw. zum Netzwiederaufbau (Schwarzstart) beitragen, sofern sie entsprechend regelfähig sind und vom Netzbetreiber kontrolliert werden können. Hierbei ist davon auszugehen, dass diese Anwendung vorerst auf grössere Speicher beschränkt bleibt, auch wenn perspektivisch eine Einbindung auch (sehr) kleiner Einheiten denkbar ist.

Abschliessend sei noch auf die Vermeidung bzw. Reduzierung von Netzzrückwirkungen sowie die unterbrechungsfreie Stromversorgung hingewiesen. In Verbindung mit einer entsprechend schnellen Leistungselektronik könnten Energiespeicher unerwünschte Netzzrückwirkungen aufgrund von Flickern, Spannungseinbrüchen, Oberschwingungen usw. reduzieren und somit zur Spannungsqualität im Netz beitragen. Entsprechende Anwendungen sind sowohl im Netz als auch auf Kundenseite denkbar. Eng verbunden hiermit ist schliesslich die Nutzung von Energiespeichern zur kurzfristigen unterbrechungsfreien Stromversorgung, d.h. im Falle von Kurzunterbrechungen oder bis zum Start von Notstromaggregaten.

Nachfolgend konzentrieren wir uns auf die zuerst genannten Anwendungen im Grosshandelsmarkt und zur Erbringung von Regelreserven. Hierbei bietet sich eine Unterscheidung nach der üblichen Speicherdauer an. Diese bestimmt, welche Art von Last- bzw. Einspeiseausgleichs durch den Speicher typischerweise abgedeckt werden. Konkret differenzieren wir die Speicherdauer wie folgt:

- **Weniger als 1 Minute (Sekundenspeicherung)** für Zwecke der Frequenzhaltung bzw. Primärregelung,
- **Weniger als 15 min (Minutenspeicherung)** zur Erbringung von Regelleistung (Sekundärreserve sowie teilweise Tertiärreserve) sowie zum eigenständigen Ausgleich von Ausgleichsenergie durch Bilanzgruppen,
- **Zwischen 15 und 60 Minuten (Stundenspeicherung)** zum Ausgleich von Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern (Last, Stromerzeugung aus Wind und Sonne) entweder durch den Übertragungsnetzbetreiber (Regelreserven) oder Bilanzgruppen,
- **Mehrere Stunden (ca. 1 – 8 h, Tagesspeicherung)** zur Last- und Produktionsverschiebung (etwa zum Ausgleich von Grund- und Spitzenlast),
- **Mehrere Tage (ca. 4 - 7 Tage, Wochenspeicherung)** zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Last und Produktion aus dargebotsabhängigen Energiequellen (z.B. Starkwinde bzw. Windflauten und sonnenreiche bzw. sonnenarme Tage),
- **Saisonale Speicher** dienen analog dem Ausgleich saisonaler bzw. langfristiger Schwankungen von Last und Produktion, wie z.B. der in den nördlichen Breiten höheren Last in den Wintermonaten. Ähnlich wird in Mitteleuropa im Winter, Frühjahr und Herbst weniger Strom aus Photovoltaik gewonnen als im Sommer; die höchsten Winderträge sind hingegen im Herbst zu erwarten, die höchsten Erträge von Wasserkraftwerken dagegen nach der Schneeschmelze im Frühjahr.

Für die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten eines Speichers sind vor allem seine Speicherleistung sowie seine Speicherkapazität relevant. Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, kann das Verhältnis zwischen Energiespeicherkapazität und Entladeleistung bei verschiedenen Technologien im Hinblick auf die gewünschte Anwendung angepasst werden.

Daneben ist aber zu berücksichtigen, dass einige Technologien nur in bestimmten Grössenklassen vorliegen, während z.B. Batterien prinzipiell beliebig skalierbar sind. Hieraus ergeben sich weitere

Determinanten bzw. Einschränkungen möglicher Anwendungen, insbesondere hinsichtlich verschiedener Kundengruppen bzw. Netzebenen.

Bezüglich der Leistung unterscheiden wir nachfolgend vier Klassen:

- **Mikrospeicher:**  $\leq 100$  kW für den Einsatz im Rahmen einer dezentralen Stromversorgung von einem oder mehreren Kleinverbrauchern (z.B. Privathaushalte, Kleingewerbe etc.) bzw. im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen,
- **Kleintechnische Speicher:** ca. 1 - 10 MW für den Einsatz auf der Mittelspannungsebene bzw. durch grössere (industrielle) Verbraucher,
- **Mitteltechnische Speicher:** 10 bis 100 MW für den Einsatz auf der Hochspannungsebene,
- **Grosstechnische Speicher:** 100 bis 1000 MW, die überwiegend direkt an die Höchstspannungsnetze im Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Auf Grundlage dieser Grössenklassen gibt Tabelle 3 einen Überblick über Speicheranwendungen, geordnet nach Speicherleistung und Speicherdauer. Für die saisonale Speicherung von Energie kommen insbesondere Grossspeicheranlagen sowie allenfalls mittelgrosse Speicher in Frage, die entsprechend der obigen Darstellung überschüssige erneuerbare Einspeisung über mehrere Wochen oder Monate speichern sollen; im Bereich der Wochenspeicherung gibt es mittel- und grosstechnische Speicheranlagen. Dies setzt darüber hinaus auch eine entsprechend grosse Speicherkapazität voraus.

Für die Last- und Produktionsoptimierung, den Ausgleich der Produktion aus erneuerbaren Energien sowie die Erbringung von Regelleistung und Frequenzhaltung kommen dagegen theoretisch alle Leistungsklassen in Frage. Diese werden allerdings auf unterschiedlichen Spannungsebenen eingesetzt und können somit unter bestimmten Umständen als Alternativen zum Netzausbau dienen. Ergänzend sei hinzugefügt, dass klein- und mitteltechnische Speicher durch eine abgestimmte Steuerung virtuell hochskaliert werden können, um so einen leistungsstärkeren virtuellen Speicher zu erstellen.

**Tabelle 3: Typische Speichieranwendungen im Stromversorgungssystem**

	Mikrospeicher ≤ 100 kW	Kleintechnische Speicher 1 - 10 MW	Mitteltechnische Speicher 10 – 100 MW	Grosstechnische Speicher 100 - 1.000 MW
<b>Monate</b>			Ausgleich saisonaler Schwankungen von Last oder Produktion (z.B. Wind / Solar)	
<b>Tage / Wochen</b>			Ausgleich Wochenprofil (Last) oder aussergewöhnlicher Solar- und Windbedingungen (4-7 Tage)	
<b>Stunden / Tage</b>	Last- und Produktionsoptimierung (4 - 8 h) Ausgleich Produktion aus erneuerbaren Energien (1 - 8 h)			
<b>Minuten / Stunden</b>	Ausgleich von Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern (15 – 60 Minuten) Erbringung von Regelleistung (<15 Minuten)			
<b>Sekunden / Minuten</b>	Frequenzhaltung (≤ 30 Sekunden)			

Eine Zuordnung der in 2.2 eingeführten Speichertechnologien zu den Funktionen im Stromsystem gibt Tabelle 4, in kursiv gesetzt sind Technologien, die sich erst an der Schwelle des kommerziellen Einsatzes oder in der Entwicklungsphase befinden. Es ist deutlich erkennbar, dass Batterietechnologien über ein vergleichsweise grosses Spektrum an Einsatzfunktionen verfügen (wobei die Speicheranlagen ggf. unterschiedlich ausgelegt werden müssen): sie decken das Spektrum der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Last- und Produktionsverschiebung ab.

Bei den grosstechnischen Speichern hingegen stehen bislang nur Druckluft- und Pumpspeicher zur Verfügung: sie können sowohl zur Last- und Produktionsverschiebung als auch zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden. Einige wenige Pumpspeicher eignen sich darüber hinaus zur Wochenspeicherung; sie müssen dann über ausreichend grosse Ober- und Unterbecken verfügen.

Für die saisonale Speicherung hingegen kommen nur die beiden Power-to-Gas-Technologien in Frage (auf Wasserstoff- und Methanbasis), die sich freilich noch in der Pilotphase ihrer Entwicklung befinden. Dies hat auch Kostengründe, wie im nächsten Unterabschnitt diskutiert: Bei der saisonalen Speicherung ist die Zahl der Speicherzyklen naturgemäss sehr niedrig, so dass die Investitionskosten über die Einnahmen aus vergleichsweise wenigen Speichervorgängen finanziert werden müssen – ein erhebliches Problem bei so kapitalintensiven Technologien wie Stromspeichern.

Speicher auf der Grundlage elektromagnetischer und –statischer Energie, also Spulen und Superkondensatoren, sind aufgrund der schnellen Reaktionszeit, der geringen Energieverluste und der Haltbarkeit vielversprechende Technologien für die Frequenzhaltung. Freilich werden ihre Stückkosten noch erheblich fallen müssen, bis sie zum Einsatz kommen können. Schwungräder hingegen werden vereinzelt bereits jetzt in der Frequenzhaltung eingesetzt; auch sie weisen sehr hohe Wirkungsgrade und schnelle Reaktionszeiten auf. Für längere Speichervorgänge kommen sie aber wegen der geringen Speicherkapazität nicht in Frage, ebenso wenig wie Spulen oder Kondensatoren.



**Tabelle 4: Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer**

	Mikrospeicher	Kleintechnische Speicher	Mitteltechnische Speicher	Grosstechnische Speicher
	≤ 100 kW	1 - 10 MW	10 – 100 MW	100 - 1.000 MW
Monate				Power-to-Gas
Tage / Wochen			Pumpspeicher	Pumpspeicher Power-to-Gas
Stunden / Tage	Blei-Säure-Batterien Lithium-Ionen-Batterien	Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien Natrium Nickel Chlorid Vanadium-Redox-Fluss Lithium-Ionen-Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien Natrium Nickel Chlorid Vanadium-Redox-Fluss	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Minuten / Stunden	Blei-Säure-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien	Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien Lithium-Ionen-Batterie, Vanadium-Redox-Fluss	Elektrothermische Speicher Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien Natrium Nickel Chlorid Vanadium-Redox-Fluss	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Sekunden / Minuten	Superkondensatoren, Spulen	Schwungräder Batterien	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher) Batterien	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)

*Technologien in der Entwicklung kursiv*

## 2.6 Kostenstruktur der Speichertechnologien

Für die in diesem Gutachten vorgenommene Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Speichertechnologien ist deren Kostenstruktur entscheidend, und zwar sowohl aus heutiger Sicht als auch im Hinblick auf deren zukünftige Entwicklung. Bestandteile einer Kostenanalyse von Stromspeichern sind:

- die Kapitalkosten der Speicheranlagen (also Kosten für Material, Installation und Betriebssystem der Speicher) – sie stellen für die meisten Technologien den wichtigsten Kostenfaktor dar.
- die (technische) Lebensdauer der Speicheranlage, die die Abschreibung der Kapitalkosten bestimmt. Vor allem bei chemischen Speichern kommt es hierbei auf die Nutzungsintensität des Speichers an, d.h. die Anzahl der Ein- und Ausspeicherungen ist wichtiger als der Gebrauchszeitraum.
- die Systemkosten der Speicherung: sie umfassen alle über die Kapitalkosten der Speicheranlagen hinausgehenden Kosten für Installation und Betrieb, insbesondere Netzanschluss- und Grundstückskosten und die Kosten der Genehmigungsverfahren.
- die operativen Kosten, die durch den Wirkungsgrad des Speichers determiniert werden. Dieser bestimmt nicht nur die technischen, sondern in der Konsequenz auch die ökonomischen Verluste des Speichervorgangs, wobei der monetäre Wert des eingespeicherten Stroms zugrunde gelegt wird.

Bei chemischen Batterien ist über die grundsätzliche Kostenrechnung von Speichern darüber hinaus noch eine weitere Unterteilung der Kapitalkosten in Materialkosten für das Speichermedium, Peripheriekosten (das umfasst Installation, Gehäuse, Isolationsmaterial, thermische und Regel-Managementsysteme) und Konverterkosten (Wandlung von Gleich- in Wechselstrom) sinnvoll<sup>27</sup>. Sie kann insbesondere bei einer Bewertung des Potenzials und der technologischen Entwicklungsfähigkeit hilfreich sein (vgl. auch den nachfolgenden Abschnitt).

Wir werden im Folgenden eine Übersicht über Kosten der im vorherigen Abschnitt vorgestellten Technologien geben, eine genauere Aufschlüsselung der Kostenbestandteile findet sich im Anhang. Die Kosten fallen tatsächlich sehr unterschiedlich aus. Bei der Einordnung des Vergleichs sind jedoch die unterschiedlichen Funktionen der Speicher im Energiesystem zu beachten. Dies ist vor allem für die Frage nach einem effizienten Einsatz im Energiesystem von Bedeutung: so sind bei der Bereitstellung von Reserveleistung andere Kosten wirtschaftlich akzeptabel als bei saisonalen Speichern. Dies ergibt sich -zumindest für das gegenwärtige Stromversorgungssystem- aus den Preisen im Regelenergie- bzw. Spot-Markt für Strom und damit implizit aus der Kostenstruktur der jeweiligen technologischen Wettbewerber der Speicher. Eine solche Einordnung wird in Bezug auf

---

<sup>27</sup> Im Anhang geben wir hierzu eine Aufschlüsselung der Kosten.

das Schweizer Stromversorgungssystem freilich nicht an dieser Stelle, sondern im Modul C vorgenommen.

Für die Einordnung der Kosten sind darüber hinaus auch die Bezugsgrößen von Bedeutung. Zum einen ist wie bei anderen industriellen Technologien eine Betrachtung der Gesamtbetriebskosten ("total cost of ownership") sinnvoll, die Kapitalkosten, operative und Systemkosten über die Lebenszeit mit einer sinnvollen Diskontierung summiert. Dies ist vor allem für einen Vergleich verschiedener Speichertechnologien untereinander von Interesse. Dabei kann man die Gesamtbetriebskosten je nach Fokus der Betrachtung und nach Einsatzgebiet des Speichers in Verhältnis zu dessen Leistung und Kapazität setzen. Darüber hinaus kann auch das Verhältnis der über die Lebenszeit umgesetzten (d.h. ein- und ausgespeisten) Energie und der Gesamtbetriebskosten eine relevante Größe darstellen. Sie ermöglicht dann je nach Anwendung auch einen Vergleich mit den Alternativen der Speichertechnologien im Stromversorgungssystem: so kann man durch einen Vergleich dieser Relativgröße etwa die Bereitstellung von Regelleistung durch ein Schwungrad mit der durch ein Gasturbinenkraftwerk in Verhältnis setzen<sup>28</sup>. Auch die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeicherkraftwerks kann man ablesen, wenn man die Gesamtkosten des ausgespeicherten Stroms (also Kosten des eingespeicherten Stroms plus Speicherkosten) mit den Strompreisen zu Spitzenlastzeiten vergleicht.

### 2.6.1 Übersicht und Vergleich gegenwärtiger Kosten

In diesem Unterabschnitt gehen wir nun auf die Kostenstruktur der hier behandelten Speichertechnologien genauer ein. Dabei konzentrieren wir uns entsprechend des Projektauftrags auf solche Technologien, die in absehbarer Zeit verfügbar und für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem erforderlich sind<sup>29</sup>. Alle Werte beziehen sich dabei auf das Jahr 2012.

Die nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick über die Kostenstruktur der im vorherigen Abschnitt behandelten Technologien aus heutiger Sicht (eine Projektion der zukünftigen Entwicklung folgt im nächsten Unterabschnitt). Wie zuvor erläutert ist die Angabe von spezifischen Kosten bei Speichertechnologien mehrdimensional: Man kann die Kosten in Bezug zur Leistung und in Bezug zur Aufnahmekapazität setzen, oder in Bezug zur umgesetzten Energie über die Lebenszeit.

Abbildung 9 zeigt die Kapitalkosten pro Leistungseinheit<sup>30</sup> – mit und ohne Kosten für die Installation im Netz. Weiter unten gehen wir auf die Gesamtbetriebskosten ein, weitere Angaben zu den Kostenparametern, insbesondere auch den Kapitalkosten pro Speicherkapazitätseinheit, finden sich im

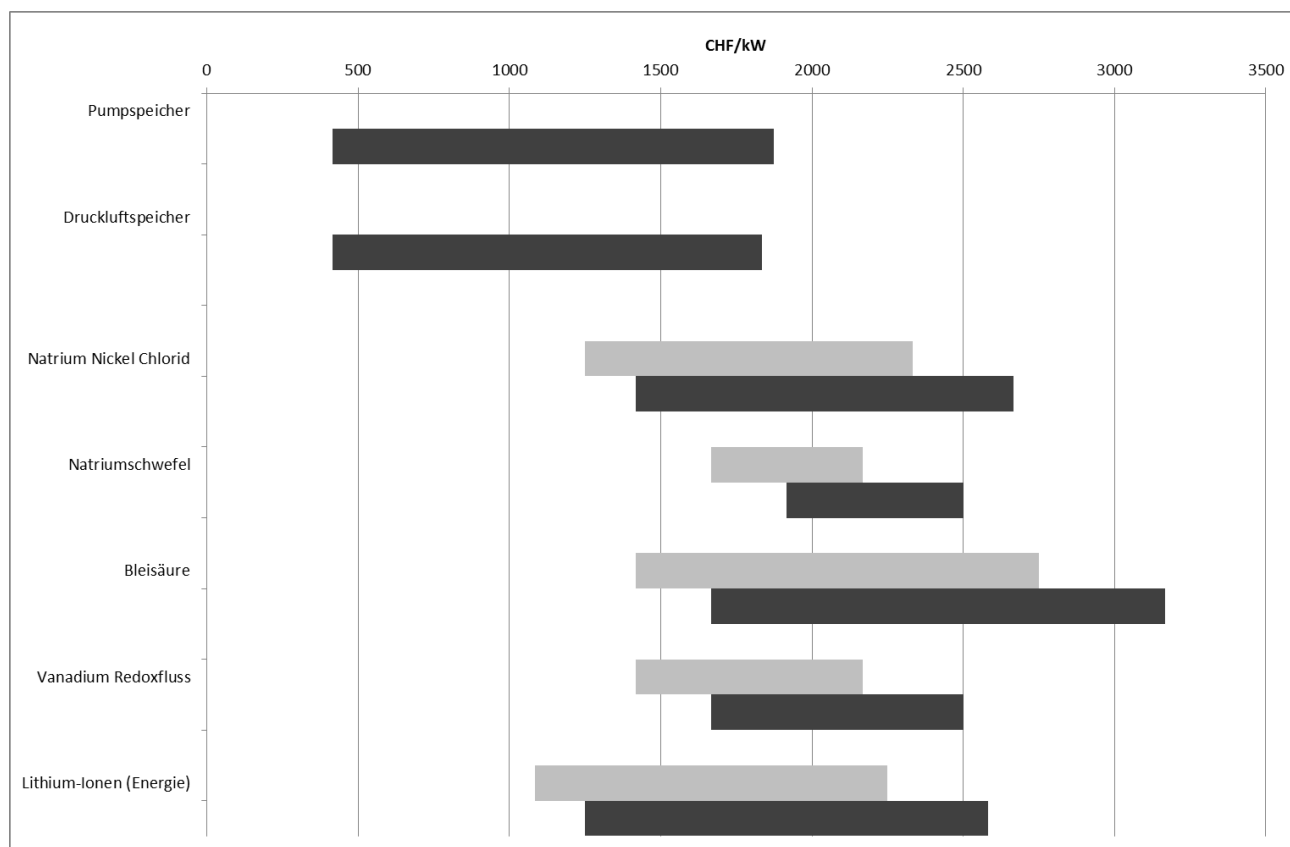
---

<sup>28</sup> Ein solcher Vergleich muss dann einerseits die Gesteungskosten der in das Schwungrad eingespeisten Energie sowie dessen spezifische Speicherkosten, andererseits die Gesteungskosten des Stroms im Gaskraftwerk, einschliesslich eines Deckungsbeitrags, umfassen.

<sup>29</sup> Kostenangaben zu Spulen, Superkondensatoren und Schwungrädern sowie zu Power-to-Gas werden im Anhang behandelt; ebenso die von elektrothermischen Speichern.

<sup>30</sup> Die Werte beruhen auf Berechnungen mit einem von DNV KEMA entwickelten Modellierungstool für Speicheranlagen. In Anhang III werden sie mit denen aus zwei Vorgängerstudien verglichen.

Anhang. Bei den aufgezeigten Werten handelt es sich um Kostenbereiche für die typischen Stromspeichertechnologien. Zur Normalisierung des Vergleichs wurde eine Entladedauer von 4 Stunden unterstellt. Da bei Druckluft- und Pumpspeichern Kapitalkosten ohne Installation nicht sinnvoll auszuweisen sind, wurden sie in der entsprechenden Abbildung weggelassen.



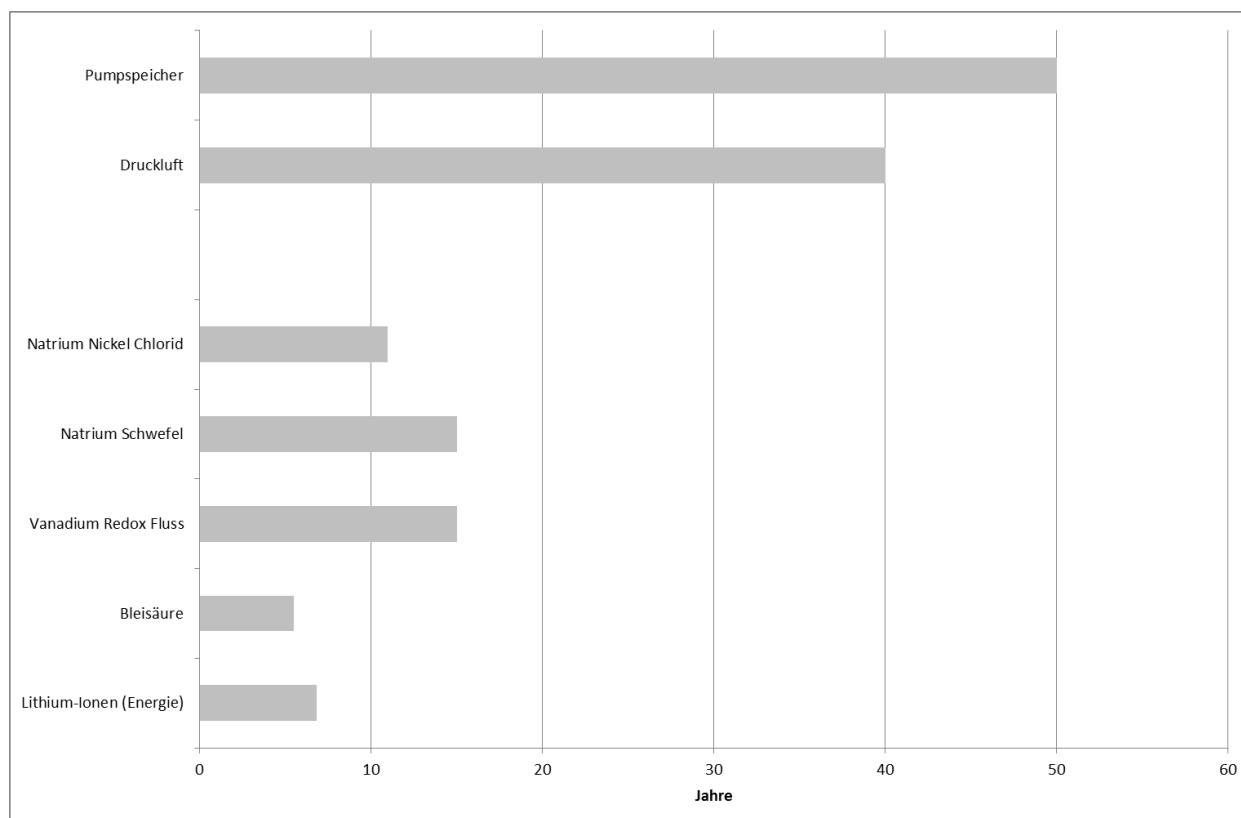
Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 9: Kapitalkosten der Speichereinrichtungen mit (schwarz) und ohne (grau) Kosten der Netzeinbindung**

Man erkennt bereits hier, dass die spezifischen Kapitalkosten von Druckluft- und Pumpspeichern sich im unteren Bereich der spezifischen Kosten für Batterietechnologien bewegen. Der Vergleich der Kapitalkosten alleine ist in Bezug auf die Bewertung des Einsatzes der Technologien im Stromsystem allerdings unzureichend: in die Kostenrechnung gehen, wie wir eingangs gesehen haben, eine ganze Reihe weiterer Kostenfaktoren mit ein. Ein genauer Kostenvergleich der Technologien wird durch die Betrachtung der spezifischen Gesamtbetriebskosten ermöglicht, die neben den Kapitalkosten sämtliche weitere Kosten umfassen, insbesondere auch die operativen Kosten, die bei Speichern im Wesentlichen durch den Wirkungsgrad bestimmt werden.

Die notwendigen Normalisierungsannahmen sind bei den Gesamtbetriebskosten freilich umfangreicher als zuvor: Neben der Speicherkapazität muss auch die spezifische Lebensdauer der

Technologie berücksichtigt werden. Sie bestimmt, über welchen Zeitraum die Investition abgeschrieben wird. Um die Vergleichbarkeit herzustellen gehen wir von einem Speicherzyklus pro Tag aus sowie, wie zuvor, von 4 Stunden Entladedauer. In Abbildung 10 werden die Lebenszeiten der Technologien aufgeführt, wie in der Berechnung der Gesamtbetriebskosten unterstellt.



**Abbildung 10: Annahmen zur Lebensdauer der Speichertechnologien für die Gesamtbetriebskosten**

Um normalisierte Gesamtbetriebskosten zu berechnen verwenden wir ferner die in Tabelle 5 aufgeführten Annahmen. Diese umfassen die folgenden Parameter:

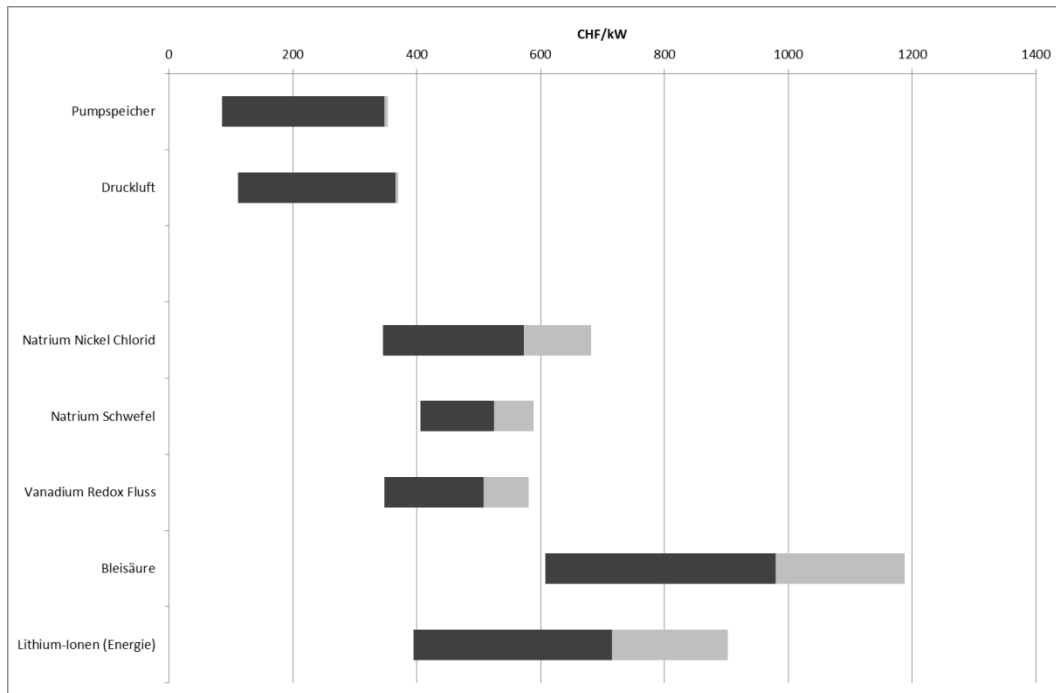
- eine Diskontrate (Zinssatz) ist vonnöten, um Kosten und Erlöse über die Lebenszeit abzuschreiben.
- jährliche Wartungskosten
- der durchschnittliche Strompreis bei Einspeicherung - er ist notwendig, um die Energieverluste des Ein- und Ausspeichervorgangs monetär zu bewerten
- das Verhältnis von Leistung zu Kapazität der Speicheranlage
- die Entladedauer, die zugleich die Speicherkapazität festlegt.

Man sollte berücksichtigen, dass die Annahmen nicht notwendig dem Normalbetrieb der Speicheranlagen entsprechen. Sie ermöglichen aber den direkten Kostenvergleich der Technologien.

**Tabelle 5: Annahmen zur Normalisierung der Gesamtbetriebskosten**

Parameter	Wert	
Diskontrate	10%	
Jährliche Wartungskosten	1%	
Durchschnittlicher Strompreis	0,025 – 0,05	CHF/kWh
Verhältnis von Leistung zu Kapazität	0,25	kW/kWh
Zyklus pro Tag	1,00	
Entladedauer	4	h

In Abbildung 11 finden wir nun den Vergleich der spezifischen Gesamtbetriebskosten, ausgedrückt als Annuität je installierter Leistung (in kW). Deutlich erkennbar liegen die Kosten von Pump- und Druckluftspeichern mit etwa 350 CHF/kW/a unterhalb der Kosten der Batterietechnologien, die sich freilich untereinander auch erheblich unterscheiden. So weisen die Bleisäure-Batterien erheblich höhere Gesamtbetriebskosten auf als andere Batterien; hierin spiegelt sich ihre derzeit geringe Haltbarkeit wider. Alle Technologien weisen darüber hinaus selbst ein erhebliches Kostenspektrum auf, das aus unterschiedlichen Ausgestaltungen zur Realisierung unterschiedlicher Funktionen resultiert.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 11: Gesamtbetriebskosten mit (grau) und ohne (schwarz) Ersatzinvestitionen für verschiedene Speichertechnologien**

In Bezug auf den Vergleich der Batterien mit den grosstechnischen Speichern ist an dieser Stelle allerdings auch noch einmal an zwei Punkte zu erinnern: Erstens werden Batterietechnologien eher auf niedrigeren Spannungsebenen und in teilweise anderen Funktionen eingesetzt – dies schränkt die Vergleichbarkeit mit den grosstechnischen Druckluftspeichern und Pumpspeichern ein. Zweitens sind für den Bau von Pump- und Druckluftspeichern besondere geographische Verhältnisse vonnöten, deren konkrete Ausgestaltung für die tatsächlichen Kosten mit entscheidend sind – etwa die Fallhöhe des Wassers beim Pumpspeicher, die durch die Lage von Ober- und Unterbecken bestimmt wird; oder die Grösse einer unterirdischen Kaverne, die für einen Druckluftspeicher genutzt wird.

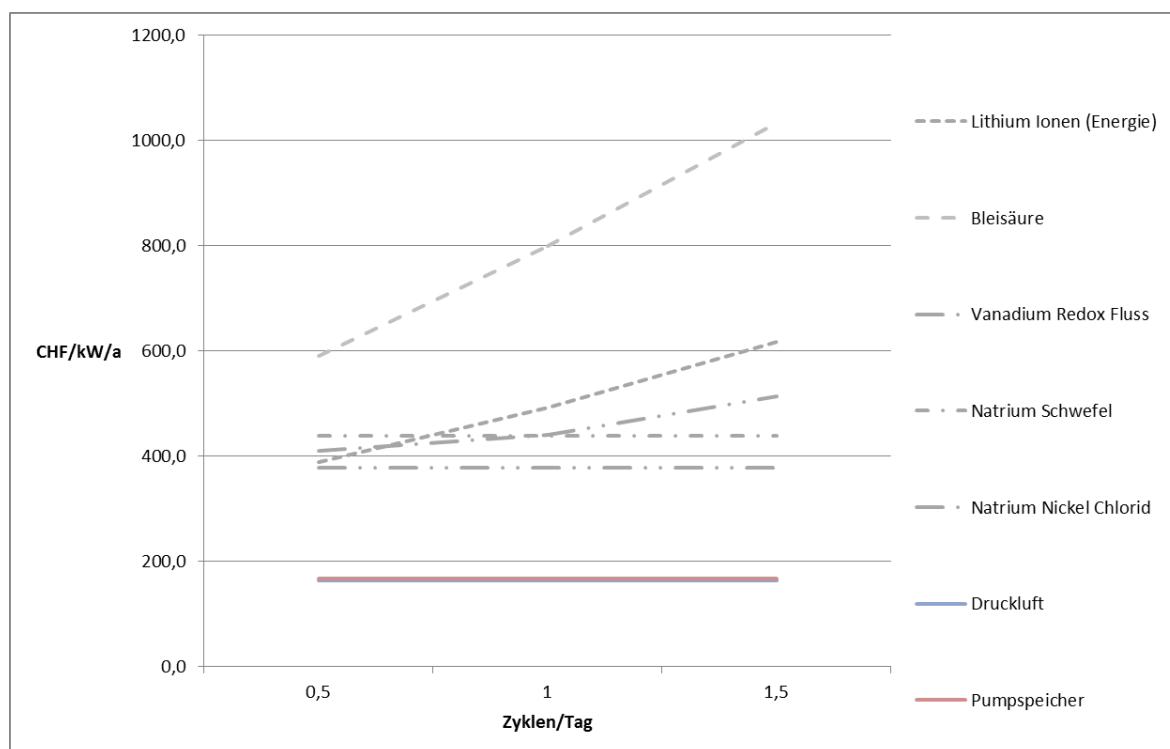
Für eine Einordnung der Speicherkosten für den Einsatz im Stromsystem ist über die Betrachtung der spezifischen Gesamtbetriebskosten hinaus auch eine Betrachtung der Kosten pro Stromumsatz durch den Stromspeicher sinnvoll. Bei einem wirtschaftlichen Einsatz müssen diese vom Speicherbetreiber ins Verhältnis zu den Einkaufs- und Verkaufspreisen für Strom gesetzt werden, zumindest bei einer arbeitsbezogenen Bewirtschaftung des Speichers, d.h. beispielsweise der Vermarktung in einem Spotmarkt. Bei einer leistungsbezogenen Bewirtschaftung, z.B. der Regelleistungsbereitstellung, sind hingegen eher die annualisierten Fixkosten der Speicheranlagen die relevante Vergleichsgrösse. Allgemein gesprochen sind die Fixkosten einer Speicher- (oder auch Produktions-) Anlage die



relevante Bezugsgrösse bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: Sie müssen durch Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, damit die Anlage rentabel ist.

Ähnlich wie die Berechnung der Gesamtbetriebskosten ist auch die Berechnung von annualisierten Fixkosten auf Grundlage von Kapital- und Systemkosten an eine Reihe von Annahmen zur Finanzierung und zum Betrieb der Speicheranlage gekoppelt. Während wir in Bezug auf den Zinssatz die Annahmen aus Tabelle 5 beibehalten, wollen wir in den nachfolgenden Betrachtungen der annualisierten Fixkosten der Speichertechnologien und ihrer Fixkosten pro Stromumsatz den Zusammenhang mit der durchschnittlichen Zyklenzahl genauer hervorarbeiten.

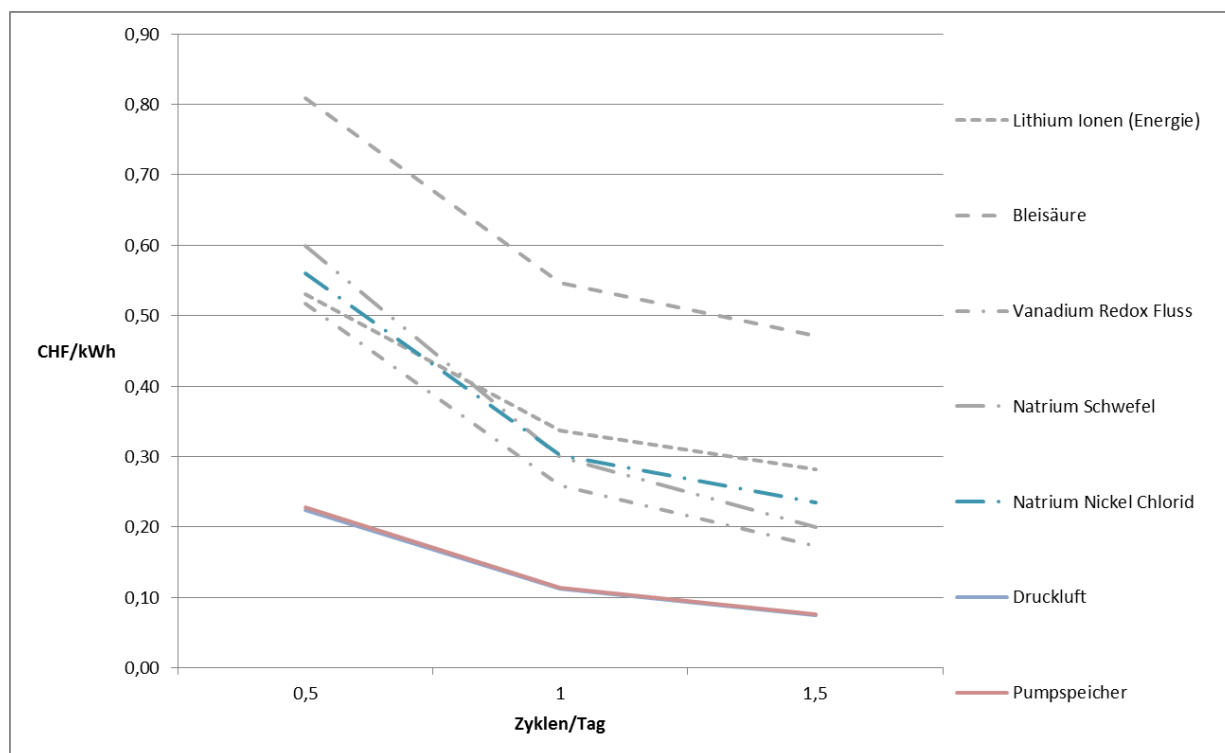
Wie man aus Abbildung 12 erkennt, steigen die annualisierten Fixkosten von Batterien mit der täglichen Zyklenzahl. Der Grund hierfür liegt in der Verkürzung der Lebensdauer der Batterie aufgrund der höheren Nutzungsfrequenz, die auch den Finanzierungszeitraum verkürzt und damit die Kosten der Rückzahlung pro Jahr erhöht. Bei der Berechnung wurden durchschnittliche Kapitalkosten entsprechend Abbildung 9 und durchschnittliche Lebensdauer (Zyklenzahl) der Batterien entsprechend Tabelle 2 benutzt. Bei den Druckluftspeicher und Pumpspeicher hingegen mit ihrer zyklusunabhängigen Lebensdauer bleiben die annualisierten Fixkosten konstant.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 12: Annualisierte Fixkosten verschiedener Speichertechnologien in Abhängigkeit der Anzahl der Speicherzyklen je Tag**

In Abbildung 13 sind analog die Fixkosten bezogen auf die durchgesetzte Energie aufgezeigt. Sie ergeben sich, indem man die zuvor ausgerechneten annualisierten Fixkosten auf den – binnen eines Jahres- realisierten Stromumsatz umlegt. Der Stromumsatz steigt natürlich mit der Zyklanzahl pro Tag, so dass - zumindest für die Batterietechnologien - in dem Quotienten sowohl Nenner (Stromumsatz) als auch Zähler (annualisierte Fixkosten) mit zunehmender Zyklanzahl wachsen. Wie man aus Abbildung 13 erkennt, wächst der Nenner dabei schneller: die Fixkosten pro Stromumsatz fallen bei Batterietechnologien mit zunehmender Nutzungsfrequenz – anders gesprochen: durch häufige Nutzung verbilligt sich der Einsatz der Batterien im Stromsystem<sup>31</sup>. Der Vergleich der Stromgestehungskosten mit den ausgewiesenen Fixkosten zeigt darüber hinaus, dass der Einsatz von Batterien nach wie vor vergleichsweise teuer ist.



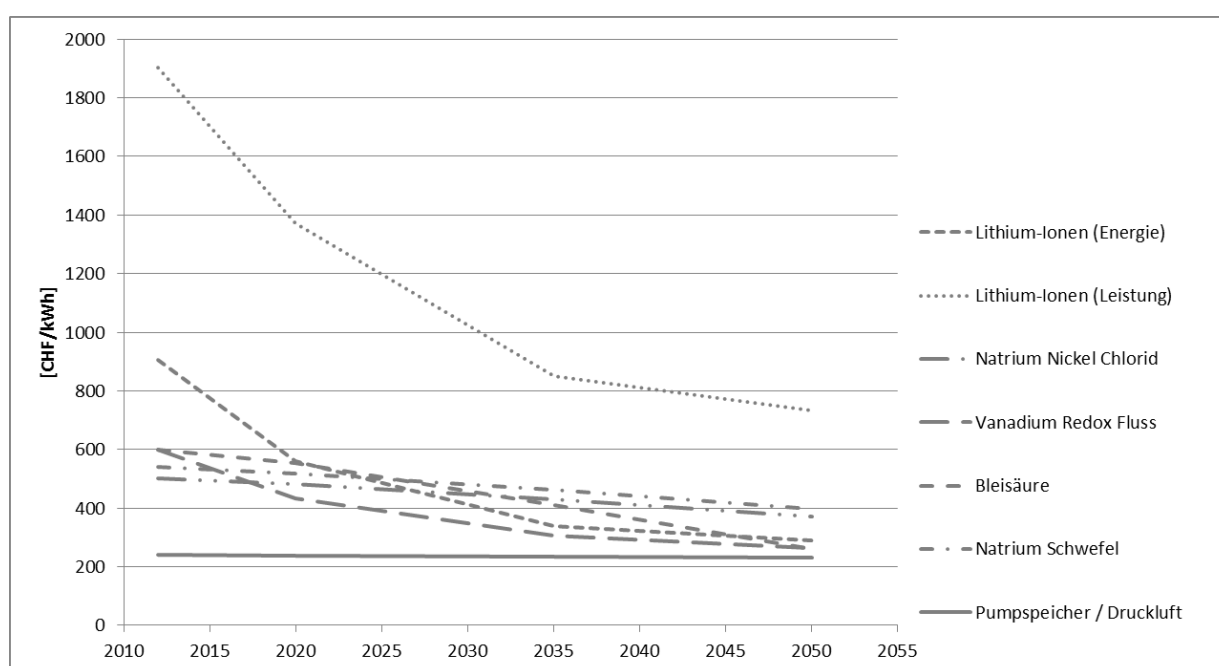
Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 13: Fixkosten pro Stromumsatz (kWh) verschiedener Speichertechnologien in Abhängigkeit der Anzahl der Speicherzyklen je Tag**

<sup>31</sup> Bei dieser Aussage haben wir freilich die operativen Kosten vernachlässigt, die sich durch die Verluste des Speichervorgangs ergeben, und die sich gemäss des Wirkungsgrads für die verschiedenen Speichertechnologien unterschiedlich darstellen. Dies ist jedoch zulässig, da angesichts von typischen Stromgestehungskosten von 0,02 bis 0,06 CHF/kWh und Wirkungsgraden von über 80% bei den Batterien die operativen Kosten deutlich (eine Grössenordnung) unter den Fixkosten pro Stromumsatz liegen.

## 2.6.2 Projektion der zukünftigen Kostenentwicklung

Am Ende dieses Abschnitts wollen wir nun genauer auf die zu erwartende zukünftige Kostenentwicklung eingehen. Dabei liegt der Fokus auf Technologien, die grundsätzlich auch für die Schweiz relevant werden können. Abbildung 14 zeigt eine Projektion für die kommenden Jahrzehnte; die Zahlen finden sich auch in Tabelle 6. Die Projektionen beruhen zum Teil auf externen Quellen<sup>32</sup> (für Vanadium Redox Fluss, Natrium Nickel Chlorid Zebra, Lithium-Ionen-Batterien), zum anderen auf Annahmen, die wir im Folgenden erläutern werden. Alle angegebenen Werte sind in realen Geldeinheiten zu verstehen (also in Schweizer Franken von 2012), die Kosten beziehen sich auf die spezifische Speicherkapazität.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 14: Projektion der Kostenentwicklung verschiedener Speichertechnologien**

Wie man erkennt, ist über die nächsten Jahrzehnte mit einer moderaten bis starken Reduktion der spezifischen Kosten einer ganzen Reihe der in diesem Bericht vorgestellten Speichertechnologien zu rechnen. Ausnahmen bilden die bereits ausgereifte Pumpspeichertechnologie und Druckluftspeicher. Ihre Kapitalkosten werden ohnehin überwiegend durch Topographie und Baukosten bestimmt und weniger durch entwicklungsfähige Bestandteile. Die Baukosten können von Projekt zu Projekt variieren; bei höherer Vergütung der Speicherung sind entsprechend auch teurere Projekte in weniger

<sup>32</sup> Grid Storage Battery Cost Breakdown: Exploring Paths to Accelerate Adoption. Lux Research, 2012; vgl. zudem die Literaturliste im Anhang A1

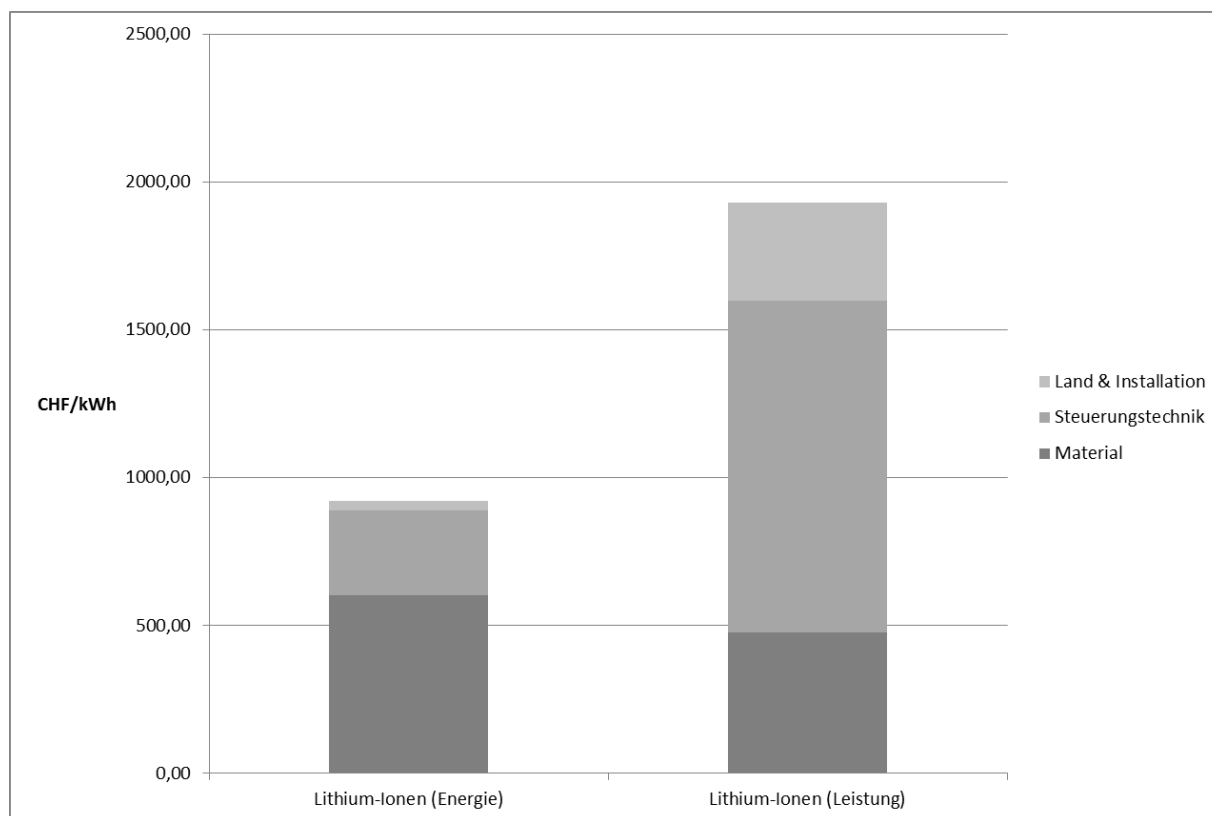
günstigen Lagen denkbar. Die in der Abbildung dargestellte Annahme gleichbleibender spezifischer Kosten bezieht sich auf den heutigen durchschnittlichen Standard.

Bei den Batterietechnologien gibt es deutliche Unterschiede: manche Technologien stehen noch am Anfang ihrer kommerziellen Nutzung, andere sind schon seit vielen Jahren im Einsatz. Dies hat Auswirkungen auf die zu erwartenden Skaleneffekte bei der Massenfertigung. Eine Projektion zukünftiger Kosten muss bei Batterietechnologien dabei die unterschiedlichen Kostenkomponenten berücksichtigen: die Materialkosten für das Speichermodul, aber auch für die Umhüllung und die Isolation, die Kosten für die thermischen Managementsysteme und die Regelungsmodule (hier als Steuerungstechnik zusammengefasst), und schliesslich die Kosten für Raumnutzung und Installation der Anlagen. In Abbildung 15 haben wir beispielhaft die Kostenstruktur für Lithium-Ionen-Batterien<sup>33</sup> in Energie- und in Leistungsauslegung aufgeführt. Man erkennt, wie unterschiedlich die Kostenkomponenten ausfallen: Die auf Leistung ausgelegte Technologie benötigt deutlich aufwändigere und teurere Steuerungstechnik als die auf Energie ausgelegte, die ihrerseits höhere Materialkosten aufweist.

Mit Blick auf die zukünftige Kostenentwicklung ist zu berücksichtigen, dass insbesondere im Bereich der Materialkosten (für das Speichermedium, aber auch das Gehäuse) sowie der Steuerungstechnik (thermisches Management) erhebliche Ersparnisse zu erwarten sind. Dies gilt jedoch nicht für anderweitige Installationskosten. Dementsprechend kann die zukünftige Kostenentwicklung eines vollständig installierten Speichersystems signifikant von derjenigen des Speichermediums, also z.B. der Batteriemodule, abweichen.

---

<sup>33</sup> Wie zuvor in Abschnitt 2.3 wird zwischen einer Auslegung auf grosse Speicherkapazität (Energie) bzw. grosser Leistungsbereitstellung (Leistung) unterschieden.



Quelle: DNV KEMA, LUX Report (2012)

**Abbildung 15: Kostenstruktur von Lithium-Ionen Zellen (Stand 2012)**

Zu den Batterietechnologien im Einzelnen.

- Bei Lithium-Ionen-Batterien, die schon heute in portablen Anwendungen weit verbreitet sind, gibt es derzeit verstärkte Forschungsaktivitäten. Die Kostenprognosen haben sich deshalb in den letzten Jahren deutlich verbessert. Zu den erwarteten technischen Fortschritten sind im Hinblick auf grössere stationäre Anwendung auch noch Skaleneffekte infolge von Produktionsausweitungen zu erwarten. Nicht zuletzt aufgrund ihrer guten technischen Eigenschaften, z.B. der langen Lebensdauer, wird erwartet, dass Lithium-Ionen-Batterien mittelfristig auch im stationären Bereich wettbewerbsfähig sein werden.
- Moderne Bleisäurebatterien sind bereits heute vereinzelt im Einsatz, für Grossanwendungen sind sie in der frühen Phase der Marktpenetration. Bei entsprechendem Wettbewerb gehen wir davon aus, dass sich ihre Kosten bis 2050 aufgrund von Skaleneffekten auf 210 CHF/kWh verringern werden.
- Natrium-Nickel-Chlorid-(Zebra-)Batterien werden derzeit von einem monopolistischen Anbieter gefertigt und weiterentwickelt. Sie verfügen über sehr gute technischen Eigenschaften wie z.B. einen hohen Wirkungsgrad. Entsprechend gehen wir mittelfristig von nur wenig fallenden Kosten der Bereitstellung und eher einer weiteren technischen Verbesserung im Hinblick auf

Anforderungen mit hoher Zuverlässigkeit aus. Es bleibt abzuwarten, ob zunehmende Konkurrenz durch andere Technologien hier zu weitergehenden Preissenkungen führen wird.

- Bei Natrium-Schwefel-Batterien sehen wir vergleichsweise weniger Potenzial bei der Kostenverringering, da die Technologie schon relativ weit entwickelt ist und auch schon kommerziell zum Einsatz kommt.
- Die Kostenentwicklung von Vanadium-Redox-Fluss-Batterien (VRFB) hängt von der Knappheit (bzw. der zukünftigen Verknappung) des Vanadiums ab. Dennoch gehen wir von einer Kostenreduktion aus, die die Entwicklung systematischer Recycling-Prozesse unterstellt.

Die hier dargestellten Kostenprojektionen bilden die Grundlage für die Berechnungen zum wirtschaftlichen Einsatz von Speichern in der Schweiz in Modul C. Wir übernehmen dabei die Werte aus Tabelle 6, um die Kosten der Speicher in einem Stromversorgungssystem der Zukunft angemessen abzubilden. Dabei werden die unterschiedlichen Funktionen und Bedarfe unterstellt, wie in Modul B entwickelt.

**Tabelle 6: Projektion der Kostenentwicklung für Speichertechnologien in [CHF/kWh]**

Technologie / Jahr	2012	2020	2030	2040	2050
Pumpspeicher	240	238	236	233	231
Druckluftspeicher	240	238	236	233	231
Natrium Nickel Chlorid	502	482	447	409	370
Natrium-Schwefel-Batterien	540	519	481	441	399
Vanadium Redox Fluss	600	433	339	292	264
Blei-Säure	600	554	452	351	259
Lithium-Ionen (Energie)	907	561	393	321	290
Lithium-Ionen (Leistung)	1902	1372	991	809	732

Quelle: DNV KEMA

## 3 WÄRMESPEICHER

### 3.1 Einführung

Neben der Stromspeicherung nimmt auch die Wärmespeicherung in einem zukünftigen, emissionsarmen Energieversorgungssystem eine wichtige Rolle ein. Es gibt zwei Hauptmarktanwendungen für Wärmespeicher: Erstens werden sie im Rahmen der Raumwärme- und der Warmwasserbereitstellung genutzt (in ähnlicher Weise kommen Kältespeicher bei der Klimatisierung von Räumen und der Kühlung zu Konservierungszwecken zum Einsatz). Zweitens

nehmen Wärmespeicher auch Funktionen im Stromversorgungssystem wahr: als Zwischenspeicher in niederenergetischen solarthermischen Kraftwerken und als eine Flexibilisierungsmöglichkeit in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen???. Sind letztere mit Wärmespeichern ausgestattet, ermöglicht dies eine stromgeführte Fahrweise der Anlage, ohne den Wärmeversorgungsauftrag im angeschlossenen Fernwärmesystem zu gefährden. Auf diese Weise kann eine WKK-Anlage in der Regel lastgerechter und kosteneffizienter am Strommarkt teilnehmen.

Im Folgenden stellen wir kurz verschiedene Technologien zur Wärmespeicherung und deren Eigenschaften vor. Daran anschliessend gehen wir genauer auf die Anwendungen von Wärmespeichern im Energiesystem ein und stellen abschliessend die Kosten der Technologien vor.

### 3.2 Wärmespeichertechnologien und ihre Eigenschaften

Eine Reihe von technischen Eigenschaften kennzeichnen die verschiedenen Speichertechnologien, die im Hinblick auf ihre Anwendungen im Energiesystem von Bedeutung sind:

- Mit der **Speicherkapazität** (Einheit:  $kWh_{thermal}$ ) einer Wärmespeicheranlage wird die thermische Energiemenge bezeichnet, die die Anlage maximal einspeichern kann.
- Mit der **Speicherleistung** (Einheit:  $kW_{thermal}$ ) wird die bei der Entladung (genauer eigentlich: *Entladeleistung*, im Gegensatz zur *Beladeleistung* des Speichers) zur Verfügung gestellte thermische Leistung einer Speicheranlage bezeichnet. Die Speicherleistung bestimmt über die Geschwindigkeit der Ausspeicherung (die Beladeleistung bestimmt die Geschwindigkeit der Einspeicherung).
- Die (spezifische) **Wärmekapazität** (Einheit:  $kWh_{thermal}/kg$ ) des Speichermediums gibt die Energiemenge an, die pro Masseneinheit eingespeichert werden kann<sup>34</sup>.
- Die (spezifische) **Energiespeicherdichte** (Einheit:  $kWh_{thermal}/m^3$ ) des Speichermediums gibt die Energiemenge an, die pro Volumeneinheit eingespeichert werden kann. Wärmekapazität- und Energiespeicherdichte entscheiden über die räumlichen, ggf. auch baulichen Voraussetzungen für die Errichtung eines Wärmespeichers.
- Im Hinblick auf die Anwendungen definiert man die **Speicherdauer** (Einheit:  $h$ ), die die Dauer der Einspeicherung bezeichnet. Sie ist –wie bei Stromspeichern– streng genommen keine technische Grösse; die Höhe der Wärmeverluste während der Einspeicherung bestimmen aber über die Eignung einer Speichertechnologie für bestimmte Zwecke mit. Man unterscheidet zwischen kurz-, mittel- und langfristiger Speicherung: Von kurz- und mittelfristiger Speicherung spricht man, wenn zwischen Ein- und Ausspeicherung nur einige Stunden bzw. Tage liegen.

---

<sup>34</sup> Die spezifische Wärmekapazität- und die Energiespeicherdichte bei Wärmespeichern entsprechen der massen- bzw. volumenbezogenen Energiedichte bei Stromspeichern.

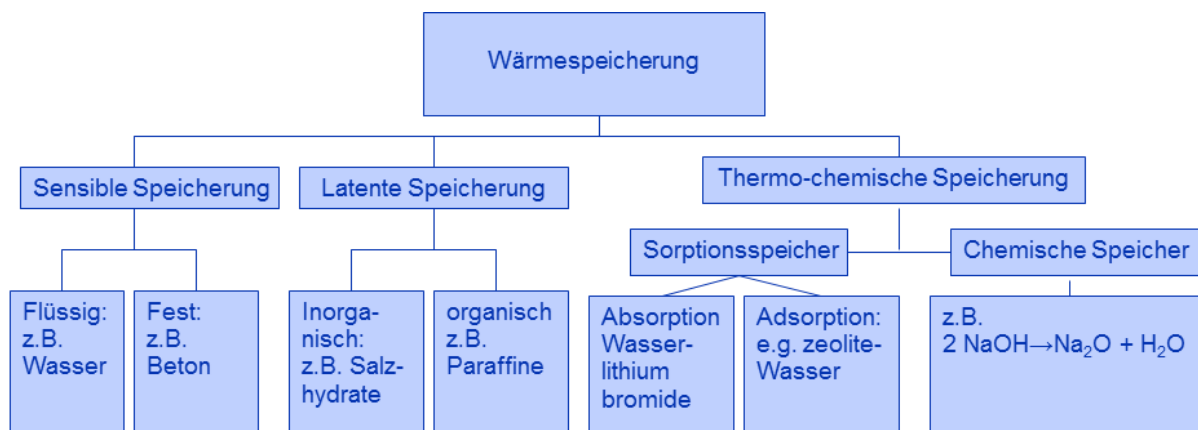
Langzeitspeicher speichern die Wärme über mehrere Monate; in der Regel handelt es sich dann um grosse Anlagen und Wärmemengen.

- Der **Wirkungsgrad** (Einheit: *Prozent*) eines Wärmespeichers ist der Quotient aus der Entlade- und Beladeenergie einer Speicheranlage. Der Wirkungsgrad gibt Aufschluss über die Energieverluste bei der Speicherung, die ihrerseits –wie bei Stromspeichern- die operativen Kosten der Speicherung bestimmen. Dabei sollte die typische Speicherdauer der Speicheranlage Berücksichtigung finden, da meist ein erheblicher Teil der Energieverluste durch Wärmeabgabe des geladenen Speichers entstehen.

Von technologischer Seite stehen grundsätzlich drei Arten von Speichern zur Verfügung (vgl. Abbildung 16:

- Sensible Speicher,
- Latente Speicher,
- Thermo-chemische Speicher.

Sensible Wärmespeicher nutzen die Wärmekapazität ihres Speichermediums. Dazu verändern sie bei Be- und Entladevorgang dessen Temperatur. Das Speichermedium kann fest oder flüssig sein, Beispiele sind Wasser bzw. Beton.



**Abbildung 16: Übersicht über verschiedene technische Optionen der Wärmespeicherung**

Latentwärmespeicher hingegen basieren nicht auf der Änderung der Temperatur, sondern nutzen die Änderung des Aggregatzustandes ihres Speichermediums. So besteht der Be- bzw. Entspeichervorgang in der Regel im Phasenübergang vom festen zum flüssigen Zustand (bzw. umgekehrt). In manchen Fällen besteht die Möglichkeit, das Speichermedium über seine Latentwärmekapazität hinaus zu be- oder entladen, so dass der Vorgang dann auch eine Temperaturerhöhung umfasst (also ein kombinierter sensibler und latenter Wärmespeicher).



Thermochemische Wärmespeicher fallen in zwei Kategorien: Sorptionsspeicher (Silikate oder Zeolithe) speichern die Wärme mit Hilfe von endo- und exothermen Reaktionen. Wichtigstes Beispiel sind Sorptionsspeicher, bei denen das Speichermedium, z.B. Lithiumbromid, Wasser anlagert und dabei Wärme freigibt, während bei der Trocknung Wärme aufgewendet werden muss. Chemische Speicher hingegen beruhen auf der chemischen Spaltung eines Materials in zwei Komponenten (Einspeicherung), die bei ihrer Zusammenführung reagieren, sich zum Ausgangsmaterial rückwandeln und dabei Wärme abgeben.

**Die nachfolgende Tabelle 7** **Tabelle 7: Eigenschaften verschiedener Wärmespeichertechnologien**

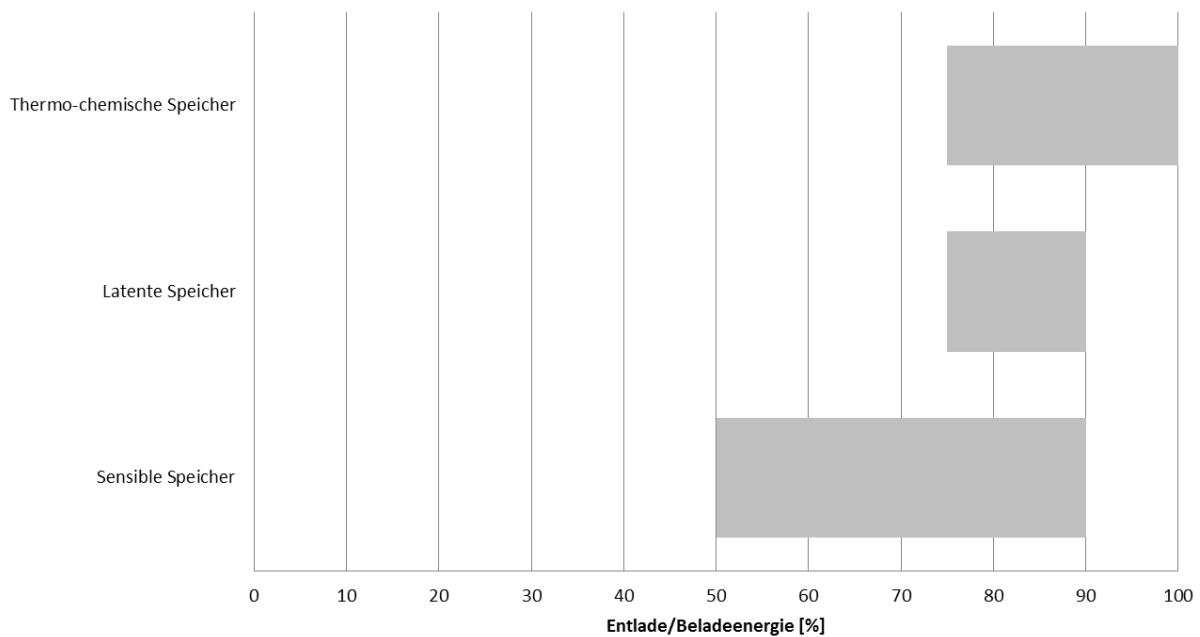
Art (Beispiel)	Eigenschaften
<b>Sensible Speicher</b> (Wasser)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzt Temperaturveränderung des Speichermediums</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Hohe Energiespeicherdichte</li> <li>• Speicherbehältnisse: wärmeisolierte Wassertanks, unterirdische Bohrlöcher, Sandschichten (Aquiferspeicherung)</li> <li>• Anwendbar sowohl für kurz- und mittelfristige als auch für langfristige Speicherung</li> <li>• Wasserspeicher in Tanks werden kommerziell genutzt und sind weit verbreitet, unterirdische Bohrlöcher und Aquiferspeicher sind in der Pilotphase</li> </ul>
<b>Latente Speicher</b> (Salzhydrate, Paraffine)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzt Phasenveränderung des Speichermediums</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Teilweise toxisch oder leicht entflammbar</li> <li>• Verschiedene Materialien für verschiedene Temperaturbereiche und Speicheranwendungen (Speicherdauer)</li> <li>• Vergleichsweise billig</li> <li>• Kurz-, mittel- und langfristige Speicherung möglich</li> <li>• In der Pilotphase</li> </ul>
<b>Sorptionsspeicher</b> (Wasser-Lithium Bromide)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung energetischer Anreicherung des Speichermediums zwischen zwei Phasen oder auf einer Grenzoberfläche</li> <li>• Wärme/Kälte entsteht durch thermische Verdichtung</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Kurz- und mittelfristige Speicherung</li> <li>• Im Stadium von Forschung und Entwicklung</li> </ul>
<b>Chemische Speicher</b> (Natriumhydroxyd, Chemische Speicherung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• in der Ladephase (Wärmeaufnahme) wird das Speichermedium in zwei Komponenten zerlegt, die separat gespeichert werden können</li> <li>• in der Entladephase (Wärmeabgabe) werden die beiden Komponenten wieder zusammengebracht</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• kurz- und mittelfristige Speicherung</li> <li>• Im Stadium von Forschung und Entwicklung</li> </ul>

stellt die chemisch-technischen Eigenschaften der Speichertechnologien vor, eine detailliertere Beschreibung findet sich in einem gesonderten Anhang.

**Tabelle 7: Eigenschaften verschiedener Wärmespeichertechnologien**

Art (Beispiel)	Eigenschaften
<b>Sensible Speicher</b> (Wasser)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzt Temperaturveränderung des Speichermediums</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Hohe Energiespeicherdichte</li> <li>• Speicherbehältnisse: wärmeisolierte Wassertanks, unterirdische Bohrlöcher, Sandschichten (Aquiferspeicherung)</li> <li>• Anwendbar sowohl für kurz- und mittelfristige als auch für langfristige Speicherung</li> <li>• Wasserspeicher in Tanks werden kommerziell genutzt und sind weit verbreitet, unterirdische Bohrlöcher und Aquiferspeicher sind in der Pilotphase</li> </ul>
<b>Latente Speicher</b> (Salzhydrate, Paraffine)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzt Phasenveränderung des Speichermediums</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Teilweise toxisch oder leicht entflammbar</li> <li>• Verschiedene Materialien für verschiedene Temperaturbereiche und Speicheranwendungen (Speicherdauer)</li> <li>• Vergleichsweise billig</li> <li>• Kurz-, mittel- und langfristige Speicherung möglich</li> <li>• In der Pilotphase</li> </ul>
<b>Sorptionsspeicher</b> (Wasser-Lithium Bromide)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung energetischer Anreicherung des Speichermediums zwischen zwei Phasen oder auf einer Grenzoberfläche</li> <li>• Wärme/Kälte entsteht durch thermische Verdichtung</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Kurz- und mittelfristige Speicherung</li> <li>• Im Stadium von Forschung und Entwicklung</li> </ul>
<b>Chemische Speicher</b> (Natriumhydroxyd, Chemische Speicherung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• in der Ladephase (Wärmeaufnahme) wird das Speichermedium in zwei Komponenten zerlegt, die separat gespeichert werden können</li> <li>• in der Entladephase (Wärmeabgabe) werden die beiden Komponenten wieder zusammengebracht</li> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• kurz- und mittelfristige Speicherung</li> <li>• Im Stadium von Forschung und Entwicklung</li> </ul>

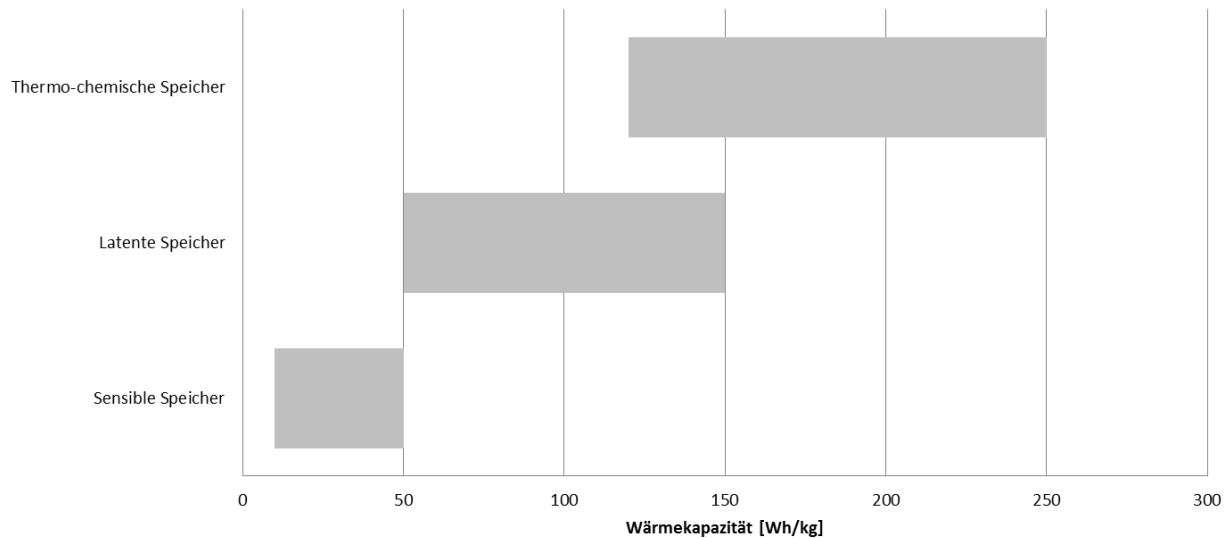
Einen quantitativen Vergleich der wichtigsten Eigenschaften von thermo-chemischen, latenten und sensiblen Speichern liefern Abbildung 17 und Abbildung 18, die den Wirkungsgrad der verschiedenen Speichertechnologien bzw. die Wärmekapazitäten der Speichermedien einander gegenüberstellen. Bei den Wirkungsgraden wurden die typischen Einsatzgebiete der Speicher unterstellt.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 17: Vergleich der Wirkungsgrade verschiedener Wärmespeichertechnologien**

Der Vergleich zeigt die hohen Wirkungsgrade der latenten und thermochemischen Speicher von über 75 bis 90% bzw. 75 bis (theoretisch) 100%. Sensible Speicher können ebenfalls hohe Wirkungsgrade von bis zu 90% erreichen, das Spektrum beginnt jedoch bei 50%. Hintergrund der breiten Spektren sind zum einen unterschiedlichen Materialien, die hier zusammengefasst auftreten, aber auch die unterschiedlichen Anwendungen: wie schon zuvor erläutert, entstehen Energieverluste auch während der Speicherphase durch Wärmeabgabe an die Umgebung, und so spiegeln die hier gezeigten Wirkungsgrade auch die Unterschiede zwischen kurz-, mittel- und langfristiger Speicherung.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 18: Vergleich der Wärmekapazitäten verschiedener Wärmespeichermedien**

Aus ähnlichen Gründen weisen auch die in Abbildung 18 aufgeführten Wärmekapazitäten breite Spektren auf: die drei Kategorien fassen verschiedene Materialien zusammen, die für kurz-, mittel- und langfristige Anwendungen eingesetzt werden. Es ist aber deutlich erkennbar, dass sensible Speicher über niedrigere Wärmekapazitäten verfügen als latente Speicher, die ihrerseits geringere Wärmekapazitäten als thermo-chemische Speicher aufweisen. Bei Speichermedien mit höheren Wärmedichten ist der Materialbedarf der Speicheranlage deutlich geringer; dies kann bei bestimmten Anwendungen ein wichtiger Vorteil sein.

### 3.3 Anwendungen von Wärmespeichern

#### 3.3.1 Übersicht über die Anwendungen

Wärmespeicher können grundsätzlich überall dort zum Einsatz kommen, wo Wärme genutzt wird: In Heizungs- und Warmwassersystemen von privaten oder gewerblichen Gebäuden, aber auch in industriellen Prozessen wie z.B. Trocknungsprozessen in der chemischen und der Nahrungsmittelindustrie. Sie führen zu einer Flexibilisierung der Bereitstellung von Wärme; Abwärme aus der Stromerzeugung oder industrielle Abwärme kann so unabhängig von der Entstehung genutzt werden.

Wie schon im vorherigen Unterabschnitt erläutert, wird bei den Anwendungen zwischen Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherung<sup>35</sup> unterschieden. Kurzzeitspeicherung wird beispielsweise in Nachtspeicherheizungen eingesetzt: der günstige Grundlaststrom wird hier nachts zur Wärmeerzeugung genutzt, die dann dank des Speichersystems über den ganzen Tag zur Verfügung steht. Darüber hinaus werden Kurzzeitspeicher und Mittelzeitspeicher zu der schon erwähnten Flexibilisierung von WKK-Anlagen genutzt (vgl. nachfolgenden Unterabschnitt). Häufigstes Speichermedium ist Wasser, aber auch latente Speicher (Paraffin, Eis) und thermo-chemische Speicher werden eingesetzt. Im Falle sensibler Speicherung werden die Speichermedien in grossen Tanks gelagert, die gut isoliert werden müssen, um Verluste zu vermeiden. Generell kommen sowohl Kurzzeit- und Mittelzeitspeicher zur Flexibilisierung der Wärmenachfrage auch auf dezentraler Ebene in Frage (vgl. nachfolgenden Abschnitt).

Für saisonale Speicherung werden derzeit verschiedene Technologien in Pilotprojekten erprobt: grosse (teilweise unterirdische) Wassertanks, ausgebaute Schächte, Bohrlöcher oder Aquiferwärmespeicher, in denen stehendes Grundwasser erwärmt und gespeichert wird. Zur Erwärmung kann man überschüssige Solarenergie oder auch Wärme aus WKK-Anlagen nutzen. Saisonale Speicherung könnte zukünftig bei der saisonalen Nutzung der Solarenergie eine Rolle spielen: Das im Sommer in solarthermischen Anlagen erhitzte Wasser würde dann im Winter zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung eingesetzt. Darüber hinaus können auch saisonale Speicher zur allgemeinen Flexibilisierung des Energiesystems beitragen.

In ähnlicher Weise wie Wärmespeicher werden Kältespeicher in grossen Klimaanlagen sowie in industriellen Anlagen eingesetzt. In Abhängigkeit von der benötigten Temperatur wird in der Regel Wasser bzw. Eis eingesetzt. In Ländern mit hohen Unterschieden zwischen Spitzen- und Grundlasttarifen werden Klimaanlagen und Kühlhäuser häufig mit Kältespeichern versehen.

Tabelle 8 gibt einen Überblick über verschiedene Anwendungsgebiete von Wärmespeichern im Gebäude und im industriellen Bereich und die eingesetzten bzw. zukünftig einsetzbaren Speichertechnologien.

---

<sup>35</sup> Entspricht Stunden-, Tages- und Wochen-/Monatsspeicherung.

**Tabelle 8: Übersicht über Anwendungen von Wärmespeichern und eingesetzte / einsetzbare Speichertechnologien**

Anwendung	Speichertechnologie
Beheizung von Gebäuden (Einzel oder in Blocks)	Sensible Speicher (Kleine und mittlere Wassertanks, unterirdische Wassertanks)
Fernwärmesysteme	Sensible Speicher (Grosse Wassertanks, unterirdische Wassertanks)
Warmwasser	Sensible Speicher (Kleine Wassertanks)
Saisonale Speicherung	Sensible Speicher (Grosstanks, Schächte, Bohrlöcher, Aquiferspeicher)
Prozesswärme	Thermochemische Speicher (Sorption)
Hochtemperaturspeicherung in Industrie & Forschung	Latente & thermochemische (chemische Reaktion) Speicherung
Industrielle Abwärme	Sensible, latente und thermochemische Speicherung

### 3.3.2 Wärmespeicher und das Stromsystem

Wie schon in der Einführung zum Abschnitt über Stromspeicher erläutert, führt die zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energie in das Stromversorgungssystem zu einem erhöhten Flexibilisierungsbedarf. Neben dem Einsatz von flexiblen Kraftwerken und Stromspeichern kann auch die Flexibilisierung der Stromnachfrage (Demand-Side-Management) hierzu beitragen, aber auch die der Wärmenachfrage. Bereits heute werden Kurzzeitspeicher zur Umstellung von WKK-Anlagen auf eine stromgeführte Fahrweise genutzt, so dass der Strom unabhängig vom Wärmebedarf zur Spitzenlastdeckung eingesetzt bzw. zu Zeiten ausreichend hoher Strompreise vermarktet werden kann. Die Einrichtung von Speichern ist für eine solche Fahrweise unabdingbar, da für WKK-Anlagen in der Regel Verpflichtungen aus Fernwärmelieferverträgen bestehen, die Vorrang vor der Stromerzeugung haben.

Darüber hinaus sind Wärmespeicher integraler Bestandteil von dezentralen elektrothermischen Speichersystemen, die man als Nachfolgetechnologie der Nachtspeicherheizung betrachten kann. Hierbei wird dezentral erzeugter Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen (vor allem Wind oder Solaranlagen) zur Erwärmung von Wasser genutzt, das mit Hilfe eines Speichers zum gewünschten Zeitpunkt Raumwärme und Warmwasser bereitstellt. Die Erhitzung des Wassers erfolgt dabei mit einem ummantelten Heizleiter (Widerstandsdraht, Boilerprinzip). In einem alternativen Ansatz kann das Wasser auch direkt durch Solareinstrahlung erhitzt werden. Der Einsatz der strombasierten elektrothermischen Speichersysteme ist vor allem bei häufig auftretender negativer Residuallast (Überschusserzeugung) sinnvoll, wie sie in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem zu erwarten ist. Darüber hinaus sind die Systeme Demand-Response-fähig, d.h. innerhalb eines Smart-Grids können sie vom Netzbetreiber bei der Lastkontrolle eingesetzt werden.

### 3.4 Kostenstruktur von Wärmespeichern

Im Folgenden gehen wir auf die Kosten von Wärme- und Kältespeichern ein. Genaue Angaben sind nur für wasserbasierte Speicher möglich; die anderen Speicherarten befinden sich in der Entwicklungsphase, so dass wir nur Kostenbereiche angeben können. Deshalb diskutieren wir die Kostenstruktur von heute verfügbaren, wasserbasierten Speichern im Detail und stellen auch eine Prognose für deren zukünftige Entwicklung vor.

Tabelle 9 gibt zunächst einen Überblick über die derzeitigen Kosten sensibler, latenter und thermochemischer Wärmespeicheranlagen. Man erkennt ein deutliches Spektrum der spezifischen Kosten – von 0,12 CHF/kWh von besonders günstigen sensiblen Speichern bis hin zu dem tausendfachen Wert für besonders teure thermochemische Speicher. An dieser Stelle ist noch einmal hervorzuheben, dass sich die (potenziellen) Einsatzbereiche der Wärmespeicher deutlich unterscheiden. Das liegt z.B. an der spezifischen Kapazität, die sich ebenfalls deutlich unterscheidet. Auch sind zukünftig Kostendegressionen bei latenten und thermochemischen Speichern denkbar, die wir hier aber nicht abschätzen können.

**Tabelle 9: Überblick über Kosten verschiedener Wärmespeicher**

Typ	Speicherdauer	Kosten [CHF/kWh]	Kommentar
Sensible Speicher	Kurz- bis langfristig	0,12-12,00	Abhängig von Grösse, Anwendung und Isolation
Latente Speicher	Kurz- bis langfristig	12,00-60,00	Zusätzliche Kosten durch Technologien für Wärme- & Massetransport
Thermochemisch	Kurz- und mittelfristig	12,00-120,00	Zusätzliche Kosten durch Technologien für Wärme- & Massetransport

Quelle: IRENA 2012, DNV KEMA

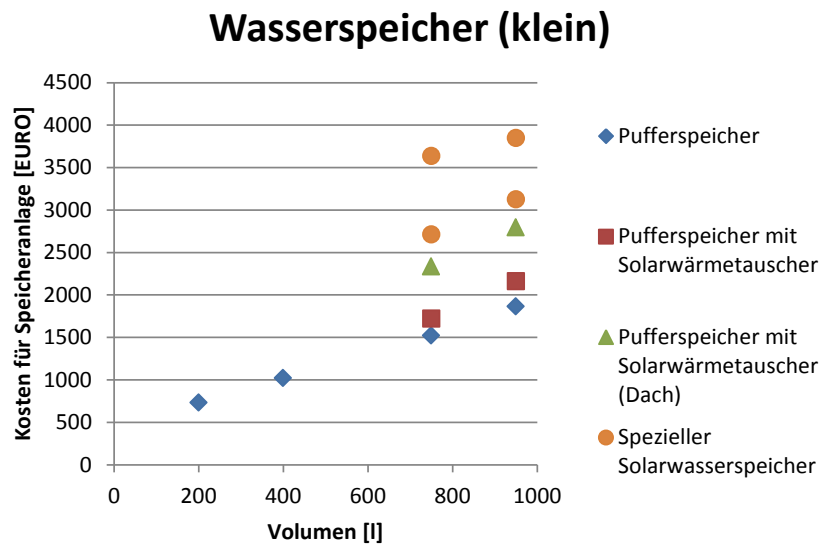
Grundsätzlich werden die Kapitalkosten von Wärmespeichern durch folgende Grössen bestimmt:

- Speichermedium
- Materialien für Tanks und Isolation
- Zu- und Ablauf, Steuerungssystem, Wärmetauscher
- Umfang der Land-/Flächennutzung und Aufwand der Installation

Bei wasserbasierten Wärmespeichern werden die Kosten naturgemäss vor allem durch die Kapitalkosten für die Einrichtung der Tanks sowie für die Ein- und Ausspeisungsleitungen und ggf. Wärmetauscher dominiert, wohingegen die Kosten für das Speichermedium vernachlässigbar sind. Wärmeverluste gehen als operative Kosten in die Gesamtrechnung ein.

Es gibt eine grosse Bandbreite verschiedener Tankdesigns, die Kosten hängen dabei von der Tankgrösse sowie den verwendeten Materialien für Behälter und Isolation ab. Abbildung 19 zeigt

beispielhaft die Kosten einiger kleiner Tankanlagen. Man erkennt deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen Typen von Kleinspeichern.

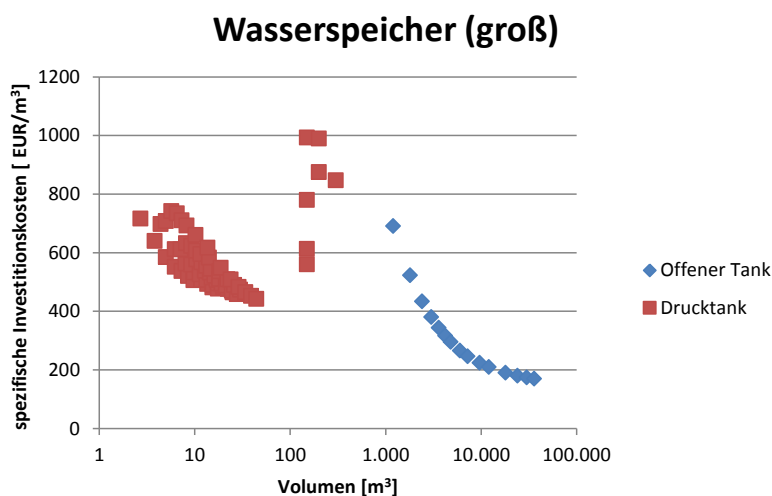


Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 19: Installationskosten für kleine Wärmespeicher**

Bei wasserbasierten Wärmespeichern gelten sinkende Skalenkosten – je grösser, desto günstiger ist ein Speicher. Bis 2.000 m<sup>3</sup> gelten hier spezifische Investmentkosten von 190 bis 600 CHF/m<sup>3</sup>, bei grösseren Anlagen dann von 180 CHF/m<sup>3</sup> für jeden weiteren Kubikmeter. Hinzu kommen weitere Investitionskosten für hydraulische Leitungen sowie Steuerungselektronik, die zwischen 0,6 und 2,4 Millionen CHF liegen. Die grössten Tanks erreichen bislang ein Limit bei 40.000 m<sup>3</sup> (offene Tanks). Abbildung 20 zeigt einen Überblick über spezifische Investitionskosten für Grossspeicheranlagen.





Quelle: DNV KEMA

#### Abbildung 20: Spezifische Installationskosten für grosse Wärmespeicher

Die Investitionskosten hängen neben der Skala auch vom Typ des Speichers ab. Dabei sind die Bohrloch- und Aquiferspeicher mit spezifischen Kosten von etwa 60 CHF/m<sup>3</sup> deutlich günstiger als grosse Betontanks mit Kosten zwischen 120 und 300 CHF/m<sup>3</sup>. Bislang gibt es aber, wie schon gesagt, ausschliesslich Pilot- und Forschungsprojekte. Wir gehen darauf im Anhang noch einmal genauer ein.

Das Potenzial für Kostenreduktionen von Spezialtanks zur Wärmespeicherung hängt im Wesentlichen von den angenommenen Skaleneffekten bei der Produktion ab: Wie aus Abbildung 20 erkennbar, sinken die spezifischen Investitionskosten mit steigendem Speichervolumen. Bei Grossspeicheranlagen hängen diese von Material (vor allem Stahl) und den Arbeitskosten ab. Kleine Wärmespeicher sind in der Regel vollständig in Zentralheizungssysteme integriert, ihre Kosten können deshalb kaum isoliert betrachtet werden.

Wenn in Zukunft saisonale Speicher zum Einsatz kommen sollen, werden die Nutzungskosten ebenfalls mit den Kosten für die Wärmebereitstellung zusammenhängen: seien es die Kosten für die solarthermischen Anlagen zur Wassererhitzung oder alternative Methoden der Erwärmung. Ihre Kosteneffektivität im Markt wird dann an den Alternativen der Wärmebereitstellung zu bemessen sein, insbesondere der herkömmlichen Wärmebereitstellung auf der Grundlage dezentraler Öfen. In ähnlicher Weise wird die Kosteneffektivität von elektrothermischen Speichern und mit WKK-Anlagen verbundenen Speichern in Fernwärmenetzen mit der Entwicklung der Strompreise (insbesondere dem Preisspread zwischen Hoch- und Niedrigpreiszeiten) zusammenhängen. Derzeit ist deshalb schwer absehbar, welche Speichertechnologien sich langfristig durchsetzen werden.

## 4 ZUSAMMENFASSUNG MODUL A

Modul A befasst sich mit den für die Energieversorgung der Schweiz verfügbaren stationären Energiespeichertechnologien und ihrem Entwicklungspotenzial. Der erste Teil behandelt Stromspeicher, der zweite Wärmespeicher.

Pumpspeichieranlagen stellen derzeit die einzige momentan kommerziell genutzte, erprobte und erforschte Stromspeichertechnologie dar. Sie stellen mit 127 GW rund 99% der weltweit installierten Leistung. Die Technologie ist gut bekannt und seit Jahrzehnten im Einsatz, nicht zuletzt in der Schweiz. Ihr Ausbau ist jedoch an geographische Bedingungen gebunden. Darüber hinaus sind heute weltweit auch zwei Druckluftspeicher sowie verschiedene Batterietechnologien, vor allem Natrium-Schwefel- und Bleisäure-Batterien, im kommerziellen Einsatz. Verbesserte Druckluftspeicher sowie zahlreiche Batterietechnologien befinden sich, ebenso wie Schwungräder, in einer fortgeschrittenen Pilotphase und werden absehbar kommerziell zur Verfügung stehen. Dabei kommt Lithium-Ionen-Batterien, die bereits heute in vielen mobilen Anwendungen zum Einsatz kommen, eine besondere Rolle zu, da sie eine lange Haltbarkeit aufweisen und ein hohes Potenzial für Kostendegression erwartet wird. Zu den derzeit erforschten Technologien zählen Power-to-Gas (Wandlung elektrischer Energie in Wasserstoff bzw. Methan), verschiedene Batterietechnologien, elektrothermische Energie sowie Spulen und Superkondensatoren.

Die Speichertechnologien unterscheiden sich im Hinblick auf eine Reihe technischer Eigenschaften, die auch ihren Einsatz im Stromsystem bestimmen. Bezüglich der Grösse eines Speichers werden in vorliegenden Bericht Leistungsklassen unterschieden, die sich auf die dem System maximal zur Verfügung gestellte Entladeleistung einer Anlage bezieht. Sie reichen von Mikrospeichern, die in dezentralen Anwendungen zum Einsatz kommen, über mittelgrosse Speicher in der Mittel- und Hochspannungsebene bis hin zu Grossspeichieranlagen, die an die Höchstspannungsebene angeschlossen sind. Wichtig ist aber auch die Speicherkapazität, die die maximal einzuspeichernde Energiemenge einer Anlage angibt. Bei gegebener Leistung kann diese durch die Entladedauer angegeben werden; sie liegt bei den einsatzfähigen Speichern zwischen einigen Minuten bis hin zu mehreren Stunden; bei einigen wenigen Pumpspeichieranlagen auch im Bereich von bis zu 100 h. Der Wirkungsgrad eines Speichers bestimmt die technischen (und damit auch ökonomischen) Verluste des Speichervorgangs, die Reaktionszeit die Einsatzfähigkeit für Regel- und Systemdienstleistungen.

Die Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern umfassen ein breites Spektrum, darunter die Tagesspeicherung zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, die klassische Lastglättung, also der Wandlung von Grund- in Spitzenlaststrom, mit einer Speicherdauer von mehreren Stunden, die Bereitstellung von Sekundär- und Tertiärreserveleistung, die ultrakurzfristige Speicherung im Sekundenbereich zur Spannungs- und Frequenzhaltung sowie weitere Systemdienstleistungen. Die genannten Anwendungen einschliesslich bestimmter Systemdienstleistungen können Pump- und Druckluftspeicher bereitstellen. Batterien können absehbar keine Tagesspeicherung erbringen. Sie sind dafür –je nach Technologie und Auslegung– für alle anderen Anwendungen einsetzbar. Auch die saisonale Speicherung von Strom,

etwa aus Solaranlagen im Sommer, ist eine denkbare und sinnvolle Anwendung; hierfür kommt aber absehbar nur die Power-to-Gas-Technologie in Frage, die derzeit noch prohibitiv teuer ist.

Die Kosten einer Speicheranlage sind im Hinblick ihre Anwendung und auf die jeweiligen alternativen technologischen Optionen hin zu bewerten. Grundsätzlich umfassen sie Kapitalkosten (das sind Kosten für Material, Installation und Betriebssystem der Speicher), Systemkosten (Kosten für Grundstück, Netzanschluss, Genehmigungsverfahren etc.) und operative Kosten (hauptsächlich bestimmt durch den Wirkungsgrad). Für die Kapitalkosten spielt die Lebensdauer einer Anlage eine wichtige Rolle; bei Batterien wird diese durch die Anzahl der Nutzungszyklen bestimmt. Bei einer unterstellten Speichernutzung von einem Speicherzyklus pro Tag liegen die heutigen Fixkosten von Pumpspeichern und Druckluftspeichern bei rund 0,11 CHF pro kWh umgesetztem Strom und von den meisten Batterietechnologien zwischen 0,25 bis 0,35 CHF/kWh; Lithium-Ionen Batterien weisen heute noch Fixkosten von rund 0,55 CHF/kWh auf. Laut der in diesem Bericht vorgestellten Prognose werden deren Kosten jedoch stark abnehmen; auch bei anderen Batterietechnologien wird eine Kostendegression prognostiziert, wohingegen die Kosten von Pump- und Druckluftspeichern eher gleichbleiben werden.

Im zweiten Teil behandelt Modul A die Wärmespeicherung. Die Darstellung erfolgt vor dem Hintergrund der späteren Analyse zum Einsatz von Speichern im Schweizer Stromversorgungssystem und geht dabei –wie bei den Stromspeichern- auch auf solche Technologien ein, die sich noch in der Entwicklungsphase befinden. Bei der Wärmespeicherung unterscheidet man drei Arten: sensible Wärmespeicherung auf Basis der Temperaturveränderung des Speichermediums, latente Wärmespeicherung auf Basis der Veränderung des Aggregatzustandes des Speichermediums und thermo-chemische Speicherung, die auf reversiblen chemischen Reaktionen beruhen. Mit Abstand am weitesten verbreitet ist die sensible Wärmespeicherung auf Wasserbasis. Zu den wichtigsten Anwendungen von Wärmespeichern zählen die Unterstützung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung; sie kommen aber auch in verschiedenen industriellen Prozessen zum Einsatz. Dabei tragen sie zu einer Flexibilisierung der Wärmebereitstellung und zur effizienteren Energienutzung (etwa bei industrieller Abwärme) bei.

Im Hinblick auf die Anwendungen spielen -wie bei Stromspeichern- die Leistung und die Kapazität der Speicher eine wichtige Rolle. Das Spektrum reicht von kleinen dezentralen Speichern in Haushalten, etwa zur Warmwasserbereitstellung, bis zu Grossspeicheranlagen, z.B. in Fernwärme-systemen. Für die Kosten ist darüber hinaus der Wirkungsgrad von Bedeutung, der - vor allem bei sensiblen Speichern - auch von der Speicherdauer abhängt. Verbreitet sind kurz- und mittelfristige Speicherung im Bereich von einigen Stunden bis hin zu wenigen Tagen. An Grossspeicheranlagen zur saisonalen Wärmespeicherung wird derzeit geforscht: In Pilotanlagen wird hierzu erwärmtes Wasser für einige Monate in ausgeschachteten Bohrlöchern oder Aquifergestein eingelagert.

Wärmespeicher haben auch eine Bedeutung für das Stromsystem. So tragen sie zu einer Flexibili-sierung der Stromerzeugung in WKK-Anlagen bei, die nicht länger wärmegeführt betrieben werden müssen. Eine Flexibilisierung ist auch bei der Stromnachfrage möglich, und zwar überall dort,

wo Strom zur Wärmebereitstellung genutzt wird, z.B. in Wärmepumpen. Schliesslich können dezentrale elektrothermische Speichersysteme negative Residuallast (also überschüssigen Strom) aufnehmen, die durch die Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie entsteht. An Anwendungen, die eine Rückverstromung vorsehen, wird derzeit geforscht.

Bei den Kosten der Wärmespeicherung gibt es grosse Unterschiede zwischen den Speicherarten, aber auch in Bezug auf die Grösse der Speicheranlagen. Sensible Speicher liegen im Bereich von 0,12 bis 12 CHF/kWh Speicherkapazität, latente Speicher bei 12 – 60 CHF/kWh und thermo-chemische Speicher bei 12 bis 120 CHF/kWh.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass für die kurz- und mittelfristige Energiespeicherung eine Reihe von technischen Lösungen bereitsteht, die entweder bereits kommerziell genutzt werden oder technisch verfügbar, aber noch zu teuer sind. Dies gilt sowohl für die Strom- als auch die Wärmespeicherung und sowohl für kleinere als auch grössere Anwendungen. Über den tatsächlichen Speichereinsatz bestimmen somit ökonomische Aspekte des jeweiligen technischen Bedarfs im Energiesystem. Nicht verfügbar bzw. derzeit noch zu kostenintensiv sind saisonale Energiespeicher, wobei Power-to-Gas-Technologien bei Stromspeichern und sensiblen Grossspeichern potenzielle technische Lösungen bieten.

# Modul B – Prognose des Schweizerischen Speicherbedarfs

---

## 5 ANSATZ UND METHODIK

### 5.1 Einleitung

Die Integration von grossen Mengen dezentraler Einspeisung ist eine zentrale Herausforderung bei der Planung und dem Betrieb des zukünftigen schweizerischen Stromversorgungssystems. Grundlage der zu erwartenden Entwicklung sind die Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten der "Energieperspektiven 2050"<sup>36</sup>. Die Abschätzung des potenziellen Bedarfs an Speichern im Gesamtsystem für eine effiziente Stromversorgung erfolgt zunächst im Hinblick auf die netztechnischen notwendigen Massnahmen zur Wahrung der Systemstabilität und Versorgungsqualität. Dabei stehen als technische Alternativen zum Einsatz von Speichern grundsätzlich der Zubau von Reservekraftwerken, eine Intensivierung der Laststeuerung, die Abregelung von dargebotsabhängigen Produktionsanlagen und verstärkter Netzausbau zur Verfügung. In Bezug auf die Entwicklung dieser Rahmenbedingungen wird bei der Ermittlung des Speicherbedarfs von einer gleichbleibenden Struktur des Stromversorgungssystems ausgegangen.

Für die Verwendung eines Speichers stehen grundsätzlich zwei teils gegensätzliche Einsatzstrategien zur Verfügung. Zunächst kann ein Speicher in Form eines marktbasierten Speichereinsatzes zur optimalen Lastdeckung verwendet werden, wobei sich der Speicher über die Differenz in den Grosshandelspreisen an Strommärkten finanziert, die die unterschiedliche Knappheit zu verschiedenen Zeitpunkten widerspiegelt. Diese Verwendungsform unterscheidet sich sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht von einem Speichereinsatz als technisches Betriebselement, das zur Vermeidung von netzseitigem Überschreiten von Belastungsgrenzen eingesetzt wird. Dient der Speicher als technisches Betriebselement zur Vermeidung von Netzbelastungen und Vermeidung von Netzausbaumassnahmen, kann dagegen der marktpreisbasierte Speichereinsatz nur zu netztechnisch unkritischen Zeiten erfolgen. Entsprechend muss ein Einsatz zur Vermeidung von Netzbelastungen basierend auf einem leistungsbezogenen Vergütungs- oder Vermarktungssystem bzw. einer lokalen Optimierung unter Beachtung netztechnischer Vorgaben erfolgen.

Mit Hilfe der Speicherung von elektrischer Energie kann die Integration dezentraler Produktionsanlagen vereinfacht werden. So kann durch Speicher einerseits eine verbesserte

---

<sup>36</sup> Studie der prognos AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), prognos 2012.

Netzintegration infolge einer Erhöhung der Netzsicherheit und andererseits auch eine Glättung der Einspeisung dargebotsabhängiger Produktion erreicht werden. Grundsätzlich kann jedoch ein Speicher durch technische Alternativen ersetzt werden. Vor einer Empfehlung zum notwendigen Speicherzubau bzw. einer Aufteilung der technischen Massnahme bedarf es somit einer Abwägung der Alternativen und einer umfassenden Berücksichtigung der Effekte und Kosten. In Modul B werden verschiedene technische Nutzungsbedarfe für Speicher im Schweizer Stromsystem vorgestellt und quantifiziert; die ökonomische Bewertung des Speichereinsatzes wird hingegen in Modul C vorgenommen.

## 5.2 Szenarien

Ausgangspunkt für die Modellierung sind die Energieperspektiven 2050, die die politische Entscheidungsgrundlage der Schweizer Energiepolitik darstellen. In den Energieperspektiven 2050 wird grundsätzlich zwischen einer zielgerichteten strategisch-politischen Ausrichtung der Energiepolitik und einer von einzelnen Massnahmen und Rahmenbedingungen getriebenen Politik unterschieden. Die Szenarien bilden die unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen ab: der erste Ansatz aus den EP 2050 wird für das Szenario "Neue Energiepolitik" angewendet, während die Szenarien "Weiter wie bisher" und "Politische Massnahmen Bundesrat" die zweite politische Ausrichtung widerspiegeln. Die Szenarien werden mit unterschiedlichen Stromangebotsvarianten kombiniert: In der Variante "C, Fossil-zentral" wird ein Kraftwerkspark mit einer vorwiegend zentralen fossilen Produktion (GuD) unterstellt. In der Variante "C&E Fossil-zentral und Erneuerbare" wird von einem verstärkten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion ausgegangen. Die verbleibende Residuallast wird mit neuen GuD gedeckt. In der Variante „E, Erneuerbare und Importe“ wird auch von einem verstärkten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion ausgegangen, der verbleibende Restdeckungsbedarf wird mit Importen gedeckt. Die verschiedenen Szenarien und Angebotsvarianten werden in den Energieperspektiven 2050 (prognos 2012) vorgestellt. Hiervon werden im Rahmen dieser Studie die folgenden Kombinationen aus Szenarien und Angebotsvarianten der Energieperspektiven 2050 in den Jahren 2020, 2035 und 2050 betrachtet:

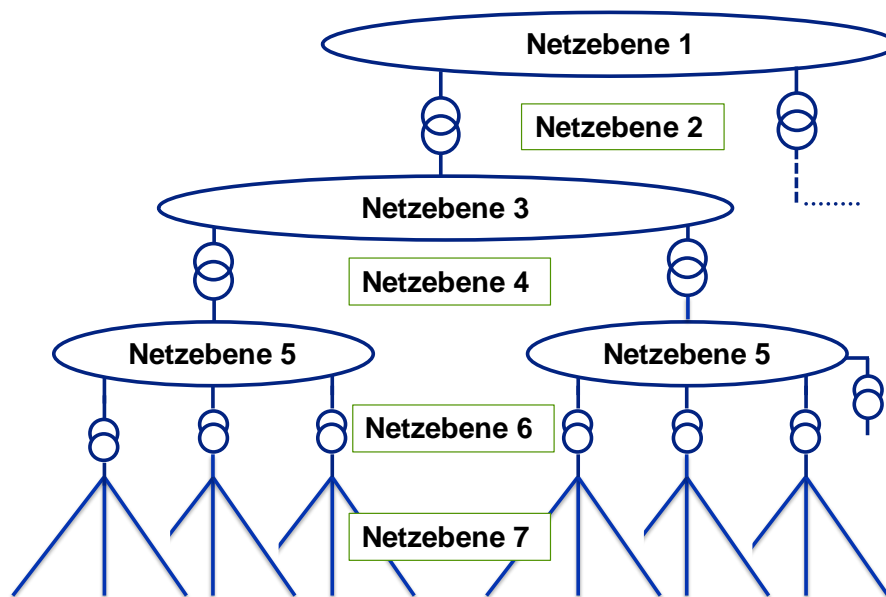
**Tabelle 10: Übersicht der betrachteten Kombinationen aus Szenarien und Stromangebotsvarianten**

Angebots-Variante Szenario	C/ Fossil-zentral	C&E / Erneuerbare Energien & Gaskombikraftwerke	E/ Erneuerbare Energien
<b>Neue Energiepolitik</b>	-	2020 2035 2050	2020 2035 2050
<b>Politisches Massnahmenpaket</b>	-	2020 2035 2050	2020 2035 2050
<b>Weiter wie bisher</b>	2020 2035 2050	-	-

### 5.3 Methodik

Wie oben ausgeführt, ist das übergeordnete Ziel die Ermittlung des technischen Speicherbedarfs. Der methodische Ansatz beruht auf einer Bottom-Up-Analyse der Netzebenen in Bezug auf leistungs- und spannungsbezogene kritische Belastungen der Betriebsmittel bzw. Überschreitung der vorgeschriebenen Grenzwerte. Die Betrachtung erfolgt auf Basis der in den Schweizer Energieperspektiven entwickelten Szenarien und für ausgewählte Jahre. Zunächst soll die Kategorisierung der Netzebenen veranschaulicht werden. Ausgehend vom Höchst- und Hochspannungsnetz der Netzebene 1 ist die Verzweigung der Verteilnetze bis zum Niederspannungsnetz, der Netzebene 7, dargestellt.





**Abbildung 21: Netzebenen**

Beginnend mit Netzebene 7 wurden Musternetze für charakteristische Netzgebiete gebildet. Auf dieser Netzebene wurde zwischen städtischen, vorstädtischen, ländlichen und Bergnetzen unterschieden. Die Bildung dieser Niederspannungs-Modellnetze erfolgte auf Basis einer Analyse der typischen Strukturen realer Niederspannungsnetze. Im Rahmen der in Kapitel 5.4 beschriebenen Modellierung wurden auf Basis von Variantenrechnungen zur Abbildung regionaler Strukturunterschiede für die jeweiligen Jahre im viertelstündlichen Raster residuale Lastprofile berechnet. Zeichneten sich hierbei kritische Betriebszustände ab, wurden detaillierte Analysen sowie Simulationen der jeweiligen Netzebenen durchgeführt. Weiterhin wurden für diese Netze anhand eines Modells eines Niederspannungsstranges Probleme bei der Einhaltung der Spannungsgrenzen des Niederspannungsnetzes untersucht und der hieraus resultierende Speicherbedarf quantifiziert.

Die Analyse der Auswirkungen der dezentralen Erzeuger und Verbraucher auf die Netzebenen dient der Ermittlung von unzulässigen Betriebszuständen. Bei der Optimierung des Speichers wurde, unter Einbeziehung der verschiedenen Speichertechnologien, die benötigte Kapazität und die netzseitig optimale Positionierung des Speichers bestimmt.

### 5.3.1 Abgrenzung des Betrachtungsbereichs

Im Falle eines Speichereinsatzes zur Vermeidung von unzulässigen Betriebszuständen infolge von Einspeisungen aus dezentralen Anlagen ist eine Betrachtung der Alternativen erforderlich. Folgende Alternativlösungen stehen grundsätzlich für eine Beseitigung von spannungs- bzw. leistungsbezogenen Problemen im Niederspannungsnetz zur Verfügung:

- Installation von regelbaren Netzelementen (regelbare Ortsnetztransformatoren)

- Netzausbaumassnahmen durch Ersatz und Erweiterung der vorhandenen Netzinfrastruktur
- Lastmanagement/Eigenverbrauch
- Blindleistungsregelung durch unregelmässige Kompensationselemente (Spulen, Thyristoren,...)
- Anpassung der technischen Anschlussbedingungen
  - Wirkleistungsreduzierung (feste Abregelung durch Leistungsbegrenzung der Wechselrichter, flexible Abregelung im Bedarfsfalle)
  - Blindleistungsregelung der Einspeiseanlagen (festgelegter, fernsteuerbarer oder per Kennlinie definierter Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  zur Blindleistungskompensation)
  - Symmetrischer Anschluss zur Vermeidung von Phasenschieflast
  - Anschlusspunkt (direkter Anschluss am Transformator)
  - Restriktive Vergabe von Anschlussgenehmigungen

Je nach netztechnischer Situation ist eine Abwägung der möglichen Alternativlösungen und gegebenenfalls eine Kombination von Abhilfemassnahmen erforderlich. Als zukünftige Lösungsoption für Probleme im Niederspannungsnetzbetrieb steht zurzeit insbesondere der regelbare Ortsnetztransformator im Mittelpunkt der Diskussion. Er ermöglicht die Entkopplung der Spannung des unterlagerten Niederspannungsnetzes von den höheren Spannungsebenen. Dadurch steht das volle Spannungsintervall von  $U_n \pm 10\%$  in der Niederspannung zur Verfügung. Bisher sind lediglich einige Pilotanlagen installiert, allerdings verfügt die Technologie laut Hersteller mittlerweile über Serienreife. Es ist jedoch auch zu berücksichtigen, dass die derzeitige Bauweise der regelbaren Ortsnetztransformatoren lediglich einen Betrieb bis zu einer Höhe von 1000 Metern ü.d.M. zulässt.

Auf der Mittelspannungsebene (Netzebenen 2-5) stehen neben dem Speichereinsatz vornehmlich Netzausbau und Netzverstärkung als alternative Massnahmen zur Verfügung. Es besteht weiterhin die Möglichkeit, über die Anpassung der Ausgangsspannung der Transformatoren in der Netzebene 4 eine Spannungsregelung in den unterlagerten Netzebenen zu erreichen. Voraussetzung für die genauere Erfassung der Sicherheitsgrenzen ist eine Überwachung der unterlagerten Netze durch Messeinrichtungen. Mit diesem, als Weitbereichsregelung bezeichneten Lösungsansatz für das Mittelspannungsnetz kann durch Absenken der Ausgangsspannung der Netzebene 4 in Zeiten hoher Rückspeisungen auf die unzulässige Erhöhung des Spannungsniveaus reagiert und das in den unterlagerten Netzebenen verfügbare Spannungsband erweitert werden.

### 5.3.2 Bildung von Modellnetzen

Bei der technischen Auslegung der Umspannebene 6 wird anhand eines auf Erfahrungswerten beruhenden Höchstlastanteils je Anschluss die benötigte Transformatorklasse für den zu versorgenden Netzbezirk bestimmt. Weiterhin werden die Verkabelung und sonstige Betriebsmittel für die Jahreshöchstlast ausgelegt. Die Bildung der Modellnetze basiert auf den Kenntnissen dieser Netzauslegungspraxis sowie den öffentlich verfügbaren Netzkennzahlen.

Zunächst wurden praxisnahe Höchstlastanteile der Anschlüsse der Netzebene 7 unter Berücksichtigung der unterschiedlichen gesellschaftlichen Strukturen der Siedlungsgebiete bestimmt. Städtische Wohnsiedlungen verfügen über einen höheren Anteil an Einpersonenhaushalten als ländliche Siedlungen. Die verwendeten Annahmen für Haushalte und Kleingewerbe/Landwirtschaft zu den Höchstlastanteilen in den verschiedenen Netzgebieten sind in Tabelle 11 dargestellt.

**Tabelle 11: Höchstlastanteile der Niederspannungsanschlüsse**

Netzgebiet	Haushalte [kW]	Kleingewerbe/ Landwirtschaft [kW]
<b>Städtische Netze</b>	2,2	10
<b>Vorstädtische Netze</b>	3,0	10
<b>Bergnetze</b>	3,0	10
<b>Ländliche Netze</b>	3,0	10

Zur Ermittlung der Verteilung der installierten Transformatorleistung der Netzebene 6 auf die unterschiedlichen Leistungsklassen wurden die schweizerischen Siedlungsstrukturen anhand der Bevölkerungsstatistik analysiert. Im Jahr 2010 konnten etwa 75% der Bevölkerung der Schweiz städtisch und vorstädtisch geprägten Räumen zugeordnet werden, während sich die verbleibenden 25% auf ländliche Siedlungsstrukturen verteilen. Diese Erkenntnis wurde in Verbindung mit charakteristischen Netzstrukturen zur Erstellung von typischen Netzstrukturen verwendet. Zunächst wurden die in den jeweiligen Netzgebieten verwendeten typischen Leistungsklassen der in den Ortsnetzstationen verbauten Transformatoren ermittelt. Weiterhin wurde anhand der Höchstlastanteile und unter Einhaltung des Verhältnisses von städtischer zu ländlicher Bevölkerung eine Aufteilung der Gesamtlast der Haushalte auf die Netzgebiete vorgenommen. In Tabelle 12 sind die Netzgebiete und die zugeordnete Leistungsklasse des MS/NS-Transformators sowie die jeweilige Anzahl der angeschlossenen Stromverbraucher aufgelistet.

**Tabelle 12: Kennzahlen der Referenznetze**

Netzgebiet	Scheinleistung des Ortsnetztransformators [kVA]	Anzahl Haushalte	Anzahl Gewerbe	Anzahl Landwirtschaft
<b>Städtische Netze</b>	630	170	15	0
<b>Vorstädtische Netze</b>	400	100	8	0
<b>Bergnetze</b>	100	12	0	4
<b>Ländliche Netze</b>	160	45	1	2

In der Schweiz sind derzeit in etwa 56.000<sup>37</sup> Transformatoren in der Netzebene 6 installiert. In Verbindung mit der erwarteten Bevölkerungszunahme in der Schweiz wird in Zukunft weiterhin eine Fortsetzung des Prozesses hin zu einer verstärkten Verstädterung erwartet. Das in den Energieperspektiven 2050 angenommene Bevölkerungswachstum von insgesamt etwa 14% bis zum Jahre 2050 wurde als Grundlage für zukünftige Veränderungen der Netzstruktur übernommen. In Bezug auf die Netzebenen 6 und 7 bewirkt das Bevölkerungswachstum eine Zunahme der Gesamtzahl der Niederspannungsnetze und eine Verschiebung hin zu höheren benötigten Transformatorleistungen. Während die Erschliessung neuer Besiedlungsgebiete mit zusätzlichen neuzubauenden Niederspannungsnetzen gleichzusetzen ist, werden im zweiten Fall der Besiedelungsverdichtung, in Folge von an bestehende Netze der Netzebene 7 angeschlossene Neubauten, höhere Transformatorleistungen in der Netzebene 6 benötigt. Es wird angenommen, dass sich das Bevölkerungswachstum zu gleichen Teilen auf beide Formen der Netzerweiterung auswirkt. Die hieraus resultierende Gesamtzahl an Transformatoren der Netzebene 6 und deren Aufteilung auf die verschiedenen Referenznetz-Typen ist in Tabelle 13 zusammengefasst.

<sup>37</sup> ElCom 2011(Mast-) Trafostationen Netzebene 6 (zusätzliche Anpassung aufgrund der Teilabdeckung der Erhebung)

**Tabelle 13: Anzahl und Aufteilung der schweizerischen Ortsnetztransformatoren**

Jahr	2010	2020	2035	2050
<b>Gesamtanzahl</b>	56000	57400	58800	60200
<b>städtisch in [%]</b>	21	22	23	24
<b>vorstädtisch in [%]</b>	22	22	23	24
<b>Bergnetze in [%]</b>	29	28	27	26
<b>ländlich in [%]</b>	28	28	27	26

### 5.3.2.1 Dezentrale Einspeisung

Die Zuordnung von dezentralen Erzeugern und Lasten zu Netzebenen erfolgt auf Basis der erwarteten zugebauten Leistungsklassen. Hierbei wurde sowohl auf die bisherige Erfahrung in der Schweiz als auch auf die Erkenntnisse der fortgeschrittenen Durchdringung mit dezentralen Einspeisern und Lasten in Deutschland zurückgegriffen. Unter Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten der Schweiz und der derzeitigen Erwartungen zur Umsetzung und Integration dezentraler Anlagen wurden die Leistungsklassen der Anlagen bestimmt.

### Photovoltaik

Der Photovoltaik- (PV) Technologie wird in den Energieperspektiven 2050 eine zentrale Rolle zuteil. Für die PV werden in Bezug auf die Steigerung der Leistung, der produzierten Energie und der zu installierenden Anlagenzahlen die höchsten Zuwächse aller dezentralen Technologien erwartet. Der Grossteil der zugebauten PV-Anlagen wird im Segment kleiner bis mittelgrosser Anlagen einzuordnen sein. Es wird dabei von einem vernachlässigbaren Zubau von Anlagen in der Alpenregion sowie von keinem Zubau an Freiflächenanlagen ausgegangen. Insgesamt werden lediglich wenige Grossanlagen mit mehr als einem MW Leistung auf gewerblichen, industriellen und sonstigen ausgedehnten Dachflächen installiert werden. Somit wird eine vornehmliche Nutzung der Dachflächen der besiedelten Gebiete unter vorrangiger Nutzung des vorhandenen Potenzials landwirtschaftlicher Nutz- und Wohngebäude zur Installation von Aufdachanlagen erwartet. Eine Auswertung des deutschen EEG-Anlagenregisters im Gebiet des Netzbetreibers Transnet BW für die installierte Leistung im Jahr 2010 zeigt, dass sich über 90% der installierten Leistung der PV-Anlagen in der Netzebene 7 in ländlichen Regionen befindet.

Die auf Basis dieser Erkenntnisse und unter Verwendung der Ergebnisse der Marktumfrage 2011 des BFE erstellte Aufteilung des erwarteten Zubaus auf Gebäudetypen und deren durchschnittliche Kapazität sind in Tabelle 14 aufgelistet.

**Tabelle 14: PV-Aufteilung auf Gebäudetypen und durchschnittliche Kapazitäten**

PV Anlagen	Anteil der zugebauten Leistung in [%]			Durchschnittliche Leistung [kWp]
	2020	2035	2050	
<b>Einfamilienhaus</b>	20	20	30	10
<b>Mehrfamilienhaus</b>	5	10	15	20
<b>Landwirtschaft</b>	40	35	20	60
<b>Gewerbe</b>	17,5	17,5	17,5	100
<b><i>Netzebene 5 - Gewerbe/Industrie</i></b>	17,5	17,5	17,5	200

Als Grundlage des Profils der PV-Einspeisung im Jahresverlauf wurde das reale Produktionsprofil im Netzgebiet der Transnet BW des Jahres 2011 verwendet. Dieses Profil wurde entsprechend der schweizerischen mittleren Globalstrahlungsintensität skaliert. Anhand der stochastischen Abbildung von Leistungsschwankungen durch Überlagerung des Profils mit einer stochastischen Funktion konnte der charakteristische Einspeiseverlauf einer kleinen Anzahl örtlich konzentrierter PV-Anlagen nachempfunden werden.

### **Windkraftanlagen**

Bei der Windkraft gehen wir davon aus, dass die Zubauten ausschliesslich auf den Netzebene 4 und 5 angeschlossen werden und die derzeit üblichen Leistungsklassen für Windenergie im Bereich von 3 MW je Windkraftanlage eingesetzt werden. Während eine lokale Konzentration von Windleistung zu erwarten ist, werden jedoch keine zusammenhängenden Windparks mit zweistelligen Anlagenzahlen, d.h. mit über 40 MW installierter Leistung in Betracht gezogen. Als Windprofil wurde analog zur Photovoltaik das Produktionsprofil im Netzgebiet der Transnet BW aus dem Jahr 2011 herangezogen.

### **Wasserkraft**

Die Energieperspektiven 2050 gehen von einem moderaten Zubau an Wasserkraft aus. Hierbei wird der Schwerpunkt bei Pico- und Kleinstwasserkraftanlagen liegen. Pico-Wasserkraft liegt im Leistungsbereich kleiner zweistelliger kW und ist üblicherweise in der Netzebene 7 angeschlossen. Der Leistungsbereich von Kleinstwasserkraftanlagen liegt dagegen im Bereich von einigen hundert kW und speist vorwiegend in die Netzebenen 5 und 6 ein. Die Aufteilung auf die Netzebenen und die mittleren Leistungsklassen können Tabelle 15 entnommen werden. Als Einspeiseprofil wurde ein typisches Jahresprofil der Laufwasserkraft herangezogen.

**Tabelle 15: Wasserkraft-Aufteilung auf Netzebenen und durchschnittliche Kapazitäten**

Wasserkraft	Anteil der zugebauten Leistung in [%]	Durchschnittliche Leistung [kW]
<b>Pico-Wasserkraft</b>	80	40
<b>Kleinstwasserkraft</b>	20	150

### Wärme-Kraft-Kopplung

Die Einspeisung aus kleinen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) spielt bezüglich des erwarteten Beitrages zur Deckung des schweizerischen Strombedarfs in den Energieperspektiven 2050 eine untergeordnete Rolle. In der Niederspannungsebene wird zwischen Mini-WKK und Klein-WKK unterschieden. Mini-WKK werden insbesondere in der Nähe von Gebäuden mit hohem Wärmebedarf wie Mehrfamilienhäuser, Hotels oder Gewerbebetriebe zur effizienten Wärmebereitstellung genutzt. Ausserdem wird ein realisierbarer Zubau an Gross-WKK vor allem zur Deckung des Wärmebedarfs von Industriebetrieben erwartet.

**Tabelle 16: Wärme-Kraft-Kopplung: Aufteilung auf Netzebenen und durchschnittliche Kapazitäten**

Wärme-Kraft-Kopplung	Durchschnittliche Leistung [kW]	Netzebene
<b>Mini-WKK</b>	20	7
<b>Klein-WKK</b>	250	6
<b>Gross-WKK</b>	>1000	5&4

#### 5.3.2.2 Stromverbrauch

*Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft:* Zur Abbildung des Haushaltsverbrauchs sowie des Verbrauchs von Gewerbe und Landwirtschaft wurden die dynamisierten Standardlastprofile des VDE herangezogen.

*Industrie:* Ein Grossteil der Industriebetriebe ist an die Netzebenen 4 und 5 angeschlossen. Hierbei wurde 90% der Industrielast den Mittelspannungsnetzen städtischer Gebiete zugeordnet. Grossindustrielle Industriebetriebe sind der Netzebene 3 zuzuordnen. Beim industriellen Stromverbrauch wurde von einem Mischprofil aus Dauerlast und Tageslast ausgegangen.

*Wärmepumpen:* Bei Wärmepumpen wird aufgrund des Platzbedarfs einer Installation von einer geringen Durchdringung städtischer Netze ausgegangen. Somit ist ein Grossteil des Stromverbrauchs der Wärmepumpen in den übrigen Netzen zu erwarten. Der für Wärmepumpen verwendete Lastgang



wurde anhand eines Modells in Abhängigkeit von Temperatur und Tageszeit entwickelt. Hieraus wurde eine Jahreszeitreihe in viertelstündlichem Raster bestimmt.

*Elektromobilität:* Der mit der Elektromobilität verbundene Strombedarf je Netzgebiet wird durch die Verteilung und das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge und der Fahrzeugnutzer determiniert. Hierbei wird von einer Aufteilung auf die Netzgebiete entsprechend der Bevölkerungsverteilung und einer an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Ladeeinrichtung ausgegangen. Für die Elektromobilität wurde ein Lastprofil entwickelt, das von einer teilweisen Laststeuerung beim Ladevorgang ausgeht. Es wird somit nicht das aus netz- oder markttechnischer Sicht optimale Laden von Elektrofahrzeugen simuliert, sondern es wird den Flexibilitätsanforderungen der Fahrzeugnutzer Rechnung getragen.

### 5.3.2.3 Netzanschluss

Es wird von einer Fortsetzung der bisherigen Regelungen zum Anschluss von dezentralen Produktionsanlagen auf Netzebene 7 ausgegangen. Der Grundsatz der Verhältnismässigkeit der Kosten (Art. 16 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung) beim Anschluss oder Betrieb von Produktionsanlagen wurde bei der Modellierung der Spannungshaltung in Netzebene insofern berücksichtigt, als dass für grosse PV-Anlagen (>20 kW) am Leitungsanfang von einem direkten Transformatoranschluss ausgegangen wurde. Ausserdem wird für die Referenznetze eine Gleichverteilung der Anschlüsse der dezentralen Produktionsanlagen auf die einzelnen Stränge angenommen. Die Verwendung eines dreiphasigen Anschlusses der Produktionsanlagen - und somit keine Betrachtung von Phasenschieflast - stellt eine weitere Grundannahme der Modellierung dar.

### 5.3.3 Eingangsdaten des Modells

Insgesamt wurde zunächst eine homogene Verteilung der dezentralen Produktionsanlagen je Referenznetz angenommen, welche im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation variiert wurde. Damit konnte, ausgehend von einer homogenen Verteilung, eine Vielzahl an Netzstrukturen modelliert werden, die strukturelle Unterschiede der Netzebene 7 sowie eine geographische Konzentration von Produktionsanlagen berücksichtigt.

#### **Dezentrale Einspeisung**

In den Energieperspektiven 2050 werden in den Angebotsvarianten NEP und POM bis zum Jahre 2050 etwa 11 TWh und im Szenario WWB 6 TWh jährliche Einspeisung auf PV-Anlagen erwartet. Zur Ermittlung der erwarteten gesamten installierten PV-Leistung aus diesen Werten zur Einspeisung wurden im Mittel 900 Volllaststunden für Schweizer PV-Anlagen angenommen.

Die aus der Aufteilung auf Gebäudetypen und Netzebenen resultierende Aufteilung des Zubaus an PV in die Siedlungsflächen und die entsprechenden Netzstrukturen der Szenarien können der Tabelle 17 entnommen werden.

**Tabelle 17: PV-Leistung (in kW) je Referenznetz**

Netzstruktur	Szenario	2020	2035	2050
<b>städtisch</b>	<b>WWB-C</b> <b>NEP/ POM- C&amp;E</b>	1	7	20
<b>vorstädtisch</b>	<b>WWB-C</b> <b>NEP/ POM- C&amp;E</b>	5	39	97
<b>Bergnetze</b>	<b>WWB-C</b> <b>NEP/ POM- C&amp;E</b>	5	39	97
<b>ländlich</b>	<b>WWB-C</b> <b>NEP/ POM- C&amp;E</b>	9	68	184

Aufgrund der hohen Intensität der Globalstrahlung in Verbindung mit meist ländlicher Besiedlungsstruktur sind örtlich hohe Konzentrationen an PV-Anlagen beispielsweise im Wallis, Tessin, Waadt sowie entlang des Jura zu erwarten. Dies bedeutet, dass für einzelne Netze in einigen Regionen eine deutlich vom Durchschnitt abweichende Durchdringung prognostiziert werden kann. Auf der anderen Seite bedeutet dies auch, dass einige Netze eine unterdurchschnittliche PV-Leistung aufweisen werden. Die durchgeführten Variationsrechnungen zielen darauf ab, die geographisch bedingten Unterschiede in der Modellierung abzubilden.

### **Windkraft**

Die komplexe Topographie der Schweiz stellt bei der Planung von Windenergieprojekten eine erhebliche Herausforderung dar. Strömungsverhältnisse im bergigen Gelände verbunden mit einem rauen Klima erfordern eine spezifische, detaillierte Ertragsanalyse sowie die fortschreitende technische Optimierung der Windtechnologie. Die geographische Realisierung des Zubaus hängt wesentlich vom Fortschritt des schweizerischen Forschungsprogramms Windenergie ab. Dies betrifft insbesondere Gebiete mit steiler Hanglage, turbulenten Winden und mit Vereisungsproblematik. Grundsätzlich kommen aus ökonomischer Perspektive Windstandorte ab einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5 m/s in Betracht, die jedoch um einige Gebiete reduziert werden müssen, und zwar aufgrund der folgenden Kriterien:

- zu steile Hanglage,
- besiedelte Fläche,
- Natur-, Wasser- und Landschaftsschutzgebiete,

- wirtschaftlich nicht realisierbarer Netzanschluss.

## 5.4 Modellierung

### 5.4.1.1 Netzebene 6 & 7

In den Netzebenen 6 und 7 können infolge einer zunehmenden dezentralen Einspeisung folgende Probleme auftreten:

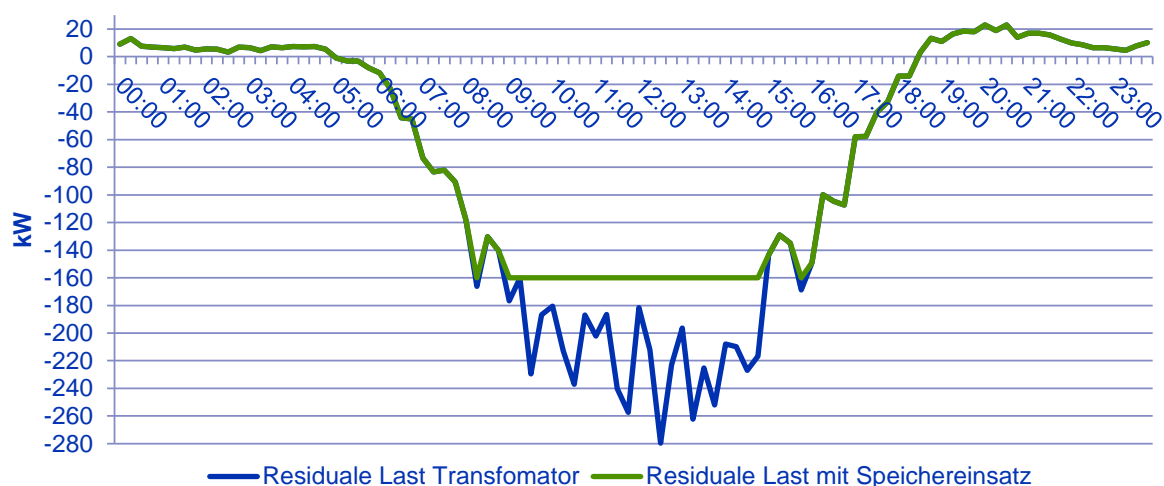
- Thermische Leitungsüberlastungen,
- Thermische Transformatorüberlastungen,
- Verletzungen des Spannungskriteriums.

Das oben beschriebene klassische Netzauslegungsverfahren in Niederspannungsnetzen dient der Vermeidung von unzulässigen Betriebszuständen, insbesondere in Hinsicht auf Starklastfälle. Hierbei beziehen sich die leistungsbezogenen Belastungsgrenzen der Kabel und Transformatoren auf Aussentemperaturen von 20 Grad Celsius. In gemässigten Gebieten tritt der auslegungsrelevante Starklastfall typischerweise in den Abendstunden des Winterhalbjahres während Kälteperioden auf. Aus diesem Grunde ist eine teilweise und kurzfristige Überlastung der Transformatoren bei kalten Aussentemperaturen akzeptabel. Die resultierende beschleunigte Alterung des Transformators ist in diesen Fällen schwach ausgeprägt. Anders verhält es sich im Falle einer starken Transformatorbelastung im Fall einer hohen Rückspeisung aus PV-Anlagen. Dieser Fall tritt ausschliesslich während der Mittagsstunden an sonnigen Tagen auf. In Verbindung mit der Korrelation von Einspeisespitzen aus PV und erhöhter Aussentemperatur entsteht bei einer Überlastung des Transformators infolge dieser Rückspeisungen ein deutlich stärkerer Alterungseffekt verglichen mit einer im Leistungsbetrag übereinstimmenden Starklastüberlastung im Winter. Um ein bedeutend schnelleres Altern der Betriebsmittel zu verhindern sollte somit ein Überschreiten der Leistungsgrenze bei Rückspeisungen vermieden werden. Aus diesem Grunde wurde bei der leistungsmässigen Modellierung der Netzebene 6 und 7 die Nennleistung der Betriebsmittel als nicht zu überschreitende Grenze bei durch Einspeisung bedingten Überlastungen angesehen.

Das Modellierungsverfahren des leistungsmässigen Überschreitens der thermischen Grenzwerte basiert auf den vorgestellten Musternetzen sowie den angeschlossenen Verbrauchern und Einspeisern. Aus der Zusammenführung der Jahresprofile im viertelstündlichen Raster der modellierten Einspeisung aus dezentralen Anlagen und der im Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher wurden synthetische residuale Lastgänge der Ortsnetzstation errechnet. Durch Variation des Durchdringungsgrades konnten strukturelle und geographische Unterschiede der Netzstrukturen simuliert werden.

Die sich aus der Differenz von Verbrauch und dezentraler Einspeisung ergebenden residualen Lastgänge wurden als synthetisches Belastungsprofil der Netzebene 6 aufgefasst. Das Belastungsprofil der Netzebene 6 entspricht in seinem Verlauf, unter Annahme symmetrischer Niederspannungs-

stränge, auch der Belastung der Leitungen der Netzebene 7. Abbildung 23 zeigt exemplarisch ein Belastungsprofil einer Ortsnetzstation eines ländlichen Netzgebietes. Eine positive residuale Last entspricht hierbei einer Speisung der Niederspannung aus dem Mittelspannungsnetz, während negative Werte der residualen Last eine Rückspeisung darstellen. Bei der Betrachtung wird ersichtlich, dass es für dieses ländliche Netzgebiet mit einer Transformatorscheinleistung von 160 kVA im Verlauf des Tages zu massiven Rückspeisungen und in der Mitte des Tages zu Überschreitungen der Transformatornennleistung kommt. Dies ist auf das Zusammentreffen intensiver Sonneneinstrahlung und geringer Last im Laufe eines Tages zurückzuführen. Genau dieser Fall stellt den besonders kritischen Zustand in Niederspannungsnetzen dar. Ein Speicher, der diese Energiemenge aufnimmt, kann hierbei in den Zeiten der Überlastung die Überschussenergiemenge einspeichern und somit die Überlastung der Ortsnetzstation vermeiden.

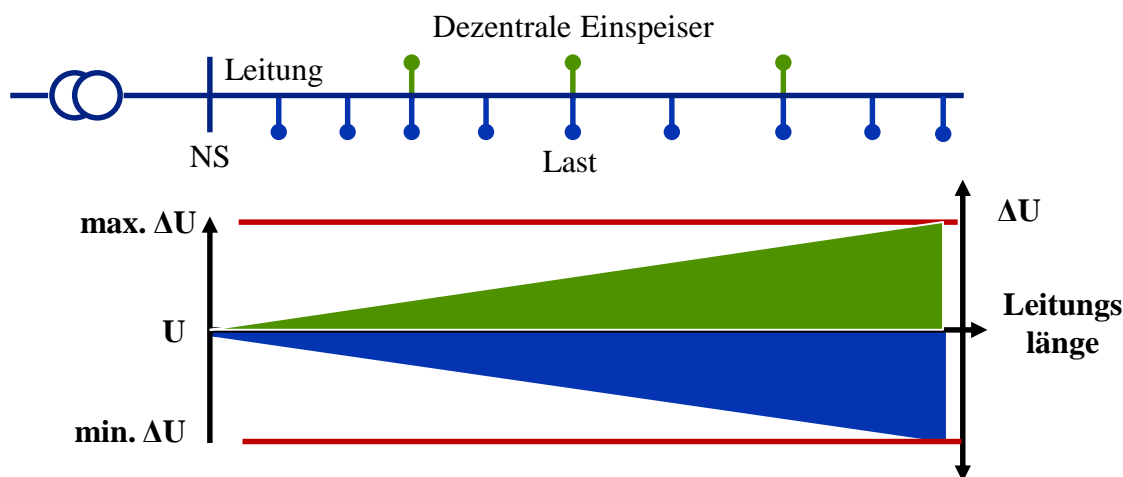


**Abbildung 22: Exemplarisches Belastungsprofil des Transformators bei Rückspeisung**

Soll der Speicher in der Form dimensioniert werden, dass durch ihn alle in Bezug auf Leistung und gespeicherte Energiemenge auftretenden Überlastungsfälle abgefangen werden können, muss die Speicherleistung dem Betrag des höchsten Leistungsüberschusses und die Energie dem kumulierten Energieüberschuss entsprechen. Weiterhin muss sichergestellt werden, dass bis zum nächsten Überlastungsereignis wieder ausreichend Speicherkapazität verfügbar ist. Während des Entladevorganges muss ausserdem sichergestellt sein, dass keine neue Überlastungssituation durch das Ausspeichern verursacht wird.

In Abbildung 23 sind für einen exemplarischen Strang eines Niederspannungsnetzes mit mehreren dezentralen Einspeisern und Verbrauchern die prinzipiellen Auswirkungen von Einspeisung und Last das Spannungsniveau schematisch dargestellt. Ein Stromfluss in Richtung des Leitungsendes in Folge von Verbraucherlast bewirkt ein Absinken der Spannung. Übersteigt in einem Bereich oder auf der gesamten Länge des Stranges die Einspeisung die betragsmässige Last, treten Stromrückflüsse in

Richtung des Transformators auf. In diesem Fall tritt der gegenteilige Effekt ein, und es kommt zu einer Spannungserhöhung. Das vom Netzbetreiber einzuhaltende Spannungsband sieht für Niederspannungsnetze bei symmetrischer Auslegung eine zulässige Veränderung der Spannung von  $\pm 3\%$  vor. Die konzentrierte Installation von leistungsstarken Einspeisern auf Netzebene 7 kann zu einem unzulässigen Überschreiten der Spannungsgrenzen des Niederspannungsnetzes führen. Durch Leistungsumkehr besteht insbesondere im ländlichen Raum das Risiko des Überschreitens der oberen Grenze des Spannungsbandes. PV-Wechselrichter verfügen über einen Schutzmechanismus, der eine Abschaltung des Wechselrichters bewirkt. Dadurch wird zwar das Spannungsproblem gemindert, allerdings verringert sich auch die produzierte Energiemenge der PV-Anlage. Diese Spannungsproblematik entsteht durch das Zusammentreffen mehrerer Effekte in ländlichen Niederspannungsnetzen. Aufgrund der verzweigten Struktur der Sticleitungen und weiter Strecken zum Ortsnetztransformator in diesen Niederspannungsnetzen wird am Ortsnetztransformator üblicherweise eine Ausgangsspannung am oberen Ende des tolerierten Spannungsbandes gewählt. Mit einem erhöhten Spannungsniveau am Abgang der Ortsnetzstation kann ein Unterschreiten des Spannungsbandes am Leitungsende im Starklastfall vermieden werden. Weiterhin wird gerade in den ländlichen Siedlungsstrukturen eine verstärkte Konzentration von dezentralen Einspeisern erwartet. Von elementarer Bedeutung für die Wahrung der Spannungsniveaus in Strangnetzen der Netzebene ist die Positionierung der installierten Einspeiser entlang des Stranges.



**Abbildung 23: Schematische Darstellung des NS-Spannungsbandes**

Aufgrund der vorwiegend ohmschen Verbraucher in der Netzebene 7 ist eine wirkleistungsbezogene Spannungsmodellierung als Näherung für die Abschätzung des Spannungsverlaufs zulässig.

Entscheidend für die Spannungshaltung auf Netzebene 7 ist zunächst die Länge der einzelnen Stränge. Für Stränge mit mehreren hundert Metern bis zu etwa einem Kilometer Länge, wie sie in ländlichen oder Bergnetzen vorkommen, wird dort üblicherweise eine erhöhte Ausgangsspannung am

Ortsnetztransformator gewählt, um auch im Starklastfall die Spannungsgrenzen am Leitungsende einzuhalten.

### **Effekte der Speicher**

Der Speichereinsatz auf Niederspannungsebene kann durch eine Verstetigung der residualen Last eine gleichmässiger Belastung der Betriebsmittel auf den Netzebenen 6 und 7 bewirken.

Mit Hilfe der Flexibilität des Speichers kann eine Glättung der Lastkurve im Tagesverlauf und gegebenenfalls auch ein Ausgleich der teilweise starken Schwankungen der PV-Einspeisung infolge von Verringerung der Globalstrahlung durch Wolkenzug erreicht werden.

Je nach Betriebsweise der Speicher können einer oder beide dieser Effekte genutzt werden und dadurch ein beschleunigtes Altern der Betriebselemente vermieden werden.

Weiterhin bewirken Speicher bei entsprechender Positionierung eine Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit.

#### 5.4.1.2 Netzebenen 4 & 5

Die Netzebenen 4 und 5 stellen die dem Niederspannungsnetz direkt übergeordneten Verteilnetzebenen dar. Aus den aggregierten Residuallastprofilen der unterlagerten Netzebene und der Nachfrage aus Gewerbe, Dienstleistung und Industrie in Verbindung mit der Einspeisung aus Windenergieanlagen und grossen PV-Aufdachanlagen können auf der Netzebene 4 wiederum residuale Belastungsprofile gebildet werden. Die Betrachtung der Überlastung der Umspannebene 4 erfolgt analog zum beschriebenen Vorgehen in der Netzebene 6.

#### 5.4.1.3 Netzebenen 2 & 3

Die Netzebenen 2 und 3 sind direkt dem Übertragungsnetz untergeordnet und stellen die ersten Ebenen des Verteilnetzes dar. Abgesehen von grossindustriellen Stromverbrauchern sind in der Netzebene 3 keine Verbraucher direkt angeschlossen. Im Falle von Erzeugern handelt es sich um Stromerzeugungsanlagen, die hier nicht den dezentralen Produktionsanlagen zuzuordnen sind. Diese Grosskraftwerke erfahren eine konkrete Berücksichtigung bei der Netzplanung und werden marktpreisbasiert eingesetzt. Unterdimensionierungen in diesen Netzebenen sind somit insbesondere auf Rückspeisungen aus unterlagerten Netzebenen zurückzuführen. Damit wird ersichtlich, dass mit keiner Verletzung der Grenzwerte der Netzstabilität durch auf den Netzebenen 2 und 3 angeschlossene Anlagen zu rechnen ist. Rückspeisungen aus unterlagerten Netzebenen führen dort bereits zu unzulässigen Betriebszuständen und können durch die beschriebenen Abhilfemassnahmen, inklusive des Einsatzes von Speichern, vermieden werden. Eine mögliche gesamtschweizerische Netzüberspeisung wird durch die Modellierung der Netzebene 1 abgedeckt. In Bezug auf Spannungshaltung infolge von überregionalen Leistungsflüssen ist für die Netzebenen 1-3 nur bei genauer Kenntnis der regionalen Verteilung der Produktion und der entsprechenden exakten Netzstruktur eine Aussage über einen potenziellen Speicherbedarf möglich.

#### 5.4.1.4 Netzebene 1

Die gesamten aggregierten Profile der unterlagerten Verteilnetzebenen ermöglichen eine Betrachtung der gesamtschweizerischen residualen Last. In Zeiten einer hohen dargebotsabhängigen Einspeisung ist eine Überspeisung des schweizerischen Netzes denkbar und soll im Folgenden weiter untersucht werden. Entsteht ein energetischer Überschuss des inländischen Stromversorgungssystems, stellen Stromexporte eine grundsätzliche Option zur Beseitigung des Ungleichgewichtes dar. Bei Betrachtung der ambitionierten Ausbauziele der erneuerbaren Energien in den Nachbarländern und in Anbetracht der stark korrelierten Wetterlage mit den jeweils angrenzenden Regionen ist jedoch, vor allem im Hinblick auf das Jahr 2050, nicht von einer starken Auslandsnachfrage nach Strom zu diesen Zeiten auszugehen. Aus diesem Grunde erfolgt in Modul B zunächst eine Betrachtung der innerhalb der Bundesgrenzen auftretenden Effekte. Eine Quantifizierung eines gegebenenfalls entstehenden Energieüberschusses und der hieraus resultierende Speicherbedarf werden somit anhand einer Betrachtung der innerschweizerischen Einspeisung und Nachfrage erfolgen.

## 6 ANALYSE UND MODELLIERUNGSERGEBNISSE

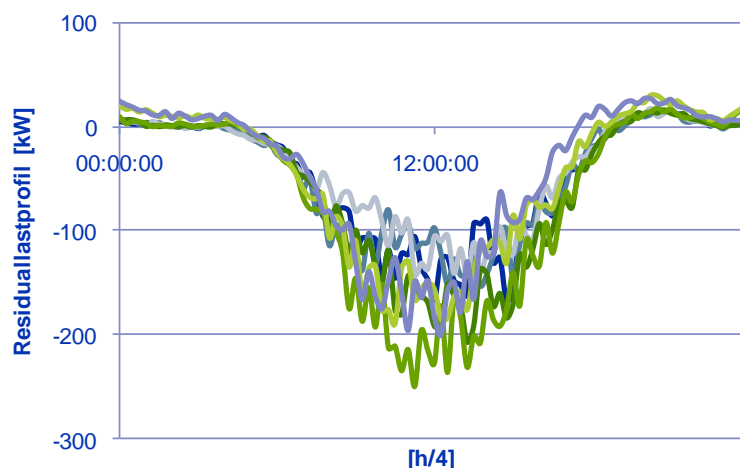
In den nachfolgenden Unterkapiteln wird die Modellierung exemplarisch für ausgewählte Netze beschrieben. Hierbei wird das Vorgehen zur Ermittlung des Speicherbedarfs vorgestellt. Weiterhin wird die Methodik der Speicherbedarfsoptimierung beschrieben.

### 6.1 Netzebene 6 & 7

Die Betrachtung der residualen Lastprofile zeigt, dass die geringsten Probleme aus netztechnischer Sicht in städtischen und vorstädtischen Niederspannungsnetzen zu erwarten sind. In diesen Netzgebieten ist das Zusammentreffen von sehr geringer Verbraucherlast und hoher Leistung dezentraler Einspeiser nur für sehr hohe Durchdringungsgrade zu erwarten. Ausserdem verfügen genau diese Netze aufgrund ihrer Auslegung über die grössten technischen Reserven in Bezug auf die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Einspeiseanlagen. Anders verhält sich dies für Netze, die in ländlichen Gebieten zu finden sind und die für weniger Verbraucher ausgelegt wurden sowie über geringere Transformatorleistungsklassen verfügen.

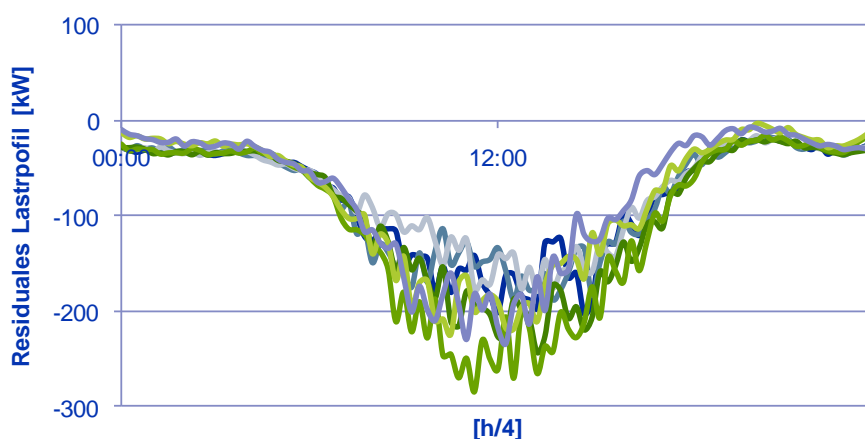
Die in Abbildung 24 dargestellten Residuallastprofile der Netzebene 6 zeigen exemplarisch für die Tage einer Sommerwoche des Jahres 2050 die auftretende Residuallast. Wie leicht zu erkennen ist, treten in der Tagesmitte negative Residuallasten auf, die einer Rückspeisung in die vorgelagerten Netzebenen entsprechen. Der in diesem Fall eingesetzte Transformator mit einer Nennleistung von 160 kVA erfährt über Stunden eine erhebliche Überlastung.





**Abbildung 24: Residuallastprofile im Tagesverlauf, Sommerwoche für NEP/CE 2050, ländlich**

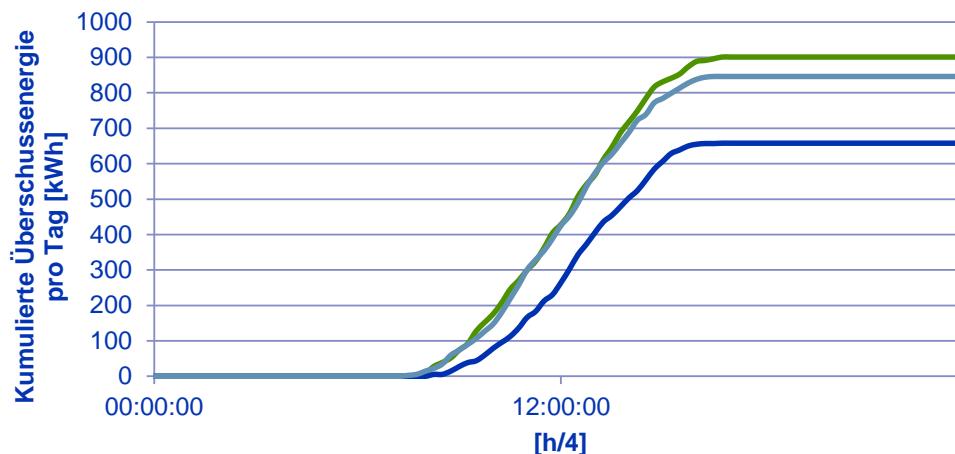
Abbildung 25 zeigt den Verlauf der Residuallast für das ländliche Referenznetz, an welches hier noch zusätzlich eine Wasserkraftanlage mit einer jährlichen Energieerzeugung von 160.000 kWh angeschlossen ist. Hierbei wird deutlich, dass in Verbindung mit dem geringeren Energiebedarf der Haushalte im Sommer eine dauerhafte Rückspeisung in die Netzebene 5 zu beobachten ist. Dies führt zu einer länger andauernden und stärker ausgeprägten Überlastung des Transformators im Vergleich zum zuvor beschriebenen ländlichen Netz ohne Wasserkrafteinspeisung. Die Belastungsgrenzen der Leitungsebene 7 werden in beiden Fällen ebenfalls überschritten. Es müssten Massnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung dieser erheblichen Überlastungen ergriffen werden.



**Abbildung 25: Residuallastprofile im Tagesverlauf, Sommerwoche, NEP/CE 2050, ländlich, mit Wasserkraft**

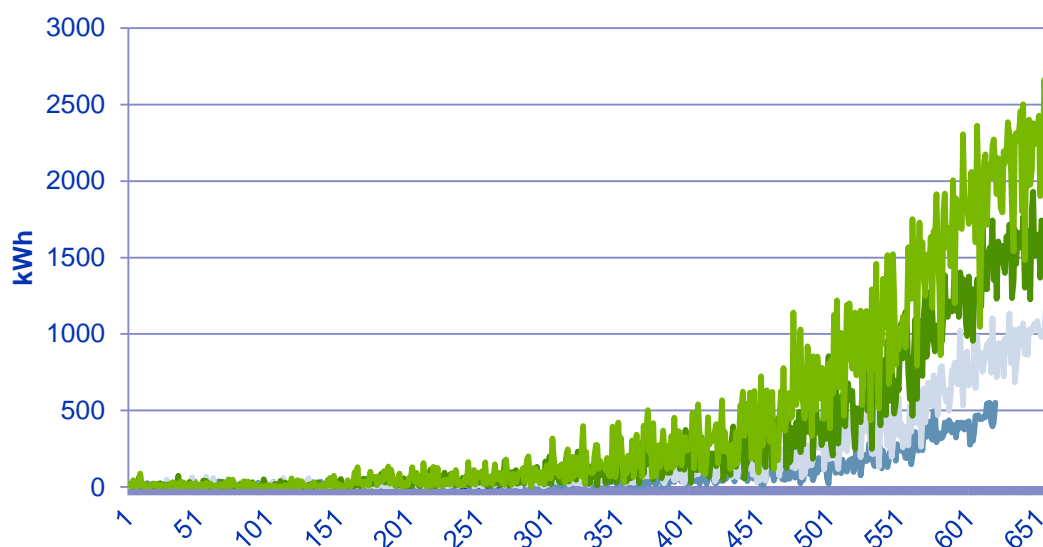


Ein Stromspeicher kann zur Vermeidung der unzulässigen Belastungszustände der Betriebselemente im Niederspannungsnetz dienen und die ansonsten notwendige Abregelung der Anlagen verhindern. Im Falle einer kompletten Speicherung der die Überlastung verursachenden Überschussenergie muss ein Speicher einerseits in der Lage sein, die maximale Leistung und andererseits die kumulierte Energiemenge eines Überlastungsereignisses aufzunehmen. Abbildung 26 stellt die kumulierte Überschussenergie im Tagesverlauf für drei ausgewählte Tage dar. Der Verlauf der kumulierten Energiemengen der einzelnen Kurven stimmt mit der Ladekurve des erforderlichen Speichers überein, während das Maximum der notwendigen Speicherkapazität entspricht. Aus Abbildung 26 wird ersichtlich, dass zur Speicherung der gesamten Energie ein Speicher mit einer Speicherkapazität von etwa 900 kWh erforderlich ist. Der maximale Wert der auftretenden Überschussleistung beträgt 46 kW, wodurch sich die benötigte Ladeleistung des Speichers definiert. Dies entspricht einem Mikrospeicher im Sinne von Modul A.



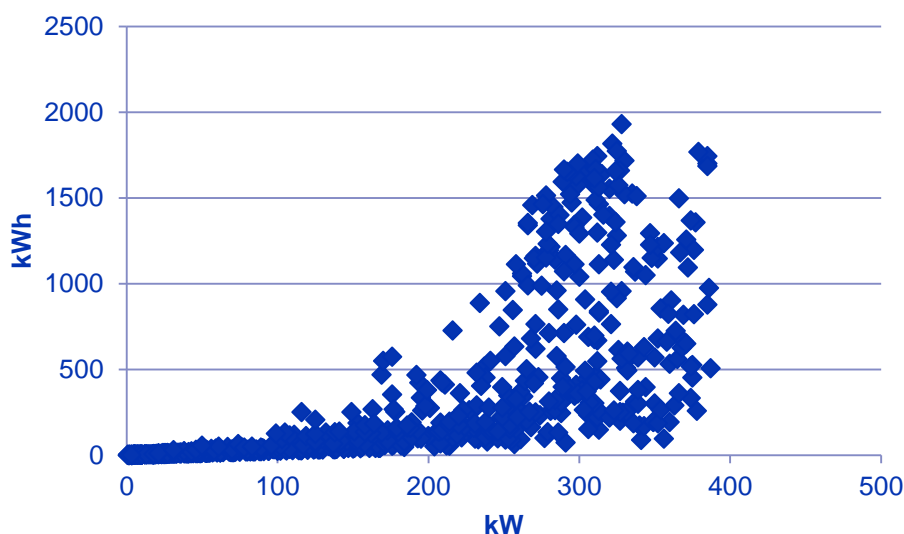
**Abbildung 26: Kumulierte Energiemenge für ausgewählte Überlastungsereignisse**

Mithilfe der vorgestellten Methodik zur Bestimmung der Überschussleistung und der kumulierten Energie eines Ereignisses wurde nun jedes Einzelereignis im Jahresverlauf betrachtet. Zusätzlich wurde die Dauer der Überschussereignisse analysiert, wobei die zu beobachtende Ereignisdauer zwischen minimal einer Viertelstunde bis maximal 9 Stunden variiert. Die Ergebnisse in Bezug auf die Energiemengen sind in Abbildung 27 für fünf ländliche Netze mit verschiedenen Durchdringungsgraden an PV- und Wasserkraftanlagen dargestellt. Für beide Abbildungen wurde eine Sortierung anhand der Dauer des Überlastungsereignisses vorgenommen.



**Abbildung 27: Energiemenge je Überlastungsereignis sortiert nach Ereignisdauer, NEP/CE 2050 ländlich**

Aus den Abbildungen wird zunächst ersichtlich, dass im Jahresverlauf maximal etwa 650 Überschussereignisse auftreten. Für etwa die Hälfte der Überlastungsereignisse lässt sich eine relativ geringe kumulierte Energiemenge feststellen. Die Dauer dieser Überlastungen liegen im kurzfristigen Bereich von bis zu einer Stunde. Bei einer längeren Dauer lässt sich ein starker Anstieg der Energiemenge je Überlastungsereignis erkennen. Es existieren auch kurzfristige Ereignisse mit hoher Überschussleistung, jedoch erscheint ein Zusammenhang zwischen Speicherleistung und Speicherenergie zu bestehen. Aus diesem Grunde wurde die mögliche Korrelation von Leistung und Energie je Zyklus genauer untersucht. Abbildung 28 visualisiert hierzu die Energiemenge je Ereignis in Abhängigkeit der Überschussleistung für ein ländliches Beispielnetz. Aus der Betrachtung wird deutlich, dass zwischen diesen beiden Speicherparametern für geringe Energiemengen eine starke Korrelation besteht. Überlastungsereignisse, die mit höheren kumulierten Energiemengen verbunden sind, weisen jedoch keinen linearen Zusammenhang mit der Überlastungsleistung mehr auf.



**Abbildung 28: Korrelation von Speicherleistung und Energiemenge je Zyklus, NEP/CE 2050, ländlich**

### 6.1.1 Spannungsuntersuchungen

Da einige Probleme der Integration dezentraler Produktion in Niederspannungsnetze auf spannungsseitige Probleme zurückzuführen sind, erfordern insbesondere räumlich weit ausgedehnte Netze eine Betrachtung der spannungskritischen Netzzustände.

Die für Niederspannungsnetze gültige Näherungsformel für die Abschätzung des Spannungsabfalls je Leitungsabschnitt lautet:

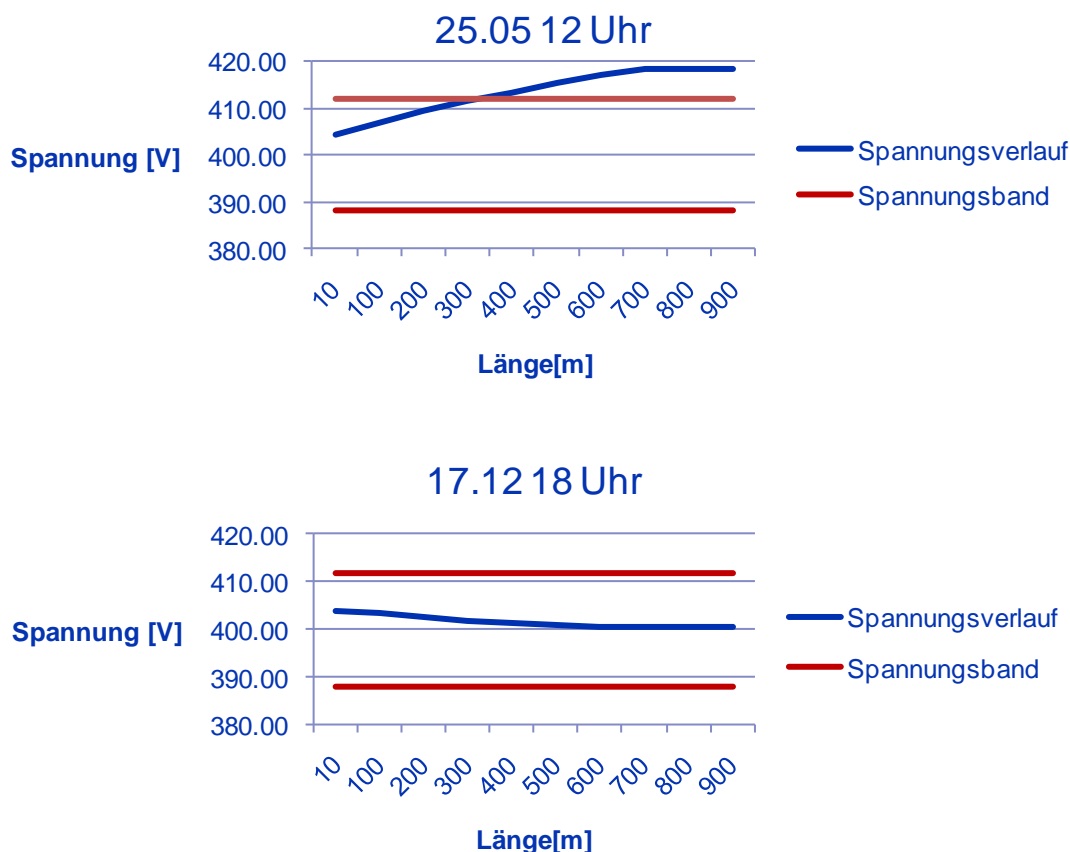
$$\Delta U = \frac{300 * I * l * Z}{\sqrt{3}}$$

mit der Impedanz  $Z = 0,25 \frac{\Omega}{km}$  und der Stranglänge  $l$  [km].

Im Folgenden sollen exemplarisch Ergebnisse der Spannungsbetrachtung für ein ländliches Niederspannungsnetz im Szenario NEP 2035 vorgestellt werden. Während bei der Betrachtung der thermischen Belastungsgrenzen des ländlichen Referenznetzes keine Grenzwertverletzung zu erwarten sind, entstehen je nach Verteilung der Einspeiseanlagen entlang des Niederspannungsstranges Verletzungen der Grenzwerte des Spannungsbandes. In Abbildung 29 sind hierzu beispielhaft Spannungsverläufe zu den Zeitpunkten 25.05., 12 Uhr, und 17.12., 18 Uhr, dargestellt.

Hierbei ist ersichtlich, dass eine leicht überhöhte Transformatorausgangsspannung einen stabilen Netzbetrieb im Starklastfall Mitte Dezember ermöglicht. Die Einspeisung aus PV-Anlagen in Verbindung mit einer geringen Last Ende Mai führt jedoch dazu, dass in diesem Falle die Spannungsgrenzen verletzt werden. Bei der Ermittlung des Gesamtspeicherbedarfs auf den

Netzebenen 6 & 7 fließen somit auch die aus spannungsbezogenen Problemen resultierenden Bedarfsmengen ein.



**Abbildung 29: Spannungsverlauf entlang der Leitungslänge des Niederspannungsstranges**

Bei Verwendung eines Leistungsfaktors von 0,9 im Spannungsmodell ergibt sich im Mittel eine Grenzwertverletzung bei einer installierten Leistung, welche den maximalen installierten PV-Leistungen des thermischen Modells entspricht, bei denen keine Überschreitungen der thermischen Grenzen der Transformatoren zu erwarten sind. Dies führt zu der im Folgenden verwendeten Annahme, dass bei einem Leistungsfaktor der PV-Wechselrichter von  $\cos \phi = 0,9$  (induktiv) Spannungs- und thermische Grenzüberschreitungen bei vergleichbaren installierten Leistungswerten der Niederspannungsnetze auftreten.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> Die beschriebene Annahme, dass bei einem geeigneten Leistungsfaktor der Wechselrichter und somit lokaler Blindleistungsbereitstellung die Aufnahmefähigkeit der Netze soweit erhöht werden kann, dass die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel den limitierenden Faktor darstellt, wird auch durch mehrere wissenschaftliche Studien belegt. Als Beispiel sei hier die Studie des Fraunhofer IWES, Kassel „Mehr Photovoltaik ans Netz!“,

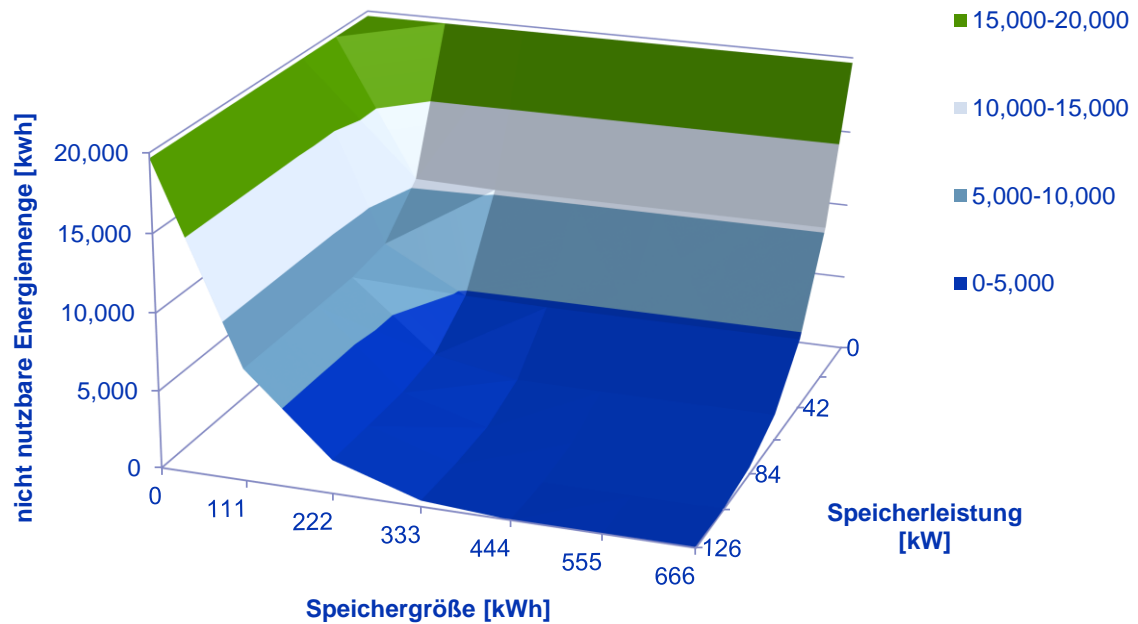
### 6.1.2 Effiziente Speichergrösse

Eine Dimensionierung eines Speichers für den selten auftretenden Extrembelastungsfall stellt unter ökonomischen Gesichtspunkten nicht unbedingt die kostenminimale Lösung dar. Die optimale Grösse eines Speichers hängt jedoch von einer Vielzahl von Faktoren ab. Auch bei der Einbeziehung externer Kosten ist die Frage der Speicherdimensionierung nicht abschliessend und umfassend zu klären, da eine Nutzenbetrachtung eine Einbeziehung des je nach Anwendung und Speichergrösse variierenden Wertes der gespeicherten Energiemengen erfordert. Damit wird implizit angenommen, dass Begrenzungen der Einspeiseleistung durch Einspeisemanagement oder fixe Begrenzung als Alternativen zur Speicherung dienen können. Auf die Frage der Wirtschaftlichkeit von Speichern wird in Modul C der Studie genauer eingegangen. Jedoch soll bereits bei der Bedarfsermittlung eine implizite Berücksichtigung des Kostenaspektes erfolgen, um ein angemessenes Mass an Speichern zu bestimmen. Hierzu soll nachfolgend der gewählte Bestimmungsansatz vorgestellt werden.

Um im Falle von Energieüberschüssen, die zu unzulässigen Netzbelastungen führen, immens hohe Investitionskosten in Speicher zu vermeiden, ist ein möglichst ideales Verhältnis von Speicherung und Abregelung von Anlagen zu finden. Bei einer Speicherung einer Teilmenge der Überschussenergie ist eine Dimensionierung anhand fester Leistungs- und Energiewerte nicht mehr möglich. Um ein adäquates Verhältnis der Parameter Speicherkapazität und Speicherleistung zu ermitteln bietet sich eine Betrachtung der nicht nutzbaren Energiemengen in Abhängigkeit der Speichercharakteristika an. In einem schrittweisen Berechnungsverfahren wurden exemplarisch für das ländliche Referenznetz die resultierenden Verlustenergiemengen berechnet. Während ohne einen Speicher im vorgestellten Beispiel etwa 19.700 kWh nicht nutzbare Energie im Jahresverlauf anfallen, kann mit einem Speicher, der insgesamt über eine Speicherkapazität von 666 kWh und eine Einspeicherleistung von 126 kW verfügt, der komplette Überschuss gespeichert werden. Für die beiden Parameter wurde in sechs Intervallbereichen je Parameter die Leistung bzw. die Speicherkapazität erhöht und die gespeicherte bzw. nicht speicherbare Energie je Speicherzyklus berechnet. In Abbildung 30 sind die auf jährlicher Basis summierten Ergebnisse der Berechnung für ein exemplarisches ländliches Netz dargestellt.

---

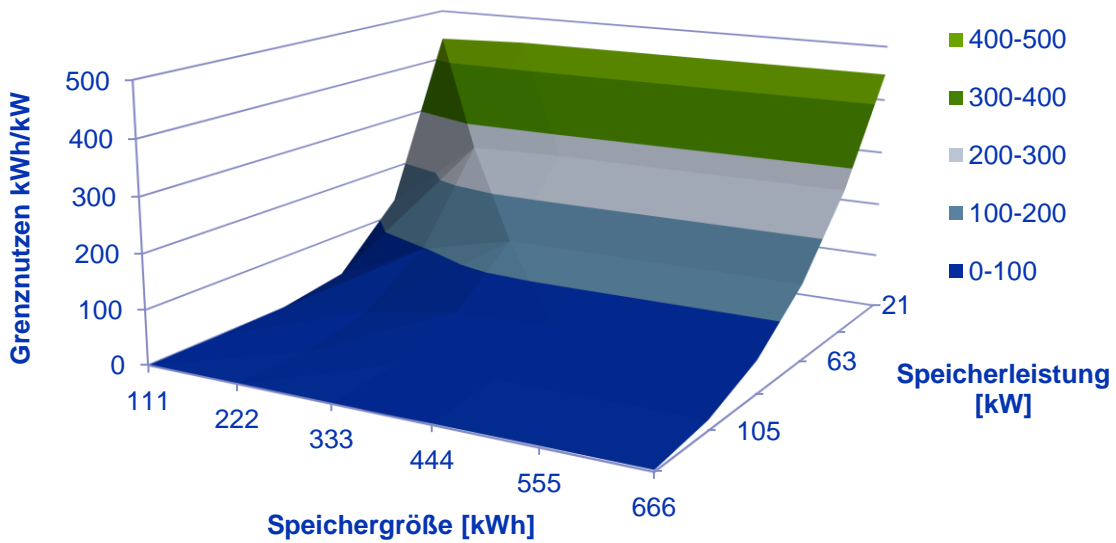
Möglichkeiten der aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik-Anlagen“, 2011, genannt.



**Abbildung 30: Nicht nutzbare Energiemenge in Abhängigkeit der Speicherparameter**

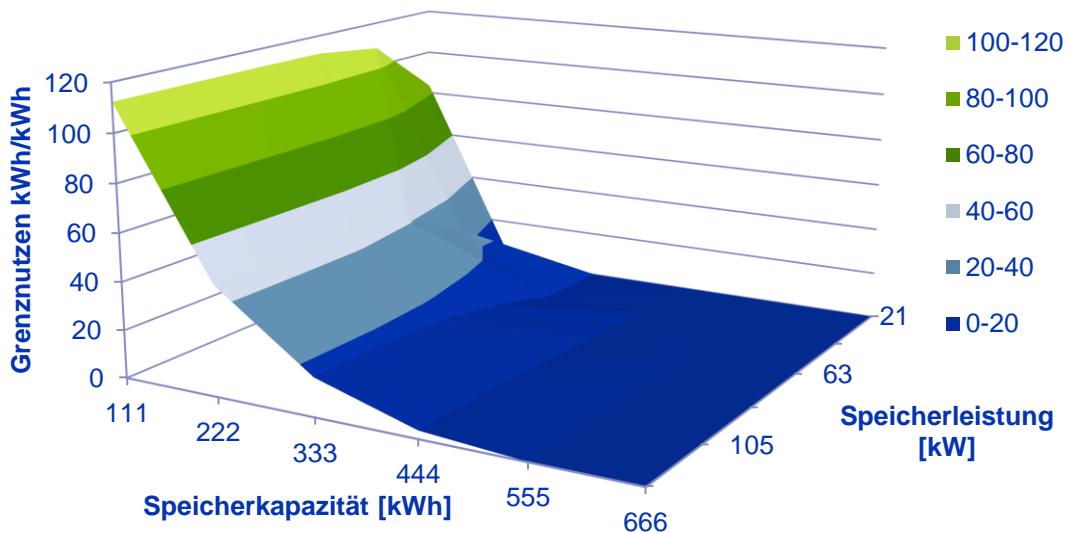
Im nächsten Schritt wurde eine Betrachtung des Grenznutzens der einzelnen Speicherparameter vorgenommen. Hierbei wird der Grenznutzen der inkrementellen Änderung der nutzbaren Energiemenge gleichgesetzt. Ziel war es, hierbei diejenigen Intervallbereiche zu ermitteln, die über einen hohen Grenznutzen verfügen, wodurch sich eine möglichst effiziente Speicherklasse ermitteln lässt.

Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Grenznutzens einer Erhöhung der Speicherleistung. In Abbildung 31 ist der Grenznutzen in Form einer Verringerung der Jahresverlustenergie bei einer Erhöhung der Speicherleistung und konstanter Speicherkapazität dargestellt.



**Abbildung 31: Grenznutzen der Speicherleistung (bei konstanter Speicherkapazität)**

Das zuvor beschriebene Vorgehen der Grenznutzenbetrachtung der Speicherleistung wird nun in gleicher Form auf die Speicherkapazität angewandt. Hierbei sollen wiederum Bereiche mit einem hohen Grenznutzen ermittelt werden, in diesem Falle für die Speicherkapazität bei konstanter Speicherleistung.



**Abbildung 32: Grenznutzen der Speicherkapazität (bei konstanter Speicherleistung)**

Aus den beiden Abbildungen zum Grenznutzen der Speicher wird deutlich, dass ein deutlicher Rückgang des Grenznutzens für hohe Leistungs- und Kapazitätsbereiche des Speichers festzustellen

ist. Eine Speicherauslegung, die eine jederzeit ausreichende Dimensionierung sicherstellt, ist somit aufgrund des geringen Grenznutzens der hohen Intervallbereiche nicht maximal effizient. Als Abschätzung für eine effiziente Speichergrösse des vorgestellten exemplarischen Netzes, mithilfe der Betrachtung des inkrementellen Grenznutzens der speicherbaren Energie, stellt eine aggregierte Speicherkapazität von 222 kWh und 42 kW eine sinnvolle Richtgrösse dar. Mit einem Gesamtspeicher dieser Leistungsklasse könnte die Speicherung von etwa 63% der Überschussenergie mit 33% der maximalen Speicherkapazität bzw. 34% der maximalen Speicherleistung sichergestellt werden.

### 6.1.3 Monte-Carlo-Simulation

Zur Abbildung der unterschiedlichen Konzentrationen an dezentralen Erzeugern wurde im Rahmen der Modellierung eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Hierbei wurden je Szenario und Netzkategorie 250 zufällig generierte Kombinationen aus angeschlossener Produktionsleistung und Verbrauchern generiert. Ausgehend von den vorgestellten Referenznetzen, deren Auslegung in Bezug auf Netzanschlüsse, Verbraucher und dezentrale Einspeiser den jeweiligen Erwartungswert der zukünftigen Netze widerspiegelt, wurden mit Hilfe einer probabilistischen Verteilung Variationen der Durchdringung der Netze mit dezentralen Erzeugern simuliert. Für Photovoltaik wurde hierbei eine Weibull-verteilte Wahrscheinlichkeitsverteilung verwendet, während für WKK eine Normalverteilung verwendet wurde. Für Wasserkraftanlagen wurde eine probabilistische Ganzzahligkeitsentscheidung modelliert, um die charakteristischen Anlagengrössen der Klein- und Kleinstwasserkraft darstellen zu können. Die 250 generierten Verbrauchs-Produktionskombinationen dienen der Nachbildung einer Vielzahl möglicher zukünftiger Ausprägungen der schweizerischen Niederspannungsnetze. Für jedes der Netze wurde zunächst aus den viertelstündlichen Jahreszeitreihen der Produktion und des Verbrauchs das residuale Transformatorbelastungsprofil ermittelt. Mithilfe der in Tabelle 12 aufgeführten Scheinleistungen der Transformatoren der Netzebene 6 wurde das Überlastungsprofil ermittelt, für das schliesslich die Analyse der Überlastungsereignisse in Bezug auf Dauer, Energiemenge und maximale Leistung durchgeführt wurde. Aus den Ergebnissen der Überlastungsanalyse konnten unter Verwendung der Grenznutzenbetrachtung für Speicherleistung und -kapazität die Parameter der Speicher bestimmt werden.

Die Modellierung der Netzebenen 4 & 5 basiert auf den Residuallastprofilen der unterlagerten Netzebenen, ergänzt um die angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger der Mittelspannungsebene. Für die Netzebene wurde eine Modellierung anhand charakteristischer Referenznetze vorgenommen. Hierbei wurden drei Varianten der angeschlossenen Produktionsleistung betrachtet. Ausgehend von einer durchschnittlichen Durchdringung der Mittelspannungsnetze mit dezentralen Erzeugern wurde weiterhin eine über- sowie unterdurchschnittliche angeschlossene Produktionsleistung simuliert. Zur Bestimmung des Gesamtbedarfs wurde in der Simulation eine Hochrechnung des Speicherbedarfs der Netze auf die Gesamtheit der schweizerischen Niederspannungsnetze vorgenommen.



## 6.2 Modellierungsergebnisse

Die Modellierung der Verteilnetze dient der Ermittlung der notwendigen Speicher, um mögliche lokale Überschüsse, die sich aus dem Erreichen der thermischen und spannungsbezogenen Grenzen der Betriebsmittel ergeben, weitestgehend aufnehmen zu können. Somit waren einerseits die Vermeidung einer Abregelung hoher Mengen elektrischer Energie und andererseits die Berücksichtigung der Aufnahmefähigkeit der Netze relevante Faktoren für die Dimensionierung der Speicher. Unter Verwendung der Grenznutzenanalyse wurde der im Folgenden für die Kombinationen aus Angebotsvarianten und Nachfrageszenarien aufgelistete Speicherbedarf ermittelt. Diese Werte beruhen somit auf einer Abschätzung bezüglich einer Richtgrösse der Auslegung von Speichern, die nicht auf die Aufnahme aller Überschüsse ausgelegt sind, sondern wie beschrieben in etwa 2/3 der Überschussenergie im Jahresverlauf aufnehmen können. Weiterhin sind die angegebenen Speicherkapazitäten als Netto-Werte im Sinne einer komplett nutzbaren Speicherkapazität zu verstehen. Eine Verringerung der Entladetiefe würde somit eine entsprechende Erhöhung der Bruttoleistung erfordern. Bei einer Entladetiefe von 80% könnte somit einerseits eine Erhöhung der Zyklenzahl der Speicher erreicht werden, andererseits würde die Speicherkapazität um etwa 25% ansteigen.

Der höchste Speicherbedarf wurde für die Kombinationen NEP/CE und NEP/E ermittelt. Das Zusammentreffen von niedriger Last, hervorgerufen durch die erwarteten Auswirkungen der Effizienzmassnahmen in der Nachfragevariante NEP, verbunden mit den hohen Zubauzahlen erneuerbarer Produktionsleistung in den Angebotsszenarien C&E und E führt zu einer notwendigen Speicherleistung von bis zu etwa 1600 MW mit einer Speicherkapazität von etwa 6600 MWh. Der Grossteil des Speicherbedarfs entsteht hierbei auf der Niederspannungsebene. Dort wiederum zeigt sich, aufgrund der Netzauslegung und der erwarteten Zubauten an dezentraler Produktionsleistung, vorwiegend im ländlichen Raum (vgl. Kapitel 5.3) ein Speicherbedarf. Werden die Rückspeisungen auf Niederspannungsebene durch den Einbau von Speichern vermindert, resultiert hieraus ein lediglich geringer Speicherbedarf auf den Netzebenen 4 & 5. Hierbei wird die unterschiedliche Wirkung des Einbaus von Speichern im Vergleich zum Netzausbau deutlich. Während der Netzausbau dazu führt, dass höhere Rückspeisungen umgelagerter Netzebenen möglich sind und somit die Belastungen nach oben weitergereicht werden, kann durch Speichereinsatz eine verursachernahe Verringerung der Belastung erreicht werden.

**Tabelle 18: Speicherbedarf im Verteilnetz, NEP/CE & NEP/E**

Jahr	Leistung [MW]		Speicherkapazität [MWh]	
	2035	2050	2035	2050
<b>Netzebenen 6&amp;7</b>				
städtische Netze	0	0	0	0
vorstädtische Netze	0	200	0	560
Bergnetze	80	310	255	1310
ländliche Netze	125	925	430	4330
<b>Gesamt</b>	205	1435	685	6200
<b>Netzebenen 4&amp;5</b>				
städtische Netze	0	0	0	0
ländliche Netze	0	180	0	400
<b>Gesamt</b>	0	180	0	400
<b>Gesamtspeicherbedarf Verteilnetze</b>	205	1620	685	6600

Der Speicherbedarf der Kombinationen POM/CE und POM/E fällt etwas niedriger aus als bei der Nachfragevariante NEP. Die etwas höhere Last der Nachfragevariante POM führt zu einer insgesamt leicht verringerten notwendigen Speicherleistung im Jahr 2050 von 1560 MW mit einer Speicherkapazität von 6140 MWh.

**Tabelle 19: Speicherbedarf auf Netzebene 6 & 7, POM/CE & POM/E**

Jahr	Leistung [MW]		Speicherkapazität [MWh]	
	2035	2050	2035	2050
<b>Netzebenen 6&amp;7</b>				
städtische Netze	0	0	0	0
vorstädtische Netze	0	170	0	460
Bergnetze	95	225	345	910
ländliche Netze	155	910	530	4295
<b>Gesamt</b>	250	1305	875	5665
<b>Netzebenen 4&amp;5</b>				
städtische Netze	0	0	0	0
ländliche Netze	0	255	0	475
<b>Gesamt</b>	0	255	0	475
<b>Gesamtspeicherbedarf Verteilnetze</b>	250	1560	875	6140

Ein deutlich niedriger Speicherbedarf ergibt sich für die Kombination WWB/C. Die hohe verbrauchsseitige Nachfrage und der geringe Zubau dezentraler Produktionstechnologien führen zu einer benötigten Speicherleistung von lediglich etwa 630 MW und einer Speicherkapazität von 2520 MWh bis zum Jahr 2050. Auf den Netzebenen 4 & 5 konnte für WWB/C kein Speicherbedarf ermittelt werden.

**Tabelle 20: Speicherbedarf auf Netzebene 6 & 7, WWB/C**

Jahr	Leistung [MW]		Speicherkapazität [MWh]	
	2035	2050	2035	2050
<b>Netzebenen 6&amp;7</b>				
städtische Netze	0	0	0	0
vorstädtische Netze	0	0	0	0
Bergnetze	10	205	15	830
ländliche Netze	20	425	35	1690
<b>Gesamt</b>	30	630	50	2520
<b>Netzebenen 4&amp;5</b>	Kein Speicherbedarf			
<b>Gesamtspeicherbedarf Verteilnetze</b>	30	630	50	2520

### Vermiedene Abregelungen in Verteilnetzen durch Speichern

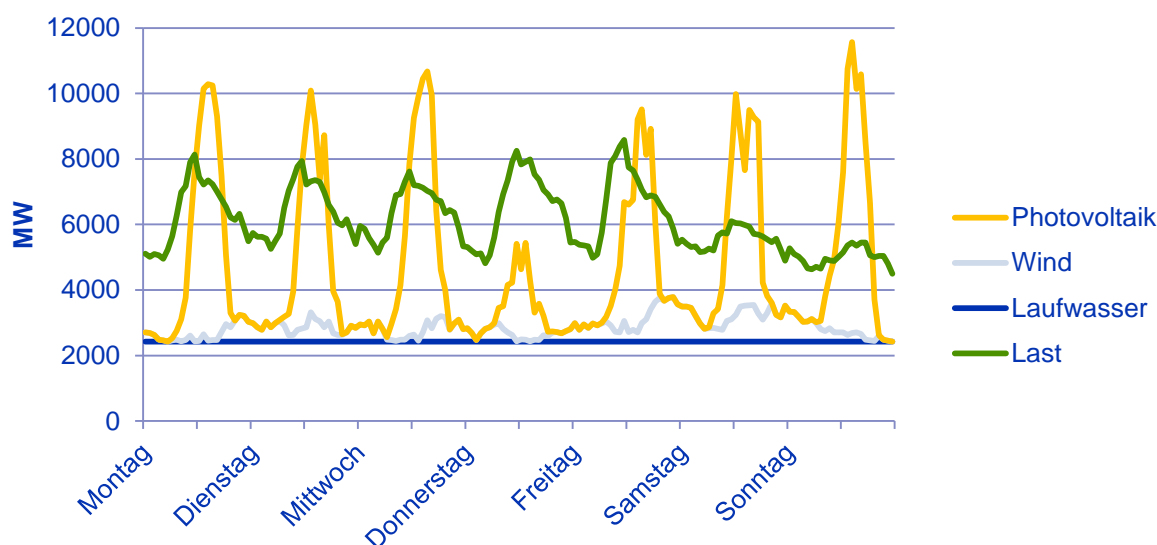
Die Integration von Speichern in Verteilnetze bewirkt eine Reduktion der Abregelungen von dezentralen erneuerbaren Anlagen in den Verteilnetzen. Die Betrachtung der zusätzlich durch Speicher zu integrierenden Energiemengen zeigt hierbei den energetischen Zusatznutzen der Speicher auf. In Tabelle 21 sind die speicherbaren Überschussmengen auf allen Ebenen der Verteilnetze als kumulierte Energiemengen dargestellt. Diese Energie würde ohne den Einbau von Speichern nur dann dem Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung zur Verfügung stehen, wenn durch Netzausbau und -verstärkungsmassnahmen die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze eine Rückspeisung der auf unterlagerten Netzebenen erzeugten Energie entsprechend erhöht werden würde. Die Gegenüberstellung der vermiedenen Abregelungen mit den Gesamterzeugungsmengen aus Wind und PV zeigt, dass Speicher im Verteilnetz einen Integrationsbeitrag für dezentrale dargebotsabhängige Produktion leisten können.

**Tabelle 21: Vermeidung von Abregelung durch Speicher im Verteilnetz**

Jahr	Vermiedene Abregelung durch Speicher, Energie [GWh]		Produktion PV & Wind gemäss EP 2050 [GWh]	
	2035	2050	2035	2050
NEP-C&E/E	12	13	62	15
	0	70	00	38
POM-C&E/E	15	12	62	15
	5	65	00	38
WWB-C	5	51	32	73
		5	90	30

**Speicherbedarf auf Systemebene**

Neben dem Speicherbedarf zur Integration der dezentralen Produktionstechnologien in die Schweizer Verteilnetze wurde der weitergehende Bedarf an Speichern auf Systemebene analysiert. Unter der Annahme, dass die Abregelung dezentraler Produktion aufgrund einer Überspeisung des Gesamtsystems vermieden werden soll und alle Überschüsse in der Schweiz aufgefangen werden sollen, ergibt sich ein Speicherbedarf auf Systemebene. Mithilfe dieser Speicher können Überschüsse aufgefangen und damit die Abregelung von dezentralen, erneuerbaren Anlagen aufgrund eines Energieüberschusses vermieden werden. Das Zustandekommen der Überschüsse ist insbesondere auf die Einspeisung durch die dargebotsabhängige Produktion von Wind und Photovoltaik zurückzuführen. In Verbindung mit der Produktion der Laufwasserkraftwerke kann die Produktion den Schweizer Verbrauch erheblich übersteigen.



**Abbildung 33: Exemplarische Darstellung der Erzeugung durch dargebotsabhängige Energieträger und des Verbrauchs in einer Sommerwoche, POM/C&E, 2050<sup>39</sup>**

Sollen die energetischen Überschüsse des Schweizer Energieversorgungssystems ohne internationalen Austausch durch Speicher aufgenommen werden, ist eine entsprechende Speicherauslegung notwendig. Die zusätzlich zu den Speichern auf Verteilnetzebene notwendigen theoretischen Speicherleistungen und –kapazitäten sind in Tabelle 22 dargestellt. Hierbei würde bei einer rein inländischen Betrachtung im Jahre 2050 ein massiver Speicherbedarf auf Systemebene für die betrachteten Angebotsvarianten C&E und E entstehen. Es würden Speicher mit bis zu 680 GWh Speicherkapazität bei einer Speicherleistung von etwa 8000 MW benötigt, um alle Überschüsse in der Schweiz aufzufangen. Die sehr hohen Werte der isolierten Betrachtung der Schweiz sind insbesondere auf die erwähnten energetischen Überschüsse in den lastarmen Zeiten des Sommers zurückzuführen.

Eine Erweiterung der Betrachtung auf die Übertragungskapazitäten zu angrenzenden Stromversorgungssystemen bietet hierbei Potenzial zur Reduktion des Speicherbedarfs des Schweizer Gesamtsystems. Hierzu werden weiterhin in Tabelle 22 die notwendigen Speicherparameter der Speicher auf Systemebene aufgelistet, um Überschüsse, die aufgrund von fehlender nationaler und internationaler Nachfrage abgeregelt werden müssten, speichern zu können. Es ist eine erhebliche Reduktion des Speicherbedarfs auf Systemebene durch Einbeziehung der Austauschkapazitäten mit den angrenzenden Nachbarländern festzustellen. Eine gleichzeitig hohe Produktion aus Wind und PV sowie den Mindesterzeugungsmengen von beispielweise Geothermie und Laufwasser können lang anhaltende Überschussphasen innerhalb der Schweiz verursachen. Die Dauer und die Menge an Überschussenergie kann durch Nutzung der Exportkapazitäten verringert werden, da benachbarte

<sup>39</sup> Hier vereinfachte Abbildung der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken. Darstellung zeigt die Mindesterzeugung im betrachteten Zeitraum.

Stromversorgungssysteme aufgrund unterschiedlicher Produktionsstrukturen und Wetterlagen für den Austausch dargebotsabhängiger Produktionsmengen zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich für die Angebotsvarianten C&E eine benötigte Speicherleistung im Bereich von knapp 7000 MW, während die Speicherkapazität 62 GWh betragen müsste, um alle schweizerischen Überschüsse auffangen zu können.

**Tabelle 22: Theoretischer Speicherbedarf auf Systemebene ohne und mit grenzüberschreitendem Austausch, 2050**

Speicher-	inländisch		mit Austausch		Reduktion durch Austausch	
	Leistung [MW]	Kapazität [GWh]	Leistung [MW]	Kapazität [GWh]	Leistung [%]	Kapazität [%]
<b>NEP-C&amp;E/E</b>	8025	680	6850	62	15	90
<b>POM-C&amp;E/E</b>	8082	680	6850	64	15	90
<b>WWB-C</b>	1600	10	0	0	100	100

Wiederum stellt sich jedoch die Frage nach der Dimensionierung der Speicherparameter, falls nicht der gesamte Überschuss gespeichert werden soll. Aufgrund der Verschiedenartigkeit der Überschussereignisse auf Systemebene sind hier die für die Verteilnetzebene verwendeten Prämissen nicht weiter gültig. Eine Speicherung aller Überschüsse scheint weiterhin nicht sinnvoll. Eine Analyse der unter ökonomischen Gesichtspunkten sinnvollen Speicherkapazität lässt sich ohne eine modellbasierte Optimierung auf Systemebene nicht plausibilisieren. Deshalb verweisen wir an dieser Stelle auf die Ergebnisse zur Profitabilität der Speicherkraftwerke, welche in Modul C weiter betrachtet werden.

### 6.3 Dezentrale Speicherlösungen

#### Batteriespeicher

In der Niederspannung bieten sich verschiedene Batterietechnologien als Speicherlösung an. Aufgrund der Zyklenzahl sowie dem Bedarf an Speicherleistung und Speicherkapazität eignen sich Batteriespeicher als Speichertechnologie im Niederspannungsbereich. Ausserdem stellen der vergleichsweise geringe Platzbedarf und die Skalierbarkeit Vorteile eines Batteriesystems dar. Bisher werden Batteriespeicher noch nicht grossflächig in Niederspannungsnetzen eingesetzt, jedoch ist ein Zuwachs der Anbieter für Speichersysteme für den selbsterzeugten PV-Strom in Folge der Entwicklung in Deutschland zu beobachten.

Grundsätzlich kommen die folgenden Batterietechnologien in Niederspannungsnetzen in Frage:

- Blei-Säure-Batterien,
- Vanadium-Redox-Fluss-Batterien,
- Lithium-Ionen-Batterien,
- Natrium-Schwefel-Batterien.

Unter Berücksichtigung der technischen Einschränkungen in Bezug auf Skalierbarkeit von Speicherleistung und Speicherkapazität kann mithilfe dieser Technologien ein Speichersystem betrieben werden. Weiterhin gilt es, Faktoren wie die Energiedichte der Speicher, welche entscheidend für die räumliche Grösse des Speichersystems ist, und Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen. Hohe Betriebstemperaturen von Natrium-Schwefel-Batterien und Materialfehler mit Überhitzungserscheinungen bei Lithium-Ionen erfordern Massnahmen zur Vermeidung der Brandgefahr.

### **Wärmespeicher**

Neben den beschriebenen Batteriespeichersystemen stellen auch Energiespeichersysteme auf Wärmebasis eine potenzielle Option zur Speicherung der umgewandelten elektrischen Energie dar. Hierbei bietet sich insbesondere eine Verbindung des Wärmewandlers zu bestehenden Heiz- und Warmwasserbereitstellungssystemen an. Die erzeugte Wärme kann in entsprechenden Wärmespeichertanks gespeichert und dann im Bedarfsfalle diesen Systemen zugeführt werden (elektrothermische Speichersysteme). Der Einbau von Wärmespeichern ist mit verhältnismässig geringen Kosten verbunden, jedoch bietet diese Energiespeichervariante ohne Wiederverstromung kein Potenzial zur zusätzlichen Verringerung der Lastspitzen. Wie oben beschrieben ist das Auftreten von Überschussenergiemengen auf die hohe Produktion aus PV-Anlagen zurückzuführen. Die Einspeisung von PV verstärkt sich in Zeiten hoher Solareinstrahlung. Aufgrund des dann geringen Bedarfes an Wärmeleistung verfügt die Verwendung von Wärmespeichern in Niederspannungsnetzen über ein eher geringes ökonomisches Potenzial.

### **Positionierung des Speichers**

Die verschiedenen Möglichkeiten der Positionierung der Speicher im Netz unterscheiden sich in Bezug auf

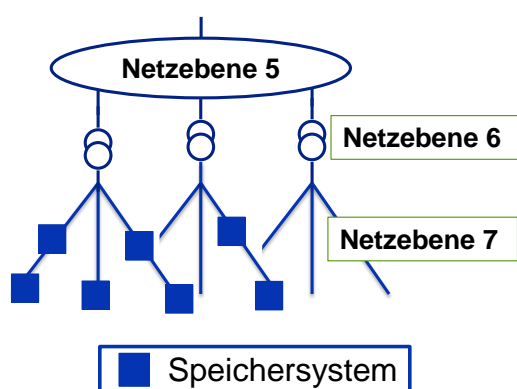
- Systemnutzen,
- Eigentums- und Betreiberverhältnisse,
- Installationskosten,
- Betriebsmanagement

der Speichersysteme.

Eine Positionierung in räumlicher Nähe zu grossen Einspeiseanlagen ist sinnvoll, da hiermit zugleich eine Überlastung der Leitungen und des Transformators vermieden werden kann. Dies gilt



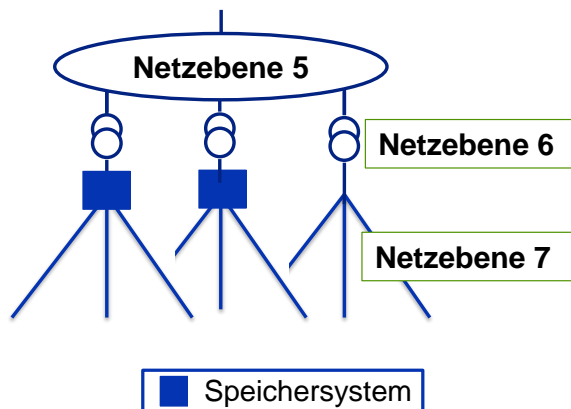
insbesondere bei einer starken PV-Durchdringung eines einzelnen Niederspannungsstrangs. Ein weiterer Vorteil der erzeugungsnahen Speicherpositionierung stellt die Möglichkeit zur DC-seitigen Installation des Speichers dar. Diese Anschlussvariante stellt die kostengünstige Installation bei einer Neuanlage dar, da die Produktionsanlage und das Batteriesystem über einen einzigen Wechselrichter einspeisen. Damit lassen sich ebenfalls Synergieeffekte bei der benötigten Steuer- und Regelungstechnik nutzen. Weiterhin verfügt dieser Systemaufbau über einen verbesserten Wirkungsgrad, da die Verluste durch den Batteriewechselrichter eines DC-Anschlusses vermieden werden können. Eine kompakte Moduleinheit mit einem für den kombinierten Einsatz ausgelegten Wechselrichter, Batteriespeichersystem und dem Laderegler kann in Privathaushalten installiert werden. Bei einem AC-Anschluss des Batteriespeichersystems bedarf es hingegen eines zweiten Wechselrichters für das Batteriesystem. Dies bewirkt eine Verringerung des Wirkungsgrades des Gesamtsystems aus Produktionseinheit und Speicher. Die derzeit am Markt erhältlichen Speicher für Privathaushalte sind in etwa waschmaschinen- bis kühlschrankgross und lassen sich somit in das Wohngebäude integrieren. Dadurch kann bei einer Verteilung der Speicher auf einzelne Anlagen eines Niederspannungsnetzes ausserdem von einem Zubau einer Speicherstation abgesehen werden.



#### Speichersystem in der Nähe der dezentralen Anlagen

- Nutzung des Wechselrichters der Anlage möglich
- Vermeidung von Überlastungen der Kabelstränge und des Ortsnetztransformators
- Zubau einer Speicherstation nicht notwendig
- Speicherbetrieb dient vorrangig der Optimierung des Energiebezugs des Betreibers

Alternativ zur dezentralen Installation des Speichersystems kann ein zentraler Speicher für einen oder mehrere Stränge der Verteilnetzebene 7 installiert werden. Diese Positionierung unterscheidet sich in der Zielsetzung der Speichernutzung und der zu erzielenden Netzentlastungen. Diese Installationsform ist verbunden mit dem notwendigen Zubau einer Speicherstation, bestehend aus Speichersystem, Netzanbindung, Kommunikationseinheiten und einem umgebenden Gebäude oder Ummantelung. Die Vermeidung von Überlastungen des Ortsnetztransformators und eine gegebenenfalls benötigte aktive Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung können zentral durch ein Speichermanagement des Verteilnetzbetreibers optimiert werden. Ein zentral gesteuerter Speicher durch einen Netzbetreiber kann weiterhin im Rahmen der regulatorischen Richtlinien zur Optimierung der Netzbetriebsführung aus Systemsicht verwendet werden. Im Falle eines Betriebes durch ein Energieversorgungsunternehmen kann unter Einhaltung der technischen Restriktion zur Netzentlastung ein marktbasierter Speichereinsatz zur Optimierung der Energiebeschaffung erfolgen.



### Zentraler Speicher für Niederspannungsnetz

- Vermeidung von Überlastungen des Ortsnetztransformators
- Zubau einer Speicherstation notwendig
- Speicherbetrieb dient der Optimierung des Gesamtnetzes bzw. der Energiebeschaffung

## 6.4 Speicher auf Systemebene

Zur Speicherung von energetischen Überschüssen des Gesamtsystems bieten sich grosstechnische Speichersysteme an. Zur Speicherung der Systemüberschüsse in den Szenarien NEP/C&E und POM/C&E sind jedoch zusätzliche Speicherkapazitäten erforderlich, die die Summe der heute installierten und geplanten Pumpspeicherkapazitäten übersteigen. Naheliegend ist hierbei die Einbeziehung der Speicherkapazitäten der grossen Speicherseen der saisonalen Speicher. Die derzeit installierten und geplanten Schweizer Pumpspeicher verfügen über eine übliche Speicherkapazität, die eine Entladedauer im Bereich von 12 Stunden ermöglicht. Eine Speicherung von längerfristigen Überschüssen erfordert eine wesentlich höhere Speicherkapazität. Grundsätzlich könnten die Speicherseen diese Anforderung erfüllen. Zu einer Einspeicherung von Überschüssen müsste jedoch erstens die Nutzbarkeit der Speicherseen anhand einer Analyse der jährlichen Verläufe der Füllstände und der auftretenden Überspeisungen überprüft werden, und zweitens wäre die Ausrüstung der Kraftwerke der Speicherseen mit einem Pumpsystem und der Erweiterung bestehender Speicherbecken bzw. dem mit hohen Kosten verbundenen Bau neuer Speicherbecken erforderlich.

## 7 ZUSAMMENFASSUNG MODUL B

Im Rahmen der Modellierung der Verteilnetze konnte kein technisch bedingter Speicherbedarf in städtischen strukturierten Verteilnetzen festgestellt werden. Aufgrund der im Vergleich zu ländlichen Netzen höhere Aufnahmefähigkeit für Produktion aus dezentralen Anlagen (PV und WKK), werden lediglich in Ausnahmefällen netztechnische Probleme in städtischen Verteilnetzen erwartet. Die verbrauchsnahe Produktion und die Netzauslegung für hohe Lasten führen dazu, dass die im Rahmen der Modellierung betrachteten städtischen Netze weder in den Netzebenen 6 & 7 noch 4 & 5 die Grenzen ihrer Aufnahmefähigkeit erreichen. Auch die Installation von Elektrofahrzeugungen führt bei den angenommenen Fahrzeugzahlen und Ladestrategien zu keinen Netzüberlastungen. Ein

flächendeckender Ausbau von Schnellladesäulen, welcher in einer Sensitivität betrachtet wurde, führt jedoch bereits ab einer geringen Anzahl von Schnellladestationen auch in städtischen Netzgebieten zu Überlastungen und somit zu theoretischem Speicherbedarf. Allerdings bietet es sich im Falle der von Elektrofahrzeugen verursachten Netzüberlastungen an, den im Fahrzeug integrierten Speicher durch intelligentes gesteuertes Laden als mobilen Speicher zu nutzen. Eine Zwischenspeicherung in einem stationären Speicher zur Vermeidung von ladebedingten Netzüberlastungen stellt hier eine mit hohen zusätzlichen Kosten verbundene Lösung dar.

Weiterhin besteht für das Jahr 2020 in keinem der untersuchten Szenarien und Angebotsvarianten ein Speicherbedarf. Dies ist hauptsächlich auf die Annahme eines in allen Angebotsvarianten vergleichsweise geringen Zubaus an dargebotsabhängigen Produktionstechnologien bis zum Jahre 2020 zurückzuführen. Für den Zeitraum bis 2050 kann jedoch vor allem für ländliche Netze von einem zukünftigen technisch bedingten Speicherbedarf zur Vermeidung von unzulässigen Netzüberlastungen ausgegangen werden. Während im Szenario WWB/C ein vergleichsweise moderater Speicherbedarf zu erwarten ist, bewirken die von den hohen Zubauten dezentraler, dargebotsabhängiger Produktionstechnologien in den Szenarien NEP/C&E, NEP/E, POM/C&E, POM/E verursachten lokalen Überspeisungen der Verteilnetze einen vergleichsweise hohen Bedarf an dezentralen Speicherlösungen.

# Modul C – Netze, Märkte und Handlungsempfehlungen

---

## 8 ANSATZ UND MODELLIERUNG

### 8.1 Formulierung der zentralen Fragen des Kapitels

In Folge der zwei Ölkrisen in den 70er Jahren / Anfang der 80er Jahre wurde erstmals eine umfassende Schweizer Energiepolitik formuliert. Grundlegende Ziele der Schweizer Energiepolitik mit Verfassungsrang sind eine „ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie (für einen) sparsamer(n) und rationeller(n) Energieverbrauch“. Diese Verfassungsgrundsätze fanden ihre gesetzliche Umsetzung etwa im Energiegesetz<sup>40</sup> und der Energieverordnung<sup>41</sup>. Die Energiepolitik wurde in regelmässigen Abständen bewertet und politische Feinkorrekturen entsprechend geänderter Rahmenbedingungen und politischer Zielsetzungen vorgenommen.

Im Grossen und Ganzen basierte die Schweizer Energiepolitik im Stromerzeugungsbereich in den letzten drei Jahrzehnten auf heimischer Wasserkraft, heimischen Kernkraftwerken und Stromimporten (in Form von Beteiligungen an französischen Kernkraftwerken).

Die eingetretenen und zukünftig erwarteten Rahmenbedingungen wurden regelmässig mit den der Energiepolitik zugrunde liegenden Rahmenbedingungen abgeglichen. Die letzte regelmässige Überprüfung wurde 2004 angestossen und kulminierte in der Veröffentlichung der **Energieperspektiven 2035** im Jahre 2007. Die im Rahmen der Neuformulierung geänderten Zielsetzungen waren u.A.:

- Verstärkte Nutzung (neuer) erneuerbarer Energien (die sich etwa über die Förderung im Rahmen der kostendeckenden Einspeisevergütung niederschlug),
- Begrenzung der Emissionen anthropogener Treibhausgasemissionen (unterstützt durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe in 2007),
- Gesteigerte Energieeffizienz und damit einhergehende Energieeinsparungen (gefördert über das Programm EnergieSchweiz).

---

<sup>40</sup> Energiegesetz vom 26. Juni 1998; SR 730.0.

<sup>41</sup> Energieverordnung vom 07. Dezember 1998; SR 730.01

Die Energieperspektiven 2035 identifizierten durch eine Szenario-basierte Gegenüberstellung von Stromerzeugungsaufkommen und Nachfrage eine ab 2018 auftretende **Deckungslücke**, die durch verschiedene Massnahmen gedeckt werden könnte. Zu den in den Energieperspektiven 2035 identifizierten Massnahmen gehörten u.A. der Neubau von Kernkraftwerken in der Schweiz, die Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke, der Ausbau zentraler bzw. dezentraler gasgefeuerter fossiler Kraftwerke ggfs. auf Basis von Wärme-Kraft-Kopplung, der Ausbau (neuer) erneuerbarer Energien und zusätzliche Importe.

In der Folgezeit wurden von verschiedenen potenziellen Investoren neue Kraftwerksprojekte (bzw. Ausbau bestehender Kraftwerke) vorgeschlagen und projektiert. Darunter fielen Vorschläge für neue Kernkraftwerke<sup>42</sup>, neue fossile Gaskraftwerke<sup>43</sup> und der Neubau bzw. der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken<sup>44</sup>. Diese neuen Kraftwerke sollten die ab 2020 prognostizierte Lücke zwischen heimischer Stromproduktion und Stromverbrauch decken.

Am 11.03.2011 ereignete sich einer der folgenschwersten Unfälle in der zivilen Nutzung der Kernenergie. Aufgrund eines Erdbebens und eines folgenden Tsunami kam es in vier der sechs Reaktorblöcke des Kernkraftwerkes **Fukushima Daiichi** in Japan zu Havarien und in zwei zu Kernschmelzen. Dieser Unfall stellt ein einschneidendes Datum in der Geschichte der zivilen Nutzung der Kernenergie dar. Viele Länder überprüften ihre Energiepolitik in Hinsicht auf die Nutzung von Kernenergie; insbesondere in Deutschland wurden die kurz zuvor beschlossenen Laufzeitverlängerungen der bestehenden Kernkraftwerke zurückgenommen und die vorübergehende Ausserbetriebnahme (zunächst für 3 Monate) der ältesten 7 Kernkraftwerke am 14.03.2011 beschlossen. Nach politischen Überlegungen wurde die vorübergehende Ausserbetriebnahme zu einer permanenten. Die deutsche Bundesregierung beschloss darüber hinaus die **Energiewende**<sup>45</sup>, die u.A. einen geordneten Ausstieg aus der Kernenergie, einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien und verstärkte Energieeinsparmassnahmen vorsieht. Auch in anderen europäischen Ländern wurde die nationale Energiepolitik insbesondere im Bereich Kernenergie im Lichte der Fukushima-Katastrophe

---

<sup>42</sup> Bei den Kernkraftwerken wurden ursprünglich drei verschiedene Blöcke vorgeschlagen. Nach längeren Überlegungen legten sich AXPO und BKW auf den Ersatz der ältesten Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau (und partiell auch der langfristigen Stromimportverträge aus Frankreich) durch zwei neue Kernkraftwerke fest, die nach 2020 ans Netz gehen sollten. Die Alpiq beabsichtigte am Standort des bestehenden Kernkraftwerkes Gösgen den Bau eines neuen Kernkraftwerkes. Nach längeren Diskussionen einigten sich die Unternehmen auf den Bau eines ersten gemeinsamen neuen Kernkraftwerkes am Standort Gösgen (Kernkraftwerk Niederram).

<sup>43</sup> Derzeit wird u.a. am bestehenden Kraftwerksstandort Chavalon der Neubau eines gasgefeuerten GuD-Kraftwerkes vorangetrieben. Eine endgültige Bauentscheidung wurde bisher nicht getroffen.

<sup>44</sup> U.a. wurden der Neubau oder der Ausbau von Pumpspeicherleistung an den folgenden Standorten geplant bzw. begonnen: Linth-Limmern-Kraftwerke (1000 MW), Nant de Drance (900 MW) und KWO+ (300 MW). Für das von Repower am Lago Bianco geplante Werk (1000 MW) wurde noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen. Der Neubau des Kraftwerks Grimsel 3 am Standort KWO+ (660 MW) wurde im März 2013 aufgrund der unklaren wirtschaftlichen Lage sistiert. Die Zukunft anderer potentieller Projekte ist durch die unklare wirtschaftliche Lage ebenfalls in Frage gestellt.

<sup>45</sup> Für eine Übersicht der Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende siehe [http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/beschluesse-des-bundeskabinetts-zur-energiewende-vom-6-juni-2011/?tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=966](http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/beschluesse-des-bundeskabinetts-zur-energiewende-vom-6-juni-2011/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=966)

überprüft. In Frankreich wird im Rahmen einer **transition énergétique**<sup>46</sup> die derzeitige nationale Energiepolitik überprüft und an die neuen politischen Rahmenbedingungen angepasst. U.A. soll der Anteil der Kernenergie an der französischen Stromerzeugung von derzeit 75% auf 50% sinken.

Auch die Schweizer Politik reagierte auf die Katastrophe und überprüfte die in den Energieperspektiven identifizierten Handlungsempfehlungen. Bundesrätin Doris Leuthard beschloss Mitte März die Rahmenbewilligungsverfahren für **neue Kernkraftwerke** zu **sistieren** und die zukünftige Ausrichtung der Schweizer Energiepolitik im Rahmen einer neuen Energiestrategie auf die geänderten Gegebenheiten anzupassen.

Die **Energiestrategie 2050** formuliert die folgenden Zielstellungen für die Schweizer Energiepolitik bis 2035/2050: Förderung der erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz, Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Eine der wichtigsten Massnahmen der neuen Energiestrategie ist eine stärkere Fokussierung auf **neue erneuerbare Energien**<sup>47</sup> im Produktionsmix. Die weiter oben thematisierte Stromerzeugungslücke soll soweit möglich durch einen forcierten Ausbau erneuerbarer Energien gedeckt werden. Die neuen erneuerbaren Energien sollen bis 2035 auf eine Jahreserzeugung von 11,94 TWh, bis 2050 auf 24,22 TWh anwachsen. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien ist in Abbildung 34 dargestellt. Auch die Wasserkraft als bestehende erneuerbare Energie soll weiter ausgebaut werden. Ihre mittlere Produktionserwartung (pro hydrologischem Jahr) soll von 35,4 TWh auf 37,4 TWh in 2035 steigen.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien soll durch eine Anpassung des Einspeisevergütungssystems begleitet und ermöglicht werden. Das bisherige Marktprämienmodell in Form der kostendeckenden Einspeisevergütung soll zu einem Direktvermarktungssystem umgestaltet werden<sup>48</sup>. Dies gilt für alle steuerbaren Anlagen und alle Anlagen, die gross genug sind, um ihre Produktion direkt am Markt zu verkaufen. Kleinere und nicht steuerbare Anlagen erhalten eine feste Vergütung. Kleine PV Anlagen (< 10 kW) können alternativ einen einmaligen Investitionszuschuss erhalten<sup>49</sup>.

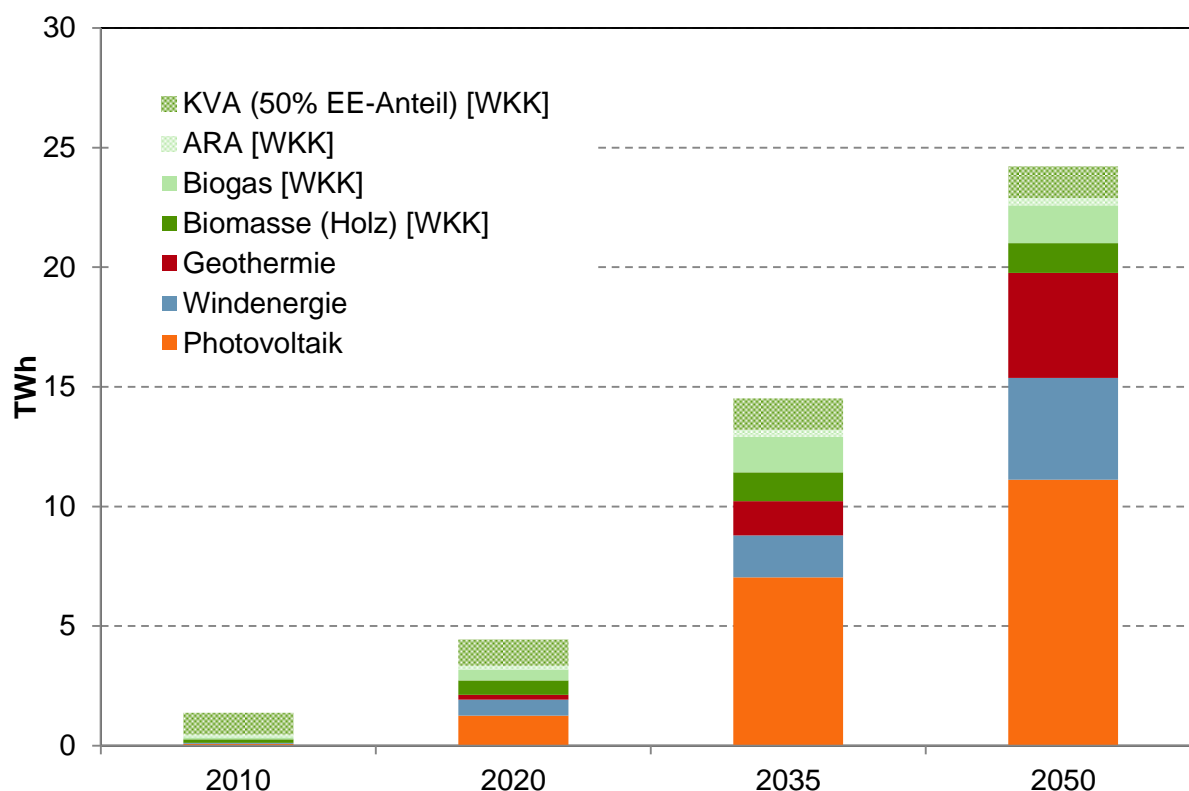
---

<sup>46</sup> Siehe <http://www.transition-energetique.gouv.fr/> für eine Übersicht über den französischen Stand der Diskussion

<sup>47</sup> Neue erneuerbare Energien stellen alle regenerativen Stromerzeugungsformen ausser der Wasserkraft dar. Neu bedeutet in diesem Zusammenhang, dass diese Erzeugungsformen im Gegensatz zur Wasserkraft keinen bzw. keinen nennenswerten Anteil an der Stromerzeugung in der Schweiz haben.

<sup>48</sup> Einspeisevergütungssystem für neue erneuerbare Energien:  
[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_603507673.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_603507673.pdf)

<sup>49</sup> Siehe Parlamentarische Initiative 12.400



**Abbildung 34: Entwicklung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien**

Quelle: Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation – Botschaft zur Energiestrategie vom 04.09.2013, Prognos Angebotsvariante EE im Szenario Politische Massnahmen, 2012

Der spezifische Stromverbrauch pro Person soll durch **Energieeffizienzmassnahmen** substantiell gesenkt werden. Der Landesverbrauch soll bis 2035 von heute 63,4 TWh auf 59 TWh sinken. Dieser Verbrauchsrückgang soll durch Selbstverpflichtungen der Industrie (die im Gegenzug von der CO<sub>2</sub>-Abgabe und dem Netzzuschlag befreit werden) und ein jährliches Einsparziel bei den Energieversorgern erzielt werden. Für jede erzielte Einsparung werden handelbare weisse Zertifikate emittiert.

Die **bestehenden Kernkraftwerke** sollen solange betrieben werden, wie ihr sicherer Betrieb sichergestellt werden kann; neue Kernkraftwerke sollen nicht gebaut werden. Die verbleibende Stromerzeugungsdeckungs-lücke soll entweder durch neue fossile Produktionsanlagen oder durch Importe gefüllt werden. **Fossile Produktion** in Form gasgefeuerter GuD-Kraftwerke soll einer Notwendigkeitsüberprüfung unterzogen werden. Anfallende CO<sub>2</sub>-Emissionen können auch ausserhalb der Schweiz kompensiert werden. Dazu strebt die Schweiz einen Anschluss an das Europäische Emissionshandelssystem an. Alternativ kann die Deckungslücke auch durch **Importe** gedeckt werden.

Die skizzierten Massnahmen der Energiestrategie 2050 haben unweigerlich Auswirkungen auf die **Netze**. Insbesondere die neuen erneuerbaren Energien haben starken Einfluss auf die Netze. Die dargebotsabhängigen Energien Wind und Photovoltaik speisen ihre Produktion hauptsächlich in die



**Verteilnetze** ein (Wind auf Mittelspannung, PV auf Niederspannung). Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Produktion folgt die Stromerzeugung nicht dem Verbrauch. Eine starke dezentrale Einspeisung i.V.m. einem niedrigen Stromverbrauch kann so zu einer Überspeisung der Verteilnetze führen. Die Überspeisung kann so stark ansteigen, dass die Transformatorenleistung nicht mehr ausreicht, um den Überschussstrom auf eine höhere Spannungsebene zu transformieren, sodass Investitionen in das Verteilnetz notwendig werden (bzw. durch andere Massnahmen der Flexibilisierung wie dezentrale Speicher und Demand Response aufgefangen werden). Im **Übertragungsnetz** werden Netzverstärkungen und Ausbauten notwendig, um zum einen die neuen (im Bau befindlichen bzw. geplanten) Pumpspeicherkraftwerke ins Übertragungsnetz zu integrieren<sup>50</sup>, andererseits auch den Umbau zu einer stärker auf dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung zu unterstützen<sup>51</sup>. Der Ausbau der Netze erfolgt dabei nach dem NOVA Prinzip: zuerst Optimierung, dann Verstärkung und zuletzt Ausbau. Die Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes werden bis 2050 auf 2,3 bis 2,7 Mrd. CHF geschätzt, der Ausbau des Verteilungsnetzes wird bis 2050 zwischen 3,9 und 12,6 Mrd. CHF geschätzt. Der Ausbaubedarf kann derzeit nicht abschliessend bewertet werden, da andere Flexibilisierungsoptionen wie Speicher und Demand Response den Ausbaubedarf signifikant senken können.

## 8.2 Vorgehen und Annahmen

### 8.2.1 Modell & Konzept

#### 8.2.1.1 Marktmodellierung auf Basis eines Fundamentalmarktmodells

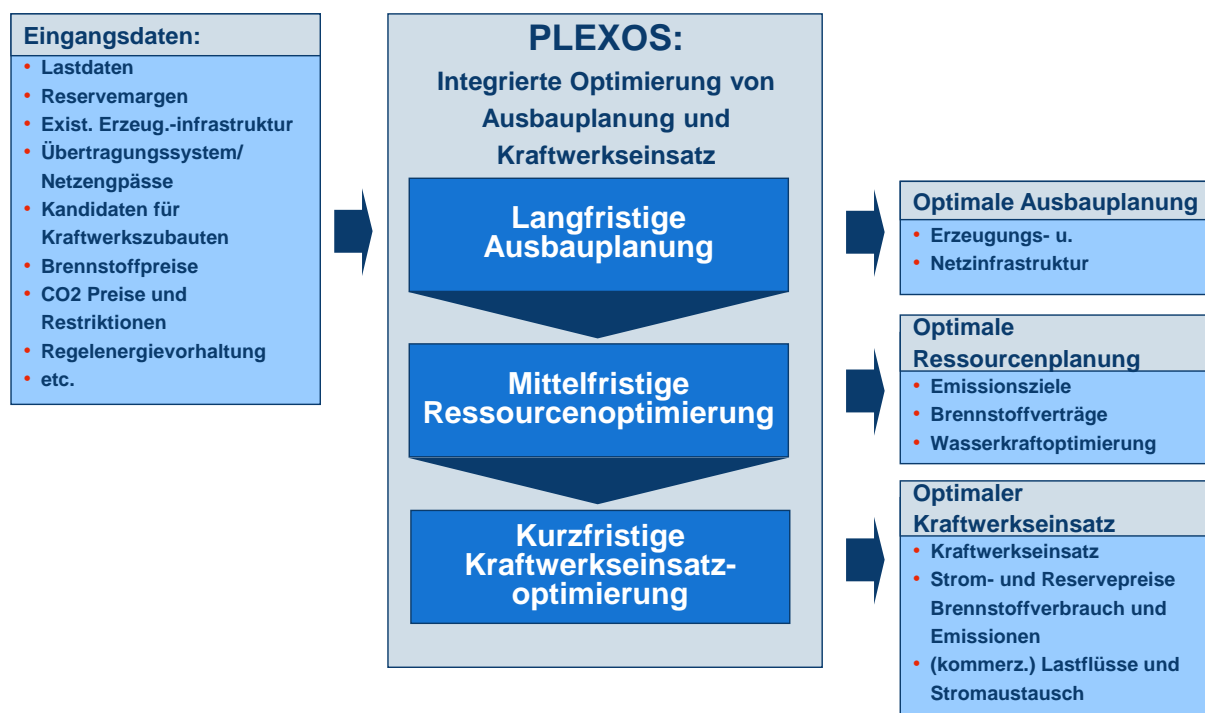
Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie basieren auf einem fundamentalen Marktmodell, das in der kommerziellen Software-Lösung PLEXOS for Power Systems™ (“PLEXOS”) realisiert ist. In der für diese Studie angewandten Ausprägung simuliert PLEXOS hierbei den kostenminimalen Zubau von Kraftwerks- und Übertragungskapazitäten sowie den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften und Restriktionen verschiedener Produktionstechnologien im Europäischen Stromsystem.

---

<sup>50</sup> Die im Strategischen Netz der Swissgrid 2020 (bzw. 2015) berücksichtigt wurden. Siehe auch [http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/development/PA200028\\_Netz%202020.pdf](http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/development/PA200028_Netz%202020.pdf) und [http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/development/PA200026\\_Netz%202015.pdf](http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/development/PA200026_Netz%202015.pdf)

<sup>51</sup> [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_799448366.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_799448366.pdf)





**Abbildung 35: PLEXOS Ansatz für die Modellierung von Elektrizitätsmärkten**

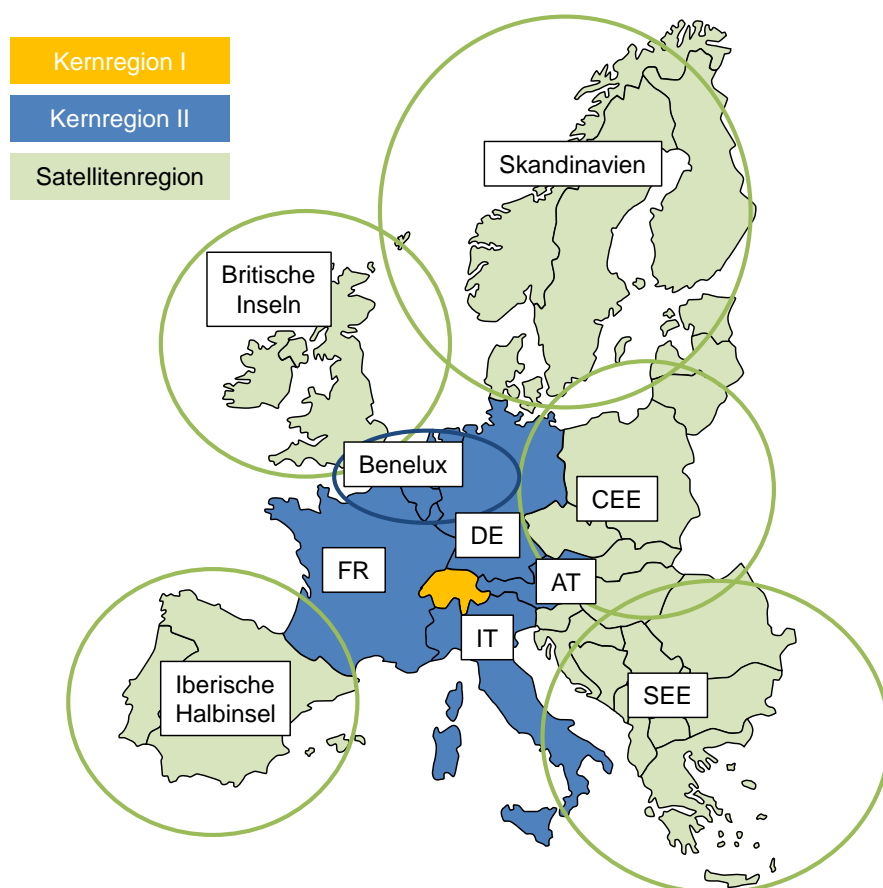
Quelle: DNV KEMA

Abbildung 35 veranschaulicht den Modellierungsansatz von PLEXOS. Innerhalb der Optimierung sind für diese Studie insbesondere die langfristige Ausbauplanung, die mittelfristige Ressourcenoptimierung und die kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung von Relevanz. In der langfristigen Ausbauplanung wird der kostenminimale Zubau von (thermischen) Kraftwerken und Übertragungsnetzen durchgeführt. In der mittelfristigen Ressourcenoptimierung werden die intertemporalen Modellzusammenhänge erstellt und begrenzte Ressourcen optimal verteilt (z.B. Wasser- und Brennstoffeinsatz, Emissionsgrenzen). In der kurzfristigen Einsatzoptimierung erfolgt in einem nächsten Schritt die chronologische, stündliche Simulation des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung dynamischer Einschränkungen (z.B. Lastgradienten, Mindestlast, Mindestlaufzeiten).

Da der Stromaustausch zwischen der Schweiz und den Nachbarländern sowie die Transite durch das schweizerische Netz nicht nur von der Situation in den direkten Nachbarländern abhängen, sondern auch von dem regionalen Stromhandel im gesamten mitteleuropäischen Markt, berücksichtigt unser europäisches Marktmodell auch die aus Schweizer Sicht eher peripheren Strommärkte, wie Skandinavien und Zentralost- und Südosteuropa. Hierbei wurde die Abbildung des kommerziellen Stromaustausches auf Basis eines vereinfachten Transportmodells auf Grundlage von Net Transfer Capacities („NTC“) durchgeführt, wobei die Simulation unter Annahme nationaler Preiszonen erfolgte. Zur Begrenzung der Modellkomplexität ist es jedoch sinnvoll, sich auf die im Fokus der

Untersuchung stehenden Kernregionen zu konzentrieren. Daher haben wir den folgenden geographischen Umfang für die Marktsimulationen (vgl. Abbildung 36) gewählt:

- Für die im Zentrum der Untersuchungen stehenden Kernregionen I & II wird ein hoher Detaillierungsgrad mit einer begrenzten Aggregation von Kraftwerken und Netz gewählt. Diese Kernregion umfasst neben der Schweiz auch die vier benachbarten Länder Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich sowie die Region Benelux. Zusätzlich unterteilen wir Italien in zwei Preisregionen (Region Nord und Rest).
- Die Britischen Inseln, Skandinavien, die iberische Halbinsel sowie Zentralost- und Südosteuropa werden als Satellitenregionen mit einer stärker aggregierten Darstellung von Kraftwerken und Netz dargestellt.



**Abbildung 36: Geographische Darstellung des europäischen Marktmodells**

Quelle: DNV KEMA

Derzeitig werden Wind- und PV-Anlagen in der Schweiz mit der kostenbasierten Einspeisevergütung und/oder Investitionszuschüssen gefördert. Im Hinblick auf ein zukünftiges Energiesystem gehen wir von einem veränderten Finanzierungssystem aus, in dem sich die Erlöse am Marktwert der Energie

orientieren und der generelle Einspeisevorrang angepasst wird. Aus diesem Grunde wird für die dargebotsabhängigen Produktionstechnologien eine vom Marktpreis getriebene Produktionsstrategie angenommen. Dadurch können bei der Strommarktmodellierung keine negativen Preise, die aus einem Einspeiseregime ohne Marktpreisorientierung resultieren, auftreten.

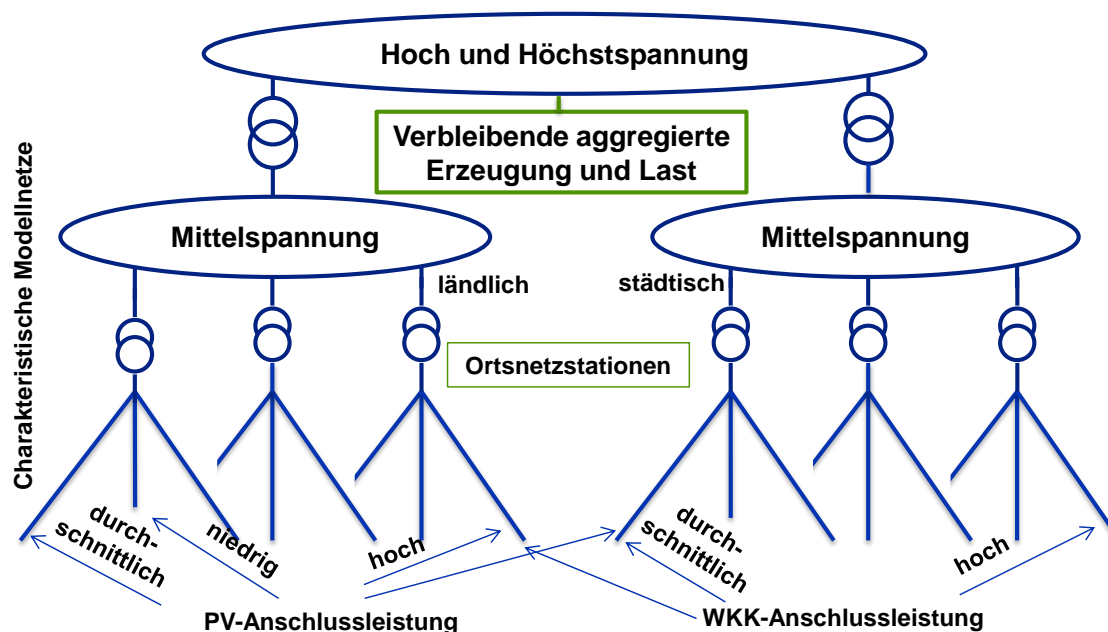
In Zeiten eines aufgrund dargebotsabhängiger Produktion entstehenden energetischen Überschusses des Stromversorgungssystems ist eine Reduktion der Energieerzeugung notwendig. Hiervon zu unterscheiden ist die passive Abregelung, die eine dauerhafte Begrenzung der Einspeisung darstellt, und somit die für Verteilnetze auslegungsrelevante maximale Einspeisung.

### 8.2.2 Ableitung des Speicherbedarfs

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des technisch bedingten Speicherbedarfs in unterlagerten Netzebenen wird anhand einer Implementierung der Modellnetze in das Marktmodell umgesetzt. Hierbei werden für die verschiedenen Kombinationen aus Szenarien und Angebotsvarianten die charakteristischen Fälle der Verteilnetzmodellierung aus Modul B, inklusive des ermittelten Speicherbedarfs, in das Strommarktmodell integriert.

Der Strommarktmodellierung liegen die in Teil B ermittelten Speicherleistungen und – kapazitäten in der Schweiz zugrunde. Es sei deshalb an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass kein modellendogener Ausbau von Speichertechnologien erfolgt. Allerdings wurde eine Analyse zur optimalen Konfiguration der Speicher bzgl. Speicherleistung und Speicherkapazität durchgeführt, um die optimale Grösse bzw. das Verhältnis der beiden Kenngrössen untereinander zu ermitteln. Ergebnis dieser Analyse war, dass die in Modul B ermittelten Grössen bereits optimal waren.

Analog zum Vorgehen in Teil B werden exemplarische Mittelspannungs- und Niederspannungsmodellnetze verwendet, die über unterschiedliche Durchdringungen von PV-, WKK-, Wind und Kleinwasserkraft-Anlagen verfügen. Die folgende Abbildung dient der Veranschaulichung des beschriebenen Vorgehens bei der Umsetzung der Verteilnetzmodellierung.



**Abbildung 37: Modellierung der Verteilnetze im Strommarktmodell**

Bezüglich der Vermarktung von Speichern wird von der gegenwärtigen Gesetzeslage und den existierenden Anreizen zur Optimierung des Eigenverbrauchs abstrahiert und von einer marktbasierter Betriebsweise, kombiniert mit netztechnischen Restriktionen, ausgegangen.

Die Einspeisung aus dezentralen Produktionsanlagen erfordert eine Anpassung an Planung und Betrieb der Netze. Wie in Modul B beschrieben können dezentrale Speicher hierbei zur Vermeidung der Überlastung der Betriebsmittel und dem Verletzen spannungsseitiger Grenzwerte beitragen. Voraussetzung hierfür ist einerseits die Platzierung des Speichers an Stellen der Verteilnetze und andererseits die netzdienliche Betriebsweise der Speicher. Eine Platzierung der Speicher nahe der die Überlastung verursachenden Anlagen ist in der Lage, die Auswirkungen auf mehrere Netzebenen zu reduzieren, da eine kaskadenartige Weiterleitung vermieden werden kann. Hierzu muss der Speicherbetreiber, falls dies nicht der Netzbetreiber ist, zu einem netzdienlichen Speichereinsatz angereizt werden.

#### 8.2.2.1 Entwicklung des Kraftwerkparks

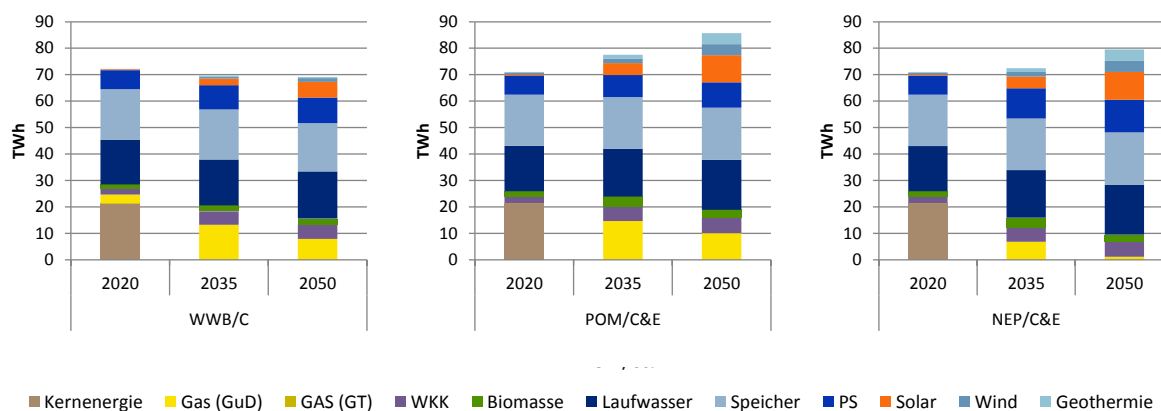
Die Entwicklung des Schweizer Kraftwerkparks erfolgt auf Basis der in der Studie *Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050* vorgestellten Annahmen. Die für diese Studie ausgewählten Szenario-Stromangebotsvarianten-Kombinationen sind die Folgenden:

- „WWB / C“: Weiter wie bisher – Angebotsvariante C
- „POM / CE“: Politische Massnahmen – Angebotsvariante C&E
- „NEP / CE“: Neue Energiepolitik – Angebotsvariante C&E

Damit werden sowohl die Produktionsmengen als auch die Stromnachfrage der unterschiedlichen Verbraucher aus den Energieperspektiven übernommen. Für die jeweiligen Stromverbrauchsklassen - Haushalte, Gewerbe, Industrie, Wärmepumpen, Elektromobilität - werden charakteristische Jahresprofile der Stromnachfrage im Modell verwendet.

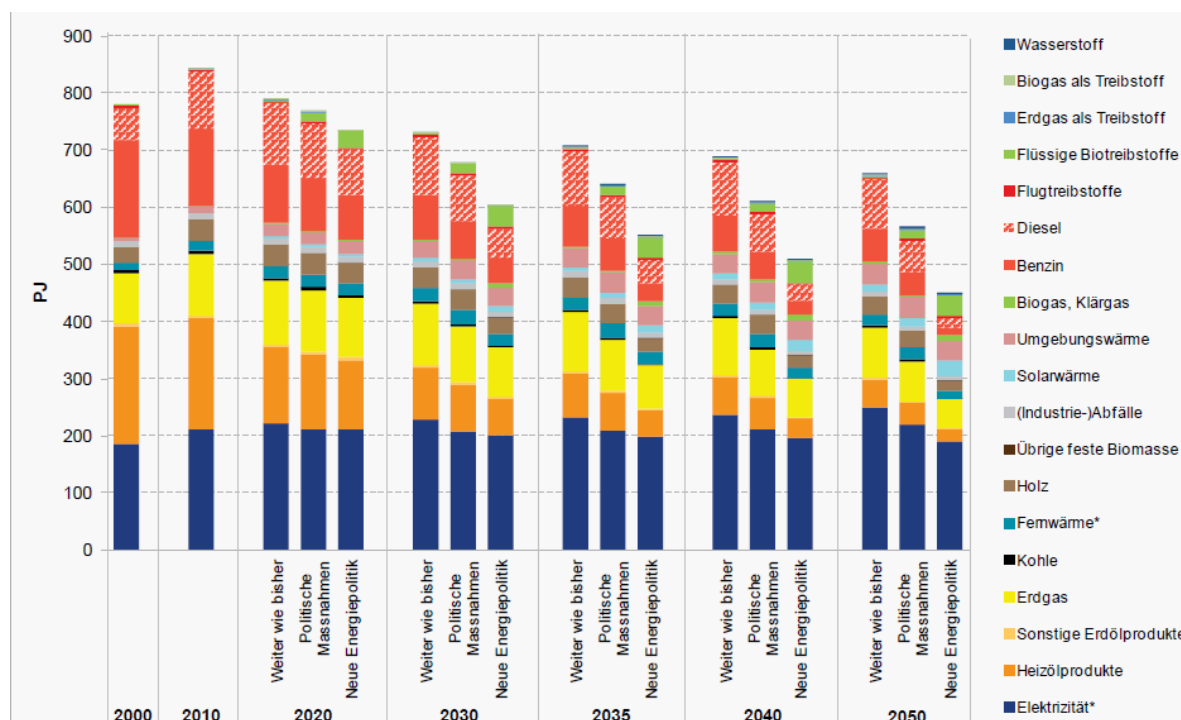
Die existierende Produktionsinfrastruktur stellt die Ausgangsbasis der Modellierung der Schweiz dar. Für die Entwicklung der zukünftigen Produktionsstruktur wurde aus den in den Energieperspektiven 2050 angegebenen Energiemengen, sofern nicht bereits aufgeführt, korrespondierende Werte für die installierte Leistung ermittelt. Für Produktion aus Wind- und Solaranlagen werden anhand typischer Volllaststunden (1800 h/a bzw. 900 h/a) die entsprechenden Leistungswerte bestimmt.

Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 38 die jährlichen Produktionsmengen für die 3 Szenarien dargestellt. Während Leistungswerte und die Jahresprofile Eingangsdaten der Modellierung verkörpern, stellen die hier aufgeführten Energiemengen bereits ein Modellergebnis dar. Dieses unterscheidet sich in einigen Bereichen geringfügig von den Energieperspektiven. So reduziert die Abregelung von Wind- und Solaranlagen die Produktionsmengen dieser Technologien. Analog berücksichtigt der Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern auch die stündlichen Grosshandelspreise im europäischen Strommarkt, woraus ebenfalls eine veränderte Jahreserzeugung resultiert.



**Abbildung 38: Jahresenergiemengen der Erzeugung**

Gemäss der Energieperspektiven werden zur Deckung des Schweizer Energiebedarfs die in Abbildung 39 dargestellten Energieträger verwendet. Diese Darstellung verdeutlicht den Anteil der Elektrizität am Gesamtenergiebedarf der Schweiz. Je nach Szenario wird durch Elektrizität gut ein Viertel bis etwa ein Drittel des Gesamtenergiebedarfs gedeckt.



**Abbildung 39: Energieträger zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs gemäss Energieperspektiven**

Quelle: Prognos Energieperspektiven 2050

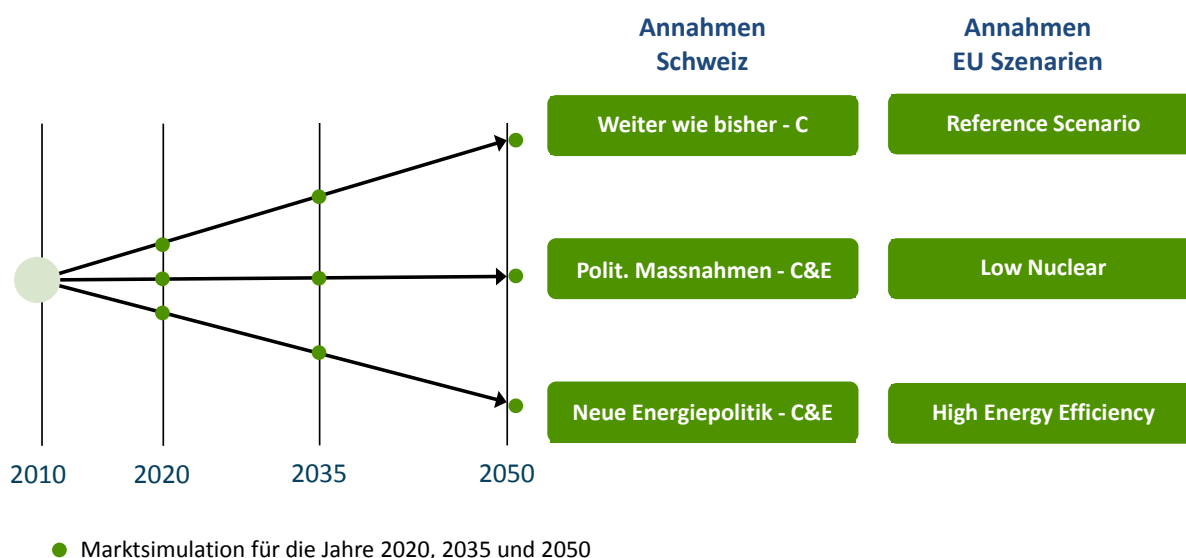
Weiterhin werden die folgenden Szenarien, die Varianten der entsprechenden Stromangebotsvarianten C&E darstellen, als Sensitivitäten für das Jahr 2050 betrachtet.

- „NEP / E“: Neue Energiepolitik – Angebotsvariante E
- „POM / E“: Politische Massnahmen – Angebotsvariante E

Die Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung im europäischen Kraftwerkspark beruhen auf den europäischen Projektionen der in 2011 von der EU veröffentlichten *Energy Roadmap 2050*. Die Roadmap stellt die Zielbilder der EU Kommission zur Entwicklung der Strommärkte in der EU bis 2050 dar. Die *Energy Roadmap 2050* umfasst sieben Szenarien, woraus die folgenden drei Szenarien für die Modellierung dieser Studie berücksichtigt werden:

- Reference Scenario
- High Energy Efficiency
- Low Nuclear

Auf Basis der weiter oben beschriebenen Roadmap 2050 Szenarien wurde die in Abbildung 40 veranschaulichte Verzahnung der unterschiedlichen Szenarien vorgenommen.



**Abbildung 40: Überblick über die Szenarien und den Entwicklungspfad**

Quelle: DNV KEMA

In unserem europäischen Marktmodell bilden wir den aktuellen Kraftwerkspark ab, wobei Kraftwerksschliessungen auf Basis von Standardparametern bzgl. Lebensdauer bzw. politischen Entscheidungen modelliert werden. Da die landesspezifischen Kraftwerkskapazitäten aus der *Energy Roadmap 2050* nicht vorliegen, wird der Kraftwerksausbau konventioneller Kraftwerke modellendogen umgesetzt, unter Berücksichtigung der gesamteuropäischen Zielwerte der *Energy Roadmap 2050*. Der Zubau erneuerbarer Energien erfolgt in Anlehnung an die in der *Energy Roadmap 2050* gegebenen Produktionsmengen.

Die Profile der Produktion aus Wind- und PV-Anlagen basieren auf historischen Jahreszeitreihen der Sonneneinstrahlung und der Windgeschwindigkeiten. Hierdurch wird sowohl die Durchmischung von

Standorten unterschiedlicher Güte als auch die Auswirkungen der räumlichen Verteilung von Wetterlagen berücksichtigt.

Zusätzlich zu diesen Grundannahmen erfolgte die Modellierung der erneuerbaren Produktionstechnologien auf Basis der folgenden Annahmen:

- Verwendung historischer stündlicher Wind- und Solarprofile auf Basis der Produktionsprofile im Netzgebiet der Transnet BW
- Umwandlung der Produktionsmengen der Energieperspektiven in Kapazitäten unter der Annahme von Volllaststunden: 900h/a - PV; 1800 h/a - Wind
- Verwendung des charakteristischen Profils der Solareinspeisung für Niederspannungsnetze
- Biomasse- und Geothermiekraftwerken mit konstanter Mindesterzeugung und einem Kapazitätsfaktor von 60% bzw. 70%
- Modellierung von Laufwasser mit hohem Anteil an Mindesterzeugung, geringe Flexibilität im Tagesverlauf
- Saisonale Speicher mit niedriger Mindesterzeugung, hohe Flexibilität im Zeitraum von mehreren Wochen

#### 8.2.2.2 Entwicklung des Verbrauchs und der Höchstlast

Zur Modellierung wurden charakteristische stündliche Lastprofile der europäischen Regionen sowie der Schweiz verwendet. Diese Profile basieren auf den von ENTSO-E veröffentlichten stündlichen Nachfragezeitreihen und bilden sowohl den täglichen als auch den saisonalen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage innerhalb der jeweiligen Länder bzw. Regionen ab.

Die Entwicklung des Verbrauchs und der Höchstlast in der Schweiz erfolgt auf Basis der in der Studie *Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050* vorgestellten Annahmen für die ausgewählten Szenarien.

Die Annahmen zur Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs in der EU basieren auf den europäischen Projektionen der drei ausgewählten Szenarien der *Energy Roadmap 2050*. Da die *Energy Roadmap* keine nationalen Annahmen zur Verbrauchsentwicklung veröffentlicht, werden die gesamteuropäischen Werte anhand von ENTSO-E-Informationen aus dem *Scenario Outlook and Adequacy Forecast - SOAF 2013-2030* bezüglich des nationalen Verbrauchs aufgeteilt.

#### 8.2.2.3 Reserveleistung

Die in der Schweiz vorgehaltene Reserveleistung wird im Modell auf Basis des im Jahr 2013 in der Schweiz beschafften Bedarfs an Primär-, Sekundär – und Tertiärregelleistung im Modell integriert<sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> Die Aktivierung der kontrahierten Regelleistung (gemeinhin als Regelenergie bezeichnet) wurde in der Modellierung nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachung begründet sich aus dem geringen Anteil der



Es wurde vereinfachend von einem konstant bleibenden Regelleistungsbedarf ausgegangen. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung des interregionalen Reserveaustauschs im europäischen Verbundsystem wurde eine nationale Reservevorhaltung angenommen. Im Modell sind somit die in Tabelle 23 aufgelisteten Bedarfswerte der Schweiz berücksichtigt.

**Tabelle 23: Annahmen zum Regelleistungsbedarf in der Schweiz**

Produkt	Bedarf des Schweizer Elektrizitätssystems
Primärregelung	± 66 MW
Sekundärregelung	± 400 MW
Tertiärregelung	+450 MW -390 MW

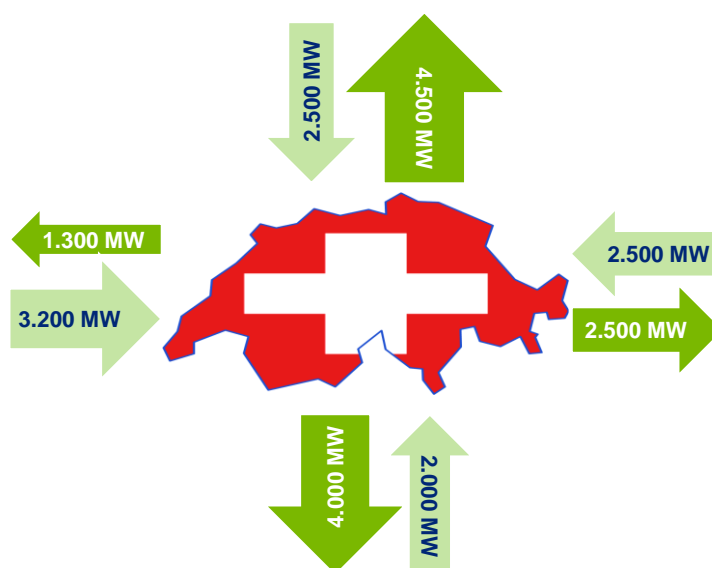
Von Anforderungen an Regelleistungsanbieter in Bezug auf Angebotszeiträume und Mindestangebotsgrößen, die sich aus der derzeitigen Ausgestaltung der Reservebeschaffung durch Swissgrid ableiten, wurde bei der Modellierung abstrahiert. Die technologiespezifische maximale Beteiligung an der Reservevorhaltung ist im Modell unter Einbeziehung der technischen Einschränkungen und Anforderungen der verschiedenen Produkte implementiert worden. Hierzu zählt die Mindestlast von hydraulischen und thermischen Kraftwerken sowie für Pumpspeicher die mit dem Wechsel von Produktion zu Pumpmodus verbundenen Latenzzeiten. Für dezentrale Speichersysteme wird im Modell keine Umkehr vom Einspeicher- zum Ausspeicherbetrieb für die Reserveerbringung erlaubt, um die teilweise begrenzte technische Fähigkeit einzelner Speichertechnologien sowie die negativen Auswirkungen auf die Lebensdauer von Batterien in Folge zusätzlicher Zyklen berücksichtigen. Weiterhin wird mittelfristig von einer Teilnahme von Wind- und PV-Anlagen an der Vorhaltung negativer Regelleistung ausgegangen.

#### 8.2.2.4 Entwicklung der Netzinfrastruktur

Die Annahmen über den Ausbau der europäischen Übertragungsnetze werden in Anlehnung an den langfristigen Entwicklungsplan der ENTSO-E erstellt. Die daraus resultierenden Übertragungskapazitäten in der Schweiz für das Jahr 2020 sind in Abbildung 41 dargestellt. Da diese Informationen nur bis einschliesslich 2023 im *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)* veröffentlicht werden, erfolgt nach 2023 ein modellendogener Netzausbau durch PLEXOS.

---

Regelenergie an der Gesamtproduktion (in der Schweiz derzeit etwa 1%) sowie dem stochastischen Einsatzprofil.



**Abbildung 41: Übertragungskapazitäten der Schweiz in 2020**

Quelle: DNV KEMA, ENTSO-E - Ten Year Network Development Plan

#### 8.2.2.5 Entwicklung der Brennstoff und CO<sub>2</sub> Preise

Die Annahmen für die Entwicklung der Primärenergieträgerpreise sowie CO<sub>2</sub>-Preise sind aus dem neuesten World Energy Outlook (WEO) 2012 entnommen. Diese spiegeln den starken Ausbau von Erneuerbaren Energien in den EU-Szenarien aus der *Energy Roadmap 2050* wider.

Die Zuordnung der WEO-Szenarien erfolgt in Anlehnung an die *Energieperspektiven für die Schweiz*:

- „Neue Energiepolitik“ (NEP) gemäss „WEO 450ppm Scenario“
- „Weiter wie Bisher“ (WWB) / „Politische Massnahmen“ (POM) gemäss „WEO New Policy Scenario“

Da die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise im WEO 2012 bis einschliesslich 2035 prognostiziert werden, werden die Preise für den Zeitraum 2035 – 2050 gemäss den Wachstumsraten der Preise aus den *Energieperspektiven für die Schweiz* für den entsprechenden Zeitraum fortgeschrieben.

Tabelle 24 zeigt die Annahmen für die Primärenergieträger Erdöl, Steinkohle und Erdgas sowie CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate. Zur Umrechnung von Dollarpreisen in Euro wurde ein konstanter Umrechnungskurs von 1,39 USD/EUR zugrunde gelegt. Für die in Tabelle 24 nicht aufgeführten Brennstoffe, wie beispielsweise Braunkohle, Uran und Biomasse wurden historische Preisrelationen genutzt. Die in der Tabelle dargestellten Primärenergieträgerpreise stellen Grosshandelspreise (bzw. Grenzübergangspreise) dar. Im Marktmodell wurden darüber hinaus insbesondere für Erdgas und Steinkohle weitere Kosten für den Transport bis zum Kraftwerk angenommen. Diese Transportkosten wurden für alle Szenarien als konstant angenommen.

**Tabelle 24: Primärenergieträger- und CO<sub>2</sub>-Preise für den Zeitraum 2010 – 2050 für die drei Hauptszenarien WWB/C, POM/CE und NEP/CE**

<b>Neue Energiepolitik (NEP)</b>				
	<b>Erdöl</b>	<b>Steinkohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>CO<sub>2</sub> Emissionsrechte</b>
	<b>USD/boe</b>	<b>EUR/GJ</b>	<b>EUR/GJ</b>	<b>EUR/t</b>
<b>2010</b>	79,89	2,71	6,42	14,47
<b>2020</b>	113,30	2,40	8,20	32,40
<b>2035</b>	100,00	1,72	7,29	86,40
<b>2050</b>	91,86	1,58	6,70	98,64
<b>Weiter wie Bisher (WWB) &amp; Politische Massnahmen (POM)</b>				
	<b>Erdöl</b>	<b>Steinkohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>CO<sub>2</sub> Emissionsrechte</b>
	<b>USD/boe</b>	<b>EUR/GJ</b>	<b>EUR/GJ</b>	<b>EUR/t</b>
<b>2010</b>	79,89	2,71	6,42	14,47
<b>2020</b>	119,50	2,75	8,74	21,60
<b>2035</b>	125,00	2,83	9,50	32,40
<b>2050</b>	128,07	2,89	9,73	36,29

Quelle: World Energy Outlook 2012

#### 8.2.2.6 Sensitivitätsrechnungen

Zur Untersuchung der Robustheit der Modellierungsergebnisse wurden unterschiedliche Sensitivitätsrechnungen durchgeführt.

Die Auswirkungen höherer Brennstoffpreise auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern wurde anhand einer Sensitivitätsrechnung für das Szenario NEP/C&E für das Jahr 2050 durchgeführt. Aufgrund der Bedeutung von Erdgas als preissetzendem Energieträger im Jahr 2050, wurde für die Sensitivitätsrechnung der Erdgaspreis aus dem „WEO New Policy Scenario“ verwendet. Dies entspricht einer Erhöhung des angenommenen Brennstoffpreises für Erdgas um 45% im Vergleich zu den Preisen im Basisszenario NEP/C&E.

Um die Unsicherheiten des in den Energieperspektiven angenommenen Zubaus an Pumpspeicherkraftwerken abzubilden wurde für das NEP/C&E und das Jahr 2035 eine Sensitivitätsrechnung ohne den Bau des geplanten Pumpspeichers Lago Bianco und Grimsel 3 durchgeführt<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> Der Investor Repower hält an seinem Investitionsprojekt Lago Bianco fest, sucht allerdings aufgrund eines gesenkten Investitionsbudgets einen Partner für diese Investition:

Weiterhin wurden für die Nachfrageszenarien NEP und POM die Unterschiede infolge einer Kombination mit Angebotsvariante E statt C&E für das Jahr 2050 untersucht.

**Tabelle 25: Sensitivitätsrechnungen der 3 Hauptszenarien**

Szenario	Kurzbeschreibung	Jahr
POM/E	Szenario „Politische Massnahmen“ in Verbindung mit der Angebotsvariante E (Deckung der Stromlücke über erneuerbare Energien und nachrangig über Importe).	
NEP/E	Szenario „Neue Energiepolitik“ in Verbindung mit der Angebotsvariante E (Deckung der Stromlücke über erneuerbare Energien und nachrangig über Importe).	
NEP/C&E-Gaspreis+	Verwendung des Gaspreises des „WEO New Policy Scenario“ in Verbindung mit NEP/C&E	
NEP/C&E mit weniger PSKW	Berechnung des Szenarios NEP/C&E ohne die geplanten Pumpspeicherkraftwerke Lago Bianco und Grimsel 3.	

## 9 BETEILIGUNG DER SPEICHER IM STROMMARKT

### 9.1 Vermarktung von Speichern

Den verschiedenen technischen Anwendungen von Speichern im Stromsystem entsprechen verschiedene Geschäftsmodelle in den Teilmärkten des Strommarktes. Die meisten werden bereits heute genutzt, manche werden erst mit den zu erwartenden regulatorischen Veränderungen zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 und weiteren Kostenreduktionen der Speichertechnologie ökonomisch darstellbar werden. Die gewählte Vermarktungsstrategie für eine bestimmte Speicheranlage wird dabei durch ihre technischen Eigenschaften, insbesondere Speicherleistung und -kapazität, mitbestimmt. Die Mehrfachvermarktung einer Speicheranlage in verschiedenen Teilmärkten ist grundsätzlich möglich, aber an technische Restriktionen gebunden: die angebotenen Dienstleistungen müssen parallel umsetzbar sein.

[http://www.repower.com/assets/user\\_upload/re-gp/Files\\_PDF-DOC-XLS/InvestorRelations/Finanzberichte/BMK\\_vom\\_03.04.2013\\_final\\_de.pdf](http://www.repower.com/assets/user_upload/re-gp/Files_PDF-DOC-XLS/InvestorRelations/Finanzberichte/BMK_vom_03.04.2013_final_de.pdf)

Im Folgenden geben wir einen kurzen Überblick über die verschiedenen Vermarktungsmodelle. Bereits heute übliche Speicheranwendungen finden sich im:

- *Spotmarkt:* Das klassische Geschäftsmodell zur Vermarktung von Speicheranlagen, vor allem grosstechnischer Speicher, ist die Wandlung von Schwach- in Spitzenlaststrom am Spotmarkt. Die Schweiz verfügt über einen Day-Ahead- und einen Intraday-Markt, in beiden Teilmärkten können Speicheranlagen sowohl günstigen Strom kaufen und einspeichern als auch als teuren Strom in Knappheitszeiten verkaufen. Dies ist auch dann möglich, wenn sich das klassische Preisgefüge in Folge verstärkter erneuerbarer Einspeisung verschiebt, etwa bei der Einspeisung von Solarstrom während der Spitzenlast in der Mittagszeit. Die Rentabilität des Geschäftsmodells wird dabei zum einen durch die beobachteten Preisdifferenzen (Preisspreads) zum anderen durch die Anzahl und Dauer der Zyklen über den Tag, ggf. auch zwei oder drei Tagen, bestimmt.
- *Forward-Markt:* Eine Vermarktung von Speichern an Forward-Märkten ist ebenfalls möglich, bindet diese aber im Vorfeld der Vertragserfüllung an ein festgelegtes Ein- bzw. Ausspeicherungsschema. Zu beachten ist dabei, dass es sich bei den kommerziell verfügbaren Speichern durchgängig um solche handelt, die in kürzerer Frist zum Einsatz kommen, da ihre Speicherkapazität nur wenige Stunden beträgt und eine hohe Zahl von Zyklen notwendig ist, um ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Dies stellt eine natürliche Einschränkung dar: Speicher kommen somit prinzipiell nur für kurzfristige Forward-Kontrakte in Frage. Längerfristige Forward-Kontrakte (über Monate) wären prinzipiell ein gut geeignetes Vermarktungsinstrument für saisonale Speicher; derzeit sind diese freilich nicht kommerziell verfügbar (vgl. Modul A).
- *Regelenergiemarkt:* Der Regelenergiemarkt bietet weitere, bereits heute genutzte Vermarktungsmöglichkeiten für Speicheranlagen. Grundsätzlich erstrecken sich Speicheranwendungen über das gesamte Spektrum von Regelleistung, also Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Wie in dem Bericht zu Modul A dargestellt, können Pump- und Druckluftspeicher sowie Speicheranlagen auf Batteriebasis Sekundär- und Tertiärregelung<sup>54</sup> anbieten, mit Einschränkungen auch Primärregelung. Letztere wird auch von Schwungrädern angeboten und – prospektiv - von Spulen und Superkondensatoren (vgl. Modul A). Formale Voraussetzung der Teilnahme an den verschiedenen Regelleistungsmärkten bildet die jeweilige Erfüllung einer Leistungsminimalgrenze, die aber bereits von Kleinspeicheranlagen überschritten wird. Bei Mikrospeichern kann sie durch Pooling mehrerer Anlagen erreicht werden. Darüber hinaus ist die zeitnahe Verfügbarkeit von Energie zur Beladung des Speichers Voraussetzung für den Einsatz im Regelleistungsmarkt; in Stromsystemen mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energie kann es hier zu Einschränkungen kommen (etwa bei länger anhaltenden Windflauten bzw. sonnenarmen Wetterlagen).

---

<sup>54</sup> Bei Pumpspeichern sind in Bezug auf die Erbringung von Sekundärregelung Einschränkungen im Pumpbetrieb zu berücksichtigen; bei Batterien gilt: bei einer hochfrequenten Ein- und Ausspeicherung sinkt die Lebensdauer der Batterie, was eine Einschränkung für Anwendungen wie Frequenzhaltung u.ä. bedeutet.

- *Sonstige Systemdienstleistungen:* Über Regelleistung hinaus können Speichieranlagen eine Reihe weiterer Systemdienstleistungen bereitstellen, die in der Regel vom Netzbetreiber ausgeschrieben oder kontrahiert werden (in manchen Fällen erfolgt eine Kontrahierung auf Basis einer regulierten Vergütung), darunter die Blindleistungsbereitstellung, die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) sowie die Reduzierung von Netzurückwirkungen und die Schwarzstartfähigkeit. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechende Reaktionsfähigkeit, die von den meisten Speichertechnologien erfüllt wird (vgl. Modul A).

Grundsätzlich müssen Speicher allerdings an den Energiemärkten teilnehmen, wo sie den Strom beschaffen, den sie für den technischen Einsatz in verschiedenen Funktionen benötigen.

## 9.2 Teilnahme der Speichieranlagen im Marktmodell

In diesem Abschnitt stellen wir die Modellergebnisse zur Marktbeteiligung der Speichieranlagen in einem zukünftigen Schweizer Stromversorgungssystem vor. Dabei fokussieren wir auf die neu installierten dezentralen Speichieranlagen, auf die Grossspeichieranlagen gehen wir in der gebotenen Kürze ein. Es sei daran erinnert, dass die dezentralen Speicher erst nach dem Jahr 2035 eine grössere Rolle spielen.

Die optimierte Vermarktung der Speicher an Spot- und Regelleistungsmärkten wird durch das Strommarktmodell simuliert. Dabei sind einige grundsätzliche Annahmen von Bedeutung, die bei der Modellierung getroffen wurden. In Verteilnetzen installierte Speichersysteme werden allenfalls durch unterschiedliche Betreiber gesteuert. Unter Berücksichtigung der Anforderungen an eine netzdienliche Betriebsweise wird im Modell aber von einer gebündelten Vermarktung kleinerer Anlagen ausgegangen.

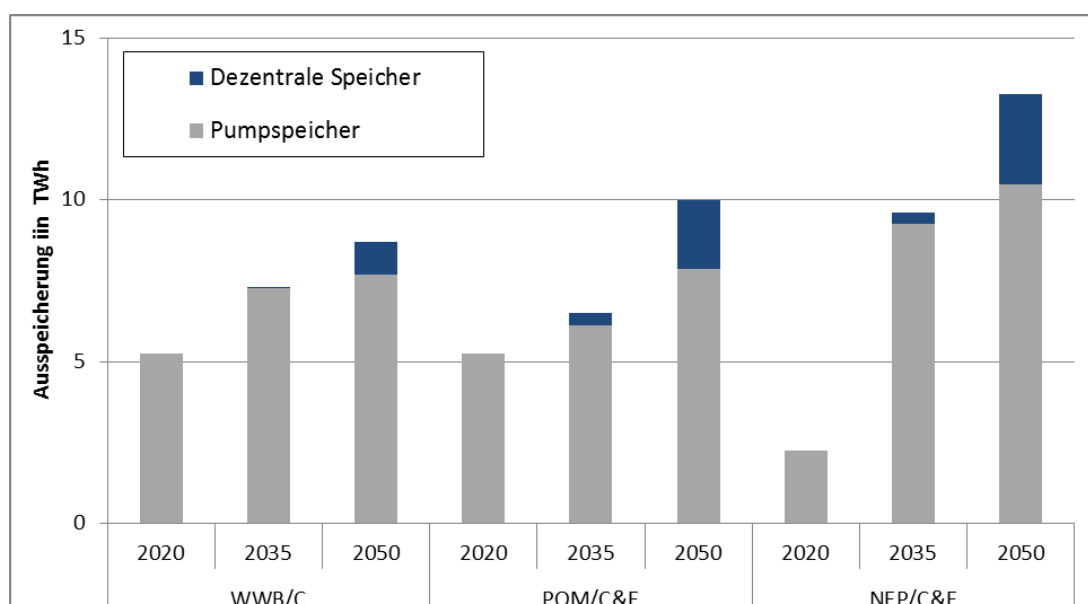
Die verwendete Methodik der Modellierung beinhaltet keine Vermarktung der Speicher an Termin- und Intradaymärkten<sup>55</sup>; ausgewiesen wird die Beteiligung am Day-Ahead-Markt und an den Regelleistungsmärkten. Dies spiegelt die vorrangige Bedeutung dieser Märkte für die Erlöse der Speicher und ihr hauptsächliches Einsatzgebiet wider; weitere Systemdienstleistungen wie die Schwarzstartfähigkeit oder das Engpassmanagement sind zwar für die Systemstabilität von Bedeutung, nicht aber für das Marktgeschehen.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Betriebsweise der Speicher hauptsächlich durch die Vermarktung am Spotmarkt determiniert wird. Der Kapazitätsfaktor dezentraler Speicher liegt in allen drei Szenarien sowohl für die Ein- als auch die Ausspeicherung zwischen 17 und 20%, d.h. die Speicher beteiligen sich zwischen 34% und 40% der Stunden eines Jahres durch Ein- oder Verkauf von Strom an den Spotmärkten.

---

<sup>55</sup> Die Modellierung von Intraday- und Terminmarkt würde die explizite Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit der Marktteilnehmer erfordern, die in unserem Modell nicht erfasst ist.

Bezogen auf den Gesamtbeitrag zur Speicherung von Strom im Schweizer Stromversorgungssystem bleibt der Beitrag der dezentralen Speicher aber begrenzt; wie schon in der Vergangenheit werden auch zukünftig Pumpspeicher die entscheidende Rolle im Schweizer Spotmarkt spielen: Abbildung 42 zeigt die ausgespeicherten Strommengen dezentraler Speicher und Pumpspeicher (abzüglich des natürlichen Wasserzuflusses). Im Jahr 2050 tragen demnach dezentrale Speicher im Szenario WBB/C nur zu rund 12%, in den Szenarien POM/C&E und NEP/C&E zu rund 21% zur Speicherung von Strom bei. Die Unterschiede zwischen den Szenarien erklären sich aus dem umfangreicheren Zubau von Solar- und Windkapazitäten in POM/C&E und NEP/C&E: Dieser erhöht zum einen den Speicherbedarf insgesamt, da der Anteil der fluktuierenden Strommenge zunimmt. Zum anderen aber steigt –angesichts der in der Modellierung erfassten Netzengpässe - der Speicherbedarf in den dezentralen Verteilnetzen und damit auch die in der Modellierung erfasste dezentrale Speicherkapazität.



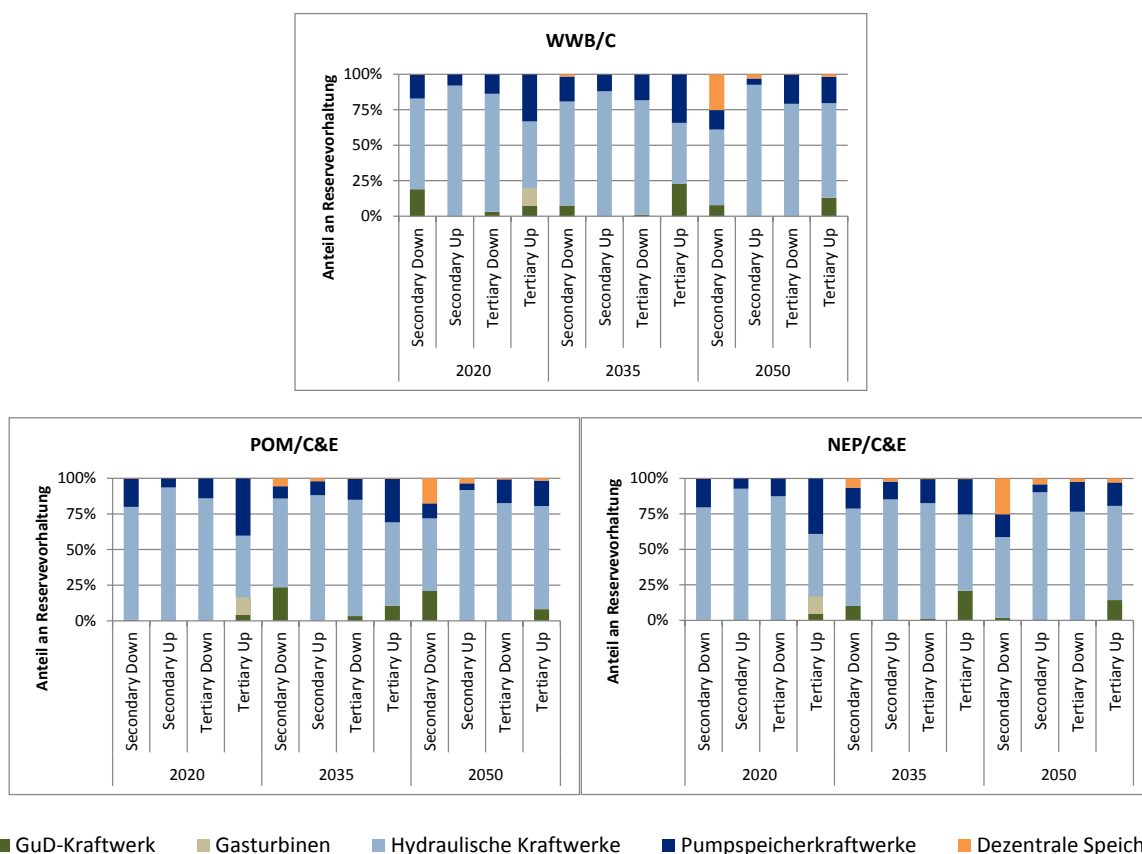
**Abbildung 42: Ausgespeicherte Strommengen für die Schweiz**

Dezentrale Speicher tragen darüber hinaus auch zur Bereitstellung von Regelleistung bei. Dies macht Abbildung 43 sichtbar, die die Bereitstellung positiver und negativer Sekundär- und Tertiärreserveleistung in den drei Szenarien - nach Technologien differenziert - für die Jahre 2020, 2035 und 2050 aufzeigt.

Man erkennt die dominante Rolle von konventionellen Speicherkraftwerken für die Reservebereitstellung, die –je nach Jahr und Szenario- zwischen 70 und 95% der Reserveleistung bereitstellen. Dies spiegelt die umfangreiche Kapazität von Speicherkraftwerken im Schweizer Stromsystem wider. Ergänzt werden sie durch Pumpspeichieranlagen, die in 2020 und 2035 einen Anteil von bis zu 30% an der Tertiärreserve und bis zu 20% an der Sekundärreserve abdecken. Flexible GuD-Anlagen sind für



den Schweizer Reservemarkt weniger bedeutsam als in anderen europäischen Ländern (wie Deutschland oder Frankreich), sie liefern in den Szenarien bis zu 25% bzw. 15% negativen Sekundär- und positive Tertiärregelleistung. Entsprechend ihres Zubaus übernehmen dezentrale Speicher erst im Jahre 2050 einen sichtbaren Anteil am Reservemarkt: dieser beschränkt sich aber im Wesentlichen auf die negative Sekundärregelleistung und liegt hier zwischen 18% in POM/C&E und 25% in NEP/C&E.



**Abbildung 43: Bereitstellung positiver und negativer Sekundär (SRL)- und Tertiärreserveleistung (TRL)**

Zusammenfassend kann man feststellen, dass die Bedeutung des Einsatzes dezentraler Speicher für das Schweizer Stromversorgungssystem auch im Jahr 2050 begrenzt bleibt. Der Grund liegt in dem hohen Mass an Flexibilität, das dem System in allen Szenarien durch Speicherkraftwerke und Pumpspeicher bereitgestellt wird. Gleichwohl kommen die zugebauten dezentralen Speicheranlagen in erheblichem Umfang zum Einsatz und leisten damit einen Beitrag zur lastgerechten Stromversorgung in einem System mit zunehmender Bedeutung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung.



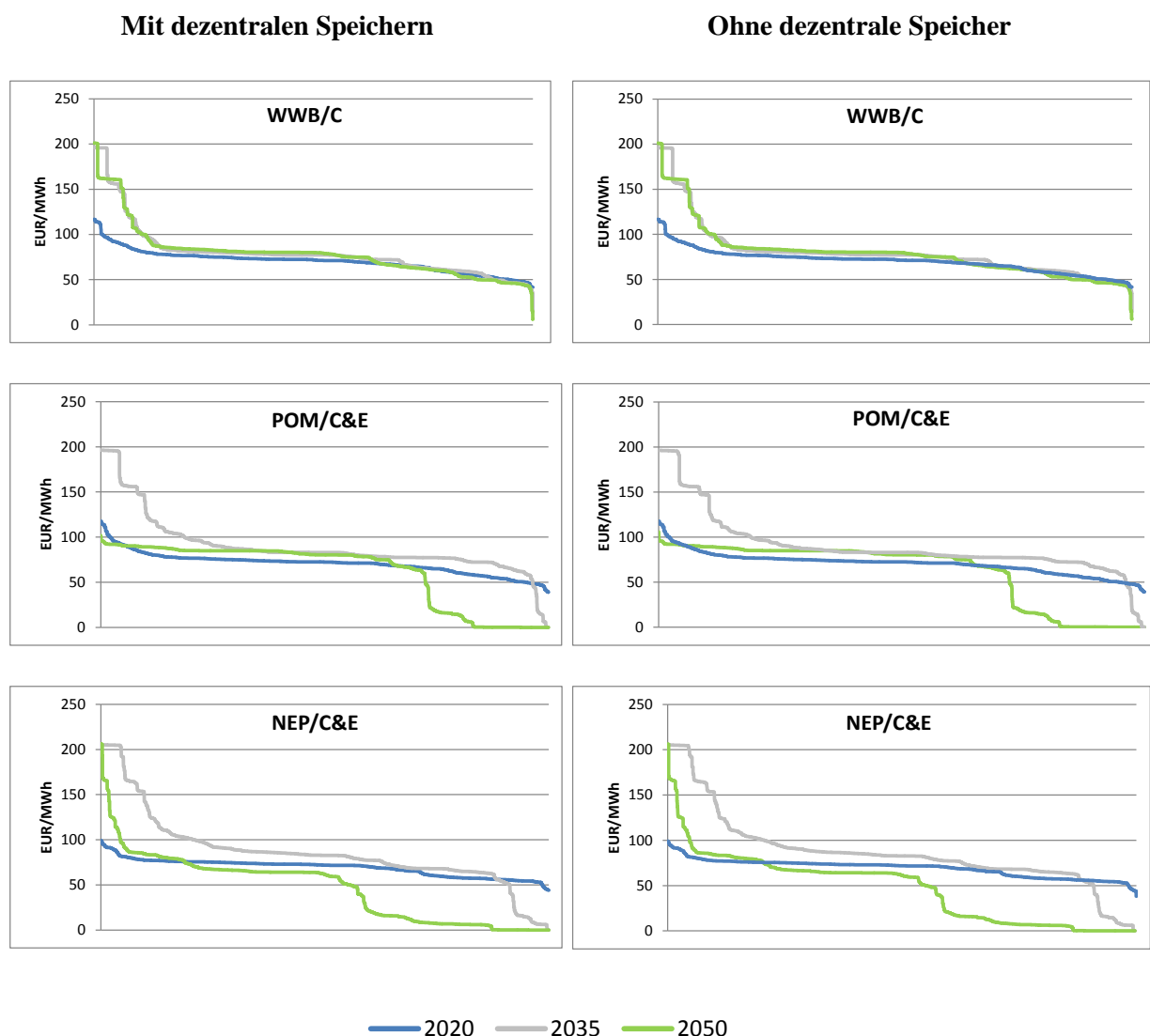
### 9.3 Prognose der Auswirkungen auf den Energiemarkt

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Auswirkung des Speichereinsatzes auf den Energiemarkt. Der Fokus liegt dabei wie zuvor auf den –neu hinzukommenden- dezentralen Speicheranlagen. In einer Sensitivitätsrechnung gehen wir kurz auf die Rolle von Pumpspeichern ein.

Bei der nachfolgenden Diskussion der Preisentwicklung im Day-Ahead-Markt ist zu beachten, dass das von DNV KEMA verwendete europäische Fundamentalmodell die stündlichen Elektrizitätsgrosshandelspreise auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der Produktion simuliert. Hierbei werden sämtliche kurzfristigen Kosten berücksichtigt, wie z.B. Brennstoffkosten, variable Betriebs- und Unterhaltungskosten sowie die Anfahrkosten thermischer Kraftwerke. Dieser Ansatz bildet das tatsächliche Bieterverhalten im realen Markt nur bedingt ab, da dieses in der Praxis auch durch den Versuch der Erzielung von Knappheitsrenten in Spitzenstunden oder Angebote unterhalb der Grenzkosten in Nachtstunden (für thermische Kraftwerke) beeinflusst werden kann. Die Erfahrung zeigt daher, dass Fundamentalmodelle tendenziell den Spread zwischen Peak- und Offpeak-Preisen unterschätzen bzw. allenfalls auch zu niedrigeren Preisniveaus führen, als sie im realen Markt zu beobachten wären. Dieser Effekt ist bei der Interpretation der nachfolgend dargestellten Ergebnisse zu berücksichtigen.

Bezüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien gilt zu beachten, dass diese ausserhalb des Spotmarkts auf Basis eines Fördermechanismus erfolgt. Die Zunahme der Einspeisung von Solar- und Windstrom entfaltet aber insofern eine Preiswirkung im Spotmarkt, als dass sie konventionelle Produktion verdrängt und damit zur Preissenkung beiträgt (sog. Merit-Order-Effekt). Speicher können diesen Effekt verstärken, wenn sie Strommengen aus erneuerbarer Produktion einspeichern, die aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssten, und diese zu einem späteren Zeitpunkt in das Stromsystem zurückspeisen.

Die in Abbildung 44 zusammengefassten Darstellungen der Preisdauerkurven des Schweizer Day-Ahead-Marktes vergleichen die Ergebnisse der Marktsimulation für die Simulationsjahre 2035 und 2050 für die drei Szenarien mit und ohne dezentrale Speicher. Es ist zu beobachten, dass die dezentralen Speicher in keinem Szenario und zu keiner Zeit einen signifikanten Einfluss auf das Schweizer Preisniveau haben. Diese Preisentwicklung zeigt den geringen Umfang der dezentralen Speicherkapazitäten und der umgesetzten Strommengen im Vergleich zur Gesamtstromerzeugung sowie insbesondere im Vergleich zu den vorhandenen Speicherkraftwerken und Pumpspeichern. Die dezentralen Speicheranlagen leisten zwar grundsätzlich einen Beitrag zur verbesserten Ausbeutung der erneuerbaren Energien; die durch vermiedene Abregelung zur Verfügung gestellte zusätzliche Strommenge ist jedoch zu gering, als dass sie signifikante Auswirkung auf das Strompreisgefüge im Grosshandelsmarkt entwickeln würde.



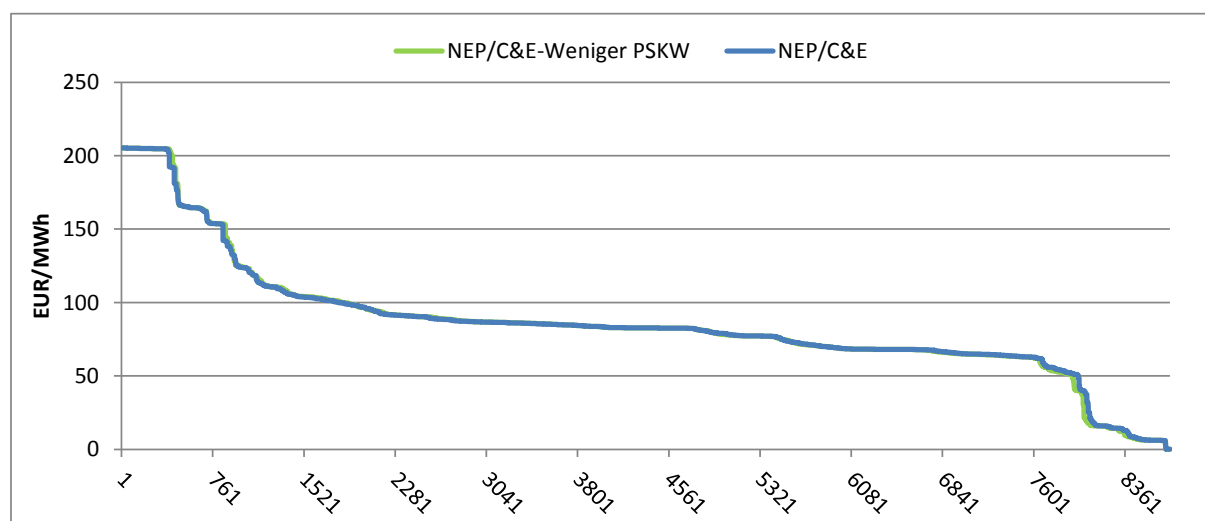
**Abbildung 44: Preisdauerkurven der stündlichen Strommarktpreise mit (links) und ohne (rechts) dezentrale Speicher**

Insgesamt lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen bezüglich der Auswirkungen der Speicher auf den Spotmarkt ziehen:

- Aufgrund der relativ geringen Unterschiede zwischen den Szenarien im Jahre 2020 sind die sich einstellenden stündlichen Strompreise sehr ähnlich
- Im Jahre 2035 lässt sich allerdings bereits der Einfluss der erneuerbaren Energien erkennen, der sich insbesondere in einer erhöhten Anzahl von Stunden mit geringen Preisen in den Szenarien POM/C&E und NEP/C&E zeigt.

- Der Einfluss der Brennstoffpreise auf das mittlere Preisniveau; NEP niedrigste Brennstoffpreise, aber höchste CO<sub>2</sub>-Preise, WWB/C & POM/C&E niedrigere Brennstoffpreise, aber höhere CO<sub>2</sub>-Preise
- Im Szenario POM/C&E wirken die niedrigen Brennstoffpreise als Preisdämpfer; der maximale Preis im Jahr 2050 liegt bei ca. 100 EUR/MWh
- Die geringeren Brennstoffpreise für das NEP/C&E-Szenario erzeugen ein niedrigeres Preisniveau im Vergleich zu den beiden Szenarien WWB/C und POM/C&E
- Im Falle des WWB/C-Szenario sind keine wesentlichen Veränderungen der Preisdauerkurven über die Jahre erkennbar
- Die erhöhte Einspeisung von Wind und Sonne in den Szenarien POM/C&E und NEP/C&E führt zu Strompreisen von unter 1 EUR/MWh für etwa 1000 Stunden des Jahres 2050.

Pumpspeicher nehmen in Bezug auf die installierte Kapazität und die umgesetzten Strommengen eine bedeutendere Rolle für das Schweizer Stromversorgungssystem ein, wie auch der vorhergehende Teilabschnitt aufzeigt. Ergänzend haben wir den marginalen Beitrag des grössten zusätzlichen Pumpspeicherprojekts, Lago Bianco und der Erweiterung Grimsel 3, auf die Preisbildung im Spotmarkt untersucht. Das Ergebnis wird in Abbildung 45 dargestellt. Man erkennt den marginalen Einfluss der reduzierten Leistung und Kapazität der Pumpspeicherkraftwerke auf das Preisgefüge im Schweizer Day-Ahead-Markt.



**Abbildung 45: Preisdauerkurven im Szenario für das Jahr 2035 mit und ohne die PSKW Lago Bianco und Grimsel, NEP C&E**

## 10 AUSWIRKUNGEN AUF DAS ENERGIESYSTEM

### 10.1 Versorgungssicherheit

Dieser Abschnitt behandelt das Thema Versorgungssicherheit im Stromsektor. Darunter verstehen wir hier zum einen die Angemessenheit der gesicherten Leistung (d.h. ausreichende Kapazitäten zur jederzeitigen Lastdeckung) und zum anderen die Sicherstellung der wegen des Anstiegs der fluktuierenden erneuerbaren Energien notwendigen Flexibilität im Stromsystem.

Die Schweiz verfügt derzeit über gesicherte Kapazität in hohem Umfang. Die Statistik der Organisation europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, weist für den Januar 2013 rund 11,2 GW gesicherte Leistung aus, bei einer maximalen Last von 9,8 GW. Auch für den Zeitraum bis 2020 geht ENTSO-E von einer ausreichenden gesicherten Leistung aus.

Nichtsdestotrotz hat die Energiestrategie 2050 bei einigen Beobachtern Sorgen geweckt, dass die Versorgungssicherheit mittelfristig gefährdet werden könnte. Im Mittelpunkt steht dabei die Ankündigung des Schweizer Bundesrats, bis 2035 auf den Einsatz der Kernenergie zu verzichten, die 2013 noch rund 3,2 GW zur gesicherten Leistung beiträgt. Die geplanten Kapazitäten an Wind und Solarenergie, die 2050 bis zu einem Drittel des Strombedarfs decken sollen, tragen kaum zur gesicherten Leistung bei. Andererseits bieten ein Ausbau des Lastmanagements und die weitere Integration europäischer Strommärkte Möglichkeiten zum Erhalt der Versorgungssicherheit. Die ausländischen Partner spielen schon heute eine wichtige Rolle für die Schweizer Stromversorgung: die Schweiz ist ein saisonaler Nettoimporteur. Diese Rolle könnte sich durch den geplanten Ausbau erneuerbarer Energien in Europa noch verstärken, falls verstärkt günstiger erneuerbarer Strom aus Europa in der Schweiz verkauft wird.

Das vorliegende Gutachten kann keine Antwort auf die Frage geben, ob die Schweizer Stromversorgung durch diese in- und ausländischen Entwicklungen langfristig gesichert werden kann oder ob hierzu Veränderungen im Marktdesign des Schweizer Strommarkts erforderlich werden könnten. Thema ist vielmehr die Rolle der Speichereinrichtungen und ihr Beitrag zur Sicherung der Versorgung. Grundsätzlich tragen schon heute Pumpspeicher zur Leistungssicherung bei: Formal werden sie mit ihrer mittleren Produktionsleistung der gesicherten Leistung zugerechnet. In der Regel erzeugen sie Strom in Spitzenlastzeiten, um ihre Erlöse zu maximieren – und tragen gleichzeitig zur Lastdeckung bei. Zukünftig können Speicher einen verbesserten Beitrag zur Versorgungssicherheit – vor allem dezentrale Speicher- im Verbund mit Demand-Response-Systemen leisten. Ziel ist hier die Vermeidung von Lastspitzen, deren Abdeckung durch Kraftwerke nicht gesichert werden kann.

Einschränkend muss allerdings hinzugefügt werden, dass ein stark von erneuerbaren Energien bestimmtes Stromerzeugungsportfolio schwierige Herausforderungen für die Leistungssicherung bergen kann: In trockenen Jahren oder im Falle von Überschwemmungen sinkt die wasserbasierte Stromerzeugung über mehrere Tage oder gar Wochen, ähnlich wie die Produktion aus Solaranlagen in sonnenarmen Perioden. Kommerziell verfügbar sind aber generell nur kurzfristige Speicher:

Pumpspeicher können ihre Leistung nur für einen zeitlich begrenzten Zeitraum zur Verfügung stellen, das gilt auch für die Schweiz – die Ausspeicherdauer der meisten Anlagen liegt zwischen acht und zwanzig Stunden. Ausserdem können sie ebenfalls von den Wetterbedingungen betroffen sein. Batterien sind vom Wetter unabhängig, haben aber eine noch begrenztere Speicherkapazität als Pumpspeicher. Und selbst Druckluftspeicher, deren Einsatz in der Schweiz vorerst prohibitiv teuer bleibt, können ihre Leistung nur für wenige Stunden anbieten.

Ausserdem leisten Speicher naturgemäss keinen Beitrag zur Erhöhung der Gesamtstrommenge – ihre Aufgabe ist die Verschiebung der Energiebereitstellung. Zwar können Speicher die Ausbeute der fluktuierenden erneuerbaren Energien verbessern - doch ist die Strombereitstellung deutlicher geringer als bei konventionellen thermischen Kraftwerke mit vergleichbaren Kapitalkosten.

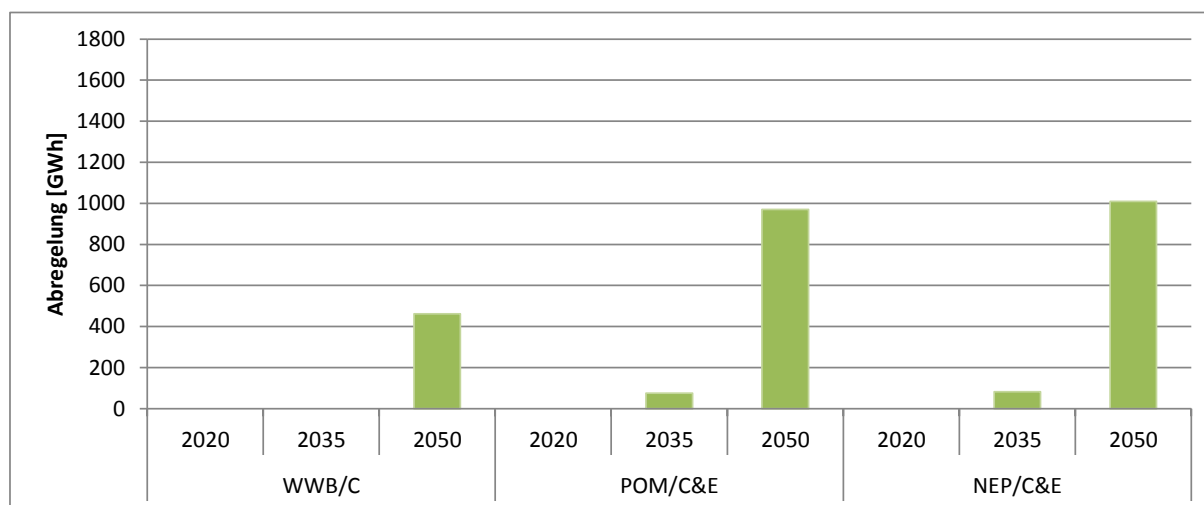
Eine weitere Dimension der Versorgungssicherheit ergibt sich aus dem regulatorisch geförderten Zubau von Produktionskapazitäten auf Basis dargebotsabhängiger erneuerbarer Energie: Dieser erhöht den Bedarf an Flexibilität des Stromversorgungssystems. Sie wird benötigt, um unter den Bedingungen fluktuierender Einspeisung von Wind- und Solarstrom eine sichere und stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Im Einzelnen geht es um einen erhöhten Bedarf an

- Last- und Produktionsverschiebung in einem breiten zeitlichen Spektrum von wenigen Minuten bis hin zur saisonalen Verschiebung,
- Sekundär- und Tertiärregelungsbereitstellung,
- Systemdienstleistungen zur Erhaltung der Netzstabilität,
- Verteil- und Übertragungskapazität.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Installation von Speichern zur gesicherten Leistungsbereitstellung im Stromsystem und damit zur Versorgungssicherheit beiträgt, allerdings nur, wenn die Verfügbarkeit von Strom zur Beladung kurz- bis mittelfristig gesichert ist. Der Beitrag der heute verfügbaren Speicher zur Spitzenlastdeckung ist also nur ein kurzfristiger.

## 10.2 Beitrag zur EE-Integration

Die Installation von Speichersystemen dient der Integration von dargebotsabhängiger Produktion. Da in der Schweiz sowohl für PV-Anlagen, als auch für Wind-Anlagen aufgrund der begrenzten verfügbaren Flächen eine Potenzialbeschränkung existiert, ist zur Erreichung der Zielwerte der Szenarien eine möglichst hohe Nutzung der dargebotsabhängigen Produktionsmengen erforderlich. In Abbildung 46 ist die durch die Installation von dezentralen Speichern vermiedene Abregelung von Überschüssen dargestellt. Es zeigt sich hierbei, dass die Energiemengen der vermiedenen Abregelung geringer als die durch Speicher aufgenommenen Energiemengen der Modellierung in Modul B ausfallen. Dieser Effekt ergibt sich erstens aufgrund der Modellierung des Gesamtsystems inklusive der Nachbarstaaten und zweitens infolge der viertelstündlichen Modellierung in Modul B, während in Modul C aufgrund der stündlichen Modellierung kurzfristige, innerstündliche Ereignisse nicht mit einfließen.

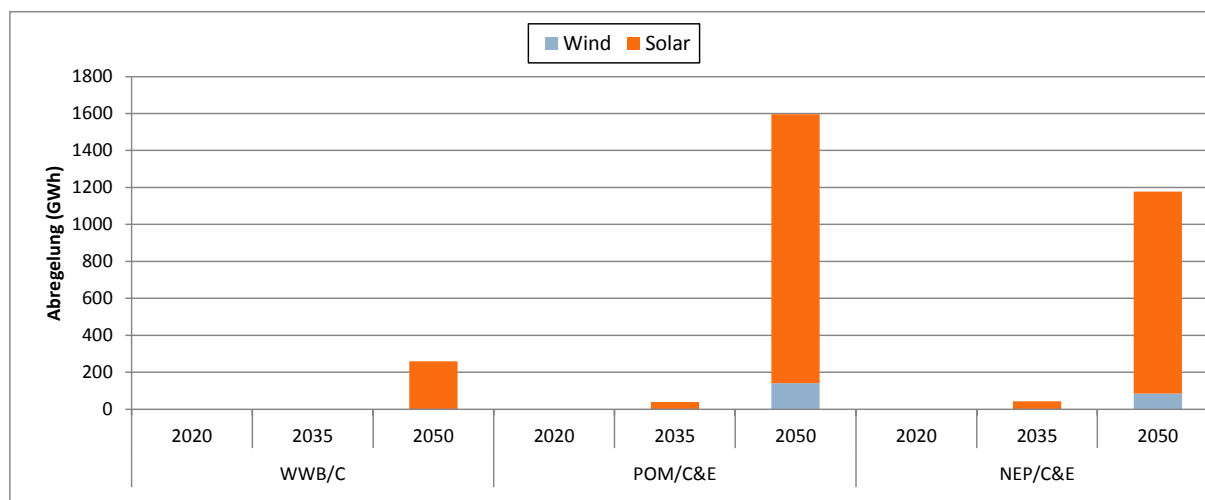


**Abbildung 46: Vermiedene Abregelung durch Integration dezentraler Speicher<sup>56</sup>**

Im Unterschied zum Netzausbau kann durch Speichersysteme auch dann die Produktion aus Wind- und PV-aufgenommen werden, wenn das System insgesamt einen Energie Überschuss aufweist. Da durch Netzausbau zwar eine Weiterreichung auf höhere Netzebenen, bis hin zum Übertragungsnetz, erreicht wird, ist sichergestellt, dass die Energie aus den Verteilnetzen abtransportiert werden kann. Tritt nun allerdings, wie in den Modellergebnissen zu beobachten, ein systemischer Überschuss auf, der auch bei verbleibender verfügbarer Transportkapazität in die Nachbarländer nicht behoben werden kann (da diese ebenfalls Überschüsse aufweisen), könnte die Energie zwar ohne Engpässe auf die Übertragungsnetzebene geleitet werden, verursacht dann jedoch dort einen Überschuss. Diese Entwicklung zeigt sich insbesondere im Jahr 2050, da die Nachbarstaaten in den von erneuerbaren Energien dominierten Szenarien ebenfalls Überschüsse aufweisen. Die Auswirkung auf die Schweiz wird durch Abbildung 47 verdeutlicht. Die verbleibende Abregelung setzt sich einerseits aus den noch vorhandenen Überschüssen der Verteilnetze, die auf die Auslegung der Speicher zurückzuführen sind, und andererseits den Überschüssen des Gesamtsystems zusammen. Es zeigt sich, dass trotz der Nutzung der Flexibilität des schweizerischen Stromsystems Abregelungen von bis zu 1600 GWh im Szenario POM/C&E notwendig sind. Hiervon entfallen etwa 600 GWh auf die Abregelung aufgrund von Netzengpässen in Verteilnetzen. Die restlichen 1000 GWh werden aufgrund von Überspeisungen des Übertragungsnetzes abgeregelt, was lediglich durch zusätzliche Systemspeicher vermeiden werden könnte. Im Szenario NEP/C&E verbleibt ein geringer Bedarf an abzuregelnder Einspeisung von ca. 1200 GWh. Bei nahezu gleichbleibenden engpassbedingten Abregelungen, fällt das Einspeisemanagement durch Systemüberspeisungen um etwa 400 GWh geringer aus. Den Hauptgrund

<sup>56</sup> Unterschiede zwischen den Ergebnissen aus Modul B und C bezüglich der aufgenommenen Energiemengen ergeben sich erstens aufgrund des Einflusses des europäischen Gesamtsystems und zweitens infolge der Modellierung einer Auswahl an repräsentieren Verteilnetzen in Modul C.

für diesen Unterschied stellen nach unseren Analysen die niedrigeren Produktionsmengen aus dargebotsabhängiger Produktion in den europäischen Nachbarländern im Szenario NEP/C&E dar. Damit ist ein Export der Überschussmengen deutlich häufiger möglich als im Szenario POM/C&E, in welchem das europäische Ausland aufgrund der dortigen Einspeisung weniger Überschüsse aufnehmen kann.



**Abbildung 47: Verbleibende Abregelung mit Speichern**

Die verbleibende Abregelung aufgrund von systemischen Überschüssen könnte durch Langzeitspeicher reduziert werden. Die Umwandlung der elektrischen Überschussenergie in eine andere Energieform und Speicherung über einen Zeitraum von Wochen bis Monaten kann zukünftig insbesondere durch Power-to-Gas und Wärmespeicher realisiert werden.

Eine Möglichkeit zur saisonalen Speicherung ist die synthetische Erzeugung von Gas (Wasserstoff bzw. Methan). Voraussetzung hierfür sind die Installation der Elektrolyse- sowie allenfalls einer Methanisierungsanlage mit Anschluss an das Stromnetz sowie die Aufnahme des Gases durch Speicher bzw. ein Gastransportnetz.

Die Verwendung von elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung stellt eine weitere Option zur Vermeidung von Überschüssen dar. Die notwendige Speicherkapazität hängt wesentlich davon ab, wie der Wärmebedarf mit dem Profil der Überschussenergie im Strommarkt korreliert. Aus der Betrachtung von Perioden mit niedrigen Strompreisen lässt sich ein vermehrtes Auftreten von Niedrigpreissituationen im Sommerhalbjahr erkennen, womit ein im Allgemeinen niedriges zeitliches Zusammentreffen mit dem Wärmebedarf zu erwarten ist. Zur effizienten Nutzung der Wärme ist somit die Verwendung eines (saisonalen) Speichers mit geringen Wärmeverlusten notwendig.



### 10.3 Wettbewerb und Synergien zwischen verschiedenen Speichertechnologien

In diesem Abschnitt gehen wir auf die Interdependenz zwischen verschiedenen Speichertechnologien ein. Diese hängt entscheidend von der Funktion der Speicher im Stromsystem ab: Dabei ist zwischen kurz- und langfristiger Speicherung sowie zwischen verschiedenen Netzebenen zu unterscheiden.

Darüber hinaus sind Synergien zwischen Strom- und Wärmespeichern zu berücksichtigen. Die Zuordnung der verschiedenen Technologien zu Leistungsklassen und Speicherdauer ist in Tabelle 26 dargestellt. Im Hinblick auf die Leistung der Speicher gibt es deutliche Unterschiede:

Pump- und Druckluftspeicher sind auf mindestens 10 MW Leistung ausgelegt und kommen dadurch primär für die Hoch- und Höchstspannung in Frage. Ähnliches gilt prospektiv für elektrothermische Speicher. Batteriespeicher sind im Prinzip in Bezug auf ihre Leistung beliebig skalierbar und kommen insofern theoretisch für alle Netzebenen in Betracht. Sinnvoll erscheint ihr Einsatz – mit Blick auf den Raumbedarf und die Steuerungstechnik- in kleinerer Dimensionierung und damit für den Einsatz in der Nieder- und Mittelspannung. Schwungräder kommen für Anwendungen in der Mittelspannung in Frage, Spulen und Superkondensatoren sind bislang für die Nieder- bis Mittelspannung konzipiert.

In Bezug auf die Speicherintervalle bei Stromspeichern ist festzuhalten, dass die ultrakurzzeitige und die saisonale Speicherung tendenziell unabhängig von der mittelfristigen Speicherung sind – sie dienen unterschiedlichen Zwecken im Stromsystem.

- Als ultrakurzzeitige Speicher liefern Schwungräder (prospektiv auch Spulen und Superkondensatoren) Systemdienstleistungen wie die Spannungs- und Frequenzhaltung; prinzipiell kommen dazu auch Batterien in Frage, die über eine kurze Reaktionszeit verfügen, allerdings verkürzt eine hochfrequente Ein- und Ausspeicherung deren Lebensdauer, so dass sie häufig ausgetauscht werden müssten – in den meisten Fällen ist dies ökonomisch unplausibel. Pumpspeicher stellen solche Primärregelleistung hingegen bereits heute bereit.
- Die saisonale Speicherung von Strom ist bislang noch nicht kommerziell verfügbar; die einzig erkennbare Option, die Power-to-Gas-Technologie, ist bislang zu kostenintensiv. Vom Konzept her zielt sie auf die Nutzung saisonaler Schwankung in der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Das hypothetische Residuallastprofil einer stark durch Wasserkraft und Solarenergie geprägten Stromversorgung zeigt einzelne Ereignisse mit wetterbedingter hoher Stromerzeugung – Energiemengen, die nicht in kurz- und mittelfristigen Speichern aufgenommen werden können, da die kommerziell verfügbaren Technologien nicht über ausreichende Speicherkapazitäten verfügen<sup>57</sup>. Hingegen wäre die Aufnahme der in der Power-to-Gas-Konversion erzeugten Energieträger Wasserstoff und Methan in die vorhandene Gasversorgungsinfrastruktur kaum begrenzt.
- Im Bereich der kurz- und mittelfristigen Speicherung stehen die verschiedenen Speichertechnologien prinzipiell untereinander im Wettbewerb, wenn sie in denselben Märkten

---

<sup>57</sup> Das gilt sowohl für Batterie- als auch für Druckluft- oder Pumpspeicher. Die Speicherkapazität ist auf wenige Stunden begrenzt.



angeboten werden: Pump- und Druckluftspeicher sowie Batterietechnologien können zur Lastglättung im Spotmarkt, aber auch zur Regelleistungsbereitstellung eingesetzt werden. Die Platzierung auf unterschiedlichen Netzebenen spielt hierbei nur in Bezug auf die unterschiedlichen Entgelte und Anschlussgebühren eine Rolle. Im Wettbewerb stellt die begrenzte Lebenszeit von Batterien gegenüber Pump- und Druckluftspeichern einen Nachteil dar, die hohen Wirkungsgrade der meisten Batterietechnologien (vor allem Lithium-Ionen und Natrium-Schwefel) hingegen einen Vorteil.



**Tabelle 26: Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer**

	Mikrospeicher	Kleintechnische Speicher	Mitteltechnische Speicher	Grosstechnische Speicher
	≤ 100 kW	1 - 10 MW	10 – 100 MW	100 - 1.000 MW
Monate				Power-to-Gas
Tage / Wochen			Pumpspeicher	Pumpspeicher Power-to-Gas
Stunden / Tage	Blei-Säure-Batterien <i>Lithium-Ionen-Batterien</i>	Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien <i>Natrium Nickel Chlorid</i> <i>Vanadium-Redox-Fluss</i> <i>Lithium-Ionen-Batterien</i>	Pumpspeicher Druckluftspeicher <i>Elektrothermische Speicher</i> Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien <i>Natrium Nickel Chlorid</i> <i>Vanadium-Redox-Fluss</i>	Pumpspeicher Druckluftspeicher <i>Elektrothermische Speicher</i>
Minuten / Stunden	Blei-Säure-Batterien, <i>Lithium-Ionen-Batterien</i>	Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien <i>Lithium-Ionen-Batterie,</i> <i>Vanadium-Redox-Fluss</i>	<i>Elektrothermische Speicher</i> Blei-Säure-Batterien NaS-Batterien <i>Natrium Nickel Chlorid</i> <i>Vanadium-Redox-Fluss</i>	Pumpspeicher Druckluftspeicher <i>Elektrothermische Speicher</i>
Sekunden / Minuten	<i>Superkondensatoren,</i> <i>Spulen</i>	Schwungräder Batterien	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher) Batterien	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)

*Technologien in der Entwicklung kursiv*

Unter Umständen können sich hierbei vor dem Hintergrund der erneuerbaren Einspeisung auch Synergien im Bereich der kurz- und mittelfristigen Speicherung auf verschiedenen Netzebenen ergeben. Voraussetzung hierfür sind Netzengpässe: die Kapazitätsgrenzen der Netze und der Speicheranlagen bestimmen über die möglichen Effekte. Würden in einem Verteilnetz so viele dezentrale Speicher installiert, dass diese sämtliche negative Residuallast einspeichern und alle Residuallastspitzen abdecken könnten, so käme es zu einer Verstetigung der (Residual-)last des Verteilnetzes und damit tendenziell auch zur Einebnung der Preisdifferenzen am Spotmarkt – zu Lasten der dort vermarkteten Grossspeicheranlagen. Eine solche Installation wäre freilich ökonomisch unsinnig: einige der installierten dezentralen Speicher kämen dann nur auf drei oder vier Speicherzyklen pro Jahr und könnten ihre Kapitalkosten somit nicht annähernd verdienen. Im Gleichgewicht ist vielmehr zu erwarten, dass nur ein Teil der negativen Residuallast durch dezentrale Speicher aufgenommen wird; der andere wird abgeregelt. In einer solchen Situation kann sich - bei einer relevanten Begrenzung der Netzkapazität des Verteilnetzes - die Interdependenz kleiner und grosser Speicher verändern: Durch die Aufnahme negativer Residuallast durch dezentrale Speicher wird die Gesamtmenge des über die Zeit im Verteilnetz aufgenommenen Stroms erhöht. Um eine angemessene Zyklenzahl der dezentralen Speicher zu erreichen, muss der Strom regelmässig wieder ausgespeist werden. Dabei wird dieser nicht immer die Last im Verteilnetz abdecken, sondern häufig auch in die höheren Netzebenen transformiert werden. Dadurch kann unter Umständen ein schärfer akzentuiertes Residuallastprofil des Verteilnetzes entstehen, da im Aggregat eine grössere Strommenge in das Übertragungsnetz hochtransformiert wird als ohne dezentrale Speicher. In diesem Falle sinkt der Bedarf an zentraler Produktionskapazität, der Bedarf an zentralen Speichern aber steigt an.

#### 10.4 **Smart Grids: Speicher, Demand-Side-Management und flexible Erzeugung**

In diesem Abschnitt gehen wir auf Wettbewerb und Synergien zwischen Speichern, Demand-Side-Management und flexibler Produktion ein. Das Verhältnis ist deshalb von besonderer Bedeutung, da diese technologischen Optionen Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen, die in Folge der zunehmenden erneuerbaren Einspeisung benötigt wird (vgl. auch Kapitel 6.1).

Zunächst ist festzuhalten, dass bei allen in dem Gutachten diskutierten Speichern eine intelligente Steuerung vorausgesetzt wird, d.h. die Speicher können auf Preissignale reagieren. Während dies bei grossen und mittleren Speicheranlagen, die auf der Höchst-, Hoch- und der Mittelspannungsebene angeschlossen werden, selbstverständlich ist, bedarf es bei Klein- und Mikrospeichern der Erwähnung, denn auf der Ebene privater Haushalte und kleinem GHD sind heute weder intelligente Mess- und Steuerungssysteme standardisiert vorhanden noch gibt es flächendeckend lastvariable Tarife der Energieversorgungsunternehmen. Beides bildet jedoch die Voraussetzung dafür, dass der Speichereinsatz

von Prosumern mit integrierter erneuerbarer Produktion und Speicheranlage ökonomisch und technisch sinnvoll sein kann.

Eine flächendeckende Einbindung von Verbrauchern und Prosumern in einen Smart Grid hat dabei auch Rückwirkungen auf den Speichereinsatz. Denn dieser ist die Voraussetzung für das Demand-Side-Management, das Raum für eigene Speicheranwendungen bietet, zugleich aber im Wettbewerb mit kommerziell betriebenen Speichern steht. Der Wettbewerb ist in Deutschland bereits heute in Ansätzen sichtbar: So bieten grössere Industrieanlagen negative Sekundär- und Tertiärregelleistung im Regelenergiemarkt an – ebenso wie Pumpspeicher. Eine Ausweitung eines Smart Grid würde diesen Wettbewerb tendenziell verschärfen; zugleich ist jedoch aufgrund zunehmender erneuerbarer Einspeisung mit einer Zunahme des Bedarfs zu rechnen. Eine Konkurrenzsituation besteht grundsätzlich bei speicherähnlichen Anwendungen des DSM: so wird bei der temporären Abschaltung der Kühlaggregatoren in einem Kühlhaus dieses als ein Kältespeicher genutzt, der zur Flexibilisierung der Stromnachfrage eingesetzt wird. In ähnlicher Weise kann das DSM Wärmespeicher zur Flexibilisierung einsetzen, wenn in Zeiten überschüssiger Stromerzeugung Wasser für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erhitzt und dann gespeichert wird. In einzelnen Fällen kann aber auch der nachfrageseitige Einsatz von Stromspeichern sinnvoll sein – wenn sie dem (industriellen) Verbraucher den Ankauf von Strom zu besonders günstigen Zeiten ermöglicht.

Mit flexiblen Produktionsanlagen wie GuD-Kraftwerken stehen Speicheranlagen überwiegend in einem Konkurrenzverhältnis: Sie finanzieren sich ebenso wie die flexiblen Produktionsanlagen über hohe Strompreise in Spitzenlastzeiten oder die Kapazitätsbereitstellung im Regelenergiemarkt. Einschränkend ist zu sagen, dass Speicher überschüssigen Strom einspeichern und so tendenziell die Strompreise in Schwachlastzeiten erhöhen. Dies kommt auch konventionellen Produktionsanlagen zugute; allerdings vorwiegend solchen, die Grundlast bereitstellen.

Im Rahmen dieses Gutachtens stellt sich die Frage eines Vergleichs der Rentabilität der verschiedenen technischen Flexibilisierungsoptionen.

## 11 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON ENERGIESPEICHERN

### 11.1 Erlöse im Spotmarkt, Regelenergiemarkt, Systemdienstleistungen

Der in unserem Kraftwerkseinsatzmodell simulierte Speichereinsatz erfolgt marktbasierend für das gesamtschweizerische (bzw. gesamteuropäische) Stromsystem. Im Gegensatz zur ausschliesslichen technischen Betrachtung der in Teil B vorgestellten Analyseergebnisse, steht die Analyse der

Vermarktung der Speicher im Vordergrund. Hierbei wurden die folgenden Vermarktungsmöglichkeiten in der Modellierung berücksichtigt und erzielbare Erlöse quantifiziert:

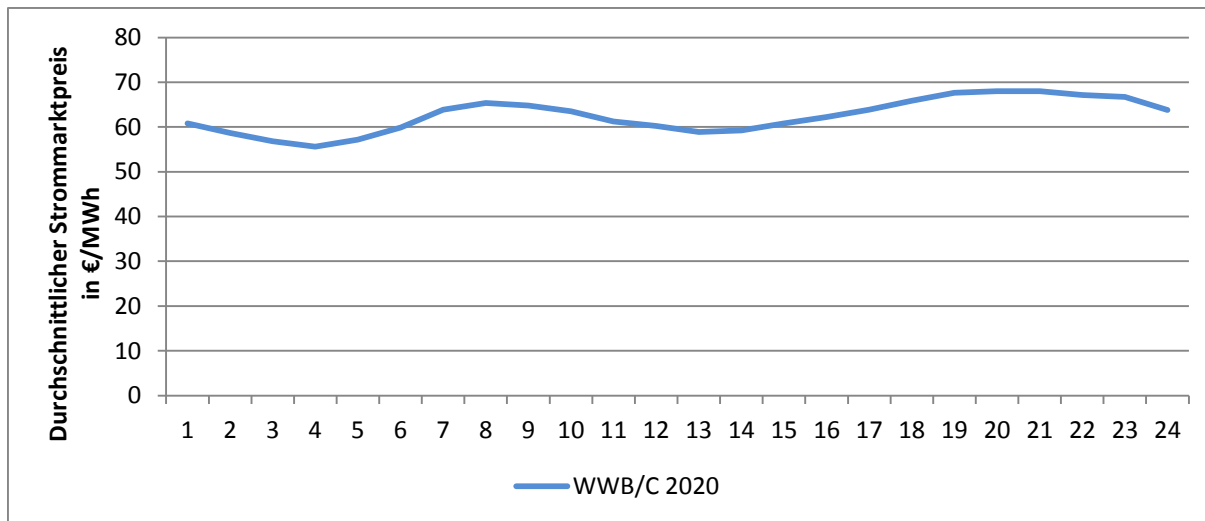
- *Spotmarkt*: Ausnutzung von Strompreisdifferenzen, wobei die Einspeicherung in Zeiten niedriger und die Ausspeicherung in Zeiten hoher Strompreise erfolgt
- *Regelenergiemarkt*: Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung bzw. Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung)

Die von Speichern erzielbaren Erlöse im Strommarkt hängen massgeblich von der zukünftigen Entwicklung der in der Schweiz vorherrschenden Strompreise ab. Hierbei ist jedoch aufgrund der Arbeitsweise der Speicher (v.a. Preisarbitrage) weniger das absolute Strompreisniveau, sondern vielmehr das stündliche Preisprofil und die daraus resultierende Preisdifferenzen zwischen den Stunden der H des Tages zu nennen. Massgebliche Einflussparameter auf das Preisprofil sind die Entwicklung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten und Preisdifferenzen insbesondere zwischen der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken und der Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbarer Energien. An dieser Stelle sei auf die Bedeutung der Strommärkte der Nachbarländer hingewiesen, die durch grenzüberschreitenden Stromaustausch hohen Einfluss auf die resultierenden Strompreise in der Schweiz nehmen. Aufgrund des grenzüberschreitenden Handels werden sowohl das absolute Preisniveau als auch auf der Verlauf des Preisprofils durch die Nachbarländer beeinflusst.

Kurzzeitspeicher profitieren von hohen und häufig auftretenden Preisspreads. Wöchentliche und saisonale Preisunterschiede können durch diese Speicher nur verbunden mit langen Stillstandzeiten genutzt werden. Ein Preisgefüge, das einen bzw. mehrere profitable Speicherzyklen ermöglicht, stellt somit ein für Kurzzeitspeicher attraktives wirtschaftliches Umfeld dar. In Abbildung 48 ist der durchschnittliche Tagesverlauf des Preisprofils für das Szenario WWB/C im Jahr 2020 dargestellt.<sup>58</sup> Das Preisprofil, das dem klassischen Tagesprofil von konventionell geprägten Energiesystemen entspricht, zeigt eine relativ geringe Abweichung des durchschnittlichen Preises zwischen den Einzelstunden und damit geringe Arbitragemöglichkeiten für Speicher.

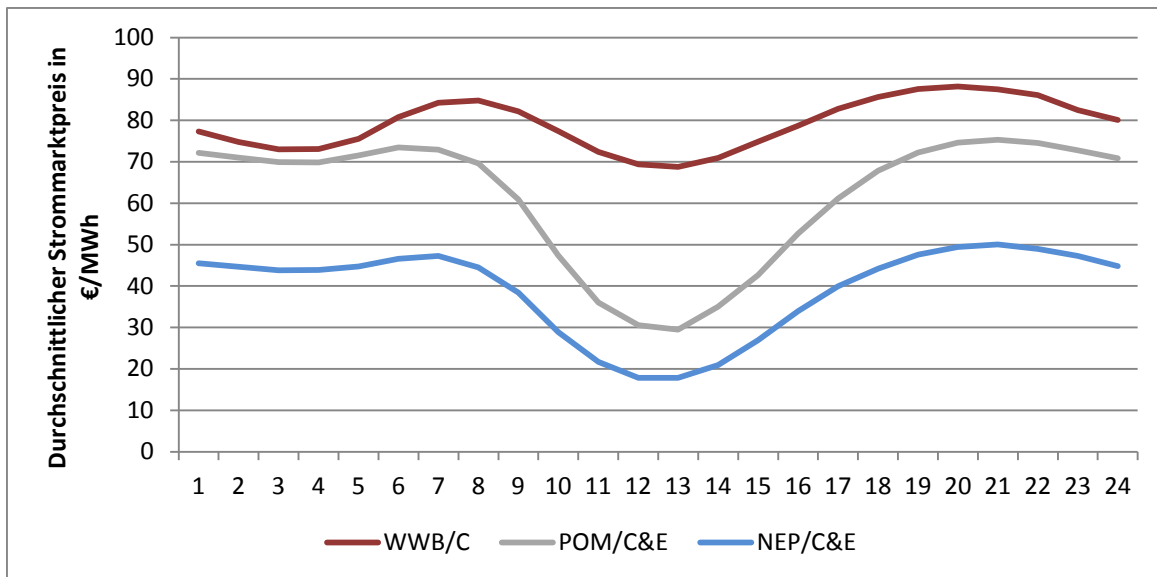
---

<sup>58</sup> Die Szenarien NEP/C&E und POM/C&E im Jahr 2020 weisen einen lediglich geringfügig veränderten Preisverlauf auf.



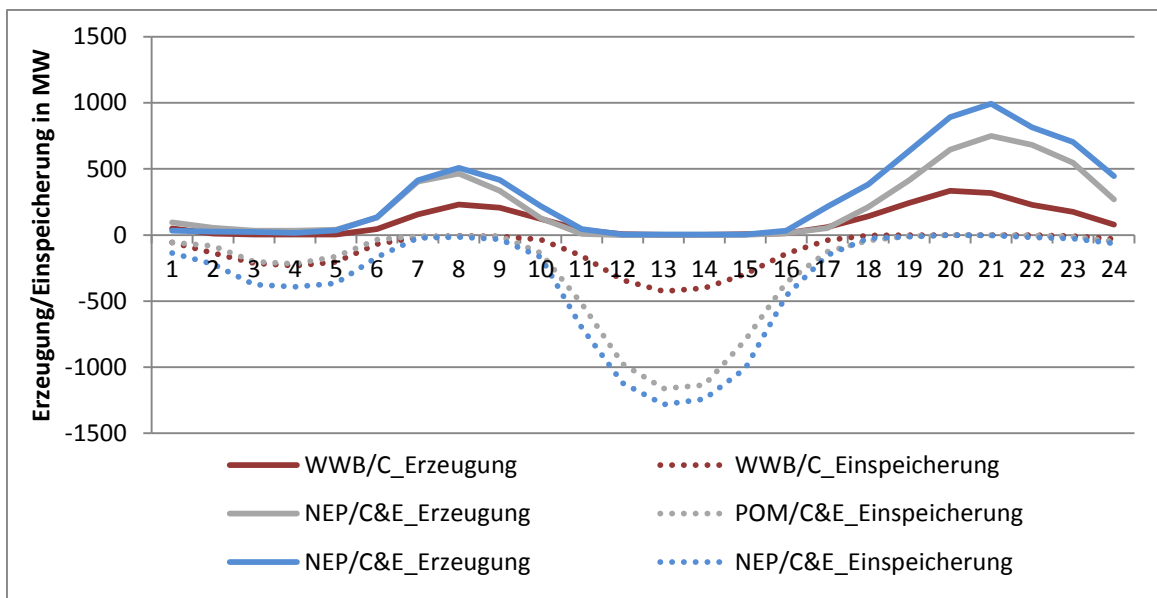
**Abbildung 48: Preiskurve im Tagesverlauf, Jahr 2020**

Eine vermehrt dargebotsabhängig geprägte Produktionsstruktur führt zu Verschiebungen im Verlauf des Tagesprofils. Haupttreiber ist hierbei die Produktion aus Photovoltaik, die durch die Mittagsspitze der Einspeisung eine an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung wiederkehrende und preisdämpfende Wirkung auf Spotmarktpreise aufweist. Dieser Effekt wird bei Betrachtung von Abbildung 49 besonders deutlich. Hier sind wiederum die durchschnittlichen Preise im Tagesverlauf dargestellt und obwohl diese aggregierte Betrachtung auch das sonnenarme Winterhalbjahr einschliesst, geht der Effekt der Photovoltaik deutlich hervor. Dieses Preisprofil ermöglicht Speichern die regelmässige Nutzung der Preisunterschiede, welche bei der durchschnittlichen Betrachtung zwischen maximal etwa 17 €/MWh im Szenario WWB/C und 44 €/MWh im Szenario POM/C&E liegen. Kurzfristspeicher, die einerseits auf niedrige Strompreise infolge hoher Einspeisung dargebotsabhängiger Technologien angewiesen sind, um zu günstigen Preisen einzuspeichern, und andererseits wiederum von hohen Preisen infolge von hohen Produktionskosten der konventionellen Kraftwerke zu Zeiten der Ausspeicherung profitieren, sind bei dieser Betriebsweise diesen preislichen Marktumfeld ausgesetzt.



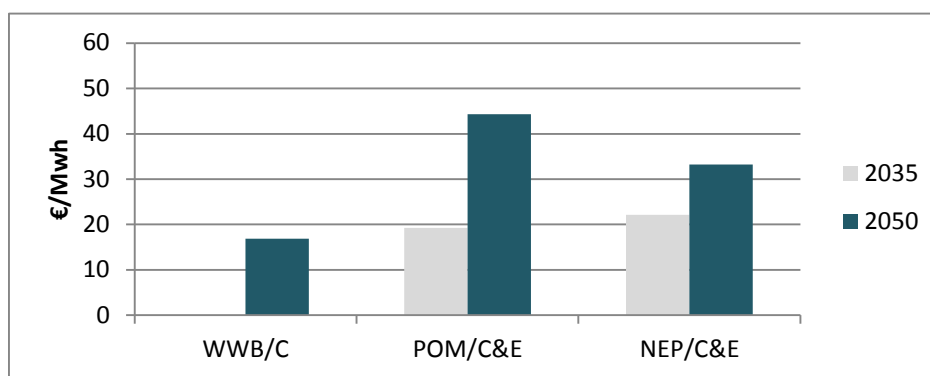
**Abbildung 49: Preiskurve im Tagesverlauf, Jahr 2050**

Diese Betriebsweise der Speicher lässt sich durch die Darstellung des Tageslastgangs der Einspeicherung und der Produktion demonstrieren. In Abbildung 50 sind für die drei Szenarien und das Jahr 2050 die durchschnittlichen stündlichen Leistungswerte der Einspeicherung und der Produktion dargestellt. In Kombination mit Abbildung 49 geht anschaulich das Zusammenspiel zwischen Strompreisen und der Betriebsweise der Speicher hervor. Die Einspeicherung findet aufgrund der Überschüsse aus erneuerbarer Produktion hauptsächlich zur Mittagszeit statt, während mit der Produktion der Speicher beinahe ausschliesslich in den Morgen und Abendstunden zu rechnen ist. Die hohe Einspeicherleistung in den Mittagsstunden der Szenarien NEP/C&E und POM/C&E entspringt einerseits der verglichen mit WWB/C höheren installierten Speicherleistung, andererseits ist dies auch auf die stärker ausgeprägten Mittagsenke der Preisprofile dieser Szenarien zurückzuführen. Zusätzlich ist für alle Szenarien in der Abbildung auch eine, in Bezug auf die durchschnittliche Leistung, weniger stark ausgeprägte Einspeicherung in den Nachtstunden zu erkennen, was einer dem traditionellen Einsatz von Speichern analogen Betriebsweise entspricht.



**Abbildung 50: Durchschnittlicher Tageslastgang der Erzeugung und Einspeicherung der dezentralen Speichersysteme, Jahr 2050**

Die durch Preisarbitrage für Speicher realisierten Erlöse werden durch die Preisspreads des Spotmarkts determiniert. Der durchschnittliche realisierte Preisspread wird hierbei aus der Summe der Gesamterlöse der Speicher durch die Vermarktung am Spotmarkt abzüglich der Gesamtkosten der Einspeicherung, geteilt durch die vermarktete Energiemenge bestimmt. Die höchsten der von den Speichern realisierten durchschnittlichen Preisspreads werden im Szenario POM/C&E im Jahre 2050 erzielt, wie in Abbildung 51 dargestellt.



**Abbildung 51: Durchschnittlicher realisierter Preisspread der dezentralen Speichersysteme**

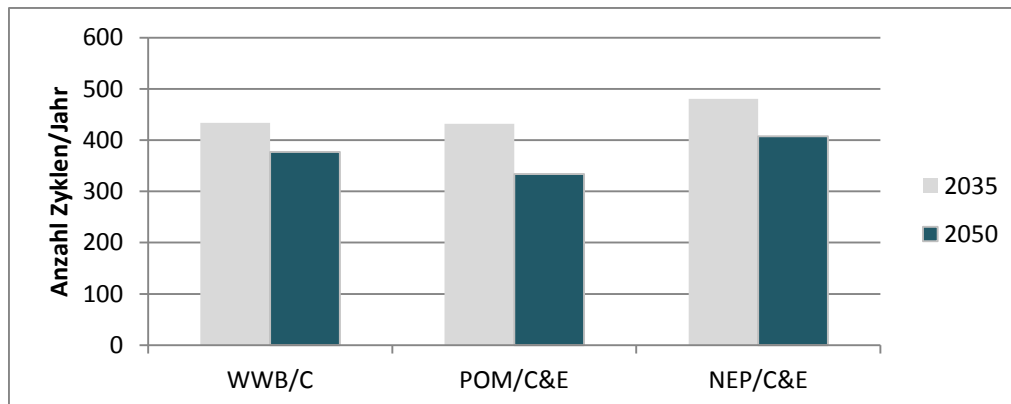


Dieses Ergebnis wird durch die Analyse der stündlichen Preisdauerlinien für die jeweiligen Szenarien bestätigt. Der Vergleich der stündlichen Strompreise im Jahresverlauf zwischen den Szenarien verdeutlicht den Einfluss der Photovoltaik: Aufgrund der starken PV-Einspeisung zur Mittagszeit in den Szenarien NEP/C&E und POM/C&E werden Strompreise in erheblichem Masse unter das Preisniveau der Nachtstunden gesenkt. Speicher können hierbei vor Allem von häufigen und kurzfristigen Wechseln zwischen Zeiträumen hoher und niedriger Strompreise (z.B. Mittagstief und Abend-/Nachtspitze) profitieren. Im Gegensatz dazu stellen sich im Szenario WWB/C die geringsten erzielten Preisspreads ein, die durch den relativ flachen Verlauf der in Abbildung 49 dargestellten Preiskurve zu erklären sind.

Während des Auftretens von Netzengpässen können dezentrale Speicher die lokalen energetischen Überschüsse zur kostenlosen Speicherbefüllung nutzen. In diesen Zeiten findet infolge des auftretenden Netzengpasses zur höheren Spannungsebene eine vom gesamtschweizerischen Strommarkt entkoppelte Speicheroptimierung statt. Zur Veranschaulichung der beschriebenen Effekte sind in Abbildung 53 die Preisdauerkurven der Gesamtschweiz, eines ländlichen Netzes mit hoher angeschlossener PV-Leistung mit Speicher und ohne Speicher gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass eine Verkürzung der Phasen mit sehr niedrigen Preisen durch Speicher erreicht wird. Allerdings wird der Strompreis nicht durch Speicher gesetzt, da kein Anstieg des Preisniveaus des Verteilnetzes mit Speicher zu beobachten ist. Damit wird deutlich, dass dezentrale Speicher als Preisnehmer anzusehen sind, die als Preisreferenz der Ausspeicherung das Niveau der teuersten Produktionstechnologie übernehmen. Die Differenz zwischen Preiskurve ohne Speicher und mit Speicher stellt die für den Speicher durch Preisarbitrage zu erzielende Marge dar.

Die Erlössituation der dezentralen Speicher hängt allerdings nicht allein von den realisierten Preisspreads, sondern ebenfalls von den getätigten Speicherzyklen ab. Insgesamt lässt sich im Speichereinsatz in den Szenarien WWB/C und NEP/C&E eine hohe Anzahl von Zyklen (mehr als ein Zyklus am Tag) feststellen. Für das Jahr 2050 kann im Szenario POM C&E hingegen weniger als ein Zyklus pro Tag festgestellt werden. Der Verlauf der Preiskurve für WWB/C und NEP/C&E bietet dezentralen Speichern die marktlichen Gegebenheiten für mehrere Speicherzyklen am Tag, wohingegen der charakteristische Tagesverlauf der Preise im Szenario POM/C&E zur Realisierung von etwa einem Zyklus am Tag führt.

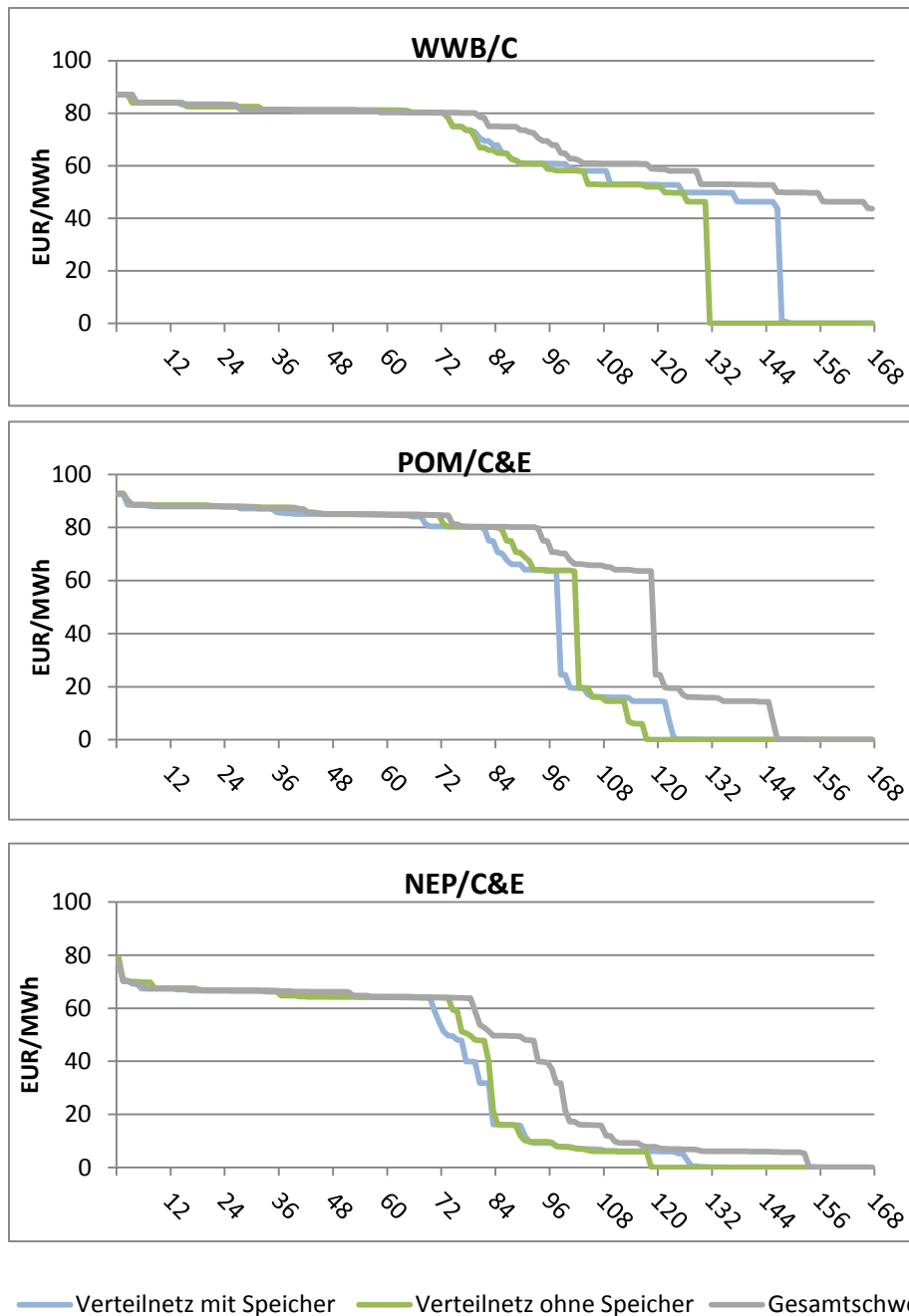
Durch den wachsenden Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Preisbildung können wir einerseits eine Erhöhung der realisierten durchschnittlichen Preisspreads, und andererseits eine Verringerung der Speicherzyklen im Jahr 2050 feststellen. Die Verringerung der Speicherzyklen im Jahr 2050 ist auf die stärkere Ausprägung des Spreads zwischen der Mittagssenke und den Preisspitzen am Morgen und Abend zurückzuführen, während 2035 noch mehrere innertägliche, allerdings geringere, Preisdifferenzen genutzt werden können.



**Abbildung 52: Anzahl der Speicherzyklen der dezentralen Speicher pro Jahr**

Die Betrachtung der Erlöse der Speicher aus der Spotmarkt-Vermarktung erfolgt aufbauend auf den vorhergehenden Erläuterungen zur Betriebsweise und der Ausnutzung der Preisdifferenzen. Die durch das Strommarktmodell optimierte Speicherbewirtschaftung liefert die Jahreserlöse der Vermarktung im Spotmarkt. Die Erlöse entspringen der Kombination aus Zyklenzahl und durchschnittlichem realisiertem Preisspread. Die dezentralen Speicher erwirtschaften in Zeiten ohne Netzengpass Erlöse aus der Spotmarktvermarktung. Während des Auftretens von Netzengpässen können dezentrale Speicher darüber hinaus die lokalen energetischen Überschüsse zur kostenlosen Speicherbefüllung nutzen. In diesen Zeiten findet infolge des auftretenden Netzengpasses zur höheren Spannungsebene eine vom gesamtschweizerischen Strommarkt entkoppelte Speicheroptimierung statt.

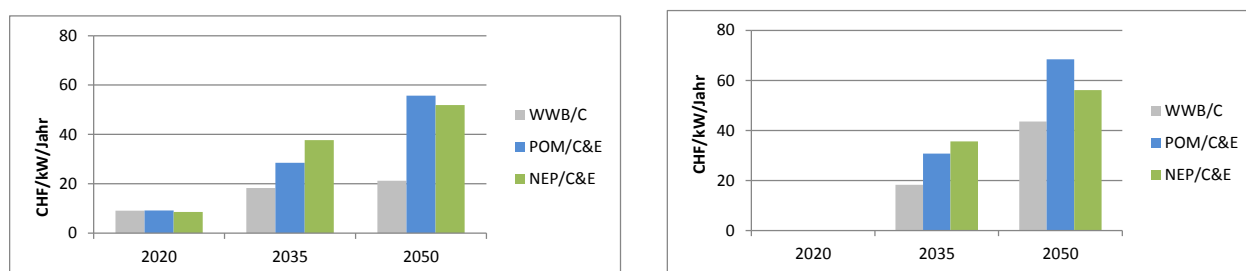
Zur Veranschaulichung der beschriebenen Effekte sind in Abbildung 53 die Preisdauerkurven der Gesamtschweiz, eines ländlichen Netzes mit hoher angeschlossener PV-Leistung mit Speicher und ohne Speicher gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass eine Verkürzung der Phasen mit sehr niedrigen Preisen durch Speicher erreicht wird. Allerdings wird der Strompreis nicht durch Speicher gesetzt, da kein Anstieg des Preisniveaus des Verteilnetzes mit Speicher zu beobachten ist. Die Differenz zwischen Preiskurve ohne Speicher und mit Speicher stellt die für den Speicher durch Preisarbitrage zu erzielende Marge dar. In Perioden mit lokalen Überschüssen kann ein Teil der verfügbaren Leistung aufgrund der Überschussituation nicht vom Netz abgenommen werden, d.h. er hat effektiv einen Wert von Null. Damit können Produzenten keine Erlöse durch die Einspeisung der Energie generieren. Da Produzenten die Erwartung der ausbleibenden Einnahmen bei der Investitionsentscheidung mit in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einbeziehen müssen, ist infolgedessen, ohne weitere finanzielle Kompensation, von einer Reduktion ihrer Investitionsbereitschaft auszugehen.



**Abbildung 53: Gegenüberstellung der Preisdauerkurven für ein ländliches Verteilnetz mit hoher angeschlossener PV-Leistung mit und ohne Speicher und der Gesamtschweiz, exemplarische Woche im Juni 2050<sup>59</sup>**

<sup>59</sup> Eine Darstellung der stündlichen Preisverläufe der exemplarischen Woche befindet sich im Anhang

Anhand des Vergleichs mit einem an das Übertragungsnetz angeschlossenen Referenzspeicher, der keinen Netzengpässen ausgesetzt ist, lassen sich die Zusatzerlöse der engpassgetriebenen Speicherbewirtschaftung quantifizieren. In Abbildung 54 sind auf der rechten Seite die jährlichen Erlöse in CHF/kW<sup>60</sup> der dezentralen Speicher für die 3 Hauptszenarien und die Jahre 2035 bis 2050 dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Speichersysteme zur Reduzierung von Netzengpässen, in allen Szenarien eine Erlössteigerung im Jahr 2050 erfahren. Die vorteilhafte Auswirkung der fluktuierenden Einspeisung der Erneuerbaren auf die Erlössituation der Speicher zeigt sich auch durch den Vergleich der erneuerbar geprägten Szenarien NEP/C&E und POM/C&E mit dem Szenario WWB/C. Die Gegenüberstellung der Erlöse der Speicher mit und ohne Netzengpass zeigt, dass die Speicher in engpassbehafteten Netzen deutliche Zusatzeinnahmen generieren können. In der Differenz zwischen den Erlösen mit Netzengpass und den Erlösen ohne Netzengpass spiegelt sich der Wert der zusätzlich aufgenommenen Energie in Engpassituationen wieder.



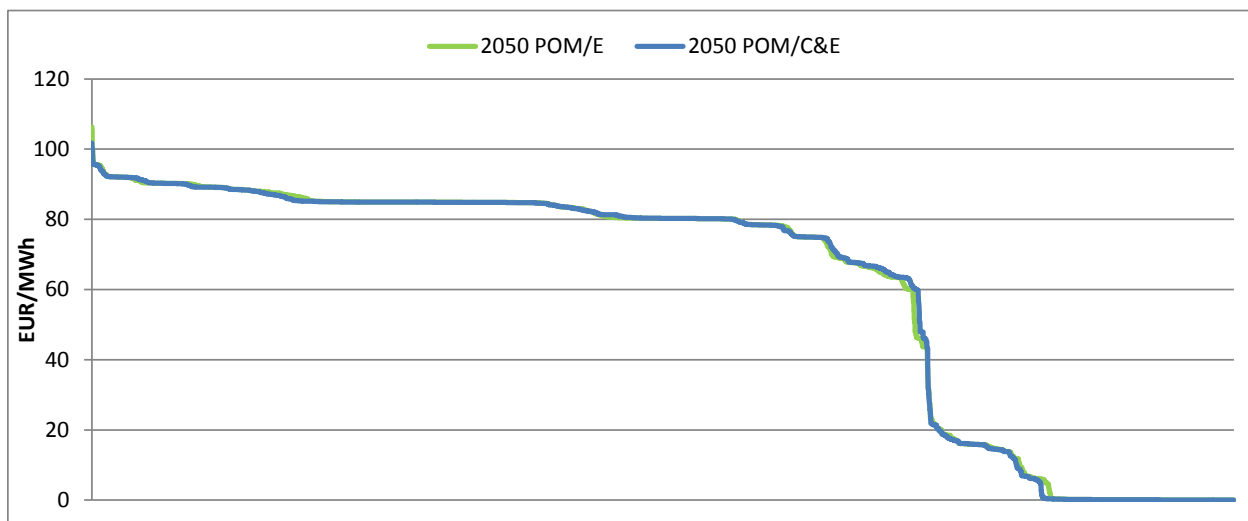
**Abbildung 54: Spotmarkterlöse von Speichern ohne (links) und mit (rechts) Netzengpass<sup>61</sup>**

Die Betrachtung der Sensitivität POM/E und NEP/E dient zur Bestimmung der Abhängigkeit der Speicherprofitabilität vom Standort der konventionellen Produktion. Der wesentliche Unterschied zwischen der Stromangebotsvariante C&E und E besteht darin, dass in E auf inländische GuD-Kraftwerke verzichtet wird. Das bedeutet, dass die Deckung des residualen Strombedarfs in C&E durch inländische Produktion sichergestellt wird, während in Angebotsvariante-E Energieimporte aus dem benachbarten Ausland herangezogen werden. Zur Untersuchung der Bedeutung für Speicher bietet sich zunächst ein

<sup>60</sup> Die Erlöse werden hierbei durch die nutzbare Speicherkapazität erzielt. Bei einer Entladetiefe von 80% ergibt sich somit eine um 25% grössere installierte Speicherkapazität. Dieses Verhältnis gilt proportional für die Speicherleistung, die die Bezugsgrösse der Erlöse darstellt.

<sup>61</sup> Im Jahr 2020 werden keine Speicher infolge von Netzengpässen berücksichtigt, da kein technischer Bedarf bei der Verteilnetzmodellierung ermittelt wurde.

Vergleich der resultierenden Strompreise an. In Abbildung 55 sind die Preis-Jahresdauerlinien des Jahres 2050 für das Szenario POM/C&E und die Sensitivität POM/E dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich die Strompreise im Allgemeinen überlagern und sich lediglich in einzelnen Perioden geringfügig unterscheiden. Abweichungen im Bereich niedriger Preise stellen hierbei eine indirekte Auswirkung der nicht vorhandenen GuD-Kraftwerke auf den Preis zu Zeiten preissetzender hydraulischer Produktion dar. Diese Beobachtungen werden von den Ergebnissen der Sensitivität NEP/E bestätigt. Auch hier treten lediglich minimale Preisunterschiede auf. Für beide Sensitivitäten ergeben sich Preisunterschiede von etwa 0.15 €/MWh verglichen mit den jeweiligen Angebotsvarianten C&E.



**Abbildung 55: Jahresdauerlinie der Strommarktpreise POM/E und POM/C&E, 2050**

Diese Ergebnisse lassen sich anschaulich dadurch begründen, dass die Substituierung von Produktion aus Schweizer GuD-Kraftwerken durch GuD-Kraftwerke der Nachbarländer erfolgt. Da während dieser Zeiten keine Engpässe für Importe in das Schweizer Übertragungsnetz bestehen, sind keine kritischen Versorgungssituationen zu erwarten. Somit werden die Preise sowohl in den Angebotsvarianten C&E als auch E durch die mit der Schweiz eng vernetzten Nachbarländer gesetzt.

Das gleichbleibende Niveau der Strompreise in Verbindung mit dem geringen Beitrag von GuD-Kraftwerken zur Reservevorhaltung führt zu einer unveränderten Erlössituation von Speichern. Damit ist die Profitabilität der Speicher nicht vom Standort der Produktion aus GuD-Kraftwerken abhängig.

Durch die Vorhaltung von Regelleistung und Erbringung von Regelenergie können Speicher zusätzliche Erlöse erzielen. Hierbei sind jedoch die Opportunitätskosten der Vermarktung am Strommarkt, spezifische Einschränkungen der Speicher und netztechnische Restriktionen zu berücksichtigen. Die

Opportunitätskosten bestehen in entgangenen Erlösen durch die Teilnahme am Reservemarkt durch die Reservierung von Ein- bzw. Ausspeicherleistung zur Regelleistungserbringung und werden modellendogen optimiert. Zu den spezifischen Einschränkungen von Speichern zählen die zeitlich begrenzte Erbringung von positiver und negativer Regelenergie aufgrund der begrenzten Speicherkapazität und die Vermeidung der Wechsel von Produktion zu Einspeicherung. Diese Wechsel wirken sich auf die Alterung von Batteriespeichern, und für andere Speichertechnologien ist die unterbrechungsfreie Umschaltung von Produktion auf Einspeicherung mit konstanter Leistungserbringung technisch nur eingeschränkt möglich. Netztechnischen Restriktionen für dezentrale Speicher bei der Reserveerbringung existieren im Falle von Netzengpässen, die eine Änderung des Betriebszustandes zur Regelenergieerbringung verhindern.

## 11.2 **Betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Perspektive der Kosten und Nutzen (Deckungsbeiträge – Profitabilität)**

Die volkswirtschaftliche Perspektive beinhaltet die Betrachtung von Kosten und Nutzen des Einsatzes dezentraler Speicher. Die Erträge der Speicherbetreiber aus den Verkäufen in verschiedenen Märkten gehen als Bruttowertschöpfung in die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung ein. Um zur Nettowertschöpfung zu gelangen, müssen die Investitionen als Vorleistungen abgezogen werden; entstehen hier Verluste und damit ein Subventionsbedarf, sind volkswirtschaftliche Kosten anzusetzen. Zwei Faktoren tragen zur Wertschöpfung des Speicherbetriebs bei: die Veredelung von günstigem Schwachlaststrom zu wertvollem Spitzenlaststrom und die Verbesserung der Ausbeute erneuerbarer Energien in Form des (Markt-)Werts derjenigen negativen Residuallast, die eingespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt –bei entsprechender Nachfrage- verkauft wird. Die dargestellten Ergebnisse zur betriebswirtschaftlichen Situation dezentraler Speicher zeigen also auch einen volkswirtschaftlichen Verlust auf, denn ohne Subventionen könnten diese nicht betrieben werden.

Diese erste Betrachtung des volkswirtschaftlichen Werts dezentraler Speicher in den Szenarien vernachlässigt jedoch zwei wesentliche Aspekte: ihren Beitrag zur Erreichung umweltökonomischer Ziele und ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität.

In den Szenarien NEP/C&E und POM/C&E werden –entsprechend der Vorgaben aus den Energieperspektiven- in erheblichem Umfang Solar- und Windkapazitäten zugebaut. Der Zubau entspricht umweltpolitischen Vorgaben, genauer dem politischen Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Quellen erzeugten Stroms am Gesamtstromverbrauch zu erhöhen. Gegenwärtig ist noch nicht abzusehen, dass dieser Zubau ohne einen Markteingriff erfolgen kann – anders gesprochen: erneuerbare Anlagen müssen auf absehbare Zeit durch staatliche Subventionen unterstützt werden. Wird eine bestimmte Quote an erneuerbarem Strom politisch vorgegeben, entsprechen die zu ihrer Erreichung notwendigen Subventionen den regulatorischen Kosten.

Wie schon zuvor erläutert, tragen Speicher durch die Vermeidung von Abregelungen erneuerbarer Energien zu deren verbesserter Nutzung bei. Über den in unseren bisherigen Überlegungen bereits erfassten Marktwert des zusätzlich genutzten Stroms hinaus schaffen sie einen weiteren Wert: sie erleichtern das Erreichen einer Zielvorgabe für erneuerbaren Strom. In den Szenarienrechnungen werden durch die dezentralen Speicher 400 bis 1000 GWh erneuerbarer Strom zusätzlich eingespeichert – bis zu 36% des Stroms, der ohne Speicher abgeregelt würde. Bei einem durchschnittlichen Stromertrag von Solaranlagen von 900 kWh pro installiertem kW, wie er in unseren Berechnungen unterstellt wird, entspricht dies mindestens 440 MW bis 1100 MW Solarkapazität, die ohne Speichereinsatz hinzugebaut werden müssten, um dieselbe Menge an erneuerbarem Strom zu erreichen. Ein solcher Zubau wäre mit zusätzlichen Kosten verbunden (11.2.2)

Speicher tragen -in einem gewissen Masse - zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität bei. Der volkswirtschaftliche Wert von Versorgungssicherheit wird in der Regel indirekt erfasst: durch die Bewertung der wirtschaftlichen Verluste im Falle von Versorgungsausfällen. Erstere werden in verschiedenen Studien als VOLL (Value of Lost Load) quantifiziert, letztere in standardisierten Indices wie dem SAIDI, die die mit der Zahl der betroffenen Zählpunkte gewichteten Ausfallminuten erfassen. Im Prinzip wäre es auf diese Weise auch möglich, den Beitrag einer bestimmten Massnahme – wie z.B. dem fokussierten Netzausbau in einem Verteilnetzgebiet – zur Versorgungssicherheit zu quantifizieren, wenn man den kausalen Zusammenhang zu einer Verminderung von Ausfällen in einer statistischen Analyse feststellen und quantifizieren könnte. Ein solches Vorgehen ist aber in der Praxis mit Schwierigkeiten behaftet, da eine ganze Reihe von Faktoren die Zuverlässigkeit der Versorgung beeinflusst. Somit gilt auch für den Speichereinsatz: Ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit entspricht zwar einem volkswirtschaftlichen Mehrwert, dessen quantitative Erfassung ist allerdings schwierig.

Speicher können, wie zuvor beschrieben, Erlöse aus Spotmarkt und der Vorhaltung und Erbringung von Reserven erzielen. Im Folgenden werden die Summe der jährlich erzielten Erlöse mit den annuitätischen Kosten der Speichersysteme gegenübergestellt. Als Speichertechnologie werden hierbei Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme, einmal mit Einbeziehung der Kosten für Wechselrichter und Umrichtverluste (AC) und einmal ohne entsprechende Kosten (DC), angenommen. Es zeigt sich, dass die Speicher einen Grossteil der Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt erzielen. Dies gilt nicht für das Jahr 2035 im Szenario WWB/C. Für die in diesem Szenario und Jahr sehr geringe Anzahl dezentraler Speicher stellt die Vermarktung an Reservemärkten die Haupteinlösequelle dar. Weiterhin wird deutlich, dass die zu erwartenden Erlöse vom Jahr 2035 bis zum Jahr 2050 hin deutlich ansteigen und die erneuerbar geprägten Szenarien NEP/C&E und POM/C&E ein deutlich höheres Erlösniveau aufzeigen. Insgesamt ist allerdings ein negativer Deckungsbeitrag für Speichersysteme festzustellen. Wobei in den erneuerbar geprägten Szenarien lediglich eine geringe Lücke bis zu einem profitablen Speicherbetrieb verbleibt.



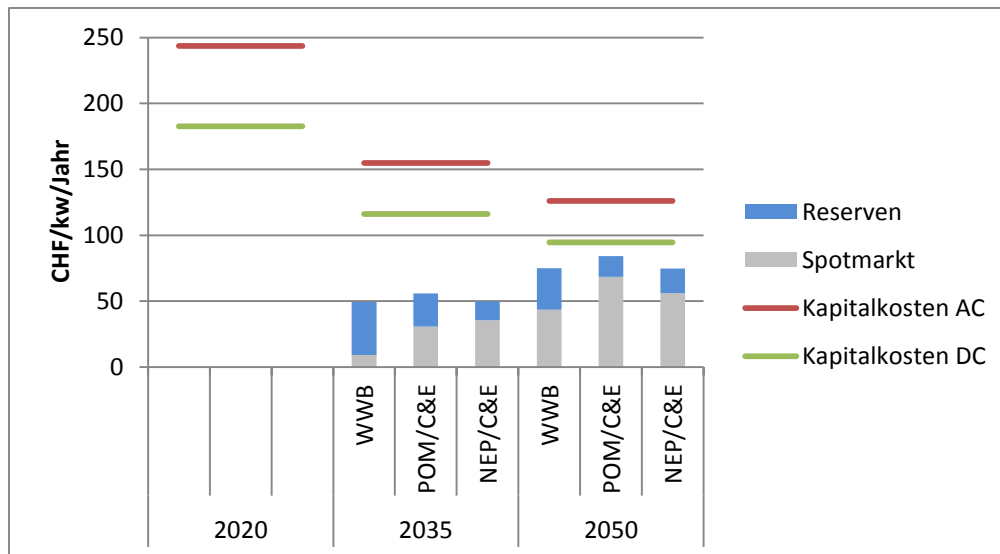


Abbildung 56: Profitabilität dezentraler Speicher<sup>62</sup>

Zu den Speichertechnologien, für die keine dezentrale Anwendung zu erwarten ist, zählen Power-to-Gas Anlagen und Wärmespeicher. Sowohl Power-to-Gas als auch Wärmespeicher weisen als Grossanlagen gegenüber dezentralen Anlagen Kostenvorteile auf, weshalb von keiner kleinteiligen, dezentralen Installation dieser Speichertechnologien auszugehen ist. Damit können diese Speichertechnologien nicht zur Vermeidung von Überspeisungen in den niederen Spannungsebenen verwendet werden. Infolgedessen ist nicht zu erwarten, dass Langfristspeicher die Abregelung dezentraler Produktion aufgrund lokaler Engpässe in Niederspannungsnetzen vermeiden können, sondern dass sie ausschliesslich in Zeiten von Energieüberschüssen des Gesamtsystems eingesetzt werden. Hierzu zählen in erster Linie Perioden, in denen Einspeiseleistung reduziert wird, jedoch stellen auch Stunden mit niedrigem Preisniveau mögliche Betriebsphasen für Langzeitspeicher dar<sup>63</sup>.

Für Power-to Gas wird eine Einspeisung des Gases in vorhandene Gasnetze angenommen. Damit würde das synthetisch erzeugte Gas (Wasserstoff oder Methan) importiertes Erdgas verdrängen. Aus diesem Grund erfolgt eine Bewertung des Preises anhand des Preisniveaus des verdrängten Erdgases. Auf Grundlage dieses Referenzpreises lassen sich sowohl die Benutzungsstunden als auch die möglichen Deckungsbeiträge berechnen. Auf Grundlage dieser Abschätzung wäre eine Investition in Power-to-Gas-

<sup>62</sup> Ohne Einbeziehung der Erlöse aus Regelenenergieerbringung durch Speicher (vergleiche hierzu auch Fussnote 52)

<sup>63</sup> Die Energieumwandlung durch Power-to-Gas und Wärmespeicher-Anlagen führt zu einer zusätzlichem Stromverbrauch aufgrund der hierbei anfallenden Konversions- und Speicherverluste.



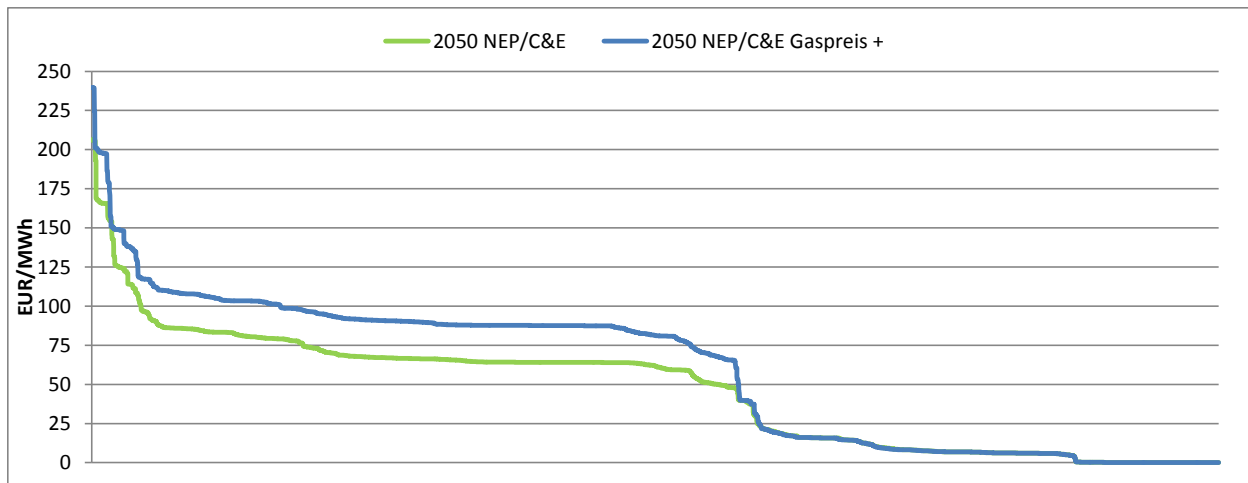
Anlagen beispielsweise im Szenario NEP/C&E bei spezifischen Investitionskosten von maximal 375 bis 740 CHF pro kW installierter Leistung wirtschaftlich.

Analog wird auch die Profitabilität von Wärmespeichern anhand einer vereinfachten Abschätzung ermittelt. Hierbei wird von Wärmeverlusten von etwa 50% ausgegangen. Es wird kein zusätzlicher Infrastrukturbedarf für Wärmenetze berücksichtigt, da von einer räumlich Nähe zu Wärmekunden ausgegangen wird. Unter Verwendung der im Anhang aufgeführten Kosten der Wärmespeicher erfolgt eine Abschätzung der Wärmegestehungskosten eines Elektrokessels inklusive Wärmespeicher. Für die technische Ausrüstung des Elektroerhitzers gehen wir von spezifischen Investitionskosten von etwa 120 CHF/kW aus. Für einen grossen wasserbasierten Speicher werden spezifischen Investitionskosten von 90 CHF/m<sup>3</sup> und einer Energiespeicherdichte von 70 kWh/m<sup>3</sup> veranschlagt (vgl. Abschnitt A.14. ). Unter diesen Annahmen wäre ein kostendeckender Betrieb von Wärmespeichern erst bei einer Vergütung von 9 Rappen/kWh<sub>Wärme</sub> möglich.

Es zeigt sich, dass unter günstigen Umständen Anlagen der vorgestellten Technologien zur Langzeitspeicherung profitabel betrieben werden können. Eine Verwendung der Technologien erscheint allerdings nur für höhere Spannungsebenen sinnvoll und erfordert ausserdem die Nutzung bzw. Errichtung einer Gas- bzw. Wärmeinfrastruktur. Ausserdem ist zu beachten, dass die Verwendung von Strom in Methanisierungsanlagen oder Elektrokesseln zu einer über die Szenarien der Energieperspektiven hinausgehende Stromnachfrage führen würde.

### 11.2.1 Sensitivität NEP/C&E-Gaspreis plus

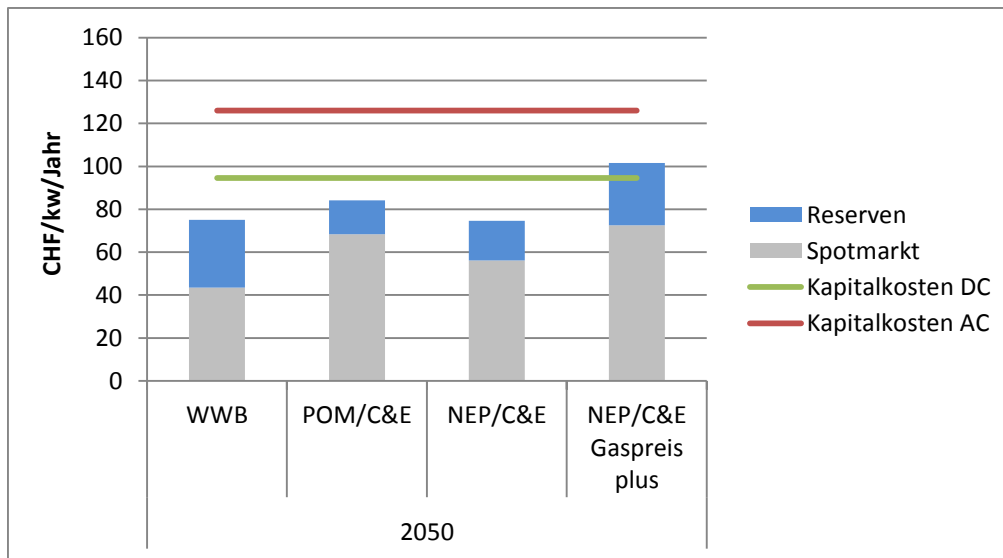
Die Auswirkung eines höheren Gaspreisniveaus auf die Speicherprofitabilität wird anhand veränderter Brennstoffpreise untersucht. Die in der Sensitivität *NEP/C&E-Gaspreis plus* ermittelte Jahresdauerlinie der Strommarktpreise ist in Abbildung 57 dargestellt.



**Abbildung 57: Preis-Jahresdauerlinie der Sensitivität NEP/C&E Gaspreis plus, 2050**

Es zeigt sich, dass die höheren Brennstoffpreise und die daraus resultierenden höheren Preise für die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken für Speicher erlössteigernde Auswirkungen haben.

Dies führt dazu, dass dezentrale Speicher, die keine Zusatzkosten für Wechselrichter und die damit verbundenen Verluste aufweisen, geringe positive Deckungsbeiträge von etwa 7 CHF/Jahr aufweisen. Mit den hohen Unterschieden zwischen den Preisspitzen und den Preissenken stellt das Preisprofil der Sensitivität „NEP/C&E Gaspreis plus“ ein für Speicher vorteilhaftes energiewirtschaftliches Umfeld dar. Insgesamt ist das Preisniveau allerdings ebenfalls nicht ausreichend, um Speicher ohne weitere Erlösquellen profitabel zu betreiben.



**Abbildung 58: Szenarienvergleich der Profitabilität der Speicher im Jahr 2050**

Es stellt sich daher die Frage, inwieweit sie insgesamt, d.h. für das Gesamtsystem, zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen könne. Die Einbeziehung der Alternativen des Speicherausbau soll im Folgenden eine Vergleichbarkeit der Massnahmen bewirken. Die Betrachtung erfolgt auf Basis der Annahme, dass eine Teilnahme von PV-Anlagen am Einspeisemanagement, als Massnahme zur Sicherung der Stabilität der Verteilnetze, stattfindet.

Im Hinblick auf das Jahr 2050 und dem dort konstatierten technischen Speicherbedarf in Folge von Netzengpässen in Verteilnetzen sind auch gesamt-ökonomische Aspekte zu bewerten. Die Berechnungen zeigen, dass die Erlösmöglichkeiten der dezentralen Speicher im Strommarkt selbst nicht ausreichen, um die notwendigen Deckungsbeiträge zur Finanzierung ihrer Kapitalkosten zu erwirtschaften. Anders gesprochen: bei einer Beibehaltung der gegenwärtigen Regulierung würden keine Anreize zu Investitionen in dezentrale Speicher bestehen, und bei einer angenommenen, unveränderten Netzkapazität müsste der Strom aus Solaranlagen in den betroffenen ländlichen Verteilnetzen entsprechend häufig abgeregelt werden. Dies hätte allerdings zur Folge, dass zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele der Energiestrategie 2050 mehr Kapazität zugebaut werden müsste – was mit zusätzlichen Förderkosten verbunden wäre.

Anders gesprochen bestehen drei Alternativen zur Integration der dezentralen Produktion:

- ein Ausbau des Verteilnetzes inklusive der Installation zusätzlicher Transformatoren,
- der Zubau zusätzlicher Produktionsleistung,
- verbrauchsnahe Produktion dezentraler Anlagen

### 11.2.2 Vergleich der Alternativoptionen

Es stellt sich daher die Frage, inwieweit dezentrale Speicher verglichen mit den Alternativoptionen für das Gesamtsystem zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen können.

Der Ausbau von Verteilnetzen stellt aus Netzsicht eine Alternative zu dezentralen Speichern dar. Als Vergleichswert werden die Netzausbaukosten der Studie der „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Produktion auf die Schweizer Verteilnetze“ aus dem Jahr 2012 herangezogen. Dort wurden Netzausbaukosten im Fall eines intelligenten Netzausbaus, im bezüglich der Durchdringung mit dezentralen Anlagen vergleichbaren Szenario NEP/D+E im Jahr 2050, von 4.500 Mio CHF errechnet. Diese Zahl umfasst neben Investitionen in den Ausbau der Netzebene 6 auch Ausbauten in der MS sowie Investitionen in intelligente Spannungshaltung (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren). Die Untersuchungen der Verteilnetzebene in Teil B beinhalten einerseits die Steuerungsmöglichkeiten über den Leistungsfaktor der Wechselrichter, während andererseits aufgrund der Verteilung der installierten Leistung die Analyse keine Betrachtung der Netzebenen oberhalb der Netzebene 4 erfolgt ist. Aufgrund dieser Unterschiede kann eine genaue Ermittlung der Kostenreduktion beim Verteilnetzausbau durch dezentrale Speicher nicht vorgenommen werden. Da insbesondere die Weiterreichung der Überschüsse auf überlagerte Netzebenen durch Speicher reduziert werden kann, nehmen wir vereinfacht an, dass mit Hilfe von Speicher mindestens 1/3 sowie maximal 2/3 der Netzausbaukosten vermieden werden könnten, was bei einer annuitätischen Betrachtung der zusätzlichen Netzkosten etwa 90 bis 180 Mio CHF/Jahr entsprechen würde. Diesem Wert gilt es die Systemkosten der Speicher von bis zu 100 Mio CHF/Jahr, die sich aus den negativen Deckungsbeiträgen von 55 bis 70 CHF/Jahr/kW ableiten lassen, gegenüberzustellen.

Die Energieperspektiven nehmen bestimmte energiepolitische Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Produktion bzw. den Anteil CO<sub>2</sub>-freier Produktion aus heimischen Quellen an. Sofern diese Ziele als verpflichtend angenommen werden, wäre ohne Speicher und Netzausbau ein zusätzlicher Zubau an Photovoltaik-Anlagen notwendig, um denselben Anteil an Einspeisung aus Photovoltaik zu erreichen. Dieser Zubau würde zur Kompensation der durch Einspeisemanagement reduzierten Produktion aus PV-Anlagen dienen, was jedoch eine insgesamt weiter ansteigende abgeregelte Energiemenge zur Folge hätte. Um die durch PV erzeugte Energiemenge, die durch etwa 1400 MW Speicher integriert werden kann, ohne Speicher in das Netz zu integrieren müssten mindestens PV-Anlagen mit 1000 GWh Jahreserzeugung zusätzlich installiert werden. Dies entspricht etwa 1100 MW an zusätzlich benötigter

PV-Leistung, wodurch Zusatzkosten in Höhe von etwa 100 Mio. CHF pro Jahr entstehen würden.<sup>64</sup> Da die Produktion der Zusatzanlagen wiederum und verstärkt Netzengpässe und Systemüberspeisungen verursacht, stellt dieser Wert eine untere Abschätzung dar. Ausserdem muss der Zubau an PV-Leistung unter Berücksichtigung des Schweizer Flächenpotenzials für PV-Anlagen erfolgen.

Die Analyse des technischen Speicherbedarfs in Modul B beruht auf einer vorrangigen Installation von Wind und PV in ländlich geprägten Netzen. Diese Annahme bezüglich des Ausbaus dezentraler Anlagen stimmt somit in der Ausbauverteilung grundsätzlich mit der Studie der „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Produktion auf die Schweizer Verteilnetze“ überein. Die Analyse der Verteilnetze verdeutlicht, dass Probleme überwiegend in ländlichen Netzen auftauchen, wohingegen Netze mit höherer Lastdichte auch entsprechende Netzkapazitäten aufweisen und keine Integrationsprobleme aufweisen. Eine veränderte Entwicklung der örtlichen Verteilung, z.B. aufgrund der vorrangigen Nutzung der Potenziale für verbrauchsnahe dezentrale Anlagen, insbesondere PV, mit lastnahen Standorten, könnte somit allenfalls die dort verfügbaren Aufnahmekapazitäten der Verteilnetze nutzen und somit den Ausbaubedarf deutlich verringern. In diesem Falle wären die anzusetzenden Netzausbaukosten voraussichtlich deutlich niedriger, während umgekehrt auch der Marktwert bzw. die kommerziellen Einnahmen der Speicher entsprechend geringer wären.

Da Speicher nur begrenzt zur Versorgungssicherheit, im Sinne der Angemessenheit der gesicherten Produktionsleistung beitragen (siehe Kapitel 10.1) stellt die Berücksichtigung dieses volkswirtschaftlichen Aspekts keine Notwendigkeit dar.

Unter Einbeziehung der möglichen Reduktion der Systemkosten können Speicher eine Reduktion der Gesamtsystemkosten bewirken und im Falle einer Kombination aus Speichern und Netzausbau zur Integration der dezentralen Anlagen in engpassbehafteten Verteilnetzen im ländlichen Raum beitragen. Hierbei sind jedoch die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung von Speichern, Netzausbauten, PV-Anlagen zu beachten.

---

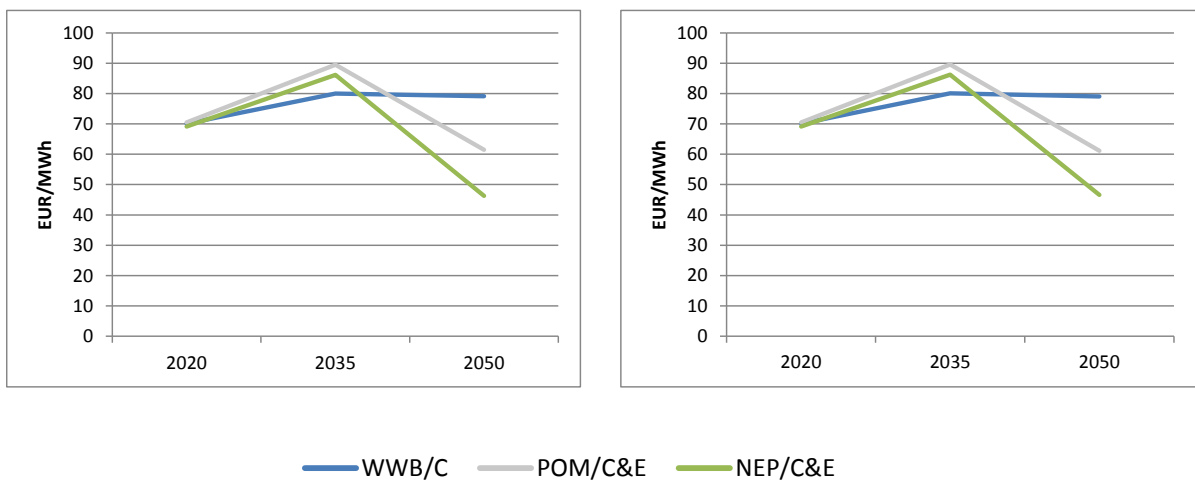
<sup>64</sup> Unter Annahme einer 50%-Kostendegression für PV-Anlagen bis 2050 im Vergleich zum Niveau des Jahres 2013. Keine Einbeziehung der zusätzlichen Netzkosten, da Abregelung als Grundlage der Alternativbetrachtungen dient.

## 11.3 Auswirkungen auf weitere Akteure: Erzeuger und Konsumenten

### 11.3.1 Stromkonsumenten

Stromkonsumenten nehmen im Allgemeinen, abgesehen von wenigen Ausnahmen, nur indirekt bzw. passiv am Strommarkt teil, indem sie für die gelieferte Elektrizität einen Preis bezahlen. Hierbei ist zwischen den allgemeinen Marktpreisen einerseits und den resultierenden Kosten für die Kunden andererseits zu unterscheiden. Im Mittelpunkt der Diskussion in diesem Abschnitt steht daher die Entwicklung der folgenden Punkte hinsichtlich:

- Mittleres Preisniveau im Grosshandelsmarkt (Base Preise)
- Kosten der Nachfragedeckung.



**Abbildung 59: Durchschnittliche Elektrizitätspreise mit Speichern links) und ohne Speicher (rechts)**

Abbildung 59 vergleicht die Ergebnisse der Marktsimulation bzgl. Baseload-Strompreise für die Simulationsjahre 2020, 2035 und 2050. Es sei an dieser Stelle hervorgehoben, dass der Fokus der durchgeführten Analyse nicht auf den absoluten Preisniveaus, sondern insbesondere auf einer vergleichenden Analyse der Preise der Szenarien mit und ohne dezentrale Speicher liegt. Es ist zu beobachten, dass die dezentralen Speicher in keinem Szenario und in keinem der untersuchten Jahre einen signifikanten Einfluss auf das Schweizer Preisniveau haben. Ähnliche Folgerungen lassen sich aus der Analyse der stündlichen Strompreise in Form der Preisdauerlinie (Vgl. Abbildung 44) ziehen. Dieses

Verhalten lässt sich durch den starken Einfluss der Strommärkte des (benachbarten) Auslandes erklären, welches durch den regen Stromaustausch das schweizerische Preisniveau dominiert. Aus diesem Grunde ändern sich die Kosten der Konsumenten zur Deckung der gesamtschweizerischen Stromnachfrage nur geringfügig. Dies zeigt, dass Speicher im Stromversorgungssystem voraussichtlich eine nur marginale Auswirkung auf passive Stromkonsumenten haben werden.

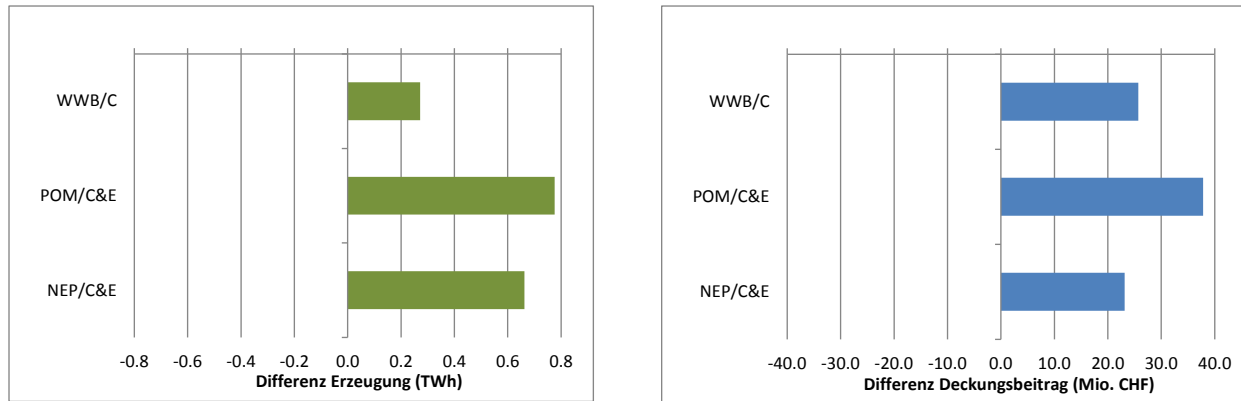
### 11.3.2 **Produzenten**

In diesem Abschnitt untersuchen wir die Auswirkungen von dezentralen Speichern auf die Produzenten der Schweiz. Hierzu vergleichen wir insbesondere die vom Marktmodell prognostizierten Stromerzeugungsmengen sowie Deckungsbeiträge individueller Produktionstechnologien. Da der Einfluss der dezentralen Speicher im Fokus der Analyse steht, vergleichen wir die Differenzen hinsichtlich Produktions- bzw. Deckungsbeiträge zwischen den Szenarien mit bzw. ohne dezentrale Speicher.

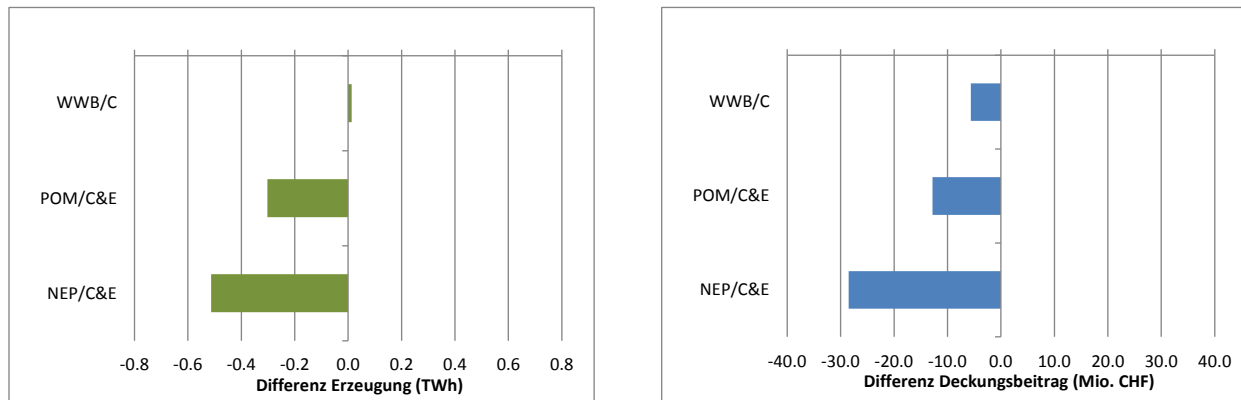
Insgesamt lässt sich in allen untersuchten Szenarien für das Jahr 2050 eine teilweise erhebliche Verringerung der Produktionsmengen und daraus resultierend auch der Deckungsbeiträge für Pumpspeicher erkennen. Diese ist durch die dezentralen Speicher mit höheren Wirkungsgraden zu erklären, welche nicht nur genutzt werden, um die lokale Abregelung erneuerbarer Energien zu verringern, sondern auch für Preisarbitrage auf dem Spotmarkt. Durch die stark verringerte Abregelung insbesondere von PV-Stromerzeugung erhöhen sich die von dieser Technologie erwirtschafteten Deckungsbeiträge teilweise erheblich. Für Windkraftanlagen ist der Einfluss dezentraler Speicher geringer ausgeprägt, da die Abregelung von Windkraftanlagen mit verhältnismäßig lang anhaltenden Überschüssen einhergeht, die nur in geringem Maße durch zusätzliche Speicher aufgenommen werden.

Für Gaskraftwerke ist in den erneuerbar geprägten Szenarien POM/C&E und NEP/C&E kein merklicher Einfluss auf Produktionsmengen und Deckungsbeiträge festzustellen. Im Szenario WWB/C ist für das Jahr 2050 eine spürbare Reduktion der Produktionsmengen (etwa 0,5 TWh) für den Fall der Installation von dezentralen Speichern zu erwarten, die allerdings mit stagnierenden Deckungsbeiträgen einhergeht.

**Solar**



**Pumpspeicherkraftwerke**



**Abbildung 60: Stromerzeugung und Deckungsbeiträge im Jahr 2050 im Vergleich mit und ohne dezentrale Speicher (ausgewählte Schweizer Produzenten)**

Quelle: DNV KEMA

**11.3.3 Aussenhandel**

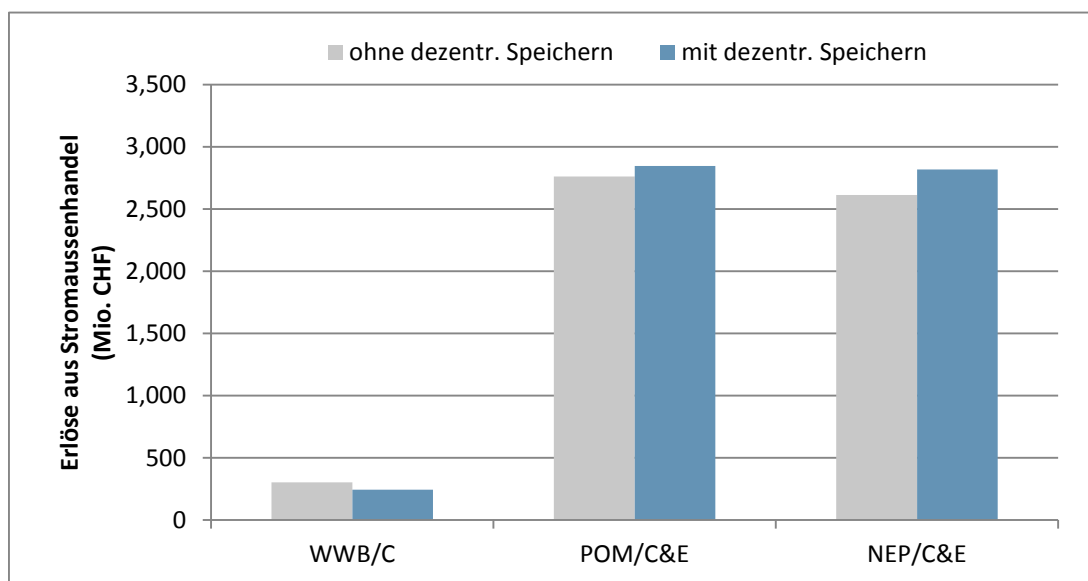
Im Folgenden diskutieren wir den Einfluss der dezentralen Speicher auf den Stromaussehandel der Schweiz, wobei die Erlöse aus grenzüberschreitendem Stromhandel zwischen den jeweiligen Szenarien mit und ohne dezentrale Speicher verglichen werden. Diese Erlöse werden auf Basis der vom Marktmodell prognostizierten, stündlichen Strompreise sowie des stündlichen Stromaustausches berechnet.

Für jedes der untersuchten Szenarien kann ein monetärer Aussenhandelsüberschuss festgestellt werden. Dieser Überschuss ist in den Szenarien POM/C&E und NEP/C&E zum einen durch die hohen



Nettoexporte zu begründen. Zum anderen tragen die vorhandenen Speicherkapazitäten der Schweiz und die verfügbare Flexibilität des Schweizer Stromsystems zum Aussenhandelsüberschuss bei. In Zeiten niedriger Strompreise nutzt die Schweiz Importe, um die Oberbecken der Pumpspeicherbecken zu füllen bzw. Wasser aus konventionellen Speicherbecken zu ersetzen. In Zeiten hoher Strompreise wiederum exportiert die Schweiz die vorher eingespeicherte Energie. Erkennbar ist dieses Verhalten an den realisierten Preisdifferenzen zwischen Exporten und Importen, die von 27,16 EUR/MWh im WWB/C bis zu 41,89 EUR/MWh im POM/C&E reichen. So kann selbst in Szenario WWB/C, in dem die Schweiz mit fast 9TWh Nettoimporteur ist, ein Aussenhandelsüberschuss erwirtschaftet werden.

Abbildung 61 stellt den Vergleich der Erlöse der Schweiz aus dem Stromaussehandel mit den Nachbarländern für das Jahr 2050 dar. Erkennbar sind insbesondere höhere Erlöse aus Stromaussehandel in den Szenarien im dezentralen Speichern POM/C&E sowie NEP/C&E. Der höhere Überschuss im Szenario POM/C&E ist hierbei einerseits durch die höheren Nettoexporte und andererseits durch höhere realisierte Preisdifferenzen zwischen Stromex- und -importen zu erklären. Die im Stromaussehandel realisierten Zusatzerlöse durch Speicher liegen somit in den erneuerbar geprägten Szenarien zwischen etwa 100 bis 200 Mio CHF.



**Abbildung 61: Vergleich der Erlöse aus Stromaussehandel im Jahr 2050 mit und ohne dezentrale Speicher**

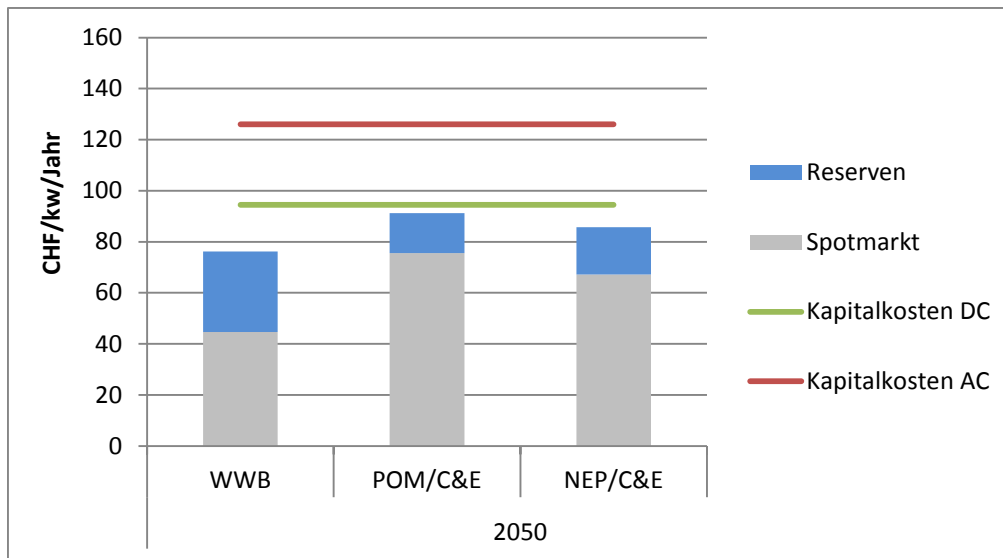
Quelle: DNV KEMA

#### 11.3.4 Deckungslücke der Kapitalkosten der konventionellen Kraftwerke

Eine Gegenüberstellung der erwirtschafteten Deckungsbeiträge konventioneller Kraftwerke mit den Investitionskosten für das Jahr 2050 zeigt, dass diese Kraftwerke bei dem Strompreisniveau der betrachteten Szenarien langfristig nicht die Kapitalkosten erwirtschaften können. Zwar liegt diese Problematik, auch als „missing money“-Problem bekannt (siehe oben), nicht im Fokus dieser Studie, doch ergeben sich hieraus Auswirkungen für die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Speichersysteme.

Unter der Annahme, dass Investitionsentscheidungen nur bei zu erwartender Deckung der Vollkosten (inkl. einer ausreichenden Rendite) getroffen werden, müssen die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber über die aus den Modellergebnissen resultierenden Erlöse hinausgehen. Dies könnte beispielsweise in Form von Kapazitätsmärkten oder -mechanismen erfolgen, doch ist prinzipiell auch eine Kompensation der verbleibenden Deckungslücke im Energy-only-Markt möglich. Das für die Marktmodellierung verwendete Fundamentalmodell beruht auf der Annahme vollständigen Wettbewerbs mit grenzkostenbasierten Preisen. In der Praxis ist insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage davon auszugehen, dass die Marktpreise temporär über die Grenzkosten hinausgehen und zu zusätzlichen Einnahmen für die Kraftwerksbetreiber und damit auch Speicherbetreiber führen.

Im Folgenden sollen anhand einer hypothetischen Berechnung, basierend auf mit zunehmender Knappheit ansteigenden Aufschlägen auf das Preisniveau, die Auswirkungen einer nachträglich angepassten Preiskurve auf die Profitabilität von Speichern abgeschätzt werden. Die veränderte Preiskurve wurde derart angepasst, dass Schweizer Gas- und Dampfkraftwerke mithilfe ihrer Einnahmen aus der Vermarktung an Spot- und Reservemärkten eine Deckung der Investitionskosten erreichen können. Anhand der derart angepassten Preiskurve können die Speichererlöse bei verändertem Preisniveau abgeschätzt werden. Es zeigt sich, dass die Speicher infolge des angehoben Preisniveaus höhere Deckungsbeiträge erzielen und sich damit dem wirtschaftlichen Betrieb annähern (siehe Abbildung 62). Die grundlegende Beobachtung unzureichender Erlöse bleibt jedoch bestehen, d.h. die Ergebnisse des Fundamentalmodells zur Wirtschaftlichkeit der Speicher erweisen sich als durchaus robust gegenüber einem veränderten Preisniveau.



**Abbildung 62: Theoretische Deckungsbeiträge der dezentralen Speicher nach Anpassung der Preiskurve zur Deckung der Investitionskosten konventioneller Kraftwerke**

## 12 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

In diesem Abschnitt werden die zentralen Ergebnisse des Gutachtens aufgegriffen, Schlussfolgerungen aus den Analysen gezogen und energiepolitische Empfehlungen abgeleitet. Die in der Energiestrategie genannten Ziele sowie die in den Szenarien dieser Studie unterlegten Prognosen der „Energieperspektiven für die Schweiz“ werden dabei als fester Rahmen für die Diskussion um die regulatorischen Bedingungen des Zubaus und Einsatzes von Speichern im Schweizer Stromsystem angenommen.

### 12.1 Rahmenbedingungen für Zubau und Einsatz von Speichern im Schweizer Stromsystem

In verschiedenen europäischen Ländern, darunter auch in der Schweiz, wird über die Notwendigkeit von Veränderungen im Strommarktdesign und der Netzregulierung diskutiert, um die Sicherheit der Stromversorgung auch bei verstärkter Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung zu gewährleisten. Die Kernfrage lautet, ob die gegenwärtigen wettbewerblichen Rahmenbedingungen ausreichende Erlösmöglichkeiten für die notwendige Flexibilität der Stromversorgung bieten. Gleichzeitig ist darauf zu achten, auch zukünftig Anreize für eine effiziente Auswahl und Nutzung verschiedener Technologien zu gewährleisten.

### 12.1.1 **Energiepolitische Ausgangslage**

Die Diskussion um die Rahmenbedingungen und eine mögliche Förderung von Stromspeichern in der Schweiz ist in den Kontext der schweizerischen und europäischen Energiepolitik eingebettet. Mit der Energiestrategie 2050 bzw. den 2020 Zielen verfolgen die Schweiz und die Europäische Union dabei im Grundsatz ähnliche klimapolitische Ziele: Minderung der Treibhausgase, verstärkter Ausbau erneuerbarer Energiequellen, Verbesserung der Energieeffizienz. Aufgrund unterschiedlicher Akzentuierung der Ziele sowie der spezifischen Energiepotenziale und –bedarfe der verschiedenen europäischen Länder gibt es neben Gemeinsamkeiten auch einige Unterschiede im Hinblick auf die zu empfehlende regulatorische Strategie zur Erreichung der genannten Ziele. Das gilt insbesondere für den Stromsektor.

Im Hinblick auf die geschilderten Herausforderungen unterscheidet sich der Produktionssektor in der Schweiz deutlich von dem seiner Nachbarländer. Er ist durch einen hohen Anteil an hydraulischen Kraftwerken gekennzeichnet. Der Anteil an Wind und Solarstrom an der Produktion ist heute vergleichsweise klein, langfristig soll die Solarenergie allerdings eine wichtigere Rolle spielen. Die grosse Bedeutung der Wasserkraft zur Erreichung der Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien hat Auswirkungen für die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs: zwar ist auch die Wasserkraft dargebotsabhängig, da sie einer schwankenden Wasserzufuhr unterliegt, doch weisen Speicherkraftwerke ein höheres Mass an Regelbarkeit auf als Wind- und Solarstrom. Zumindest kurzfristig können zumindest Speicherkraftwerke damit als voll steuerbar angenommen werden.

### 12.1.2 **Speicherbedarf im Schweizer Stromversorgungssystem**

Wie in den Analysen der vorangegangenen Kapitel dargelegt, gibt es deutliche Unterschiede beim Speicher- bzw. Flexibilitätsbedarf zwischen den Netzebenen. Speichertechnologien können prinzipiell ein breites Spektrum des durch den Zubau erneuerbarer Energien entstehenden (technischen) Bedarfs abdecken, sie stellen aber nicht die einzig mögliche technische Lösung dar. Vielmehr kann Flexibilität in verschiedener Form bereitgestellt werden: in der Form von Last- und Produktionsmanagement, wie z.B. intelligente Nachfragesteuerung bzw. Abregelung (erneuerbarer) Einspeisung mit Hilfe von Smart-Grid-Systemen, Netzausbau und dem Zubau bzw. Erhalt flexibler konventioneller Produktion. In den Teilmärkten des Stromversorgungssystems stehen diese Flexibilitätsoptionen miteinander im Wettbewerb. Einzig die Aufnahme überschüssiger Produktion kann nur durch Speicher sowie allenfalls durch Lastmanagement gewährleistet werden. Da entsprechende Überschüsse in der Schweiz insbesondere von PV-Anlagen verursacht werden und somit insbesondere im Sommerhalbjahr auftreten,

ist zudem das Potenzial für eine indirekte Nutzung in Form von Wärmespeicherung als begrenzt einzuschätzen.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass es vor 2050 zu keinem signifikanten Bedarf an Speichern auf den Verteilnetzebenen 2 bis 7 kommt: das Ausmass des Zubaus fluktuierender erneuerbarer Energien bleibt bis 2035 gering. Ein Bedarf im technischen Sinne ergibt sich erst nach dem Jahr 2020, und zwar hauptsächlich in ländlichen Niederspannungs-Verteilnetzen. Während der Bedarf zunächst gering ausfällt, steigt dieser mit der deutlichen Erhöhung der Produktion aus dargebotsabhängigen Quellen im Zeitraum bis 2050 deutlich an.

Neben der Abregelung von Solaranlagen in den Niederspannungsnetzen treten auch auf Ebene des Gesamtsystems temporäre Überschüsse auf, welche weder durch die vorhandenen Pumpspeicher noch durch Exporte aufgenommen werden können. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Produktion aus PV-Zellen in der Schweiz sehr stark mit der Produktion von Solaranlagen in Deutschland korreliert. Aus diesem Grunde treten Überschüsse in der Schweiz regelmässig gleichzeitig mit entsprechenden Überschüssen in Deutschland auf, was das Exportpotenzial deutlich einschränkt.

## 12.2 **Diskussion möglicher regulatorischer Massnahmen**

### 12.2.1 **Direkte Förderung von Speichern**

Wie erwähnt, besteht kurz- bis mittelfristig kein unmittelbarer Bedarf an zusätzlicher Speicherkapazität in der Schweiz. Langfristig dagegen können Speicher notwendig werden, um eine zunehmende Produktion aus erneuerbaren Energien, speziell aus dezentralen PV-Anlagen, integrieren zu können.

Dementsprechend besteht aus unserer Sicht derzeit auch kein Bedarf für eine unmittelbare Förderung von Stromspeichern. Langfristig könnten dagegen durchaus Gründe für eine spezifische Förderung von Speichern bestehen. Dies gilt insbesondere deshalb, da die Erlösmöglichkeiten der (dezentralen) Speicher im Strommarkt selbst nicht ausreichen, um die notwendigen Deckungsbeiträge zur Finanzierung ihrer Kapitalkosten zu erwirtschaften. Anders gesprochen: bei einer Beibehaltung der gegenwärtigen Regulierung würden nach unseren Analysen auch in der Zukunft keine (ausreichenden) Anreize zu Investitionen in dezentrale Speicher bestehen.

Allerdings ist in diesem Zusammenhang auch zu berücksichtigen, dass Speicher nicht die einzige Möglichkeit für die Integration dezentraler Produktion aus erneuerbaren Energien darstellen. Tatsächlich bestehen Alternativen, wie z.B. ein verstärkter Ausbau der Verteilnetze oder die konsequente Abregelung überschüssiger Einspeisung insbesondere von PV-Anlagen in Verbindung mit dem Bau zusätzlicher PV-

Kapazitäten zum Ausgleich des entstehenden Produktionsdefizits. Nach unseren Analysen sind die geschätzten Kosten der verschiedenen Optionen dabei sehr ähnlich, wenn auch mit einem möglichen Vorteil für die Variante des Speicherzubaues. Insgesamt bleibt damit unklar, inwieweit Stromspeicher langfristig tatsächlich aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendig werden. Dennoch erscheint es wahrscheinlich, dass zumindest in Teilbereichen die Installation von Stromspeichern die kostengünstigste Variante darstellt.

Angesichts der unzureichenden Wirtschaftlichkeit von Speichern stellt sich somit langfristig durchaus die Frage nach einem möglichen Förderbedarf für Speicher. Hierbei ist ferner zu berücksichtigen, dass die beiden genannten Alternativen ausserhalb des Strommarkts finanziert werden, und zwar entweder über die Netzentgelte (im Falle von Netzausbauten) oder allenfalls über die Förderung erneuerbarer Energien.

Eine direkte Kopplung der Vergütung von Energiespeichern an die Einspeisung bzw. Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien erscheint zwar als schwierig, wäre aber z.B. im Falle eines Ausschreibungsmodells durchaus denkbar. Beispielsweise könnte der Betreiber einer dezentralen PV-Anlage mit Hilfe eines Speichers zumindest einen Teil der ansonsten abgeregelten Produktion in das Netz einspeisen und erhielte somit Anspruch auf zusätzliche Zertifikate. Eine effiziente Bepreisung entsprechender Zertifikate in einem Quotenmodell vorausgesetzt, sollte der Wert dieser Zertifikate dabei den Kosten eines andernfalls notwendigen zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien (bzw. der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen) entsprechen und insofern nicht nur zusätzliche Erlöse für den Speicher generieren, sondern auch zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis führen. Neben der Anwendung eines mengenbasierten Verfahrens zur Förderung der erneuerbaren Energien bzw. zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen würde dieser Ansatz dabei allerdings auch eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt voraussetzen.

Analog wären auch im Vergleich mit der Alternative des Netzausbaus mögliche Massnahmen denkbar, auf die wir in den nachfolgenden Abschnitten näher eingehen:

- Vergütung vermiedener Kosten im Rahmen der Netznutzungsentgelte (vgl. Abschnitt 12.2.3),
- Vergütung für vermiedenen Netzausbauten als Systemdienstleistung (vgl. Abschnitt 12.2.4),
- Bau und Betrieb von Energiespeichern durch Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 4.6.2.5).

Ungeachtet der möglichen Probleme, die mit einigen dieser Ansätze verbunden sind, zeigen auch diese Beispiele, dass es durchaus Ansätze gibt, um Speicher an den vermiedenen Kosten alternativer Investitionen partizipieren zu lassen. Ferner ist zu berücksichtigen, dass eine isolierte Förderung von Speichern ebenfalls zu suboptimalen Ergebnissen und damit teilweise ineffizienten Investitionen führen kann. Hierbei weisen wir erneut darauf hin, dass unsere Analysen keinen allgemeinen Speicherbedarf anzeigen, sondern dass dieser auf spezifische Orte im Netz begrenzt ist.

Insgesamt erscheint eine direkte Förderung von Energiespeichern aus unserer Sicht damit auch langfristig als fragwürdig, zumal eine zielgerichtete bzw. einzelfallbezogene Förderung mit hoher Komplexität verbunden wäre. Sinnvoller als eine unmittelbare Förderung von Energiespeichern wäre es daher, über eine entsprechende Ausgestaltung von Netzregulierung und Strommarktdesign faire und gleiche Wettbewerbsbedingungen („Level-Playing-Field“) für alle technischen Flexibilitätsoptionen schaffen, ohne bestimmte Technologien ex ante zu bevorzugen, als Voraussetzung für eine möglichst kostengünstige Erreichung der übergeordneten Regulierungsziele.

### 12.2.2 Speicher und Kapazitätsmechanismen

In einigen Nachbarländern der Schweiz wird derzeit die Einführung sog. Kapazitätsmechanismen zur Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit als Ergänzung zum Energy-Only-Markt diskutiert bzw. geplant. Dabei wird die Bereitstellung von Kapazität vergütet, die zuvor durch eine technische Präqualifikation definiert wird. Diese Präqualifikation ist entscheidend für hierdurch erzeugte Investitionsanreize und in der Folge für die induzierte Technologiewahl. Die Vergütung kann dabei im Rahmen eines Auktionsverfahrens (Kapazitätsmarkt) oder exogen durch den Regulierer (Kapazitätszahlungen) festgelegt werden.

Obwohl die Schweiz für die absehbare Zukunft über ausreichende Produktionsleistung verfügt, könnte die Einführung eines Kapazitätsmechanismus langfristig auch für die Schweiz zu einem Thema werden: Neben einer Vereinheitlichung des Strommarktdesigns in Mitteleuropa<sup>65</sup> ist insbesondere festzuhalten, dass eine einseitige Einführung von Kapazitätsmechanismen in der EU, d.h. ausserhalb der Schweiz, zu einem Wettbewerbsnachteil für Schweizer Produzenten und Speicherbetreiber führen könnte. In Abhängigkeit von der weiteren Entwicklung in den Nachbarländern wäre es daher denkbar, dass auch in der Schweiz langfristig ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wird.

Grundsätzlich wäre in einem solchen Falle darauf zu achten, dass die technische Präqualifikation so gefasst wird, dass auch Speichern die Teilnahme an einem – wie auch immer ausgestalteten - Kapazitätsmechanismus ermöglicht wird. Ungeachtet der Ausgestaltung eines derartigen Mechanismus<sup>6</sup> wäre aus Sicht von Speichern dabei insbesondere das Verhältnis zwischen installierter Leistung und der sog. gesicherten Leistung entscheidend. Ein Problem könnte hierbei darin bestehen, dass die Bereitstellung von Leistung aus Speichern durch die Speicherkapazität begrenzt ist, so dass allenfalls nur

---

<sup>65</sup> Die Einführung einer Vergütung der Kapazitätsbereitstellung in einem einzelnen Land verbessert die Wettbewerbsposition seiner Kraftwerke im grenzüberschreitenden Stromhandel. Um gleiche Wettbewerbsbedingungen aller Erzeuger zu erreichen, befürwortet die EU-Kommission einheitliche bzw. harmonisierte Regelungen, allenfalls mit entsprechendem Handlungsdruck auch für die Schweiz.



ein Teil der installierten (elektrischen) Leistung auch als gesicherte Leistung anerkannt würde. Dies könnte unter Umständen die wirtschaftliche Position im Vergleich mit anderen (Produktions-) Technologien deutlich beeinträchtigen bzw. dazu führen, dass Speicher nicht in demselben Masse von einem Kapazitätsmechanismus profitieren wie andere Technologien.

In diesem Zusammenhang weisen wir allerdings darauf hin, dass dieses Problem grundsätzlich auch bei Wasserkraftwerken auftritt, aufgrund des schwankenden und nicht exakt vorhersagbaren natürlichen Zuflusses. Da Wasserkraftwerke aber einen Grossteil der insgesamt in der Schweiz installierten Leistung repräsentieren, würde die Bemessung der gesicherten Leistung eine prinzipielle Herausforderung für die Schweiz darstellen und wäre nicht alleine auf die in diesem Bericht besprochenen Speichertechnologien begrenzt.

Aus Sicht dieser Studie bestünde die Anforderung an die Ausgestaltung eines möglichen Kapazitätsmechanismus also im Wesentlichen darin, eine angemessene Berücksichtigung der von Speichern bereitgestellten gesicherten Leistung zu gewährleisten. Speziell für die Installation dezentraler Mikro- und Kleinspeicher wäre darüber hinaus allerdings auch zu prüfen, ob und wie derartige Kleinanlagen im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus zu berücksichtigen wären, unter anderem mit Blick auf die Frage des Monitoring und möglicher Transaktionskosten.

### 12.2.3 Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte

In der Schweiz sind Pumpspeicherkraftwerke von den Netznutzungsentgelten befreit. Gesetzliche Grundlage ist dabei Artikel 14 Absatz 2 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG; SR 734.7), der diese Behandlung damit begründet, dass Pumpspeicherkraftwerke gemäss Definition im StromVG keine Endverbraucher sind (vgl. Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG)<sup>66</sup>. Diese Regelung steht im Gegensatz zu der einiger Nachbarländer: in Deutschland<sup>67</sup> und Frankreich bezahlen Speicheranlagen bei Einspeicherung die für die entsprechende Netzebene vorgesehenen Entgelte, in Österreich bezahlen sie einen gesonderten, reduzierten Satz. In Italien hingegen gibt es wie in der Schweiz eine Netzentgeltbefreiung.

Die Befreiung der Pumpspeicher von den Netzentgelten ist nicht unumstritten: In der Schweiz gibt es eine Debatte zur Einführung von Netznutzungsentgelten für Pumpspeichieranlagen. Gegner der derzeitigen Regelung sprechen von einer ungerechtfertigten Bevorteilung der Anlagen im Wettbewerb zu Lasten der

---

<sup>66</sup> Ob diese Regelung analog auch für andere Speichertechnologien gilt ist nach derzeitiger Rechtslage zweifelhaft, da Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG explizit nur Pumpstrom und den Kraftwerkseigenbedarf vom Begriff der Stromverbrauchs ausnimmt.

<sup>67</sup> Neu installierte Speicheranlagen sind in Deutschland für zehn Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit.



Endverbraucher. Dabei wird gelegentlich der Einsatz der Pumpspeichieranlagen im grenzüberschreitenden Stromhandel angeführt: Demnach müssten Schweizer Stromkunden über ihre Entgelte die Netznutzung ausländischer Kunden der Speicherbetreiber mitfinanzieren. Aus Sicht von DNV KEMA bietet die grenzüberschreitende Nutzung von Speichern allein kein belastbares Argument gegen die Netzentgeltbefreiung. So wird auch die Produktion aus anderen Kraftwerken ins Ausland exportiert, während umgekehrt die Konsumenten zu anderen Zeiten von Importen aus dem europäischen Ausland profitieren.

Eine Einbeziehung bzw. Befreiung von Netzentgelten sollte sich vielmehr an der Praxis bei der Behandlung von Produktionsanlagen, der Netzdienlichkeit des Speichereinsatzes sowie dem Ziel eines effizienten Einsatzes von Kraftwerken und Speichern orientieren. Da Erzeuger in der Schweiz keine Netzentgelte (die sogenannte G-Komponente) entrichten, kann eine Entgeltspflicht nur durch den Stromverbrauch des Speichers (Einspeicherung) begründet werden. Dabei ist ein Speicher in der Regel durch seine atypische Last gekennzeichnet, d.h. seine Last ist prinzipiell gegenläufig zur (residualen) Last im Strommarkt. Dies bedeutet insbesondere, dass der Anschluss eines Speichers im Regelfall keinen zusätzlichen Netzausbau erfordert, um den Pumpbetrieb zu ermöglichen. Zudem kann das Netz in Zeiten starker Einspeisung erneuerbarer Energien durch Einspeicherung sogar entlastet werden, so dass unter Umständen sogar ein Ausbau des Netzes vermieden werden kann.

Eine isolierte Erhebung von leistungsbezogenen Netznutzungsentgelten für den Pumpbetrieb eines Speichers erscheint somit im Regelfall als nicht sachgerecht. Im Falle dezentraler Speicher gilt dies jedoch nur solange, wie ein Speicher die maximal vom Netz bereitzustellende Leistung nicht erhöht. Aufgrund der Gleichzeitigkeit der maximalen Einspeisung aus Solaranlagen mit der Hochlast während des Tages kann dies zukünftig jedoch nicht als gegeben vorausgesetzt werden, insbesondere in Netzen mit einem sehr geringen Anteil an PV-Anlagen. Auch in diesem Falle erscheint die Erhebung von Netznutzungsentgelten jedoch nur dann gerechtfertigt, wenn dies zu einer Erhöhung der Anschlussleistung bzw. zu einer Verpflichtung des Netzbetreibers führt, zu jedem Zeitpunkt die entsprechende Ausspeisung aus dem Netz zu ermöglichen. Eine mögliche Alternative bestünde darin, dass eine Ausspeisung aus dem (Verteil-) Netz grundsätzlich auf ungesicherter Basis erfolgt, d.h. im Falle von Netzengpässen jederzeit eingeschränkt werden könnte. Der letztgenannte Ansatz hätte überdies den Vorteil, dass dem Anlagenbetreiber eine Wahlmöglichkeit für die Zahlung von Netzentgelten entstünde.

Diese Überlegungen lassen sich grundsätzlich auch auf arbeitsabhängige Netzentgelte bzw. Entgeltkomponenten übertragen. Auch hier erscheint die Erhebung von Netzentgelten auf den Pumpbetrieb nur dann sachgerecht, wenn der Pumpbetrieb (im Mittel) zu zusätzlichen Kosten führt, also insbesondere in Form von erhöhten Netzverlusten. Aus den o.g. Gründen wird dies weder für zentrale noch dezentrale Speicher der Regelfall sein.

Darüber hinaus ist in diesem Falle zu berücksichtigen, dass die Erhebung von arbeitsabhängigen Netzentgelten einen direkten Einfluss auf den Einsatz eines Speichers hat. So führen arbeitsabhängige Netzentgelte auf den Pumpbetrieb (ebenso wie fürs Turbinieren) dazu, dass der Einsatz des Speichers einen höheren Spread zwischen den Strompreisen zum Zeitpunkt der Ein- und Ausspeicherung benötigt. Dies wiederum führt grundsätzlich zu einem reduzierten Einsatz des Speichers und kann somit auch einen volkswirtschaftlich effizienten Einsatz bei geringen Preisspreads verhindern. Dementsprechend besteht im Falle arbeitsabhängiger Netzentgelte für Stromspeicher ein erhebliches Risiko für einen zu geringen und volkswirtschaftlich ineffizienten Speichereinsatz.

#### 12.2.4 Systemdienstleistungen

Wie zuvor beschrieben, kann die Installation dezentraler Speicher unter Umständen Ausbauten im Verteilnetz vermeiden oder zumindest reduzieren. Dies ist jeweils von den lokalen Gegebenheiten im Verteilnetz abhängig, d.h. insbesondere dem Profil aus lokaler Last und dezentraler Produktion sowie den spezifischen Netzausbaukosten. Im Sinne einer gesamtheitlichen Optimierung sollte der Netzbetreiber vor der Realisierung eines Netzausbauprojekts in Folge zu häufiger Abregelungen erneuerbarer Einspeisung die verschiedenen technischen Optionen gegeneinander abwägen. Dies macht es jedoch erforderlich, dass der Netzbetreiber auch die Kosten der Option „dezentraler Speicher“ kennt bzw. diese für ihn entscheidungswirksam sind. Umgekehrt wäre es, wie in Abschnitt 12.2.1 diskutiert, wünschenswert, wenn auch die Speicher am Wert vermiedener Netzausbauten partizipierten.

Eine mögliche Option wäre diesbezüglich die Einführung eines neuen Produkts für einen „netzdienlichen Speichereinsatz“, z.B. in Form einer eigenständigen Systemdienstleistung. Ein netzdienlicher Einsatz des Speichers kann dabei im Marktgeschehen nicht *eo ipso* unterstellt werden, da im bestehenden Entgeltsystem kein Preissignal für die Knappheit bestehender Netzkapazität gesetzt wird. Das Produkt könnte insofern auch die Aufnahme von Strom während lokaler Residuallastspitzen erfordern, selbst wenn dies aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Speicherbetreibers nicht wirtschaftlich wäre.

Ein entsprechendes Produkt könnte prinzipiell mittels Ausschreibung beschafft werden. Gelingt eine Kontrahierung zu Kosten unterhalb der projektierten Netzausbaukosten, ist diese dem Netzausbau vorzuziehen. Allerdings wäre zu klären, wie der angemessene Bedarf auf lokaler Ebene transparent und effizient bestimmt werden könnte. Zudem wäre zu klären, inwieweit in einem geographisch eng begrenzten Gebiet ausreichend Potenzial für ein marktbasierendes Verfahren bestünde und ob insbesondere Privatleute bereit wären, ausreichend langfristige Verpflichtungen einzugehen, was wiederum Voraussetzung für die Aussetzung von Netzausbaumaßnahmen wäre.

Diese Überlegungen verdeutlichen bereits, dass ein derartiges Produkt zwar prinzipiell wünschenswert, in der praktischen Umsetzung voraussichtlich jedoch mit hoher Komplexität verbunden wäre.

### 12.2.5 **Regulierte Energiespeicher als Betriebsmittel der Netzbetreiber**

Als Alternative zur Kontrahierung eines eigenständigen Produkts wären grundsätzlich auch die Errichtung und der Betrieb von Energiespeichern durch einen Netzbetreiber denkbar. So könnte ein Netzbetreiber einen Speicher nicht nur für lokales Engpassmanagement nutzen, sondern auch für die Erbringung anderer Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung.

Das Kernproblem dieses Ansatzes besteht im Widerspruch zum Grundsatz der Entflechtung zwischen dem regulierten Netzbereich und dem wettbewerblich organisierten Grosshandelsmarkt einerseits und, damit verbunden, einem möglicherweise suboptimalen Einsatz entsprechender Speicher andererseits.

Das primäre Geschäftsmodell eines Speichers besteht im Regelfall in der Einspeicherung von Strom zu Zeiten niedriger Preise und dem Wiederverkauf zu Zeiten höherer Preise. Dies bedingt jedoch eine aktive Teilnahme am Grosshandelsmarkt und widerspricht somit der Neutralität eines regulierten Netzbetreibers im Marktgeschehen. Zwar besteht diesbezüglich eine gewisse Analogie zur Beschaffung von Netzverlusten, doch würde dies eine weitere Ausweitung entsprechender Aktivitäten bedeuten.

Theoretisch wäre es zwar denkbar, den Einsatz eines regulierten Speichers ausschliesslich auf Engpassmanagement und die Erbringung von Systemdienstleistungen zu beschränken. Aber selbst in diesem Falle wäre der Netzbetreiber gezwungen, zusätzliche Energie im Grosshandelsmarkt einzukaufen und zu verkaufen. Zudem widerspräche die eigenständige Erbringung von Systemdienstleistungen dem Grundsatz einer marktbasierter Beschaffung. Insbesondere wäre kaum denkbar, dass ein Netzbetreiber z.B. zu Zeiten niedriger Preise für Regelleistung dennoch den kompletten Bedarf von extern einkaufen würde und nicht auf die eigenen Betriebsmittel zurückgriffe.

Ferner haben die Analysen in Abschnitt 11 gezeigt, dass auch dezentrale Speicher erhebliche Deckungsbeiträge im Grosshandelsmarkt erwirtschaften können, und zwar bei gleichzeitiger Vermeidung und/oder Reduzierung von Engpässen. Eine formale Beschränkung des Speichereinsatzes z.B. auf Engpassmanagement würde somit erhebliche Erlöse ungenutzt lassen und zu volkswirtschaftlich höheren Kosten führen.

Insgesamt erscheint die Option eines regulierten Energiespeichers im Eigentum von Netzbetreibern somit als sehr fraglich.

### 12.2.6 **Regulierung von Wärmespeichern**

Auch Wärmespeicher können einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten, wie in Modul A ausführlich dargestellt. Insbesondere ermöglichen sie eine stromgeführte Fahrweise von WKK-

Anlagen bei gleichzeitiger Einhaltung der Wärmelieferverpflichtungen. In der Schweiz werden WKK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Brennstoffe, vor allem Holz, durch den Bund gefördert. Sollte in Zukunft die Flexibilisierung des Stromsystems durch einen Regulierungseingriff gefördert werden, z.B. durch einen selektiven Kapazitätsmechanismus, sollten darin auch flexible WKK-Anlagen mit Wärmespeichern Berücksichtigung finden. Solange die Flexibilisierung nicht als wichtiges Regulierungsziel festgestellt wird, sollten die Investitionen in Wärmespeicher sich hingegen durch Mehrerlöse bei der Stromvermarktung selbst finanzieren. Generell kann eine indirekte Förderung von Wärmespeichern gerechtfertigt sein, wenn diese Teil eines Systems zur Wärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien bilden. Hier besteht allerdings noch weiterer technischer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

### 12.3 **Empfehlungen zur Forschungs- und Entwicklungsförderung bei Speichertechnologien**

Die Empfehlungen zur Forschungs- und Entwicklungsförderung für Speichertechnologien in dem vorliegenden Gutachten richten sich entsprechend des Auftrags am zukünftigen Speicherbedarf der Schweiz aus. Dabei sollte aber nicht vergessen werden, dass in vielen Ländern an Speichertechnologien geforscht wird und dass Strommarktexperten eine erhebliche Zunahme des weltweiten Speicherbedarfs voraussagen. Für Schweizer Unternehmen bietet dieses internationale Umfeld unter Umständen lukrative Kooperationsmöglichkeiten und Marktchancen, die auch zur Begründung von Speicherforschung dienen können.

Die Ergebnisse der Szenarienrechnungen zeigen, dass es auch bei einer ambitionierten Umsetzung der Energiestrategie 2050 auf absehbare Zeit keinen nennenswerten technischen Bedarf an dezentralen Speichern in den Schweizer Verteilnetzen geben wird. Wie zuvor ausgeführt, entsteht langfristig aufgrund verstärkter Einspeisung von Solarstrom ein begrenzter technischer Speicherbedarf in ländlichen Verteilnetzen, der alternativ aber auch durch einen Ausbau der Nieder- und Mittelspannungsnetze aufgefangen werden kann. Dementsprechend erscheint auch aus lokaler Perspektive eine langfristig orientierte Forschungsförderung als sinnvoll.

Der Schwerpunkt einer derartigen Förderung sollte dabei auf Technologien für den dezentralen Einsatz in Verteilnetzen liegen. Für grosse und mittelgrosse Anlagen gibt es aufgrund der hier vorgestellten Berechnungen dagegen kaum Bedarf. Grossspeicheranlagen stünden zudem im direkten Wettbewerb mit Pumpspeichern, einer ausgereiften und erprobten Technologie, über die die Schweiz in grossem Umfang verfügt und bei der gegenwärtig weitere Kapazität zugebaut wird. Gegenwärtig haben die Pumpspeicher Schwierigkeiten, ihre Deckungsbeiträge zu erwirtschaften; auch wenn sich dies in mittlerer Frist ändern sollte, ist kein nennenswerter Bedarf für zusätzliche Grossspeicheranlagen zu erkennen.

Langfristig gibt es zudem allenfalls zusätzlichen Bedarf an saisonaler Speicherung. Die beiden wichtigen erneuerbaren Energiequellen in den Energieszenarien für die Schweiz, Wasserkraft und Sonnenenergie, weisen ein stark saisonales Profil auf, mit Produktionsspitzen im Frühjahr bzw. Sommer. Zwar verfügt die Schweiz bereits heute über ein erhebliches Potenzial an saisonalen Speicherkraftwerken. Zudem ist der aus der Produktion von Solaranlagen resultierende Speicherbedarf, auch aufgrund des vergleichsweise ausgewogenen Verhältnisses zwischen Produktion und Verbrauch, überwiegend kurzfristiger Natur. Dennoch zeigen die Marktsimulation durchaus Potenzial für saisonale Speicher zur Nutzung anhaltender bzw. regelmässiger Überschüsse über einen längeren Zeitraum.

# Stromspeichertechnologien

---

In diesem Anhang stellen wir eine Übersicht der verschiedenen Stromspeichertechnologien vor. Im Einzelnen gehen wir auf die Funktionsweise sowie die Vor- und Nachteile in der Anwendung ein. Tabellarisch werden technische Rahmendaten sowie die Kostenstruktur aufgelistet. Die ermittelten spezifischen Kosten beruhen dabei auf einem von DNV KEMA entwickelten Modellierungs-Tool (vgl. Literaturliste). Das Tool beruht auf einer Auswertung und Aggregation zahlreicher Kostenkomponenten von Speichertechnologien. Den Werten werden in Anhang III die Ergebnisse zu den Speicherkosten aus zwei anderen bekannten Studien gegenübergestellt.

## A.1. Pumpspeicher

Konventionelle Pumpspeicher verfügen über ein Ober- und ein Unterbecken mit ausreichendem Höhenunterschied. Sie fallen in die Kategorie der Grossspeicheranlagen. In Zeiten niedriger Strompreise wird Wasser aus dem Unterbecken durch Druckschächte in das Oberbecken gepumpt. Bei Bedarf wird der Wasserfluss umgekehrt, um Strom zu erzeugen. Einige Laufwasserkraftwerke haben ein eigenes Oberbecken mit Speicherkapazität und können somit ähnlich wie Pumpspeicher eingesetzt werden. Die Auffüllung des Oberbeckens hängt dann allerdings von der Geschwindigkeit des Gewässers ab; wir konzentrieren uns an dieser Stelle auf Pumpspeicher, da nur ein Speichersystem mit Pumpe die vollen Funktionen eines Speichers (Einspeisung und Ausspeisung) erfüllt.

Darüber hinaus sind auch Pumpspeicher unter Tage, etwa in gefluteten Minenschächten oder Höhlen, technisch möglich. Auch das offene Meer kann als Oberbecken dienen. Solche Anlagen sind allerdings noch in der Pilotphase, die Kosten sind derzeit schwer abschätzbar.

Derzeit umfassen konventionelle Pumpspeicher 99% der weltweiten Speicherkapazität (mit 127 GW installierter Leistung). Aufgrund seiner topographischen Gegebenheiten sowie einem durch Grundlast geprägten Kraftwerkspark (vor allem Kernkraft) ist Japan führend mit Pumpspeichern in der Nähe von grossen Agglomerationen. Generell wird ein Ausbau der vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten durch die geographischen Erfordernisse (bergige Regionen mit geeigneten Becken) begrenzt.

Moderne Pumpspeicher werden seit den 1920er Jahren betrieben, sie stellen deshalb eine ausgereifte Technologie dar. Dennoch wird auch heute an technischen Verbesserungen geforscht, wie z.B. Materialverbesserungen in den Druckschächten (Verringerung der Rauigkeit zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrads) oder die Verwendung drehzahlvariabler Pumpen, die einen wesentlich flexibleren Einsatz auch im Pumpbetrieb ermöglichen.

### Vorteile:

- Schnelle Reaktionszeit (innerhalb von Minuten) ermöglicht es Pumpspeichern, Sekundärregelleistung zur Verfügung zu stellen
- Hohe Kapazität
- Begrenzte, niedrige spezifische Kapazitätskosten

**Nachteile:**

- Nur begrenzt ausbaufähig aufgrund der notwendigen geographischen Vorbedingungen
- Erheblicher Landschaftseingriff
- Geringe Skalierbarkeit (hohe Mindestgrösse)
- Akzeptanzprobleme bei der vom Bau betroffenen Bevölkerung

**Rahmendaten**

Wir geben hier eine Übersicht über das Spektrum an Leistung und Speicherkapazität von bestehenden Pumpspeicherkraftwerken. Man erkennt ein breites Spektrum – die Anlagen unterscheiden sich deutlich in Leistung und Speicherkapazität. Insofern ist auch die Angabe von mittlerer Leistungs- und Energiedichte ist nicht wirklich sinnvoll, da sie von Anlage zu Anlage stark variiert. Der Grund hierfür ist die anlagenspezifische Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken, die letztlich die potenzielle Energie des Wassers im Oberbecken bestimmt. Das breite Kostenspektrum ist Folge der unterschiedlichen geographischen Voraussetzungen (vgl. Sektion mit Beispielen unten).

Leistungsklasse (MW)	100-4000
Speicherkapazität (MWh)	500-15.000
Entladedauer (h)	4- 100
Reaktionszeit	Sekunden bis Minuten
Wirkungsgrad (elektr.)	70-85%
Techn. Lebenszeit (Jahren)	>30
Entwicklungsstatus	Kommerziell

**Überblick über Nutzung und Kosten - Pumpspeicher<sup>68</sup>**

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Kommerziell	1.680 - 5.300	280 - 530	1680 - 2040	280-340
Kommerziell	5.400 - 14.000	900 -3000	600 - 2700	150-670

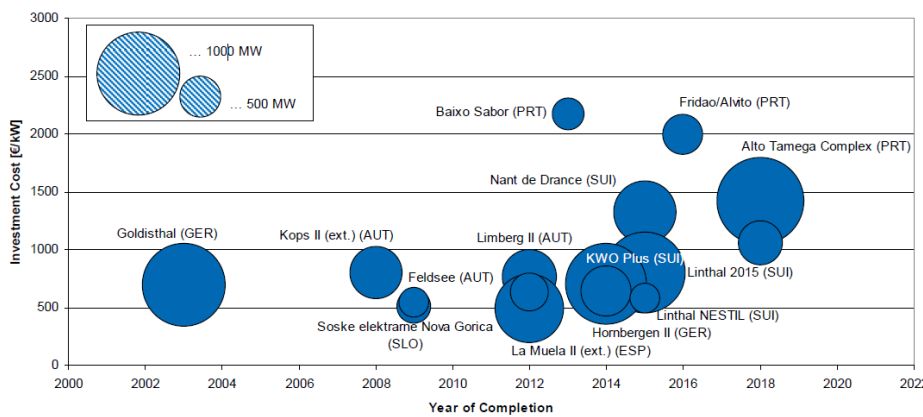
Gegenwärtig befinden sich auch in der Schweiz einige grosse Pumpspeicherkraftwerke im Bau oder in fortgeschrittener Planung: Linth Limmern (Kanton Glarus) mit einer geplanten Turbinenleistung von

<sup>68</sup> Wir stellen an dieser und den folgenden Stellen Tabellen mit einer Übersicht über Kosten für verschiedene Grössenordnungen von Speicherkapazität vor. Sie beziehen sich auf stilisierte Beispiele. Alle Angaben sind in Schweizer Franken, wobei ein Wechselkurs von 1,20 CHF/EUR unterstellt wurde.



1000 MW, Lago Bianco (Kanton Graubünden, geplante Turbinenleistung 1000 MW), Nant de Drance+ (Kanton Wallis, geplante Turbinenleistung 900 MW), Grimsel 3 (Kanton Bern, geplante Turbinenleistung 660 MW) sowie die Erweiterung FMHL+ (geplante zusätzliche Turbinenleistung von 240 MW).

Einen Eindruck von der breiten Spanne der Investitionskosten liefert Abbildung 63. Sie zeigt, dass die spezifischen Investitionskosten zwischen 500 und 2250 Euro/kW variieren. Das Kostenspektrum ist vor allem deshalb gross, da in manchen Gegenden natürliche Becken in Form von bestehenden Gebirgsseen bestehen. Die Kosten fallen dann deutlich niedriger aus; ebenso wie bei der Ertüchtigung von Wasserspeichern, die durch den Hinzubau eines Unterbeckens und einer Pumpe zu Pumpspeichern umgewandelt werden. Unter dem Schlagwort unkonventionelle Pumpspeicher wurden zuletzt Pilotprojekte (v.a. in Deutschland) bekannt, bei denen neue geographische Formationen als Ober- bzw. Unterbecken erschlossen werden sollen, u.a. ehemalige Bergwerksschächte im Ruhrgebiet.



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

**Abbildung 63: Übersicht von spezifischen Investitionskosten von Pumpspeicherprojekten**



## A.2. Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern (Kategorie der Grossspeicher) wird Druckluft in hermetisch geschlossenen, unterirdischen Hohlräumen verpresst (z.B. Salzstöcke, leergepumpte Gasfelder etc.). Die dadurch gespeicherte Energie kann zurückgewonnen werden, indem die Druckluft durch eine Gasturbine wieder ausgeleitet wird. Der Wirkungsgrad eines diabatischen Druckluftspeichers ist auf 50% begrenzt, was sich durch die unvermeidliche Wärmeentwicklung bei der Verpressung bzw. den Wärmeverbrauch bei der Verstromung erklärt. Wenn die Prozesswärme in einem Wärmespeicher gespeichert und bei der Ausspeicherung der Druckluft zur Erwärmung der expandierenden Luft wieder genutzt werden kann, steigt der (dann adiabatische) Gesamtwirkungsgrad auf 70%.

In der Pilotphase befinden sich Anlagen, in denen die Druckluft oberirdisch in Drucktanks gespeichert wird. Ähnlich wie bei Pumpspeicherkraftwerken sind die technischen Daten von Druckluftspeichern stark von der spezifischen Anlage abhängig. Allerdings gibt es bislang weit weniger Erfahrungen mit dieser Technologie.

### Vorteile:

- Vergleichsweise ausgereifte Technologie, Speicherung der Prozesswärme in Pilotphase
- Hohe Kapazität
- Begrenzte, niedrige spezifische Kapazitätskosten

### Nachteile:

- Nur begrenzt ausbaufähig aufgrund der notwendigen geographischen Vorbedingungen
- Unter Umständen Akzeptanzprobleme bei der vom Bau betroffenen Bevölkerung

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	110 – 290 (potenziell 1000)
Speicherkapazität (MWh)	870 – 2860
Entladedauer (h)	1 – 20
Reaktionszeit	8 bis 14 Minuten
Wirkungsgrad (elektr.)	50% (diabatisch), 70% (adiabatisch)
Techn. Lebenszeit (Jahre)	>30
Entwicklungsstatus	Kommerziell

### Überblick über Nutzung und Kosten - Druckluftspeicher<sup>69</sup>

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Kommerziell (Unterirdisch)	<b>870-2860</b>	<b>110-290</b>	<b>600 - 1200</b>	<b>150-300</b>
Pilotphase <sup>70</sup>	250	50	1440 - 2640	360-660

### Beispiele für bestehende Anlagen

Weltweit werden zwei Anlagen betrieben: Die erste wurde 1978 in Huntorf (Niedersachsen) in Betrieb genommen, die zweite 1991 in McIntosh (Alabama). Bei beiden handelt es sich um diabatische Anlagen. Weitere Druckluftspeicher sind in Planung, darunter auch ein adiabatischer in Stassfurt (Sachsen-Anhalt).

Name	Leistung [MW]	Energiekapazität [MWh]	Entladezeit [h]	Volumen des Reservoirs [m <sup>3</sup> ]
McIntosh (USA)	110	2860	26	538.000
Huntorf (D)	290	870	3	310.000

<sup>69</sup> Informationen von den Webseiten der beiden existieren Druckluftspeichern sowie EPRI 2010.

<sup>70</sup> Pilotanlage mit oberirdischer Speicherung in Tanks.

### A.3. Blei-Säure-Batterien

Es gibt zwei Kategorien von Blei-Säure-Technologien: überströmte oder belüftete Typen, in denen die Elektroden in Behälter mit überschüssigen flüssigen Elektrolyten eingetaucht sind.

#### Vorteile:

- Ausgereifte Technologie
- Weit verbreitet bei einer Vielzahl von Anwendungen (Energietransport, Spannungshaltung und Kleinspeichern)

#### Nachteile:

- Hohe operative und Instandhaltungskosten
- Geringe Energiedichte
- Guter Wirkungsgrad (80-85%)
- Anzahl der Lebenszyklen ist vergleichsweise klein

#### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	0,1 – 50
Speicherkapazität (MWh)	0,5 – 200
Leistungsdichte (kW/t)	100 – 500
Energiedichte (kWh/t)	25 – 45
Entladedauer (h)	1 – 8
Reaktionszeit	< 1 Sek
Wirkungsgrad (elektr.)	80 – 85%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl. <sup>71</sup> )	1000 – 3000
Selbstentladung	0,1 bis 0,2% pro Tag
Entwicklungsstatus	Kommerziell

#### Überblick über Nutzung und Kosten - Blei-Säure-Batterien

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
96 – 240 CHF/kWh	24 CHF/kW	120-240 CHF/kW	1% p.a.

<sup>71</sup> Wie schon im Abschnitt zu Speichertechnologien ausgeführt, kommt es bei Blei-Säure- wie bei anderen Batterien bei der Angabe der Lebenszeit auf die Anzahl der Nutzungszyklen an. Dabei unterscheiden sich die Batterietechnologien in der optimalen Entladung, also der Entladung, bei der die Batterie am langlebigsten ist. Die optimale Entladung wird deshalb bei den Zyklen mit angegeben.

Mittelgrosse Speicheranlage<sup>72</sup>

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Kommerziell	200	50	1800-4200	405 - 1050

## Kleinanlage zur Netzunterstützung

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	4 – 48	1 – 12	2400 - 4560	600 - 1140

## Mikroanlage

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[kWh]	[kW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase / Kommerziell	100 – 250	25 – 50	1440 – 4200	720 - 2100

**Beispiele bestehender Anlagen**

Beispiele für mittelgrosse Speicherlösungen auf der Basis moderner Bleisäure-Batterien finden sich auch in Windparks, z.B. dem Kahuku Windpark in Hawaii mit einer Leistung von 15 MW und einer Speicherkapazität von 3,75 MWh und dem Kaheawa Windprojekt (Leistung: 1,5 MW, Speicherkapazität 375 kWh ebenfalls in Hawaii). Die Zeit einer vollständigen Entladung beträgt bei beiden Anlagen eine Viertelstunde.

<sup>72</sup> Grossspeicher auf Basis moderner Blei-Säure-Batterien sind als modulare Systeme aufgebaut.

#### A.4. Natrium-Schwefel-Batterien

Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterien wurden für stationäre Energiespeicherung entwickelt und sind als solche weit verbreitet. Die Betriebstemperatur liegt oberhalb von 300°C, oberhalb des Schmelzpunkts von Natrium und Schwefel, zur Erhaltung der Ionenmobilität. Eine gut isolierte Batterie kann sich durch Wärmeverluste beim Speichern selbst auf Betriebstemperatur halten. 2010 umfasste die weltweite Speicherkapazität etwa 316 MW.

##### Vorteile:

- Natrium und Schwefel sind in grossen Mengen und zu niedrigen Kosten verfügbar.
- Hohe Leistungs- und Energiedichte
- Hoher Wirkungsgrade bei Be- und Entladung
- Grosse Zahl von Lebenszyklen

##### Nachteile:

- Hohe Betriebstemperatur, u.U. mit Sicherheitsproblemen verbunden
- Hohe Instandhaltungskosten
- Nutzung korrosiver Materialien

##### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	1 – 50
Speicherkapazität (MWh)	1 – 380
Leistungsdichte (kW/t)	160 – 220
Energiedichte (kWh/t)	100 – 200
Entladedauer (h)	1 – 8
Reaktionszeit	1 – 60 Sek
Wirkungsgrad (elektr.)	70 – 80%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 100% Entl.)	10.000 – 15.000
Selbstentladung	0,1% pro Tag
Entwicklungsstatus	kommerziell

##### Überblick über Nutzung und Kosten

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
180 – 480 CHF/kWh	24 - 60 CHF/kWh	120-240 CHF/kW	1-2% p.a.

## Mitteltechnische Anlage

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Kommerziell	300	50	2760 – 3720	460 - 620

Kleinanlage zur Netzunterstützung

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Kommerziell	7	1	2760 – 3600	395 - 514

### A.5. Batterien auf Nickel-Cadmium- und Hybrid- Basis

Nickel-Cadmium-Akkumulatoren sind der älteste Typ von Nickelbatterien, werden aber weiterhin für stationäre Anwendungen verwendet. Akkumulatoren auf Nickel-Metallhydrid-Basis haben Nickel-Cadmium in Konsumenten Anwendungen wegen deren Toxizität ersetzt, obwohl sie einen geringeren Wirkungsgrad besitzen.

#### Vorteile:

- Hohe Leistungs- und Energiedichte
- Hoher Wirkungsgrad

#### Nachteile:

- Toxizität von Cadmium
- Regulierung untersagt neue Anwendung von Nickel-Cadmium
- Hohe Kosten von Nickel
- Hohe Selbstentladung von Nickelcadmium-Batterien

#### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	0,5 – 27
Speicherkapazität (MWh)	0,003 – 6,75
Leistungsdichte (kW/t)	500 – 1000
Energiedichte (kWh/t)	60 – 90
Entladedauer (h)	0,25
Reaktionszeit	<1 Sek
Wirkungsgrad (elektr.)	85 – 90%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	600 – 1.200

#### Überblick über Nutzung und Kosten

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
480 – 840 CHF/kWh (NiCd)	24 - 42 CHF/kWh	120-240 CHF/kW	
1080 -2.400 CHF/kWh (NiMH)			

## A.6. Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien (Zebra)

Die Zebra-Batterie ist eine Schmelz-Natriumsalz-Batterie<sup>73</sup> mit hoher Energie- und niedriger Leistungsdichte. Seit 1999 werden Zebra-Batterien von MES-Dea hauptsächlich für Anwendungen in der Elektromobilität produziert. 2010 begann General Electric mit der Entwicklung einer Natriumsalz-Batterie unter dem Markennamen Durathon, die über eine Lebenszeit von 20 Jahren verfügt. Diese Batterie soll in der Telekommunikation zur Anwendung kommen.

### Vorteile:

- Hoher Wirkungsgrad
- Lange Lebenszeit
- Hohe Energiedichte

### Nachteile:

- Niedrige Leistungsdichte
- Betriebstemperatur 270 – 350°C
- Lange Aufwärmphase – bei Kaltstart 24 h

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	2-50
Speicherkapazität (MWh)	0,5-250
Leistungsdichte (kW/t)	150 – 170
Energiedichte (kWh/t)	90 – 120
Entladedauer (h)	2 – 4
Reaktionszeit	1-60 Sekunden
Wirkungsgrad (elektr.)	85 – 90%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	3.000-5.000

### Überblick über Nutzung und Kosten

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
180- 480 CHF/kWh	24 - 60 CHF/kWh	120-240 CHF/kW	

<sup>73</sup> Sie basiert auf flüssigem Natrium und Nickel als Elektroden und Natriumchlorid als Elektrolyt.



### Mitteltechnische Anlage

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	250	50	2040 - 3120	408 - 624

### Kleinanlage zur Netzunterstützung

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	4	1	2040 – 3840	510 - 960

## A.7. Vanadium-Redox-Fluss-Batterien (VRFB)

Flussbatterien erlauben die Speicherung aktiver Materialien ausserhalb der Batterie. Die Reaktoren werden dabei wie erforderlich durch den Batteriestack zirkuliert, aber in einem externen Behältnis gespeichert. Es gibt verschiedene Typen von Redoxfluss-Batterien wie Zink-Bromine, Cerium-Zink, Polysulfide Bromide und Vanadium. Der Schwerpunkt liegt aber aufgrund der Toxizität der Bromide auf Vanadium. Die Hauptanwendung heute liegt heute bei der Einspeiseverschiebung von Windparks.

### Vorteile:

- Speicherleistung und -kapazität sind voneinander unabhängig
- Hohe Kapazität

### Nachteile:

- Die Batterien benötigen eine Elektropumpe für die Zirkulation im Batteriestack.

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	0,25 – 50
Speicherkapazität (MWh)	0,5 – 250
Leistungsdichte (kW/t)	20 – 28
Energiedichte (kWh/t)	16 – 33
Entladedauer (h)	3-6
Reaktionszeit	<1 Sek
Wirkungsgrad (elektr.)	70-80%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	10.000-15.000

### Überblick über Nutzung und Kosten

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
180 - 480 CHF/kWh	60 - 120 CHF/kWh	720-1.800 CHF/kW	1,5 – 2,5% p.a.

### Mittelgrosse Anlagen

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	250	50	2400 – 3840	480-768

**Kleinanlage zur Netzunterstützung**

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	4 – 40	1 – 10	2400-3600	600-900

## A.8. Lithium-Ionen-Batterien

Es gibt verschiedene Arten von Lithium-Ionen-Batterien, auf der Basis von Lithium-Cobaltaten, Lithium-Magnaten, Lithium-Eisenphosphaten und Lithium-Polymeren. Je nach Auslegung können sie entweder eine höhere Speicherkapazität oder eine höhere Leistung aufweisen. Lithium-Ionen-Batterien werden bislang vor allem in der Konsumentenelektronik eingesetzt (also Mobilfunk, Laptops etc.), zuletzt aber ist auch das Interesse an einem stationären Speicher-Einsatz gestiegen. Hierzu müssen sich aber die spezifischen Kosten noch weiter verringern.

### Vorteile:

- Hohe Leistungs- und/oder Energiedichte
- Hoher Wirkungsgrad
- Recycling-Zyklus vorhanden

### Nachteile:

- Begrenzte thermische Stabilität (Brandgefahr)
- Hohe Energiedichte der Batterien führt zu Sicherheitsproblemen in grossen Systemen.

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	0,01 – 2
Speicherkapazität (MWh)	0.01 – 0,5
Leistungsdichte (kW/t)	700 – 1.300
Energiedichte (kWh/t) - Leistungsauslegung	60 – 100
Energiedichte (kWh/t) - Energieauslegung	100 - 150
Entladedauer (h) - Leistungsauslegung	0,025 – 1
Entladedauer (h) - Energieauslegung	1 - 4
Reaktionszeit	<1 Sek
Wirkungsgrad (elektr.)	90-95%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	4.000-10.000 (bei 40% Entl: >20.000)

### Überblick über Nutzung und Kosten

Kostenkomponenten (Batterien)			
Speichermedium	Peripheriekosten	Konverterkosten	Wartung
360-1.200 CHF/kWh	36 - 360 CHF/kW	120-240 CHF/kW	

### Kleinanlage zur Netzunterstützung

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[MWh]	[MW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	2- 24	1 - 10	1800 – 3720	450-930

### Mikroanlage

Status	Speicherkapazität	Leistung	Leistungskosten	Kapazitätskosten
	[kWh]	[kW]	[CHF/kW]	[CHF/kWh]
Pilotphase	25 – 100	25 – 50	2280 – 5040	1140 – 2.520

## A.9. Superkondensatoren

Ein Kondensator besteht aus zwei Leiterplatten und einem Zwischenraum, der mit Luft, Papier oder einem anderen dielektrischem Material gefüllt ist. Superkondensatoren, auch als Ultrakondensatoren oder elektrochemische Doppelschichtkondensatoren bekannt, enthalten eine elektrochemische Doppelschicht als Material, das als Dielektrikum dient. Wenn sie mit einer grossen Oberfläche porösen Materials kombiniert werden, sind hohe Kapazitäten erzielbar. Superkondensatoren sind ideal geeignet für eine grosse Zahl von kurzen Entladezyklen. Sie können mit Batteriesystemen kombiniert werden, um die Performance und die Lebensdauer des (Hybrid-)speichersystems zu erhöhen (bei hoher Energiedichte der Batterie und hoher Leistungsdichte des Superkondensators). Superkondensatoren sind insbesondere gut zur Spannungshaltung geeignet.

### Vorteile

- Hohe Stabilität über den Speicherzyklus
- Hohe Leistungsfähigkeit
- Schnelle Auf- und Entladung
- Lange Lebensdauer

### Nachteile

- Hohe Selbstentladung
- Hohe Investitionskosten
- Geringe Energiedichte
- Toxizität und Korrosivität der Materialien

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	0,1 – 2
Speicherkapazität (MWh)	0,001 – 0,25
Leistungsdichte (W/kg)	800 – 5.000
Energiedichte (kWh/t)	0,3 – 10
Entladedauer	<1 Min
Reaktionszeit	wenige Sekunden
Wirkungsgrad	95%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	>100.000
Entwicklungsstatus	Noch nicht ausgereift

### Überblick über Nutzung und Kosten

Superkondensatoren befinden sich noch in der Pilotphase. Belastbare Kostenangaben sind bislang nicht möglich.

## A.10. Schwungräder

Ein Schwungrad ist eine rotierende Scheibe, die als Speicher kinetischer Energie eingesetzt wird. Sie speichert Energie in der Form des Drehmoments einer Drehmasse, dem Rotator. Der Rotator ist an einen Motor und an einen Stromgenerator angeschlossen. Fortgeschrittene Schwungräder werden aus Karbonfasern hergestellt; sie rotieren im Vakuum, eingefasst in ein Magnetlager, und können so Umdrehungszahlen von 20.000 bis 50.000 Umdrehungen pro Minute erreichen. Mit 97% erreichen sie einen sehr hohen Wirkungsgrad. Solche Schwungradenergiespeicher werden auch magneto-dynamische Speicher genannt. Typische Anwendungen liegen aufgrund der schnellen Reaktionszeit im Bereich der Systemdienstleistungen, genauer in der Sicherung der Stromqualität und der unterbrechungsfreien Stromversorgung.

### Vorteile

- Schnelle Lade- und Entladeraten
- Hohe Stromdichte (im Vergleich zu Batterien)
- Unbegrenzte Zahl von Lade- und Entladevorgängen pro Zeiteinheit

### Nachteile

- Schutzvorrichtung vonnöten, um die immense kinetische Energie nicht explodieren zu lassen
- Schmäler Leistungsbereich

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	<1
Speicherkapazität (MWh)	0,001 – 0,1
Leistungsdichte (W/kg)	2000 – 5.000
Energiedichte (kWh/t)	0,5 – 15
Entladedauer	<5 Min
Reaktionszeit	<1 sek.
Wirkungsgrad (elektr.)	93%
Techn. Lebenszeit (Zyklen bei 80% Entl.)	>100.000
Entwicklungsstatus	Pilotphase, fortgeschritten

### Überblick über Nutzung und Kosten

Schwungräder kommen im heutigen Stromversorgungssystem nur zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (ggf. Notstromversorgung) zum Einsatz. Dort liegen ihre spezifischen Leistungskosten bei 360-420 CHF/kW. Derzeit werden auch Anwendungen für die Frequenzhaltung entwickelt; die Investitionskosten liegen aber noch bei 2040 bis 2400 CHF/kW und damit oberhalb der batteriegestützten Alternativsysteme. Wegen der längeren Haltbarkeit und geringeren Instandhaltungskosten könnten sich Schwungräder jedoch auch hier durchsetzen.

## A.11. Power-to-Gas

Die Power-to-Gas-Technologie befindet sich in der Entwicklungsphase. Grundsätzlich beruht sie auf der Wandlung von Strom in einen gasförmigen Energieträger, der gespeichert und anschliessend rückgewandelt werden kann. Erprobt wird derzeit der Einsatz von Wasserstoff und von Methan.

Power-to-Gas bietet als einzige der hier dargestellten Technologien die Perspektive eines saisonalen Grossspeichers; kurzfristige Speicherung ist allerdings ebenfalls möglich (z.B. im Wochenbereich). In Bezug auf die Speicherkapazität sind deutlich grössere Klassen denkbar als bei Pump- oder Druckluftspeichern, denn es kann auf schon heute genutzte Gasspeicher zurückgegriffen werden.

Als geeignete Speicher für Wasserstoff und Methan kommen sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher in Frage, die freilich entsprechende geologische Formationen voraussetzen. Unter Porenspeichern versteht man dabei poröses Gestein, das Gas aufnimmt, ähnlich einem Schwamm, und das von aussen durch niedrigporöses Gestein umschlossen wird. Häufig werden bereits ausgebeutete natürliche Gaslagerstätten als Porenspeicher genutzt. Kavernenspeicher hingegen befinden sich in der Regel in ehemaligen Salzstöcken, die durch Bohrungen und die Gewinnung von Sole entstanden sind. Die Salzformationen umschliessen die Hohlräume hermetisch, so dass eine zusätzliche Abdichtung für die Gasspeicherung nicht erforderlich ist<sup>74</sup>. Diese ist hingegen bei der – selteneren - Nutzung ehemaliger Bergwerke als Gasspeicher notwendig. Darüber hinaus sind auch ausgeschachtete Bohrlöcher oder Grosstanks nutzbar.

## Power-to-Hydrogen

Kernstück der Power-to-Hydrogen Technologie stellt ein Elektrolyseur dar. In ihm wird Wasser mittels elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der Wasserstoff kann nachfolgend in nicht-energetischen, industriellen Anwendungen genutzt werden, zurückverstromt werden, im begrenzten Umfang ins Erdgasnetz eingespeist werden oder in einem weiteren Prozessschritt zu Methan (siehe Power-to-Methan) weiter verarbeitet werden. Eine industrielle Nutzung von Wasserstoff erfolgt im grosstechnischen Massstab in Raffinerien und der Düngemittelproduktion. Der Wasserstoffbedarf der Industrie wird heute hauptsächlich durch die Reduktion von Naptha und Erdgas sichergestellt. Bei der Einspeisung von H<sub>2</sub> ins Erdgasnetz bestehen technische Restriktionen: durch eine zunehmende Beimischung von Wasserstoff sinkt der Wobbe-Index und Wasserstoff kann in höheren Konzentrationen Dichtungen in Kompressoren und Gasturbinen beschädigen, weshalb etwa die deutsche DVGW ein maximales Beimischungsverhältnis von 10% empfiehlt.

Der Wirkungsgrad der Power-to-Hydrogen Technologie hängt von der Verwendung des Wasserstoffs ab. Wird Wasserstoff zur Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken eingesetzt, muss mit dem

---

<sup>74</sup> In der Schweiz sind solche Salzstöcke nicht oder kaum vorhanden (vgl. Internationale Gasunion 2011, <http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/LNG%20Report%202011-web-7.pdf>)



unteren Heizwert (Hi) gerechnet werden, erfolgt z.B. eine nicht-energetische Nutzung, kann der Brennwert herangezogen werden. Heutige, kommerziell eingesetzte alkalische Elektrolyseure haben einen spezifischen Stromverbrauch in Abhängigkeit der Anlagengröße von 4-5 kWh pro Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>. Bei einer Rückverstromung in einem GuD Kraftwerk entspricht dies einem Gesamtwirkungsgrad des Prozesses von rund 36 - 45%.

### Power-to-Methane

Beim Power-to-Gas-Konzept auf Methanbasis wird der durch Elektrolyse gewonnene Wasserstoff (siehe Power-to-Hydrogen) mit Kohlendioxid im Sabatier-Prozess zu Methan umgewandelt. Die Umwandlung in Methan hat gegenüber einer direkten Wasserstoffverwendung drei entscheidende Vorteile:

- (1) Methan kann unbegrenzt ins bestehende Erdgas-Fernleitungs- und Verteilnetz eingespeist werden,
- (2) Eine gegenüber Wasserstoff dreimal höhere Energiedichte (9,97 kWh/Nm<sup>3</sup> gegenüber 3 kWh/Nm<sup>3</sup> bei Wasserstoff),
- (3) Eine geringe Bandbreite bei der Bildung explosionsfähiger Gas-Luftgemische (Wasserstoffgemische können in einer Bandbreite von 4-75% explodieren, während die Grenzen bei Methan zwischen 5 und 15% liegen).

Der Vorteil der höheren Flexibilität wird allerdings durch Wirkungsgradverluste erkaufte. Der Wasserstoffelektrolyse wird der Sabatier-Prozess mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 75-80% nachgeschaltet. Dies senkt den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses bei Rückverstromung in einem Kondensations-GuD auf 27-36%.

Die unten stehende Tabelle stellt die Vor- und Nachteile der beiden Power-to-Gas-Konzepte vergleichend gegenüber.

	Wasserstoff	Methan
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserstoff kann über lange Zeiträume gespeichert werden.</li> <li>• Höherer Wirkungsgrad als Methan</li> <li>• Eigener Markt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bestehende Infrastruktur nutzbar</li> <li>• Speicherpotenzial praktisch unbegrenzt</li> </ul>
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Benötigt u.U. eigene Infrastruktur bzw. Umbau bestehender Gasinfrastruktur</li> <li>• Wasserstoffspeicherung ist teuer</li> <li>• Hohe spezifische Kosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niedriger Wirkungsgrad</li> <li>• Bislang prohibitiv hohe Kosten</li> </ul>

## Überblick über Nutzung und Kosten

Power-to-Gas-Anlagen befinden sich noch in der Pilotphase. Das gilt sowohl für Wasserstoff- als auch für Methan-basierte Power-to-Gas-Systeme. Allerdings handelt es sich bei der Wasserstoff-Elektrolyse um eine langjährige, bewährte Technologie. Bislang wurde die Wasserstoff-Elektrolyse allerdings in Nischenanwendungen wie der Oberflächenbehandlung und Galvanik und mit kleinen Anlagengrößen genutzt, da die konventionelle Produktion von Wasserstoff aus Naptha und Erdgas wesentlich kostengünstiger ist. Die im Rahmen von Power-to-Gas eingesetzten Elektrolyse-Anlagen liegen am oberen Ende der heute üblichen Anlagengrößen.

Derzeit sind deshalb nur eingeschränkte Aussagen in Bezug auf die Kosten möglich. Die Investitionskosten für Elektrolyse -Anlagen, die zukünftig unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden, liegen in Abhängigkeit von der Anlagengröße bei 1200 bis 2400 CHF/kW. Hinzu kommen weitere Kosten für Verdichter, Speicher und sonstige Infrastruktur von bis zu 50% der Investitionskosten des Elektrolyseurs. Im Falle einer grosstechnischen Anwendung und deutlich vergrößerten Anlagen wird mit einem Absinken der spezifischen Kosten gerechnet. Kosteneinschätzungen für die Methanisierung sind mit noch größeren Unsicherheiten behaftet, da die Methanisierung nach dem Sabatier Prozess bisher nicht in grosstechnischem Massstab erfolgt. Als Faustformel für die Methanisierung gelten derzeit zusätzliche Investitionen in Höhe von 50% der für die vorgelagerte Elektrolyse aufzuwendenden Investitionen.

## A.12. Elektrothermische Energiespeicherung

Elektrothermische Energiespeicherung befindet sich in der Entwicklungsphase. Sie beruht auf der Wandlung von elektrischer in thermischer Energie, deren sensible Speicherung und der anschliessenden Rückwandlung. Das Wärmespeichermedium ist Wasser (vgl. Anhang II, A.14). Wie im Abschnitt zur Wärmespeicherung ausführlich beschrieben, stehen für die wasserbasierte Wärmespeicherung verschiedene Behältnisse zur Verfügung: vor allem isolierte Tanks, aber auch ausgeschachtete Bohrlöcher oder – langfristig - Aquiferspeicher.

Die elektrothermische Energiespeicherung macht aus technischen und ökonomischen Gründen nur im grösseren Umfang Sinn: nur bei Grossspeicheranlagen in der Grössenordnung von 5 MW Leistung und 20 MWh Speicherkapazität bis 100 MW Leistung und 500 MWh Kapazität werden die vergleichsweise hohen Wirkungsgrade von 55 bis 65% erreicht. Dies setzt eine zeitlich begrenzte Speicherdauer von einigen Stunden, höchstens wenigen Tagen voraus: Anderenfalls sind die Wärmeverluste bei der Speicherung des Wassers zu hoch.

### Rahmendaten

Leistungsklasse (MW)	5-100
Speicherkapazität (MWh)	20-500
Leistungsdichte	Siehe Anhang II, A.14
Energiedichte	Siehe Anhang II, A.14
Entladedauer (h)	4 - 5
Reaktionszeit	Einige Minuten
Wirkungsgrad (elektr.)	55-65%
Techn. Lebenszeit	unbekannt
Entwicklungsstatus	Entwicklungsstadium

### Nutzung und Kosten

Aufgrund der technischen Eigenschaften und ihrer Grösse könnten elektrothermische Speicher potenziell eine Reihe von Aufgaben von Pumpspeichern und Druckluftspeichern übernehmen, vor allem im Bereich der Lastglättung, die über eine Vermarktung am Spotmarkt erreicht wird. In Bezug auf die Erbringung von Reserveleistung stellt die langsame Reaktionszeit eine Einschränkung dar; als Tertiärreserve kommt die Technologie potenziell jedoch auch in Frage. Elektrothermische Speicher könnten somit einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten; nach derzeitigem Kenntnisstand sind sie als saisonale Speicher aufgrund des vergleichsweise schlechten Wirkungsgrads des Gesamtsystems jedoch nicht geeignet (im Gegensatz zur wasserbasierten saisonalen Wärmespeicherung). Zu den Kosten können derzeit noch keine verlässlichen Angaben gemacht werden; Henchoz et al. (2012) stellen eine optimierte Anlage vor, die zusätzlich auch Solarenergie nutzt. Bei einem Gesamtwirkungsgrad von 57% berechnen sie Kapitalkosten von 1200 USD/kW (das entspricht rund 1108 CHF/kW). Diese hypothetische Berechnung stellt allerdings nur eine untere Schranke der zu vermutenden Kosten dar.

# Wärmespeichertechnologien

In diesem Anhang beschreiben wir verschiedene Wärmespeichertechnologien. Die Angaben basieren auf sowohl auf DNV KEMA internen als auch verschiedenen externen Quellen, die in einer Literaturliste angefügt sind. Der Anhang ergänzt die Informationen zu den Speichern in Abschnitt 3.

## A.13. Sensible Speicher - allgemein

Sensible Speicher basieren auf der Nutzung der Wärmekapazität ihres Speichermediums, dessen Temperatur sie verändern. Das am weitesten verbreitete und kommerziell genutzte Speichermedium ist Wasser. Kleine und mittelgrosse Speicher kommen dabei sowohl in Haushalten als auch in der Industrie zur Anwendung, und zwar zur kurz- und mittelfristigen Speicherung (auf saisonale Grosspeicher gehen wir im nächsten Abschnitt ein). Das Wasser wird erhitzt und dann in Tanks mit starker thermischer Isolation gespeichert. In den Wassertanks kann Wärme über mehrere Tage gespeichert werden. Die Verlustrate liegt zwischen 0,1% pro Tag (bei grossen Tanks mit mehr als 1000 m<sup>3</sup>) und 20 % pro Tag (kleine Haushaltsanwendungen, z.B. 300-Liter-Tanks).

### Vorteile:

- Wasserspeicher sind bei niedrigen (0-20°C) und mittleren (20-100°C) Temperaturen kosteneffizient
- Wasser hat eine hohe spezifische Wärmekapazität

### Nachteile:

- Energiespeicherdichte ist eher niedrig, kann in Drucktanks gesteigert werden
- In der Folge hoher Raumbedarf
- Je nach Anwendungen vergleichsweise geringer Wirkungsgrad der Wärmespeicherung

### Rahmendaten (kleine und mittlere sensible Speicher)

Wärmekapazität (kWh/t)	10 – 50
Energiespeicherdichte (kWh/m <sup>3</sup> )	25 (Wasser)
Leistung (MW)	100 – 500
Wirkungsgrad (Prozent)	50-90
Speicherdauer	Stunden bis Tage
Spezifische Kosten (CHF/kWh)	0,12-12
Entwicklungsstatus	kommerziell

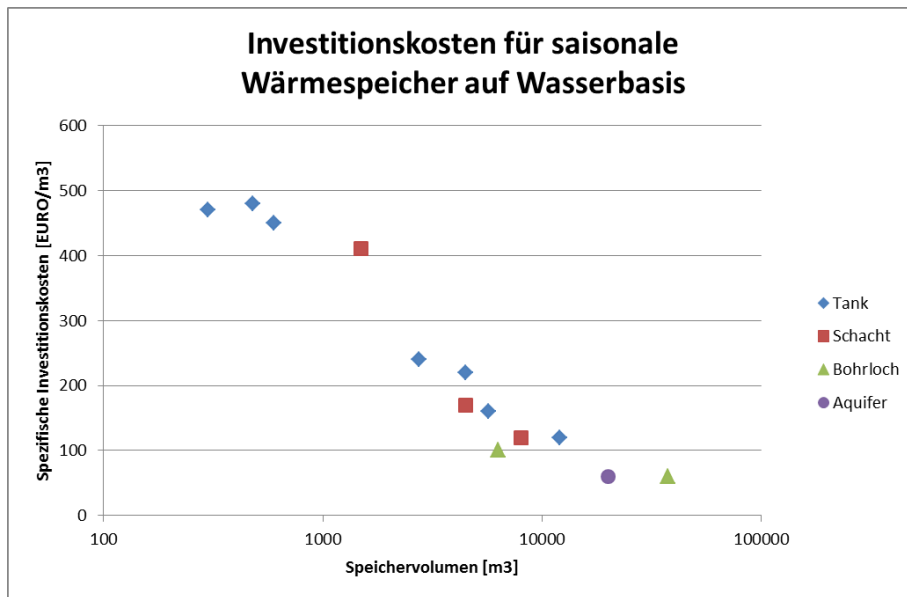
#### A.14. Sensible Speicher - Grossspeicher

Neben den kleinen und mittleren sensiblen Speichern kommen auch wasserbasierte Grossspeicher zum Einsatz, z.B. als Teil eines Fernwärmesystems sein, zumeist gekoppelt mit WKK-Anlagen. Hierbei werden sowohl geschlossene als auch offene Tanks eingesetzt. In der Pilotphase befinden sich saisonale Grossspeicher. In unterirdischen Speicheranlagen wird dann überschüssige Wärmeenergie eingespeichert, häufig Solarwärme während der Sommermonate, die in den kalten Monaten zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung genutzt werden kann. Hierzu kommen ausgebaute und isolierte Schächte, Bohrlöcher und Aquiferspeicher in Frage, die auf der Erwärmung von Grundwasser in geeigneten Gesteinsformationen beruhen. Unterschiede bestehen vor allem im Hinblick auf die Energiespeicherdichte des eingespeicherten Wassers (druckabhängig, vgl. Tabelle 27). Grundsätzlich kommt saisonale Speicherung nur bei grossen Wärmebedarfen (grösser als 250 kW<sub>thermal</sub>) in Frage. Der jährliche Wärmeverlust bei der saisonalen Speicherung liegt nach heutigem Stand der Technik bei bis zu 30%.

**Tabelle 27 Energiespeicherdichte verschiedener Grosswärmespeichertechnologien**

Speicherbehältnis	Energiespeicherdichte [kWh/m <sup>3</sup> ]
Tankspeicher (Druck)	60-80
Schachtspeicher	60-80
Bohrlochspeicher	15-30
Aquiferspeicher	30-40

Abbildung 64 gibt einen Überblick über spezifische Investitionskosten verschiedener Grossspeicherprojekte in Europa. Wie schon in Abschnitt 3 ausgeführt, erkennt man deutliche Skaleneffekte: Die spezifischen Kosten sinken mit der Grösse der Speicheranlage. Diese sind wesentlich durch die Baukosten für die Anlagen bestimmt.



Quelle: DNV KEMA

**Abbildung 64: Übersicht über spezifische Investitionskosten verschiedener Grosspeicher**

### A.15. Latente Wärmespeicher

In latenten Wärmespeichersystemen wird die Wärme unter Ausnutzung der Phasenübergänge des Wärmemediums gespeichert: entweder von flüssig zu fest oder von gasförmig zu flüssig. Ein Beispiel ist der Phasenübergang von Wasser zu Eis (Eis wird heute vor allem in der Kältespeicherung genutzt). Phasenübergänge bieten höhere Wärmespeicherkapazitäten als einfache Temperaturveränderungen des Speichermediums, die von sensiblen Speichern genutzt werden.

Latente Wärmespeicher befinden sich in der Demonstrationsphase. Zwei Klassen von Speichermedien dominieren dabei: anorganische Salzhydrate und Paraffine. Je nach Anwendung (kurz- bis langfristig) werden verschiedene Substanzen gewählt. Die Tabelle 28 stellt die Eigenschaften von Salzhydraten und Paraffinen einander gegenüber.

**Tabelle 28: Vergleich der Eigenschaften von Salzhydraten und Paraffinen als Wärmespeichermedien**

Salzhydrate	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Wärmekapazität</li> <li>• Hygroskopisch, korrosiv und toxisch, aber nicht entflammbar</li> <li>• Kein präziser Schmelzpunkt</li> <li>• Verschiedene Materialien für verschiedene Temperaturbereiche und Speicheranwendungen (Speicherdauer)</li> <li>• Vergleichsweise billig</li> </ul>
Paraffine	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niedrige Wärmekapazität</li> <li>• Langfristig stabil, nicht toxisch, aber leicht entflammbar</li> <li>• genaue Wahl des Schmelzpunktes</li> <li>• Verschiedene Materialien für verschiedene Temperaturbereiche und Speicheranwendungen (Speicherdauer)</li> <li>• Vergleichsweise teuer</li> </ul>

#### Rahmendaten

Wärmekapazität (kWh/t)	50-150
Energiespeicherdichte (kWh/m <sup>3</sup> )	100 (Eis)
Leistung (MW)	0,001 - 1
Wirkungsgrad (Prozent)	50 - 90
Speicherdauer	Stunden bis Monate
Spezifische Kosten (CHF/kWh)	12-60
Entwicklungsstatus	In der Demonstrationsphase

## A.16. Thermo-chemische Speicher

Thermo-chemische Speicher basieren entweder auf der Nutzung von Sorptionsprozessen oder auf reversiblen thermo-chemischen Reaktionen.

Bei Sorptionsprozessen wird die energetische Anreicherung des Speichermediums zwischen zwei Phasen oder auf einer Grenzoberfläche genutzt. So wird z.B. bei Kältemitteln auf Basis von Wasser-Lithium-Bromiden in einem Absorptionsprozess die Temperaturabhängigkeit der physikalischen Löslichkeit des Speichermediums in Wasser genutzt.

Bei thermo-chemischen Reaktionen wird bei der Einspeicherung Wärme absorbiert und bei der Ausspeicherung wieder abgegeben. Während der Einspeicherung dissoziiert das Speichermedium in zwei chemische Komponenten, die getrennt gelagert werden. Zur Ausspeicherung werden sie erneut vermischt und geben in einer chemischen Reaktion Wärme ab.

Derzeit befindet sich die Nutzung thermo-chemischer Reaktionen zur Wärmespeicherung noch in der Demonstrationsphase. Je nach verwendeten chemischen Substanzen sind breite Anwendungsfelder denkbar, sowohl in Bezug auf die Temperaturbereiche als auch die Speicherdauer (insbesondere ist auch eine saisonale Speicherung grundsätzlich möglich).

### Vorteile

- Hohe Wärmekapazitäten der Speichieranlagen
- Hohe Wirkungsgrade der Speicherprozesse
- Hohe Betriebstemperaturen möglich (grösser als 300°C)

### Nachteile

- Bislang gibt es noch Stabilitätsprobleme im Hinblick auf die Ein- und Ausspeicherung
- Teilweise noch hohe Kosten, die vor allem durch die Geräte für Wärme- und Massentransport entstehen

### Rahmendaten

Wärmekapazität (kWh/t)	120-250
Energiespeicherdichte (kWh/m <sup>3</sup> )	300
Leistung (MW)	0,01-1
Wirkungsgrad (Prozent)	75 - 100
Speicherdauer	Tage bis Monate
Spezifische Kosten (CHF/kWh)	12-120
Entwicklungsstatus	In der Demonstrationsphase