



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Marktregulierung

---

DNV  
Dezember 2021

# **Abschlussbericht Neue Speicherregulierung bis 2050 im Strom-, Gas und Wärmebereich**

Im Auftrag des Bundesamts für Energie

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmerin:**

DNV Energy Systems Germany GmbH

**Autor/innen:**

DNV Pegah Abrari

DNV Linda Brodnicke

DNV Manuel Emde

DNV Dr. Tim Mennel

DNV Can Özdemir

DNV Dr. Jessica Stenglein

**Begleitgruppe:**

Marioni Renato BFE (Projektleitung)

Baillifard Olivier BFE

Bareit Markus BFE

Eisenbast Wolfgang BFE

Federer Guido BFE

Ghermi Peter BFE

Hintz Wieland BFE

Oberholzer Stefan BFE

Sontag Astrid BFE

Vacheron Damien SECO

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind  
ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

# Abschlussbericht Neue Speicherregulierung bis 2050 im Strom-, Gas- und Wärmebereich

Bundesamt für Energie (BFE)

Referenz: SI/200329-01

Dokumenten-Nr.: 10208422\_EB

Datum: 15.12.2020

Datum der letzten Revision: 14.12.2021



### Kundeninformationen

---

Kundenname: Bundesamt für Energie (BFE)  
Adresse: 3003 Bern, Schweiz  
Kundenreferenz:  
Kontaktperson: Renato Marioni

### DNV Unternehmensinformationen

---

DNV-Legalentität: DNV Energy Systems Germany GmbH  
DNV-Organisationseinheit: Niederlassung Bonn

### Dokumenteninformationen

---

Projekttitel: Neue Speicherregulierung bis 2050 im Strom-, Gas- und Wärmebereich  
Projektnummer: 10208422  
Berichtstitel: Abschlussbericht  
Berichtsnummer: 10208422\_EB  
Datum: 15.12.2020  
Datum der letzten Revision: 14.12.2021

---

Copyright © DNV 2021. Alle Rechte vorbehalten. Sofern nicht anders schriftlich vereinbart: (i) Diese Publikation oder Teile davon dürfen weder digital noch auf andere Weise kopiert, vervielfältigt oder übertragen werden; (ii) Der Inhalt dieser Publikation ist vom Kunden vertraulich zu behandeln; (iii) Kein Dritter darf sich auf ihren Inhalt berufen; und (iv) DNV übernimmt keine Verantwortung gegenüber Dritten. Verweise auf Teile dieser Veröffentlichung, die zu Fehlinterpretationen führen können, sind verboten. DNV und Horizon Graphic sind Warenzeichen von DNV AS.

---

#### Verteilung:

- Unbeschränkte Verteilung (intern und extern)
  - Unbeschränkte Verteilung innerhalb der Kunden-Gruppe und deren Vertragspartnern
  - Unbeschränkte Verteilung innerhalb der Kunden-Gruppe
  - Keine Verteilung (vertraulich)
- 

Erstellt von:

Pegah Abrari  
Linda Brodnicke  
Manuel Emde  
Dr. Tim Mennel  
Can Özdemir  
Dr. Jessica Stenglein

Geprüft durch:

Christian Hewicker

freigegeben durch:

---

i.V. Christian Hewicker  
Direktor und Managing Consultant

## Zusammenfassung

Die Schweiz verfolgt mit der Energiestrategie 2050 ehrgeizige klima- und energiepolitische Ziele, darunter die Senkung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen, den Zubau neuer erneuerbarer Energien, den mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie und die notwendigen Anpassungen der Versorgungsinfrastruktur, vor allem der Stromnetze. Das am 1.1.2018 in Kraft getretene Energiegesetz sowie die zugehörigen Ausführungsverordnungen schaffen in verschiedenen Bereichen die regulatorischen Voraussetzungen hierfür. Zugleich gibt es weiterhin Anpassungsbedarf in verschiedenen Regulierungsgebieten. Dies betrifft unter anderem die Regulierung von Speichertechnologien, die im zukünftigen Energieversorgungssystem voraussichtlich eine zunehmend wichtigere Rolle einnehmen werden. Vor allem die netzgebundenen Energieträger Strom, Erdgas und Fernwärme stehen hierbei vor grossen Herausforderungen, wenn das Energiesystem möglichst klima-neutral ausgestaltet und gleichwohl eine hohe Versorgungssicherheit, vor allem im Winter, sichergestellt werden soll.

Vor diesem Hintergrund ist ein Ziel der vorliegenden Studie, als sinnvoll erscheinende Kombinationen von Speichertechnologien zur Hebung von Synergien zwischen den verschiedenen netzgebundenen Energieträgern für das zukünftige Energiesystem der Schweiz zu identifizieren. Daneben wurden auch der mögliche Beitrag einer zunehmenden Digitalisierung sowie die hiermit verbundenen Anforderungen untersucht. Drittens umfassten die Arbeiten im Rahmen dieser Studie auch eine grobe Analyse des derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmens für die Nutzung und Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern, einschliesslich der Identifikation und Diskussion sinnvoller oder sogar notwendiger Rahmenbedingungen, um effiziente Anreize für einen optimalen Einsatz verschiedener Speichertechnologien in Bezug auf ihre Versorgungsrolle und Wirtschaftlichkeit zu setzen.

## Speichertechnologien und ihre Anwendung im Energiesystem

Für die Energiespeicherung stehen eine Reihe verschiedener Technologien zur Verfügung bzw. befinden sich in der Entwicklung. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht relevanter Technologien für den Einsatz in den drei im Schwerpunkt dieser Studie stehenden Sektoren Strom, Wärme und Gas, wobei die im Rahmen der quantitativen Analysen und Energiesystemmodellierung berücksichtigten Anwendungen durch Fettschrift hervorgehoben sind. Der untere Teil von Tabelle 1 ergänzt diese Übersicht durch eine Auswahl von Technologien zur Sektorkopplung, d.h. zur Umwandlung zwischen den verschiedenen Energieträgern.

Im Stromsektor verfügt die Schweiz traditionell über ein hohes Mass an Flexibilität aus konventionellen Speicherkraftwerken und Umwälzwerken. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass auch in der Schweiz Batteriespeicher eine zunehmend wichtigere Rolle einnehmen werden. Auf eine vertiefte Betrachtung der übrigen Technologien wurde hingegen verzichtet, da deren Einsatz entweder im Wesentlichen auf bestimmte Anwendungen beschränkt ist (z.B. Schwungräder und Kondensatoren), sich diese Technologien noch in einem frühen Stadium der Entwicklung befinden oder aber die entsprechenden Dienstleistungen bereits aus den bestehenden Wasserkraftwerken erbracht werden können. Schliesslich sind auch Elektroautos zu berücksichtigen, da die dort verbauten Batterien allenfalls weitere Möglichkeiten zur Flexibilisierung der (zusätzlichen) Nachfrage oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen für das Stromnetz eröffnen.

Auch für den Wärmesektor stehen prinzipiell verschiedene Technologien zur Verfügung. Hervorzuheben sind hierbei insbesondere zentrale sowie dezentrale Wasserspeicher, die für die Tages- und Wochenspeicherung genutzt werden können. Perspektivisch können zudem auch Erdwärmesonden, Erdbeckenspeicher sowie Aquiferspeicher eine saisonale Speicherung ermöglichen, allerdings stark abhängig von den jeweiligen lokalen Gegebenheiten. Neben weiteren Speichertechnologien (vgl. Tabelle 1) besteht in den meisten Fernwärmenetzen zudem ein, wenn auch begrenztes Speicherpotenzial. Im Bereich der Sektorkopplung sind insbesondere Wärmepumpen hervorzuheben, zumal diese in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems in der

Schweiz leisten. Auf eine vertiefte Betrachtung konventioneller Direktheizungen sowie von Elektrokesseln in der Fernwärmeversorgung wurden dagegen verzichtet.

**Tabelle 1: Übersicht relevanter Technologien für Energiespeicherung und Sektorkopplung**

	Strom	Wärme	Gas
Speicher	<b>Speicherwerke</b> <b>Umwälzwerk</b> <b>Batteriespeicher</b> Druckluftspeicher Lagespeicher Elektrothermische Speicher Schwungräder, Superkondensatoren	<b>Tagesspeicher- und Wochenspeicher</b> (Wasserspeicher) <b>Saisonalspeicher</b> (Erdbeckenspeicher / Erdwärmesonden, Aquiferspeicher) Latente Wärmespeicher Feststoffspeicher Eisspeicher Wärmenetze	Porenspeicher Kavernenspeicher Kugelspeicher Röhrenspeicher Netzpuffer / Netzatmung
Sektorkopplung	<b>Elektroautos</b>	Direktheizung / Elektrokessel <b>Wärmepumpen</b>	Power-to-Hydrogen Power-to-Methane

Die für die quantitativen Analysen betrachteten Technologien sind **fett** hervorgehoben

Im Bereich der Gasversorgung stehen der Schweiz bereits heute eine Reihe kurzfristiger Speicher zur Verfügung, in Form von Kugel- und Röhrenspeichern sowie der sog. „Netzatmung“ in den Regionalnetzen. Zusätzlich wurde in früheren Studien auch die prinzipielle Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Porenspeichern zur langfristigen Gasspeicherung untersucht. Die bestehenden Speicher stellen, in Kombination mit der Variabilität der Abnahme aus der Transitleitung, jedoch bereits heute ausreichende Flexibilität für das Schweizer Gasnetz zur Verfügung, und die Energieperspektiven 2050+ gehen von einer abnehmenden Gasnachfrage aus. Aus diesem Grunde ist weder von einem zusätzlichen Speicherbedarf für Erdgas noch einem signifikanten Potenzial für die Einspeisung synthetisch erzeugter Gase, wie z.B. Wasserstoff oder Methan, in das Schweizer Gasnetz auszugehen. Zwar berücksichtigen die Energieperspektiven 2050+ eine Herstellung synthetischen Wasserstoffs aus Überschussstrom, doch sind die entsprechenden Mengen begrenzt und werden unmittelbar für den Industrie- oder Transportsektor verwendet (vgl. Abschnitt 3.2.3). Eine substantielle Einspeisung synthetischer Gase in die Schweizer Gasnetze ist dagegen in den Energieperspektiven 2050 nicht vorgesehen.

Die primäre Funktion von Energiespeichern besteht offensichtlich darin, Energie zwischenspeichern und damit den Zeitpunkt von Produktion/Energiebezug und Verbrauch/Einspeisung ins Netz zu entkoppeln. Hierbei ist jedoch nicht nur der Zeithorizont der hierdurch ermöglichten Optimierung zu berücksichtigen. Zudem unterscheiden sich die möglichen Anwendungsfälle auch zwischen eigenständigen Anlagen und Speichern in Kombination mit Produktion und/oder Verbrauch, und Anlagen in den Strom- und Gasnetzen können darüber hinaus allenfalls auch Systemdienstleistungen für die Netzbetreiber bereitstellen.

Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten typischen Anwendungen, erneut differenziert zwischen dem Strom-Wärme und Gassektor:

- **Eigenständige Speicher** dienen in der Regel der Arbitrage in den Grosshandelsmärkten im Strom- oder Gassektor. Die Möglichkeit zur Teilnahme an den entsprechenden Märkten korrespondieren mit dem möglichen Zeithorizont der Speicher, d.h. Kurzfristspeicher nehmen nur am Handel von Kurzfristproduktion (bis ca. 1 Woche im Voraus) teil, während saisonale Speicher primär der längerfristigen (saisonalen) Optimierung und Arbitrage dienen, wie beispielsweise die saisonalen Speicherkraftwerke im Strommarkt oder Porenspeicher im Gasmarkt.

- **Integrierte Anlagen** in Kombination mit Produktion oder Verbrauch sind in der Regel nur im Strom- und Wärmesektor anzutreffen, wie z.B.
  - Batterien in Verbindung mit lokaler Erzeugung (z.B. Wind oder PV),
  - Batterien in Verbindung mit lokalem Verbrauch (z.B. Elektrofahrzeuge),
  - Batterien in Verbindung mit sog. „Prosumern“ (z.B. dezentrale PV-Dachanlagen),
  - Wärmespeicher in Verbindung mit Wärmepumpen und/oder Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien bei einzelnen Konsumenten,
  - Wärmespeicher in Verbindung mit WKK, Wärmepumpen und/oder Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Nah- und Fernwärmenetzen.

In Abhängigkeit von der jeweiligen Konstellation dienen diese Speicher primär der Optimierung des Energiebezugs (Konsumenten, EV, Wärmepumpen), der Einspeisung (Erzeugungsanlagen, WKK) oder des Eigenverbrauchs (Prosumer). Ferner können entsprechende Anlagen auch zur Abdeckung der Spitzenleistung beitragen, und Batterien allenfalls zusätzlich zur Teilnahme am Grosshandelsmarkt genutzt werden.

**Tabelle 2: Typische Anwendungen verschiedener Speichertechnologien**

	Strom	Wärme	Gas
<b>Eigenständige Anlagen</b> – Grosshandelsmarkt (saisonal) – Grosshandelsmarkt (Kurzfrist)	Saisonspeicher (Pump-) Speicher, Batterien		Saisonspeicher  Alle
<b>Integrierte Anlagen</b> – Optimierung Energiebezug, Einspeisung, Eigenverbrauch – (Spitzen-) Leistung – Grosshandelsmarkt	Batterien  Batterien Batterien	Alle <sup>(a),(b)</sup>  Alle	
<b>Systemdienstleistungen</b> – Regelleistung & -energie – Blindleistungsbereitstellung – Versorgungswiederaufbau (Schwarzstart)	(Pump-) Speicher, Batterien (Pump-) Speicher, Batterien (Pump-) Speicher, Batterien		
<b>Vermeidung Abregelung EE,            Engpassmanagement &amp; Vermeidung            Netzausbau</b> – Übertragungsnetz – Verteilnetz	(Pump-) Speicher, Batterien Batterien		Grossspeicher  Kleinspeicher
<b>Versorgungssicherheit</b> – Spitzenleistung – Energiesicherheit	(Pump-) Speicher, Batterien Saisonspeicher		Alle  Saisonspeicher

<sup>(a)</sup> – in Verbindung mit WKK; <sup>(b)</sup> – in Verbindung mit Wärmepumpe

- Anlagen im Stromsektor können zudem zur Bereitstellung sog. **Systemdienstleistungen** im Übertragungs- und/oder Verteilnetz beitragen. Im Stromsektor können (Pump-) Speicherkraftwerke und Batterien grundsätzlich alle aufgeführten Anwendungen erbringen, wobei Batterien in der Regel weniger für die Erbringung von

Sekundär- sowie vor allem Tertiärreserve geeignet sind, umgekehrt aber auch potenziell in der Zukunft notwendige Produkte wie Momentanreserve<sup>1</sup> bereitstellen können.

- Im Strom- und Gassektor können Speicher zudem einen Beitrag zum Engpassmanagement sowie zur Vermeidung / Verzögerung des Netzausbaus leisten, im Stromnetz, und zur Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien beitragen. Der mögliche Bedarf und Nutzen sind hierbei stark von der (lokalen) Netzstruktur abhängig und unterscheiden sich naturgemäss zwischen an die Übertragungs-/Transport- bzw. Verteilnetze angeschlossenen Anlagen.
- Analog können Speicher auch zur allgemeinen Versorgungssicherheit beitragen. Die gilt generell mit Blick auf ausreichende gesicherte Leistung, während nur «grosse» Speicher mit einem ausreichend grossen Speichervolumen einen effektiven Beitrag zur Energiesicherheit leisten.

## Wirtschaftlichkeit und Bedarf von Speichern im Schweizer Energiesystem

Den Kern des Projekts bildete eine umfassende quantitative energiewirtschaftliche Analyse zur möglichen zukünftigen Rolle von Energiespeichern auf Grundlage einer stündlichen Simulation des Schweizer Energiesystems für verschiedene Jahre und Szenarien. Ziel der Modellierung war eine ausreichend realistische Simulation des Energiesektors sowie der möglichen Interaktionen zwischen den verschiedenen Sektoren („Sektorkopplung“), mit besonderer Berücksichtigung des Wärmesektors und dessen potenziellen Beitrags zur Flexibilisierung des Stromsystems.

Sämtliche Berechnungen beruhen auf dem Szenariorahmen und den Ergebnissen der Energieperspektiven 2050+, ergänzt durch allfällige Annahmen zu den Nachbarländern bzw. allgemein der europäischen Strommärkte<sup>2</sup>. In Abstimmung mit dem BFE wurden hierbei grundsätzlich die Stützjahre 2035 und 2050 und die folgenden Szenarien betrachtet:

- Szenario **Weiter-wie-bisher** (WWB) mit einer Trendfortschreibung,
- Drei Szenarien mit der Erreichung des Ziels der Klimaneutralität im Jahr 2050 («**Netto-Null**»), konkret die **Basisvariante** sowie die **Varianten A** (Elektrifizierung) und **B** (Synthetische Gase).

Abbildung 1 zeigt die generelle Struktur sowie den geographischen Rahmen des für die Simulationen verwendeten Energiesystemmodells. Wie ersichtlich, deckt das Modell neben der Schweiz auch das restliche Europa, wenn auch mit einem reduzierten Detaillierungsgrad. Innerhalb der Schweiz umfassen die Simulationen neben dem Strommarkt auch die Wärmeversorgung wie folgt:

- Die Darstellung des Strommarktes gliedert sich in das allgemeine Versorgungssystem einerseits und in mehrere sog. «kritische Verteilnetze» andererseits:
  - Das charakteristische Merkmal der kritischen Verteilnetze ist hierbei die für ein lokales Verteilnetz typische Kundenstruktur sowie beschränkte Austauschkapazitäten mit dem Übertragungsnetz, während für das allgemeine Versorgungssystem keine Engpässe angenommen bzw. betrachtet werden.
  - In beiden Fällen werden neben der allgemeinen Versorgungsstruktur (Erzeugung und Last) jeweils eine Reihe typischer Einzelkunden modelliert, jeweils mit und ohne Speicher.
- Für den Wärmesektor werden dagegen vor allem «typische» Kunden bzw. Netze betrachtet:

<sup>1</sup> Der Begriff Momentanreserve bezieht sich auf mögliche zusätzliche Regelleistungsprodukte mit dynamischen Anforderungen, welche noch über die derzeitigen Anforderungen an Primärregelleistung hinausgehen, wie z.B. sog. „synthetische Schwungmasse“ oder die bereits in Grossbritannien oder Skandinavien genutzten bzw. in Einführung begriffenen Produkte zur „Fast Frequency Response“.

<sup>2</sup> Die entsprechenden Annahmen wurden primär aus dem Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSO-E sowie Trendfortschreibungen abgeleitet.

- Für die Fernwärme werden insgesamt acht verschiedene Netze betrachtet, konkret jeweils zwei Gruppen von je vier gleich grossen Netzen mit bzw. ohne Wärmepumpen und, innerhalb jeder Gruppe, mit verschiedenen Speicherkonstellationen auf Grundlage von Lithium-Ionen Batterien.
- Ergänzend wurden Einzelkunden in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen (GHD) und Industrie mit separater Wärmeversorgung auf Grundlage von Wärmepumpen berücksichtigt, jeweils mit und ohne Wärmespeicher.

Auf eine explizite Modellierung von Wärmekunden ohne Fernwärme oder Wärmepumpen wurde verzichtet, da deren Betriebsweise die netzgebundene Strom- und Wärmeversorgung nicht beeinflusst, und umgekehrt. Analog wurde aus den o.g. Gründen auch von einer expliziten Darstellung der Gasnetze abgesehen.

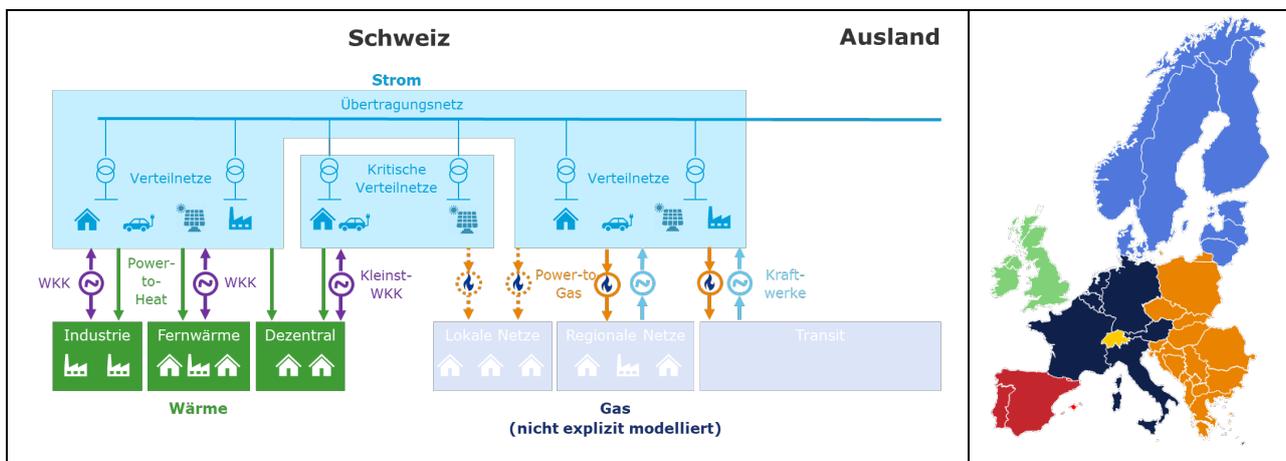
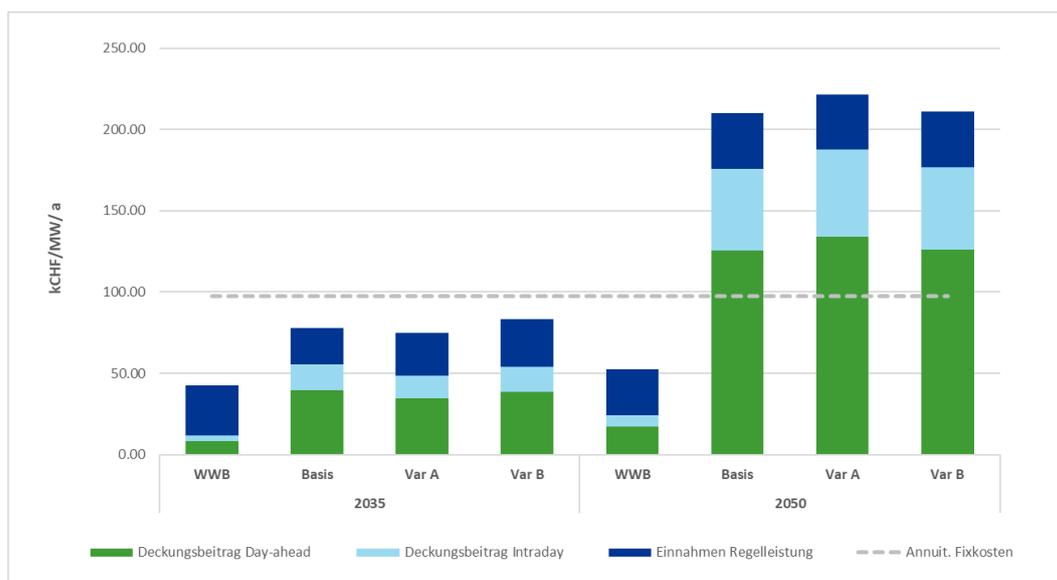


Abbildung 1: Struktur und geografischer Rahmen des Energiesystemmodells

## Zusätzliche Umwälzwerke und eigenständige Batterieanlagen

In einem ersten Schritt wurde die Wirtschaftlichkeit eines zusätzlichen Umwälzwerks sowie eigenständiger Batterieanlagen untersucht. Als Umwälzwerk wurde, analog zur Trilateralen Pumpspeicherstudie aus dem Jahre 2014, ein Umwälzwerk mit einer installierten Leistung von 250 MW betrachtet, und zwar zusätzlich zu den bereits in Betrieb oder im Bau befindlichen Anlagen. Wie in Abbildung 2 dargestellt, liegen die erwarteten Deckungsbeiträge im Jahr 2035 in allen Szenarien deutlich unterhalb der annualisierten Kapital- und sonstigen Fixkosten. Im Jahr 2050 liegen die Deckungsbeiträge dagegen in den meisten Szenarien deutlich oberhalb der Fixkosten, mit Ausnahme des Szenarios WWB. Diese Entwicklung lässt sich aus einer deutlich höheren (täglichen) Volatilität der Strompreise in den Netto-Null Szenarien im Jahr 2050 begründen und führt dazu, dass bereits die Teilnahme am Grosshandelsmarkt zur Refinanzierung des Umwälzwerks ausreichend wäre, also bereits ohne die Erlöse aus der Erbringung von Regelleistung und – energie. Gleichzeitig hat der Gesamtanteil zusätzlicher Stromspeicher nur einen sehr geringen Einfluss auf die Struktur und Höhe der Grosshandelspreise in den betrachteten Szenarien. Insgesamt wäre der Neubau eines weiteren Umwälzwerks somit im Falle der Netto-Null-Szenarien der Energieperspektiven 2050+ langfristig wirtschaftlich. Allerdings gilt dies auf Grundlage der getroffenen Annahmen erst zu einem sehr späten Zeitpunkt. Für die kommenden zwei Jahrzehnte erscheint die mögliche Wirtschaftlichkeit unter den gegebenen Annahmen daher sehr fraglich.



**Abbildung 2: Erwartete Deckungsbeiträge eines zusätzlichen Umwälzwerks**

Quelle: DNV-Analysen

Als eigenständige Batterieanlagen wurden grössere Lithium-Ionen-Batterien betrachtet, die eigenständig an das allgemeine Stromnetz angeschlossen werden und ihre Erlöse alleine aus der Teilnahme am Grosshandelsmarkt (Arbitrage) und der Vermarktung von Systemdienstleistungen erbringen müssen. Wie der beispielhafte Vergleich in Abbildung 3 zeigt, wird die Wirtschaftlichkeit neben der Anlagekonfiguration auch durch verschiedene andere Faktoren beeinflusst:

- Während eine aggregierte Leistung von 100 MW sowohl in 2035 als auch in 2050 ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften kann, führt eine höhere Gesamtleistung zu einer zunehmenden Kannibalisierung und sinkenden Deckungsbeiträgen. So lägen die erwarteten Deckungsbeiträge bereits bei einer aggregierten Leistung von 400 MW in 2035 deutlich unterhalb der Fixkosten.
- Im Jahr 2050 wird die Wirtschaftlichkeit zudem erheblich durch Annahmen zur möglichen Erbringung von Systemdienstleistungen durch Wärmepumpen und PV-Anlagen beeinflusst. Eine zunehmende Teilnahme entsprechender Anlagen kann somit die Wirtschaftlichkeit eigenständiger Batterieanlagen negativ beeinflussen.
- Umgekehrt wird die Wirtschaftlichkeit eigenständiger Anlagen nur unwesentlich durch kundeneigene Stromspeicher beeinflusst, da diese überwiegend zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden.
- Anzumerken ist ferner, dass die in Abbildung 3 dargestellten Ergebnisse auf der Annahme beruhen, dass eigenständige Stromspeicher keine Netzentgelte zahlen müssen. Die im Rahmen der regulatorischen Analysen durchgeführten Berechnungen zeigen zudem, dass die Anwendung der normalen Netznutzungsentgelte für Endverbraucher das wirtschaftliche Potenzial eigenständiger Batterieanlagen sehr stark negativ beeinflussen und in vielen Fällen die in Abbildung 3 dargestellten Deckungsbeiträge (deutlich) übersteigen.

Insgesamt legen diese Betrachtungen nahe, dass das Gesamtpotenzial wirtschaftlich zu betreibender Anlagen auch langfristig auf eine Leistung von nur wenigen hundert MW begrenzt bleibt. Dies gilt für sämtliche Szenarien der Energieperspektiven 2050+, unabhängig von den Annahmen zum Ausbau von Elektromobilität und Wärmepumpen.

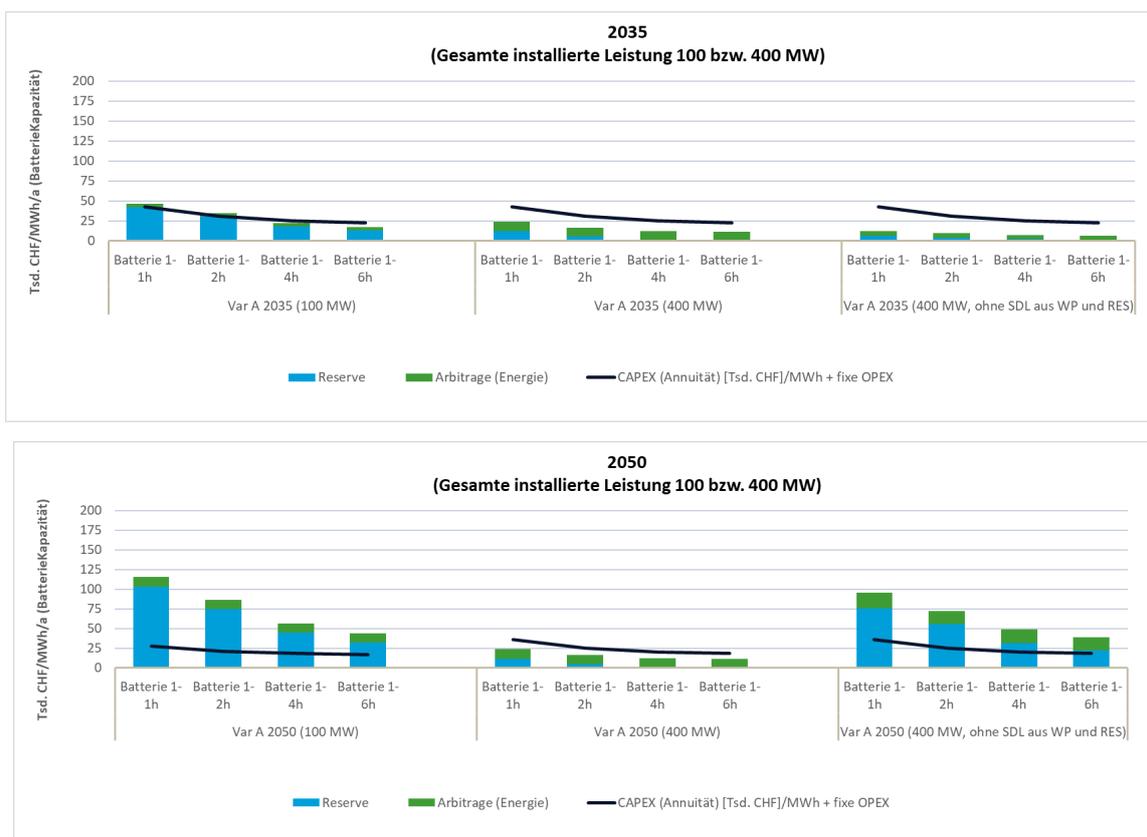


Abbildung 3: Erwartete Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen in Var. A

Quelle: DNV-Analysen

## Kundeneigene Stromspeicher

Die Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen wird ebenfalls deutlich von verschiedenen externen Faktoren sowie der Auslegung der Batterien beeinflusst, vgl. Abbildung 4:

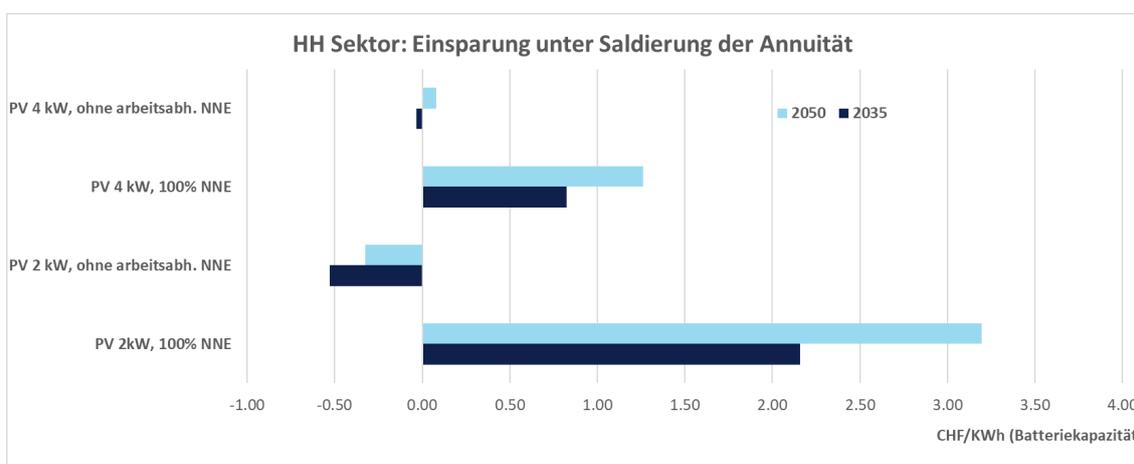
- Grundsätzlich steigt die Wirtschaftlichkeit auch hier zwischen 2035 und 2050, aufgrund der angenommenen weiteren Kostendegressionen einerseits sowie einer höheren Volatilität der Grosshandelspreise andererseits.
- Der primäre Einflussfaktor ist jedoch die Höhe der arbeitsabhängigen Bestandteile des Endkundenpreises, die über den direkten Anteil der Grosshandelspreise hinausgehen. Bei Annahme einer Fortführung der aktuellen Regelungen, bei der die entsprechenden Kosten überwiegend in Form von Arbeitspreisen weitergegeben werden, ergibt sich in allen Fällen eine sehr hohe Wirtschaftlichkeit. Eine Reduzierung der arbeitsabhängigen sonstigen Entgelte, z.B. durch eine Steigerung des Grund- bzw. Leistungsanteils der Netz- bzw. Endkundenentgelte, beeinflusst die Wirtschaftlichkeit dagegen unmittelbar negativ. Aus Sicht von Batteriespeichern stellt dies ein erhebliches regulatorisches Risiko für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Batterieanlagen dar, und zwar bereits ohne Berücksichtigung des erhöhten Grund- bzw. Leistungsanteils.
- In diesem Zusammenhang ist ferner der signifikante Unterschied zwischen „kleinen“ und „grossen“ PV-Anlagen zu berücksichtigen. Die deutlich höhere Sensitivität kundeneigener Batterieanlagen zeigt sehr deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit in Verbindung mit einer begrenzten PV-Leistung primär durch die Vermeidung

arbeitsabhängiger Entgelte für den Strombezug aus dem Netz getrieben wird. Für relativ grössere PV-Anlagen, mit einer erhöhten Rückspeisung ins Netz, reflektiert der Wert der Batterieanlagen dagegen zunehmend die Möglichkeit aus der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung.

- In Verbindung mit Wärmepumpen und/oder Elektrofahrzeugen steigt das Potenzial zur Vermeidung arbeitsabhängiger Strombezugskosten weiter an (nicht in Abbildung 4 dargestellt). Dies führt zu einer weiteren Steigerung des Werts von Investitionen in Batterieanlagen, erhöht aber gleichzeitig die Sensitivität gegenüber zukünftigen Änderungen der entsprechenden Tarif- und Entgeltstrukturen.
- Nicht unerwartet zeigen die Analysen zudem, dass Investitionen in kundeneigene Batterien im Regelfall nur in Kombination mit Eigenerzeugung profitabel, also im Falle sog. Prosumer.
- Theoretisch könnte eine Erhöhung des Leistungsanteils auch dazu führen, dass Batteriespeicher zur Reduzierung der Spitzenleistung genutzt werden. Derzeit zahlen Haushaltskunden jedoch in der Regel nur einen Grundpreis, während da ihre Verbrauchswerte weit unterhalb der Schwellwerte für Leistungsmessung liegen. Dementsprechend wäre diese Option im Haushaltssektor nur bei einer fundamentalen Umgestaltung der derzeitigen Regelungen zur Messung und Abrechnung von Kleinkunden relevant.

Insgesamt zeigen diese Beobachtungen sehr deutlich, dass das wirtschaftliche Potenzial von Investitionen in kundeneigene Batterien – neben einer fortschreitenden Kostendegression - im Wesentlichen durch drei Faktoren beeinflusst wird. Und zwar erstens der Auslegung von PV-Anlagen relativ zum Verbrauchsprofil, zweitens der kumulierten Leistung dezentraler (Dach-) Anlagen sowie drittens von der zukünftigen Ausgestaltung der arbeitsabhängigen Endkunden- und Netzentgelte sowie allenfalls weiterer Abgaben und Steuern, wobei letztere auch die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage beeinflussen. Der Anteil von kundeneigenen PV-Anlagen mit Batterien wird insofern voraussichtlich zu einem erheblichen Anteil durch die Entwicklung der entsprechenden Tarifstrukturen bzw. der arbeitsabhängigen Entgeltanteile getrieben. Dessen ungeachtet erscheint es wahrscheinlich, dass die relative Leistung entsprechender Anlagen auch in Zukunft primär durch das Ziel einer Optimierung des Eigenverbrauchs bzw. der Vermeidung getrieben wird.

Diese Überlegungen gelten analog auch für den GHD- und den Industriesektor. Einzig die Nutzung von Batteriespeichern zur Reduzierung der gemessenen Spitzenleistung könnte in diesem Falle von Relevanz sein. Aufgrund der hohen Heterogenität der entsprechenden Kundengruppe wurde jedoch auf weitere Untersuchungen und Abschätzungen verzichtet.



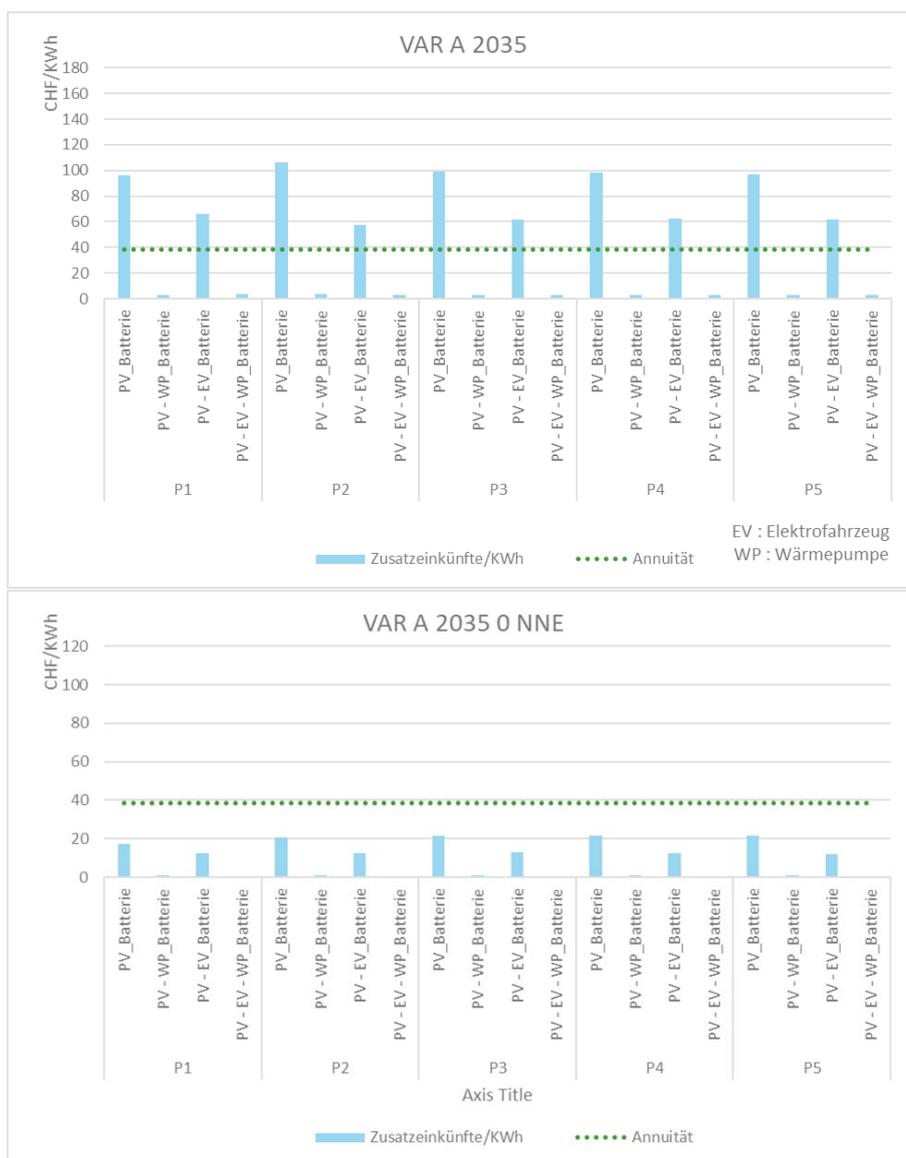
**Abbildung 4: Erwartete Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte mit PV-Anlagen in engpassfreien Netzen)**

Quelle: DNV-Analysen

Die obigen Beobachtungen gelten grundsätzlich auch für kundeneigene Batterien in «kritischen Verteilnetzen», in denen die Rückspeisung ins Netz durch lokale Netzengpässe begrenzt ist. Derartige Netze sind per definitionem durch einen hohen Anteil dezentraler Erzeugung und erhebliche Rückspeisungen charakterisiert, d.h. mit einem erheblichen Anteil von Haushalten mit «grossen PV-Anlagen». Wie der Vergleich typischer Kunden in fünf exemplarischen Verteilnetzen zeigt, ist der Wert der Batterien umgekehrt korreliert mit dem Gesamtverbrauch der einzelnen Kunden. Bei Konsumenten mit einem deutlich höheren Verbrauch, also insbesondere mit Wärmepumpen, ist der Wert der Batterien sehr gering, da die eigene Stromerzeugung aus PV zeitgleich selbst verbraucht und weder in eine lokale Batterie noch ins Netz eingespeist wird. Traditionelle Verbraucher ohne EV oder Wärmepumpen profitieren dagegen primär von einem höheren Eigenverbrauchsanteil und der damit verbundenen Vermeidung arbeitsabhängiger Strombezugskosten.

Dementsprechend zeigt sich auch in diesem Falle eine sehr starke Sensitivität gegenüber der zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgelte (vgl. Abbildung 5). So liegen die Deckungsbeiträge von Investitionen in Batterien bei einer 50-prozentigen Reduzierung der arbeitsabhängigen Entgelte im Jahr 2035 (nicht in Abbildung 5 dargestellt) nur noch knapp oberhalb der annuitätischen Fixkosten. Bei einer weiteren Reduzierung der arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte, d.h. bei Annahme rein leistungsbezogener Tarife, erreichen die Deckungsbeiträge eines Batteriespeichers weniger als 50% der Fixkosten.

Diese Beobachtungen zeigen jedoch vor allem erneut, dass das Potenzial und die «optimale Auslegung» kundeneigener Batterieanlagen auch in kritischen Verteilnetzen zu einem erheblichen Anteil durch die zukünftigen Entgeltstrukturen determiniert werden. Dies gilt, von allfälligen Ausnahmen in einzelnen kritischen Verteilnetzen abgesehen, auch bei Berücksichtigung zusätzlicher Erlöspotenziale aus der Vermarktung von Systemdienstleistung für die Netzbetreiber.



**Abbildung 5: Erwartete Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte in kritischen Verteilnetzen)**

Quelle: DNV-Analysen

## Wärmespeicher in Nah- und Fernwärmenetzen

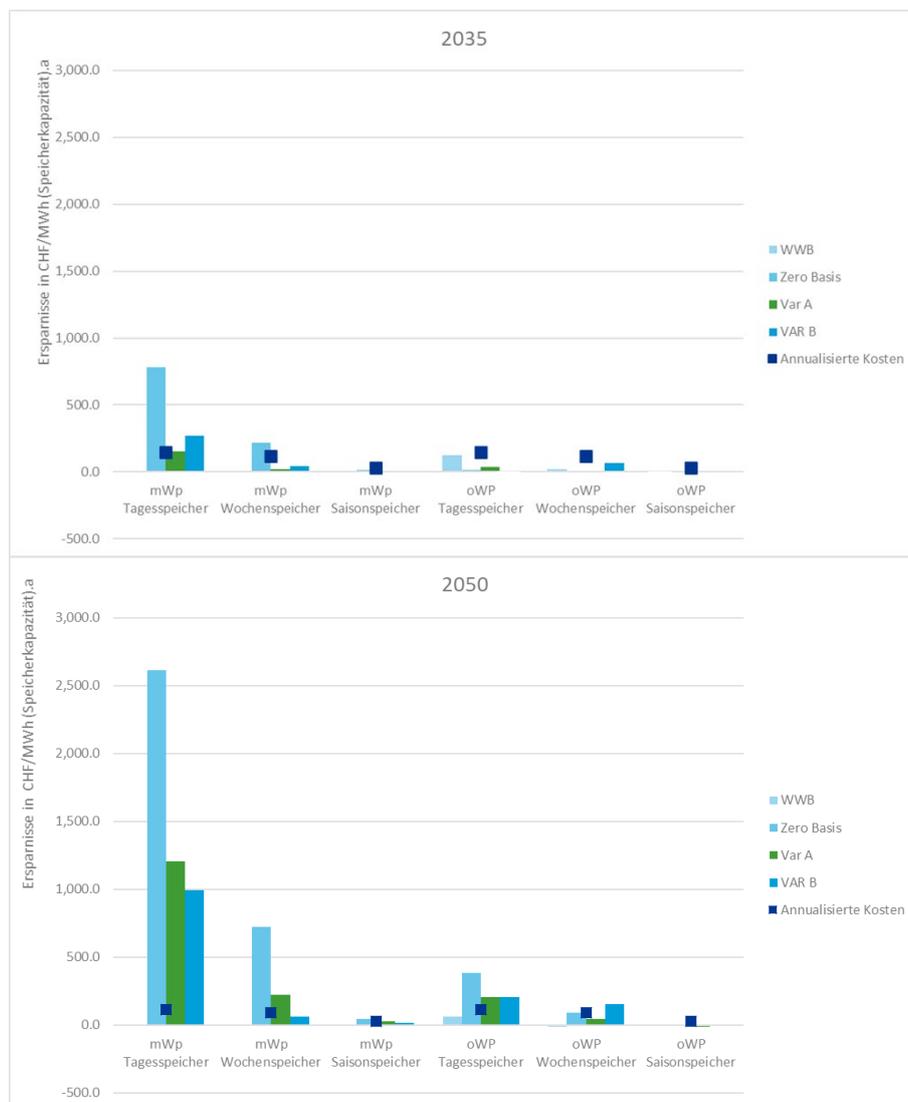
Die Ergebnisse der Analysen zeigen eine höhere Profitabilität von Investitionen in Kurzfristspeicher sowie eine deutlich zunehmende Wirtschaftlichkeit in 2050 verglichen mit dem Jahr 2035, siehe Abbildung 6. Der zweite Effekt ist vor dem Hintergrund der Annahme stark steigender Preise für fossile Brennstoffe, CO<sub>2</sub> sowie für Strom (Grosshandelsmarkt) nicht überraschend.

Auch die relativ höhere Wirtschaftlichkeit kurzfristiger Wärmespeicher erscheint plausibel, da ein erheblicher Anteil des Speichereinsatzes auf kurzfristige Speicherzyklen im Laufe eines Tages oder einer Woche bezieht. Obwohl saisonale Speicher zusätzlich eine vermehrte Nutzung niedriger Strompreise im Sommerhalbjahr für die Wärmebereitstellung im Winter ermöglichen, kann dies die geringere Umschlaghäufigkeit zumindest im Jahr 2035 nicht kompensieren. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Strompreise in der Schweiz zu einem erheblichen Masse aus dem Ausland bestimmt sind,

und damit auch Zeiten z.B. aus Deutschland „importierter“ niedriger Strompreise aufgrund hohen Windstromaufkommens im Winterhalbjahr.

Die betrachteten Wärmespeicher erhöhen grundsätzlich auch die Möglichkeit der mit dem Stromsektor verbundenen Anlagen, also insbesondere von WKK-Anlagen und Wärmepumpen, neben der Optimierung von Stromproduktion bzw. -bezug auch zusätzliche Renditen aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu erwirtschaften. Diese Zusatzerlöse decken jedoch nur einen Teil der notwendigen Deckungsbeiträge ab und erscheinen somit aus Sicht des Wärmesektors als sekundär. Umgekehrt hat das zusätzliche Angebot von Systemdienstleistungen nur einen begrenzten Einfluss auf die Verfügbarkeit und Preise von Regelleistung im Strommarkt. Insofern erscheint der Wert der entsprechenden Flexibilitäten für das Gesamtsystem ebenfalls als begrenzt.

Dies Beobachtungen legen nahe, dass die Auslegung von Wärmespeichern auch in einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem primär durch die Struktur der lokalen Wärmelast determiniert wird, während Einfluss und Nutzen der Sektorkopplung mit dem Strommarkt von untergeordneter Bedeutung sind. Und unter den spezifischen Gegebenheiten der Schweiz haben Wärmespeicher offenbar nur einen sehr begrenzten Einfluss auf die Kosten des Stromsektors.



**Abbildung 6: Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen**

Quelle: DNV-Analysen

## Wärmespeicher bei dezentraler Wärmeversorgung

Im Gegensatz zu Speichern in Wärmenetzen bleiben die Deckungsbeiträge von dezentralen Wärmespeichern bei Verbrauchern mit Wärmepumpen in allen betrachteten Fällen deutlich unterhalb der annuitätischen Fixkosten, und zwar sowohl in 2035 als auch in 2050. Dies zeigt, dass der mögliche Wert und der Nutzen von dezentralen Wärmespeichern in erster Linie durch die Verfügbarkeit und Struktur der lokalen Wärmelast sowie allenfalls lokaler Quellen determiniert werden, während die Interaktion mit dem Stromsektor in diesem Falle von untergeordneter Bedeutung ist, wie auch umgekehrt.

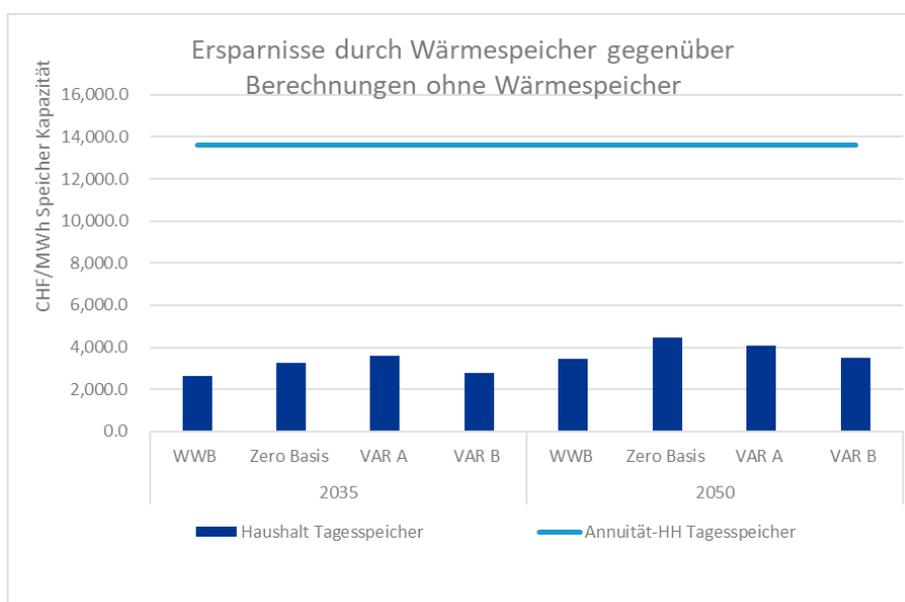


Abbildung 7: Wirtschaftlichkeit dezentraler Wärmespeicher

Quelle: DNV-Analysen

## Zusammenfassung

Insgesamt führen diese Ergebnisse zu der Schlussfolgerung, dass Energiespeicher im Strom- und Wärmesektor in der Schweiz nur einen begrenzten Einfluss auf die Betriebsweise des Stromsystems haben und der zusätzliche Nutzen der Sektorkopplung begrenzt zu bleiben scheint. Diese Beobachtung erscheint mit Blick auf die spezifische Situation und Struktur der Schweizer Energiewirtschaft plausibel:

- Aufgrund umfangreicher Austauschkapazitäten sind die Schweizer Grosshandelspreise traditionell eng mit den Preisen im benachbarten Ausland korreliert, selbst wenn zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedliche Nachbarländer massgeblich sein können. Aufgrund der geringen Grösse der Schweiz ist es daher nicht überraschend, dass die Preise in der Schweiz in den meisten Fällen durch die wesentlich grösseren benachbarten Strommärkte gesetzt werden, insbesondere Deutschland. Selbst im Falle umfangreicher Investitionen in lokale Stromspeicher bleibt der Einfluss auf die grundlegende Preisstruktur damit begrenzt.
- Hinzu kommt der bereits hohe Anteil flexibler Wasserkraftwerke, einschliesslich der vorhandenen Umwälzwerke. Dies reduziert tendenziell den Grenznutzen zusätzlicher Speicherkapazitäten und erhöht das Risiko einer

zunehmenden „Kannibalisierung“ verschiedener Speichertechnologien. Dieser Effekt zeigt sich u.a. an der rasch abnehmenden Wirtschaftlichkeit zusätzlicher eigenständiger Batteriespeicher.

- Die Analysen zeigen ein erhebliches Potenzial für kundeneigene Batteriespeicher, allerdings fast ausschliesslich in Verbindung mit PV-Anlagen zur Eigenerzeugung. Der spezifische Wert und die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Batteriespeicher wird hierbei in erster Linie durch die Auslegung der PV-Anlagen relativ zu Verbrauch und Lastprofil bestimmt. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Entwicklung dezentraler Batteriespeicher in einem hohen Masse mit dem Wachstum dezentraler PV-Anlagen zur Eigenerzeugung korrelieren wird.
- Aus Sicht der Endverbraucher ist allerdings die Struktur der Endkumentarife, Netzentgelte sowie allenfalls auch anderer Entgelte von erheblicher Bedeutung. Bei einer Fortführung der aktuellen Tarifstrukturen führt dies dazu, dass sich Investitionen in Speicher beinahe ausschliesslich aufgrund des hohen Anteils arbeitsabhängiger Entgelte lohnen, selbst wenn diesen keine vermiedenen Kosten auf Systemseite gegenüberstehen. Dies führt einerseits zu möglichen wirtschaftlichen Fehlanreizen, setzt dezentrale Batteriespeicher aber auch einem erhöhten regulatorischen Risiko in Form möglicher Anpassungen der Tarifstrukturen aus.
- Vor dem Hintergrund der Sektorkopplung erscheinen Investitionen in Wärmespeicher auf längere Sicht überwiegend in Nah- und Wärmenetzen sinnvoll, und dort vorwiegend in Form von Kurzfristspeichern, also insbesondere Wasserspeichern. Ein wirtschaftliches Potenzial für saisonale Wärmespeicherung erscheint dagegen erst langfristig wahrscheinlich, wobei in diesem Falle der starke Einfluss unterschiedlicher lokaler Gegebenheiten zu berücksichtigen ist, der im Rahmen dieser Studie nicht detailliert abgebildet werden konnte.
- Grundsätzlich ist zudem zu erwarten, dass Investitionen in Wärmespeicher vor dem Hintergrund des geringen Anteils flexibler WKK-Anlagen in den Energieperspektiven 2050+ nur zu einem geringen Teil durch die Kopplung mit dem Stromsektor getrieben werden. Und auch umgekehrt bleibt der Einfluss von Wärmespeichern auf die Flexibilität im Stromsystem sehr begrenzt.

## Digitalisierung und Koordination

Die Teilmarktöffnung des Schweizer Strommarktes seit 2009 hat zu einer zunehmenden Anzahl von Akteuren und zunehmender Kommunikation zwischen verschiedenen Parteien geführt. Im Zuge des in der Energiestrategie 2050 avisierten Umbaus des Energieversorgungssystems wird diese Entwicklung verstärkt durch den zunehmenden Anteil potenziell flexibler Anlagen und Akteure, wie z.B. dezentraler Erzeugung und «Prosumer», Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen sowie Batteriespeicher im Stromsektor. Hinzu kommen mögliche Interaktionen zum sektorübergreifenden Einsatz z.B. von Wärmespeichern. Die bestehenden Marktrollen im Strommarkt werden somit ergänzt durch neue Akteure, wie z.B. Prosumer, unabhängige Speicherbetreiber, Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke oder Direktvermarkter.

Es liegt auf der Hand, dass die Digitalisierung die Kommunikation zwischen den betroffenen Parteien und/oder Anlagen sowie eine auch sektorübergreifende Optimierung unterstützen kann. Im Zuge der allgemeinen Digitalisierung und entsprechenden Dienstleistungen erscheint es einerseits plausibel davon auszugehen, dass entsprechende Instrumente und Mechanismen zumindest mittelfristig auf freiwilliger Basis verfügbar sein werden und auch für die Optimierung sehr kleinteiliger Anlagen genutzt werden können. Wie die Entwicklung in anderen Ländern und der Markteintritt von sog. Aggregatoren und virtuellen Kraftwerken zeigen, sind in diesem Zuge auch eigenständige marktgetriebene Entwicklungen zu erwarten, sofern der entsprechende regulatorische Rahmen für eine Vermarktung der entsprechenden Flexibilitäten gegeben ist.

Vor dem Hintergrund der essentiellen Rolle der Energienetze sowie insbesondere des Stromsektors erscheint es dennoch wichtig, auch den Netzbetreibern einen sicheren und geordneten Zugang zu den notwendigen Informationen sowie für mögliche Eingriffsmöglichkeiten zu geben. Mit dem Ziel netz- und systemdienlicher Anwendungen wie auch marktbezogener Aktivitäten lassen sich drei übergeordnete Ziele ableiten:

- Die Umsetzung von standardisierten Prozessen bei der Zusammenarbeit und Kommunikation,
- Die Möglichkeiten einer sektorübergreifenden Kommunikation,
- Die Erfassung von und der Zugang zu relevanten Informationen und Daten.

Neben der Entwicklung bzw. Einführung geeigneter Hardware und Software für Datenmanagement, Kommunikation und Steuerung erfordert dies in erster Linie einheitliche und klar definierte Daten- und Kommunikationsstandards und Protokolle, um eine effektive und sichere Kommunikation zwischen allen Beteiligten zu gewährleisten. Entsprechende Vorgaben werden sowohl auf internationaler Ebene als auch z.B. im Rahmen von ENTSO-E und anderen internationalen, europäischen oder nationalen Branchenverbänden und ähnlichen Organisationen bereits verwendet und fortlaufend fortentwickelt.

Für das BFE bedeutet dies, dass der regulatorische Rahmen Vorgaben zur aktiven Nutzung, Pflege und Fortentwicklung der einschlägigen Instrumente und Standards geben sollte, mit Blick auf die rasche Fortentwicklung in diesem Bereich jedoch ausreichend Flexibilität für zukünftige Anpassungen lassen sollte. Eine weitere Herausforderung ergibt sich potenziell daraus, dass die verschiedenen Sektoren (Strom, Gas, Wärme) in vielen Fällen ursprünglich unterschiedliche Konzepte angewendet haben. Doch auch hier ist eine zunehmende Harmonisierung zu beobachten bzw. sollten die entsprechenden Entwicklungen insbesondere in den europäischen Strom- und Gasmärkten genutzt werden.

## Regulatorischer Rahmen und Empfehlungen

Neben den zuvor dargestellten quantitativen Analysen umfasst die vorliegende Studie auch eine Diskussion ausgewählter Regulierungsthemen und leitet entsprechende Schlussfolgerungen ab. Für Stromspeicher umfasst dies die folgenden Aspekte:

- Wie erwähnt, eignen sich z.B. Batteriespeicher sehr gut für die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen. Der regulatorische Rahmen sowie die technischen und kommerziellen Marktregeln sollten daher regelmässig überprüft und allenfalls angepasst werden, um die Nutzung und Teilnahme auch unkonventioneller und kleiner Anlagen und Akteure zu ermöglichen. Diesbezüglich ist festzustellen, dass die aktuellen Vorgaben z.B. für die Regelleistung bereits heute eine Teilnahme von Speichern ermöglichen. Dennoch sollten z.B. eine weitere Reduktion der Mindestangebotsgrössen oder die Bereitstellungsfristen überprüft werden. Analog erscheint es sinnvoll, auch dezentrale Speicher bei der Blindleistungsbeschaffung zu berücksichtigen.
- Wie bereits in früheren Studien für das BFE vorgeschlagen, sollten vertragliche Regelungen zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter für das vertikale Engpassmanagement und die Vermeidung von Netzausbau entwickelt werden. Hierbei erscheinen langfristige Verträge mit Blick auf Investitionssicherheit für Speicher günstiger.
- Eigenständige Energiespeicher ohne Endverbrauch sollten bezüglich der Netznutzungsentgelte nicht mit Endverbrauchern gleichgesetzt werden. Als Alternative zur Fortführung oder vollständigen Abschaffung einer vollständigen Netzentgeltbefreiung, welche als Ausnahmeregelung generell kritisch zu sehen ist, empfiehlt DNV, die Einführung separater Netznutzungsentgelte für eigenständige Energiespeicher in Betracht zu ziehen. Um einen effizienten Einsatz der Speicher zu ermöglichen, sollten hierbei keine oder maximal eine sehr geringfügige arbeitsabhängige Komponente in Anwendung kommen, beispielsweise angelehnt an die Kosten der Netzverluste. Ferner erscheinen auch nur begrenzte Leistungsentgelte gerechtfertigt, um eine Ungleichbehandlung eigenständiger Speicher gegenüber den mit ihnen konkurrierenden Kraftwerken und Umwälzwerken in den Systemdienstleistungsmärkten zu vermeiden und somit auch ihre Wirtschaftlichkeit zu verbessern.
- Auf den oberen Netzebenen, d.h. mindestens im Übertragungsnetz und der Netzebene 3, sollten separate Netznutzungsentgelte und/oder eine vollständige Netzentgeltbefreiung grundsätzlich für alle eigenständigen

Energiespeicher ohne Endverbrauch gelten. Dies erscheint bereits im Rahmen der aktuellen Vorgaben der StromVV möglich. Für die an die unteren Spannungsebenen im Verteilnetz angeschlossenen Energiespeicher, also insbesondere in der Netzebene 7, sollten bei der Ausgestaltung der Netztarife dagegen auch die künftigen Regelungen für die Kontrahierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsdienstleistungen berücksichtigt werden. Beispielsweise könnte verlangt werden, dass spezifische Netznutzungsentgelte nur für eigenständige Speicher gelten, deren Vermarktung und Einsatz unter Berücksichtigung möglicher Engpässe im Verteilnetz und der damit verbundenen Vorgaben zur Flexibilitätsregulierung erfolgt.

- Investitionen in Energiespeicher erhöhen die Flexibilität des lokalen sowie ggf. des Gesamtsystems und können sowohl im Falle eigenständiger Stromspeicher als auch in Verbindung mit Erzeugungsanlagen (Wind, PV), Stromverbrauch oder im Wärmesektor sinnvoll sein. Allerdings sollten derartige Investitionen grundsätzlich immer aus Sicht der Gesamtanlage bzw. des Gesamtsystems bewertet werden und eine Überförderung einzelner Technologien vermieden werden. Zudem werden bereits heute Anlagen zur Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien, Wärmenetze oder WKK-Anlagen finanziell gefördert. Vor diesem Hintergrund erscheint eine gesonderte Speicherrförderung zum aktuellen Zeitpunkt nicht als empfehlenswert, um mögliche Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden bzw. diese sollten am besten im Zusammenhang mit einer nachfolgend diskutierten Reform der Netzentgeltstruktur diskutiert werden.
- Die Ergebnisse der Simulationsanalysen zeigen zudem sehr klar, dass kundeneigene Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen tendenziell vom hohen Anteil arbeitsabhängiger Komponenten in der derzeitigen Netzentgeltsystematik und somit vom Eigenverbrauch profitieren bzw. die Wirtschaftlichkeit kundeneigener Energiespeicher in einem hohen Masse auf vermiedenen Netznutzungsentgelten beruht. Dies kann perspektivisch zu einer erheblichen Überförderung führen, der keine entsprechenden Kosteneinsparungen für das Gesamtsystem gegenübersteht. Diese Beobachtungen unterstützen die Empfehlungen einer früheren Studie zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells mit dem Vorschlag einer Erhöhung des Grundpreises und/oder eines Leistungspreises auch für nicht leistungsgemessene Endverbraucher.

## Résumé

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, la Suisse poursuit des objectifs climatiques et énergétiques ambitieux, notamment la réduction de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre, la production de nouvelles énergies renouvelables, la sortie à moyen terme de l'énergie nucléaire et les modifications nécessaires de l'infrastructure d'approvisionnement, en particulier celle des réseaux électriques. La loi sur l'énergie entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2018 et les ordonnances d'exécution y relatives établissent à cet effet le cadre réglementaire dans divers domaines. Cela dit, des ajustements doivent encore être effectués dans plusieurs domaines réglementaires. Est notamment concernée par cette démarche la réglementation des technologies de stockage, qui joueront vraisemblablement un rôle croissant dans le système d'approvisionnement énergétique de demain. Les agents énergétiques liés au réseau que sont l'électricité, le gaz naturel et la chaleur à distance devront faire face à de grands défis pour que le système énergétique devienne le plus neutre possible sur le plan climatique et assurer une bonne sécurité de l'approvisionnement, notamment en hiver.

Dans ce contexte, la présente étude vise notamment à identifier les combinaisons de technologies de stockage manifestement pertinentes pour l'exploitation des synergies entre les différents agents énergétiques liés au réseau pour le futur système énergétique suisse. En outre, elle examine la contribution que pourrait apporter la numérisation croissante ainsi que les exigences associées. Enfin, les travaux menés dans le cadre de cette étude comprennent également une analyse sommaire du cadre juridique et réglementaire actuel de l'utilisation et de la rentabilité des accumulateurs d'énergie. Cela comprend l'identification et la discussion de conditions-cadres pertinentes voire incontournables pour créer des incitations à un usage optimal des différentes technologies de stockage, eu égard à leur rôle en matière d'approvisionnement et à leur rentabilité.

### Les technologies de stockage et leur usage au sein du système énergétique

Il existe un certain nombre de technologies dédiées au stockage de l'énergie sur le marché ou en cours de développement. Le Tableau 1 présente un aperçu des technologies pertinentes à utiliser dans les trois secteurs au cœur de la présente étude, à savoir l'électricité, la chaleur et le gaz). Les usages envisagés dans le cadre des analyses quantitatives et de la modélisation du système énergétique sont mentionnés en gras. La partie inférieure du Tableau 1 complète cet aperçu en présentant une sélection de technologies de couplage des secteurs, c'est-à-dire de technologies dédiées à la conversion entre divers agents énergétiques.

Dans le secteur de l'électricité, la Suisse jouit d'une grande flexibilité grâce aux centrales à accumulation et aux centrales de pompage-turbinage conventionnelles. En outre, il faut partir du principe qu'en Suisse aussi le stockage par batterie jouera un rôle croissant. Aucune analyse approfondie des autres technologies n'a été menée dans le cadre de la présente étude dans la mesure où leur utilisation était soit essentiellement limitée à certains usages (c'est p. ex. le cas des volants d'inertie et des condensateurs), soit ces technologies ne se trouvaient pas à un stade de développement suffisant, soit les services correspondants peuvent déjà être fournis par les centrales hydroélectriques existantes. Pour finir, l'étude tient compte des voitures électriques car leurs batteries offrent des possibilités en lien avec la flexibilisation de la demande (supplémentaire) ainsi qu'avec la fourniture de services système au réseau électrique.

Il existe également diverses technologies à disposition pour le secteur de la chaleur. Citons notamment les réserves d'eau décentralisées, qui peuvent être utilisées comme des réservoirs journaliers ou hebdomadaires. En outre, les sondes géothermiques, le stockage en puits et le stockage en aquifère permettent un stockage saisonnier mais dépendent fortement des conditions locales. Outre les autres technologies de stockage (cf. Tableau 1), la plupart des réseaux de chauffage à distance ont un potentiel de stockage, bien que limité. Il convient tout particulièrement de souligner le rôle des pompes de chaleur dans le domaine du couplage des secteurs, d'autant plus que ces dernières contribuent de manière substantielle à la décarbonisation du système énergétique suisse selon les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+. En revanche, l'étude n'examine pas de façon approfondie le chauffage direct conventionnel ni les chaudières électriques dans l'approvisionnement en chauffage à distance.

**Tableau 3 : Aperçu des technologies adaptées au stockage de l'énergie et au couplage des secteurs**

	Électricité	Chaleur	Gaz
Systèmes de stockage	<p><b>Centrales à accumulation</b></p> <p><b>Centrales de pompage-turbinage</b></p> <p><b>Stockage par batterie</b></p> <p>Accumulateurs à air comprimé</p> <p>Stockage gravitaire</p> <p>Stockage électrothermique</p> <p>Volants d'inertie, super-condensateurs</p>	<p><b>Réservoirs journaliers et réservoirs hebdomadaires</b> (réservoirs d'eau)</p> <p><b>Stockage saisonnier</b> (stockage en puits / sondes géothermiques, stockage en aquifère)</p> <p>Accumulateurs de chaleur latents</p> <p>Stockage solide / accumulateur de glace</p> <p>Réseaux de chaleur</p>	<p>Stockage en milieu poreux</p> <p>Stockage STES</p> <p>Stockage sphérique</p> <p>Stockage en conduite</p> <p>Stock en conduite</p>
Couplage des secteurs	<p><b>Voitures électriques</b></p>	<p>Chauffage direct / chaudières électriques</p> <p><b>Pompes de chaleur</b></p>	<p>«Power to Hydrogen»</p> <p>«Power to Methane»</p>

Les technologies considérées pour les analyses quantitatives sont mentionnées en *gras*.

Dans le domaine de l'approvisionnement en gaz, la Suisse dispose aujourd'hui déjà de plusieurs dispositifs de stockage à court terme, qu'il s'agisse de réservoirs de stockage sphériques ou du stockage en conduite, notamment dans les réseaux régionaux. En outre, la faisabilité et la rentabilité du stockage en milieu poreux pour le stockage à long terme de gaz ont été examinées dans des études précédentes. Les systèmes de stockage existants, associés au caractère variable de l'approvisionnement issu du gazoduc de transit, offrent d'ores et déjà une flexibilité suffisante au réseau de gaz suisse, et les Perspectives énergétiques 2050+ tablent sur une diminution de la demande de gaz. Aussi, il n'y a pas lieu de supposer qu'il y aura un besoin croissant de stockage de gaz naturel ni un potentiel significatif d'injection de gaz synthétiques, comme l'hydrogène ou le méthane, dans le réseau de gaz suisse. En effet, les Perspectives énergétiques 2050+ envisagent une production limitée d'hydrogène synthétique à partir du surplus d'électricité. Mais les quantités en question sont limitées et immédiatement utilisées dans les secteurs de l'industrie et du transport (cf. partie 3.2.3) Par ailleurs, une injection substantielle de gaz synthétiques dans le réseau de gaz suisse n'est pas envisagée dans les Perspectives énergétiques 2050+.

La fonction première des accumulateurs d'énergie est évidemment de stocker temporairement de l'énergie afin de découpler les moments de production/achat d'énergie et les moments de consommation/injection dans le réseau. À cet égard, il ne faut pas seulement tenir compte de l'horizon temporel de l'optimisation permise par ce biais. Les possibilités d'utilisation sont différentes entre des installations autonomes et des accumulateurs associés à la production et/ou à la consommation, et les installations dans les réseaux d'électricité et de gaz peuvent aussi être, au besoin, des services système pour les gestionnaires de réseau.

Le Tableau 2 présente un aperçu des principales applications courantes, différenciées selon qu'elles se rapportent aux secteurs de l'électricité, de la chaleur et du gaz :

- Les **dispositifs de stockage autonomes** servent en général à effectuer des arbitrages sur les marchés de gros des secteurs de l'électricité et du gaz. La possibilité de prendre part aux marchés correspondants dépend de l'horizon temporel des dispositifs de stockage. Autrement dit, les accumulateurs à court terme participent uniquement à la commercialisation de la production à court terme (env. 1 semaine à l'avance maximum); les accumulateurs saisonniers participent essentiellement à l'optimisation (saisonnière) et à l'arbitrage à long terme, comme c'est le cas des centrales à accumulation saisonnières du marché de l'électricité ou des stockages en milieu poreux du marché du gaz.

- Associées à la production ou à la consommation, les **installations intégrées** ne concernent généralement que les secteurs de l'électricité et de la chaleur. Il s'agit par exemple:
  - Des batteries liées à une production locale (p. ex. éolienne ou photovoltaïque);
  - Des batteries liées à une consommation locale (p. ex. à celle des véhicules électriques);
  - Des batteries des «prosommateurs» (cf. p. ex. les installations photovoltaïques décentralisées installées sur des toits);
  - Des accumulateurs de chaleur liés aux pompes de chaleur et/ou à la production de chaleur issue des énergies renouvelables;
  - Des accumulateurs de chaleur liés aux installations CCF, aux pompes de chaleur et/ou à la production de chaleur issue des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur local ou à distance.

Compte tenu de cette configuration, les accumulateurs servent essentiellement à optimiser la consommation d'énergie (consommateurs, véhicules électriques, pompes à chaleur), l'injection (installations de production, installations CCF) ou la consommation propre («prosommateurs»). En outre, les installations correspondantes contribuent aussi à couvrir la puissance de pointe, et les batteries peuvent être utilisées pour le marché de gros.

**Tableau 4 : Applications courantes des différentes technologies de stockage**

	Électricité	Chaleur	Gaz
<b>Installations autonomes</b>			
– Marché de gros (saisonnier)	Accumulateur saisonnier		Accumulateur saisonnier
– Marché de gros (court terme)	Installations de stockage (à pompage-turbinage), batteries		Tout
<b>Installations intégrées</b>			
– Optimisation consommation d'énergie, injection, consommation propre	Batteries	Tout <sup>(a),(b)</sup>	
– Puissance (de pointe)	Batteries	Tout	
– Marché de gros	Batteries		
<b>Services système</b>			
– Puissance et énergie de réglage	Installations de stockage (à pompage-turbinage), batteries		
– Fourniture de puissance réactive	Installations de stockage (à pompage-turbinage), batteries		
– Rétablissement de l'approvisionnement (démarrage autonome)	Installations de stockage (à pompage-turbinage), batteries		
<b>Éviter la régulation des énergies renouvelables, gérer les congestions et éviter l'expansion du réseau</b>			
– Réseau de transport	Installations de stockage (à pompage-turbinage), batteries		Grands accumulateurs
– Réseau de distribution	Batteries		Petits accumulateurs
<b>Sécurité de l'approvisionnement</b>			
– Puissance de pointe	Installations de stockage (à pompage-turbinage), Batteries		Tout
– Sécurité énergétique	Accumulateur saisonnier		Accumulateur saisonnier

(a) – lié à une installation CCF ; (b) – lié à une pompe à chaleur

- En outre, les installations du secteur de l'électricité peuvent contribuer à fournir des **services système** dans le réseau de transport et/ou de distribution. Dans ce secteur, les centrales à accumulation (à pompage-turbinage) et les batteries peuvent en principe fournir toutes les applications mentionnées, les batteries étant en général moins adaptées pour la fourniture de réserves secondaire et tertiaire. À l'inverse, elles peuvent fournir des produits potentiellement nécessaires à l'avenir, comme la réserve momentanée<sup>3</sup>.
- Dans les secteurs de l'électricité et du gaz, les accumulateurs peuvent en outre contribuer à gérer les congestions ainsi qu'à éviter/retarder le développement du réseau électrique et à éviter la régulation des énergies renouvelables. Les besoins et les usages possibles dépendent fortement de la structure du réseau (local). Ils diffèrent naturellement selon les installations reliées à des réseaux de transport ou à des réseaux de distribution.
- Les accumulateurs peuvent aussi contribuer de manière analogue à la sécurité générale de l'approvisionnement. Cette dernière ne peut être assurée qu'au moyen d'une puissance suffisamment stable, tandis que seuls les «grands» accumulateurs disposant d'une capacité suffisante contribuent efficacement à la sécurité énergétique.

## La rentabilité et le besoin d'accumulateurs du système énergétique suisse

Une analyse quantitative complète du secteur de l'énergie portant sur le futur rôle possible des accumulateurs d'énergie et s'appuyant sur une simulation horaire du système énergétique suisse pour différentes années et selon divers scénarios constitue la pierre angulaire du projet. L'objectif de la modélisation était de fournir une simulation suffisamment réaliste du secteur de l'énergie ainsi que de ses interactions possibles avec les autres secteurs («couplage des secteurs»), en accordant une attention particulière au secteur du chauffage et sa contribution potentielle à la flexibilisation du système électrique.

Tous les calculs reposent sur le scénario-cadre et les résultats des Perspectives énergétiques 2050+, complétés par des hypothèses sur les pays voisins et, plus généralement, sur les marchés européens de l'électricité<sup>4</sup>. En accord avec l'OFEN, les années 2035 et 2050 et les scénarios suivants ont été considérés:

- Le scénario « **Poursuite de la politique énergétique actuelle** » (PEA) avec une extrapolation des tendances.
- Trois scénarios visant à atteindre l'objectif de neutralité climatique en 2050 (« **Zéro émission nette** »), plus précisément la **variante de base** ainsi que les **variantes A** (électrification) et **B** (gaz synthétiques).

Le Schéma 8 : montre la structure générale et le cadre géographique du modèle de système énergétique utilisé pour la simulation. Comme on peut le voir, le modèle en plus de la Suisse le reste de l'Europe, même si le degré de détail est alors moindre. Outre le marché de l'électricité, les simulations concernant la Suisse tiennent aussi compte de l'approvisionnement en chaleur, comme suit:

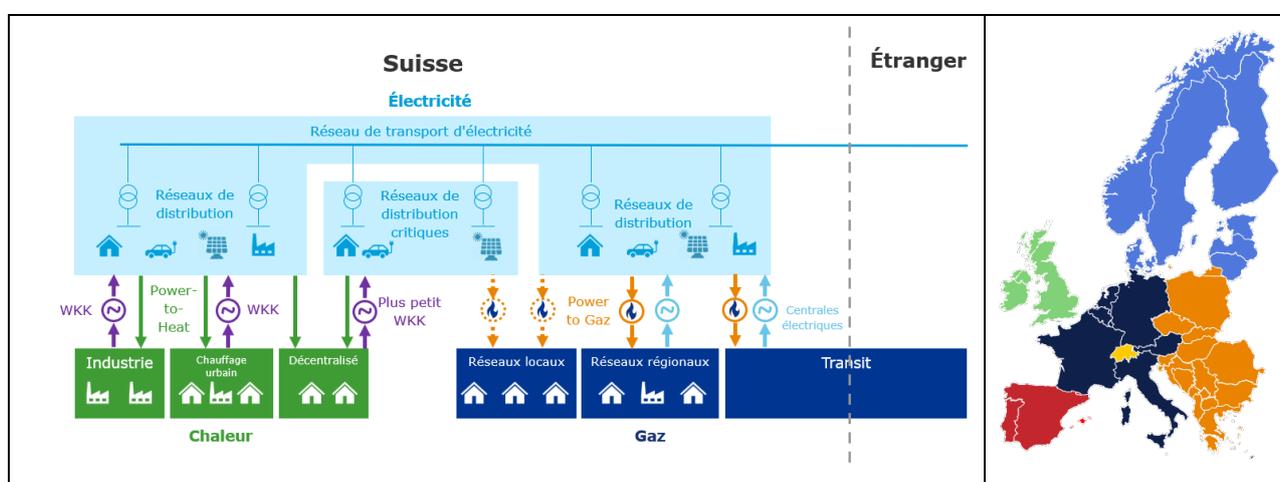
- La représentation du marché de l'électricité se compose d'une part du système d'approvisionnement global et d'autre part de plusieurs «réseaux de distribution critiques»:
  - La caractéristique principale des réseaux de distribution critiques est la structure de la clientèle typique d'un réseau de distribution local ainsi que les capacités d'échange limitées avec le réseau de transport. Aucune congestion n'est prise en compte pour le système d'approvisionnement général.
  - Dans les deux cas, outre la structure générale de l'approvisionnement (production et charge), l'étude a modélisé une série de clients individuels typiques, avec ou sans accumulateur selon les cas.

<sup>3</sup> Le terme de réserve momentanée se rapporte à d'éventuels produits de réglage de puissance supplémentaires dont les exigences dynamiques vont au-delà des exigences actuelles en matière de puissance de réglage primaire. Il peut par exemple s'agir de produits appelés « volants d'inertie synthétiques » ou des produits de «Fast Frequency Response», qui sont déjà utilisés en Grande-Bretagne et en Scandinavie, ou sont sur le point d'être introduits.

<sup>4</sup> Les hypothèses correspondantes ont d'abord été déduites du plan décennal de développement du réseau d'ENTSO-E et des extrapolations des tendances.

- À l'inverse, pour le secteur de la chaleur, les clients ou réseaux typiques sont surtout considérés:
  - Dans le cas du chauffage à distance, huit réseaux différents sont pris en compte. Il s'agit de deux groupes de quatre réseaux de même taille avec ou sans pompes à chaleur. En outre, chaque groupe dispose de systèmes de stockage différents qui reposent sur des batteries lithium-ion.
  - À titre complémentaire, des clients individuels des secteurs des ménages, du commerce, des services et de l'industrie qui disposent d'un approvisionnement de chaleur distinct reposant sur des pompes à chaleur avec ou sans accumulateur de chaleur ont été pris en compte.

L'étude ne présente pas de modélisation explicite des consommateurs de chaleur sans chauffage à distance ni pompe à chaleur, étant donné qu'ils n'affectent pas l'approvisionnement d'électricité et de chaleur lié au réseau, et inversement. Les réseaux de gaz n'ont pas non plus fait l'objet d'une représentation explicite pour les raisons susmentionnées.

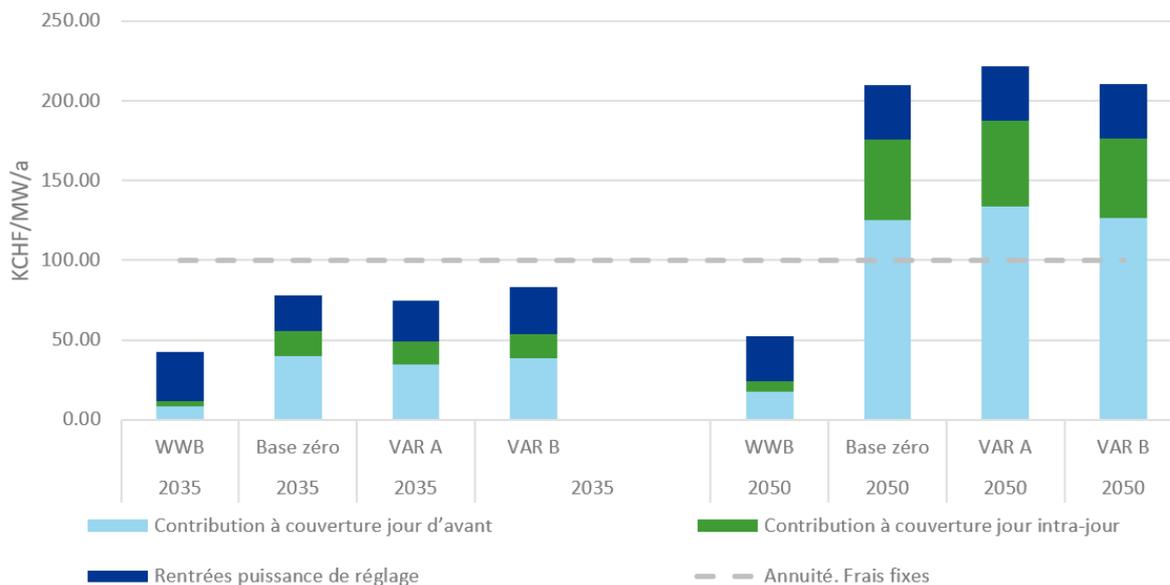


**Schéma 8 : Structure et cadre géographique du modèle de système énergétique**

Source : DNV

## Centrales de pompage-turbinage supplémentaires et parcs de batteries autonomes

L'étude examine dans un premier temps la rentabilité d'une centrale de pompage-turbinage supplémentaire et de parcs de batteries autonomes. Comme pour l'étude trilatérale sur l'avenir des centrales hydrauliques à pompage-turbinage, les centrales de pompage-turbinage d'une puissance de 250 MW ont été considérées comme des centrales de pompage-turbinage, en plus des installations fonctionnant déjà ou en cours de construction. Comme le montre le Schéma 9, les marges contributives attendues en 2035 sont dans tous les scénarios nettement inférieures au capital annualisé et aux autres coûts fixes. En 2050, les marges contributives sont largement supérieures aux coûts fixes dans la plupart des scénarios, exception faite scénario PEA. Ce développement s'explique par une volatilité (quotidienne) significativement plus élevée des prix de l'électricité des scénarios «Zéro émission nette» en 2050. Cela signifie que la participation au marché de gros suffirait au refinancement des centrales de pompage-turbinage, même sans les revenus issus de la fourniture de la puissance et de l'énergie de réglage. Parallèlement, la part totale des accumulateurs de courant n'a qu'une influence très réduite sur la structure et le niveau des prix du marché de gros dans les scénarios considérés. En somme, la construction d'une nouvelle centrale de pompage-turbinage serait rentable à long terme dans le cas du scénario «Zéro émission nette» des Perspectives énergétiques 2050+. Sur la base des hypothèses formulées, cette centrale ne serait rentable qu'à un stade très avancé. Il apparaît donc que la rentabilité possible pour les deux décennies à venir est discutable, compte tenu des hypothèses retenues.



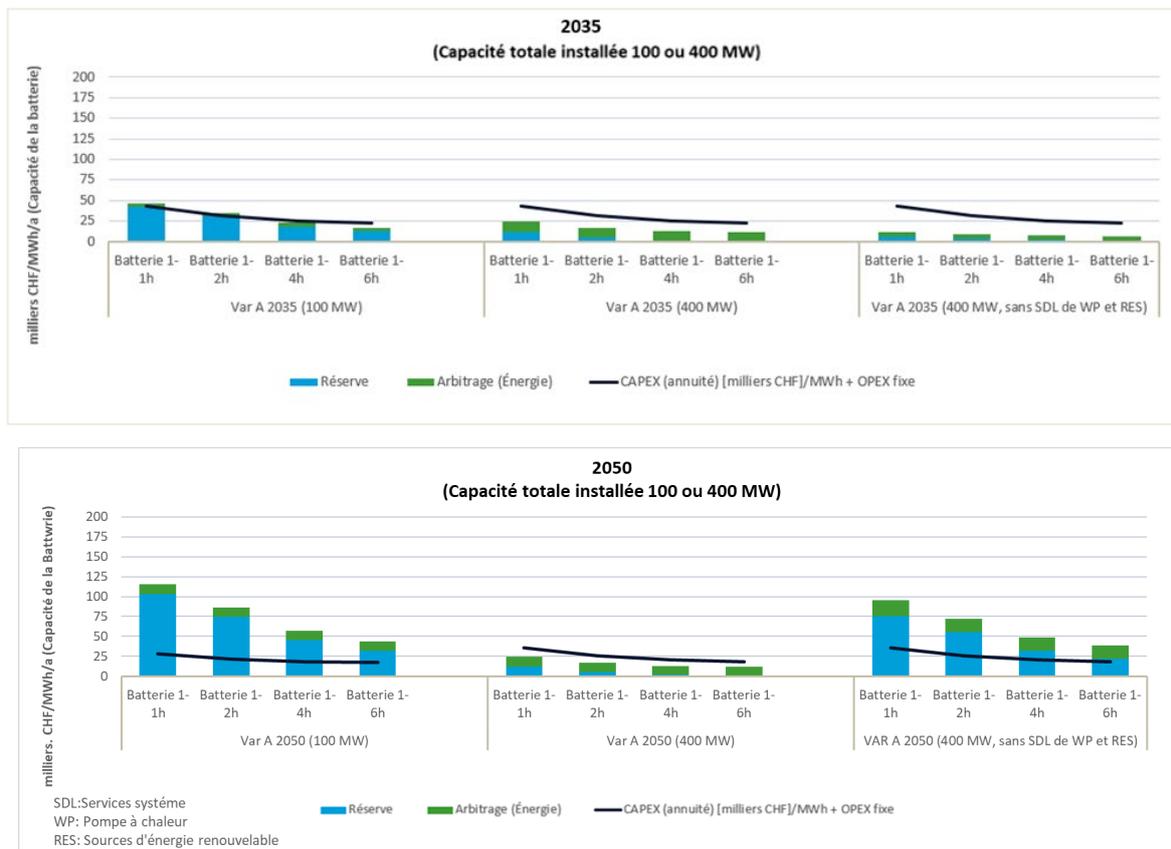
**Schéma 9 : Marges contributives attendues d'une centrale de pompage-turbinage supplémentaire**

Source : analyses de DNV

Les batteries lithium-ion ont été considérées comme des parcs de batteries autonomes qui peuvent être reliés au réseau électrique général et doivent seulement générer des revenus du fait de leur participation au marché de gros (arbitrage) et de la commercialisation de services système. Comme le montre la comparaison du Schéma 10, la rentabilité est influencée, outre la configuration du système, par divers autres facteurs:

- Tandis qu'une puissance agrégée de 100 MW pourrait donner lieu à des marges contributives suffisantes en 2035 et en 2050, une puissance totale plus élevée entraînerait une cannibalisation croissante et une chute des marges contributives. En cas de puissance agrégée de 400 MW, les marges contributives attendues en 2035 seraient significativement inférieures aux coûts fixes.
- Selon les hypothèses, en 2050, la rentabilité sera considérablement influencée par la fourniture possible de services système via des pompes à chaleur et des installations photovoltaïques. Une part grandissante d'installations correspondantes influencerait ainsi négativement la rentabilité des parcs de batteries autonomes.
- Inversement, la rentabilité des installations autonomes serait seulement influencée de façon marginale par les batteries de stockage propres au client, étant donné qu'elles sont principalement utilisées pour optimiser la consommation propre.
- Il convient en outre de noter que les résultats présentés dans le Schéma 10 reposent sur l'hypothèse selon laquelle aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est perçue pour les batteries de stockage autonomes situées aux niveaux supérieurs du réseau. Les calculs effectués dans le cadre des analyses réglementaires montrent que l'application des rémunérations normales pour l'utilisation du réseau pour le consommateur final menace le potentiel économique des parcs de batteries autonomes et dépasse souvent (significativement) les marges contributives présentées dans le Schéma 10.

En somme, ces considérations suggèrent que, même à long terme, le potentiel total des installations à exploiter est limité à une puissance de quelques centaines de MW. Cela vaut pour tous les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+, indépendamment des hypothèses relatives à l'essor de l'électromobilité et des pompes à chaleur.



**Schéma 10 : Les marges contributives attendues des parcs de batteries autonomes A**

Source : analyses de DNV

La rentabilité des parcs de batteries propres au client est aussi influencée de façon significative par divers facteurs externes ainsi que par la conception des batteries, cf. Schéma 11 :

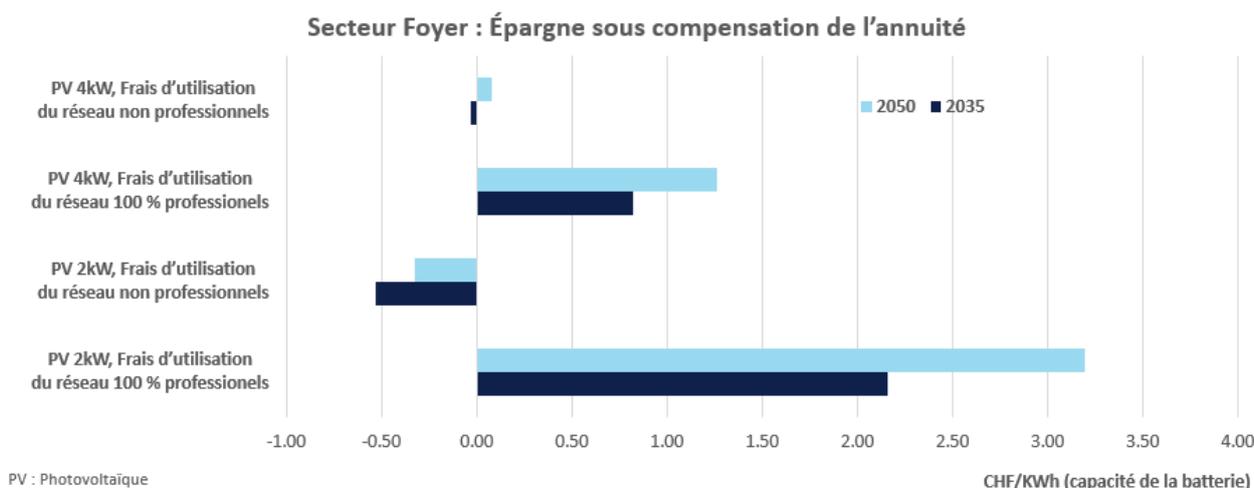
- La rentabilité croît ici aussi entre 2035 et 2050 en raison des coûts dégressifs supposés ainsi que de la plus grande volatilité des prix du marché de gros.
- Néanmoins, le premier facteur d'influence est le niveau des composants dépendants de la quantité d'énergie consommée du prix pour le client final, qui dépasse la part directe des prix du marché de gros. Dans le cas où les réglementations actuelles en matière de consommation propre seraient maintenues, la rentabilité serait dans tous les cas très élevée. Une réduction des autres rémunérations dépendantes de la quantité d'énergie consommée, par exemple due à l'augmentation de la part de base ou de puissance de la rémunération pour l'utilisation du réseau ou de détail (qui tiendrait davantage compte du principe du pollueur-payeur du point de vue de l'économie du réseau) aurait un impact négatif direct sur la rentabilité. Sur le plan des batteries de stockage, cela constituerait un risque réglementaire énorme pour la rentabilité des investissements dans les parcs de batteries.
- Dans ce contexte, il faut aussi tenir compte de la différence significative entre les petites et les grandes installations photovoltaïques. La sensibilité significativement plus élevée des parcs de batteries propres au client montre clairement que la rentabilité associée à la puissance limitée des installations photovoltaïques (réglementation sur la consommation propre) est principalement due aux rémunérations dépendantes de la quantité d'énergie consommée évitées pour l'électricité prélevée sur le réseau. Pour les installations

photovoltaïques un peu plus grandes disposant d'une réinjection plus importante dans le réseau, la valeur des parcs de batteries reflète de plus en plus la possibilité de décaler dans le temps les injections.

- Associé aux pompes à chaleur et/ou aux véhicules électriques, le potentiel pour éviter des coûts d'achat de l'électricité dépendants de la quantité d'énergie consommée continue d'augmenter (non représenté dans le Schéma 11). Cela donne lieu à une nouvelle augmentation de la valeur des investissements dans les parcs de batteries, étant donné qu'ils profitent de l'effet incitatif de la réglementation en vigueur concernant la consommation propre.
- Sans surprise, les analyses montrent en outre que les investissements dans des batteries propres au client ne sont généralement rentables que si elles sont associées à une production propre, donc dans le cas des «prosommateurs».
- Une augmentation de la part de puissance peut conduire à l'utilisation de systèmes de stockage par batterie pour réduire la puissance de pointe. Mais cela est seulement possible si le système tarifaire est adapté et si les compteurs intelligents, ou «smart meters», (dédiés à la mesure de la puissance) se généralisent. Cependant, à l'heure actuelle les particuliers ne paient généralement qu'un seul prix de base car les valeurs de consommation sont bien inférieures aux valeurs seuils pour la mesure de la puissance.

En somme, ces observations montrent très clairement qu'outre les économies d'échelle, le potentiel économique des investissements dans les batteries propres au client est essentiellement influencé par trois facteurs. Il y a en premier lieu la conception d'installations photovoltaïques adaptées au profil de consommation, en second lieu la puissance cumulée d'installations décentralisées (installées sur des toits) et, enfin en troisième lieu la future structure des rémunérations de détail et pour l'utilisation du réseau dépendantes de la quantité d'énergie consommée, ainsi que d'autres charges et taxes, ces dernières influençant aussi la rentabilité de l'installation photovoltaïque. La part des installations photovoltaïques propres au client dotées de batteries est ainsi déterminée dans une large mesure par le développement de structures tarifaires correspondantes et des parts des rémunérations dépendantes de la quantité d'énergie consommée. Malgré cela, il semble probable que la puissance relative des installations correspondantes soit à l'avenir stimulée par l'objectif d'optimisation de la consommation propre et l'évitement des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

Ces réflexions sont également valables pour le secteur des ménages, du commerce et des services et le secteur de l'industrie. La seule utilisation de batteries de stockage pourrait contribuer à la réduction de la puissance de pointe mesurée. Compte tenu de la forte hétérogénéité du groupe de clients correspondant, aucune recherche et estimation supplémentaires n'ont été entreprises.



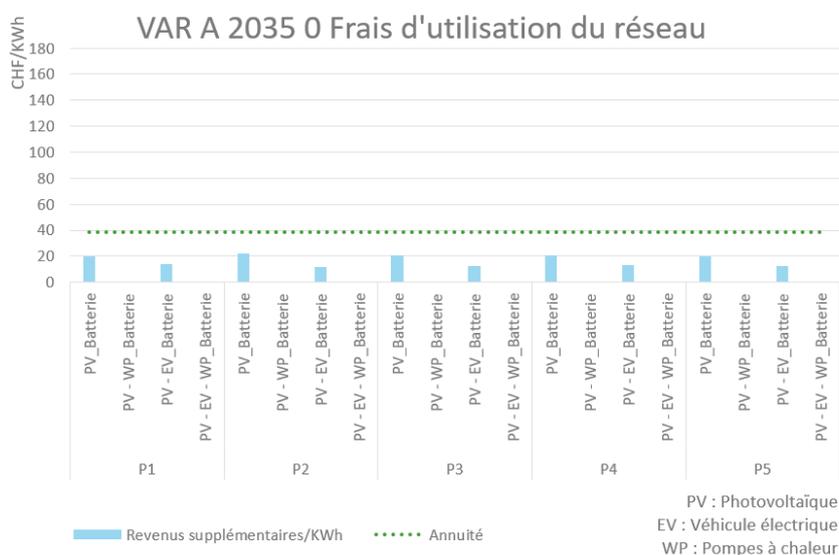
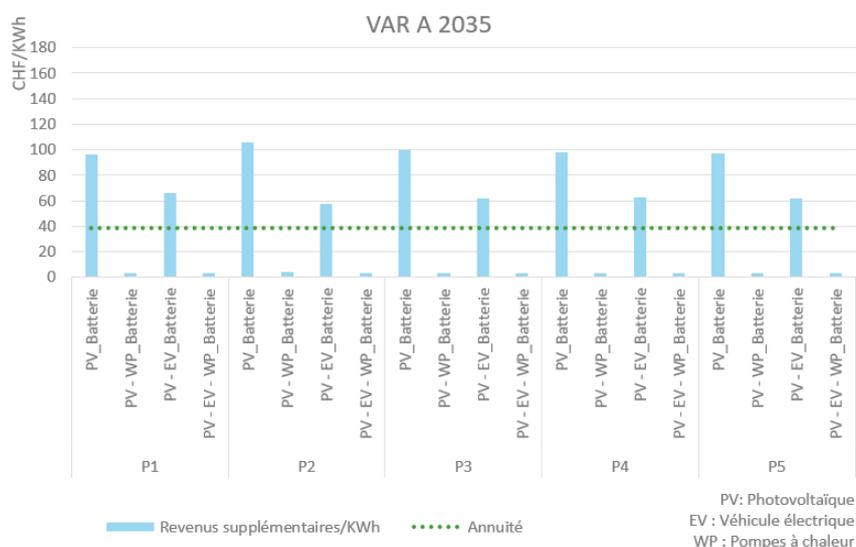
**Schéma 11 : Rentabilité attendue des parcs de batteries propres au client (Var. A, ménages équipés d'installations photovoltaïques dans des réseaux non congestionnés)**

Source : analyses de DNV

Les observations ci-dessus valent essentiellement pour les batteries propres au client des réseaux de distribution critiques dans lesquels la réinjection dans le réseau est limitée par des phénomènes locaux de congestion. De tels réseaux se caractérisent par une grande part de production décentralisée et des réinjections considérables, c'est-à-dire par une part importante de ménages équipés de grandes installations photovoltaïques. Comme le montre la comparaison de clients typiques de cinq réseaux de distribution illustratifs, la valeur des batteries est inversement corrélée à la consommation totale de chaque client. Pour les personnes qui consomment significativement plus, notamment celles équipées de pompes à chaleur, la valeur des batteries est très basse, étant donné que la production propre d'électricité photovoltaïque est consommée simultanément, sans être injectée dans une batterie ni dans un réseau. À l'inverse, les consommateurs traditionnels sans véhicule électrique ni pompes à chaleur bénéficient principalement d'une part de consommation plus élevée, car ils évitent ainsi les coûts d'achat de l'électricité en fonction de la quantité d'énergie consommée.

Aussi, on observe dans ce cas une forte sensibilité à la future structure de la rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. Schéma 12). En cas de réduction de 50 % des rémunérations en fonction de la quantité d'énergie consommée en 2035 (non représenté dans le Schéma 12), les marges contributives des investissements dans les batteries dépassent à peine les coûts fixes annuitaires. Dans l'hypothèse de tarifs purement liés à la puissance, les marges contributives d'une batterie de stockage atteignent moins de 50 % des coûts fixes. Autrement dit, il ne serait plus rentable d'investir dans des batteries.

Ces observations montrent de nouveau que le potentiel et la « conception optimale » des parcs de batteries propres au client, même dans des réseaux de distribution critiques, sont déterminés dans une très large mesure par les futures structures de rémunération. Hormis quelques exceptions dans certains réseaux de distribution critiques, ce constat vaut également si l'on considère le potentiel de rendement supplémentaire issu de la commercialisation de services système pour les gestionnaires de réseau.



### Schéma 12 : Rentabilité attendue des parcs de batteries propres au client (Var. A, ménages dans des réseaux de distribution critiques)

Source : analyses de DNV

### Accumulateurs de chaleur dans des réseaux de chauffage local ou de chauffage à distance

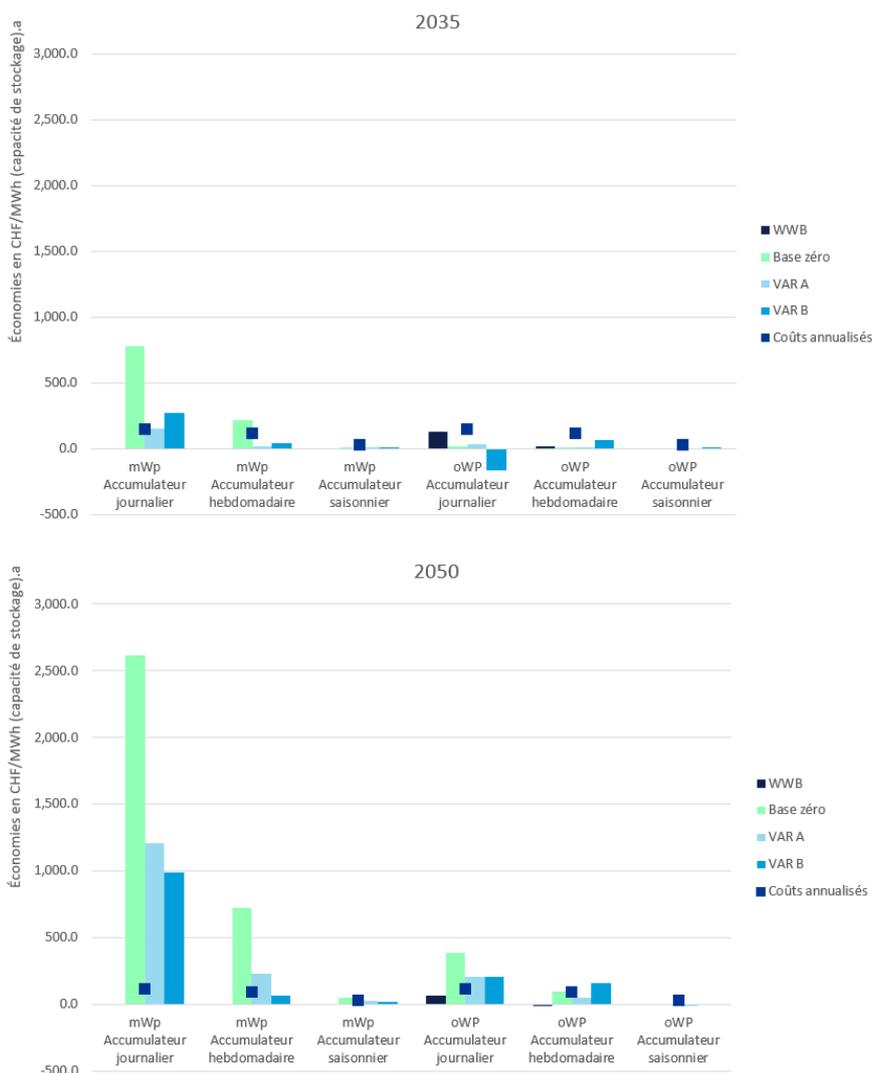
Les résultats des analyses montrent une meilleure rentabilité des investissements dans les systèmes de stockage à court terme ainsi qu'une rentabilité significativement plus élevée en 2050 qu'en 2035, cf. Schéma 13. Ce second effet n'est pas surprenant si l'on suppose que les prix des carburants fossiles, du CO<sub>2</sub> et de l'électricité (marché de gros) augmenteront fortement.

Même la rentabilité relativement plus élevée des accumulateurs de chaleur à court terme semble plausible, étant donné qu'une part considérable de l'utilisation d'accumulateurs se rapporte à des cycles courts dans le courant d'une journée ou d'une semaine. Bien que les dispositifs de stockage saisonniers permettent de recourir davantage aux prix bas de l'électricité durant le semestre d'été pour la production de chaleur en hiver, cela ne compense pas la baisse du taux de rotation, du moins en 2035. En outre, il faut tenir compte du fait qu'en Suisse, les prix de l'électricité sont dans une très

large mesure déterminés par l'étranger. Par exemple, les prix de l'électricité importée d'Allemagne sont parfois plus bas en hiver en raison d'une production d'énergie éolienne plus importante.

Outre l'optimisation de la production et de l'achat d'électricité, les accumulateurs de chaleur considérés augmentent significativement la possibilité qu'ont les installations reliées au secteur de l'électricité, notamment les installations CCF et les pompes à chaleur, de générer des revenus supplémentaires en fournissant des services système. Ces revenus supplémentaires couvrent néanmoins une partie des marges contributives nécessaires et semblent donc secondaires du point de vue du secteur de la chaleur. Inversement, l'offre supplémentaire de services système n'a qu'une influence limitée sur la disponibilité et les prix de la puissance de réglage sur le marché de l'électricité. À cet égard, la valeur des flexibilités correspondantes du système global semble également limitée.

Ces observations suggèrent que, même au sein d'un système énergétique de plus en plus décarboné, la conception d'accumulateurs de chaleur est principalement déterminée par la structure de la charge thermique locale, tandis que l'influence et l'usage du couplage des secteurs avec le marché de l'électricité revêtent une importance moindre. Compte tenu des conditions particulières qui prévalent en Suisse, les accumulateurs de chaleur n'ont qu'une influence très restreinte sur les coûts du secteur de l'électricité.

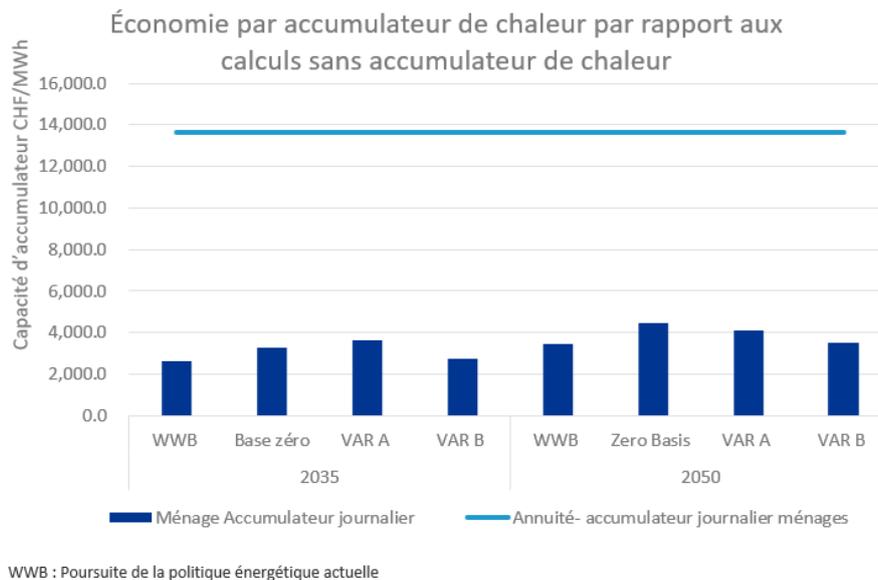


**Schéma 13 : Rentabilité des accumulateurs de chaleur dans des réseaux de chauffage local ou de chauffage à distance**

Source : analyses de DNV

## Les accumulateurs de chaleur en cas d’approvisionnement en chaleur décentralisé

Par opposition aux systèmes de stockage des réseaux de chaleur, les accumulateurs de chaleur décentralisés des consommateurs équipés de pompes à chaleur génèrent des marges contributives nettement inférieures aux coûts fixes annuitaires, tant en 2035 qu’en 2050. Cela démontre que la valeur et l’usage potentiels des accumulateurs de chaleur décentralisés sont avant tout déterminés par la disponibilité et la structure de la charge thermique locale ainsi que par d’éventuelles sources locales, tandis que l’interaction avec le secteur de l’électricité revêt une importance moindre, et inversement.



#### Schéma 14 : La rentabilité des accumulateurs de chaleur décentralisés

Source : analyses de DNV

### Résumé

Les résultats mènent à cette conclusion qu'en Suisse, les accumulateurs d'énergie dans le secteur de l'électricité et de la chaleur n'ont qu'un effet limité sur le mode d'exploitation du réseau électrique, et le recours au couplage des secteurs semble avoir des avantages limités. Cette observation est plausible, compte tenu de la situation spécifique et de la structure de l'économie énergétique suisse :

- En raison des bonnes capacités d'échange, les prix du marché de gros suisse sont traditionnellement fortement corrélés aux prix des pays voisins, même si certains pays voisins sont à certains moments plus compétitifs. Comme la Suisse est un petit pays, il n'est pas surprenant que les prix y soient la plupart du temps fixés par des marchés de l'énergie voisins de plus grande dimension, notamment par le marché allemand. Même en cas d'investissements conséquents dans des batteries de stockage locales, l'effet sur la structure de prix fondamentale resterait limité.
- À cela s'ajoute la part déjà élevée de centrales hydroélectriques flexibles, y compris de centrales de pompage-turbinage existantes. Elle réduit significativement l'utilité marginale de capacités de stockage supplémentaires et augmente le risque de cannibalisation des différentes technologies de stockage. La rentabilité en chute libre des batteries autonomes supplémentaires illustre cet effet.
- Les analyses montrent que les batteries propres au client ont un potentiel énorme, mais que ce dernier est presque exclusivement lié aux installations photovoltaïques dédiées à la consommation propre. La valeur spécifique et la rentabilité d'investissements dans des batteries de stockage sont principalement déterminées par la conception des installations photovoltaïques quant à la consommation et du profil de charge. Aussi, il faut généralement partir du principe que le développement de batteries décentralisées est largement lié à l'essor des installations photovoltaïques en consommation propre.
- Du point de vue du consommateur final, la structure des prix pour le consommateur final, de la rémunération pour l'utilisation du réseau et d'autres rémunérations revêt une importance cruciale. En cas de maintien de la structure tarifaire actuelle, presque seule forte proportion des rémunérations dépendantes de la quantité

d'énergie consommée permettrait de rentabiliser les investissements dans des accumulateurs, même si ceux-ci ne sont pas compensés par des coûts évités du côté du système. Du point de vue de l'ensemble du système, cela donne lieu à des effets incitatifs néfastes. Le développement de la structure tarifaire vers une tarification établie selon le principe du pollueur payeur (p. ex. au moyen d'un prix plus élevé du kWh) expose les batteries décentralisées à un risque réglementaire élevé.

- Compte tenu du couplage sectoriel, il semble qu'investir dans les accumulateurs de chaleur serait pertinent à long terme, surtout dans les réseaux de chaleur local et à distance, et essentiellement sous la forme de systèmes de stockage à court terme, notamment de réservoirs d'eau. A contrario, le potentiel économique de l'accumulation de chaleur saisonnière ne semble envisageable qu'à long terme. Le cas échéant, il faudrait prendre en compte la grande influence des diverses conditions locales, ce qui n'a pas pu être abordé dans la présente étude.
- En outre, compte tenu de la part réduite d'installations CCF flexibles dans les Perspectives énergétiques 2050+, il faut s'attendre à ce que les investissements dans les accumulateurs de chaleur soient assez peu motivés par le couplage avec le secteur de l'électricité. Inversement, l'influence des accumulateurs de chaleur sur la flexibilité du réseau d'électricité est très restreinte.

## Numérisation et coordination

L'ouverture partielle du marché de l'électricité suisse en 2009 a significativement augmenté le nombre d'acteurs et favorisé la communication entre les différentes parties. Dans le cadre de la refonte du système d'approvisionnement énergétique préconisée par la Stratégie énergétique 2050, ce développement a été renforcé par la part croissante d'installations et d'acteurs potentiellement flexibles, comme la production décentralisée et les prosommateurs, les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les batteries de stockage dans le secteur de l'électricité. À cela s'ajoutent les interactions possibles en vue d'un usage intersectoriel d'accumulateurs de chaleur notamment. De nouveaux acteurs, comme les prosommateurs, les exploitants de stockage indépendants, les agrégateurs, les usines virtuelles et les distributeurs directs, viennent compléter les rôles existants sur le marché de l'électricité.

Il va sans dire que la numérisation peut favoriser la communication entre les parties concernées et/ou les installations ainsi qu'une optimisation intersectorielle. Du fait de la numérisation généralisée et des prestations correspondantes, on peut partir du principe que les instruments et les mécanismes correspondants seront mis à disposition sur une base volontaire, ne serait-ce qu'à moyen terme, et qu'ils pourront alors être utilisés pour optimiser de très petites installations. Comme le montrent le développement d'autres pays et l'entrée sur le marché d'agrégateurs et de centrales virtuelles, il faut s'attendre à des évolutions autonomes dues au jeu du marché, dans la mesure où il y a un cadre réglementaire dédié aux flexibilités correspondantes.

Compte tenu du rôle essentiel des réseaux énergétiques et du secteur de l'électricité en particulier, il semble cependant essentiel d'offrir aussi aux gestionnaires de réseau un accès sécurisé et structuré aux informations nécessaires ainsi qu'aux possibilités d'intervention. Trois objectifs primordiaux découlent de l'objectif concernant les applications servant au réseau et au système ainsi que des activités liées au marché:

- La mise en œuvre de processus standardisés de coopération et de communication ;
- Les possibilités offertes par une communication intersectorielle ;
- La création et l'accès aux informations et données pertinentes.

Outre le développement et l'introduction de matériel informatique et de logiciels appropriés à la gestion des données, à la communication et au pilotage, cela requiert d'abord des standards de données, de communication et des protocoles homogènes et clairement définis, afin que la communication entre les parties prenantes soit efficace et sûre. Les dispositions correspondantes sont déjà utilisées et continuellement développées tant à l'international que par exemple

dans le cadre d'ENTSO-E et d'autres associations professionnelles internationales, européennes ou nationales, et d'organisations similaires.

Pour l'OFEN, cela signifie que le cadre réglementaire doit fournir des dispositions dédiées à l'utilisation, à la maintenance et au développement ultérieur des instruments et des normes pertinents, sans oublier qu'il faut laisser suffisamment de marge de manœuvre en vue d'ajustements ultérieurs compte tenu du développement rapide dans ce domaine. Un autre défi tient potentiellement au fait que les différents secteurs (électricité, gaz, chaleur) ont initialement utilisé des concepts différents. Cependant, ici aussi, on observe une harmonisation croissante, de sorte que les développements correspondants doivent être particulièrement utilisés sur les marchés européens de l'électricité et du gaz.

## Cadre réglementaire et recommandations

Outre les analyses quantitatives présentées ci-dessus, la présente étude comprend une discussion sur certains thèmes relatifs à la réglementation et propose des conclusions appropriées. Dans le cas des batteries de stockage, cela comprend les aspects suivants :

- Comme nous l'avons mentionné, les batteries sont très bien adaptées à la prestation de services système divers. Le cadre réglementaire et les règles de marché techniques et commerciales doivent donc être régulièrement contrôlés et adaptés au besoin pour permettre l'utilisation et la participation d'installations et d'acteurs non conventionnels et de petite taille. À cet égard, il faut remarquer que les dispositions actuelles, telles que celles relatives à la puissance de réglage, permettent d'ores et déjà une participation des systèmes de stockage. Il faudrait néanmoins que les tailles d'offre minimales soient encore réduites ou que les délais de disponibilité soient examinés. Parallèlement, il apparaît utile de tenir compte des systèmes de stockage décentralisés dans le cadre de la production d'énergie réactive.
- Comme de précédentes études adressées à l'OFEN l'ont suggéré, il faut développer des dispositions contractuelles entre les gestionnaires de réseau et les fournisseurs de flexibilités pour gérer les congestions de façon verticale et éviter le développement du réseau. En l'occurrence, les contrats de long terme visant à sécuriser les investissements dans les systèmes de stockage semblent constituer une approche appropriée.
- Les accumulateurs d'énergie autonomes sans consommation finale ne devraient pas être complètement assimilés aux consommateurs finaux pour ce qui est des frais d'utilisation du réseau. Plutôt que d'instaurer une exonération complète des frais de rémunération pour l'utilisation du réseau, qui constituerait une exonération critique à l'économie des réseaux, DNV recommande d'envisager l'introduction d'une rémunération pour l'utilisation du réseau distincte pour les accumulateurs d'énergie autonomes. Afin de pouvoir utiliser plus efficacement les systèmes de stockage, il faudrait qu'aucun ou très peu de composants dépendants de la quantité d'énergie consommée soient utilisés, par exemple sur la base des coûts des pertes du réseau. En outre, seules les rémunérations de puissance limitées semblent justifiées pour que les systèmes de stockage autonomes ne soient pas traités de manière inégale par rapport aux usines et centrales de pompage-turbinage avec lesquelles ils sont en concurrence et pour améliorer leur rentabilité.
- Aux niveaux supérieurs du réseau, c'est-à-dire dans le réseau de transport d'électricité et au niveau de réseau 3, des rémunérations distinctes pour l'utilisation du réseau ou, au besoin, une exonération complète des rémunérations pour l'utilisation du réseau devrait s'appliquer à tous les accumulateurs d'énergie autonomes sans consommation finale. Cela semble possible dans le cadre des dispositions actuelles de l'OApEI.
- Pour les accumulateurs d'énergie reliés aux niveaux de tension inférieurs du réseau de distribution, notamment au niveau 7, les futures réglementations relatives à la souscription et à l'utilisation de services de flexibilité décentralisés devraient influencer la définition des tarifs du réseau. Par exemple, il est possible d'exiger que les rémunérations pour l'utilisation du réseau ne valent que pour les systèmes de stockage autonomes, dont la

commercialisation et l'usage sont possibles grâce à la prise en compte des congestions éventuelles sur le réseau de distribution, ainsi que des prescriptions relatives à la réglementation des flexibilités.

- Les investissements dans les accumulateurs d'énergie renforcent la flexibilité du système local, voire du système global. Ils peuvent être utiles s'ils sont associés à des batteries de stockage autonomes ou à des installations de production (éolien, photovoltaïque). Les investissements de ce type devraient toujours être évalués du point de vue de l'installation dans son ensemble ou du système global, afin que les technologies prises séparément ne soient pas trop sollicitées. En outre, des installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, des réseaux de chaleur ou d'installations CCF reçoivent d'ores et déjà un soutien financier. Dans ce contexte, un financement séparé du stockage est présentement à déconseiller, afin qu'il n'y ait pas de distorsions de concurrence. En outre, ces dernières devraient être évoquées dans le cadre d'une réforme de la structure de rémunération du réseau discutée par la suite.
- Les résultats des analyses de la simulation montrent par ailleurs clairement que les batteries propres au client associées aux installations photovoltaïques tendent à bénéficier de la forte proportion de composants dépendants de la quantité d'énergie consommée dans le système actuel de rémunération pour l'utilisation du réseau, donc de la consommation propre. Cela signifie que la rentabilité des accumulateurs d'énergie appartenant aux clients repose largement sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau qui ont été évitées. Cela pourrait donner lieu à un excès de financement considérable, non compensé par les économies correspondantes relatives à l'ensemble du système. Ces observations appuient les recommandations d'une étude précédente relative au développement d'un modèle d'utilisation du réseau. Il y était proposé d'augmenter le prix de base et/ou du prix de puissance, même pour les consommateurs finaux pour lesquels la puissance n'est pas mesurée.

## Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG .....	III
RÉSUMÉ.....	XVIII
1 EINLEITUNG .....	40
2 SPEICHERTECHNOLOGIEN UND ANWENDUNGEN IM SCHWEIZER ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEM.....	42
2.1 Stromspeicher	44
2.2 Wärmespeicher	46
2.3 Gasspeicher	48
2.4 Sektorkopplung	50
2.5 Alternative Flexibilitätsoptionen	52
3 SIMULATIONSANALYSE DER SPEICHERANWENDUNGEN .....	54
3.1 Vorüberlegungen zur Bedeutung der Sektorkopplung im zukünftigen Energiesystem der Schweiz	54
3.2 Modellierungsansatz und Szenarioannahmen	57
3.3 Ergebnisse zu den betrachteten Speichertechnologien	69
3.4 Überlegungen zum optimalen Speicheraufbau	92
4 DIGITALISIERUNG UND KOORDINATION .....	94
4.1 Ausgangssituation Schweiz	94
4.2 Elemente der Digitalisierung	97
4.3 Zusammenfassung	103
5 REGULIERUNGSANALYSE.....	105
5.1 Stromspeicher	105
5.2 Wärme- & Gasspeicher	122
5.3 Zusammenfassung und Empfehlungen	125
6 REFERENZEN .....	128
7 ANHANG A: DETAILINFORMATIONEN ZU AUSGEWÄHLTEN SPEICHERTECHNOLOGIEN .....	132
7.1 Stromspeicher	132
7.2 Wärmespeicher	138
8 ANHANG B: ÜBERSICHT SPEICHERTECHNOLOGIEN.....	142

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur und geografischer Rahmen des Energiesystemmodells .....	vii
Abbildung 2: Erwartete Deckungsbeiträge eines zusätzlichen Umwälzwerks .....	viii
Abbildung 3: Erwartete Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen in Var. A .....	ix
Abbildung 4: Erwartete Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte mit PV-Anlagen in engpassfreien Netzen) .....	x
Abbildung 5: Erwartete Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte .....	xii
Abbildung 6: Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen .....	xiii
Abbildung 7: Wirtschaftlichkeit dezentraler Wärmespeicher .....	xiv
Schéma 8 : Structure et cadre géographique du modèle de système énergétique .....	xxii
Schéma 9 : Marges contributives attendues d'une centrale de pompage-turbinage supplémentaire .....	xxiii
Schéma 10 : Les marges contributives attendues des parcs de batteries autonomes A .....	xxiv
Schéma 11 : Rentabilité attendue des parcs de batteries propres au client (Var. A, ménages équipés d'installations photovoltaïques dans des réseaux non congestionnés) .....	xxvi
Schéma 12 : Rentabilité attendue des parcs de batteries propres au client (Var. A, ménages dans des réseaux de distribution critiques) .....	xxvii
Schéma 13 : Rentabilité des accumulateurs de chaleur dans des réseaux de chauffage local ou de chauffage à distance .....	xxix
Schéma 14 : La rentabilité des accumulateurs de chaleur décentralisés .....	xxx
Abbildung 15: Netz- und systemdienliche Anwendungen von Stromspeichern .....	44
Abbildung 16: Speichertechnologien und typische Anwendungsgebiete .....	45
Abbildung 17: Wärmespeicher und typische Anwendungsgebiete .....	47
Abbildung 18: Sektorkopplungstechnologien und typische Anwendungsgebiete .....	51
Abbildung 19: Möglichkeiten der Sektorkopplung im zukünftigen Energiesystem .....	55
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells .....	58
Abbildung 21: Übersicht über die Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+ .....	61
Abbildung 22: Installierte Erzeugungslleistung in den Szenarien der EP 2050+ .....	63
Abbildung 23: Jahresverbrauch Strom nach Verbrauchskategorien .....	63
Abbildung 24: Wärmeverbrauch nach Konsumenten in Nah- & Fernwärmenetzen .....	64
Abbildung 25: Dezentrale Wärmepumpen – Wärmeerzeugung und Stromverbrauch nach Konsumenten .....	64
Abbildung 26 Darstellung des geografischen Rahmens des Modells .....	65
Abbildung 27: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa je Szenario .....	66
Abbildung 28: Durchschnittliche Grosshandelspreise im Day-ahead Market (Strom) .....	70
Abbildung 29: Durchschnittliche Grosshandelspreise im Day-ahead Market (Strom) .....	71
Abbildung 30: Zusammensetzung der zukünftigen Haushaltsstrompreise (Abschätzung) .....	72
Abbildung 31: Entwicklung der zukünftigen Endkundenpreise für ausgewählte Kundengruppen .....	72
Abbildung 32: Kumulierte Erzeugung und Vorhaltung von Regelleistungen aus einem zusätzlichen Umwälzwerk (250 MW / 5 h) .....	74
Abbildung 33: Deckungsbeiträge und annuitätische Fixkosten eines zusätzlichen Umwälzwerks .....	75
Abbildung 34: Einsatz von Grossbatterien mit unterschiedlicher Speicherleistung .....	76
Abbildung 35: Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen (100 MW) .....	77
Abbildung 36: Erwartete Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen in Var. A .....	78
Abbildung 37: Einfluss von NNE auf eigenständige Batterieanlagen in Var. A .....	79
Abbildung 38: Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte mit PV-Anlagen in engpassfreien Netzen) .....	80
Abbildung 39: Einfluss der Grösse einer PV-Anlage und arbeitsabhängiger Netznutzungsentgelte auf die Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A) .....	81
Abbildung 40: Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen im GHD-Sektor (10 kW PV) .....	82
Abbildung 41: Wirtschaftlichkeit von Batterieanlagen im GHD-Sektor (20 kW PV) .....	83
Abbildung 42: Eigennutzung von Solaranlagen mit/ohne Speicher in kritischen Verteilnetzen .....	84
Abbildung 43: Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in kritischen Verteilnetzen (2035) .....	85
Abbildung 44: Einfluss reduzierter NNE auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in kritischen Verteilnetzen (2035) .....	86
Abbildung 45: Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen .....	89
Abbildung 46: Wirtschaftlichkeit dezentraler Wärmespeicher .....	90
Abbildung 47: Sekundärregelleistung aus Wärmepumpen im Szenario Var A (2035) .....	91
Abbildung 48: Erlöse von Wärmepumpen aus Regelleistungserbringung, 2035 & 2050 .....	92
Abbildung 49: Handlungs- und Lösungsfelder der Smart-Grid-Strategie mit zugeordneten Technologien .....	95
Abbildung 50: Wechselwirkungen der Smart-Grid-Technologien .....	96
Abbildung 51: Elemente der Digitalisierung .....	97
Abbildung 52: Entwicklung der Stromnetze .....	98
Abbildung 53: Kommunikationstechnik in verschiedenen Spannungsebenen .....	99
Abbildung 54: Kommunikationsprotokolle im Stromnetz .....	100
Abbildung 55: Beispieldarstellung der Steuerung einer Stromspeicheranlage .....	102

Abbildung 56: Modulares Leitsystem .....	103
Abbildung 57: Vergütung und Verrechnung von Blindenergie in der Schweiz. ....	115
Abbildung 58: Dezentraler Stromspeicher im Verteilnetz mit Bilanzgruppe .....	117
Abbildung 59: Netzausbauregionen in Deutschland .....	124

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht relevanter Technologien für Energiespeicherung und Sektorkopplung .....	iv
Tabelle 2: Typische Anwendungen verschiedener Speichertechnologien .....	v
Tableau 3 : Aperçu des technologies adaptées au stockage de l'énergie et au couplage des secteurs.....	xix
Tableau 4 : Applications courantes des différentes technologies de stockage .....	xx
Tabelle 5: Überblick Stromspeichertechnologien .....	46
Tabelle 6: Zusammenfassung der Stromspeichertechnologien und typischer Anwendungen .....	46
Tabelle 7: Wärmespeichertechnologien .....	48
Tabelle 8: Zusammenfassung der Wärmespeichertechnologien und ihrer typischen Anwendungen .....	48
Tabelle 9: Relevante Speichertechnologien im Bereich der netzgebundenen Gasversorgung.....	49
Tabelle 10: Sektorkopplungstechnologien .....	51
Tabelle 11: Im Rahmen der Studie betrachtete Szenarien der Energieperspektiven 2050+ .....	60
Tabelle 12: Spezifischer Stromverbrauch nach Konsumentengruppen (kWh/a) .....	67
Tabelle 13: Angenommene Kostenstruktur für Stromspeicher.....	68
Tabelle 14: Angenommene Kostenstruktur für Wärmespeicher.....	69
Tabelle 15: Angenommene Zinsstruktur .....	69
Tabelle 16: Einfluss von Netznutzungsentgelten auf verschiedene Grossspeicher .....	107
Tabelle 17: Ausgewählte Parameter der Regelleistungsbeschaffung in der Schweiz.....	114
Tabelle 18: Wesentliche Schlussfolgerungen und Empfehlungen von Kapitel 5.....	127
Tabelle 19: Übersicht: Lithium-Ionen Batterien .....	142
Tabelle 20: Übersicht: Umwälzwerke .....	142
Tabelle 21: Übersicht: Saisonale Wärmespeicher.....	143
Tabelle 22: Übersicht: Fernwärmespeicher.....	143
Tabelle 23: Übersicht: Erdwärmesonde .....	144
Tabelle 24: Übersicht: Elektrodenheizkessel .....	144

## Abkürzungsverzeichnis

BESS	Batterie-Energiespeicher-System
BFE	Bundesamt für Energie
CAES	Compressed air energy storage
CIM	Common Information Modell
CIS	Customer Information System
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EP2050+	Energieperspektiven 2050+ (siehe (Prognos et al., 2020))
EU	Europäische Union
EV	Electric Vehicle (Elektrisch betriebenes Fahrzeug)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (hier oft: Dienstleistungen)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KKW	Kernkraftwerk
NEE	Neue erneuerbare Energien (Solar, Wind, Biomasse)
NNE	Netznutzungsentgelte
PCM	Phase change material (dt. latente Wärmespeicher)
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
RFB	Redox-Fluss-Batterie
SCADA	Supervisory control and data acquisition (dt. Überwachung und Steuerung technischer Prozess)
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SWS	Stromwandlersysteme
TSO	Transmission System Operator (dt. Übertragungsnetzbetreiber)
TYNDP	Ten-year network development plan (Zehn-Jahres-Plan zur Netzentwicklung in Europa), veröffentlicht von ENTSO-E
VAR A, VAR B	Variante A / B (Szenarien aus den Energieperspektiven 2050+)

---

WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WP	Wärmepumpe
WWB	Weiter-Wie-Bisher (Szenario aus den Energieperspektiven 2050+)
ZEBRA	Zero Emission Battery Research Activities

---



## 1 Einleitung

Die Klima- und Energiepolitik führt gegenwärtig in Europa zu einem grundsätzlichen Umbau des Energieversorgungssystems. Vor allem der Ausbau neuer erneuerbarer Energien (NEE) wie Solar PV und Wind und der geplante Ersatz fossiler Brennstoffe in der Strom- und Wärmeerzeugung oder im Transportsektor stellen grosse technische und wirtschaftliche Herausforderungen dar. Die Schweiz verfolgt mit der Energiestrategie 2050 und der Klimastrategie 2050 ihrerseits ehrgeizige Ambitionen, darunter das Ziel von «Netto-Null-Treibhausgasemissionen», die Senkung des Energieverbrauchs, den Zubau neuer erneuerbarer Energien, den mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie und die notwendigen Anpassungen der Versorgungsinfrastruktur, vor allem der Stromnetze.

Seit ihrer Veröffentlichung am 4.9.2013 und der Legitimierung durch den Volksentscheid am 21.5.2017 hat es erhebliche Fortschritte bei der Umsetzung gegeben: das am 1.1.2018 in Kraft getretene Energiegesetz sowie die zugehörigen Ausführungsverordnungen schaffen in verschiedenen Bereichen die regulatorischen Voraussetzungen für den Umbau des Energieversorgungssystems. Zugleich gibt es weiterhin Anpassungsbedarf in verschiedenen Regulierungsgebieten.

Ein solches Gebiet ist die Regulierung von Speichertechnologien. Unter energiewirtschaftlichen Experten herrscht weitgehender Konsens, dass Energiespeicher, d.h. Strom-, Wärme- und Gasspeicher, einen grundsätzlichen Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs und zur Versorgungssicherheit in einem integrierten Energiesystem leisten können. Eine Reihe von Fragen sind jedoch Gegenstand einer offenen Diskussion: welchen Umfang der Beitrag haben sollte, welche Speichertechnologien wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden können und welche Regulierungsvorgaben hierfür notwendig sind. Diese Studie leistet einen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen.

Hierzu werden Simulationsrechnungen für die Jahre 2035 und 2050 ausgewertet, die die Rolle verschiedener Speichertechnologien im Schweizer Energieversorgungssystem abbilden. Den Rahmen bilden dabei die Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2020), die offiziellen Zielszenarien des Schweizer Bundesrats. In einem DNV Modell des Schweizer Strom- und Wärmemarkts (eingebettet in ein europäisches Marktmodell) wird der Speichereinsatz in ausgewählten Szenarien untersucht. Die Ergebnisse der simulationsgestützten Wirtschaftlichkeitsanalyse fliessen in die Diskussion des gegenwärtigen Schweizer Regulierungsrahmens für Speicher und mögliche Verbesserungen mit ein.

Im Einzelnen werden folgende Themen behandelt:

- **Stromspeicher auf Systemebene:** Die Schweiz verfügt traditionell über ein hohes Mass an Flexibilität auf der Systemebene, das durch Wasserkraftwerke und Umwälzwerke bereitgestellt wird. Gleichzeitig nehmen die Flexibilitätsanforderungen durch die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugung insgesamt zu. Vor diesem Hintergrund werden die Beiträge und die Wirtschaftlichkeit zusätzlicher Umwälzwerke und Grossbatterien untersucht und gegeneinander abgewogen. In diesem Zusammenhang diskutieren wir auch die Frage nach einer angemessenen Netztarifierung von Grossspeichern.
- **Stromspeicher auf Verteilnetzebene:** Auch auf der Verteilnetzebene steigt der Bedarf an Flexibilität, nicht zuletzt durch den geplanten Zubau von 10 GW Solar PV Anlagen bis 2050, die überwiegend auf den niederen und mittleren Spannungsebenen angeschlossen werden. Anders als auf der Systemebene sind die technischen Erfordernisse, u.a. zur Überwindung möglicher zukünftiger Netzengpässe, bislang nur unzureichend geregelt. In früheren Studien (u.a. (DNV GL, 2017; DNV GL, 2015) wurden verschiedene Modelle für «kritische Verteilnetze» diskutiert und das BFE hat im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes Vorschläge für den regulatorischen Rahmen der Flexibilitätsnutzung des Netzbetreibers formuliert.
- **Stromspeicher und Eigenversorgung:** Die Eigenerzeugung auf Basis neuer erneuerbarer Energien wird in der Schweiz durch die Einmalvergütung für Solar PV Anlagen und die Vergütung von Überschusserzeugung (mittels des sogenannten Rückliefer tariffs) durch den Netzbetreiber gefördert. Batterien können die erneuerbare Erzeugung komplementieren. Für den Betreiber dient dies vor allem der Steigerung des Eigenverbrauchs, der kostengünstiger ist als der Bezug von Strom aus dem Netz sowie einer grösseren Unabhängigkeit vom Versorger.

Auch diese Thematik wird auf der Basis einer Ertrags- und Kostenrechnung diskutiert, insbesondere mit Blick auf einen eventuellen Förderbedarf der Batterien. Dabei werden Fälle erörtert, die auch den Einsatz von Wärmepumpen oder den Anschluss von Elektrofahrzeugen umfassen.

- Wärmespeicher und Sektorkopplung: Wärmespeicher können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung der Stromnachfrage und Wärmebereitstellung leisten. Dies ist vor allem im Bereich der Fernwärme relevant, in einem geringeren Masse auch bei der dezentralen Wärmebereitstellung. Wärmeerzeugungstechnologien können teilweise auch zur Flexibilisierung der Stromversorgung beizutragen: Wärme-Kraft-Kopplungs-(WKK)-Anlagen ermöglichen eine strom- statt wärmegeführte Fahrweise, Wärmepumpen den Einsatz -via Demand Response- in Regelleistungsmärkten.

Auf eine detaillierte Untersuchung von Gasspeichern wurde in der Studie hingegen verzichtet. Zwar verfügt die Schweiz über ein Gasnetz, welches vor allem die nördlichen Landesteile vom Bodensees über das Mittelland bis nach Genf versorgt, und Gas stellte mit einem Anteil von knapp 14% am Endverbrauch den dritt wichtigsten Energieträger dar (BFE, 2020). Allerdings dient das Schweizer Gasnetz überwiegend der Gasverteilung, während es bereits heute über ausreichende Flexibilität zum Ausgleich von Tagesschwankungen verfügt. Zudem sehen die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ einen abnehmenden Gasverbrauch vor, so dass auch in Zukunft kein für die Sektorkopplung relevanter Bedarf an Flexibilität im Gasnetz zu erwarten ist. In Übereinstimmung mit den Energieperspektiven 2050+ berücksichtigt diese Studie ferner weder den Transport noch die Speicherung synthetisch erzeugter Gase wie z.B. Wasserstoff. In allen Szenarien gibt es eine vernachlässigbare Einspeisung synthetischer Gase in die Schweizer Gasnetze aus. Vor dem Hintergrund der Annahme eines abnehmenden Gasverbrauchs sind somit die Bedeutung der Herstellung synthetischer Gase und der Kopplung mit dem Gasnetz für das Schweizer Stromnetz als sehr gering einzuschätzen.

Neben den oben genannten Aspekten untersucht diese Studie auch die Erfordernisse des Speichereinsatzes in Bezug auf Kommunikations- und Steuerungstechnik. Die Schweiz verfolgt mit der Smart-Grid-Strategie einen Kurs der Digitalisierung der Stromversorgung, der für die Flexibilitätsbereitstellung von grosser Bedeutung ist. Das gilt insbesondere auch für die oben dargestellten Fälle des Speichereinsatzes, etwa im Verteilnetz oder im Rahmen der Sektorkopplung.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut:

- Kapitel 2 gibt eine Übersicht über verschiedene Speichertechnologien und erläutert ihre technischen Eigenschaften und die Eignung für den Einsatz in der Schweizer Energieversorgung.
- Kapitel 3 stellt den Modellierungsansatz der Studie vor und geht dann ausführlich auf die Simulationsergebnisse des Speichereinsatzes ein.
- Kapitel 4 behandelt das Thema Kommunikation und Digitalisierung.
- Kapitel 5 erörtert den gegenwärtigen Regulierungsrahmen für Speicher sowie Optionen für eine Weiterentwicklung, fasst die zentralen Ergebnisse der Studie zusammen und formuliert Empfehlungen für den zukünftigen Rahmen des Speichereinsatzes.

## 2 Speichertechnologien und Anwendungen im Schweizer Energieversorgungssystem

Die von der Energiestrategie 2050 angestossenen Veränderungen des Schweizer Energieversorgungssystems werden absehbar zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf führen. Speicher- und Sektorkopplungstechnologien können zusätzliche Flexibilität für das zukünftige Energiesystem bereitstellen und werden somit absehbar eine essenzielle Rolle bei der Dekarbonisierung bis 2050 spielen. Generell können Speichertechnologien entweder marktlich oder netzdienlich eingesetzt werden. Bei einem marktlichen Einsatz wird die Flexibilität auf Märkten angeboten, bei denen die Preisbildung auf Basis von Angebot und Nachfrage zustande kommt. So wird die Wirtschaftlichkeit der Speicher- oder Sektorkopplungstechnologien maximiert, was jedoch nicht immer gleichbedeutend mit einem netzdienlichen Einsatz ist. Die relevanten Märkte für eine solche Vermarktung von Flexibilität in der Schweiz sind vor allem im Stromsektor vorhanden:

- **Grosshandelsmarkt:** Auf dem Grosshandelsmarkt können Marktteilnehmer Strom kaufen und verkaufen, wobei sich der Preis aus dem Angebot und der Nachfrage ergibt. Bei der Vermarktung von Strom auf dem Grosshandelsmarkt wird zwischen dem Day-ahead und dem Intraday Markt unterschieden. Während auf dem Day-ahead Markt der Handel am Vortag erfolgt, kann auf dem Intraday Markt bis 15 Minuten vor der Lieferung gehandelt werden. Für Speicher und Sektorkopplungstechnologien sind insbesondere diese kurzfristigen Märkte interessant, da sie typischerweise eine höhere Fluktuation der Preise aufweisen.
- **Regelleistung:** Speicher- und Sektorkopplungstechnologien können am Regelleistungsmarkt, auch Reservemarkt genannt, teilnehmen. Regelleistung dient der Frequenzhaltung und wird als Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber beschafft. Primärregelleistung reagiert innerhalb von wenigen Sekunden, wenn die Frequenz von 50 Hz über- oder unterschritten wird. Bei einer weiterhin bestehenden Frequenzabweichung werden zunächst die Sekundär- und dann die Tertiärreserve aktiviert. Die drei Produkte haben unterschiedliche Anforderungen. Für Speicher und andere flexible Technologien sind insbesondere die Primär- und die Sekundärregelleistung relevant.
- **Sonstige Systemdienstleistungen:** Einige Speicher und Sektorkopplungstechnologien können auch für andere Systemdienstleistungen wie Blindleistung (Spannungshaltung) und Schwarzstartfähigkeit (Netzaufbau nach Störfall) genutzt werden, die von dem Übertragungsnetzbetreiber beschafft werden. Allerdings hat die regulatorische Analyse ergeben, dass die derzeitigen Beschaffungsverfahren nicht für alle Speicher- und Sektorkopplungstechnologien eine Teilnahme an diesen Märkten ermöglicht.

Im Gegensatz dazu dient der netz- bzw. systemdienliche Einsatz von Speichern dazu, den Betrieb der Stromnetze auf Ebene der Übertragungs- oder Verteilnetzebene (netzdienlich) sowie des gesamten «Stromsystems» inkl. aller angeschlossenen flexiblen Erzeuger und Verbraucher (systemdienlich) zu unterstützen. Grundsätzlich ist hierbei zu berücksichtigen, dass die marktlichen und netz- bzw. systemdienlichen nicht in allen Fällen vollständig voneinander getrennt betrachtet werden können. Und im Falle von Speichern im Eigentum von Marktakteuren (also mit Ausnahme von Netzbetreibern) ist ferner zu beachten, dass deren Eigentümer oder Betreiber grundsätzlich bestrebt sein werde, ihre Erträge zu maximieren. Dies führt naturgemäss zu Zielkonflikten, so dass auch ein netz- oder systemdienlicher Einsatz zwar die entsprechenden Belange berücksichtigt, aber dennoch nicht notwendigerweise unter dem Gesichtspunkt eines optimalen Netz- bzw. Systembetriebs eingesetzt wird.

Abbildung 15 gibt einen Überblick über netz- und systemdienliche Anwendungen von Stromspeichern und zeigt, dass Stromspeicher wichtige Funktionen sowohl bei der System- und Erzeugungssicherheit als auch auf Übertragungsnetz- und Verteilnetzebene erfüllen können. Im Rahmen dieser Studie werden wir uns vor allem auf die Funktionen konzentrieren, die für die System- und Erzeugungssicherheit relevant sind, sowie für das Engpassmanagement und die Vermeidung des Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene. Die für dieses Projekt wichtigsten netz- und systemdienlichen Anwendungen im Stromsektor sind im Folgenden aufgelistet. Die Frequenzhaltung wird über den Regelleistungsmarkt abgedeckt, weshalb sie hier nicht noch einmal gesondert erwähnt wird.

- **Energiesicherheit:** Für die Versorgungssicherheit ist die Vorhaltung von ausreichend gesicherter Leistung essentiell. Diese muss auch in Zeiten der geringen Stromproduktion aus NEE, der so genannten Dunkelflaute, in der Lage sein, die Versorgung zu gewährleisten. Speicher können einen Teil dieser gesicherten Leistung stellen und so zu der Versorgungssicherheit und Energiesicherheit beitragen. Dies gilt grundsätzlich über verschiedene Zeithorizonte, also innerhalb eines Tages bis hin zum saisonalen Ausgleich z.B. zwischen Sommer- und Wintermonaten.
- **Zeitliche Verschiebung:** Mit Speichern kann die Produktion oder der Verbrauch von Technologien flexibilisiert werden. So kann beispielsweise ein Wärmespeicher bei einem WKK die Strom- und Wärmeproduktion entkoppeln, was eine Verschiebung der Stromproduktion in Zeiten eines geringeren Wärmebedarfs erlaubt. Ein anderes Beispiel ist die Verschiebung der Produktion von erneuerbaren Energien wie Solarenergie durch den gemeinsamen Einsatz mit einem Speicher. Dieser erlaubt, dass die Solarenergie zeitlich verschoben in das Stromnetz eingespeist wird.
- **Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien:** Speicher und flexible Technologien wie Power-to-Gas Anlagen können überschüssige erneuerbare Energie aufnehmen, wenn die Produktion die Nachfrage übersteigt. Auch wenn dies in der Schweiz bislang kein relevantes Problem darstellt, könnte sich die Situation in der Zukunft ändern, insbesondere in einzelnen «kritischen Verteilnetzen».
- **Engpassmanagement:** Die Nutzung von Speichern und Sektorkopplungstechnologien für das Engpassmanagement erfordert eine zeitliche Verschiebung der Ein- oder Ausspeisung von Elektrizität, um eine Überlastung von Betriebsmitteln im Netz zu vermeiden. Somit können Energiespeicher dazu beitragen, einen kostenintensiven Ausbau des Übertragungsnetzes zu vermeiden.
- **Vermeidung des Verteilnetzausbaus:** Auch auf Verteilnetzebene können Speicher- und Sektorkopplungstechnologien zum Engpassmanagement eingesetzt werden und so einen Ausbau des Verteilnetzes vermeiden.

Die Übersicht der marktlichen und netz- und systemdienlichen Anwendungen von Speichern zeigt, dass Speicher und Sektorkopplungstechnologien verschiedene Aufgaben und Funktionen innerhalb des Energiesystems übernehmen und so eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Schweiz spielen können. Verschiedene Technologien sind dafür mehr oder weniger für bestimmte Anwendungen geeignet. Daher ist eine Übersicht über die Eigenschaften und möglichen Anwendungen essenziell, um geeignete Technologien zu identifizieren.



**Abbildung 15: Netz- und systemdienliche Anwendungen von Stromspeichern.**

In Rot markierte Anwendungen werden in AP 2 schwerpunktmässig quantifiziert

Quelle: DNV

Dieses Kapitel führt verschiedene Strom-, Wärme- und Gasspeichertechnologien sowie Technologien zur Sektorkopplung ein und diskutiert ihre Eigenschaften sowie mögliche Anwendungen im Schweizer Energieversorgungssystem. Die folgenden Eigenschaften von Speicher- und Sektorkopplungstechnologien werden in diesem Kapitel behandelt:

- Grösse
- Typische Netzebene
- Zeitliche Dimension
- Wirkungsgrad und Kosten
- Anwendungsgebiet (Energiespeicherung vs. Systemdienstleistungen)
- Räumliche Restriktionen (z.B. Transport von Gasen)

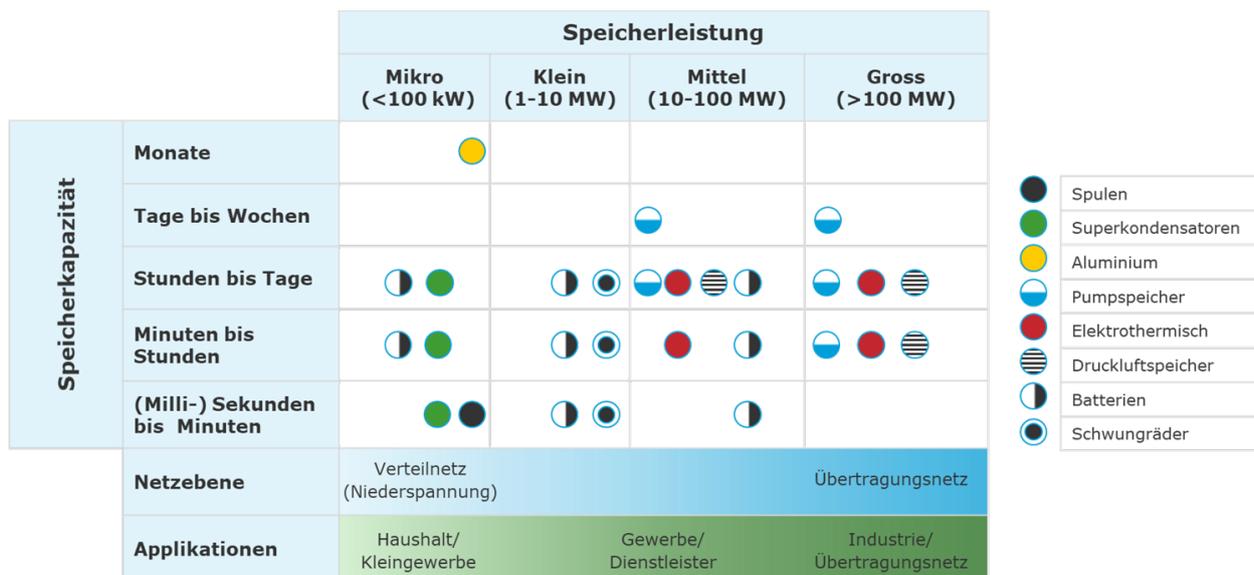
Die Technologieübersicht unterscheidet zwischen Technologien, die in der Modellierung abgebildet und quantifiziert werden und sonstigen und innovativen Technologien. Die Unterscheidung erfolgt hinsichtlich der Einschätzung der Relevanz der Technologien für das zukünftige Schweizer Energiesystem, basierend auf ihren Eigenschaften, Anwendbarkeit in der Schweiz sowie kommerzieller Verfügbarkeit. Die Beschreibung konventioneller Technologien erfolgt detailliert, in einem Anhang werden technische Eigenschaften und spezifische Kosten quantifiziert. Diese dienen insbesondere der Modellierung in Kapitel 3 der vorliegenden Studie. Darüber hinaus werden hier innovative Technologien vorgestellt, die bei der Modellierung keine Berücksichtigung gefunden haben, sei es, da sie keinem erkennbaren Bedarf des Schweizer Energiesystems entsprechen, sei es, da ihre Kosten und technische Eigenschaften im kommerziellen Einsatz gegenwärtig noch unklar sind. In dem Zeitraum bis 2050 ist in einem solchen Fall eine Entwicklung bis zur Marktreife zwar denkbar, über den Einsatz kann aber zum heutigen Zeitpunkt keine Aussage getroffen werden.

## 2.1 Stromspeicher

Stromspeicher speichern elektrische Energie und können diese bei Bedarf wieder in das Stromnetz einspeisen. Eine Form von Stromspeichern sind Umwälzwerke, die in der Schweiz bereits grossflächig eingesetzt werden und so einen wichtigen

Beitrag zu der Stabilität des Schweizer Elektrizitätssystems leisten. Insgesamt werden in den Energieperspektiven 2050+ für das Jahr 2020 bereits 2,5 GW an Umwälzwerken in der Schweiz installiert und in Betrieb genommen. Jedoch gibt es ausser Umwälzwerken ein breites Spektrum von anderen Stromspeichertechnologien, die von Kleinstanwendungen in Haushalten bis hin zu grossen Speichern auf Übertragungsnetzebene reichen. Diese Technologien finden in der Schweiz bislang weniger Anwendung, können aber ebenfalls einen wertvollen netz- bzw. systemdienlichen Beitrag leisten. Eine kurze Darstellung verschiedener Stromspeichertechnologien findet sich in Abschnitt 7.1 im Anhang A.

Abbildung 16 gibt einen Überblick über die typische Grössenordnung und Anwendungsgebiete relevanter Stromspeichertechnologien. Sie zeigt, dass sich die Speicherkapazität der Technologien signifikant unterscheidet: Diese kann von wenigen Sekunden bis hin zu Monaten reichen. Kurzfristige Speicher sind beispielsweise Schwungräder, Kondensatoren und Spulen. Batterien, Druckluftspeicher und elektrothermische Speicher können mittelfristig Energie speichern. Wenige Stromspeichertechnologien sind dafür ausgelegt, über mehrere Monate Strom zu speichern. Aluminium ist eine dieser Technologien. Für den quantitativen Teil dieser Studie sind dabei vor allem Technologien mit einer Speicherdauer von mindestens einigen Minuten relevant. Auch die Grösse der Speicher unterscheidet sich signifikant: Sehr kleine Speicher wie Kondensatoren, Aluminiumspeicher und einige Batteriearten finden vor allem in Haushalten und damit im Verteilnetz Anwendung. Etwas grössere Speicher wie Schwungräder und Batterien finden typischerweise in der Industrie Anwendung, während grosse Speicher wie Umwälzwerke, Druckluftspeicher sowie grosse Batterien oft Funktionen auf Übertragungsnetzebene übernehmen.



**Abbildung 16: Speichertechnologien und typische Anwendungsgebiete**

Anmerkung: Pumpspeicher = Umwälzwerk

Quelle: DNV

Tabelle 5 enthält eine Übersicht über konventionelle sowie innovative Stromspeichertechnologien. Basierend auf einer Voranalyse der wichtigsten Eigenschaften, sowie des Reifegrads und der Relevanz für das Schweizer Energiesystem wurden Umwälzwerke und Lithium-Ionen-Batterien für die Modellierung ausgewählt. Modellierte Speichertechnologien sind in Tabelle 5 unterstrichen. Andere Technologien werden im Rahmen dieser Studie nur qualitativ behandelt.

**Tabelle 5: Überblick Stromspeichertechnologien**

Konventionelle Technologien	Innovative Technologien
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Umwälzwerke</u></li> <li>• Schwungradspeicher</li> <li>• Batterien: <u>Lithium-Ionen-Batterie</u>, Zebra-Batterie, Redox-Flow-Batterie, Blei-Säure-Batterien, Natrium-Schwefel-Batterie, Nickel-Batterien</li> <li>• Doppelschicht-Kondensator</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unkonventionelle Pumpspeicher, Kugelpumpspeicher, Lageenergiespeicher</li> <li>• Druckluftspeicher</li> <li>• Batterien: Metall-Luft-Batterie, Lithium-Schwefel-Batterie, Lithium-Polymer-Batterie, Aluminium-Batterie, Natrium-Ionen-Batterie, Carnot-Batterie</li> <li>• Wasserstoffspeicher als Langzeitspeicher</li> </ul>

Modellierte Speichertechnologien sind unterstrichen.

Tabelle 6 gibt einen Überblick über verschiedene Anwendungen und geeignete Speicher. Für die Modellierung in Kapitel 3 werden dabei als wichtigste Beispiele Pump- und Batteriespeicher berücksichtigt, wobei konkret die zeitliche Verschiebung, die vermiedene Abregelung neuer erneuerbarer Energien und die Reservevorhaltung abgebildet werden.

**Tabelle 6: Zusammenfassung der Stromspeichertechnologien und typischer Anwendungen**

Anwendung	Am häufigsten eingesetzte Technologien
<b>Gesicherte Leistung / Energiesicherheit</b>	Umwälzwerke
<b>Zeitliche Verschiebung</b>	Umwälzwerke + Batteriespeicher
<b>Vermeidung Abregelung erneuerbarer Energien</b>	Umwälzwerke + Batteriespeicher
<b>Frequenzhaltung und Regelernergie</b>	Umwälzwerke + Batteriespeicher + Doppelschicht-Kondensator + Schwungradspeicher
<b>Engpassmanagement im Übertragungsnetz</b>	Batteriespeicher
<b>Vermeidung des Verteilnetzausbaus</b>	Batteriespeicher
<b>Blindleistungsbereitstellung</b>	Umwälzwerke + Batteriespeicher + Doppelschicht-Kondensator + Schwungradspeicher + Druckluftspeicher + Gasspeicher
<b>Versorgungswiederaufbau (Schwarzstart)</b>	Umwälzwerke + Batteriespeicher

## 2.2 Wärmespeicher

Wärmespeicher speichern Wärme, um diese zu einem späteren Zeitpunkt wieder abzugeben. Bei gleicher Kapazität sind Wärmespeicher typischerweise um ein Vielfaches günstiger als Stromspeicher, d.h. es ist bei vorhandener Kopplung der Sektoren Wärme und Strom wirtschaftlich sinnvoll, die Energie wärmeseitig zu speichern (Pehnt, et al., 2017). Bislang werden in der Schweiz vor allem oberirdische Wasserspeicher und Erdsondenfeldern auf tiefem Temperaturniveau

genutzt. Jedoch gibt es weitere Wärmespeichertechnologien, die ebenfalls relevant sein könnten und die international bereits erfolgreich eingesetzt werden. Abbildung 17 gibt einen Überblick über die typische Speicherleistung und Speicherdauer der betrachteten Wärmespeicher. Zudem können die Wärmespeichertechnologien in unterschiedlichen Funktionen Anwendung finden, die von Applikationen auf der Haushalts- und Kleingewerbsebene über Anwendungen auf Gewerbe- und Dienstleistungsebene bis hin zu grossindustriellen Anwendungen reichen.

Typische Einsatzgebiete von Wärmespeichern sind dabei:

- **Flexibilisierung von WKK-Anlagen:**

Wärmekraftanlagen gewinnen ihren hohen Wirkungsgrad durch die Abwärmenutzung. Wird die Wärme nicht genutzt, sinkt die Effizienz deutlich. Thermische Energiespeicher können dafür eingesetzt werden, um den Bedarf an thermischer Energie und das Angebot von thermischer Energie zeitlich zu entkoppeln. So kann elektrische Energie flexibel und effizient erzeugt werden und es besteht die Möglichkeit, die Schwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen.

- **Bereitstellung von zusätzlicher Wärmeleistung:**

Ein Wärmespeicher ermöglicht es, die maximale Leistung des thermischen Energieerzeugers zu reduzieren. Der thermische Energieerzeuger muss somit nicht in der Lage sein, die komplette Spitzenleistung bereit zu stellen, sondern es besteht die Möglichkeit, diese Leistungsspitzen durch den Speicher bereitzustellen. Dies setzt ein gutes Energiemanagement und eine gute Auslegung voraus, da gewährleistet werden muss, dass der Speicher zu Spitzenzeiten geladen ist und über den entsprechenden Zeitraum die Leistung bereitstellen kann.

- **Saisonale Wärmespeicherung von erneuerbaren Energien:**

Erneuerbare Energien unterliegen Schwankungen sowohl Kurzzeitbereich (Stunden-Tage) als auch im saisonalen Bereich (Wochen-Monate). Zum Ausgleich der saisonalen Schwankungen werden Speicher benötigt, die eine grosse Energiemenge über eine lange Zeit mit geringen Kosten und mit geringen Verlusten speichern können. Die Leistungsdichte und die Umwandlungsverluste spielen eine untergeordnete Rolle.

Der Fokus dieser Studie liegt neben ausgewählten kurz- und mittelfristigen Wärmespeichern (Wärmenetze und Wasserspeicher) insbesondere auf saisonalen Wärmespeichern ein, die die Wärme über mehrere Monate speichern können. Die betrachteten langfristigen Wärmespeicher sind Aluminium, Eisspeicher, Erdwärmesonden, Sorptionsspeicher, Aquiferspeicher, Erdbeckenspeicher sowie einige sehr grosse Wasserspeicher.

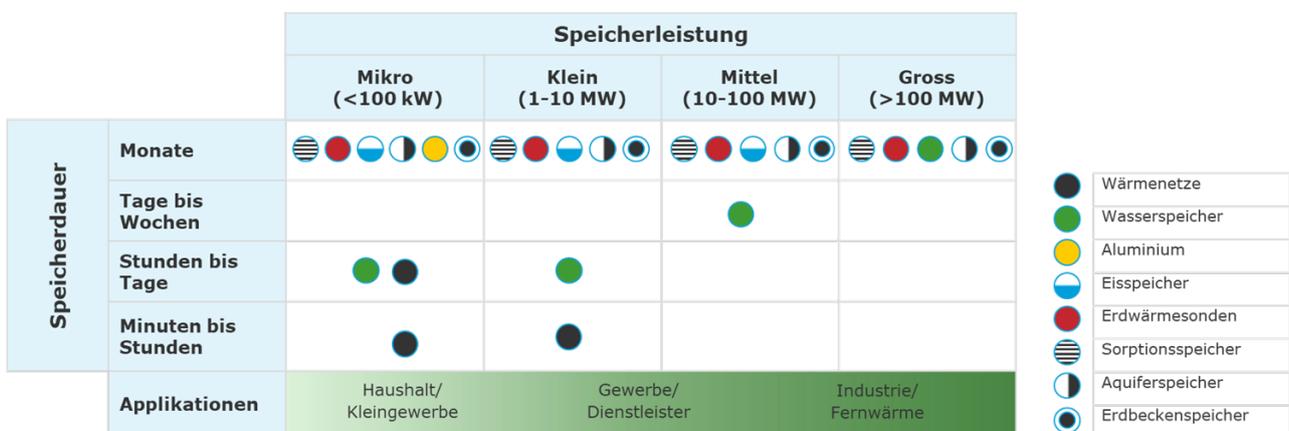


Abbildung 17: Wärmespeicher und typische Anwendungsgebiete

Quelle: DNV

Nach einer Voranalyse wurden die Wärmespeicher für die Modellierung ausgewählt, die aufgrund ihrer Eigenschaften und ihrer Anwendbarkeit im Schweizer Energiesystem die grösste Relevanz für diese Studie haben. Tabelle 7 gibt einen Überblick über konventionelle und innovative Wärmespeichertechnologien. In der Modellierung berücksichtigte Technologien sind unterstrichen.

**Tabelle 7: Wärmespeichertechnologien**

Konventionelle Technologien	Innovative Technologien
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dezentrale und zentrale Wasserspeicher</li> <li><u>Saisonaler Wärmespeicher</u> (Aquiferspeicher / Erdbeckenspeicher)</li> <li>Wärmenetze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Latente Wärmespeicher (PCM)</li> <li>Feststoffwärmespeicher</li> <li>Salzschmelzespeicher</li> <li>Eisspeicher</li> <li>Kryogene Energiespeicher</li> <li>Sorptionswärmespeicher</li> </ul>

Tabelle 8 gibt eine Übersicht. In der Modellierung berücksichtigte Technologien sind unterstrichen. Weitere Hintergrundinformationen zu den einzelnen Technologien zur Wärmespeicherung sind in Abschnitt 7.2 im Anhang A zusammengefasst.

**Tabelle 8: Zusammenfassung der Wärmespeichertechnologien und ihrer typischen Anwendungen**

Speicherdauer	Anwendung	Technologien
<b>Tagesspeicher &amp; Wochenspeicher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flexibilisierung von WKK-Anlagen</li> <li>Bereitstellung von zusätzlicher Wärmeleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>Dezentrale Warmwasserspeicher</u>, <u>Fernwärmespeicher</u>, latente Wärmespeicher, Feststoffwärmespeicher</li> </ul>
<b>Monatsspeicher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Saisonale Wärmespeicherung von erneuerbaren Energien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>Erdbeckenspeicher</u></li> <li>Eisspeicher</li> <li>Aquiferspeicher</li> </ul>

## 2.3 Gasspeicher

Im Bereich der netzgebundenen Gasversorgung wird klassischerweise zwischen drei Arten von Speichertechnologien unterschieden (vgl. Tabelle 9):

- Poren- und Kavernenspeicher** zur unterirdischen Speicherung grosser Mengen von (Erd-) Gas, mit einem Zeithorizont von mehreren Tagen bis zur saisonalen Speicherung,

- Kleine und mittelgrosse **Gasbehälter und Röhrenspeicher** für den untertägigen Ausgleich und die kurzfristige Optimierung im Bereich von bis zu ca. 1 Woche,
- Die Nutzung der inhärenten Speichermöglichkeiten in Regional- oder Transportnetzen (**Netzpuffer**) für den untertägigen Ausgleich und die kurzfristige Optimierung.

Wie ebenfalls in Tabelle 9 dargestellt, sind Poren- und Kavernenspeicher für die Schweiz nicht als relevant anzusehen, da keine derartigen Anlagen bestehen und – vor dem Hintergrund eines abnehmenden Gasverbrauchs – auch kaum zu erwarten sind. Umgekehrt verfügen die Schweizer Gasnetze über diverse Anlagen zur kurzfristigen Speicherung sowie signifikante Mengen an Netzpuffer.

**Tabelle 9: Relevante Speichertechnologien im Bereich der netzgebundenen Gasversorgung**

Typ	Art und Anwendung	Relevanz für die Schweiz
Porenspeicher	Unterirdische Aquifer- und Lagerstättenspeicher (grosse Volumina, Mittelfrist- bis saisonale Speicherung)	Nein
Kavernenspeicher	Nutzung natürlicher oder künstlich angelegter Fels- oder Salzkavernen (Kurz- bis Mittelfristspeicher)	Nein
Gasbehälter / Kugelspeicher	Speicherung kleiner Mengen in oberirdischen Behältern zur kurzfristigen Speicherung	Ja
Röhrenspeicher	Mittelgrosse Speicher für kurzfristige Speicherung (bis ca. 1 Woche)	Ja
Netzpuffer / «Netzatmung»	Inhärentes Speichervolumen des Gasnetzes, überwiegend in Regional- und Transportnetzen für untertägigen Ausgleich und kurzfristige Speicherung (bis max. 1 Woche) genutzt	Ja

Bei **Porenspeichern** wird Erdgas in natürlich vorhandenen Hohlräumen (Poren) eingelagert. Die wichtigsten Eigenschaften der Erd- und Gesteinsschichten sind die Porosität und Permeabilität. Die Permeabilität gibt eine Massgrösse für die Ein- und Ausspeicherbarkeit des Erdgases an. Bei einem Gestein mit hoher Permeabilität sind Poren miteinander verbunden und folglich werden nur wenig Einpress- und Entnahmesonden für die Speicheraktivitäten benötigt. Je tiefer diese Lagermöglichkeiten in der Erde liegen, umso grösser ist das Speichervolumen und der Lagerstättendruck. Als optimale Tiefe für einen Porenspeicher werden 500-800 Meter angesehen. Porenspeicher werden in **Aquifere** und Lagerstättenspeicher unterschieden. Aquifere sind wassergefüllte Poren in den Gesteinsschichten, in denen das Wasser durch die Einpressung von Erdgas verdrängt wird und Raum für die eigentliche Speichermöglichkeit geschaffen wird. Ehemalige **Erdöl- oder Erdgaslagerstätten** hingegen können durch einfache Umrüstung als Erdgasspeicher nutzbar gemacht werden. (TRIANEL, 2009)

Im Gegensatz zu Porenspeichern werden bei **Kavernenspeichern** unterirdische Hohlräume durch einen bergmännischen Solprozess künstlich geschaffen. Kavernenspeicher finden sich in Gesteinsschichten (Felskavernen) oder in Steinsalzformationen (Salzkavernen). Für Salzkavernen werden stillgelegte Salzstöcke und Schichtensalzlagerstätten genutzt. Zur Schaffung des Hohlraumes wird eine Bohrung in den Salzstock getrieben und Frisch- bzw. Meerwasser

eingeleitet, um das Salz zu lösen und später als gesättigte Sole zu entnehmen. Moderne Soltechnologien erlauben es, während des Solprozesses bereits geschaffene Räume für die Erdgaseinspeicherung zu nutzen und somit Teile der Kaverne frühzeitig in Betrieb zu nehmen. Die Grösse der einzelnen Kavernen ist durch die Statik und die damit verbundene Sicherheit der Lagerstätte beschränkt, so dass häufig mehrere Einzelkavernen in unmittelbarer Nähe betrieben werden, um das Speichervolumen zu erhöhen. (Stronzik, et al., 2008)

Für die Speicherung kleinerer Gas-Mengen bei moderaten Drücken (5-10 bar) werden oberirdische **Kugelgasbehälter** oder **Gasbehälter** verwendet. Während Kugelgasbehälter für mittlere Volumina – etwa für den Gasbedarf von Kommunen oder in der Industrie – optimal sind, verwendet man für die überirdische Speicherung grösserer Gasmengen Hochdruck-Speicher mit Drücken von etwa 100 bar, sogenannte Röhrenspeicher. Diese **Röhrenspeicher** sind mittelgrosse Erdgasspeicher für den Ausgleich von Bedarfsschwankungen. Sie werden vor allem zum Abdecken von täglichen Abnahmespitzen verwendet, da sie über hohe Aus- und Einspeiseleistungen verfügen. Aufgrund ihres eher geringen Volumens (im Normalfall weniger als eine Million Kubikmeter) sind sie nur für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen im Bereich von mehreren Stunden bis etwa 1 Woche geeignet. Erdgas-Röhrenspeicher zählen zu den Obertagespeichern, obwohl sie sich in rund zwei Meter Tiefe befinden (Perch-Nielsen, 2019).

Der sog. «**Netzpuffer**», auch «Netzatmung» oder «Linepack» genannt, bezeichnet die Fähigkeit von Hochdrucknetzen, durch eine gezielte Anpassung des aktuellen Betriebsdrucks eine gewisse Menge an Gas im Netz zu «speichern». Während die entsprechenden Mengen in den Verteilnetzen überwiegend sehr gering sind, verfügen insbesondere Transport- sowie teilweise auch Regionalnetze häufig über signifikante Mengen an derartiger Flexibilität, welche vor allem für die Strukturierung und den Ausgleich des untertägigen Gasverbrauchs genutzt werden. Bei ausreichend grossen Mengen kann der Netzpuffer aber darüber hinaus auch für die kurzfristige Speicherung mit einem Zeithorizont von mehreren Tagen sowie teilweise bis zu einer Woche genutzt werden.

Nach Untersuchungen im Rahmen einer früheren Studie zur Gasbilanzierung (DNV GL, 2015/2016) verfügt die Schweiz über ca. 28,5 GWh an verfügbarer Flexibilität aus dem Netzpuffer der Regionalnetze sowie weitergehende Speichermöglichkeiten von ca. 50 GWh in dezentralen Röhren- und Kugelspeichern. Auch ohne Berücksichtigung der allenfalls zusätzlich verfügbaren Flexibilität aus dem Netzpuffer der Transitleitung verfügt die Schweiz damit bereits heute über ausreichende Flexibilitäten für die untertägige Strukturierung und Bilanzierung des Gasverbrauchs in den Regional- und Verteilnetzen.

## 2.4 Sektorkopplung

Sektorkopplungstechnologien verbinden die Sektoren Elektrizität, Wärme, Gas und Mobilität miteinander und können so die Flexibilität des Schweizer Energiesystems erhöhen. Es gibt verschiedene Technologien, die in diese Kategorie fallen.

- **Power-to-Heat:** Power-to-Heat Technologien nutzen Elektrizität, um Wärme zu erzeugen. Hierzu zählen beispielsweise Elektrokessel und Wärmepumpen. Diese Technologien erlauben eine Kopplung des Wärme- und des Stromsektors. Flexibilitäten in der Wärmeerzeugung können auf dem Regelleistungsmarkt verkauft werden. Dies ist insbesondere relevant, wenn Power-to-Heat Technologien mit Wärmespeichern kombiniert werden.
- **Power-to-Gas:** Power-to-Gas Technologien nutzen beispielsweise überschüssige Solarenergie, um synthetische Gase wie Wasserstoff oder Methan herzustellen. Diese Gase können in das bestehende Gassystem eingespeist werden oder gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden. Insbesondere sind Gase für eine langfristige beziehungsweise saisonale Speicherung geeignet (Kober, et al., 2019).
- **Elektrische Fahrzeuge:** Elektrische Fahrzeuge (EVs) sind Fahrzeuge, die Elektrizität an Stelle von fossilen Brennstoffen als Energiequelle nutzen. Es können sowohl kleine PKW als auch LKW elektrifiziert werden.

Elektrische Fahrzeuge können durch flexibles Laden Demand Response anbieten und an Reservemärkten teilnehmen. Diese Technologie wird als Vehicle-to-Grid Technologie bezeichnet.

Abbildung 18 gibt einen Überblick über die Sektorkopplungstechnologien, die im Rahmen dieser Studie behandelt werden.



Abbildung 18: Sektorkopplungstechnologien und typische Anwendungsgebiete

Quelle: DNV

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass verschiedene Sektorkopplungstechnologien eine wichtige Rolle im zukünftigen Schweizer Energiesystem spielen werden. Die entsprechenden Sektorkopplungstechnologien werden weitestgehend im Rahmen dieser Studie modelliert. Tabelle 10 listet konventionelle und innovative Technologien im Bereich Sektorkopplung auf. Die im Rahmen dieser Studie modellierten Technologien sind unterstrichen.

Tabelle 10: Sektorkopplungstechnologien

Konventionelle Technologien	Innovative Technologien
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Erdwärmesonde</u></li> <li>• <u>Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK)</u></li> <li>• <u>Elektrofahrzeuge</u></li> <li>• Elektrokessel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Power-to-Gas</li> </ul>

**Erdwärmesonden** sind im Prinzip U-Rohre, die ins Erdreich eingebracht werden. Die Rohre sind aus Kunststoff und werden mit dem Erdreich durch speziellen Mörtel thermisch angebunden. Durch die Rohre wird ein Kältemittel gepumpt, das dem Erdreich Wärme entzieht (Heizungsbetrieb) oder zuführt (Kühlbetrieb) kann. Die Erdwärme wird in der Regel durch eine Wärmepumpe in Nutzwärme umgewandelt (höheres Temperaturniveau). Das Speichermedium dieses Speichers ist das Erdreich bzw. das umliegende Gestein. Es handelt sich um eine bewährte Technik, bei der in Zukunft keine grossen Kostendegressionen zu erwarten sind. Die die Wärmepumpen in der Regel mit Strom betrieben werden, stellen Erdwärmepumpen eine Möglichkeit der Sektorenkopplung dar. Der Stromsektor kann so mit dem Wärmesektor gekoppelt werden. (Doelling, 2016; Reuß, 2007)

**Elektrofahrzeuge (EVs):** Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen wird der Strombedarf zu Spitzenzeiten ansteigen, wenn Besitzer in der Regel abends nach Hause kommen und ihre Autos zum nächtlichen Aufladen mit dem Stromnetz verbinden. Um zu verhindern, dass zur Deckung dieses zusätzlichen Bedarfs neue Kraftwerke benötigt werden, erscheint es sinnvoll, die Speicherfähigkeit des EV zu nutzen, um den Ladevorgang

entsprechend steuern zu können. Theoretisch können die Batteriespeicher der Elektrofahrzeuge in Zeiten von Netzausfällen oder Nachfragespitzen als Backup-Speicher genutzt werden. Obwohl die meisten EVs heute nicht dafür ausgelegt sind, Energie zurück in das Netz zu liefern, könnten künftig Fahrzeuge, die an das Stromnetz angeschlossen sind (Vehicle-to-Grid, V2G), Strom speichern und diese Energie später wieder in das Netz einspeisen.

EV-Batterien können auch dann noch als Netzspeicher verwendet werden, wenn sie von der Strasse genommen wurden: Versorgungsunternehmen verwenden die Batterien von ausgemusterten EVs als Energiespeicher aus zweiter Hand („second life“-Batterien). Solche Batterien können bis zu einem Jahrzehnt zur Speicherung von Strom für Netzanwendungen verwendet werden. Ein Beispiel hierfür findet sich in Elverlingsen, Deutschland, wo fast 2.000 Batterien von Mercedes-Benz-Elektrofahrzeugen gesammelt wurden, um eine stationäre Batterie in Netzgrösse herzustellen, die eine Leistung von fast 9 MW sowie 9,8 MWh Energie aufnehmen kann (Daimler, 2020). Prinzipiell stellt diese Anwendung jedoch nur eine mögliche Ausprägung von den schon zuvor betrachteten Batteriespeichern dar und ist insofern von den eigentlichen Elektrofahrzeugen zu trennen.

**Elektrodenheizkessel** gehören zu den direktelektrischen Wärmeerzeugern und werden zur Erzeugung von Heisswasser oder Sattdampf genutzt. Um Korrosion zu vermeiden, wird zusätzlich eine Wasseraufbereitungsanlage benötigt, da hohe Anforderungen an die Wasserqualität gestellt werden. Der Wirkungsgrad wird mit 99 % angegeben (Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie). Bei Heisswasser-Elektrodenkesseln sind zusätzlich noch Wärmetauscher und Umwälzpumpen vorzusehen. Der Leistungsbereich ist von einigen Megawatt bis zu 50 MW, obwohl auch grössere Leistung technisch möglich sind. Die Betriebsweise und Leistung kann stufenlos mittels Wasserstand geregelt werden. Bei einem Kaltstart benötigt die Anlage ca. 15 Minuten und bei einem Warmstart 30 s, bis Vollast erreicht ist. Wobei die Warmhaltung schon bei einem Prozent Leistung gegeben ist. (Böttger, 2017) Die Elektrodenheizkessel werden standardmässig an die Mittelspannung mit 5 kV und 20 kV angeschlossen. (Bücken, et al., 2017) Anwendungsmöglichkeiten sind die Teilnahme am Regeleistungsmarkt, vor allem negative Leistungen, da die Anlagen sich flexibel nutzen lassen. (Gruer, et al., 2015)

**Power-to-Gas** (P2G) beinhaltet die Umwandlung von Strom in synthetische Gase, wie z.B. Wasserstoff (vgl. Abschnitt 7.1.4) oder synthetisches Methan. Ziel ist es, aus elektrischer Energie einen chemischen Energieträger zu erzeugen, der gut zu lagern ist. Gut zu lagern bedeutet, dass die Speicherung wenig verlustbehaftet und günstig ist. Zudem besteht die Möglichkeit, den Energieträger in anderen Sektoren, wie zum Beispiel im Wärme- oder im Mobilitätssektor einzusetzen. Im Falle eines vorhandenen Gasnetzes kann es zudem möglich sein, die verfügbare Infrastruktur für den Transport und allenfalls Speicherung im In- oder Ausland zu nutzen. Chemische Energieträger weisen eine hohe Energiedichte auf, was besonders für mobile Anwendungen von Vorteil ist. (Lynch, et al., 2018)

## 2.5 Alternative Flexibilitätsoptionen

Die vorgehend dargestellten Speichertechnologien können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung der Energieversorgung im Rahmen der avisierten Dekarbonisierung leisten. Sie sind aber nicht ohne technische Alternativen. Dieser Abschnitt gibt einen kurzen Überblick über andere Flexibilitäten und Flexibilisierungsoptionen, die verschiedene Bedarfe des zukünftigen Stromsystems leisten können (Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2017):

- **Demand Side Management**

Unter dem Begriff des Demand Side Managements (DSM) versteht man eine Laststeuerung und die dadurch resultierende Anpassung der Verbraucherseite an die Energieerzeugung. Damit soll die Stromnachfrage flexibilisiert und Kosten für den Systembetreiber gesenkt werden. Umgesetzt wird ein solcher Vorgang durch das gezielte Zu- oder Abschalten von Lasten im Haushalts- oder Industriebereich aufgrund von Marktsignalen. In Haushalten gelingt dies z.B. über zeitvariable Stromtarife als Anreiz für Einsparungen, wohingegen sich

Industrie- und Gewerbekunden beispielsweise durch Vermarktung negativer Regelleistung Mehrerlöse generieren können (dena, 2016). Sowohl auf dem Regelleistungsmarkt, als auch an der Strombörse können Unternehmen mittels flexibler Prozesse (z.B. in der Produktion) dazu beitragen, Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen, indem sie Regelleistung vermarkten bzw. die Preismechanismen an der Strombörse für DSM nutzen, z.B. durch geeignete Reaktion auf prognostizierte Preissignale (dena, 2016). Prozesse, die sich besonders eignen sind in der Regel Heiz- oder Kühlprozesse, da zum Beispiel beim Kühlen, es einen bestimmten Temperaturbereich gibt, in denen sich das System bewegen kann.

- **Steuerbare Kraftwerke und WKK-Anlagen**

Vor allem erdgasgefeuerte Kraftwerke, inkl. WKK-Anlagen, können – wenn stromgeführt – einen Beitrag zur Netzstabilität liefern, indem sie Schwankungen des Stromangebotes abzufangen. Umgedreht sind z.B. Elektrokessel in der Lage, Überschussstrom in Wärme umzuwandeln (z.B. Power-to-heat).

- **Erneuerbare Energien / Einspeisemanagement**

Neben Wasserkraftanlagen können allenfalls auch Biogasanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze leisten. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie die Stromproduktion zeitlich verlagern können und somit als Puffer für volatile, erneuerbare Energien (NEE) wie z.B. Solar- und Windkraft agieren.

Einspeisemanagement im Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kommt dann zur Anwendung, wenn die vorhandenen Kapazitäten im Übertragungs- oder Verteilnetz nicht ausreichen, den erzeugten Strom abzutransportieren, oder wenn kurzfristige Leistungsspitzen nicht vom System abgenommen werden können. Neben der Drosselung der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken oder dem Einsatz von Laststeuerung kann dies auch eine zeitweise Abregelung von NEE und/oder WKK-Anlagen erfordern. Ferner ist davon auszugehen, dass diese ihre Produktion zu Zeiten sehr niedriger oder sogar negativer Strompreise eigenständig reduzieren. In Kapitel 3 werden wir im Rahmen der Diskussion neuer Systemdienstleistungen hierauf zurückkommen.

### 3 Simulationsanalyse der Speichieranwendungen

Die quantitative energiewirtschaftliche Analyse bildet das Kernstück dieses Projekts. Ziel der Modellierung ist eine ausreichend realistische Simulation des Energiesektors sowie der möglichen Interaktionen zwischen den verschiedenen Sektoren („Sektorkopplung“). Diese ermöglicht eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Speichertechnologien in den beiden Zieljahren 2035 und 2050. Die Energieperspektiven 2050+ (Prognos et al., 2020) bilden die Grundlage für den Szenario-Rahmen: Die Kalibrierung des Modells steht im Einklang mit den zentralen Elementen der Zielszenarien, die umfassende Aussagen zur zukünftigen Schweizer Energieversorgung machen und die zukünftige Erzeugung und Nachfrage quantitativ abbilden. Darüber hinaus wurden weitere Annahmen getroffen, um die Szenario-Annahmen zur Schweizer Energieversorgung zu ergänzen. Die Einbettung der Schweizer Energieversorgung in Europa wurde auf Basis von Trendfortschreibungen von Szenarien aus dem Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSO-E und ergänzender Annahmen abgebildet, ohne jedoch das Schweizer Ziel der Netto-Null auch für alle andere europäischen Staaten zu berücksichtigen.

Das Kapitel ist wie folgt aufgebaut:

- Abschnitt 3.1 stellt einleitend eine Reihe von Vorüberlegungen zur möglichen Bedeutung der Sektorkopplung im zukünftigen Schweizer Energiesystem vor, aus denen der grundlegende Ansatz für die Modellierung abgeleitet werden können.
- Abschnitt 3.2 erklärt den Modellierungsansatz, die betrachteten Szenarien sowie weitere Rahmenannahmen.
- Abschnitt 3.3 gibt einen ausführlichen Überblick über die Simulationsergebnisse.

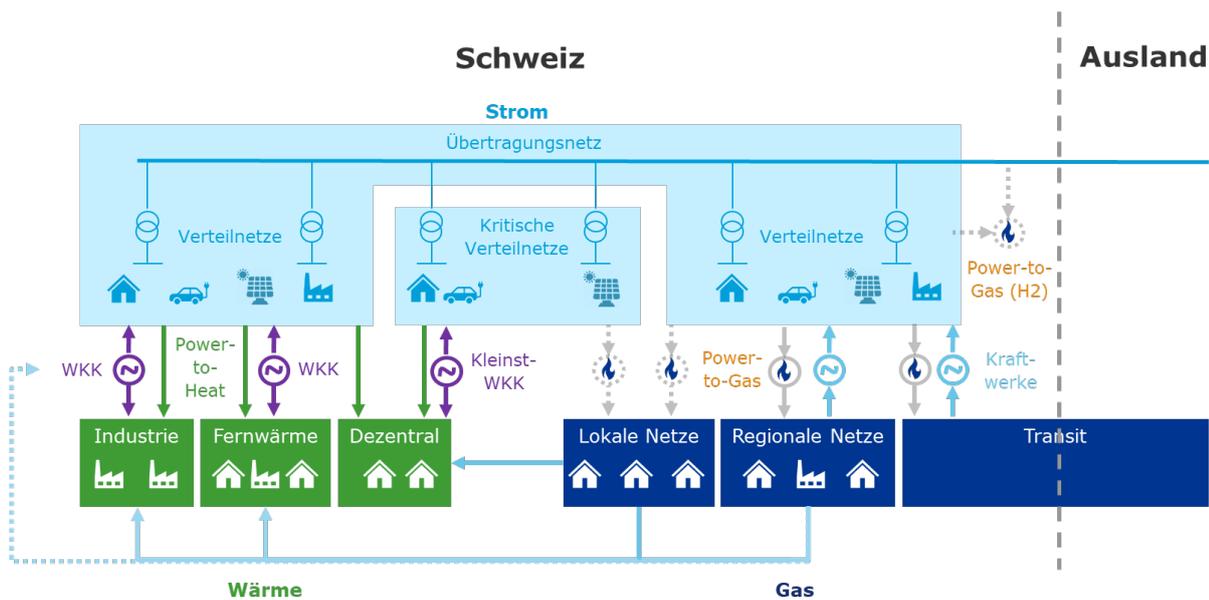
Am Ende werden die zentralen Ergebnisse in einer Tabelle zusammengefasst.

#### 3.1 Vorüberlegungen zur Bedeutung der Sektorkopplung im zukünftigen Energiesystem der Schweiz

Übergreifendes Ziel dieser Studie ist eine umfassende Betrachtung von Möglichkeiten der sog. Sektorkopplung und der Bedeutung (zukünftiger) Energiespeicher zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs im zukünftigen Energiesystem, welches zunehmend auf die Nutzung schwankender erneuerbarer Energien angewiesen sein wird. Vor dem Hintergrund der Sektorkopplung umfassen diese Betrachtungen den Strom-, Gas- und Wärmesektor, während insbesondere die Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen (Ölsektor) nicht berücksichtigt wird.

Zur Einordnung zeigt Abbildung 19 eine schematische Darstellung der drei Sektoren und der wesentlichen Wechselwirkungen zwischen diesen. Neben relevanten Möglichkeiten der Sektorkopplung ist zudem auch die Untergliederung der drei Sektoren in verschiedene Bereiche zu erkennen. Wie aus Abbildung 19 ersichtlich, sind zwar alle drei Sektoren miteinander verknüpft, doch handelt es sich hierbei um unidirektionale Verbindungen, während im Wesentlichen nur zwischen dem Strom- und Gasnetz eine Kopplung in beide Richtungen denkbar ist. Dies beeinflusst naturgemäss die Einflussmöglichkeiten von Energiespeichern, da diese in vielen Fällen nur zur Flexibilisierung der Nachfrage beitragen können, aber nicht für eine «Rückspeisung» in den jeweils anderen Sektor genutzt werden können.

Nachfolgend gehen wir kurz auf die verschiedenen Optionen der Sektorkopplung sowie deren mögliche Bedeutung für das zukünftige Energiesystem der Schweiz ein.



**Abbildung 19: Möglichkeiten der Sektorkopplung im zukünftigen Energiesystem**

Quelle: DNV

## Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor

Für die Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor sind im Wesentlichen zwei Möglichkeiten relevant:

- Wärmeerzeugung auf Grundlage von Strom,
- Gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Anlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung.

Die strombasierte Wärmeerzeugung basierte traditionell auf sog. Nachtspeicherheizungen für die Bereitstellung von Raumwärme. Zwar werden schätzungsweise noch immer mehr als 5% der Schweizer Haushalte mit Elektroheizungen beheizt, doch ist der Einbau neuer Anlagen in der Regel nicht mehr zulässig und zukünftig wird ein Austausch bestehender Anlagen angestrebt.

Für den Zeithorizont dieser Studie erscheint diese Technologie somit nicht relevant. Von zunehmender Bedeutung ist dagegen der Einsatz von Wärmepumpen. Mehrere Szenarien der Energieperspektiven 2050+ gehen von einem stark steigenden Einsatz von Wärmepumpen aus, und zwar sowohl in der dezentralen Wärmeversorgung als auch in Nah- und Fernwärmenetzen. Eine zeitliche Verschiebung des Betriebs der Wärmepumpe kann somit grundsätzlich zur Flexibilisierung des zukünftigen Stromsystems beitragen, allerdings bedingt dies grundsätzlich den Einsatz von Wärmespeichern. Unabhängig davon sind Wärmepumpen in begrenztem Masse auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen geeignet.

Die Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) basiert dagegen auf der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. Je nach Anlagenkonfiguration kann hierbei der Anteil von Strom und Wärme variiert werden, wobei die überwiegende oder allenfalls sogar isolierte Erzeugung nur eines Energieträgers in der Regel mit erheblichen Wirkungsgradverlusten verbunden ist. Eine effektive Flexibilisierung der Nachfrage erfordert somit auch hier Wärmespeicher.

Eine weitergehende Differenzierung ergibt sich aus einer Betrachtung der einzelnen Wärmesektoren. So ist die Erzeugung von Raumwärme (und Warmwasser) in der dezentralen Wärmeversorgung sowie Nah- und Fernwärmenetzen durch erhebliche tägliche und saisonale Nachfrageschwankungen gekennzeichnet, was grundsätzlich den Einsatz von Wärmespeichern begünstigt. Allerdings ergeben sich aus dem Einsatz (kostengünstiger) grosstechnischer Anlage allenfalls Vorteile für Fernwärmenetze. Der Bedarf für industrielle Prozesswärme ist dagegen durch eine häufig eher

konstante Abnahme charakterisiert, so dass hier das Potenzial für eine zeitliche Verschiebung als deutlich geringer einzuschätzen ist.

## **Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz**

Die Verbindung zwischen Strom- und Gassektor beruht aktuell auf der Stromerzeugung aus gasgefeuerten Kraftwerken, d.h. das Gasnetz dient als Energiequelle für das Stromsystem. Flexible Gaskraftwerke können grundsätzlich einen wichtigen Beitrag zur Integration neuer erneuerbarer Energien im Stromsystem beitragen. Allerdings ist der flexible Einsatz derartiger Anlagen mit allenfalls grossen Schwankungen der Stromerzeugung und damit auch der Gasabnahme verbunden. Zudem gehören Gaskraftwerke in der Regel zu den grösseren Verbrauchern und haben damit einen allenfalls signifikanten Einfluss auf die Flüsse im Gasnetz. Dies wiederum bedingt ausreichende Flexibilität im Gasnetz, ggf. in Form von Gasspeichern,

Durch die Einführung sog. «Power-to-Gas»-Technologien ist zukünftig auch eine zunehmende Kopplung in die Gegenrichtung denkbar, vor allem durch Beimischung von mittels Elektrolyse hergestellten «grünen Wasserstoffs» oder die Einspeisung synthetisch erzeugten Methans. Dies erlaubt prinzipiell eine Flexibilisierung der Stromnachfrage und ergänzt somit die Möglichkeiten zur Beeinflussung der Stromproduktion durch den Einsatz der Gaskraftwerke. Neben anderen technischen Restriktionen erfordert auch diese Option ausreichende Flexibilitäten im Gassektor.

Die Möglichkeiten zur Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz einschliesslich der Einspeisung synthetisch erzeugter Gase werden in vielen EU-Staaten intensiv im Hinblick auf die weitere Dekarbonisierung der Energiesysteme diskutiert und untersucht. Für die vorliegende Studie erscheint diese Verbindung jedoch als wenig relevant. So ist die Herstellung synthetischer Gase derzeit noch mit sehr hohen Kosten verbunden. Aufgrund der hohen Kapitalintensität gehen die meisten Studien zudem davon aus, dass auch perspektivisch die Herstellung synthetischer Gase vor allem an Standorten zu erwarten ist, welche durch ausreichend hohe und häufige Überschüsse von Strom aus erneuerbaren Energien gekennzeichnet sind, der nicht anderweitig genutzt werden kann. Aufgrund des begrenzten Potenzials der Windenergie einerseits und der sehr guten Einbindung der Schweiz in die mitteleuropäischen Stromnetze erscheint das entsprechende Potenzial in der Schweiz allerdings als eher begrenzt. So gehen auch die Energieperspektiven 2050+ in allen Szenarien von einer vernachlässigbaren Einspeisung synthetischer Gase in die Schweizer Gasnetze aus. Vor dem Hintergrund der Annahme eines abnehmenden Gasverbrauchs und einer konstanten Leistung der Gaskraftwerke in den Szenarien ist es insofern unwahrscheinlich, dass diese Entwicklung zu Engpässen im Schweizer Gasnetz führt. In Summe sind somit die Bedeutung der Herstellung synthetischer Gase und der Kopplung mit dem Gasnetz für das Schweizer Stromnetz als sehr gering einzuschätzen.

## **Kopplung zwischen Gas- und Wärmesektor**

Analog zum Stromsektor fungiert auch das Gasnetz im Wesentlichen als «Energiequelle» für die Wärmeversorgung. Die vorwiegenden Betrachtungen zur Flexibilisierung der Wärmenachfrage mittels Energiespeicher sind insoweit prinzipiell auch auf das Nachfrageprofil der Gasnetze übertragbar.

Allerdings wird das benötigte Gas fast ausschliesslich aus dem Ausland importiert, während die notwendige Flexibilität zur Strukturierung der Nachfrage bereits heute aus den inländischen Gasnetzen erbracht werden kann. Da die Energieperspektiven 2050+ zudem einen Rückgang der Gasnachfrage und eine begrenzte Nutzung von Biogas in der Schweiz vorsehen, sind hier auch zukünftig keine (neuen) Engpässe zu erwarten. Dementsprechend ist der Wert einer Beeinflussung der Wärmeproduktion zur Flexibilisierung der Gasnachfrage als sehr gering einzuschätzen.

## Weitere Optionen

Neben der Kopplung zwischen den drei Sektoren erscheinen für den Stromsektor zudem noch die beiden folgenden Optionen als relevant:

- Die Energieperspektiven 2050+ gehen in allen Szenarien von einem starken Wachstum von Elektrofahrzeugen aus. Wie bereits in Abschnitt 2.4 erwähnt, ergeben sich hieraus Optionen zur Nachfragesteuerung im Stromsystem sowie allenfalls Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.
- Die Energieperspektiven 2050+ berücksichtigen eine begrenzte Erzeugung synthetischer erzeugter Gase, allerdings nicht zur Einspeisung ins Gasnetz, sondern zur weiteren Verwendung im Verkehrssektor. Ein flexibler Einsatz der entsprechenden Anlagen kann ebenfalls zur Flexibilisierung der Stromnachfrage und somit indirekt zur «Sektorkopplung» beitragen.

## 3.2 Modellierungsansatz und Szenarioannahmen

### 3.2.1 Modellierungsansatz

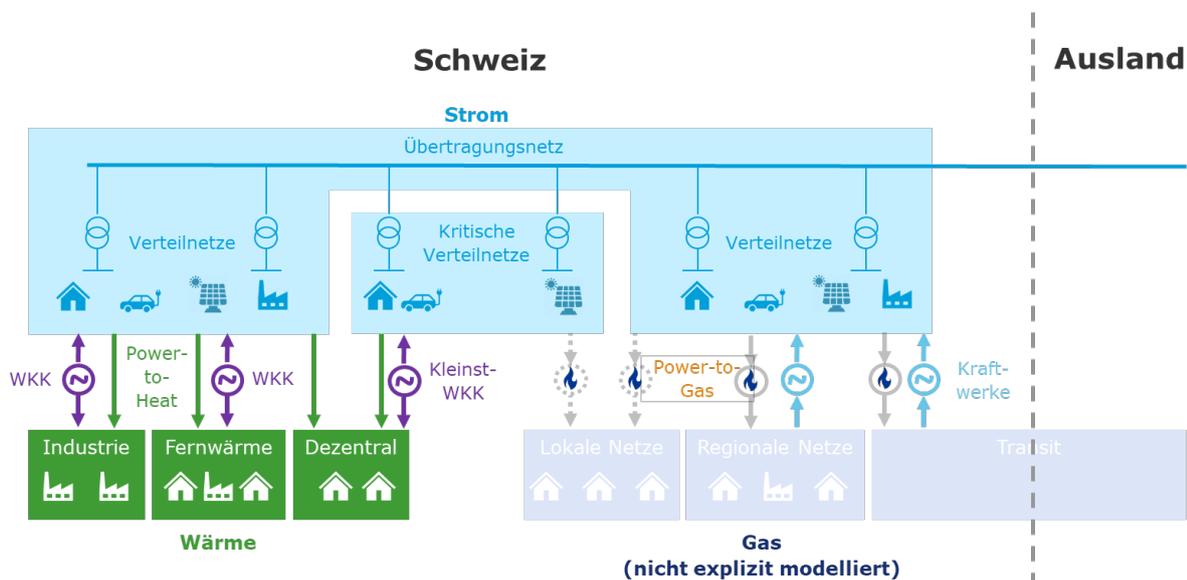
Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf einer umfassenden Simulation des Schweizer Stromsektors, da dieser aufgrund der notwendigen Einbindung eines zunehmenden Anteils variabler Erzeugung aus Wind- und Solarenergie, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen voraussichtlich den grössten Herausforderungen ausgesetzt ist. Stromerzeugung und -verbrauch in den Nachbarstaaten der Schweiz und in Resteuropa werden ebenfalls abgebildet. Hingegen wird der Wärmesektor nur für die Schweiz modelliert.

Der grundlegende Modellansatz ist schematisch in Abbildung 5 dargestellt und lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Im Zentrum der Modellierung steht ein klassisches Strommarktmodell, welches den stündlichen Verlauf von Erzeugung und Verbrauch optimiert, unter Berücksichtigung des internationalen Austauschs mit dem Ausland. Wie bereits in der Speicherstudie aus dem Jahr 2013 (DNV KEMA, 2013), werden sogenannte „kritische Verteilnetze“ separat abgebildet, d.h. exemplarische Teilnetze, welche aufgrund der Kombination von Solarenergie, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen etc. möglichen Engpässen ausgesetzt sein können. Hierbei werden Beispielnetze mit unterschiedlichen Kombinationen aus PV, EV und Wärmepumpen berücksichtigt.
- Im Wärmesektor wird zwischen Industrieverbrauchern mit einem relativ konstanten Wärmebedarf (Prozesswärme), Fernwärmenetzen mit einer Mischung auf Prozess- und Raumwärme sowie dezentralen Gewerbe- und Haushaltskunden mit einem überwiegenen bzw. ausschliesslichen Raumwärmebedarf differenziert. Wir folgen hierbei der Struktur der Modellierung in den Energieperspektiven 2050+, die Inputs zur Wärmeerzeugung, zu Verbrauch und zu den Wärmelastprofilen liefern.
- Auf eine explizite Modellierung des Gassektors bzw. der Gasnetze wurde nach Rücksprache mit dem BFE verzichtet. Zwar beeinflusst der Betrieb kleiner BHKW sowie kleiner und mittelgrosser gasgefeuerter WKK den Gasverbrauch in den Verteil- und Regionalgasnetzen. Doch wie bereits in Abschnitt 2.3 erwähnt, verfügen die Schweizer Gasnetze bereits heute über ausreichend kurzfristige Flexibilität. Vor dem Hintergrund eines tendenziell abnehmenden Gasverbrauchs in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ ist der Wert zusätzlicher Speicher damit als vernachlässigbar einzuschätzen. Eine theoretisch denkbare Einspeisung synthetisch erzeugter Gase (z.B. Wasserstoff oder Methan) in die Regional- und Verteilnetze erscheint aufgrund

der fehlenden Möglichkeiten zum Abtransport der entsprechenden Mengen<sup>5</sup> und des schwankenden Gasverbrauchs im Jahresverlauf dagegen als wenig plausibel und wird in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ auch nicht berücksichtigt.

- Wie ebenfalls in Abbildung 5 dargestellt, berücksichtigt das Modell ferner mögliche Wechselwirkungen zwischen dem Stromsektor einerseits und dem Wärmesektor andererseits, konkret in Form von Wärmepumpen („Power-to-Heat“) und WKK.
- In Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Energieperspektiven 2050+ berücksichtigt das Modell zudem auch die Herstellung synthetischer Gase («Power-to-Gas»). Aufgrund ihrer sehr geringen (Gesamt-) Leistung haben diese Anlagen jedoch keinen nennenswerten Einfluss auf das Stromsystem.
- Nicht dargestellt sind Möglichkeiten für Demand-Side-Management (Strom), welches über die Nutzung von Flexibilität im Wärmesektor hinausgeht.



**Abbildung 20: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells**

Anmerkung: Ohne Darstellung von Energiespeichern in den einzelnen Sektoren

Quelle: DNV

Die Modellierung des Energieversorgungssystems erfolgt im Rahmen von PLEXOS, einer leistungsstarken Software zur Abbildung von Energiemärkten und zur Energie-Systemplanung. Dabei wird der Stromsektor für die Schweiz auf Basis von Inputdaten (Erzeugung & Nachfrage) der Szenarien der Energieperspektiven 2050+ kalibriert, die Inputdaten für die Nachbarstaaten und das übrige Europa stammen von ENTSO-E (vgl. 3.2.4). Das Modell berechnet auf der Basis die Preise im Grosshandel und in den Regelleistungsmärkten, und auf Basis der Preise den wirtschaftlich optimierten Speichereinsatz. Auch die Stromversorgung in exemplarischen Verteilnetzen wird abgebildet, darunter ausgewählte «kritische» im Sinne der obigen Definition. Zur Abbildung des Verhaltens der Prosumer, die an diese Verteilnetze angeschlossen sind, wurden Endkundenpreise (einschliesslich einer Prognose der Entwicklung der üblichen Aufschläge und Abgaben) in dem Modell hinterlegt. Auch die Schweizer Wärmeversorgung wird in PLEXOS modelliert, allerdings auf Grundlage exemplarischer Verbraucher bzw. der für die Energieperspektiven 2050+ verwendeten Verbrauchsprofile. Dabei sind die beiden Sektoren durch Erzeugung (BHKW, WKK) und Verbrauch (Wärmepumpen) mit dem Stromsektor

<sup>5</sup> Eine Einspeisung von Wasserstoff wäre nur in sehr begrenzten Mengen möglich und wäre zudem durch den sehr geringen Gasverbrauch in den Sommermonaten begrenzt. Dies gilt ähnlich auch für die Einspeisung synthetisch erzeugten Methans, da die Schweizer Regional- und Verteilnetze nur für den Weitertransport von der Transitleitung bis zu den Endverbrauchern nicht aber für Transporte in die Gegenrichtung ausgelegt sind.

gekoppelt. Das Modell ermöglicht die Berechnung des Einspeise- und Ausspeiseprofiles der Speicher ebenso die Berechnung der Ein- und Ausgaben, also die wirtschaftlichen Erträge und Kosten des Speichereinsatzes. Die Berechnung der Kapitalkosten als Annuitäten erfolgt hingegen ausserhalb des Modells.

Im Rahmen dargestellten Modells wurden die folgenden Schritte umgesetzt:

- Alle Simulationen werden für die ausgewählten Szenarien (vgl. Abschnitt 3.2.2) sowie für die Jahre 2035 und 2050 durchgeführt. In Einzelfällen wurde der Status quo zum Vergleich hinzugezogen.
- Im ersten Schritt erfolgte eine Simulation ohne (zusätzliche) Energiespeicher. Entsprechend dem Ansatz einer früheren Speicherstudie (DNV KEMA, 2013) konnten so verschiedene Konfigurationen verglichen und vielversprechende Kombinationen identifiziert werden.
- In einem weiteren Schritt wurden eine oder mehrere Simulationen mit einer entsprechenden optimierten Auslegung der verschiedenen Speichertechnologien und -anwendungen durchgeführt. Dabei wurde der Einsatz der folgenden Speichertechnologien betrachtet:
  - Stromspeicher (Systemebene): In Absprache mit dem BFE wurde hier der Einsatz eines zusätzlichen Umwälzwerks simuliert ebenso wie der Einsatz von Grossbatterien.
  - Stromspeicher (Verteilnetzebene): Es wurde des Verbraucherverhalten von verschiedenen Verbrauchern in kritischen und nicht-kritischen Verteilnetzen simuliert. Im Schwerpunkt der Analysen standen hierbei Verbraucher mit eigenen Solar-PV-Anlagen, mit und ohne Batterie. Ausserdem wurden Verbraucher mit Wärmepumpen und/oder Elektrofahrzeugen berücksichtigt.
  - Wärmespeicher (in Fernwärmenetzen): Wärmespeicher wurden in Fernwärmenetzen modelliert, an die verschiedene Wärmequellen angeschlossen sind.
  - Wärmespeicher (dezentrale Wärmepumpen): Es wurden Wärmespeicher in Verbindung mit dezentralen Wärmepumpen betrachtet, die diesen einen flexiblen Einsatz und damit die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ermöglichen.
- Um den Einfluss regulatorischer Vorgaben zu untersuchen, werden verschiedene Sensitivitäten berücksichtigt. Hierdurch ist es möglich, deren mögliche Auswirkungen zu quantifizieren und abzuschätzen, ob bzw. in welchem Masse diese zu einem optimalen Ergebnis führen. Unter anderem wird dabei eine Verringerung der Laufzeit von Kernkraftwerken auf 50 Jahre, eine Netzentgeltbefreiung für Grossbatterien betrachtet sowie angepasste Netznutzungsentgelte mit einer erhöhten Leistungskomponente.

Im Anschluss an die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Speichertechnologien im Rahmen der verschiedenen Szenarien wurde auch eine umfassende Betrachtung unternommen. Ziel dieser Analyse war es, eine gute Auswahl und Auslegung der technisch verfügbaren Energiespeicher zu berechnen, jedoch nicht mit dem Ziel einer vollständigen Optimierung des Zubaus der verschiedenen technischen Optionen im mathematischen Sinne.

Aufgrund der Verwendung eines Fundamentalmodells erfolgt eine vollständige Optimierung der inländischen Anlagen mit dem internationalen Stromaustausch, d.h. ausländische Flexibilität werden optimal zur Versorgung der Schweiz genutzt und Schweizer Anlagen partizipieren im Rahmen der technischen Möglichkeiten aus der möglichen Vermarktung ihrer Flexibilität im angrenzenden Ausland. Aufgrund der unvollständigen Einbindung der Schweiz in den EU-Strommarkt werden die entsprechenden Potenziale insoweit unter Umständen überschätzt. Allerdings gilt diese Beobachtung prinzipiell auch für die inländische Optimierung. Zudem zeigt die Erfahrung, dass der Schweizer Strommarkt und der Einsatz der Schweizer Kraftwerke bereits heute, also ohne Stromabkommen, sehr weitgehend mit den benachbarten Märkten verflochten sind. Die fehlende Berücksichtigung unterschiedlicher Regelungen und verbleibender Regelungen erscheint insofern als vernachlässigbar für die Belastbarkeit der Ergebnisse.

### 3.2.2 Ausgewählte Szenarien der Energieperspektiven 2050+

In diesem Abschnitt werden die Inputdaten die Kalibrierung des Energieversorgungsmodells vorgestellt. Dies umfasst zuerst die Auswahl der Szenarien aus den Energieperspektiven 2050+ und die daraus resultierenden Rahmenannahmen, die entsprechenden Annahmen für das europäische Ausland und einzelne Ergänzungen, wie beispielsweise Einspeiseprofile erneuerbarer Energiequellen. Darüber hinaus stellen wir die technischen und ökonomischen Annahmen zu den in der Modellierung betrachteten Speichertechnologien vor, die auf der Analyse in Kapitel 2 aufbauen. Diese bilden den Gegenstand der Wirtschaftlichkeitsrechnung im nachfolgenden Abschnitt 3.3.

Die Energieperspektiven (Prognos et al., 2007; Prognos et al., 2020) sind die offiziellen Zielszenarien des Bundesrats; sie wurden erstmals 2007 erstellt und seitdem regelmässig auf den neuesten Stand gebracht. Ziel ist dabei die Unterstützung der Entscheidungsfindung der Schweizer Energiepolitik im Allgemeinen und der Entwicklung der Energiestrategie im Besonderen. Der Modellierung des Schweizer Energieversorgungssystems in dieser Studie wurde die neueste Fassung zugrunde gelegt. Tabelle 11 stellt die mit dem Auftraggeber abgestimmte Auswahl der Szenarien vor.

Wir gehen hier nur kurz auf Szenarien ein; eine ausführliche Beschreibung findet sich in der Veröffentlichung. Im Weiteren werden wir dann die wichtigsten Annahmen in mehreren Abbildungen vorstellen.

Das Szenario Weiter-Wie-Bisher (WWB) ist, wie der Name vermuten lässt, eine Trendfortschreibung gegenwärtiger Entwicklungen in der Schweizer Energiewirtschaft. In diesem werden bereits beschlossene Zubauten von Kraftwerken abgebildet, auf konventioneller und auf erneuerbarer Basis; weitere Ausbauziele für NEE werden nicht verfolgt, ebenso wenig eine deutliche Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen.

**Tabelle 11: Im Rahmen der Studie betrachtete Szenarien der Energieperspektiven 2050+**

Szenario	Variante	Strategievarianten Stromproduktion	Laufzeit KKW
Weiter wie Bisher		heutige Gesetzes- und Marktbedingungen	50 Jahre
			60 Jahre
Netto-Null (ZERO)	Basisvariante	Ausbauziele EnG/BR	50 Jahre
			60 Jahre
	Variante A (Elektrifizierung)	Ausbauziele EnG/BR	50 Jahre
			60 Jahre
	Variante B (Bio- und synthetische Gase)	Ausbauziele EnG/BR	50 Jahre
			60 Jahre

Die drei weiteren betrachteten Szenarien hingegen bilden das Schweizer Ziel eines CO<sub>2</sub>-neutralen Energiesektors bis 2050 ab («Netto-Null» bzw. ZERO). In den hier ausgewählten Szenarien wurden dabei die Ausbauziele der Energiestrategie 2050 zugrunde gelegt<sup>6</sup>. Bei der Umsetzung gibt es jedoch gewisse Spielräume, die in den drei Szenarien unterschiedlich ausgelegt werden (vgl. Abbildung 21):

<sup>6</sup> Die Energieperspektiven 2050+ enthalten weitere Varianten, die auch andere Strategien für den Kapazitätsausbau im Stromsektor umfassen.

- Als «ZERO Basis» wurde jene Variante ausgewählt, die aus heutiger Sicht im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz, eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz, unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung vorteilhaft erscheint.
- In der Variante A erfolgt gegenüber der Basis-Variante eine stärkere Elektrifizierung, Annahmen zur Wärmenachfrage sind hingegen gleich.
- in der Variante B werden gegenüber der Basis-Variante hingegen mehr strombasierte Gase eingesetzt, auch hier sind die Nachfragedaten identisch.

Eine weitere Dimension der Szenarien in den Energieperspektiven betrifft die Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke (KKW), d.h. konkret sowohl mit einer 50- als auch einer 60-jährigen Laufzeit. In Absprache mit dem Auftraggeber wurden für die Hauptszenarien eine Laufzeit von 60 Jahren zugrunde gelegt: Das bedeutet, dass das letzte Kernkraftwerk Leibstadt bis 2044 am Netz sein wird und damit in 2035 noch für die Stromerzeugung zur Verfügung steht. Die Variante einer 50jährigen Laufzeit -und damit des Endes der Schweizer Kernenergie im Jahre 2034- wird in einer Szenarioanalyse behandelt.

Szenarien	Varianten	Varianten Stromproduktion (Strategievarianten)
<b>Szenario Netto-Null (ZERO)</b> Bildet mögliche Entwicklungspfade des Schweizer Energiesystems ab, welche im Jahr 2050 kompatibel mit dem Ziel von Netto-Null Treibhausgas-Emission sind	<b>Basisvariante (ZERO Basis)</b> Nimmt die heute beobachteten Trends der technologischen Entwicklung auf und entwickelt diese in die Zukunft weiter	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen
	<b>Variante A (ZERO A)</b> Weitestgehende Elektrifizierung des Energiesystems	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen
	<b>Variante B (ZERO B)</b> Biogas und strombasierte Gase übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen
	<b>Variante C (ZERO C)</b> Wärmenetze und biogene bzw. strombasierte flüssige Brenn- und Treibstoffe übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen
	<b>Szenario Weiter wie bisher (WWB)</b> Bildet die in Kraft befindlichen Massnahmen der Energie- und Klimapolitik ab und führt die beobachtete Technologieentwicklung weiter	Aktuelle Rahmenbedingungen

**Abbildung 21: Übersicht über die Szenarien und Varianten der Energieperspektiven 2050+**

Quelle: EP2050+ (Prognos et al., 2020), S. 23.

### 3.2.3 Annahmen zur Schweizer Energieversorgung

In diesem Abschnitt geben wir nun einen Überblick über die der Modellierung zugrunde gelegten Annahmen zur Schweizer Energieversorgung. Wie zuvor ausgeführt werden im Modell für die Schweiz das Stromsystem, die Gasversorgung, das Wärmesystem sowie die Überlappung durch Sektorkopplung betrachtet. Der Grad der Detaillierung der Annahmen zu

den Sektoren richtet sich dabei im Wesentlichen an derjenigen der Energieperspektiven aus. Aus den betrachteten Szenarien wurden die folgenden Inputdaten übernommen:

- Stromerzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar) nach Technologien (Gas, Steinkohle, Kernenergie, Öl, Weitere Nicht-NEE, Wasserkraft, Geothermie, Solar PV, Biomasse/gas, Wind On- & Offshore, DSR)
- Stromnachfrage (aggregiert) & -last (auf Stundenbasis) nach Konsumentenkategorien (Haushalte, Dienstleistungen, Industrie, CCS und Verkehr) sowie Sonderverbräuchen (Wärmepumpen, EV)
- Gasnachfrage, differenziert nach Verbrauchskategorien (Strom- & Wärmeerzeugung)
- Wärmeerzeugung nach Technologien & Zentralität (dezentral, Nah- & Fernwärme)
- Wärmenachfrage (aggregiert) & Wärmelast (auf Stundenbasis) nach Konsumentengruppen (Haushalte, Dienstleistungen, Industrie)
- Annahmen zu Kosten bestimmter Technologien (Wärmetechnologien, EV)

Nicht alle Parameter konnten auf Basis der Inputs aus den Energieperspektiven festgelegt werden, da diese einige für die vorliegende Studie relevanten Aspekte nicht abbilden. Folgende Annahmen wurden auf Basis anderer Quellen festgelegt:

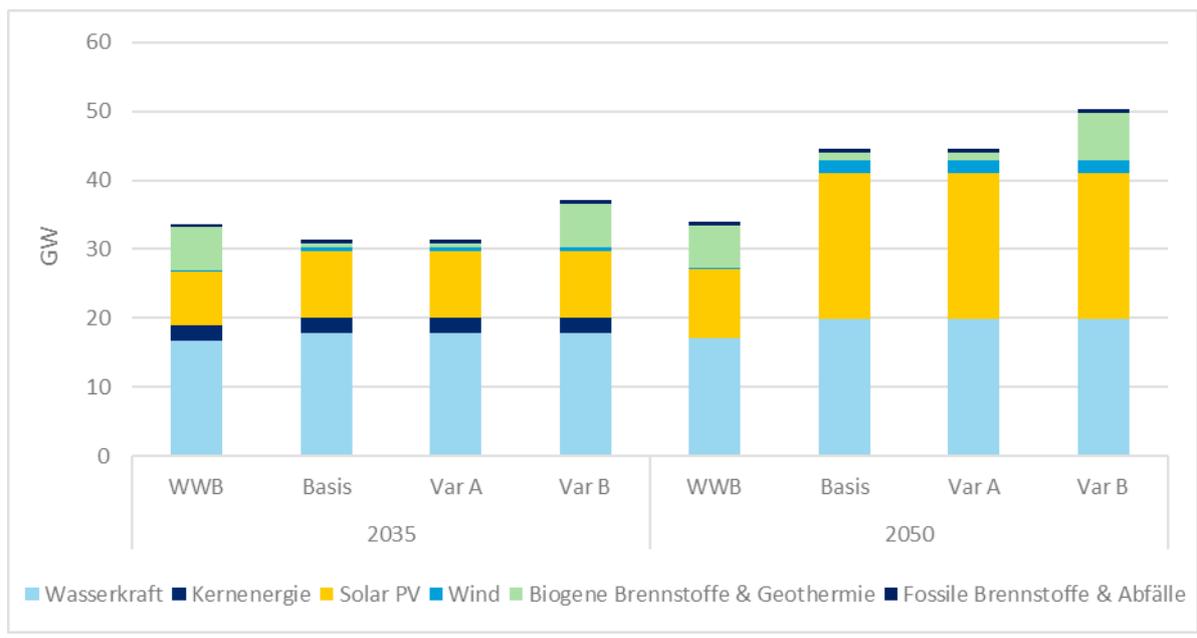
- Netznutzungsentgelte und Abgaben: Daten der Eidgenössischen Elektrizitätskommission Elcom (ElCom, 2020)
- Solar- & Wasserprofile: BFE Webseite<sup>7</sup>
- Kraftwerkparameter (technische & ökonomisch): basieren auf DNV Datenbanken
- Regelleistungsdaten: Swissgrid (Energieübersicht Schweiz)
- Kosten Speichertechnologien: siehe Abschnitt 2 & Anhang

Die Kalibrierung der kritischen Verteilnetze richtet sich nach dem Vorgehen der DNV Studie zum Ampelmodell (DNV GL, 2015), in der ebenfalls kritische Verteilnetze modelliert wurden: Es wurden Niederspannungsnetze mit plausiblen Last- und Erzeugungskonfigurationen (bestehend aus verschiedenen Typen von Verbrauchern und Prosumern) betrachtet, deren aggregiertes Profil die thermischen Limite des Transformators zu bestimmten Zeiten verletzen und damit eine Abregelung von Erzeugung aus PV-Anlagen erfordern würde.

Die folgenden Abbildungen illustrieren die Annahmen für die ausgewählten Szenarien und Stichjahre. Die Stromerzeugungskapazitäten sind in Abbildung 22 dargestellt. Man erkennt den starken Zubau von NEE, vor allem Solar-PV, in den Netto-Null-Szenarien, vor allem bei Variante A und B.

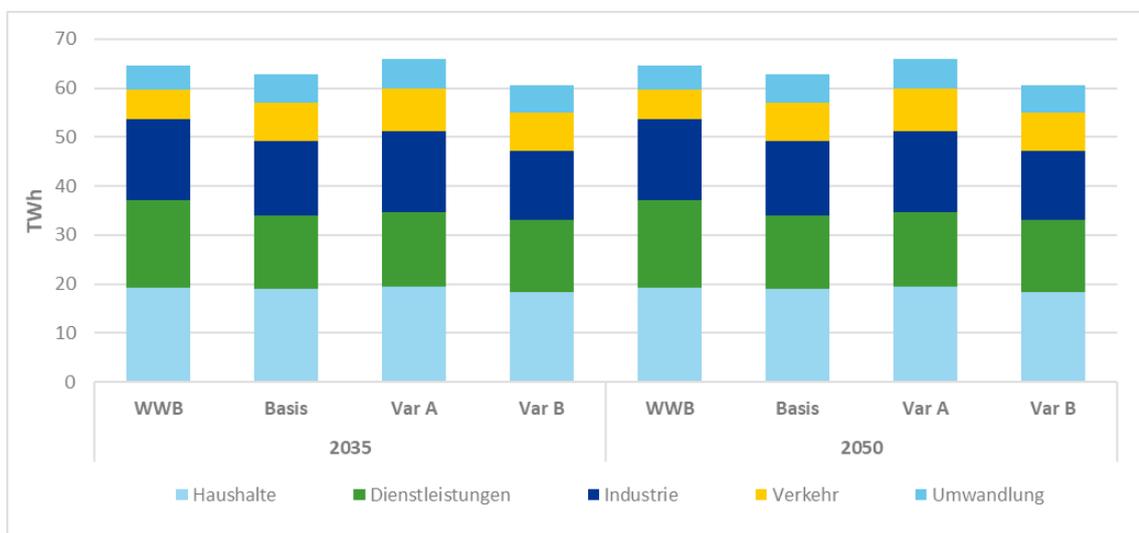
---

<sup>7</sup> Quelle: Daten Wasserführung Rhein in Rheinfelden: Bundesamt für Umwelt BAFU, Revision StromVG, System Adequacy, Stromerzeugung aus Laufwasserkraft/Photovoltaik-Stromerzeugung in den Szenarien



**Abbildung 22: Installierte Erzeugungsleistung in den Szenarien der EP 2050+**  
 Quelle: EP2050+ (Prognos et al., 2020)

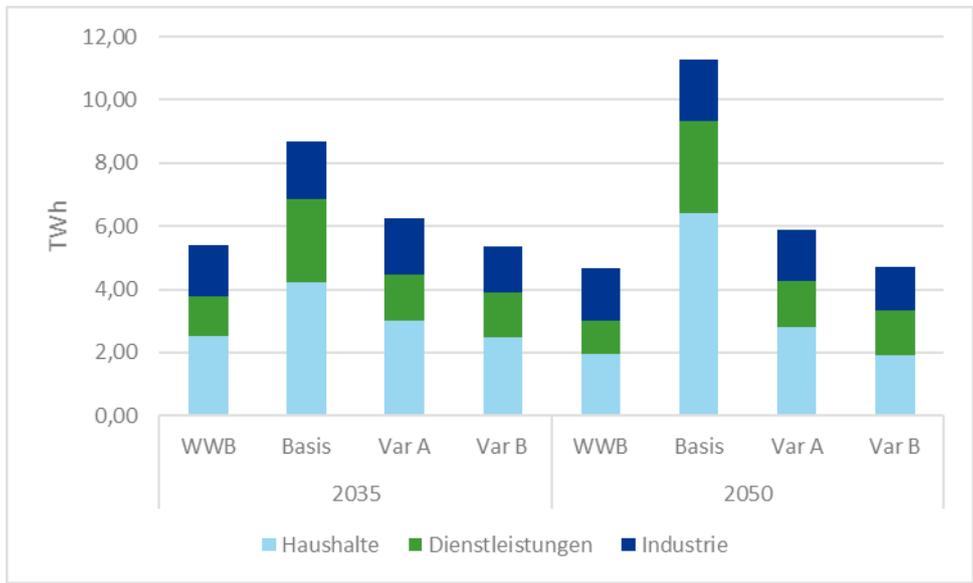
Abbildung 23 zeigt den Jahresverbrauch an Strom für verschiedene Konsumentenkategorien. Hier wird die Wirksamkeit von Energieeffizienz-Massnahmen erkennbar, der Stromverbrauch ist in den Netto-Null-Szenarien gegenüber der Trendfortschreibung WWB deutlich reduziert.



**Abbildung 23: Jahresverbrauch Strom nach Verbrauchskategorien**  
 Quelle: EP2050+ (Prognos et al., 2020)

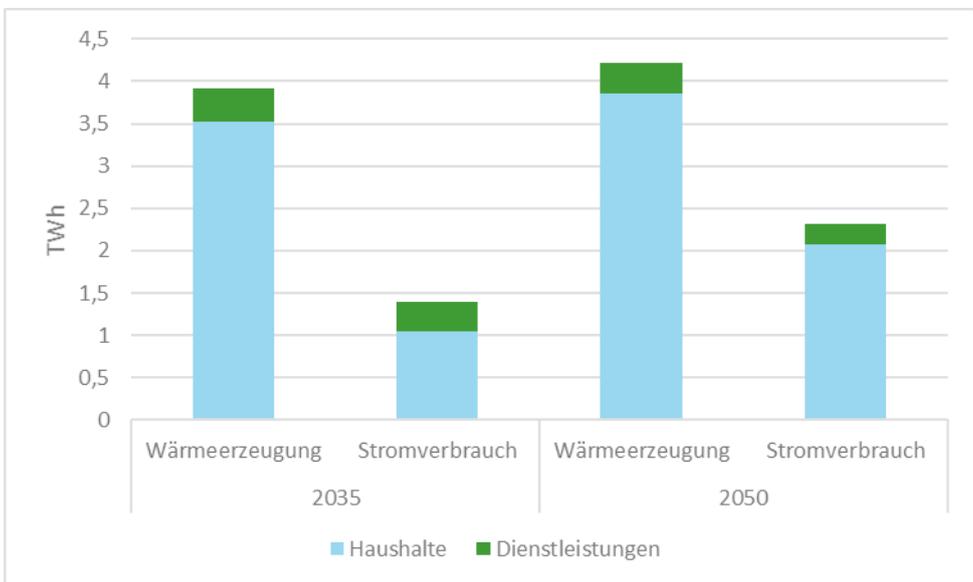
Für den Wärmesektor zeigen wir diejenigen Verbräuche, die für die Speichersimulation relevant sind: Abbildung 24 zeigt den Verbrauch des Haushalts-, Dienstleistungs- und Industriesektors in Nah- und Fernwärmenetzen, Abbildung 25 die Wärmeerzeugung aus dezentralen Wärmepumpen für Haushalte und Dienstleister. Wie schon oben erläutert, wurde auf eine nähere Betrachtung der dezentralen Wärmeerzeugung auf der Basis von Erdgas und Heizöl verzichtet, da hier ein

Einsatz von Wärmespeichern unwirtschaftlich ist. Abbildung 24 zeigt die besondere Bedeutung der Nah- & Fernwärme im Netto-Null-Basis-Szenario. Durch den Einsatz von zentralen Wärmepumpen und WKK besteht hierbei eine Sektorkopplung mit dem Stromsektor, ebenso wie bei den dezentralen Wärmepumpen in Abbildung 25.



**Abbildung 24: Wärmeverbrauch nach Konsumenten in Nah- & Fernwärmenetzen**

Quelle: EP2050+ (Prognos et al., 2020)



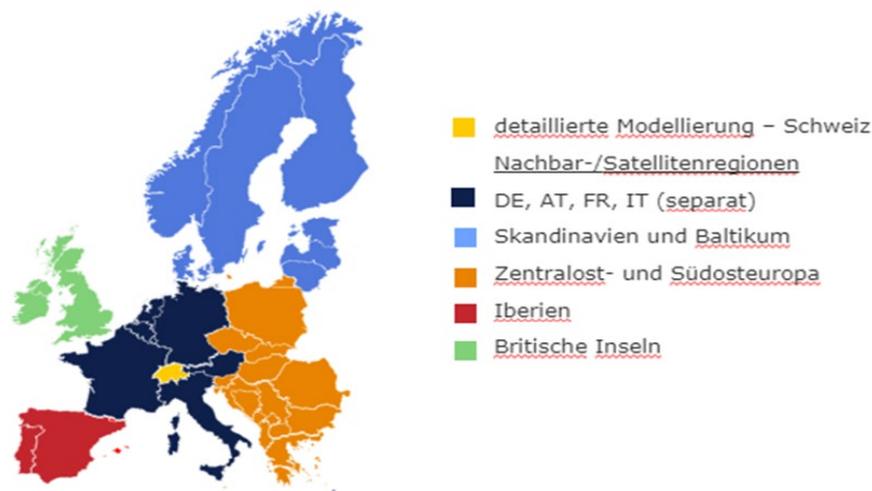
**Abbildung 25: Dezentrale Wärmepumpen – Wärmeerzeugung und Stromverbrauch nach Konsumenten**

Quelle: EP2050+ (Prognos et al., 2020) / DNV

### 3.2.4 Annahmen zum europäischen Energiesystem

Wie bereits eingangs erläutert, wurde die Verknüpfung der Schweizer Energieversorgung mit dem europäischen Ausland in dem vorliegenden Modell im Wesentlichen auf den Stromsektor beschränkt. Die Gasversorgung wird auf Basis exogener Preise an den Anlieferpunkten an der Schweizer Grenze abgebildet. Eine grenzüberschreitende Wärmeversorgung erscheint auch in Zukunft äusserst unwahrscheinlich.

Die Rahmenannahmen für das europäische Stromsystem basieren auf dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von 2020 von ENTSO-E (ENTSO+ENTSO-E, 2020). Hierbei wurde das Szenario «National Trends» genutzt, dem nationale Klimaziele zugrunde liegen. Über das Jahr 2030 hinaus wurde eine Trendfortschreibung angenommen. Für die Modellierung wurden Stromnachfrage, Erzeugungskapazitäten sowie die Kuppelkapazitäten an den Grenzen der abgebildeten Strommärkte übernommen<sup>8</sup>.



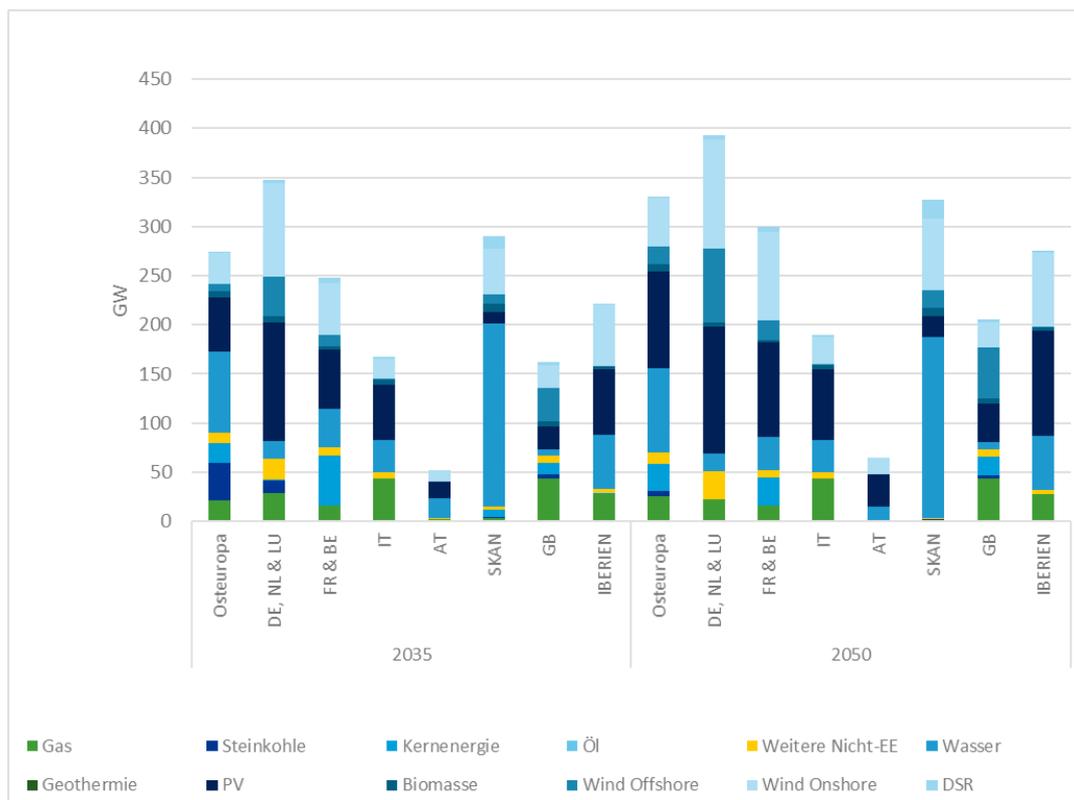
**Abbildung 26 Darstellung des geografischen Rahmens des Modells**

Quelle: DNV

Die Erzeugungskapazitäten wurden in vereinfachter Form übernommen: Für jedes Land bzw. Region wurden Kraftwerke je Technologiekatgorie in aggregierter Form abgebildet. Diese Vereinfachung erscheint angesichts des eingeschränkten Einflusses eines einzelnen Landes auf den Schweizer Strommarkt angemessen, da sie sowohl die Interpretation der Ergebnisse vereinfacht als auch die Rechenzeiten der Modellierung reduziert. Eine weitere Vereinfachung betrifft die regionale Granularität: Während die Anrainerstaaten der Schweiz einzeln abgebildet werden, wurden weitere Regionen Europas zu gemeinsamen Blöcken zusammengefasst (vgl. Abbildung 26), darunter Skandinavien und das Baltikum, Zentralost- und Südosteuropa sowie Iberien und die britischen Inseln.

Abbildung 27 gibt einen Überblick über die installierten Erzeugungskapazitäten.

<sup>8</sup> Diese Annahmen für die Nachbarländer der Schweiz im Zeitraum zwischen 2025 und 2040 zu einer Erhöhung der Kuppelkapazitäten von etwa 150% bis 200% an den verschiedenen Grenzen bzw. in unterschiedlichen Richtungen.



**Abbildung 27: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa je Szenario**

Quelle: TYNDP 2020 (ENTSOG+ENTSO-E, 2020), DNV

### 3.2.5 Annahmen zur Prognose von Endkundenpreisen

Mit Hilfe des in 3.2 beschriebenen Strommarktmodells werden die Spotmarktpreise prognostiziert. Da in dieser Studie auch Speicher im Besitz von Prosumern behandelt werden, sind auch Endkundenpreise relevant: diese bestimmen die Rentabilität des Eigenverbrauchs gegenüber dem Bezug von Strom aus dem Netz<sup>9</sup>. Im Rahmen der Simulationsanalyse wurde deshalb auch eine Abschätzung der Endkundenpreise vorgenommen. Diese beruht auf einer Dekomposition der verschiedenen Bestandteile der Endkundenpreise (den Beschaffungskosten, den Netznutzungsentgelten (NNE), der KEV-Umlage & weitere Abgaben, Marge/Vertrieb). Ausgangspunkt sind die entsprechenden Werte für das Jahr 2020 aus der Tarifübersicht der Elcom (Elcom, 2020). Es wird dann jeweils die Entwicklung der einzelnen Komponenten prognostiziert, und zwar wie folgt:

- Beschaffungskosten: Fortschreibung proportional zu den mittleren Kosten des entsprechenden Lastprofils im Strommarkt, d.h. entsprechend der simulierten Grosshandelspreise
- NNE: entsprechend des Szenarios WWB bzw. NEP aus der Netzentgelt-Studie des BFE (Consentec, 2015), wobei nur der arbeitsabhängige Anteil der Entgelte für relevante Kundengruppen betrachtet wird
- KEV & weitere Abgaben: Halbierung der KEV bis 2035, Absinken auf Null bis 2050
- Marge/Vertrieb: unverändert.

<sup>9</sup> Unter dem gegenwärtigen System ist darüber hinaus der Energieanteil des Endkundenpreises gleich der Vergütung des in das Netz eingespeisten Überschussstroms mittels des Rückliefer tariffs (vgl. Abschnitt 5.1.5).

Preise wurden für vier verschiedene Konsumentengruppen ermittelt, basierend auf ausgewählten Kategorien aus der Tarifübersicht der Elcom:

- Haushalte (Kategorie H3/H4),
- Haushalte mit Wärmepumpe (Kategorie H7),
- Dienstleistungen (Kategorie C3),
- Industrie (Kategorie C7)

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die damit verbundenen Verbräuche. Die Ergebnisse der Prognose werden in Abschnitt 3.3.1 dargestellt.

**Tabelle 12: Spezifischer Stromverbrauch nach Konsumentengruppen (kWh/a)<sup>10</sup>**

	Eigenverbrauch (ohne WP und EV)	Wärmepumpe (WP)	Elektrofahrzeug (EV)
Haushalt	4.500	8.500	2.500
Dienstleistungen	150.000	129.000	-
Industrie	7.500.000	8.800.000	-

*Anmerkung: Der Gesamtverbrauch eines Haushalts ergibt sich jeweils aus der Addition der Einzelkomponenten. So entspricht der Verbrauch der Kat. H7 der Summe aus Spalten 2 und 3. Analog werden bei Haushaltskunden mit EV zusätzlich Verbrauch (und Profil) gemäss Spalte 4 berücksichtigt.*

### 3.2.6 Speichertechnologien: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

In diesem Abschnitt werden die Modellierungsannahmen erläutert, die der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu den Speichertechnologien zugrunde liegen. Die Auswahl der Technologien beruht auf den Vorüberlegungen, die in Kapitel 2 erklärt wurden. Die technischen Referenzen für die Annahmen finden sich ebenfalls dort.

Die folgenden Stromspeichertechnologien in der Modellierung explizit abgebildet:

- **Umwälzwerke:** Die Schweiz verfügt bereits heute über Umwälzwerke, deren aggregierte Pumpleistung in Übereinstimmung mit den Energieperspektiven 2050+ je nach Szenario von derzeit ca. 2.500 MW auf 3.600 bis 5.400 MW im Jahr 2050 zunimmt. Diese Annahmen wurden direkt aus den EP2050+ entnommen. Ergänzend wurde auch die Wirtschaftlichkeit eines weiteren, zusätzlichen Umwälzwerks untersucht. Für die Festlegung geeigneter Annahmen wurde die Trilaterale Pumpspeicherstudie (WIP-TU Berlin, 2014) hinzugezogen. Aufgrund der Betrachtung eines modernen Kraftwerks wurde davon ausgegangen, dass die voll regelbare Anlage auch im Pumpbetrieb Systemdienstleistungen erbringen kann.
- **Zentrale Grossbatterien:** Durch die technische Weiterentwicklung kommen grundsätzlich auch Grossbatterien für die Flexibilitätsbereitstellung im Schweizer Stromsystem in Frage. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird die eigenständige Marktteilnahme solcher Batterien unterstellt. Bei den verwendeten Kosten wird eine Kostendegression unterstellt (vgl. Anhang). Es werden unterschiedliche Gesamtkapazitäten berechnet, um einen optimalen Zubau zu ermitteln.
- **Dezentrale Kleinbatterien:** Für die Modellierung wurde von kleinen bis mittelgrossen Lithium-Ionen-Batterien ausgegangen, welche von Haushalts-, GHD- oder Industriekunden installiert werden. Basierend auf der

<sup>10</sup> Aus Gründen der Vergleichbarkeit und des Fehlens detaillierter Annahmen in den EP2050+ wurden für die entsprechenden Berechnungen jeweils für beide Jahre die in Tabelle 12 dargestellten Werte angenommen.

anfänglichen Betrachtung einer grösseren Anzahl kleiner typischer Kunden wurden anschliessend ausgewählte Kundengruppen bzw. Batterieanwendungen skaliert, um die Dimensionierung dieser Anwendungen und deren Einfluss auf den Gesamtmarkt zu untersuchen.

Tabelle 13 gibt einen Überblick über die Annahmen zur Kostenstruktur.

**Tabelle 13: Angenommene Kostenstruktur für Stromspeicher**

		Umwälzwerk <sup>(a)</sup>	Grossbatterie	Kleinbatterie
Kapitalkosten	CHF/kWh	-	2035: 145 2050: 116	2035: 204 2050: 163
	CHF/kW	2035: 1.600 2050: 1.600	2035: 126 2050: 101	2035: 178 2050: 142
Operative Kosten	CHF/kW/a (fix)	16 CHF/kW/a <sup>(b)</sup> + 0.1 CHF/kWh/a	8	12
	CHF/kWh (variabel)	1	1	1
Installierte Leistung		250 MW	400 / 100 MW	4 / 8 kW
Speicherleistung	h	5 / 55	1 / 2 / 4 / 6	1/2
Lebensdauer	a	80	10	10

<sup>(a)</sup> –vgl. (WIP-TU Berlin, 2014), (Gatzen, 2013); <sup>(b)</sup> – 1% der anfänglichen Investitionskosten

Quellen: Umwälzwerke (WIP-TU Berlin, 2014); Batterien siehe Anhang

Im Rahmen der Simulationsrechnungen werden auch Wärmespeicher untersucht. Im Einzelnen wurden die folgenden Technologien betrachtet:

- Dezentrale Wärmespeicher: Im Rahmen dieser Studie wird dezentrale Wärmeversorgung im Zusammenhang mit Wärmepumpen untersucht, die von Haushalten oder Dienstleistern betrieben und genutzt werden. Entsprechend wurde der dezentrale Wärmespeicher so dimensioniert, dass er eine Flexibilisierung des Einsatzes der Wärmepumpe ermöglicht.
- Tages- und Wochenspeicher: Im Zusammenhang mit Nah- und Fernwärmenetzen kommen sensible Tages- und Wochenspeicher auf Wasserbasis zum Einsatz. Hierdurch wird die zentrale Wärmeversorgung flexibilisiert, d.h. Wärmepumpen können den Strombezug optimieren und WKK-Anlagen stromgeführt betrieben werden. Die Dimensionierung orientiert sich am Bedarf eines typischen Schweizer Fernwärmenetzes.
- Saisonale Speicher: Ergänzend zu den kurzfristigen Speichern werden in Verbindung mit Nah- und Fernwärmenetzen auch saisonale Speicher untersucht. Diese bieten gegenüber Tages- und Wochenspeichern weitere Vorteile dahingehend, dass sie Phasen besonders günstiger Wärmeerzeugung nutzen können, um diese in Phasen mit erhöhtem Bedarf zur Verfügung zu stellen. In der Praxis erfordern saisonale Wärmespeicher geeignete geologische Voraussetzungen, so dass das Potenzial für die Schweiz begrenzt sein dürfte. Auf eine explizite Ermittlung des verfügbaren Potenzials wurde im Rahmen dieser Studie verzichtet, da der Fokus auf der Bewertung der grundsätzlichen wirtschaftlichen Machbarkeit lag.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die getroffenen Annahmen.

**Tabelle 14: Angenommene Kostenstruktur für Wärmespeicher**

		Dezentrale Speicher	Tagesspeicher	Wochenspeicher	Saisonspeicher
Kapitalkosten	CHF/kWh	400 Kurzzeit	2,5	2	0,5
		80 Langzeit			
Operative Kosten (fix)	CHF/Stück	500 (Kurzzeit)	-	-	-
	CHF/kWh/a	8,6 (Langzeit)	3	3	3
Installierte Leistung	MW	600 l / Haushalt	Dimensionierung in Abhängigkeit des maximalen Wärmebedarfs		
Speicherdauer	h	3 Kurzzeit 2500 Langzeit	8	36	500
Lebensdauer	a	30 Kurzzeit 40 Langzeit	40	40	30

Die im folgenden Abschnitt 3.3 vorgestellten Ergebnisse vergleichen die Netto-Einnahmen der Speicher mit den annualisierten Kapitalkosten. Für die Berechnung der Annuitäten werden die in den Tabelle 13 und Tabelle 14 aufgeführten Kapitalkosten und Lebensdauern unterstellt. Die verwendeten Zinssätze finden sich in Tabelle 15. Sie orientieren sich an marktüblichen Kreditzinsen für Haushalte bzw. an angenommenen branchenüblichen Kapitalkosten für privatwirtschaftliche Unternehmen im Dienstleistungs-, Industrie- und Erzeugungssektor<sup>11</sup>.

**Tabelle 15: Angenommene Zinsstruktur**

	Haushalte	Dienstleistungen	Industrie
Zinssatz	1,5 %	5 %	5 %

### 3.3 Ergebnisse zu den betrachteten Speichertechnologien

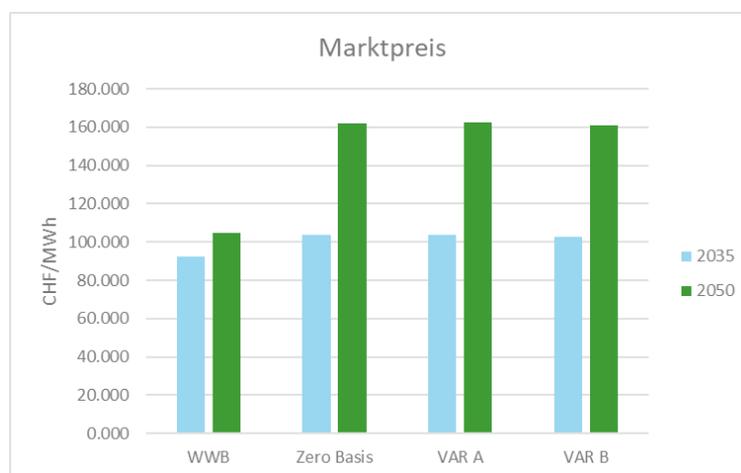
In diesem Abschnitt stellen wir die Ergebnisse der Modellierung auf Basis der in Abschnitt 3 erläuterten Annahmen vor. Zu Beginn gehen wir auf die Vorergebnisse ein. Dabei handelt es sich um die im Rahmen der Simulationen ermittelten Preise in den verschiedenen Teilmärkten des Stromsystems. Diese liefern keine direkte Antwort auf die in dieser Studie untersuchten Fragen, dienen aber dem Verständnis und der Einordnung der Ergebnisse. Im Wärmebereich gibt es aufgrund der vertikalen Integration der Versorgung keine Entsprechung zu den Strompreisen. Anschliessend werden die Ergebnisse zu den Stromspeichern auf Systemebene und auf Verteilnetzebene erläutert. In weiteren Unterabschnitten werden Wärmespeicher in Verbindung mit dezentralen Wärmepumpen und in Nah- und Fernwärmenetzen behandelt.

<sup>11</sup> Aufgrund des wettbewerblichen Umfelds ist davon auszugehen, dass die Zinssätze höher liegen als z.B. für Stromnetze.

### 3.3.1 Vorbemerkungen zur Entwicklung der zukünftigen Markt- und Endkundenpreise

In diesem Abschnitt stellen wir die Modellierungsergebnisse zu den Schweizer Strommärkten vor. Sie ermöglichen eine Einordnung der Ergebnisse zu den Speichertechnologien. Anders als die Erzeugungskapazitäten und Verbrauch stellen die Preise kein direktes Input der Energieperspektiven dar, sondern resultieren aus der Marktmodellierung im Rahmen dieser Studie.

Abbildung 28 zeigt die durchschnittlichen Grosshandelspreise in der Schweiz für 2035 und 2050. Das Niveau der Grosshandelspreise liegt in 2035 deutlich oberhalb aktueller Preise und steigt bis 2050 noch einmal deutlich an. Diese Entwicklung ist vor allem auf höhere Brennstoffpreise sowie den massiven Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise in den Netto-Null-Szenarien der EP 2050+ auf annähernd 400 USD/t im Jahr 2050 zurückzuführen. Insgesamt reflektiert Abbildung 28 damit die Folgen der ambitionierten Klimapolitik der Energiestrategie 2050 des Schweizer Bundesrats.



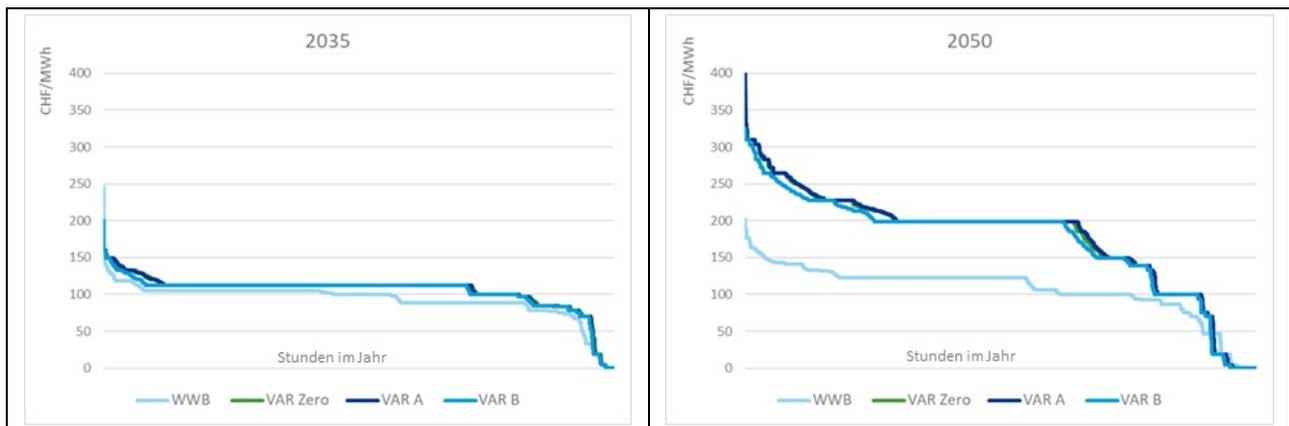
**Abbildung 28: Durchschnittliche Grosshandelspreise im Day-ahead Market (Strom)**

Quelle: DNV-Analysen

Die ergänzende Darstellung der entsprechenden Preisdauerkurven für die Jahre 2035 und 2050 in Abbildung 29 zeigt sich zwei gegenläufige Effekte. Einerseits führen die zunehmende Ausserbetriebnahme fossiler Kraftwerke bzw. die angenommene überwiegende Nutzung moderner GuD-Anlagen mit einem sehr ähnlichen Wirkungsgrad<sup>12</sup> in den Nachbarländern zu einem sehr flachen Preisprofil über einen Grossteil des Jahres. Umgekehrt ist insbesondere in 2050 eine zunehmende Volatilität in Form sehr hoher bzw. niedriger Strompreise zu beobachten, wobei dieser Effekt vor dem Hintergrund eines erheblichen Netzausbaus in den Annahmen der Energieperspektiven 2050+<sup>13</sup> in der Schweiz bzw. des TNYDP in den Nachbarländern insbesondere im Jahr 2035 noch sehr stark begrenzt bleibt.

<sup>12</sup> Verstärkt durch die vereinfachte Darstellung in Form einer Aggregation der entsprechenden Anlagen in wenige Effizienzklassen.

<sup>13</sup> Die Kuppelkapazitäten an den Schweizer Aussengrenzen steigen zwischen 2020 und 2035 im Mittel um annähernd 50% auf insgesamt 14 GW (Import) bzw. 16 GW (Export).



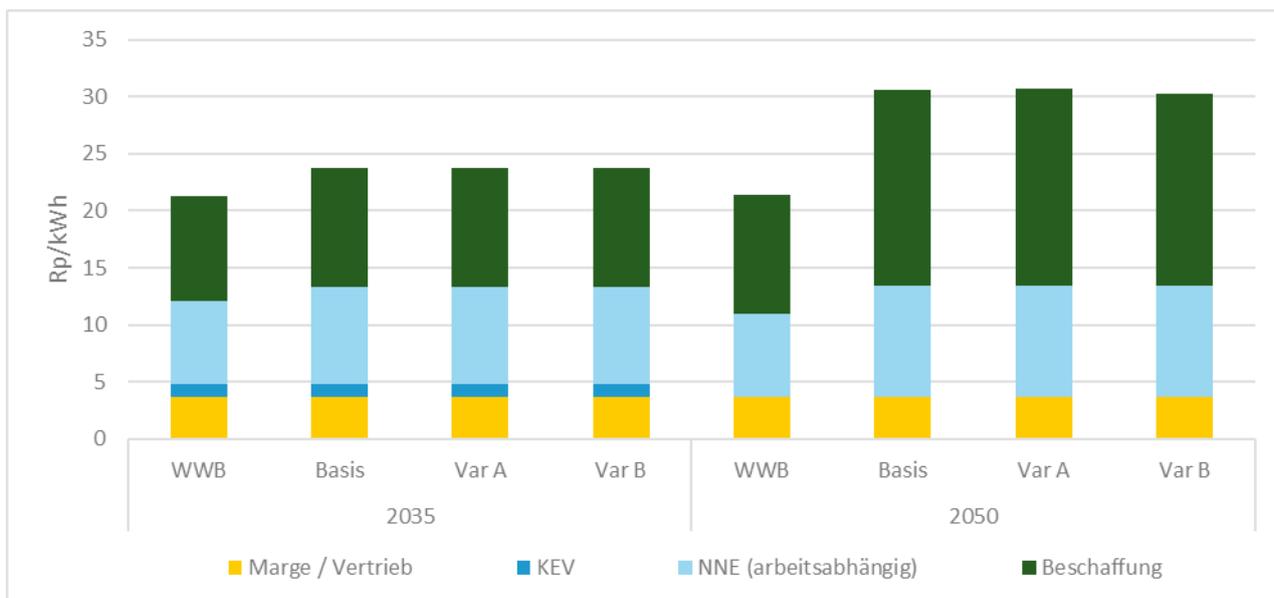
**Abbildung 29: Durchschnittliche Grosshandelspreise im Day-ahead Market (Strom)**

Quelle: DNV-Analysen

Nicht dargestellt sind in Abbildung 20 und Abbildung 29 ferner die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen mit einer auf 50 Jahre beschränkten Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke für das Jahr 2035. Konkret zeigten die entsprechenden Simulationen nur marginale Änderungen hinsichtlich der Struktur und durchschnittlichen Höhe der Grosshandelspreise. Dies lässt sich daraus erklären, dass die verbleibende Leistung der Kernkraftwerke von 2.230 MW begrenzt ist und, in Verbindung mit einer angenommenen Importkapazität von mehr als 8 GW alleine aus Deutschland und Frankreich, nur in einer begrenzten Anzahl von Stunden einen substantiellen Einfluss auf die stündlichen Grosshandelspreise in der Schweiz hat. Aus diesem Grunde wird nachfolgend von einer weiteren Diskussion der entsprechenden Sensitivitäten abgesehen.

Neben dem Grosshandelsmarkt bietet auch der Regelleistungsmarkt potenziell eine wichtige Einnahmequelle für Stromspeicher. Dies kann man bereits heute bei den bestehenden Umwälzwerken erkennen, ebenso haben Grossbatterien grundsätzlich das Potenzial, dort erfolgreich zu bieten. Darüber hinaus sind die Regelleistungspreise auch für die Sektorkopplung relevant: Sofern Wärmespeicher die erforderliche Flexibilität ermöglichen, können Wärmepumpen via Demand Response negative Sekundär- und Tertiärregelleistung anbieten und wirken somit tendenziell preissenkend. Dessen ungeachtet zeigt die Modellierung im Rahmen dieser Studie im Zeitverlauf grundsätzlich eine deutliche Steigerung des Preisniveaus vor allem für Primär- und Sekundärreserve, insbesondere bei den Netto-Null-Szenarien. Das zusätzliche Angebot aus Wärmespeichern kann diese Entwicklung insofern also allenfalls etwas reduzieren.

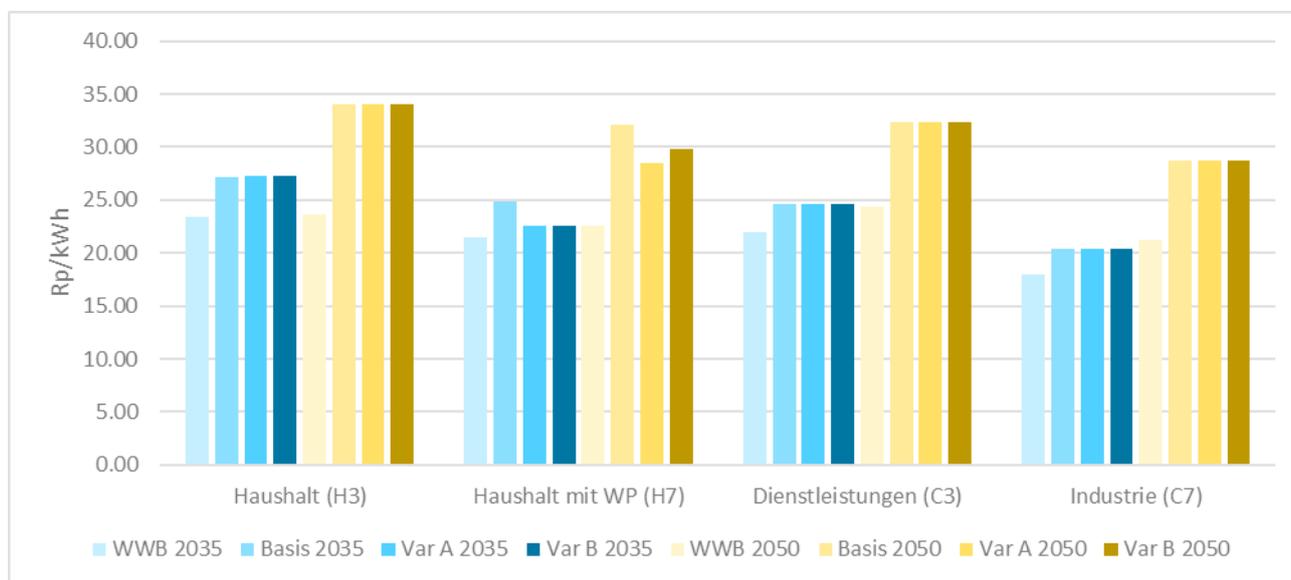
Wie in Abschnitt 3.2.5 erläutert, wurden im Rahmen der Simulationsanalyse auch Endkundenpreise prognostiziert, und zwar auf der Basis einer Hochrechnung der einzelnen Komponenten. Abbildung 30 zeigt das Ergebnis exemplarisch für die Haushaltspreise. Man erkennt einen deutlichen Anstieg der Preise zwischen 2035 und 2050 bei den Netto-Null-Szenarien, der gleichwohl niedriger ausfällt als die Entwicklung am Grosshandelsmarkt. Dieser Unterschied erklärt sich daraus, da die höheren Beschaffungskosten für Energie nur etwa die Hälfte des Gesamtpreises ausmachen. Im Gegensatz führen die in Abschnitt 3.2.5 beschriebenen Annahmen dazu, dass die übrigen Komponenten konstant bleiben (Marge), nur sehr geringfügig steigen (Netznutzungsentgelte) oder sogar sinken (KEV). Im Vergleich mit Abbildung 28 ist zudem festzustellen, dass der arbeitsabhängige Anteil der Netznutzungsentgelte sich im Jahr 2035 in einer ähnlichen Höhe wie die mittleren Grosshandelspreise bewegt.



**Abbildung 30: Zusammensetzung der zukünftigen Haushaltsstrompreise (Abschätzung)**

Quelle: DNV-Analysen

Die Entwicklung ist für die anderen Konsumentengruppen ähnlich. Abbildung 31 zeigt die prognostizierten Preisentwicklungen im Vergleich. Die Steigerungen von 2035 bis 2050 sind für die verschiedenen Szenarien und Gruppen ähnlich.



**Abbildung 31: Entwicklung der zukünftigen Endkundenpreise für ausgewählte Kundengruppen**

Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.2 Stromspeicher auf Systemebene: Umwälzwerke & Grossbatterien

In diesem Abschnitt gehen wir auf Stromspeicher ein, die auf der Systemebene eingesetzt werden, d.h. Umwälzwerke und Grossbatterien. Diese betreiben Arbitragegeschäfte im Spotmarkt und bieten darüber hinaus Regelleistung an. Grundsätzlich ist im Rahmen der Szenario-Analyse ein steigender Bedarf zu erwarten, da konventionelle thermische Erzeugungskapazitäten, die in diesen Marktsegmenten aktiv sind, bis 2050 abgeschaltet werden. Allerdings verfügt die Schweiz gemäss der für die Marktmodellierung verwendeten Annahmen bereits heute über eine aggregierte Pumpleistung von ca. 2,500 MW aus Tages-, Wochen- und Saisonspeichern, die im Rahmen der Modellierung als Teil der Schweizer Erzeugungskapazitäten abgebildet werden. Ihre Wirtschaftlichkeit wird aber keiner Untersuchung unterzogen, vielmehr fokussieren die Berechnungen auf die Wirtschaftlichkeit eines möglichen zusätzlichen Umwälzwerks. In einer alternativen Berechnung werden Grossbatterien betrachtet, deren Leistungsportfolio dem der Umwälzwerke in vielerlei Hinsicht ähnelt. Dabei sind diese jedoch besser skalierbar, d.h. auch kleinere Leistungen / Kapazitäten können wirtschaftlich dargestellt werden, wohingegen ein Umwälzwerk nur ab einer bestimmten Grösse gebaut werden kann, die zudem weniger vom Bedarf und stärker von den geographischen Gegebenheiten bestimmt wird.

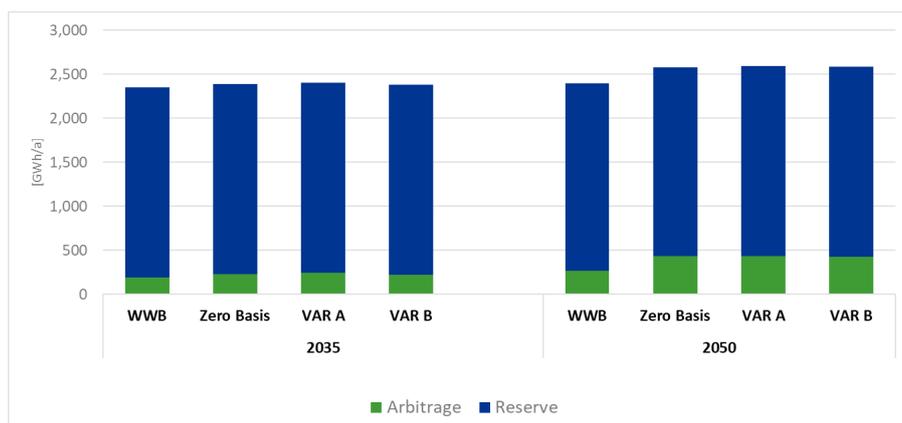
#### 3.3.2.1 Umwälzwerke

Das im Folgenden dargestellte Umwälzwerk entspricht dem ersten Fall (PSKW 1) der in der Trilateralen Pumpspeicherstudie untersuchten Varianten; vgl. Abschnitt 3.2.6. Es handelt sich dabei um ein vergleichsweise kleines Umwälzwerk, das an den folgenden Marktsegmenten teilnimmt:

- Day-Ahead- und Intraday-Markt (Arbitrage-Geschäfte)<sup>14</sup>,
- Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Wie aus Abbildung 32 ersichtlich, bleibt die Teilnahme des betrachteten Umwälzwerks am Grosshandelsmarkt in allen betrachteten Szenarien begrenzt, entsprechend ca. 800 – 1.000 h äquivalenten Volllaststunden im Jahr 2035 bzw. zwischen 1.000 und 1.700 h im Jahr 2050. Die verbleibende Kapazität wird annähernd vollständig als Systemdienstleistung vermarktet, und zwar primär für die Vorhaltung von Tertiärreserven. Der Anteil von Primär- und Sekundärreserve bleibt dagegen extrem begrenzt, da hier eine zunehmende Konkurrenz aus Batteriespeichern (und Wärmepumpen) besteht.

<sup>14</sup> Prinzipiell können der Betrieb und die Vermarktung eines Umwälzwerks auch über längeren Zeitraum optimiert werden, ein ausreichend grosses Speichervolumen vorausgesetzt. Aufgrund des angenommenen geringen Speichervolumens wurde die Optimierung des betrachteten inkrementellen Umwälzwerks auf einen Zeithorizont von fünf Tagen begrenzt.



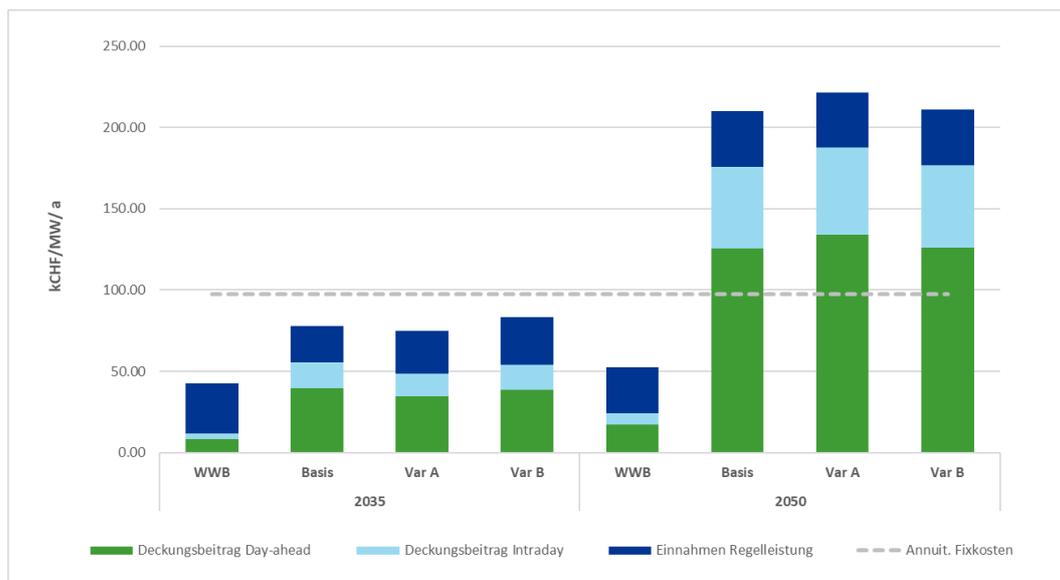
**Abbildung 32: Kumulierte Erzeugung und Vorhaltung von Regelleistungen aus einem zusätzlichen Umwälzwerk (250 MW / 5 h)**

Quelle: DNV-Analysen

Die in Abbildung 33 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass dieses Umwälzwerk in allen betrachteten Szenarien und Jahren seine Deckungsbeiträge dennoch überwiegend im Grosshandelsmarkt erwirtschaftet. Wie ersichtlich, liegen die erwarteten Deckungsbeiträge im Jahr 2035 jedoch in allen Szenarien deutlich unterhalb der annualisierten Kapitäl- und sonstigen Fixkosten, und zwar obwohl in diesen Szenarien nur ein sehr geringes Mass an zentralen Batterieanlagen angenommen wurde. Insgesamt erscheint die Wirtschaftlichkeit eines zusätzlichen Umwälzwerks unter den Annahmen der Energieperspektiven 2050+ für das Jahr 2035 damit sehr fraglich.

Im Jahr 2050 liegen die Deckungsbeiträge dagegen – mit Ausnahme des Szenarios WWB - deutlich oberhalb der Fixkosten. Diese Entwicklung lässt sich aus einer deutlich höheren (täglichen) Volatilität der Strompreise in den Netto-Null Szenarien im Jahr 2050 begründen und führt dazu, dass bereits die Teilnahme am Grosshandelsmarkt zur Refinanzierung des Umwälzwerks ausreichend wäre, also bereits ohne die Erlöse aus der Erbringung von Regelleistung und –energie. Gleichzeitig hat der Gesamtanteil zusätzlicher Stromspeicher nur einen sehr geringen Einfluss auf die Struktur und Höhe der Grosshandelspreise in den betrachteten Szenarien. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass im Falle der Netto-Null-Szenarien langfristig auch der Neubau weiterer Umwälzwerke wirtschaftlich sein könnte. Zwar ist hierbei mögliche Konkurrenz aus zusätzlichen Batteriespeichern zu berücksichtigen, doch ist deren Einfluss, wie nachfolgend diskutiert, primär auf die Preise für Regelleistung begrenzt.

Neben den in Abbildung 32 und Abbildung 33 dargestellten Ergebnissen wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse auch der Falle eines inkrementellen Umwälzwerks mit einem deutlich grösseren Speicherbecken (55 statt 5 h) betrachtet. Für das Jahr 2035 zeigten sich hierbei keine signifikanten Änderungen, d.h. geringfügig höhere Deckungsbeiträge aus dem Grosshandelsmarkt wurden durch entsprechend niedriger Erlöse aus der Vorhaltung von Regelleistung kompensiert. Im Jahr 2050 ist dagegen eine weitere Erhöhung der Deckungsbeiträge aus dem Grosshandelsmarkt zu beobachten, was die Wirtschaftlichkeit (unter der Annahme gleichbleibender Kosten!) weiter erhöht.



**Abbildung 33: Deckungsbeiträge und annuitätische Fixkosten eines zusätzlichen Umwälzwerks**

Annahme : 250 MW / 5 h

Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.2.2 Grossbatterien

Die hier betrachteten Grossbatterien sind als eigenständige Marktteilnehmer modelliert, die ihre Deckungsbeiträge alleine aus der Teilnahme am Grosshandelsmarkt (Arbitrage) und der Vermarktung von Systemdienstleistungen erbringen müssen; im Gegensatz zu den Kleinbatterien im Besitz der Prosumer, die in Abschnitt 3.3.3 betrachtet werden.

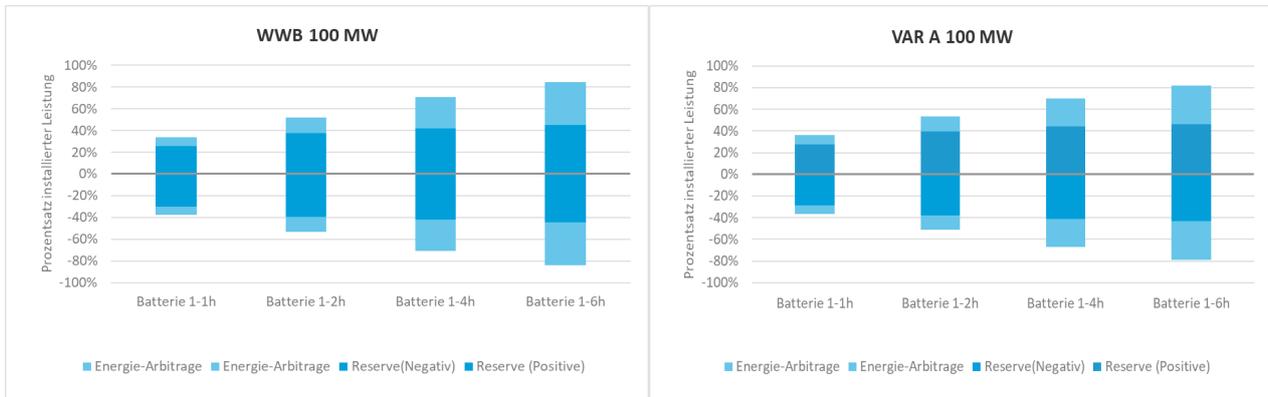
Diese Batterien erzielen Einkünfte in vier Marktsegmenten<sup>15</sup>:

- Day-Ahead-Markt (Arbitrage-Geschäfte),
- Intraday-Markt,
- Primärregelung,
- Sekundärregelung.

Abbildung 34 zeigt exemplarisch die durchschnittliche Batterienutzung von Grossbatterien mit einer Gesamtleistung von 100 MW<sub>el</sub> verschiedener technischer Ausprägung: Konkret wird die relative Speicherleistung, d.h. das Verhältnis der Speicherleistung zur elektrischen Kapazität (engl. energy/power ratio)<sup>16</sup>, zwischen 1 und 6 variiert, d.h. die jeweiligen Batterien sind theoretisch in der Lage, zwischen einer und maximal sechs Stunden in Vollast im Speicherbetrieb zu arbeiten. Die beiden Grafiken in Abbildung 34 zeigen klar, dass Batterien grundsätzlich eher für die Teilnahme an den Reservemärkten geeignet als für Arbitragegeschäfte geeignet sind. Dies erklärt sich daraus, dass die Vorhaltung insbesondere sehr schneller und nur kurzfristig eingesetzter Produkte, wie insbesondere Primär- und teilweise auch Sekundärreserve, in der Regel mit begrenzten Abrufdauern verbunden ist, welche für Batterien diesbezüglich die wesentliche Restriktion darstellen. Zwar steigt das Potenzial für Arbitragegeschäfte mit einer zunehmenden Speicherleistung, doch ändert dies nicht die grundsätzliche Einschränkung der verfügbaren Energie.

<sup>15</sup> Von einer Betrachtung der Tertiärreserve haben wir abgesehen, da diese energielastig ist und damit nur für Batterien mit sehr hoher Speicherleistung (und entsprechend hohen Investitionskosten) in Frage käme.

<sup>16</sup> Die Kosten der Batterie verändern sich entsprechend, denn sie setzen sich aus einem Leistungs- und einem Kapazitätsanteil zusammen.



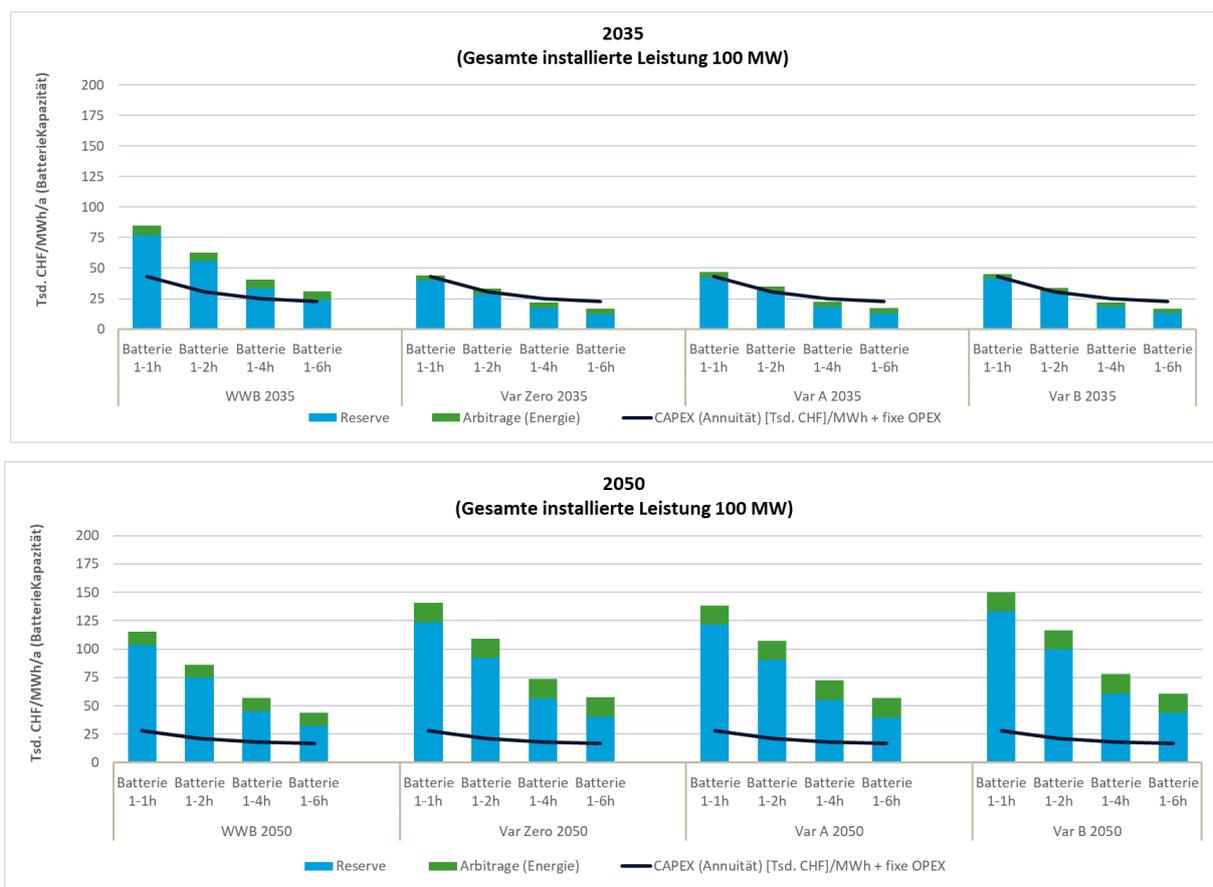
**Abbildung 34: Einsatz von Grossbatterien mit unterschiedlicher Speicherleistung**

Quelle: DNV-Analysen

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Grossbatterien zeigt Abbildung 34 die resultierenden Deckungsbeiträge (relativ zur Speicherleistung) für die verschiedenen Szenarien in den Stichjahren 2035 und 2050. Berücksichtigt werden hierbei erneut Deckungsbeiträge aus Arbitragegeschäften im Spotmarkt und Erlöse aus der Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung im Vergleich mit den annuitätischen Fixkosten.

Folgende Zusammenhänge kann man in Abbildung 34 erkennen:

- Bei einer gesamten installierten Leistung von 100 MW sind insbesondere die Batterien mit einer begrenzten Speicherleistung teilweise schon in 2035 rentabel; während die Deckungsbeiträge im Jahr 2050 in allen Fällen die Fixkosten um ein Mehrfaches übersteigen.
- Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Netto-Null-Szenarien sind so gering, dass sie für die weiteren Analysen als vernachlässigbar erscheinen. Dies erscheint mit Blick auf die ähnliche Struktur der Grosshandelspreise (vgl. Abschnitt 3.3.1) auch plausibel.
- Aufgrund deutlich höherer Erlöse aus der Vermarktung von Systemdienstleistungen sind die Deckungsbeiträge des Szenario WWB im Jahr 2035 substantiell höher, in 2050 jedoch niedriger als in den Netto-Null-Szenarien.
- Die überwiegende Nutzung für die Vorhaltung von Systemdienstleistungen spiegelt sich auch in der Struktur der Deckungsbeiträge wider, die ganz überwiegend auf der Vermarktung von Primär- und Sekundärreserve beruhen.



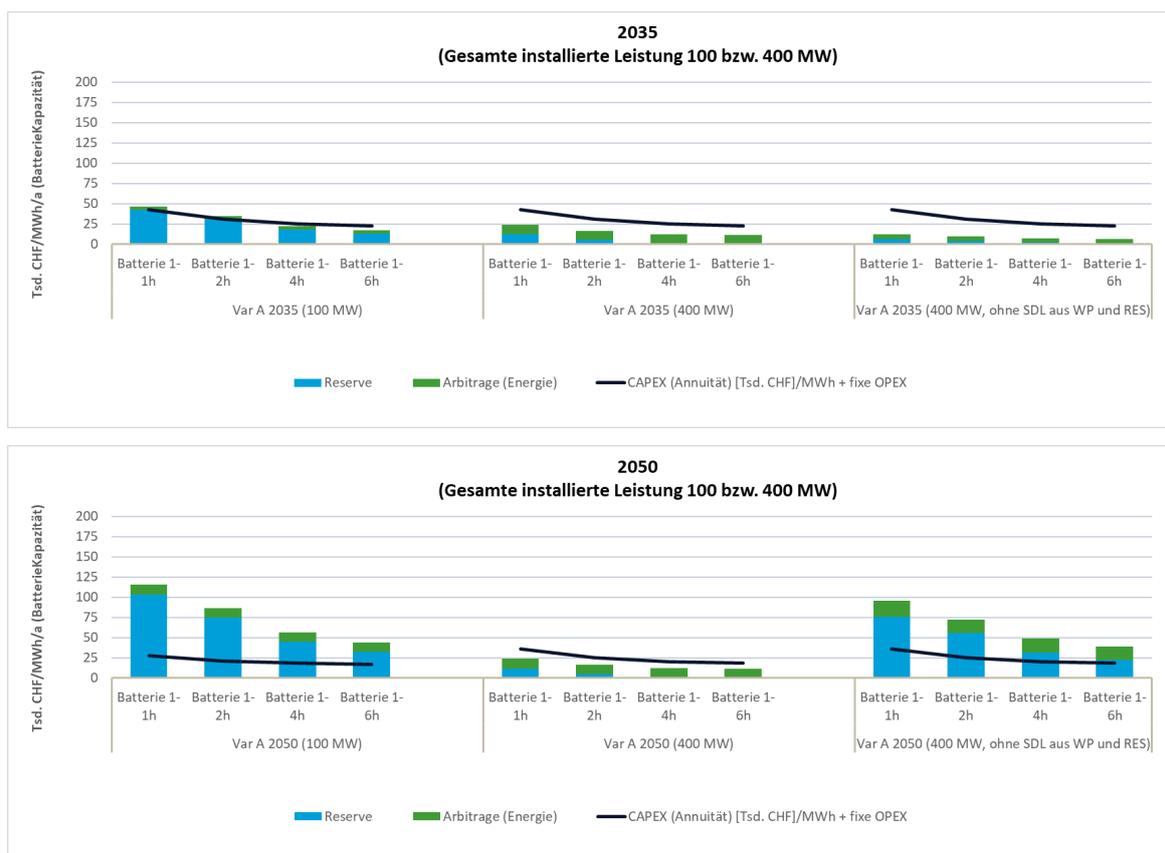
**Abbildung 35: Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen (100 MW)**

Quelle: DNV-Analysen

Bei der Bewertung dieser Ergebnisse ist allerdings zu berücksichtigen, dass sie auf einer sehr begrenzten Gesamtleistung von nur 100 MW an eigenständigen Batterieanlagen in der Schweiz beruhen. Wie die ergänzenden Analysen in Abbildung 36 zeigen, können diese Beobachtungen jedoch nicht ohne Weiteres für andere Fälle extrapoliert werden:

- Bereits eine begrenzte Erhöhung der gesamten installierten Leistung auf nur 400 MW führt zu einer zunehmenden Kannibalisierung und sinkenden Deckungsbeiträgen. Wie ein Vergleich der jeweiligen Grafiken in Abbildung 36 zeigt, resultiert dieser Effekt fast ausschliesslich aus sinkenden Erlösen für Systemdienstleistungen, mit einem insgesamt sehr begrenzten Marktvolumen von maximal wenigen hundert MW, während sich die Deckungsbeiträge aus Arbitragegeschäften im Grosshandelsmarkt nur marginal verändern. Im Ergebnis liegen die erwarteten Deckungsbeiträge insbesondere in 2035 aber allenfalls auch in 2050 (deutlich) unterhalb der Fixkosten.
- Im Jahr 2050 wird die Wirtschaftlichkeit zudem erheblich durch Annahmen zur möglichen Erbringung von Systemdienstleistungen durch Wärmepumpen und PV-Anlagen beeinflusst (vgl. Abschnitt 3.3.4.3). Eine Teilnahme entsprechender Anlagen an den Reservemärkten reduziert das Erlöspotenzial eigenständiger Batterieanlagen signifikant und kann deren Wirtschaftlichkeit somit negativ beeinflussen bzw. untergraben.

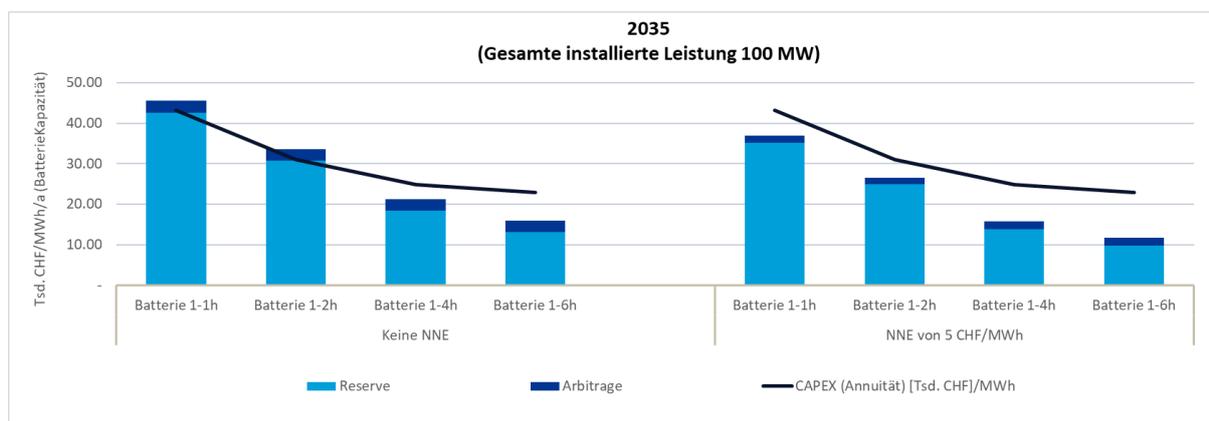
Insgesamt legen diese Betrachtungen nahe, dass das Gesamtpotenzial wirtschaftlich zu betreibender Anlagen auch langfristig auf eine Leistung von nur wenigen hundert MW begrenzt bleibt.



**Abbildung 36: Erwartete Deckungsbeiträge eigenständiger Batterieanlagen in Var. A**

Quelle: DNV-Analysen

Die vorwiegend dargestellten Ergebnisse beruhen auf der Annahme, dass eigenständige Stromspeicher keine Netzentgelte zahlen müssen. Eine Netzentgeltspflicht könnte umgekehrt das wirtschaftliche Potenzial eigenständiger Batterieanlagen unmittelbar negativ beeinflussen. Eine separate Sensitivitätsanalyse, erneut für das Szenario Variante A im Jahr 2035, bestätigt diese Vermutung. Wie die Ergebnisse in Abbildung 37 zeigen, würde z.B. Netznutzungsentgelte von 5 CHF/MWh ausgespeister Energie die erwarteten Deckungsbeiträge (in CHF/kWh/a) um einen ähnlichen Betrag reduzieren, was einer Verringerung um etwa 20% - 25% entspräche. Dies zeigt sehr klar den Einfluss der Netztarifierung auf die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern, umgekehrt sind aber auch die Auswirkungen auf andere Netznutzer und die Verursachungsgerechtigkeit des Tarifsystems zu berücksichtigen. Diese Aspekte werden in Abschnitt 5.1.1 näher betrachtet.



**Abbildung 37: Einfluss von NNE auf eigenständige Batterieanlagen in Var. A**

Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.3 Stromspeicher auf Verteilnetzebene

In diesem Abschnitt untersuchen wir Stromspeicher auf der Verteilnetzebene: Konkret geht es um Batteriespeicher im Besitz von Prosumern mit Solar-PV-Anlagen. Grundsätzlich profitieren Prosumer von Batterien durch die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils: Sie vermeiden so den teureren Bezug von Strom aus dem Netz. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei von den Kapitalkosten der Batterie, aber auch dem Strompreisniveau und dem Eigenbedarf des Prosumers ab. Dabei wird zwischen Verteilnetzen ohne Engpass-Probleme und kritischen Verteilnetzen unterschieden. Letztere sind solche, in denen es zu (häufigen) Abregelungen der Solar-PV-Einspeisung kommt, um eine Überlastung des Transformators auf Netzebene 6 nicht zu gefährden<sup>17</sup>. In kritischen Verteilnetzen kommen somit mögliche Zusatzeinnahmen durch die Vermeidung von Abregelungen hinzu. Nicht berücksichtigt wurden dagegen mögliche Zusatzerlöse aus der Vorhaltung von Systemdienstleistungen für Swissgrid und/oder Verteilnetzbetreiber.

#### 3.3.3.1 Batterien in Verteilnetzen ohne Engpässe

Für den Fall der Verteilnetze ohne Engpässe wurden drei Konsumentengruppen untersucht: Haushalte, Dienstleistungen und Industrie (vgl. die Kategorien in 3.3.1, Tabelle 12). Für jede Gruppe wurden verschiedene Varianten erstellt, um die Rentabilität der Batterien zu bewerten. Hierbei wurde in allen Fällen davon ausgegangen, dass die betreffenden Konsumenten über eigene PV-Anlagen verfügen, sie sich also nur hinsichtlich der möglichen Nutzung sowie allenfalls Auslegung einer Batterie unterscheiden. Um eine geeignete Batterie-Grösse für Betreiber von Solar-PV-Anlagen zu ermitteln, wurden verschiedene Konfigurationen erstellt und getestet. Neben dem Kostenaufwand wurden auch andere Parameter berücksichtigt, wie z. B. die Verfügbarkeit von Flächen für die PV-Installation und das Verhältnis von Energie zu Leistung der Batterie für die Haushalte. In Anlehnung an die derzeitige Praxis im Strommarkt und ergänzende Analysen und separate Simulationen wurden diese grundsätzlich so gewählt, dass im Regelfall keine oder nur eine sehr geringe Rückspeisung ins Netz erfolgt.

Die Wirtschaftlichkeit der Batterie wird durch die Saldierung der Zusatzeinnahmen der Batterie für ihren Betreiber bestimmt. Diese ergeben sich aus der Erhöhung seines Eigenverbrauchsanteils, da der Bezug von Strom aus dem Netz für alle Konsumentengruppen vergleichsweise teuer ist. Für diese Berechnungen wurden, neben den modellendogenen Preisen für den Energiebezug, die in 3.3.1 vorgestellten arbeitsabhängigen sonstigen Entgelte und Kosten für die verschiedenen Gruppen zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 31). Dem stehen die Investitionskosten der Batterie gegenüber.

<sup>17</sup> Analog zur Ampelmodell-Studie (DNV GL, 2015) wurde von einer Transformatorkapazität von 100 kVA ausgegangen.

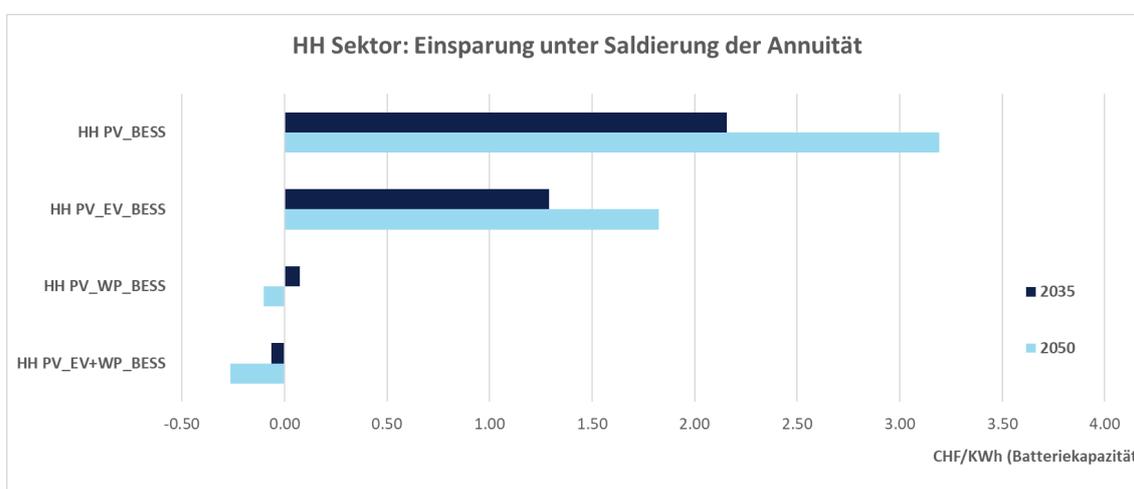
Für die nachfolgenden Analysen wurden jeweils nur die möglichen Zusatzeinnahmen berechnet, in dem die Stromversorgungskosten ohne Batterie von denen mit Batterie abgezogen werden, unter Berücksichtigung der Annuität der Batterieinvestition (zu den Annahmen siehe Abschnitt 3.2.6).

Für die Konsumentengruppe Haushalte werden drei Varianten betrachtet, vgl. Abbildung 38:

- Haushalte nur mit PV und Batterie (BESS),
- Haushalte mit PV, Elektrofahrzeug (EV) und Batterie,
- Haushalte mit PV, Wärmepumpe (WP) und Batterie,
- Haushalte mit PV, EV, WP und Batterie,

Abbildung 38 zeigt eine deutliche Abnahme des Werts der Investition in eine Batterie von der ersten bis zur letzten Kundengruppe. Dies lässt sich einfach dadurch begründen, dass die Nutzung eines Elektrofahrzeugs sowie insbesondere einer Wärmepumpe den Stromverbrauch des entsprechenden Kunden erhöhen. In Kombination mit der Batterie führt dies dazu, dass ein zunehmender Anteil der Eigenerzeugung aus der PV-Anlage selbst genutzt werden kann. Dies wiederum vermeidet eine Rückspeisung ins Netz, und damit auch die auf eine spätere Entnahme der entsprechenden Menge aus dem Netz anfallenden arbeitsabhängigen Netzentgelte.

Bei Haushalten mit Elektrofahrzeugen ist zudem zu berücksichtigen, dass diese Kunden bereits über inhärente Flexibilität aus der möglichen Verschiebung der Ladeleistung verfügen. Obwohl nur begrenzte Möglichkeiten angenommen wurden und keine Rückspeisung aus dem EV („Vehicle to grid“) betrachtet wurde, reduziert auch dies den Zusatznutzen einer kundeneigenen Batterie. Allerdings korreliert die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Batterien weitestgehend mit dem Potenzial zur Erhöhung der Eigennutzung von Strom aus Solaranlagen (vgl. Abbildung 42 auf Seite 84). Dies legt den Schluss nahe, dass der Beitrag flexiblen Ladens im Vergleich mit den Vorteilen der reduzierten Rückspeisung des Strombezugs aus dem Netz begrenzt ist.



**Abbildung 38: Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A, Haushalte mit PV-Anlagen in engpassfreien Netzen)**

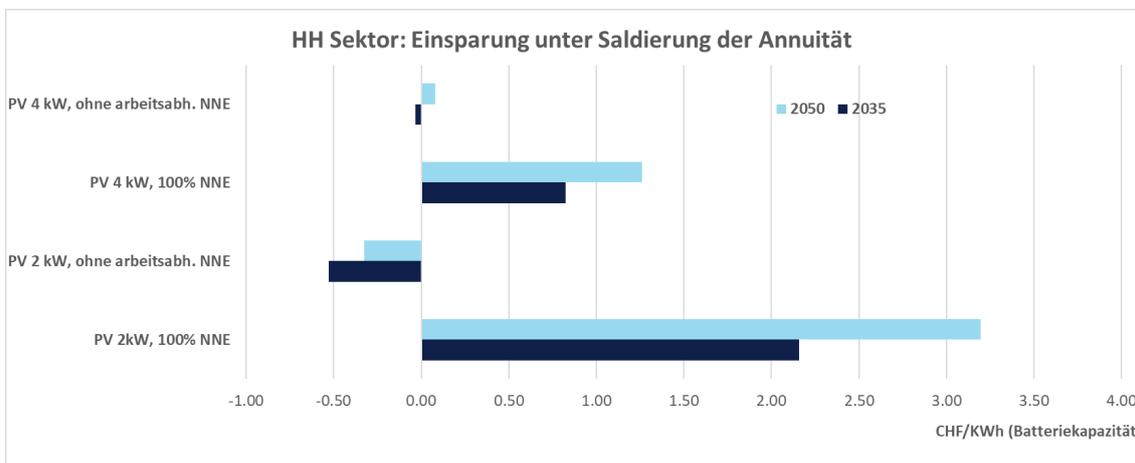
Quelle: DNV-Analysen

Nähere Analysen bestätigen, dass der in Abbildung 38 dargestellte wirtschaftliche Nutzen einer Investition in eine kundeneigene Batterieanlage primär auf der Minimierung des Bruttobezugs aus dem Netz resultiert, während die Optimierung der Abnahme gegen schwankende Grosshandelspreise von untergeordneter Bedeutung bleibt. Dieser Zusammenhang wird weiter verdeutlicht durch den in Abbildung 39 dargestellten Vergleich zwischen zwei

Haushaltskunden, die sich nur hinsichtlich der Grösse ihrer PV-Anlage sowie der analog dimensionierten Batterie unterscheiden, einerseits, sowie der Höhe der arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte andererseits unterscheiden:

- Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine Reduzierung des arbeitsabhängigen Anteils der Netzentgelte den Nutzen der Batterie drastisch reduziert. Während die Installation in einen Batteriespeicher bei Anwendung der vollen Netzentgelte in beiden Fällen eindeutig profitabel ist, können die annuitätischen Fixkosten ohne arbeitsabhängige Netznutzungsentgelte nicht mehr, oder nur noch gerade eben durch eine effizientere Nutzung der PV-Anlage kompensiert werden.
- Bei Anwendung der vollen Netznutzungsentgelte zeigt sich ferner eine deutliche Verringerung des Werts der Batterie bei einer proportional grösser dimensionierten PV-Anlage und Batterie. Dies lässt sich durch eine reduzierte Auslastung der grösser dimensionierten Batterie erklären. Dennoch bleibt die Investition in den Speicher weiterhin eindeutig profitabel.
- Interessanterweise ist die Kombination von grosser PV-Anlage und grossem Speicher auch bei einer vollständigen Befreiung von arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelten annähernd kostendeckend. In diesem Falle resultiert der Nutzen des Speichers offensichtlich aus der Möglichkeit, die Nutzung des eigenerzeugten Stroms sowie generell die stündliche Abnahme aus dem Netz gegen die volatilen Grosshandelspreise zu optimieren<sup>18</sup>.

Die deutlich höhere Sensitivität kundeneigener Batterieanlagen zeigt sehr deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit in Verbindung mit einer begrenzten PV-Leistung primär durch die Vermeidung arbeitsabhängiger Entgelte für den Strombezug aus dem Netz getrieben wird. Für relativ grössere PV-Anlagen, mit einer erhöhten Rückspeisung ins Netz, reflektiert der Wert der Batterieanlagen dagegen zunehmend die Möglichkeit aus der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung.



100% NNE – Berücksichtigung der vollständigen arbeitsabhängigen Netzentgelte

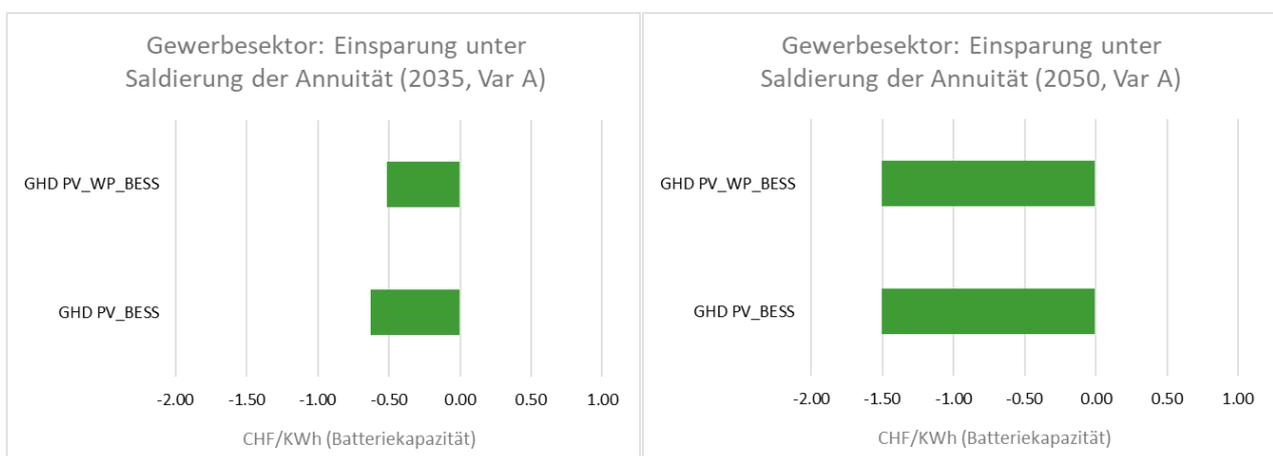
**Abbildung 39: Einfluss der Grösse einer PV-Anlage und arbeitsabhängiger Netznutzungsentgelte auf die Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen (Var. A)**

<sup>18</sup> Im Sinne der Gesamtsystemoptimierung wurden hierbei sowohl Entnahme und Rückspeisung aus bzw. ins Netz zum stündlichen Grosshandelspreis bewertet, analog zur Anwendung dynamischer Arbeitstarife für die Energielieferung.

Ergänzend zur Betrachtung des Haushaltssektors zeigt Abbildung 40 analoge Ergebnisse für den Dienstleistungssektor, erneut für das Szenario Variante A. In diesem Falle wurden die folgenden beiden Kategorien berücksichtigt:

- Kunden mit PV+BESS
- Kunden mit PV+WP+BESS

Wie aus Abbildung 40 ersichtlich, ist eine Investition in Batteriespeicher unter den getroffenen Annahmen in keinem Falle wirtschaftlich. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die jeweiligen PV-Anlagen in diesem Falle so dimensioniert wurden, dass diese ausschliesslich der Eigenversorgung dienen, so dass Gegensatz zu Haushaltskunden jegliche Rückspeisung ins Netz vermieden wird. Umgekehrt erlaubt dies in 2035 einen geringfügig erhöhten Beitrag aus der Optimierung des Strombezugs von Gewerbekunden mit Wärmepumpen, der sich mit der mit dem unterschiedlichen Lastprofil dieser Kundengruppe erklären lässt.



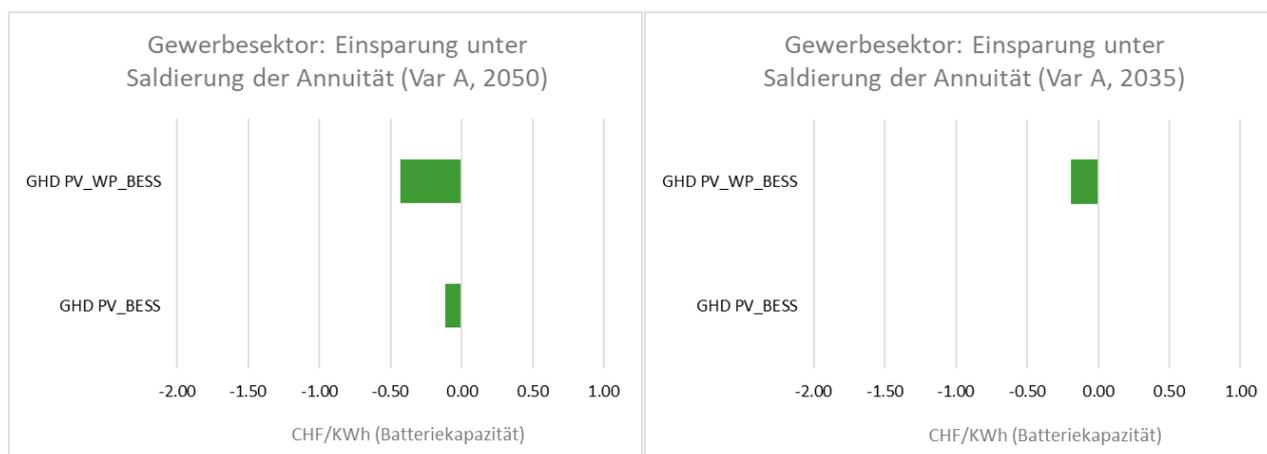
**Abbildung 40: Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batterieanlagen im GHD-Sektor (10 kW PV)**

Quelle: DNV-Analysen

Um diesen Effekt zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 41 eine weitere Sensitivität, bei welcher die Leistung von PV und Batterie verdoppelt wurden, bei ansonsten gleichbleibenden Annahmen. Obwohl die Investition in Energiespeicher weiterhin unwirtschaftlich bleibt, lässt sich eine deutliche Verbesserung beobachten. Bei einer weiteren Erhöhung der PV-Leistung und/oder einer kleiner dimensionierten Batterie wäre insofern das Erreichen der Profitabilität zu erwarten, wobei zu beachten ist, dass bei diesen Betrachtungen die Kosten der PV-Anlage unberücksichtigt bleiben.

Grundsätzlich bestätigen diese Betrachtungen, die sich gleichermaßen für Anlagen im Industriesektor beobachten lassen, die o.g. Schlussfolgerungen hinsichtlich des grossen Einflusses der Ausgestaltung der Netzentgelte sowie allenfalls anderer Preise, Entgelte und Abgaben auf die Wirtschaftlichkeit kundeneigener Batteriespeicher. Diese Effekte wären bei einer möglichen Umstellung auf höhere Leistungspreise zu beachten (vgl. Abschnitt 5.1.1).

Nicht berücksichtigt wurden in diesem Zusammenhang die Möglichkeit zur Nutzung einer Batterie zur Kappung der maximalen Leistungsabnahme aus dem Netz. Im Gegensatz zu den nicht leistungsgemessenen Haushaltskunden ist davon auszugehen, dass bei dieser Kundengruppe ein entsprechendes Potenzial bestehen dürfte. Aufgrund der grossen Heterogenität der betreffenden Kundengruppen sowie einzelner Verbraucher ist es allerdings kaum möglich, dieses Potenzial sowie die resultierenden Auswirkungen auf das Gesamtsystem mit einem begrenzten Aufwand sinnvoll abzuschätzen. Aus diesem Grunde wurde auf eine tiefergehende quantitative Analyse verzichtet.



**Abbildung 41: Wirtschaftlichkeit von Batterieanlagen im GHD-Sektor (20 kW PV)**

Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.3.2 Batterien in kritischen Verteilnetzen

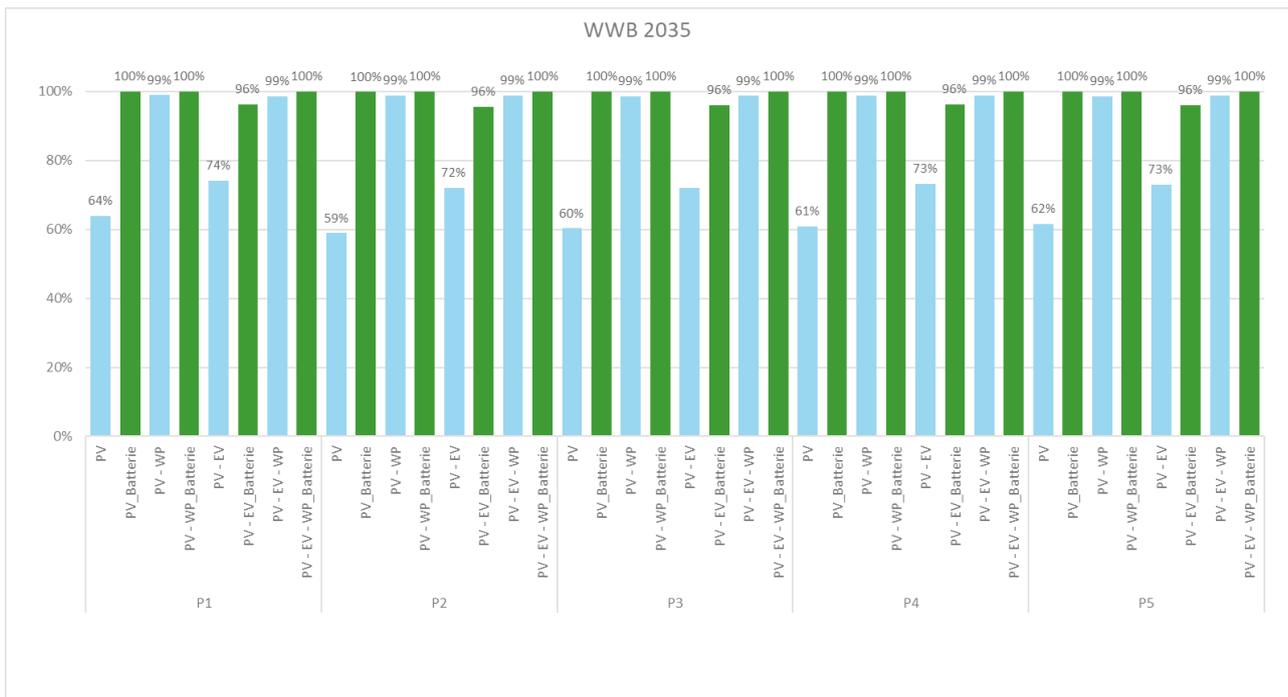
In der Simulationsanalyse wurden fünf verschiedene kritische Verteilnetze konfiguriert. Jedes dieser Verteilnetze ist durch eine unterschiedliche Kombination der schon zuvor betrachteten Arten von Haushaltskunden charakterisiert:

1. Haushalte nur mit PV,
2. Haushalte mit PV und Elektrofahrzeug (EV),
3. Haushalte mit PV und Wärmepumpe (WP),
4. Haushalte mit PV, EV und WP.

Jede dieser vier Gruppen untergliedert sich ferner in Haushalte mit und ohne Batteriespeicher und wird so durch eine Anzahl von Haushalten ohne Solaranlagen ergänzt, dass der Gesamtverbrauch aller fünf Verteilnetze insgesamt gleichbleibt. Die Dimensionierung der Solaranlagen sowie der dazugehörigen Batteriespeicher wurde zudem im Vergleich mit den zuvor betrachteten Beispielen so angepasst (d.h. erhöht), dass jedes der fünf Verteilnetze mit hohen Rückspeisungen konfrontiert ist, welche ein Eingreifen des Netzbetreibers erforderlich machen.

Zur Illustration zeigt Abbildung 42 den Grad der Eigennutzung des aus Solaranlagen verfügbaren Stroms durch die jeweiligen Kundenkategorien in den fünf verschiedenen Netzen P1 bis P5. Diese Abbildung zeigt deutlich, dass:

- Die angenommenen hohen PV-Leistungen dazu führen, dass nur Konsumenten mit Wärmepumpen in der Lage sind, den eigenerzeugten Strom auch annähernd vollständig selbst zu verbrauchen. Alle anderen Verbraucher sind dagegen ohne Energiespeicher (hellblaue Säulen) mit erheblichen Überschüssen konfrontiert, die ins Netz eingespeist und allenfalls abgeregelt werden müssen. Der Grad der Eigennutzung steigt in Verbindung mit Elektrofahrzeugen, allerdings nur in einem begrenzten Ausmass.
- Die Nutzung der Batteriespeicher (vgl. die dunkelgrünen Säulen) führt dazu, dass sämtliche Verbraucher eine Rückspeisung ins Netz weitestgehend vermeiden und den eigenerzeugten Strom unmittelbar selbst nutzen können.



**Abbildung 42: Eigennutzung von Solaranlagen mit/ohne Speicher in kritischen Verteilnetzen**

Quelle: DNV-Analysen

Vor dem Hintergrund eines höheren Eigenverbrauchs ist es nicht erstaunlich, dass Investitionen in Batteriespeicher bei Konsumenten mit Wärmepumpen in keinem Falle wirtschaftlich sind, vgl. Abbildung 43. Umgekehrt führt die Steigerung der eigenen Nutzung des Solarstrom bei Verbrauchern ohne Wärmepumpe dazu, dass die notwendigen Deckungsbeiträge zum Ausgleich der annuitätischen Fixkosten erwirtschaftet können, und zwar sowohl im Szenario WWB als auch im bereits zuvor betrachteten Szenario Var A. Analog zu den vorigen Betrachtungen ist davon auszugehen, dass die entsprechenden Einsparungen vor allem aus der Vermeidung arbeitsabhängiger Netzentgelte resultieren, zumal die installierten Batteriespeicher ausreichen, um eine mögliche Abregelung eingespeisten Solarstroms zu vermeiden.

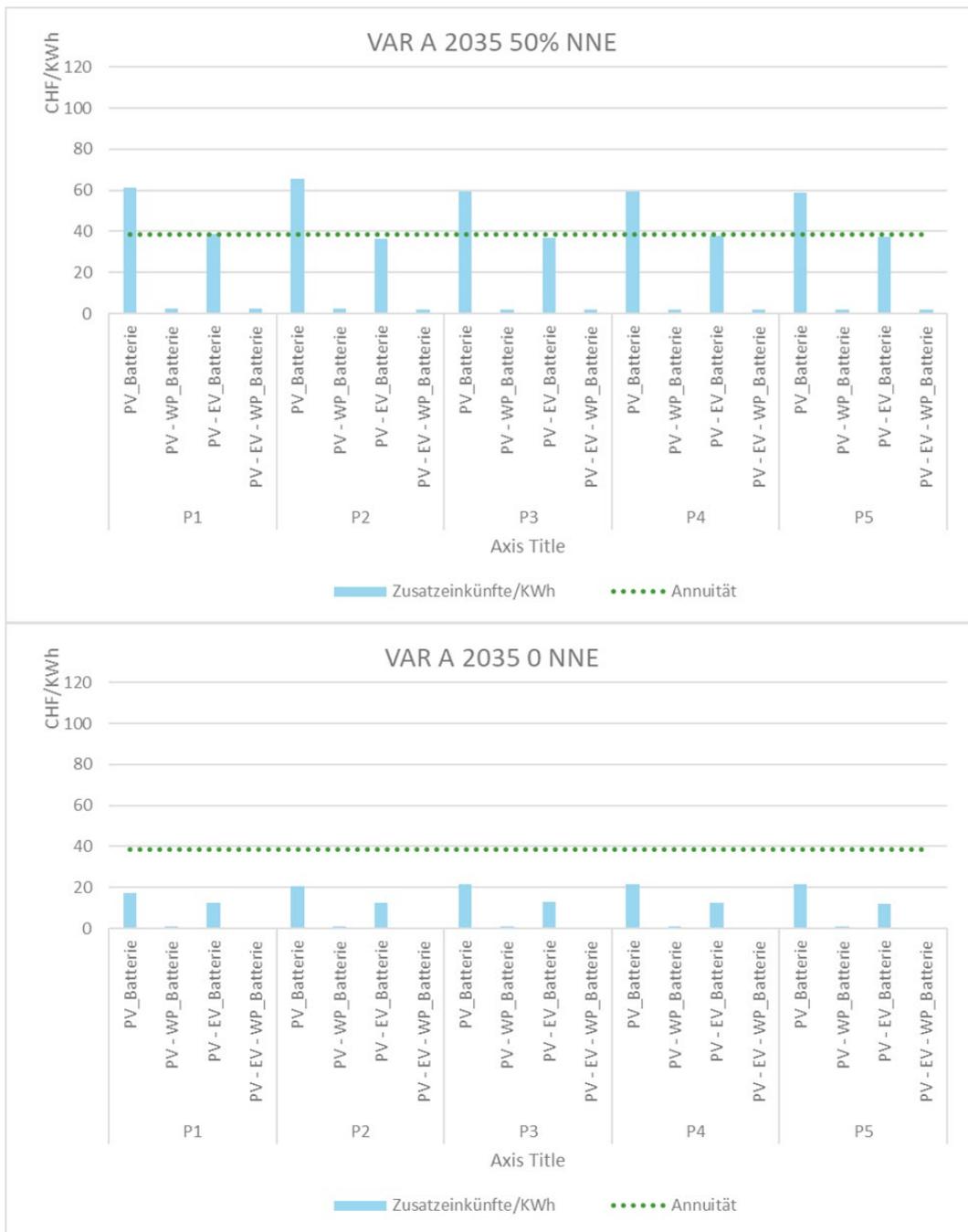
Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass diese Beobachtungen prinzipiell auf das Jahr 2050 übertragbar sind, auch wenn die entsprechenden Ergebnisse nicht in nicht in Abbildung 43 dargestellt sind.



**Abbildung 43: Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in kritischen Verteilnetzen (2035)**

Quelle: DNV-Analysen

Abbildung 44 zeigt die Ergebnisse von zwei zusätzlichen Sensitivitätsrechnungen für das Szenario Var. A (2035), bei denen die arbeitsabhängigen Netzentgelte auf 50% bzw. 0% des ursprünglichen Wertes reduziert wurden. Es ist klar zu erkennen, dass dies die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Energiespeicher stark negativ beeinflusst. Mit anderen Worten, Batteriespeicher sind ohne Einsparungen aus der Vermeidung arbeitsabhängiger Netzentgelte nicht wirtschaftlich.



**Abbildung 44: Einfluss reduzierter NNE auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in kritischen Verteilnetzen (2035)**

Quelle: DNV-Analysen

In Übereinstimmung mit den Vorgaben der (StromVV, 2008)<sup>19</sup> umfassen die Netznutzungsentgelte für Kleinkunden (Basiskundengruppe) häufig einen Grundpreis und eine Arbeitskomponente<sup>20</sup>, aber keinen Leistungspreis. Zusätzlich zum Basistarif können Netzbetreiber weitere Netznutzungstarife anbieten, wobei der Anteil der Arbeitskomponente nur bei

<sup>19</sup> Gemäss Art. 18 (2) und (3) (StromVV, 2008) müssen Verteilnetzbetreiber Endverbrauchern in der Basiskundengruppe (Netzebene 1, Jahresverbrauch ≤ 50 MWh) einen Netznutzungstarif mit einem Arbeitsanteil von mindestens 70% anbieten.

<sup>20</sup> Hinzu kommen weitere Tarifbestandteile, wie z.B. für Systemdienstleistungen, Umlagen zur Förderung der Energieeffizienz oder Bundesabgaben. Da es sich hierbei überwiegend um „durchlaufende“ Posten handelt, werden diese bei der weiteren Diskussion der Tarifstruktur vernachlässigt.

leistungsgemessenen Kunden weniger als 70% betragen darf (vgl. Art. 18 (4) (StromVV, 2008)). Die derzeitigen Tarife mit Leistungsmessung beziehen sich jedoch in der Regel nur auf Geschäftskunden mit einem Jahresverbrauch von mindestens 50.000 oder 100.000 kWh, was den typischen Verbrauch auch grosser Haushaltskunden um ein Mehrfaches übersteigt.

Allerdings würde die Anwendung von Leistungsentgelten die in Abbildung 38 und Abbildung 44 dargestellten Ergebnisse auch nur unwesentlich beeinflussen:

- Unter der Annahme, dass Batterien in erster Linie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs dienen, bliebe die Spitzenleistung eines Haushaltskunden und damit die zu zahlenden Leistungsentgelte konstant. In diesem Zusammenhang ist auch zu beachten, dass die Leistung der meisten PV-Anlagen kleiner als die typische Spitzenleistung eines Haushaltskunden ( $\geq 10$  kW) sein dürfte. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass die Spitzenleistung eines Haushaltskunden mit PV und Batterie weiterhin durch das originäre Lastprofil bestimmt würde, so dass der Einsatz der Batterie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs nicht zur Reduzierung der leistungsabhängigen Netzentgelte beiträgt.
- Möglich wäre theoretisch auch eine weitergehende Nutzung des Batteriespeichers zur Reduktion der max. Abnahme aus dem Netz, wobei dies nur bei Haushaltskunden mit registrierender Lastgangmessung relevant wäre. Dies würde jedoch eine ausreichend genaue Lastprognose, Steuerung und Batteriegrösse erfordern, um entsprechende Leistungsspitzen (rechtzeitig) zu erkennen und über einen ausreichend langen Zeitraum ausgleichen zu können.
- Dessen ungeachtet, erscheinen die möglichen Einsparungen als begrenzt. Beispielsweise würde eine Reduzierung der Leistungsspitzen um 25%, bei einem fiktiven Anteil der leistungsabhängigen Netzentgelte von 30% und jährlichen Gesamtkosten von ca. 400 – 450 CHF<sup>21</sup>, die jährlich zu zahlenden Netznutzungsentgelte nur um 30 – 35 CHF reduzieren. Bezogen auf einen Batteriespeicher von z.B. 6 – 10 kWh, entspricht dies einem spezifischen Deckungsbeitrag von etwa 3 – 6 CHF/kWh/a. Diese Einsparungen sind wesentlich kleiner als die in Abbildung 38 und Abbildung 44 gezeigten Werte. Die möglichen Einsparungen aus der Vermeidung leistungsabhängiger Netznutzungsentgelte im Haushaltssektor erscheinen insofern als begrenzt.

### 3.3.4 Wärmespeicher

#### 3.3.4.1 Wärmespeicher in Nah- und Fernwärmenetzen

In diesem Abschnitt stellen wir die Ergebnisse zu Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen vor. Grundsätzlich gilt: Wie auch bei der Stromversorgung muss die Wärmelast, die an die Netze angeschlossen ist, jederzeit bedient werden<sup>22</sup>. An diese Netze sind verschiedene Erzeugungsanlagen angeschlossen, u.a. WKK-Anlagen und grosse Wärmepumpen. Diese können sich mit Speichern in ihren jeweiligen Marktsegmenten optimieren, d.h. WKK-Anlagen können z.B. Strom produzieren, wenn dieser besonders teuer ist, und Wärmepumpen Strom beziehen, wenn dieser besonders günstig ist. Auf diese Weise verringern sich die Kosten der Wärmebereitstellung.

Abbildung 45 zeigt exemplarisch die Kostenersparnisse durch Investition und Einsatz von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetze für die beiden Szenarien für 2035 und 2050. Dabei werden unterschiedliche Speicher und Konstellationen verglichen: Tages-, Wochen- und Saisonspeicher, jeweils in einem Netz mit und einem ohne grosse Wärmepumpe.

<sup>21</sup> Bei angenommenen durchschnittlichen Netznutzungsentgelten von 9 – 10 Rp/kWh für typische Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von ca. 4.500 kWh (Kat. 3/4) ergeben sich jährliche Kosten von etwa 400 - 450 CHF.

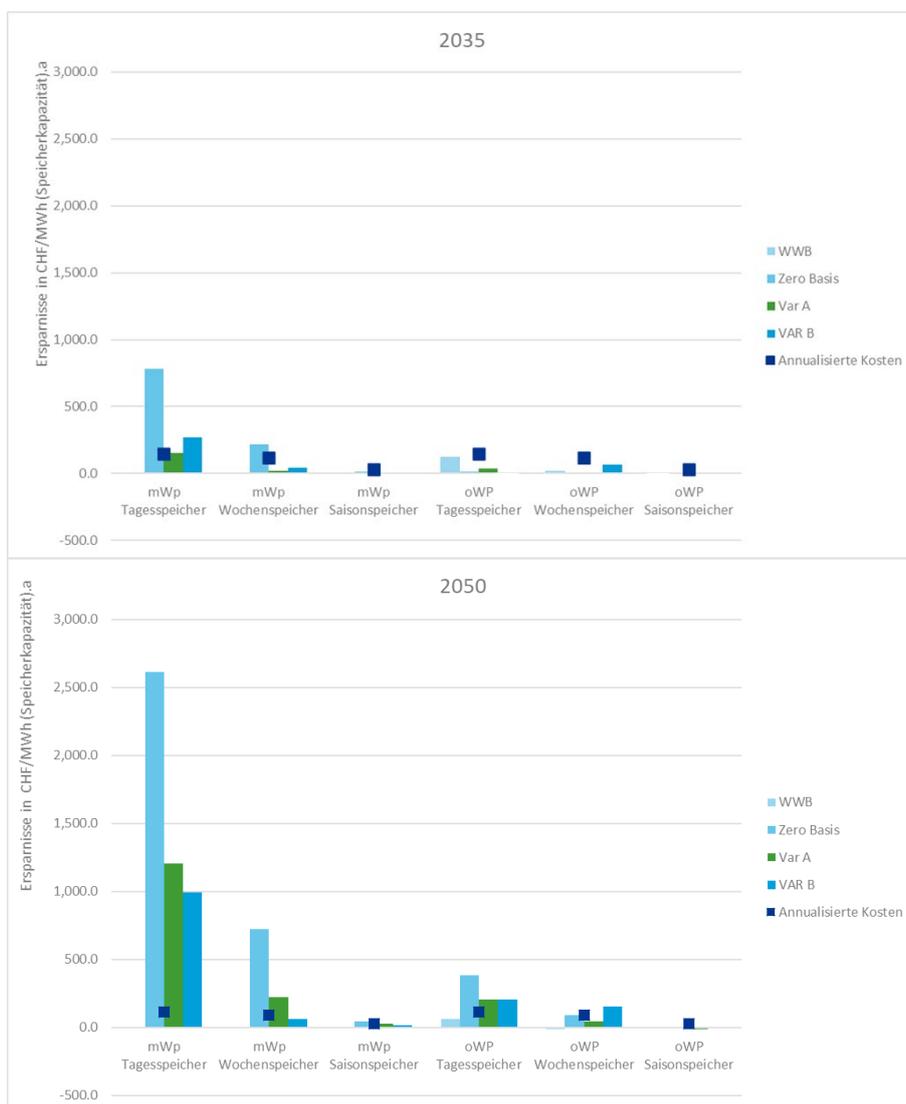
<sup>22</sup> Dies gilt im Rahmen der Granularität der Modellierung; in Wirklichkeit ist die Sicherstellung des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage im Wärmesektor nicht auf der Basis von Millisekunden notwendig wie im Stromsektor.

Die beiden Grafiken Abbildung 45 ergeben ein gemischtes Bild:

- Die Tagesspeicher sind 2035 in den Netto-Null-Szenarien grundsätzlich im Geld, allerdings nur in Verbindung mit Wärmepumpen und im Szenario Variante A nur marginal. In 2050 gilt dies grundsätzlich auch ohne Wärmepumpen, jedoch weiterhin mit Ausnahme des Szenarios WWB.
- Investitionen in Wochenspeicher sind nur in sehr wenigen Fällen wirtschaftlich, insbesondere im Zero-Basis Szenario in Verbindung mit Wärmepumpen. Dies gilt im Jahr 2050 allenfalls auch in den Szenarien Var. A (mit Wärmepumpe) bzw. Var. B (ohne Wärmepumpe), wobei die Gesamtmenge im letzten Fall unsicher erscheint.
- Saisonspeicher sind in keiner Konstellation rentabel.

Die relativ höhere Wirtschaftlichkeit kurzfristiger Wärmespeicher erscheint plausibel, da ein erheblicher Anteil des Speichereinsatzes auf kurzfristige Speicherzyklen im Laufe eines Tages oder einer Woche bezieht. Obwohl saisonale Speicher zusätzlich eine vermehrte Nutzung niedriger Strompreise im Sommerhalbjahr für die Wärmebereitstellung im Winter ermöglichen, kann dies die geringere Umschlaghäufigkeit zumindest im Jahr 2035 nicht kompensieren. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Strompreise in der Schweiz zu einem erheblichen Masse aus dem Ausland bestimmt sind, und damit auch Zeiten z.B. aus Deutschland „importierter“ niedriger Strompreise aufgrund hohen Windstromaufkommens im Winterhalbjahr, was wiederum den Vorteil saisonaler Speicherung reduziert.

Die betrachteten Wärmespeicher erhöhen grundsätzlich auch die Möglichkeit der mit dem Stromsektor verbundenen Anlagen, also insbesondere von WKK-Anlagen und Wärmepumpen, neben der Optimierung von Stromproduktion bzw. -bezug auch zusätzliche Renditen aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu erwirtschaften. Diese Zusatzerlöse werden in Abbildung 45 berücksichtigt, decken aber nur einen Teil der notwendigen Deckungsbeiträge ab. Diese Beobachtung führt zu der Schlussfolgerung, dass die Auslegung von Wärmespeichern auch in einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem – zumindest auf rein betriebswirtschaftlicher Basis - primär auf der Struktur der lokalen Wärmelast basieren sollte. Umgekehrt ist auch der Einfluss auf Verfügbarkeit und Preise von Regelleistung im Strommarkt als begrenzt einzuschätzen.



**Abbildung 45: Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen**

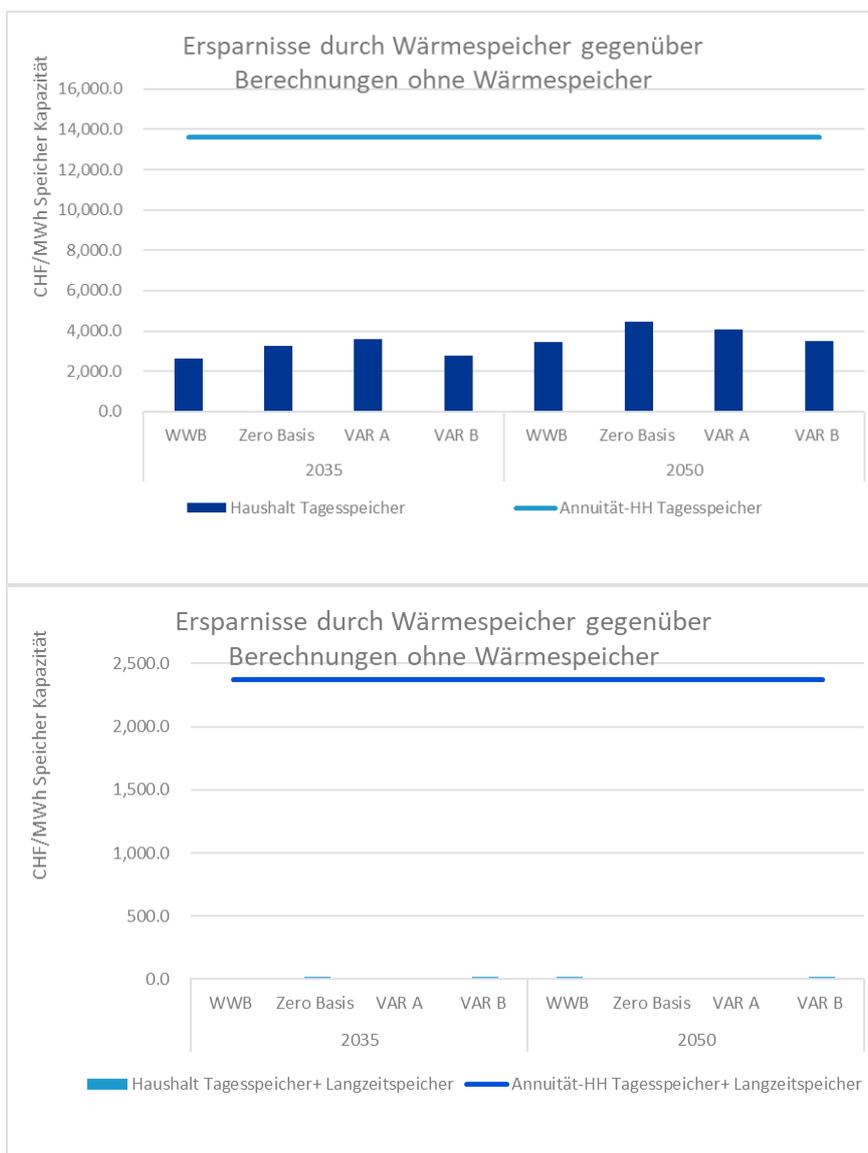
Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.4.2 Wärmespeicher in der dezentralen Wärmeversorgung

In diesem Abschnitt betrachten wir Wärmespeicher im Betrieb dezentraler (d.h. isolierter) Wärmekunden. Letztere können durch den Einsatz von Wärmespeichern ihre lokale Wärmeerzeugung flexibilisieren und dadurch Kosten senken. Dies gilt jedoch nur dann, wenn dies eine zeitliche Verschiebung für den Bezug des jeweiligen Energieträgers ermöglicht. Mit Blick auf den Schwerpunkt dieser Studie wurden daher nur Wärmespeicher in Verbindung mit Wärmepumpen berücksichtigt, da auf eine explizite Modellierung der Gasnetze oder allenfalls der Versorgung mit Heizöl, Holzpellets und ähnlichen Brennstoffen für separate betriebene Heizungen verzichtet wurde.

Abbildung 46 zeigt jedoch, dass die so erzielten Ersparnisse für Tagesspeicher deutlich unter den Kosten der Investition liegen: die Abbildung zeigt, dass die Ersparnisse in einer Spanne von ca. 2.500 – 4.000 CHF/MWh Speicherleistung pro Jahr bewegen, während die annuitätischen Fixkosten mehr als dreimal so hoch sind. Für die in Abbildung 46 nicht dargestellten saisonalen Wärmespeicher ist dieses Verhältnis noch extremer, da das zusätzliche Speichervolumen zu einer drastisch reduzierten Umschlaghäufigkeit und damit insgesamt zu einem wesentlich niedrigeren spezifischen Deckungsbeitrag, bezogen auf die Speicherleistung, führt. Dies zeigt, dass der mögliche Wert und der Nutzen von

dezentralen Wärmespeicher in erster Linie durch die Verfügbarkeit und Struktur der lokalen Wärmelast sowie allenfalls lokaler Quellen determiniert werden, während die Interaktion mit dem Stromsektor in diesem Falle von untergeordneter Bedeutung ist, wie auch umgekehrt. Insgesamt legen diese Ergebnisse nahe, dass zumindest aus Sicht der Sektorkopplung keine zusätzlichen Wärmespeicher benötigt werden bzw. diese nicht wirtschaftlich wären.



**Abbildung 46: Wirtschaftlichkeit dezentraler Wärmespeicher**

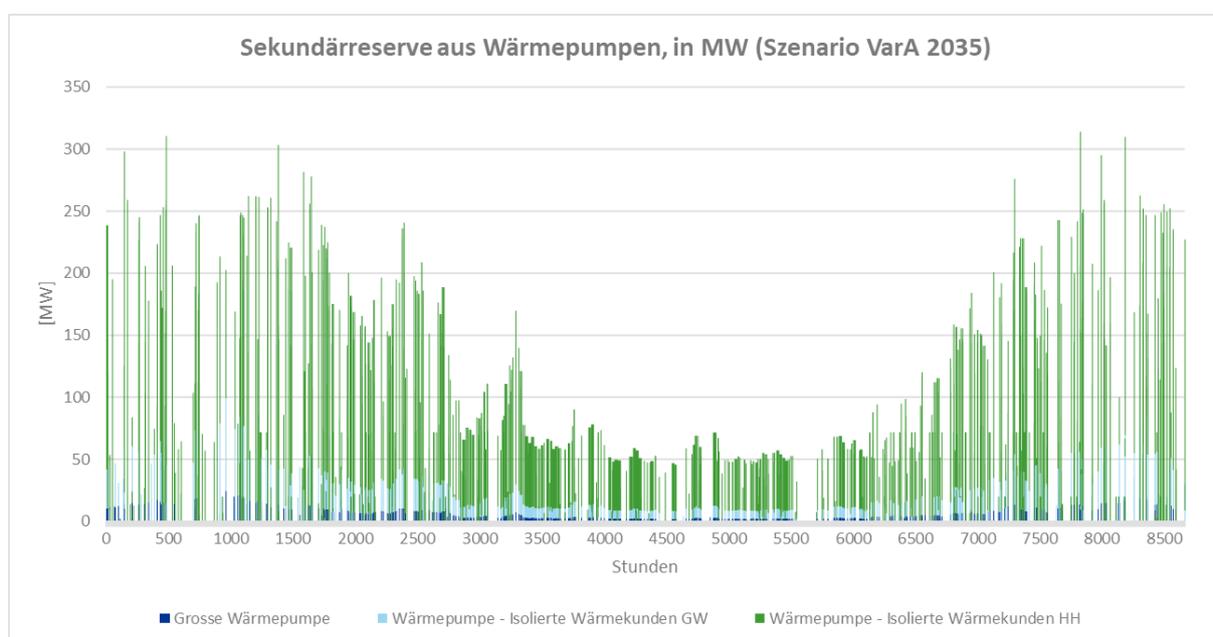
Quelle: DNV-Analysen

### 3.3.4.3 Sektorkopplung: Wärmepumpen im Regelleistungsmarkt

In diesem Abschnitt geht es um ein Beispiel von Sektorkopplung: die Teilnahme von Wärmepumpen am Regelleistungsmarkt. Genauer gesagt können Wärmepumpen negative Sekundärregelleistung anbieten, indem sie die Wärmeproduktion zeitlich vorziehen. Ohne separate Wärmespeicher ist die Möglichkeit jedoch zeitlich eng begrenzt, d.h. max. auf einen Zeitraum von wenigen Stunden, um die originäre Versorgungsaufgabe (Wärmeversorgung) nicht zu

gefährden. Dies gilt sowohl für grosse Wärmepumpen, die in Nah- & Fernwärmenetze einspeisen, als auch für dezentrale Wärmepumpen, die isolierte Wärmekonsumenten versorgen.

Um diese Möglichkeit abzubilden, wurde angenommen, dass die verfügbare Sekundärregelreserve durch den täglichen Wärmebedarf (bzw. einen Anteil dessen) begrenzt ist. Exemplarisch zeigt Abbildung 47 die maximal verfügbare Leistung am Beispiel des Netto-Null- Szenarios Variante A, welches ähnlich wie das Basiszenario durch einen signifikanten Anteil von Wärmepumpen gekennzeichnet ist<sup>23</sup>. In Übereinstimmung mit den Annahmen ist klar das saisonale Profil der Wärmelast erkennbar. Weitere Einschränkungen bestehen an besonders kalten Tagen im Winter, da die Wärmepumpen dann hochgefahren werden müssen, um die erhöhte Wärmelast abzudecken. Obwohl die Wärmepumpen jeweils nur einen kleinen Teil der verfügbaren Leistung als Sekundärreserve anbieten können, ergeben sich in Summe bereits in 2035 signifikante Mengen, welche aufgrund des angenommen starken Ausbaus von Wärmepumpen bis 2050 noch deutlich ansteigen. Ferner ist deutlich zu erkennen, dass dezentrale Wärmepumpen im Haushaltssektor bei weitem dominieren. Dies spiegelt nicht zuletzt die Tatsache wider, dass die dezentralen Anlagen im Haushaltssektor mehr als drei Viertel der Gesamtleistung aller Wärmepumpen in dem entsprechenden Szenario repräsentieren.



**Abbildung 47: Sekundärregelleistung aus Wärmepumpen im Szenario Var A (2035)**

Quelle: DNV-Analysen

Abbildung 48 zeigt die resultierenden Erlöse von Wärmepumpen aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt, und zwar sowohl für grosse Wärmepumpen als auch dezentrale Wärmepumpen im Betrieb Dienstleistungs- und Haushaltssektor. Im Jahr 2035 bewegen sich diese für alle Szenarien und Betreiber zwischen 2.000 und 4.000 CHF/MW<sub>el</sub>. Aufgrund der deutlich höheren Regelleistungspreise steigen die Erlöse in 2050 auf 8.000 bis 11.000 CHF/MW<sub>el</sub> für die Netto-Null-Szenarien in 2050. Durch die sehr ähnlichen Wärmelastprofile in den Energieperspektiven 2050+ sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Kategorien eher gering. Grosse Wärmepumpen erzielen allerdings die niedrigsten Verdienste, was vermutlich mit der Tatsache zusammenhängt, dass die Wärmeversorgung in den Fernwärmenetzen nur zu einem Teil aus Wärmepumpen erfolgt, so dass diese ein signifikant anderes Nutzungsprofil aufweisen als dezentrale Anlagen.

<sup>23</sup> In den Szenarien WWB und Variante B sind dagegen kaum grosse Wärmepumpen installiert.

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass die Bereitstellung von Regelleistung in der Tat zusätzliche Erlöse für Wärmepumpen generieren kann. Allerdings relativieren sich die in Abbildung 48 dargestellten Ergebnisse, wenn man sie in Relation zur Grösse der entsprechenden Anlagen setzt. So entsprechen dieses für ein Einfamilienhaus mit einer Wärmepumpe von z.B. 10 kW einem jährlichen Zusatzerlös von ca. 20 CHF in 2025 oder bis zu 100 CHF in 2050, was zumindest in 2035 nur einem Bruchteil der geschätzten Investitionskosten von ca. 1.000 – 2.000 CHF entspricht.

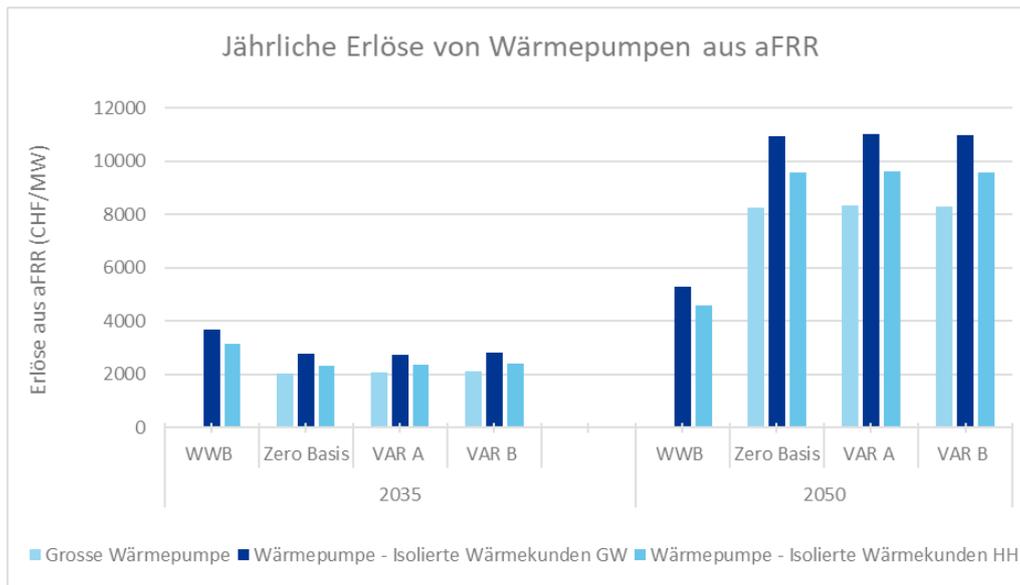


Abbildung 48: Erlöse von Wärmepumpen aus Regelleistungserbringung, 2035 & 2050

Quelle: DNV-Analysen

### 3.4 Überlegungen zum optimalen Speicherzubau

Die in den vorhergehenden Abschnitten dargelegten Beobachtungen und Analysen führen zu der Schlussfolgerung, dass Energiespeicher im Strom- und Wärmesektor in der Schweiz nur einen begrenzten Einfluss auf die Betriebsweise des Stromsystems haben und der zusätzliche Nutzen der Sektorkopplung begrenzt zu bleiben scheint. Diese Beobachtung erscheint mit Blick auf die spezifische Situation und Struktur der Schweizer Energiewirtschaft plausibel:

- Aufgrund umfangreicher Austauschkapazitäten sind die Schweizer Grosshandelspreise traditionell eng mit den Preisen im benachbarten Ausland korreliert, selbst wenn zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedliche Nachbarländer massgeblich sein können. Aufgrund der geringen Grösse der Schweiz ist es daher nicht überraschend, dass die Preise in der Schweiz in den meisten Fällen durch die wesentlich grösseren benachbarten Strommärkte gesetzt werden, insbesondere Deutschland. Selbst im Falle umfangreicher Investitionen in lokale Stromspeicher bleibt der Einfluss auf die grundlegende Preisstruktur damit begrenzt.
- Hinzu kommt der bereits hohe Anteil flexibler Wasserkraftwerke, einschliesslich der vorhandenen Umwälzwerke. Dies reduziert tendenziell den Grenznutzen eigenständiger Speicherkapazitäten und erhöht das Risiko einer zunehmenden „Kannibalisierung“ verschiedener Speichertechnologien. Dieser Effekt zeigt sich u.a. an der rasch abnehmenden Wirtschaftlichkeit zusätzlicher eigenständiger Batteriespeicher („Grossbatterien“).
- Umgekehrt zeigen die Analysen ein erhebliches Potenzial für kundeneigene Batteriespeicher, allerdings fast ausschliesslich in Verbindung mit PV-Anlagen zur Eigenerzeugung. Der spezifische Wert und die

Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Batteriespeicher wird hierbei in erster Linie durch die Auslegung der PV-Anlagen relativ zu Verbrauch und Lastprofil bestimmt. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Entwicklung dezentraler Batteriespeicher in einem hohen Masse mit dem Wachstum dezentraler PV-Anlagen zur Eigenerzeugung korrelieren wird.

- Aus Sicht der Endverbraucher ist allerdings die Struktur der Endkumentarife, Netzentgelte sowie allenfalls auch anderer Entgelte von erheblicher Bedeutung. Bei einer Fortführung der aktuellen Tarifstrukturen führt dies dazu, dass sich Investitionen in Speicher beinahe ausschliesslich aufgrund des hohen Anteils arbeitsabhängiger Entgelte lohnen, selbst wenn diesen keine vermiedenen Kosten auf Systemseite gegenüberstehen. Dies führt einerseits zu möglichen wirtschaftlichen Fehlanreizen, setzt dezentrale Batteriespeicher aber auch einem erhöhten regulatorischen Risiko in Form möglicher Anpassungen der Tarifstrukturen aus.
- Vor dem Hintergrund der Sektorkopplung erscheinen Investitionen in Wärmespeicher auf längere Sicht überwiegend in Nah- und Wärmenetzen sinnvoll, und dort vorwiegend in Form von Kurzfristspeichern, also insbesondere Wasserspeichern. Ein wirtschaftliches Potenzial für saisonale Wärmespeicherung erscheint dagegen erst langfristig wahrscheinlich, wobei in diesem Falle der starke Einfluss unterschiedlicher lokaler Gegebenheiten zu berücksichtigen ist, der im Rahmen dieser Studie nicht detailliert abgebildet werden konnte.
- Grundsätzlich ist zudem zu erwarten, dass Investitionen in Wärmespeicher vor dem Hintergrund des geringen Anteils flexibler WKK-Anlagen in den Energieperspektiven 2050+ nur zu einem geringen Teil durch die Kopplung mit dem Stromsektor getrieben werden. Und auch umgekehrt bleibt der Einfluss von Wärmespeichern auf die Flexibilität im Stromsystem sehr begrenzt.

## 4 Digitalisierung und Koordination

Das vorhandene zentrale Energieversorgungssystem unterliegt aufgrund der fortschreitenden Dezentralisierung mit dem Ausbau von Erneuerbaren Energien, Speichern und aktiven Verbrauchern einem (stetigen) Wandel, der neue Herausforderungen mit sich bringt. Auf der einen Seite führt der Ausbau dezentraler Erneuerbarer Energien zu einer zunehmend volatileren Erzeugung und mittelfristig zu einer Verschiebung der Einspeisung vom Hochspannungsnetz auf die Mittel- und Niederspannungsebene. Auf der anderen Seite entwickelt sich der klassische Verbraucher durch neue flexible Verbrauchspunkte wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Stromspeicher zum aktiven Netznutzer (Prosumer), der preisgetrieben agieren und möglicherweise neue Netzengpässe verursachen kann. Die Elektrifizierung des Verkehrs (E-Mobilität) und des Wärmesektors (Wärmepumpen, Power-to-Heat Anlagen) macht es somit schwieriger, das Stromsystem zu stabilisieren, auszugleichen und zu steuern.

Die Implementierung digitaler Technologien in Form von Mess-, Kommunikations- und Steuerungssystemen sowie insbesondere von Dateninfrastrukturen und Plattformen kann diesen Entwicklungen begegnen und Flexibilität für die Stabilität des Stromsystems zur Verfügung stellen. In diesem Abschnitt wird diskutiert, ob und unter welchen Voraussetzungen die Digitalisierung zur effizienten Planung und Betrieb von Speichern (sowie allgemein zur sektorübergreifenden Koordination) beitragen kann. Die Vorzüge einer zunehmenden Digitalisierung im Betrieb erscheinen zunächst offensichtlich, da diese eine systemweite Optimierung erlauben. Es ist jedoch zu klären, welche Voraussetzungen hinsichtlich der digitalen Einbindung von Speichern in die Schweizer Energieversorgung zu schaffen und welche Rahmenbedingungen hierfür notwendig sind.

### 4.1 Ausgangssituation Schweiz

#### 4.1.1 Marktakteure und deren Ziele

Beim Einsatz von Speichern in den verschiedenen Sparten werden neben den etablierten Akteuren wie Netzbetreiber und Erzeuger auch weitere, neue Marktakteure ihre jeweiligen Ziele verfolgen. Dazu zählen unter anderem Endkunden und sog. «Prosumer», unabhängige Speicherbetreiber, Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke und Direktvermarkter. Die Ziele umfassen dabei sowohl netz- und systemdienliche Anwendungen als auch marktbezogene Aktivitäten, welche verschiedene Umsetzungsvoraussetzungen haben.

Eine zunehmende Digitalisierung kann diese Ziele insbesondere durch die folgenden Aspekte unterstützen:

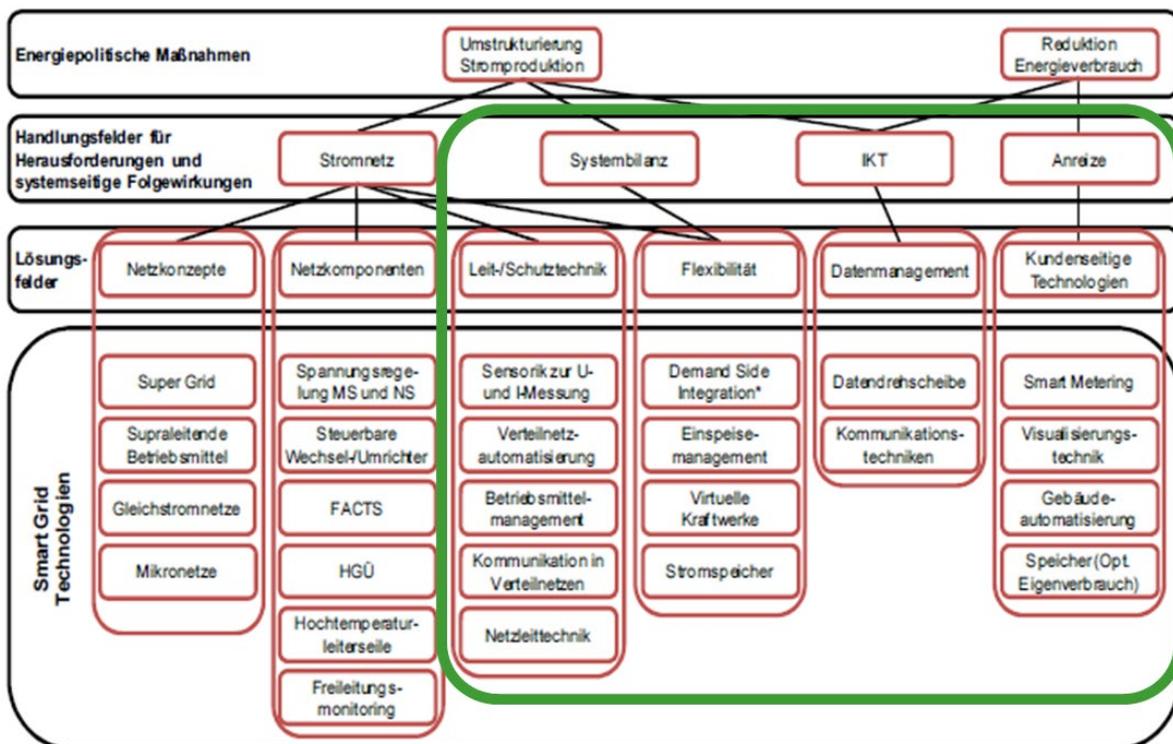
- die Umsetzung von standardisierten Prozessen bei der Zusammenarbeit und Kommunikation,
- die Möglichkeiten einer sektorübergreifenden Kommunikation,
- die Erfassung von und der Zugang zu relevanten Informationen und Daten.

#### 4.1.2 Digitalisierung und die Smart Grid Roadmap Schweiz

Dargebotsabhängige Erzeugung, Elektromobilität, Speicher und die Elektrifizierung des Wärmesektors stehen in engen Wechselwirkungen über das elektrische Netz und den Strommarkt. Dies bringt neue Herausforderungen für die ehemals passiven Netze und bedingt ihre Weiterentwicklung in Richtung intelligenter Netze, die diese dezentralen Einheiten effizient integrieren. Entsprechend der Grundlagen der Schweizer Smart Grid Strategie aus dem Jahr 2015 (BFE AG

Technologie, 2015) werden zukünftig verschiedene Smart-Grid-Technologien zum Einsatz gelangen, um auch in Zukunft einen stabilen und effizienten Betrieb der Netze zu gewährleisten. Das Zusammenspiel dieser Technologien ist durch Digitalisierung, Datenaustausch und Nutzung und einer darauf basierenden Koordination zwischen Netz und Markt geprägt. Dieses Zusammenspiel der Technologien, welches durch Digitalisierung ermöglicht wird, ist für den Einsatz von Speichern relevant (vgl. Abbildung 49).

Ein zukünftig nachhaltiges und dezentrales Energieversorgungssystem führt zu neuen Anforderungen an alle beteiligten Marktakteure. Die Netzbetreiber müssen viele neue Daten erheben bzw. auswerten und neue Schnittstellen in ihren Systemen integrieren, um Netzplanung und -betrieb deutlich zu verbessern. Daneben müssen sie intensiver mit den vorgelagerten Netzebenen (z.B. ÜNBs) zusammenarbeiten, um Engpässe zu verhindern und die notwendige Flexibilität in ihren Netzen zur Verfügung zu stellen. Umgekehrt müssen andere Marktakteure wie Erzeuger, Verbraucher sowie Dienstleister in der Lage sein, Flexibilitäten für verschiedenen netz- und marktbasierende Anwendungsfälle anzubieten bzw. zu nutzen. Dabei ist jedoch stets eine Koordination zwischen der Vielzahl der Marktakteure und den Netzbetreibern auf unterschiedlichen Netzebenen sicherzustellen, um die Netzsicherheit und damit die Versorgungssicherheit systemweit wie auch regional zu gewährleisten.



**Abbildung 49: Handlungs- und Lösungsfelder der Smart-Grid-Strategie mit zugeordneten Technologien**

Quelle: (BFE AG Technologie, 2015)

Um den notwendigen Netzausbau zu minimieren, das bestehende Netz effizient zu betreiben und Flexibilitätpotentiale mithilfe von Speichern, Elektromobilität und dem Wärmesektor zur Verfügung zu stellen, spielen die folgenden Lösungsfelder im Rahmen der Digitalisierung und Koordination eine große Rolle:

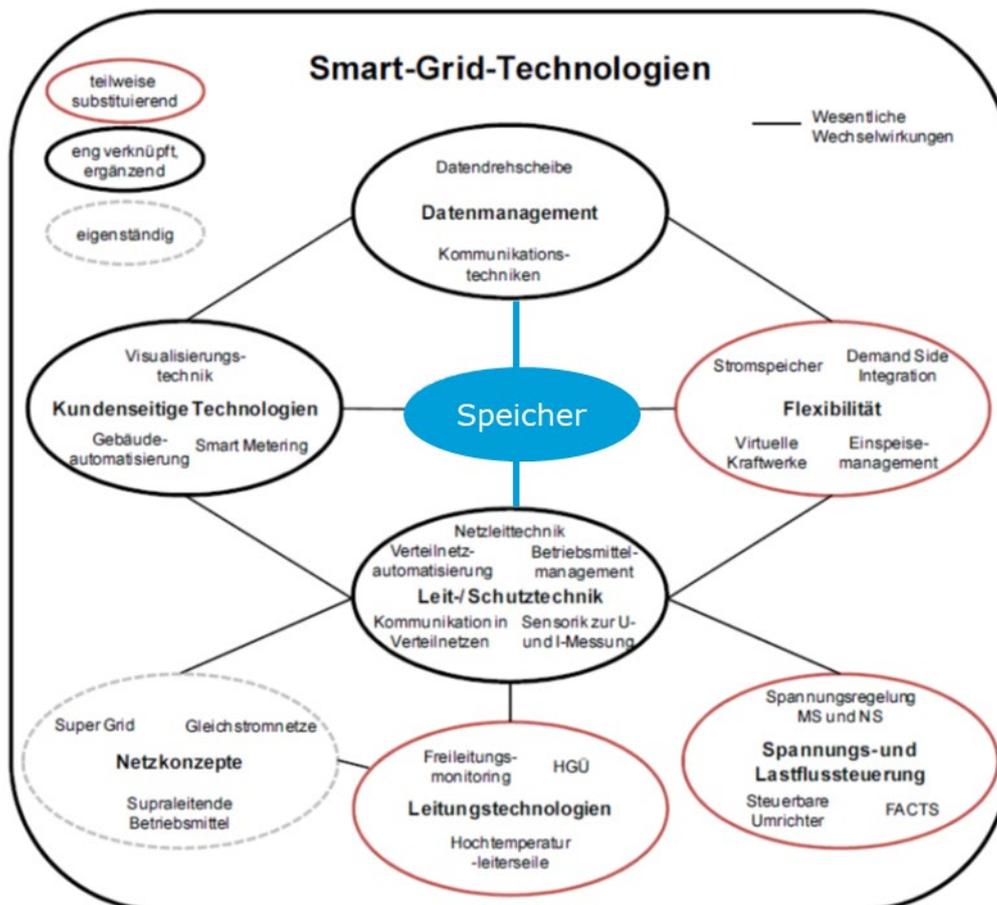
- Leit-/Schutztechnik
- Flexibilität

- Datenmanagement
- Kundeneigene Technologien

In der Smart-Grid-Roadmap werden auch die Wechselwirkungen der verschiedenen Technologien dargestellt (vgl. Abbildung 50). Darin wird die Rolle des Speichers für die Optimierung des Eigenverbrauchs bei kundeneigenen Technologien ausgiebig und insbesondere in Bezug auf ein effizientes Datenmanagement bzw. Datenaustausch beschrieben: „... hier nimmt die Optimierung des Eigenverbrauchs durch Speicher eine Sonderrolle ein. Damit sie für weitere Zwecke, wie z. B. der Bereitstellung von Flexibilität nutzbar werden, sind Verknüpfungen mit Technologien der Kategorien Leittechnik und/oder Datenmanagement, z. B. zur Übertragung von benötigten Zustandsinformationen, Steuersignalen und/oder Preissignalen, notwendig.“

An vergleichbarer Stelle sind zukünftig andere Speichertechnologien (u.a. Wärme, Elektrofahrzeuge) einzuordnen, um diese adäquat in das gesamte Energiesystem integrieren zu können.

Die verschiedenen Smart-Grid-Technologien, insbesondere der Lösungsfelder Leit-/Schutztechnik und Datenmanagement, werden im folgenden Abschnitt als Elemente der Digitalisierung näher erläutert.



**Abbildung 50: Wechselwirkungen der Smart-Grid-Technologien**

Quelle: (BFE AG Technologie, 2015)

## 4.2 Elemente der Digitalisierung

Im Allgemeinen wird die Digitalisierung durch Technologien wie das «Internet der Dinge», also die Aufnahme und Übertragung digitaler Daten aus Sensoren, ein effektives Datenmanagement und darauf aufbauend durch Data Science und künstliche Intelligenz getrieben. Diese finden nicht nur in vielen anderen Sektoren Anwendung, sondern zunehmend auch in der Energiewirtschaft. Darüber hinaus gibt es Technologien, welche spezifisch zu Smart Grids gezählt werden können und entsprechend zur Anwendung in der Energiewirtschaft gelangen, wie z. B. Technologien zur Messung, Übertragung und Verarbeitung von Messdaten zu Produktion, Verbrauch und Netz. Analysen dieser Daten und deren Bereitstellung an bestimmte Akteure unterstützt die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten bei Konsumenten, Speicher oder Elektroladeeinrichtungen.

Vor der Auswahl der richtigen Technologien, welche die Digitalisierung bietet, sind definierte Massnahmen zur Unterstützung eines stabilen Systembetriebes (vgl. Abbildung 15 in Kapitel 2) sowie eine detaillierte Beschreibung der notwendigen Anforderungen zur Unterstützung des liberalisierten Energiemarkts notwendig. Hierbei muss zwischen Anforderungen verschiedener Akteure differenziert werden, wie z.B. Netzbetreiber, Produzenten, Lieferanten, Konsumenten oder aber auch die gesamtwirtschaftliche Sicht des Gesetzgebers. Die Erfüllung der Anforderungen eines zukunftssicheren Energieversorgungssystems erfordert eine ausgewogene Balance zwischen marktwirtschaftlichen Geschäftsmodellen (Anbietersicht), Akzeptanz und Nutzen für die Kunden (Verbrauchersicht) und der Gewährleistung eines leistungsfähigen, effizienten und sicheren Netzes.

Zur Einhaltung dieses Gleichgewichts sind standardisierte Prozesse und ein effizienter Daten- und Informationsaustausch essentiell. Die Zusammenarbeit bzw. Koordination von Speicherbetreibern, Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber muss gewährleistet und automatisiert werden, z.B. für die zeitnahe Kommunikation zur Fahrplanerstellung, Berechnung der Netzsicherheit, Eingriffe wie Redispatch für Speicher oder anderes.

Aufbauend auf den Grundlagen können die zur Verfügung stehenden Mittel („Womit?“, vgl. Abbildung 51) für die Bereiche Daten, Steuerung und Kommunikation als Elemente der Digitalisierung festgelegt werden. Diese werden im Folgenden näher erläutert.

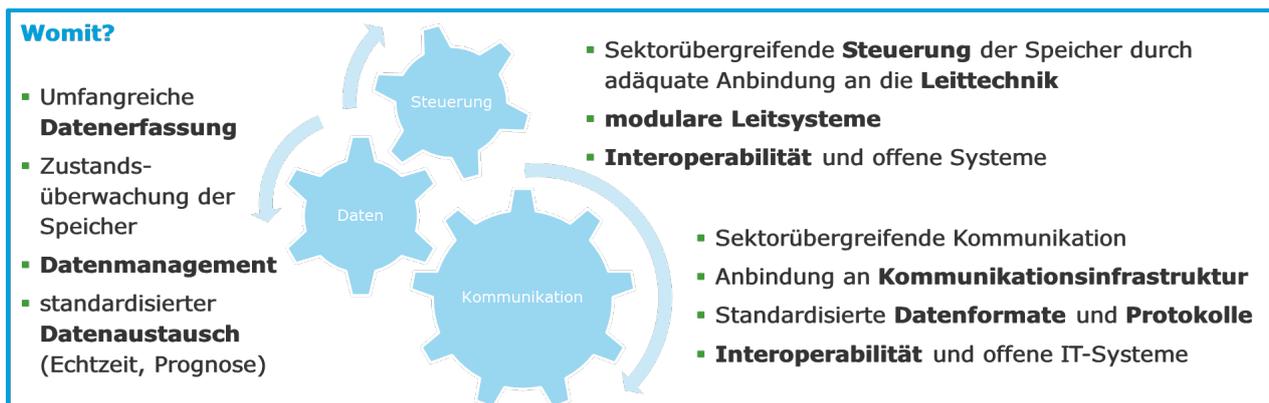


Abbildung 51: Elemente der Digitalisierung

### 4.2.1 Datenerfassung, -austausch & -management

Mit den zunehmenden technischen Möglichkeiten der **Datenerfassung** und des **Monitorings** der relevanten Anlagen wird eine **Datenbasis** mit erhöhter Granularität geschaffen. Diese Datenbasis gilt es effektiv zu bewirtschaften. Zudem

müssen unternehmensweit einheitlich Datenformate, Metadaten, und Zugangs- sowie Nutzungsberechtigungen definiert werden.

Eine Voraussetzung dafür ist ein **umfangreiches Datenmanagement und Stewardship**, um die Daten der Produzenten und Konsumenten sinnvoll zu sammeln und zunächst unternehmensintern zugänglich und nutzbar zu machen. Neben den entsprechenden IT-Systemen, die z.B. Data Lakes realisieren, sind organisatorische Massnahmen wichtig. Sodann geht es darum die Daten zu bewerten, also zu analysieren. Hier kommen tendenziell statistische Methoden, Data Science und künstliche Intelligenz zur Anwendung. Sodann gilt es bestimmte Daten Dritten zur Verfügung stellen zu können. In diesem Zusammenhang spielen Kommunikationsinfrastrukturen, Steuerungssysteme, modulare Leitsysteme und Application Programming Interfaces (APIs) eine grosse Rolle. Bei der Bereitstellung an Dritte ist zu unterscheiden, ob eine Bereitstellung als Open Data erfolgt, um den Markt generell über Transparenz zu unterstützen, oder ob ein Marktakteur personalisierte Daten zu einem bestimmten Zweck erhält.

Bei dem Datenaustausch zum Zwecke des Speichereinsatzes ist insbesondere die Vielzahl der Akteure zu berücksichtigen. Entsprechend hatte schon die Smart Grid Roadmap einen möglichen Datahub, also eine plattformbasierte Lösung mit einer einheitlichen Schnittstelle als sinnvollen Weg identifiziert. Daten zur Fahrplanprognose verteilter Speicher im Verteilnetz müssen dem Verteilnetzbetreiber selbst, dem Übertragungsnetzbetreiber, betroffenen Lieferanten (in einem vollständig geöffneten Markt) und weiteren Akteuren zeitnah zugestellt werden, um alle notwendigen Marktprozesse durchzuführen.

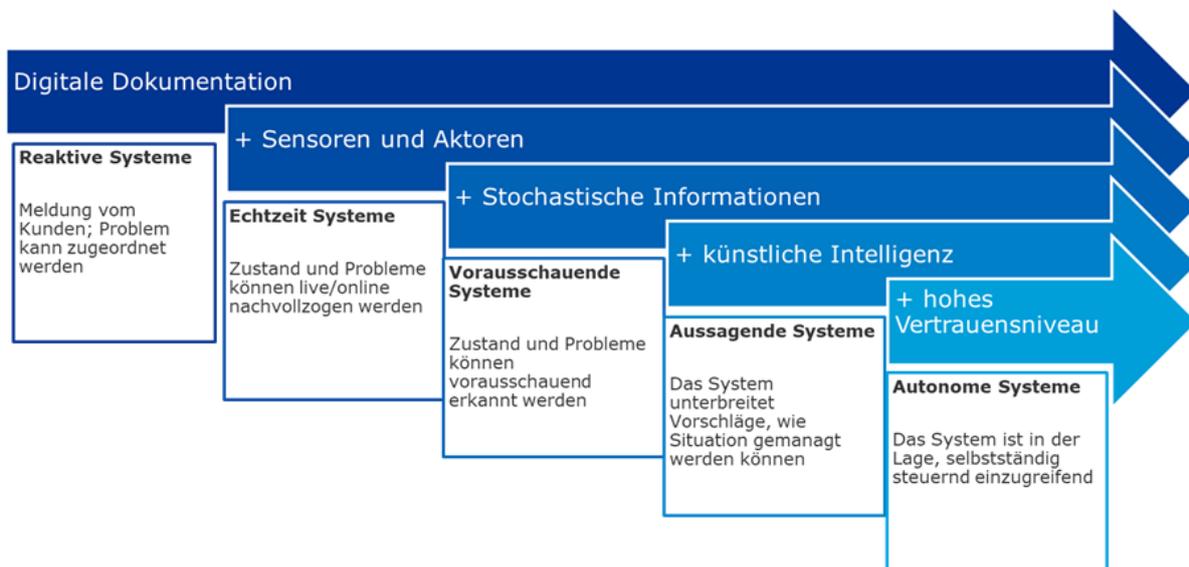


Abbildung 52: Entwicklung der Stromnetze

## 4.2.2 Kommunikationsinfrastrukturen

Eine sichere, zuverlässige und wirtschaftliche Stromversorgung ist eng verbunden mit einer schnellen, effizienten und zuverlässigen Kommunikationsinfrastruktur. Die Planung und Implementierung von Kommunikationsnetzen erfordern die gleiche Aufmerksamkeit wie die Installation der Stromversorgungssysteme selbst. Die Funktionsfähigkeit der Energieversorgung ist von einer intakten Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) abhängig.

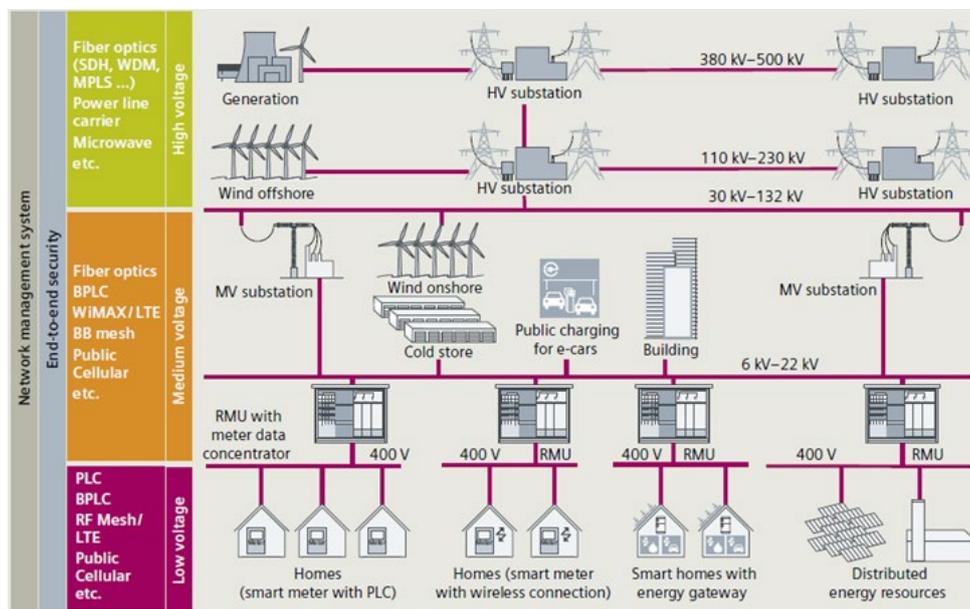
Als Folge der Deregulierung der Energiemärkte, d.h. der Trennung der vertikal integrierten Strukturen der Vergangenheit, und der starken Zunahme dezentralisierter Erzeugung wird der zuverlässige Betrieb der Stromversorgungssysteme immer

schwieriger. Diese Entwicklung geht Hand in Hand mit dem raschen Wachstum der Nachfrage für Kommunikation. Dies ist nicht nur eine Frage höherer Bandbreiten, sondern auch der Kommunikationsanforderungen z.B. für die Nutzung der Flexibilität aus Speichern, die Integration der Elektromobilität in das Stromnetz, die Steuerung der Energieverteilung sowie das Demand Side Management. Gleichzeitig müssen dezentrale Erzeuger und „Prosumer“, virtuelle Kraftwerke, Mikronetze, öffentliche Ladevorrichtungen für Elektrofahrzeuge, Privathaushalte und vermehrt auch Energiespeicher für intelligente Stromnetze (Smart Grids) in die Kommunikation der Energieversorgungsunternehmen integriert werden. Das bedeutet, dass die meist heterogenen Kommunikationsnetze der Energieversorger mit ihren Lücken in der Abdeckung und Bandbreite zu einer Smart-Grid-Kommunikation Infrastruktur migriert werden müssen. Eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur bis zur Ebene der Endverbraucher erfordert u.a. den Austausch von konventionellen Zählern gegen intelligente Zähler (Smart Meter).

Grundsätzlich kann ein Kommunikationssystem in zwei Ebenen (Hardware und Software) geteilt werden, aus denen sich folgende Betrachtungen ableiten:

### 1. Hardware:

Hardware bezieht sich auf das Kommunikationsmedium oder Kommunikationsverfahren. Hierbei können auf den verschiedenen Netzebenen unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen. Auf der Niederspannungsebene können z.B. Power Line Carrier, Digitalfunk oder öffentliche Mobilfunknetze genutzt werden. In der Mittel- und Hochspannungsebene werden üblicherweise Lichtwellenleiter, schneller Mobilfunk (z.B. LTE) oder öffentliche Mobilfunknetze verwendet. Die Auswahl einer Kommunikationslösung hängt hierbei von der Anforderung der Anwendung ab. Herstellerübergreifende Technologien bzw. Standards, Interoperabilität und bidirektionale Schnittstellen sind Voraussetzungen für zukunftsfähige Kommunikationssysteme.



**Abbildung 53: Kommunikationstechnik in verschiedenen Spannungsebenen**

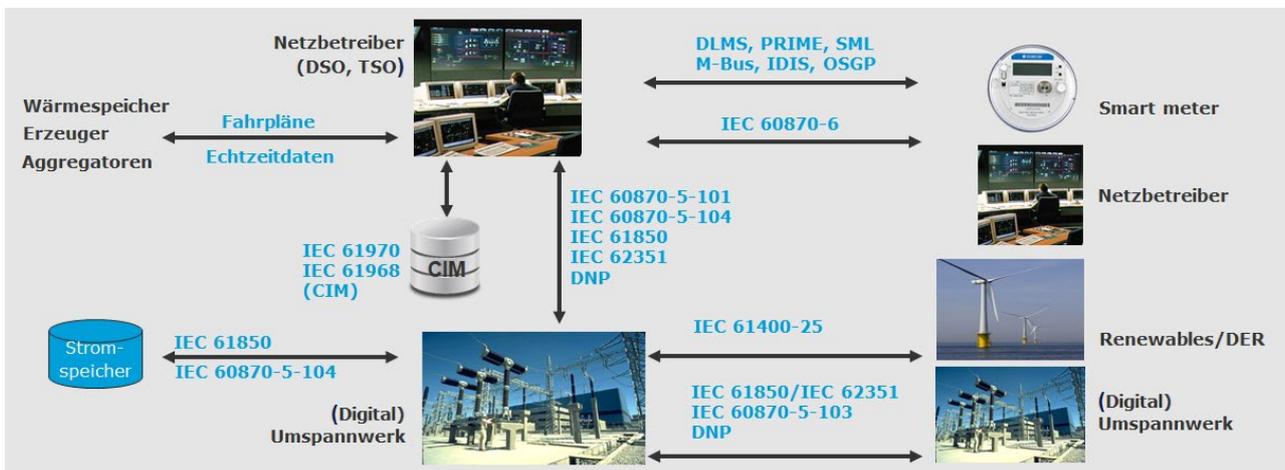
Quelle: DNV, in Anlehnung an Siemens

### 2. Software und Kommunikationsprotokolle

Ein Kommunikationsprotokoll ist grundsätzlich die Sprache, mit der die Geräte und Systeme miteinander kommunizieren. Es regelt den Aufbau von Nachrichten, legt die Datenflusskontrolle und die Vereinbarung der

verschiedenen Verbindungscharakteristiken fest. In Abbildung 54 sieht man die Kommunikationsprotokolle, die in verschiedenen Bereichen zur Anwendung kommen. Dabei sind zwei besonders die Folgenden zu erwähnen:

- IEC **61850** ist ein allgemeines Kommunikationsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik, das bei der Steuerung von Schaltanlagen und zum Datenaustausch zwischen Schaltanlagen und Netzleitsystemen verwendet wird. Dieses Protokoll ist seit einigen Jahren im Einsatz, auch im deutschsprachigen Raum bzw. der Schweiz, und wird wahrscheinlich in zehn Jahren das Standardprotokoll für Smart Grids sein, weil es standardisierte und uniforme Datensätze anbietet, die von der Signalquelle im **Umspannwerk oder Schaltanlage** bis zur Signalsenke im **Leitsystem** in eine standardisierte Form übertragen werden und dann in der Leitwarte angewendet werden können.
- **CIM** steht für Common Information Modell und ist ein Informationsmodell der IEC Familie (IEC 61970 und IEC 61968) für Elektrizität und stellt eine abstrakte Darstellung von Objekten der realen Welt bereit. CIM gilt für den Datenaustausch von Stromnetzdaten zwischen Organisationen und wird innerhalb von **ENTSO-E** als Standard-Datenaustauschformat für **Netzmodellidaten** zwischen ENTSO-E und ihren Mitgliedern verwendet.



**Abbildung 54: Kommunikationsprotokolle im Stromnetz**

Energieversorger setzen häufig ein Portfolio unterschiedlicher Kommunikationstechnologien ein, um ihre Visionen von intelligenten Netzen zu verwirklichen. Das Endergebnis ist ein zunehmend komplexes System von Kommunikationsnetzen, zu dessen wichtigsten Merkmale die folgenden Parameter gehören:

- Reichweite: die Reichweite zeigt den maximalen Abstand zwischen Sende- und Empfangseinrichtung an.
- Systemdatenrate: die Systemdatenrate gibt an, wie viele Informationen in einer bestimmten Zeit übertragen werden.
- Übertragungsverzögerung: die Übertragungsverzögerung bezieht sich auf die Echtzeitfähigkeit des Kommunikationssystems.
- Ausfallsicherheit: die Forderung nach einer ununterbrochenen Verfügbarkeit ist essentiell für die Überwachung und Steuerung von Betriebsmitteln und Anlagen.
- Differenzierte Priorisierung der Datendienste: mit der Vernetzung der verteilten Verbraucher und Erzeuger im Netz soll die TK-Infrastruktur verschiedene Anwendungsfälle und Dienste mit unterschiedlicher Priorität unterscheiden zu können.

- Sicherheit: Stromnetze sind kritische Infrastrukturen. Zum Schutz gegen Bedrohungen wie Cyberattacken müssen die Kommunikationsnetze und Datenverarbeitungssysteme gewisse Sicherheitsstandards erfüllen.

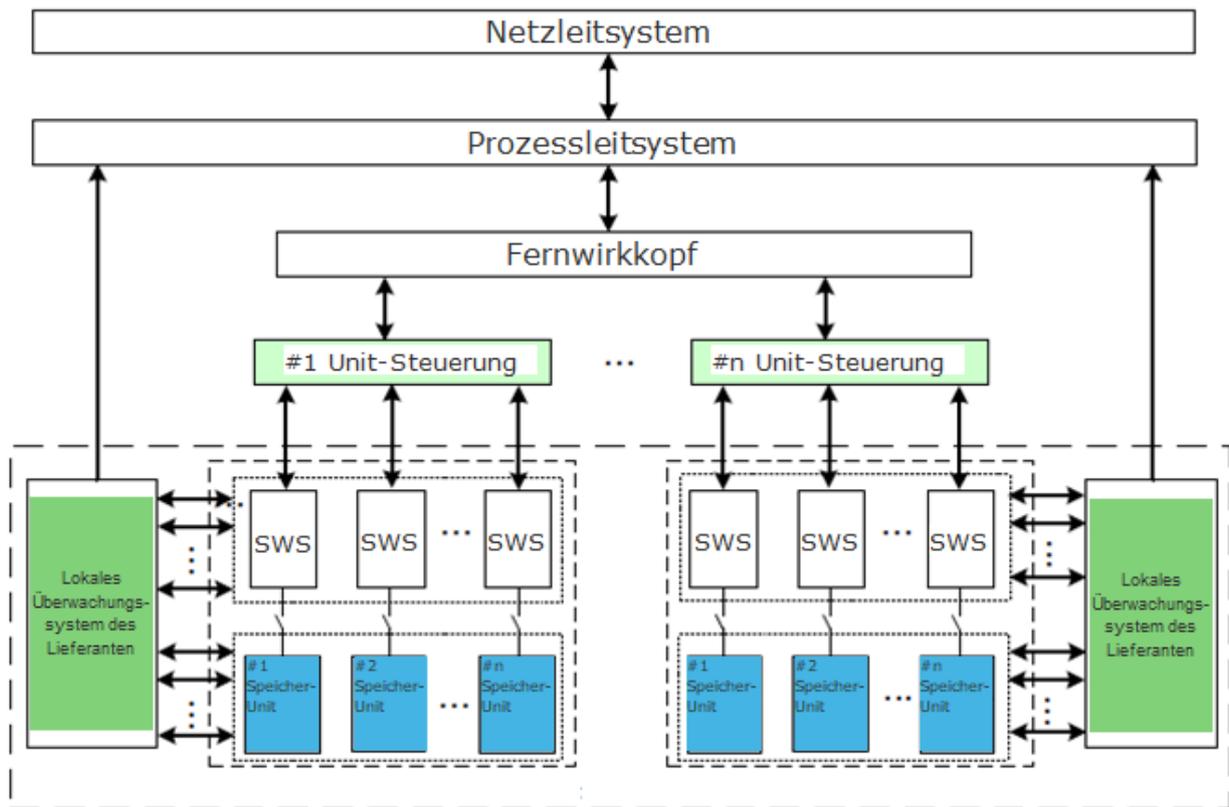
Je nach Anwendung können diese Merkmale verschiedene Prioritäten und Gewichtungen haben.

Insgesamt steht zu erwarten, dass IEC 61850 für Netzleitsysteme und IEC 61970 (Common Information Model) sich zukünftig als Standardprotokolle für den Austausch von Stromnetzdaten etablieren werden. Das IEC 61850 Protokoll ist herstellerunabhängig und ermöglicht die logische Darstellung der physikalischen Geräte im standardisierten Format von der Signalquelle bis hin zum Bedien- und Beobachtungssystem. Das standardisierte CIM-Datenmodell bildet die Basis für die Definition von wichtigen Standardschnittstellen für eine offene Anwendungsschnittstelle für Energiemanagementsysteme und IT-Systeme.

### 4.2.3 Steuerung & modulare Leitsystemarchitektur

#### **Anlagensteuerung:**

Ein anderer Baustein der Digitalisierung ist das Steuerungssystem. Abbildung 55 zeigt exemplarisch eine Darstellung der Steuerung für eine Stromspeicheranlage sowie das Zusammenspiel zwischen dem übergeordneten Netzleitsystem und der Anlagensteuerung. An der Spitze steht das Netzleitsystem in der Leitstelle der Netzbetreiber, bei dem es sich auch um die Software eines virtuellen Kraftwerks oder eines sog. „Microgrids“ handeln kann. Das unterlagerte Prozessleitsystem dient der Anlagensteuerung, d.h. in diesem Falle der Stromspeicheranlage. Darin werden alle Daten von den Speichern, Transformatoren oder auch von anderen Betriebsmitteln (wie z.B. Leistungsschalter) für die Gesamtsystemsteuerung überwacht und gespeichert. Wenn das Netzleitsystem beispielsweise ein Sollwert zur Anlage sendet, wird dieser zuerst vom Prozessleitsystem empfangen. Das Prozessleitsystem überprüft diesen Sollwert und leitet ihn an den Fernwirkkopf weiter. Der Fernwirkkopf überwacht den Zustand der Speichereinheiten. Der Fernwirkkopf kann die notwendige Leistung über die Unit-Steuerung auf die einzelnen Einheiten verteilen und entscheiden, wie viele und welche Einheiten eingesetzt werden sollen. Dementsprechend leitet der Fernwirkkopf den Befehl an die Steuerung der einzelnen Einheiten weiter. Jede Unit-Steuerung ist für einige Einheiten verantwortlich und steuert die Stromwandlersysteme (SWS) in der jeweiligen Einheit.



**Abbildung 55: Beispieldarstellung der Steuerung einer Stromspeicheranlage**

Neben diesen netzbetreiberspezifischen Anwendungen gibt es auch Endverbraucheranwendungen, wobei die Steuerung und Anbindung über Smart-Meter-Gateways durchgeführt werden. In diesem Falle ist es aus Sicht des Netzbetreibers zusätzlich erforderlich, die aktuellen Messwerte (Leistung, Strom, Spannung, Leistungsgradient, Soll-Wert etc.) am Netzanschlusspunkt zu erfassen.

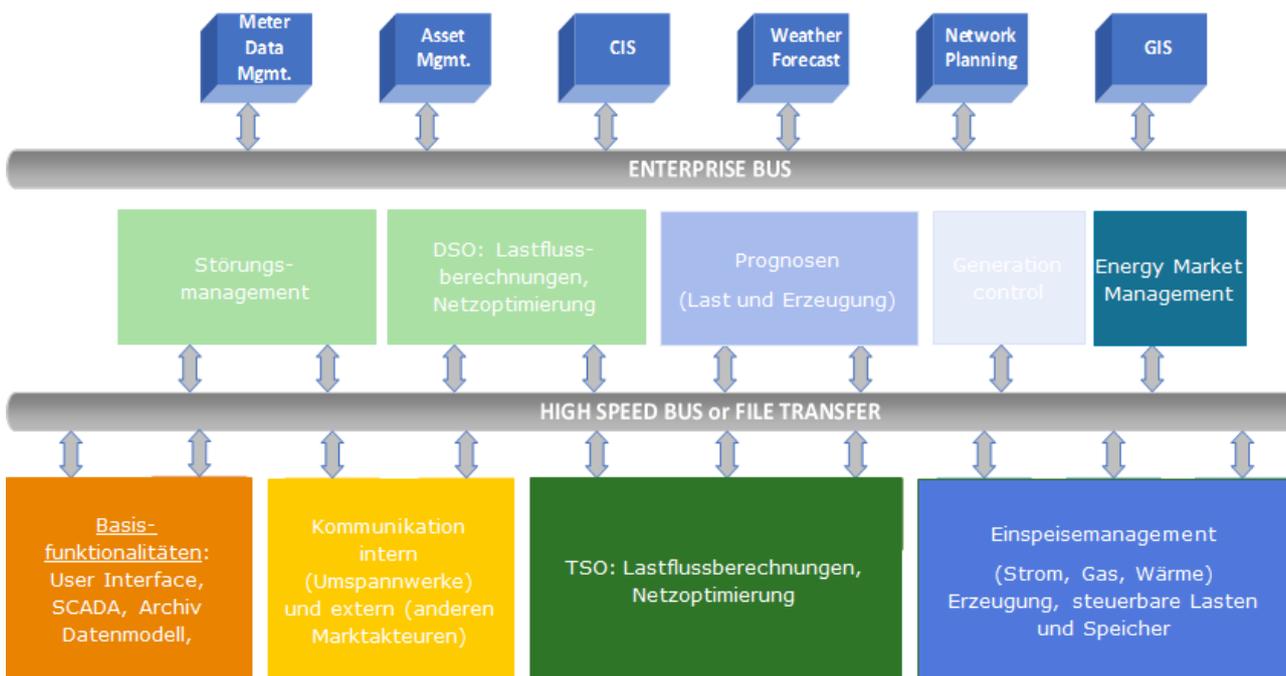
Für die Überwachung und Steuerung der Speicher sowie die Anbindung an das jeweilige Leitsystem stehen grundsätzlich verschiedene digitale Mess- und Steuerungstechniken zur Verfügung. Der genaue Steuerungsaufbau hängt von dem jeweiligen Hersteller ab. Die jeweiligen Interessensgruppen können auf unterschiedlichen Ebenen (je nach Zugriffsrechten) bei Bedarf steuernd auf den Speicher zugreifen. Darüber können mit der Korrelation der Daten neue Flexibilitätspotenziale und Anwendungen für Smart Grid, Smart Mobility und Smart Home errichtet werden.

**Modulare Leitsystemarchitektur**

Abbildung 56 zeigt das Prinzip eines modularen Leitsystems mit verschiedenen Systemkomponenten oder Modulen bei einem Netzbetreiber. Je nach Zweck oder Funktionalität ist ein Modul einbezogen bzw. verwendet. Das Basismodul auf der linken Seite umfasst die notwendigen Steuerungsfunktionen (SCADA-Funktionalitäten) für die Steuerung und Überwachung von z.B. Schaltanlagen, Umspannwerken oder Erzeugungseinheiten. Daneben steht das Kommunikationsmodul, über welches die Kommunikation mit verschiedenen Anlagen parametrisiert und gesteuert wird. Im TSO-Modul sind höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen wie Lastflussberechnung und Netzoptimierung für Übertragungsnetzbetreiber enthalten. Darüber hinaus gibt es ein Einspeisemanagement-Modul, ein Störungsmanagement und ein Prognose-Modul, wo man die Erzeugungs- und Lastprognose mit Hilfe von Wetterdaten und historischen Daten erstellen kann. Die Struktur kann auch noch Module wie Generation Control und Energy Market Management beinhalten. Alle Module kommunizieren miteinander über ein High Speed Bus oder über File Transfer.

Für den Aufbau des Leitsystems ist es wichtig festzulegen, dass die zukünftigen Leitsysteme einen modularen Aufbau haben. Traditionell wurde das Leitsystem mit allen Modulen von einem Hersteller geliefert. Mit den heutigen Anforderungen der Stromnetze können die Leitsystem-Lieferanten alle Anforderungen der Netzbetreiber nicht vollständig erfüllen, da diese Systeme in der Regel nicht miteinander kompatibel, nicht ausreichend flexibel und nicht parametrierbar und zudem teilweise sehr preisintensiv sind.

Seit einigen Jahren gibt es im Markt die Tendenz, dass die Leitsysteme modular aufgebaut sind und nicht alle Module von dem gleichen Hersteller geliefert werden.



**Abbildung 56: Modulares Leitsystem**

Die bekannten grossen Software- und IT Unternehmen wie Amazon, Oracle, IBM und Google bieten seit einigen Jahren ebenfalls entsprechende Lösungen an. Amazon bietet z.B. ein Distributed Energy Resources Management Modul an, Oracle vermarktet ein Störungsmanagement Modul und IBM hat ein Asset Management Modul für Netzbetreiber im Angebot. Diese Unternehmen bringen ihre Erfahrungen im IT-Bereich in die OT-Welt ein. Dies macht die Tendenz im Markt sichtbar, dass Leitsysteme zukünftig modular, flexibel und parametrierbar aufgebaut werden, um die Nutzung und den Austausch der Daten zwischen verschiedenen Systemen zu vereinfachen und ferner hochwertigere Informationen (als bisher) mit intelligenten Algorithmen zu generieren.

Modulare Leitsysteme vereinfachen die Nutzung der Daten und führen zu genaueren Informationen. Die zukünftig stärker modular aufgebauten Leitsysteme ermöglichen die sektorübergreifende Integration von Speichern u.a. durch verstärktes Einspeisemanagement und der Kommunikationsmodule.

### 4.3 Zusammenfassung

Die Teilmarktöffnung des Schweizer Strommarktes seit 2009 hat zu einer zunehmenden Anzahl von Akteuren und zunehmender Kommunikation zwischen verschiedenen Parteien geführt. Im Zuge des in der Energiestrategie 2050

avisierten Umbaus des Energieversorgungssystems wird diese Entwicklung verstärkt durch den zunehmenden Anteil potenziell flexibler Anlagen und Akteure, wie z.B. dezentraler Erzeugung und «Prosumer», Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen sowie Batteriespeicher im Stromsektor. Hinzu kommen mögliche Interaktionen zum sektorübergreifenden Einsatz z.B. von Wärmespeichern. Die bestehenden Marktrollen im Strommarkt werden somit ergänzt durch neue Akteure, wie z.B. Prosumer, unabhängige Speicherbetreiber, Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke oder Direktvermarkter. Diese Marktteilnehmer müssen für einen sicheren Netz- und Systembetrieb miteinander koordiniert werden. Ihre Aktivitäten im Netz, also ihre Ein- und Ausspeisung, haben wechselseitig und insbesondere auf das Netz Auswirkungen. Entsprechend müssen sie koordiniert bzw. orchestriert werden, einschliesslich der Nutzung von Speichern.

Es liegt auf der Hand, dass die Digitalisierung die Koordination, den Datenaustausch und die Kommunikation zwischen den betroffenen Parteien und/oder Anlagen sowie eine auch sektorübergreifende Optimierung unterstützen kann. Im Zuge der Digitalisierung erscheint es plausibel davon auszugehen, dass entsprechende Technologien und Mechanismen zumindest mittelfristig auf freiwilliger Basis verfügbar sein werden und auch für die Optimierung sehr kleinteiliger Anlagen genutzt werden können. Wichtig für die Anwendung der digitalen Lösungen sind aber auch Prozesse und eindeutige Anforderungen an die notwendige Koordination. Wie die Entwicklung in anderen Ländern und der Markteintritt von sog. Aggregatoren und virtuellen Kraftwerken zeigen, sind in diesem Zuge auch eigenständige marktgetriebene Entwicklungen zu erwarten, sofern der entsprechende regulatorische Rahmen für eine Vermarktung der entsprechenden Flexibilitäten gegeben ist.

Vor dem Hintergrund der essentiellen Rolle der Energienetze sowie insbesondere des Stromsektors und mit Blick darauf, dass die Nutzung von Flexibilitäten an der Schnittstelle zwischen freiem Markt und regulierten Bereich (Netz) stattfindet, erscheint es dennoch wichtig, die Koordination zwischen den Netzbetreibern und Marktakteuren sicher zu stellen und einen sicheren und geordneten Zugang zu den notwendigen Informationen sowie Eingriffsmöglichkeiten zu organisieren.

Neben der Entwicklung bzw. Einführung geeigneter Hardware und Software für Datenmanagement, Kommunikation und Steuerung erfordert dies in erster Linie einheitliche und klar definierte Daten- und Kommunikationsstandards und Protokolle, um eine effektive und sichere Kommunikation zwischen allen Beteiligten zu gewährleisten. Entsprechende Vorgaben im Bereich der sogenannten Dateninteroperabilität und bei der Organisation von Datenräumen werden auf europäischer Ebene, z.B. im Rahmen von ENTSO-E, und anderen internationalen, europäischen oder nationalen Branchenverbänden entwickelt. Wie Beispiele aus z.B. Frankreich, Norwegen oder Estland in einer Studie im Auftrag des BFE (AWK, 2021) zeugen, kann ein nationaler Datahub den Datenaustausch und die Koordination zwischen den vielen Akteuren eines Flexibilitätsmarktes effizient organisieren, notwendige Daten in aggregierter Form öffentlich zugänglich machen (Open Data), und somit die Marktdynamik erhöhen. Wichtig hierfür sind jedoch Prozesse, die durch die Energiewirtschaft derart festgelegt werden, so dass klar ist, welcher Akteur zu welchem Zeitpunkt welche Daten erhalten muss.

Für das BFE bedeutet dies, dass der regulatorische Rahmen Vorgaben zur aktiven Nutzung, Pflege und Fortentwicklung eines standardisierten Datenaustausches hinsichtlich der Koordination der Akteure geben und mit Blick auf die rasche Fortentwicklung in diesem Bereich jedoch ausreichend Flexibilität für zukünftige Anpassungen lassen sollte. Eine sinnvolle Möglichkeit könnte ein nationaler Datahub sein, der zumindest für Speicher und Flexibilität eine nationale, einheitliche und vollständige Stammdatenbasis schaffen könnte. Auf dieser Grundlage könnten anschliessend innovative Produkte entwickelt und der digitale Datenaustausch sowie die Koordination zwischen sämtlichen Akteuren im Rahmen der notwendigen Marktprozesse organisiert werden. Durch eine Publikation von belastbaren aber aggregierten Informationen zum Markt werden Analysen für neue Flexibilitätsprodukte ermöglicht. Eine Herausforderung ergibt sich potenziell daraus, dass die verschiedenen Sektoren (Strom, Gas, Wärme) in vielen Fällen ursprünglich unterschiedliche Konzepte angewendet haben. Doch auch hier ist eine zunehmende Harmonisierung zu beobachten bzw. sollten die entsprechenden Entwicklungen insbesondere in den europäischen Strom- und Gasmärkten genutzt werden. Auch hier könnte ein nationaler Datahub, in dem auch der Gassektor integriert werden kann, einen sinnvollen Lösungsansatz darstellen.

## 5 Regulierungsanalyse

In diesem Kapitel wird eine Analyse des für Energiespeicher relevanten Regulierungsrahmens in der Schweiz durchgeführt mit dem Ziel, bestehende regulatorische Hemmnisse für den Speichereinsatz zu identifizieren, mit dem Schwerpunkt auf netz- oder systemdienliche Zwecke, sowie mögliche Lösungsansätze für den Ausbau von Speichertechnologien herauszuarbeiten. Neben den gegenwärtig bestehenden Regelungen werden dabei auch geplante Änderungen berücksichtigt, vor allem aus der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021. Auf der Basis der in Kapitel 3 vorgestellten Ergebnisse der Simulation des zukünftigen Speichereinsatzes werden Reformvorschläge diskutiert, die geeignet erscheinen, die Einsatzmöglichkeiten der Speichertechnologien zu verbessern und zu einer effizienten Nutzung von Speichern beizutragen. Leitbild ist dabei die Technologie-Neutralität in Bezug auf die Aktivierung von Flexibilität im Energiesystem: der zukünftige Bedarf an Flexibilität sollte so gedeckt werden, dass in einer konkreten Situation die jeweils wirtschaftlichste verfügbare technologische Option zum Einsatz kommt. Verbesserungen der Rahmenbedingungen für den Speichereinsatz sollen also im Einklang mit dem Ziel der Gleichbehandlung für alle technischen Flexibilitäten stehen (BFE, 2020). Dies gilt sowohl für Stromspeicher als auch für Wärmespeicher, die Flexibilität für die Wärmeversorgung und - via Sektorkopplung - auch für das Stromsystem bereitstellen können.

### 5.1 Stromspeicher

Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt, können Stromspeicher eine Reihe von unterschiedlichen Funktionen im Stromsystem wahrnehmen, wobei die verschiedenen Technologien unterschiedliche Eignungen aufweisen (vgl. Tabelle 6 auf S. 46). In der regulatorischen Systematik, die diesem Kapitel zugrunde liegt, wird dabei zwischen marktlichen, netz- und systemdienlichen Funktionen<sup>24</sup> (vgl. Abschnitt 2 / S. 42) unterschieden, mit Blick auf die Unterscheidung zwischen wettbewerblichen Strukturen (wie die Stromerzeugung und -handel) einerseits und netz- und systembezogenen Aufgaben andererseits. Beispiele für einen marktlichen Speichereinsatz sind die Arbitrage im Grosshandelsmarkt oder die Speichernutzung durch Prosumer, die mit diesem den Eigenverbrauchsanteil des erneuerbar erzeugten Stroms erhöhen. Zu den systemdienstlichen Anwendungen gehört z.B. die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Aus unserer Sicht bedarf es in Bezug auf den Stromhandel keiner grundlegenden Veränderung des Regulierungsrahmens, um Hindernisse für den Speichereinsatz zu beseitigen, auch wenn Energiespeicher von einer weiteren Flexibilisierung und Dynamik der Marktmechanismen z.B. hinsichtlich kürzerer Produkt- und Vorlaufzeiten profitieren. Die entsprechenden Regelungen sind in der Schweiz bereits sehr weit flexibilisiert worden und werden in der Praxis überwiegend von den Marktteilnehmern, Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen eigenständig fortentwickelt, so dass keine staatlichen bzw. regulatorischen Eingriffe erforderlich scheinen.

Nachfolgend werden die folgenden netz- und systembezogenen Regulierungsthemen erörtert:

- Netznutzungsentgelte von eigenständigen Speichern und Umwälzwerken
- Systemdienlicher Speichereinsatz im Übertragungsnetz
- Netzdienlicher Speichereinsatz im Verteilnetz
- Speicher und NEE: Förderrahmen
- Speicher und Eigenverbrauch

Wir zeigen hier einen möglichen Änderungsbedarf auf, Empfehlungen werden im Kapitel 5.3 formuliert.

<sup>24</sup> Vgl. u.a. (DNV GL, 2017), Kapitel 2.1.

## 5.1.1 Netznutzungsentgelte von eigenständigen Speichern und Umwälzwerken

Heute werden Umwälzwerke gemäss Art. 4 Abs. 1 Bst. b Satz 1 StromVG nicht als Endverbraucher gewertet und sind von der Zahlung der Netznutzungsentgelte ausgenommen. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom hat aufgrund von Unklarheiten in der Interpretation dieser gesetzlichen Ausnahmeregelung verlaublich<sup>25</sup>, diese Regelung auf alle Speicher ohne Endverbrauch auszuweiten, da derartige Speicher keinen Strom zum eigenen Verbrauch bezögen und somit keine Endverbraucher im Sinne von Art. 4 Abs. 1 Bst. b Satz 1 StromVG seien.

Im Gegensatz zur derzeitigen Praxis der ElCom enthält die am 18. Juni 2021 vom Bundesrat verabschiedete Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien keine derartige Erweiterung der Netzentgeltbefreiung. Dadurch soll ausdrücklich klargestellt werden, dass Speicherbetreiber – abgesehen von der Ausnahme für Umwälzwerke – Endverbraucher sind. Es stellt sich daher die Frage, wie diese unterschiedlichen Sichtweisen zu beurteilen sind und welche Auswirkungen dies allenfalls auf zukünftige Investitionen in eigenständige Speicher sowie den Betrieb entsprechender Anlagen hätte?

Netznutzungsentgelte erhöhen grundsätzlich die Kosten eines Energiespeichers und reduzieren somit dessen Wirtschaftlichkeit. Hierbei ist ferner zwischen verschiedenen Netzentgeltkomponenten zu differenzieren. Grund- und Leistungstarife haben den Charakter von „Fixkosten“ und sind insofern irrelevant für die tatsächlichen Einsatzentscheidungen. Arbeitsabhängige Netzentgelte beeinflussen darüber hinaus aber auch Arbitragemöglichkeiten und, wenn auch in einer geringeren Masse, die Kosten der Vorhaltung und Erbringung von Systemdienstleistungen. Dies kann zu einem suboptimalen Einsatz der betroffenen Speicher führen, und zwar immer dann, wenn die entsprechenden Arbeitstarife höher sind als die tatsächlichen inkrementellen Kosten des Netzbetriebs.

### Auswirkungen der aktuellen Netznutzungsentgelte auf eigenständige Speicher

Zur Einordnung und Bewertung der entsprechenden Auswirkungen zeigt Tabelle 16 eine Abschätzung der anfallenden Netznutzungsentgelte für verschiedene Fälle. Es werden einerseits drei verschiedene Batterien berücksichtigt, wobei der erste Fall (18 MW/7,5 MWh) einer realen Anlage in Volketswil entspricht, während die beiden anderen Fällen auf zwei der bereits in Abschnitt 3 betrachteten eigenständigen Grossbatterien beruhen. Für beide Fälle werden zudem einmal ein Anschluss an das Übertragungsnetz von Swissgrid sowie zweitens an das Mittelspannungsnetz von EKZ betrachtet. Dies entspricht der Annahme, dass eigenständige Stromspeicher primär in der Mittelspannung (Netzebenen 3 und 5) sowie zukünftig allenfalls auch an das Übertragungsnetz angeschlossen werden, jedoch nicht in der Netzebene 7.

Die in Tabelle 16 zusammengefassten Ergebnisse zeigen, dass die Netznutzungsentgelte in den meisten Fällen in einer ähnlichen Grössenordnung wie die annuitätischen Fixkosten der jeweiligen Batterien liegen, bzw. im Falle der bestehenden (und auf die Erbringung von Regelleistung ausgelegten) Anlage in Volketswil sogar deutlich darüber. Ein Vergleich mit Abbildung 37 auf S. 79 zeigt zudem, dass diese Kosten mindestens in einer ähnlichen Höhe wie die prognostizierten Deckungsbeiträge im Jahr 2035 liegen. Die Anwendung der vollständigen Netzentgelte für Endverbraucher würde somit voraussichtlich die Wirtschaftlichkeit eigenständiger Batterien massiv untergraben und eine wesentliche Hürde für Investitionen in eigenständige Energiespeicher darstellen. Dies wäre vor allem dann kritisch, wenn dies zu einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung im Verhältnis zu ähnlichen Anlagen führte oder einen effizienten Speichereinsatz beeinträchtigte.

Zweitens zeigt Tabelle 16 eine sehr hohe Variation des Anteils der leistungs- bzw. arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte. Diese Bandbreite resultiert einerseits aus den unterschiedlichen Tarifstrukturen, mit einem angenommenen mittleren Arbeitspreis von 3,60 CHF/MWh im Übertragungs- gegenüber beinahe 37 CHF/MWh im Verteilnetz. Erwartungsgemäss ist der Anteil der arbeitsabhängigen Kosten zudem im Falle des dritten Speichers mit einer

<sup>25</sup> Vgl. (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Fachsekretariat, 3. April 2018 / Update 1. Juni 2019, 30. April 2020 und 26. August 2020), Punkt 49, S. 17

relativen höheren Speicherleistung von 4 h und einer leicht höheren Auslastung (Zyklenzahl) um ein Mehrfaches höher als in den anderen Fällen.

**Tabelle 16: Einfluss von Netznutzungsentgelten auf verschiedene Grossspeicher**

Kosten	Swissgrid			EKZ <sup>(d)</sup>		
	Batteriekonfiguration: Elekt. Leistung (MW <sub>el</sub> ) / Speicherleistung (MWh <sub>Batt</sub> )	18 MW <sub>el</sub> 7.5 MWh <sub>Batt</sub>	100 MW <sub>el</sub> 100 MWh <sub>Batt</sub>	100 MW <sub>el</sub> 400 MWh <sub>Batt</sub>	18 MW <sub>el</sub> 7.5 MWh <sub>Batt</sub>	100 MW <sub>el</sub> 100 MWh <sub>Batt</sub>
<b>Kosten NNE (Tsd. CHF/MWh<sub>Batt</sub>/a)</b>						
Leistung & Grundpreis	123.3	36.8	9.2	90.8	37.8	9.5
Arbeitsabhängige Entgelte <sup>(a)</sup>	1.6	1.6	2.4	16.0	16.0	24.0
Gesamt <sup>(b)</sup>	124.9	38.4	11.6	106.8	53.8	33.5
<b>Anteil arbeitsabhängiger NNE</b>	1%	4%	20%	15%	30%	72%
<b>Annuität. Fixkosten (Tsd. CHF/ MWh<sub>Batt</sub> /a)<sup>(c)</sup></b>	77.1	43.4	28.9	77.1	43.4	28.9
<b>Gesamtkosten NNE (Mio CHF/a)</b>	0.9	3.8	4.6	0.8	5.4	13.4

<sup>(a)</sup> - Je 50% Einspeicherung zu HT/NT-Zeiten, 5%/7,5%-Ausnutzung der Batterien mit Speicherleistung von <1h/4h (entspricht ca. 1,2 bzw. 1,8 Zyklen/Tag); <sup>(b)</sup> - ohne Berücksichtigung von Abgaben und MWSt.;

<sup>(c)</sup> – Annuität über 15 Jahre, Zinssatz 5%, Investitionskosten 6 Mio CHF für 18 MW Batterie bzw. 200 CHF/kW + 250 CHF/kWh für Grossbatterie (vgl. Tabelle 13 und Tabelle 19); <sup>(d)</sup> – Tarif EKZ Netz 16LS für Endkunden mit einem Übergabepunkt im Mittelspannungsnetz mit unregelmässigem Leistungsbezug und tiefer Gebrauchsdauer MWh<sub>Batt</sub> – Speicherleistung der Batterie in MWh

Quellen: DNV-Analysen, EKZ<sup>26</sup>, Swissgrid (swissgrid AG, 2021)

Ein Vergleich mit den entsprechenden Sensitivitätsanalysen im Rahmen der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 3.3.2.2) verdeutlicht den negativen Einfluss arbeitsabhängiger Netzentgelte auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von eigenständigen Grossbatterien, selbst wenn diese ausschliesslich im Sinne des Gesamtsystems eingesetzt werden. So würden die aktuellen Arbeitstarife von EKZ dazu führen, dass eine Einspeicherung während der HT-Zeiten (z.B. Überschüsse aus Solarstrom) nur dann wirtschaftlich wäre, wenn die entsprechenden Mengen anschliessend mit einem Preisaufschlag von mehr als 55 CHF/MWh verkauft werden könnten, und zwar bereits ohne Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten und allfälliger öffentlicher Abgaben. Diese Werte liegen zudem mit hoher Sicherheit um ein Vielfaches über den Kosten für Netzverluste bzw. den realen variablen Kosten des Netzbetriebs<sup>27</sup>. Dies würde einen effizienten Speichereinsatz offensichtlich stark beeinträchtigen, da der Speicher bei geringeren Preisdifferenzen ungenutzt bliebe.

Für an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen kann somit davon ausgegangen werden, dass eine Behandlung eigenständiger Energiespeicher als „reguläre“ Endverbraucher zu erheblichen Ineffizienzen führen würde. Interessant sind in diesem Zusammenhang zudem die unterschiedlichen Auswirkungen auf die an das Übertragungs- bzw. Verteilnetz angeschlossenen Anlagen. So führt die unterschiedliche Netzentgeltstruktur dazu, dass eine primär für die Erbringung von Regelleistung ausgelegte Anlage vorzugsweise an das Verteilnetz angeschlossen würde, obwohl entsprechende Systemdienstleistungen vor allem von Swissgrid benötigt werden. Für die dritte Anlage mit einer erhöhten Speicherleistung gilt dagegen das Gegenteil. Diese Anlage wäre jedoch voraussichtlich besser für einen netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz geeignet wäre, da dieser einen erhöhten Arbeitseinsatz erfordern dürfte als die primäre Vorhaltung

<sup>26</sup> EKZ-Tarife 2021, Gültig ab 1. Januar 2021: <https://www.ekz.ch/blue/de/wissen/2018/groesste-batterie-der-schweiz.html>

<sup>27</sup> Die gesamten Netzverluste in der Schweiz beliefen sich in 2019 und 2020 auf ca. 4,2 – 4,3 TWh, bei einem gesamten Endverbrauch von 55,5 – 57,5 TWh (BFE, 2020). Unter der vereinfachten Annahme eines mittleren Beschaffungspreises von 50 CHF/MWh führt dies zu durchschnittlichen Kosten von 3,75 CHF/MWh.

von Regelleistung. Mit anderen Worten, die aktuelle Struktur der Netzentgelte führt offenbar genau zum Gegenteil der allenfalls erwünschten Anreizwirkungen.

Für an das Übertragungsnetz angeschlossene Speicher wären die Auswirkungen bei einem Arbeitstarif von 3,60 CHF/MWh wesentlich niedriger. Auf Basis der Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten und Blindenergie können die kurzfristigen variablen Kosten für den Betrieb des Übertragungsnetzes auf einen Wert von ca. 1,0 – 1,4 CHF/MWh<sup>28</sup> abgeschätzt werden. Auch in diesem Falle verbliebe somit weiterhin eine substantielle Differenz, so dass die Anwendung arbeitsabhängiger Netznutzungsentgelte allenfalls auch hier eine effiziente Ausnutzung begrenzter Preisschwankungen verhindern würde.

Umgekehrt stellt sich die Frage, wie hoch die Kosten einer partiellen oder vollständigen Befreiung eigenständiger Energiespeicher von der Netzentgeltspflicht für die Endverbraucher wären? Auf Basis der in Tabelle 16 dargestellten Ergebnisse würde eine Netzentgeltbefreiung für insgesamt 100 MW eigenständiger Grossspeicher z.B. zu jährlichen Gesamtkosten von ca. 5 – 15 Mio CHF führen, entsprechend einer durchschnittlichen Belastung für die Endverbraucher von 0,01 – 0,03 Rp/kWh, bzw. allenfalls bis zu knapp 0,11 Rp/kWh bei Annahme von insgesamt 400 MW eigenständiger Energiespeicher<sup>29</sup>. Diese Kosten wären dann von anderen Netznutzern zu tragen, wobei unter Umständen Vorkehrungen zu treffen wäre, um eine Solidarisierung der Zusatzkosten über alle Netzgebiete zu gewährleisten. Unter der vereinfachten Annahme eines durchschnittlichen Strompreises von 10 – 20 Rp/kWh für verschiedene Kundengruppen entspräche dies einer Kostensteigerung von bis zu maximal 0,1 – 1,1% für Haushalts- bzw. kleinere Industriekunden (Kat. C7)<sup>30</sup>. Hierbei handelt es sich um eine reine Umverteilung konstanter Netzkosten, da diese Abschätzungen nicht die möglichen Kosten bzw. Einsparungen für Bau, Instandhaltung und Betrieb der Stromnetze berücksichtigen. Allerdings dürften diese in den meisten Fällen begrenzt sein, insbesondere auch im Vergleich mit den Kosten für den Netzanschluss neuer Erzeuger.

Insgesamt zeigen diese Untersuchungen, dass eine Behandlung eigenständiger Energiespeicher als reguläre Endverbraucher kaum gerechtfertigt erscheint bzw. dass in jedem Falle eine zumindest weitgehende Befreiung derartiger Anlagen von arbeitsabhängigen Netzentgelten zu empfehlen wäre. Neben einer expliziten Befreiung von arbeitsabhängigen Netzentgeltkomponenten könnte eine angemessene Beteiligung an den Netzkosten prinzipiell auch durch die Einführung separater Netznutzungsentgelte für reine Energiespeicher erfolgen, allenfalls auch mit einem angepassten Verhältnis zwischen leistungs- und arbeitsabhängigen Entgeltkomponenten.

## Angemessenheit einer (vollständigen) Netzentgeltbefreiung?

In diesem Zusammenhang stellt sich weiterhin die Frage, inwieweit eine Netzentgeltbefreiung, aller eigenständigen Energiespeicher sinnvoll wäre? Grundsätzlich sollte es Ziel der Netzentgeltssystematik sein, dass sämtliche Netznutzer einen angemessenen Beitrag zur Deckung der Netzkosten leisten. Mit Blick auf Verursachergerechtigkeit und Anreize für wirtschaftliche Effizienz sollten Netznutzer daher zumindest die ihnen zuzurechnenden bzw. von ihnen verursachten Kosten tragen. Allerdings gehen wir davon aus, dass die durch Bau und Betrieb von Batteriespeichern verursachten Zusatzkosten in der Regel begrenzt sind:

- Es scheint sinnvoll davon auszugehen, dass eigenständige Energiespeicher tendenziell systemdienlich eingesetzt werden, d.h. mit Speicherung (Entnahme aus dem Netz) zu Zeiten niedriger (residualer) Last und Rückspeisung in Zeiten mit hoher (residualer) Last. Tendenziell ist daher allenfalls ein begrenzter Betrag zur der Netzbelastung bzw. von Netzverlusten zu erwarten. Vor diesem Hintergrund erscheint eine weitgehendere Befreiung von Energiespeichern von arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelten als unproblematisch.

<sup>28</sup> Laut Swissgrid belaufen sich die erwarteten Kosten für die Beschaffung von Netzverluste und Blindenergie für das Jahr 2021 auf 53 bzw. 22 Mio CHF, bzw. 75 Mio CHF insgesamt; vgl. „Strompreis 2021: Kosten und Erlöse“ (swissgrid, 2021). Für das Jahr 2020 beziffert Swissgrid zudem die insgesamt endverbrauchte Energie auf 54,7 TWh, vgl. „Energieübersicht Schweiz 2021“ (swissgrid, 2021).

<sup>29</sup> Jeweils unter Vernachlässigung möglicher Kosten – oder Einsparungen – für Investitionen ins Stromnetz.

<sup>30</sup> Unter der Annahme konstanter Netzkosten, also ohne Berücksichtigung möglicher Kosten bzw. Einsparungen für Bau, Instandhaltung und Betrieb der Stromnetze berücksichtigen, die aus Anschluss und Betrieb derartiger Speicher entstehen könnten.

- Aufgrund ihrer eher begrenzten Grösse und der Tatsache, dass mögliche Standorte – im Gegensatz zu den meisten Erzeugungstechnologien oder z.B. Umwälzwerken – nicht von spezifischen örtlichen Gegebenheiten abhängig sind, erscheint es eher unwahrscheinlich, dass Batteriespeicher zu relevanten Engpässen im Übertragungsnetz beitragen bzw. diese verursachen.
- In Verteilnetzen ist dieses Risiko prinzipiell höher einzuschätzen, da der Zustand des lokalen Netzes von der (preislichen) Situation im Gesamtsystem abweichen kann. Dies kann unter Umständen zusätzliche Investitionen ins Netz erfordern, sofern der Netzbetreiber keinen Einfluss auf den zulässigen Netzanschlusspunkt hat und die mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten im Netz nicht vom Anschlussnehmer zu tragen sind. Zumindest in Verteilnetzen erscheint dieser Aspekt mit Blick auf eine generelle Befreiung von Netznutzungsentgelten als relevant.

Neben dem Verweis auf Art. 4 Abs. 1 Bst. b Satz 1 StromVG begründet das Fachsekretariat der ECom ihre Verlautbarung für die Befreiung von Energiespeichern ohne Endverbrauch im Wesentlichen mit zwei systematischen Argumenten<sup>31</sup>. Erstens könne nur so eine „*Gleichbehandlung mit Umwälzwerken und damit eine technologieneutrale einheitliche Regelung solcher Speicher hinsichtlich Netznutzungsentgelten erreicht*“ werden. Zweitens entspräche dies dem geltenden Ausspeiseprinzip, bei dem sämtliche Netznutzungsentgelte durch die Endverbraucher zu tragen seien, während Elektrizität andererseits zwischen Produktion und Verbrauch mehrfach mit Netznutzungsentgelten belastet würde<sup>32</sup>. Umgekehrt spricht sich die ECom explizit gegen eine Netzentgeltbefreiung von «Speichern mit Endverbrauch», welche (messtechnisch) über einen gemeinsamen Anschlusspunkt mit dem Netz verbunden sind.

Beide Argumente sind aus Sicht von DNV grundsätzlich plausibel. Wie dargelegt, würde eine Behandlung von reinen Energiespeichern als (regulärer) Endverbraucher zu erheblichen Zusatzkosten für die betroffenen Anlagen führen. Dies entspräche einer Ungleichbehandlung gegenüber Umwälzwerken, einschliesslich reiner Umwälzwerke, obwohl beide aus Systemsicht prinzipiell gleichwertige Dienstleistungen erbringen können. Erschwerend kommt hinzu, dass diese Effekte alles andere als vernachlässigbar sind.

Auch der Hinweis auf die Übereinstimmung mit dem in der Schweiz geltenden Ausspeiseprinzip ist nachvollziehbar, steht allerdings im Gegensatz zur Betrachtung reiner Energiespeicher als Endverbraucher in der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren. Netznutzungsentgelte werden in der Schweiz, wie auch in mehreren anderen europäischen Ländern, ausschliesslich von Endverbrauchern<sup>33</sup> getragen. Vor allem arbeitsabhängige Netznutzungsentgelte führen daher prinzipiell dazu, dass Energie, welche zwischenzeitlich in eigenständigen Stromspeichern gespeichert wird, doppelt mit Netznutzungsentgelten belastet werden. Zudem müssen an das Verteilnetz angeschlossene Erzeuger bereits heute unter bestimmten Umständen zur Deckung (zusätzlicher) Netzkosten beitragen (vgl. Art. 16 Abs. 3 StromVV<sup>34</sup>). Auch führt das Ausspeiseprinzip, wie bereits erläutert, insofern zu einer Einschränkung der Verursachungsgerechtigkeit, dass ein Speicher weder zu den anteiligen Kosten von Netzverlusten und Systemdienstleistungen noch eines möglichen Engpassmanagements bzw. von Netzverstärkungen beiträgt, die auf seinen Strombezug aus dem Netz zurückzuführen sind. Dies wiederum stellt eine eindeutige Ungleichbehandlung zu Lasten von Endverbrauchern dar.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass eine Entscheidung für oder gegen eine vollständige Netzentgeltbefreiung für eigenständige Stromspeicher letzten Endes eine Abwägung zwischen dem Ziel einer Gleichbehandlung sämtlicher Netznutzer einerseits sowie, vor dem Hintergrund der aktuellen Ausnahmeregelungen für Umwälzwerke, zwischen verschiedenen Arten eigenständiger Stromspeicher andererseits erfordert<sup>35</sup>.

<sup>31</sup> Vgl. Fussnote 25 auf S. 80

<sup>32</sup> Aus Sicht der BFE ist der Strombezug eines Speichers aus dem Netz rechtlich als Endverbrauch einzuordnen.

<sup>33</sup> Bzw. im Rahmen der Kostenwälzung auch Verteilnetzbetreiber

<sup>34</sup> „Entstehen in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen unverhältnismässige Mehrkosten, sind diese nicht Teil der Netzkosten, sondern sie müssen in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern getragen werden.“

<sup>35</sup> Die ebenfalls von der ECom geforderte Beschränkung auf eigenständige Energiespeicher ohne Endverbrauch erscheint in jedem Falle als gerechtfertigt, auch mit Blick auf die vom Fachsekretariat ausgeführten Probleme hinsichtlich einer möglichen Abgrenzung des Speichereinsatzes bei kundenseitigen Anlagen.

## Optionen zur partiellen oder vollständigen Netzentgeltbefreiung

Neben der grundlegenden Entscheidung für oder gegen eine Netzentgeltbefreiung stellt sich somit die Frage einer möglichen verursachergerechteren Ausgestaltung. Hierbei stehen z.B. die folgenden Optionen zur Wahl:

- Vollständige oder partielle Netzentgeltbefreiung,
- Netzentgeltbefreiung ohne bzw. nur unter Einhaltung spezifischer Bedingungen zur Gewährleistung eines netzentlastenden Betriebs der Batterie.

Wie bereits erläutert, würde eine vollständige Netzentgeltbefreiung zu einer generellen Gleichstellung mit den aktuellen Ausnahmeregelungen für Umwälzwerke führen, umgekehrt aber mögliche Fragen hinsichtlich der Gleichbehandlung mit anderen Netznutzern aufwerfen, wie z.B. kundeneigenen Batteriespeichern. Zudem könnte eine generelle Netzentgeltbefreiung in Verbindung mit zusätzlichen Vergütungen für den netzdienlichen Speichereinsatz im Verteilnetz (vgl. Abschnitt 5.1.3) unter Umständen zu einer Überförderung führen.

Eine partielle Netzentgeltbefreiung erscheint dagegen zumindest für den arbeitsabhängigen Anteil der Netznutzungsentgelte als dringend geboten, d.h. um die oben erläuterten Hindernisse für einen effizienten Speichereinsatz zu vermeiden. Gleichzeitig können insbesondere in den Verteilnetzen angeschlossene Energiespeicher zusätzliche Netzverluste verursachen, wobei dies sehr stark vom Zeitpunkt und jeweiligen Netzanschlusspunkt abhängen dürfte.

Allerdings legen die in Tabelle 16 aufgeführten Ergebnisse nahe, dass es allenfalls auch mit Blick auf die leistungsabhängigen Entgelte zu einer allenfalls signifikanten Ungleichbehandlung von eigenständigen Speichern kommen kann. So entsprechen die dort berechneten Kosten einem Wert von ca. 4 – 6 CHF/MW/h, bezogen auf die elektrische Leistung der entsprechenden Anlagen. Die Erfahrungen aus Deutschland und anderen europäischen Ländern zeigen zudem, dass eigenständige Batteriespeicher ihre Deckungsbeiträge primär aus der Erbringung von Regelleistung erwirtschaften. Wie die Ergebnisse der Simulationen in Kapitel 3.3.2.2 zeigen, gilt dies grundsätzlich auch für die Zukunft. In diesen Märkten konkurrieren Energiespeicher mit Kraftwerken (und Umwälzwerken), welche in der Schweiz derzeit keine Netznutzungsentgelte entrichten müssen. Gleichzeitig liegt das mittlere Preisniveau für die Vorhaltung von Primärregelleistung in der Schweiz bzw. bei den gemeinsamen Ausschreibungen der mitteleuropäischen ÜNB schon seit mehr als zwei Jahren in einem Bereich von ca. 10 €/MW/h. Die Anwendung von leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten für eigenständige Energiespeicher würde daher zu einer Diskriminierung dieser Anlagen in den entsprechenden Märkten führen. Diese Überlegungen legen nahe, dass auch hinsichtlich der leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte eine zumindest partielle Befreiung von eigenständigen Energiespeichern geboten erscheint.

Bezüglich der Wahl zwischen einer generellen oder von definierten Voraussetzungen abhängigen Netzentgeltbefreiung ist festzustellen, dass die erste Option einfach umzusetzen ist und keiner weiteren Vorgaben oder Überwachung bedarf. Allerdings fördert sie sämtliche Speicher ohne Endverbrauch ohne Berücksichtigung möglicher negativer Rückwirkungen aus Netz und System. Dies führt prinzipiell zu einer Einschränkung der Verursachungsgerechtigkeit.

Eine Netzentgeltbefreiung nur unter Einhaltung spezifischer Vorgaben stellt demgegenüber theoretisch eine zielgenauere Methode hinsichtlich der Kosten- bzw. Verursachergerechtigkeit dar. Idealerweise sollten die entsprechenden Vorgaben so definiert sein, dass sie einen nicht netz- bzw. systemdienlichen Einsatz ausschliessen. Hierbei wären z.B. die folgenden Kriterien denkbar:

- Vorgaben für einen netz- bzw. systemdienlichen Standort
  - Die Netzentgeltbefreiung könnte an die Forderung gekoppelt sein, dass z.B. die Installation an einem bestimmten Standort zu keinen Netzengpässen führen bzw. zu diesen beitragen darf, da dies dem Ziel

eines netzdienlichen Speichers widerspräche. Eine praktikable und diskriminierungsfreie Beurteilung dieses Kriteriums wäre jedoch mit erheblicher Komplexität verbunden. Zudem könnten sich entsprechende Vorgaben mit den bestehenden Regelungen zur Deckung (zusätzlicher) Netzkosten für an das Verteilnetz angeschlossene Erzeuger überschneiden (vgl. Art. 16 Abs. 3 StromVV).

- Vorgaben für einen netz- bzw. systemdienlichen Einsatz
  - In diesem Zusammenhang wären grundsätzlich sowohl generelle als auch situationsabhängige, also dynamische Vorgaben denkbar, mit dem Ziel, eine Entnahme aus dem Netz zu Zeiten hoher (residualer) Last und/oder bei Engpässen zu vermeiden.
  - Wie bereits erwähnt, ist davon auszugehen, dass eigenständige Energiespeicher grundsätzlich systemdienlich eingesetzt werden, d.h. entweder zur Ausnutzung von Arbitragemöglichkeiten und/oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Zusätzliche Vorgaben erscheinen vor diesem Hintergrund schwierig und kaum praktikabel.
  - Für Energiespeicher in den Verteilnetzen wären durchaus Vorgaben hinsichtlich der Netzdienlichkeit denkbar, also zur Vermeidung lokaler Engpässe. In diesem Zusammenhang erscheint es jedoch sinnvoll, dies im Zusammenhang mit möglichen generellen Ansätzen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten im Verteilnetz (vgl. die Diskussion in Abschnitt 5.1.3) zu betrachten. Konkret erscheint es naheliegend, eigenständige Energiespeicher umfassend in derartige Mechanismen zu integrieren und separate Lösungen zu vermeiden, die allenfalls zu widersprüchlichen Regelungen und/oder einer Überförderung führen können.

Die theoretischen Vorzüge einer mit Vorgaben versehenen Netzentgeltbefreiung für eigenständige Energiespeicher wären daher allenfalls nur komplexen Regelungen zu erreichen. Zudem besteht das Risiko, dass derartige Vorgaben mit bestehenden oder geplanten Regelungen kollidieren. Insbesondere allgemeine standortbezogene Vorgaben erscheinen aus dieser Sicht als problematisch.

Für Energiespeicher in den Verteilnetzen könnten zusätzliche Vorgaben sinnvoll sein. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise, eine (weitergehende) Reduzierung der Leistungsentgelte davon abhängig zu machen, dass die entsprechenden Anlagen im Falle von Netzengpässen durch den Verteilnetzbetreiber beeinflusst werden dürfen, also z.B. durch eine Begrenzung von Ein- oder Ausspeisung. Allerdings wären derartige Regelungen und Vorgaben unbedingt mit den zukünftigen Regelungen für einen netzdienlichen Betrieb im Verteilnetz (vgl. Abschnitt 5.1.3) abzustimmen bzw. es wäre zu überlegen, diese darin zu integrieren.

## Schlussfolgerungen

Die derzeitige Netzentgeltbefreiung eigenständiger Energiespeicher wird von der EICom wesentlich durch das Ziel einer Gleichbehandlung mit Umwälzwerken begründet. Die entsprechenden Regelungen stellen jedoch eine Ausnahmeregelung dar, welche mit Blick auf mögliche Forderungen nach weiteren Ausnahmetatbeständen auch für andere Anlagen als potenziell kritisch erscheint. Gleichzeitig zeigt die Analyse in diesem Abschnitt, dass eine weitgehende Befreiung eigenständiger Energiespeicher von arbeitsabhängigen Netzentgelten sinnvoll wäre. Insofern erscheint eine Behandlung eigenständiger Energiespeicher als reguläre Endverbraucher nicht gerechtfertigt. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass auch eigenständig Energiespeicher Netzkosten verursachen (sowohl beim Anschluss / Netzdimensionierung als auch durch allfällige Netzverluste) wäre eine mögliche Alternative z.B. die Einführung separater Netznutzungsentgelte für eigenständige Energiespeicher. Um künstliche Hindernisse für einen effizienten Speichereinsatz zu vermeiden, sollten diese keine oder maximal eine sehr geringfügige arbeitsabhängige Komponente haben, beispielsweise angelehnt an die Kosten der Netzverluste. Aufgrund der Konkurrenz mit Kraftwerken in den Systemdienstleistungsmärkten dürften darüber hinaus voraussichtlich auch nur (sehr) begrenzte Leistungsentgelte

angesetzt werden, da eigenständige Speicher andernfalls in einem erheblichen Masse gegenüber den mit ihnen konkurrierenden Kraftwerken und Umwälzwerken benachteiligt wären.

In Übereinstimmung mit den Ausführungen der EICOM sollten eine Netzentgeltbefreiung bzw. die vorgeschlagene Anwendung spezifischer Netznutzungsentgelte nur für eigenständige Energiespeicher ohne Endverbrauch gelten. Um mögliche Mitnahmeeffekte zu vermeiden, könnte zudem überlegt werden, dies von gewissen Voraussetzungen abhängig zu machen. Aus den o.g. Gründen erscheint dies jedoch generell als schwierig, zumal ein wirtschaftlicher Betrieb eigenständiger in der Regel eine Teilnahme an verschiedenen Märkten erfordert, also z.B. sowohl im Grosshandelsmarkt als auch den Systemdienstleistungsmärkten. Eine Einführung entsprechender Tarife erscheint bereits im aktuellen Rechtsrahmen möglich, z.B. im Rahmen von Art. 18 (3) StromVV (StromVV, 2008).

Bei der Ausgestaltung separater Netzentgelte wäre unbedingt auf die Vermeidung möglicher Inkompatibilitäten mit der Kontrahierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsdienstleistungen (vgl. Abschnitt 5.1.3) zu achten, einschliesslich des Risikos einer übermässigen Beanreizung entsprechender Flexibilitäten. Dies kann jedoch nur im Kontext der Definition und Implementierung entsprechender Ansätze geschehen und geht insofern über den Rahmen der vorliegenden Studie hinaus. Als Mindestforderung wäre zu überlegen, die Anwendung spezifischer Netznutzungsentgelte bzw. eine vollständige Netzentgeltbefreiung davon abhängig zu machen, dass der Speicherbetrieb nur unter Berücksichtigung möglicher Engpässe im Verteilnetz zulässig wäre<sup>36</sup> und/oder im Rahmen einer Verpflichtung zur Teilnahme an entsprechenden Märkten für Flexibilitätsdienstleistungen.

## 5.1.2 Systemdienlicher Speichereinsatz im Übertragungsnetz

### Regelleistung

Speicher eignen sich für die Bereitstellung von Regelleistung, insbesondere von Primär- und teilweise Sekundärregelleistung. Tabelle 17 zeigt eine Übersicht der Charakteristika der Regelleistungsbeschaffung in der Schweiz.

Generell sehen wir keine grundlegenden Hindernisse für die Teilnahme von Speichern und dezentralen Technologien auf dem Regelleistungsmarkt. So erleichtern eine Mindestgebotsgrösse von 1 MW und die Option des Regelpooling, d.h. dem Bündeln dezentraler Einheiten, bereits heute auch kleineren technischen Einheiten die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Speziell für Batterien ist ferner die Begrenzung bei der Primärregelreserve der maximalen Abrufdauer auf 15 Minuten in Verbindung mit einer Frist von zwei Stunden zur Wiederherstellung eines ausreichenden Speicherstands hervorzuheben<sup>37</sup>, da diese die vorzuhaltende Energie begrenzt. Die Kontrahierung von kompletten 4-Stunden-Blöcken könnte allenfalls die Ausnutzung sehr kurzfristiger Preisdifferenzen in den entsprechenden Zeiträumen erschweren. Doch erscheint dieser Aspekten im Vergleich zu z.B. Wind- und Solaranlagen sekundär.

Der Sekundär- und insbesondere der Tertiärregelleistungsmarkt sind aufgrund der höheren Anforderungen an die vorzuhaltende Energie tendenziell weniger relevant für Batterien, während sie traditionell wichtig für Umwälzwerke sind. Nachfolgend konzentrieren wir uns daher auf die Anforderungen und Regelungen für die Präqualifikation und Vorhaltung von Sekundärregelleistung.

- Speziell für kleine Anlagen ist bei der Sekundärreserve die Mindestgrösse von 5 MW für Regelband bzw. Angebot kritisch anzumerken, doch relativiert sich dies – analog zur Primärregelleistung – durch die mögliche Erbringung im Rahmen eines sog. „Erzeugungseinheiten-Pools“. Gleiches gilt für die Anforderung einer unbeschränkten Arbeitsverfügbarkeit, da diese ebenfalls aus dem gesamten Pool sichergestellt werden darf.

<sup>36</sup> Also insbesondere ohne die Möglichkeit einer separaten Vergütung für mögliche Redispatchmassnahmen innerhalb des Verteilnetzes

<sup>37</sup> Vgl. Swissgrid, Präqualifikationsunterlagen – Primärregelung, 29. Mai 2020, Punkt 1.9.2

- Eine wesentliche Barriere bzw. Herausforderung für (einzelne) Energiespeicher stellt dagegen die derzeitige Praxis der Ausschreibung eines kontinuierlichen Wochenprodukts in der Vorwoche dar. Für einzelne Speicher würde dies prinzipiell zu wesentlichen Einschränkungen an die allgemeine Betriebsweise bzw. die Teilnahme am Grosshandelsmarkt führen. Dies wäre mit einem suboptimalen Einsatz und höheren Kosten verbunden, wobei dieser Aspekte z.B. für Batterien als weniger kritisch als für Umwälzwerke sein dürfte.
- Für Wärmepumpen ist die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten aus technischer Sicht schwieriger umzusetzen als bei Stromspeichertechnologien. Aus unserer Sicht ist dies allerdings in erster Linie ein technisches Problem, die allerdings durchaus eine entsprechende Anpassung bzw. Fortentwicklung der Präqualifikationsbedingungen erfordern könnten. Umgekehrt sehen wir keine spezifischen Hürden hinsichtlich der prozessualen und kommerziellen Bedingungen, die sich fundamental von den anderen Technologien unterscheiden würden.

Als Schlussfolgerung bleibt festzuhalten, dass die aktuellen Vorgaben für die Erbringung von Regelleistungsprodukten grundsätzlich eine Beteiligung von Energiespeichern erlauben bzw. durch begrenzte Ausnahmeregelungen sogar fördern. Allerdings gilt dies nur für Anlagen innerhalb eines Pools, während eine Vermarktung einzelner Einheiten mit deutlichen Einschränkungen bzw. kommerziell unvorteilhaften Einschränkungen verbunden wäre. Diese Aspekte sind jedoch nicht auf Energiespeicher beschränkt, sondern gelten weitgehend auch für alle anderen potenziellen Anbieter von Regelleistung. Letztendlich stehen sie in einem engen Zusammenhang mit der grundlegenden Wahl zwischen einem portfoliobasierten Ansatz mit einer Verlagerung der Vorhaltungspflicht auf die Anbieter, wie z.B. in der Schweiz, Deutschland oder Österreich, oder der Kontrahierung auf Basis einzelner Einheiten, wie etwa in Grossbritannien.

Vor diesem Hintergrund sehen wir keinen Bedarf für grundlegende Veränderungen. Perspektivisch sollte eine weitere Reduktion der ausgeschriebenen Zeitscheiben, der Vorlaufzeiten sowie allenfalls der Mindestangebotsgrösse in Betracht gezogen werden, um die Teilnahme kleinerer Anbieter bzw. Energiespeicher zu erleichtern. Diese Punkte gelten allerdings ebenso für dezentrale/kleine Anbieter und andere Technologien, wie z.B. Laststeuerung, Wind- und Solaranlagen.

**Tabelle 17: Ausgewählte Parameter der Regelleistungsbeschaffung in der Schweiz<sup>38</sup>**

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Tertiärregelleistung
Beschaffung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Länderübergreifende Ausschreibung mit Belgien, Deutschland, Niederlande, Frankreich, Österreich</li> <li>• 4-Stunden Blöcke mit Beschaffung am Vortag</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nationale Ausschreibung</li> <li>• Wochenprodukt: In der Vorwoche für eine Woche</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wochenprodukt: In der Vorwoche für eine Woche</li> <li>• Stundenweise Ausschreibung im integrierten Markt (mit intern. Redispatch), TERRE Projekt</li> </ul>
Produkt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Symmetrisches Leistungsband</li> <li>• 1 bis 25 MW pro Angebot</li> <li>• Vollständige Aktivierung innerhalb 30 Sekunden</li> <li>• Maximale Abrufdauer 15 Minuten</li> <li>• Regelpooling möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asymmetrisches Leistungsband</li> <li>• Mindestgrösse 5 MW, inkrementelle Erhöhung um 1 MW</li> <li>• Leistungsänderung von 0,5% der Nominalleistung pro Sekunde</li> <li>• Keine max. Abrufdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asymmetrisches Leistungsband</li> <li>• 5 bis 100 MW pro Angebot</li> <li>• Aktivierungszeit: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Schnelle TRL: 15 min</li> <li>- Langsame TRL: 20 min (nur negative TRL)</li> </ul> </li> <li>• Keine max. Abrufdauer</li> </ul>

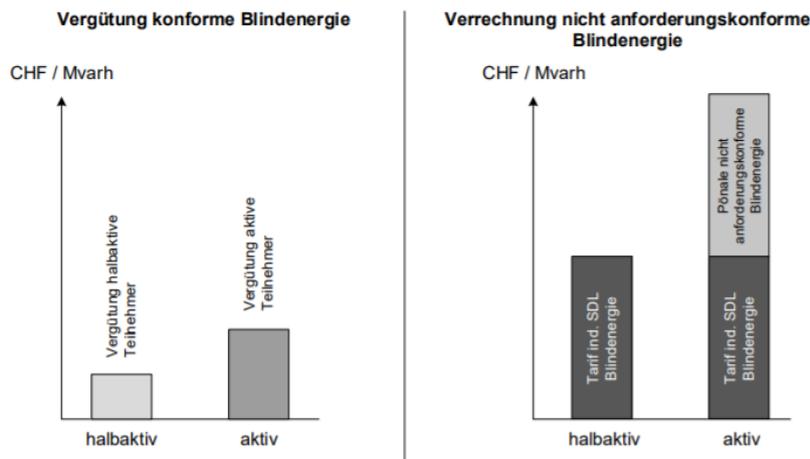
*PRL / SRL / TRL: Primär-/Sekundär-/Tertiärregelleistung*

## Blindleistung

Derzeit gibt es zwei Modelle zur Teilnahme an der Blindleistungsbeschaffung für das Schweizer Übertragungsnetz, die halbaktive Teilnahme und die aktive Teilnahme. Abbildung 57 gibt einen Überblick über die Vergütung und Verrechnung von Blindenergie für halbaktive und aktive Teilnehmer:

- Die halbaktive Teilnahme ist der Standardfall für an das Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetze und Endkunden. Sie erhalten finanzielle Anreize für einen systemdienlichen Blindleistungsaustausch mit dem Übertragungsnetz. Jedoch sind sie nicht verpflichtet, dem System Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Systemkonforme Blindleistungsbereitstellung wird vergütet, nicht konforme Blindenergie zum Tarif für individuelle Blindenergie in Rechnung gestellt.
- Aktive Teilnehmer sind verpflichtet, die zur Verfügung stehende Blindleistung im Übertragungsnetz einzusetzen. Die aktive Teilnahme ist obligatorisch für an das Übertragungsnetz angeschlossene, aktive Kraftwerke (inkl. Umwälzwerke). Doch auch als aktiv deklarierte, ans Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetze und Endkunden können aktiv an der Blindleistungsbeschaffung teilnehmen. Eine aktive Teilnahme muss in diesem Falle beantragt und vom Übertragungsnetzbetreiber bewilligt werden. Sie hat den Vorteil, dass der Vergütungssatz für aktive Teilnehmer höher ist als für halbaktive Teilnehmer. Dennoch werden auch zusätzlich Pönalen für nicht-konforme Blindenergie für aktive Teilnehmer fällig, die halbaktive Teilnehmer nicht zahlen müssen.

<sup>38</sup> Stand September 2020



**Abbildung 57: Vergütung und Verrechnung von Blindenergie in der Schweiz.**

Quelle: (swissgrid, 2019)

Derzeit beziehen sich die Regelungen für die die halbaktive und aktive Spannungshaltung nur auf Kraftwerke, Verteilnetze und Endverbraucher, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind bzw. als solche eingestuft werden (können)<sup>39</sup>. Obwohl reine Energiespeicher, wie z.B. eigenständige Grossbatterien, nicht genannt werden, gehen wir davon aus, dass diese – analog zu Umwälzwerken – diesbezüglich wie Kraftwerke behandelt würden. Zumindest für Grossbatterien bestehen aus unserer Sicht daher keine grundlegenden Barrieren.

Umgekehrt ist die Teilnahme von dezentralen Technologien und insbesondere dezentralen Speichertechnologien an der Blindleistungsbeschaffung für das Übertragungsnetz nicht vorgesehen. Grundsätzlich ist dies kompatibel mit der Aufgabenverteilung zwischen Swissgrid als Betreiber des Übertragungsnetzes einerseits und den Verteilnetzbetreibern andererseits. Zudem handelt es sich bei der Spannungshaltung um eine netzbezogene bzw. „netzdienliche“ Systemdienstleistung, die nicht unabhängig vom jeweiligen Anschlusspunkt betrachtet werden kann. Dementsprechend sollte eine Beteiligung dezentraler Speicher an der Spannungshaltung im Rahmen der im folgenden Abschnitt diskutierten Regelungen für den netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz betrachtet werden.

### 5.1.3 Netzdienlicher Speichereinsatz im Verteilnetz

Der netzdienliche Einsatz von Speichern im Verteilnetz erfolgt vor dem Hintergrund einer Debatte zur Neugestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers und den jüngsten Vorschlägen zur Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens zum Flexibilitätseinsatz in der Schweiz. Wie Erfahrungen z.B. aus Deutschland und verschiedene frühere Studien (vgl. (DNV GL, 2015; Consentec, 2015)) zeigen, kann es durch den zunehmenden Anteil aktiver Verbraucher sowie vor allem dezentrale und fluktuierende Erzeugung aus PV-Anlagen auch in den Schweizer Verteilnetzen zukünftig zu Engpässen kommen. Andererseits nimmt die Steuerfähigkeit zahlreicher Ein- und Ausspeiser durch Fortschritte bei der Kommunikations- und Leittechnik zu (vgl. Kapitel 4). Angesichts dieser Herausforderungen einerseits und Möglichkeiten andererseits wird die gezielte Aktivierung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber immer mehr als Alternative zum Netzausbau angesehen.

Im Gegensatz zu den in Abschnitt 5.1.1 und 5.1.2 diskutierten Behandlung eigenständiger Stromspeicher ohne Endverbrauch bzw. dem systemdienlichen Speichereinsatz auf der Übertragungsnetzebene beziehen sich die hier

<sup>39</sup> Vgl. (swissgrid, 2019), Abschnitt 2.2

vorgestellten Fragen und Antworten primär auf Stromspeicher in Kombination mit Erzeugung und/oder Endverbrauch, und zwar insbesondere für auf Netzebene 7 (Niederspannung) angeschlossenen Anlagen. Ferner gibt es anders als z.B. für Regelleistung und Redispatch noch keinen festgelegten Regulierungsrahmen, sondern mögliche Netzdienstleistungen durch Flexibilitätsanbieter sind Gegenstand der Vorschläge im Rahmen der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021.

Als zentrale Herausforderungen wird dabei die Schaffung eines Rahmens zur angemessenen Vergütung einer effizienten Bereitstellung von Flexibilität gesehen, ohne Beeinträchtigung von Markt und Netzstabilität, mit dem Ziel der Aktivierung vorhandener Flexibilität und zur Schaffung von Investitionsanreizen in Flexibilität. Für die Schweiz wurden hierfür unterschiedliche Konzepte vorgelegt und bewertet<sup>40</sup>. Der Bundesrat hat zwischenzeitlich im Rahmen der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien Vorschläge für die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens zum Flexibilitätsseinsatz formuliert<sup>41</sup>.

Die wichtigsten Punkte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Vertragliche Regelungen: Recht zur Nutzung der Flexibilitäten soll den jeweiligen Erzeugern, Speicherbetreibern oder Endverbrauchern zustehen. Nutzung durch Dritte, auch Verteilnetzbetreiber, grundsätzlich auf vertraglicher Basis.
- Nutzung Flexibilität durch VNB: Nutzung der Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken auf Basis diskriminierungsfreier Vertragskonditionen. Einheitlichkeit der Konditionen und Vergütung, Vergütungen durch reduzierte Netznutzungsentgelte oder direkt.
- Vorrang Nutzung Flexibilitäten vor Netzausbau: Nutzung von Flexibilitäten ist kostenseitig zu optimieren, bevor andere, teurere netzseitige Massnahmen umgesetzt werden. Flexibilitätspotenzial ist in die Netzplanung einzubeziehen.
- Garantierte Nutzungsrechte für Netzbetreiber: Limitierte pauschale Möglichkeiten der Abregelung von Einspeisungen für erzeugungsseitige Flexibilität erhalten. Die Nutzung dieser Flexibilität ist angemessen zu vergüten.

Im Weiteren diskutieren wir die Rolle von Speichern vor dem Hintergrund dieser Empfehlungen, da sie mit Blick auf eine Umsetzung die naheliegendsten sind. Zunächst möchten wir noch einmal kurz in Erinnerung rufen, welche netzdienlichen Flexibilitäten Stromspeicher dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stellen können:

- Spannungshaltung
- Blindleistungskompensation
- Vertikales Engpassmanagement
- Vermeidung Netzausbau

Die ersten beiden Flexibilitäten werden heute vom Verteilnetzbetreiber auf administrativem Wege ohne Vergütung in Anspruch genommen – nicht speziell von Batterien, sondern auch von geeigneten Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern. Ein Beitrag von dezentralen Anbietern zum vertikalen Engpassmanagement und zur Vermeidung des Netzausbaus sind dagegen zukünftige Optionen, die gegenwärtig diskutiert werden<sup>42</sup>. Die Vermeidung des Netzausbaus sieht eine Nutzung von Speichern zur Überwindung von Engpasssituationen vor, also entweder die Ausspeisung überschüssiger (erneuerbarer) Stromerzeugung oder die Einspeisung zur Deckung einer Spitzenlast zur Vermeidung der Verletzung

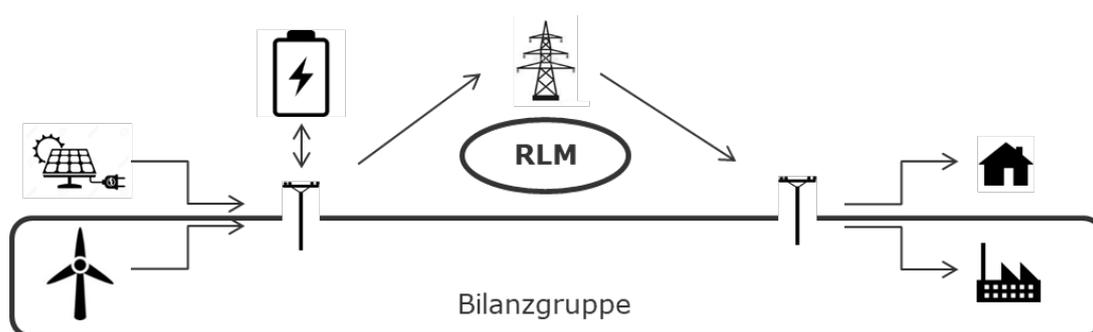
<sup>40</sup> Ein Ampelmodell für die Schweiz (mit einer Aktivierung von Flexibilität in einem dezentralem, werktäglichen Flexmarkt) wurde in (DNV GL, 2015) negativ bewertet. Ein sogenanntes Koordinationsmodell mit einem Vorschlag für Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Markt & Netz auf der Verteilnetz-Ebene, vorgestellt in einer Frontier/IAEW Studie (2017) für das BFE, wurde vom BFE nicht übernommen.

<sup>41</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>; vgl. auch die Anmerkungen zur Flexibilität im Zusammenhang mit der Veröffentlichung der Vernehmungsvorlage am 17.10.2018; siehe <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-72549.html>

<sup>42</sup> Vgl. hierzu Abschnitt 3.4 in (DNV GL, 2017)

thermischer Limite der Netzbetriebsmittel. Wenn man von der Option eines Speichers im Eigentum des Verteilnetzbetreibers absieht<sup>43</sup>, setzt ein solches Vorgehen die Schaffung eines geeigneten regulatorischen Rahmens für das Marktgeschehen sowie eine geeignete Definition einer Netzdienstleistung für den Verteilnetzbetreiber voraus.

Darin muss insbesondere Vorsorge für die Bilanzkreise getroffen werden (vgl. Abbildung 58): Wird in einer Engpasssituation Strom in den vom Verteilnetzbetreiber kontrahierten dezentralen Speicher eingespeist oder entnommen, so muss dies durch ein Gegengeschäft ausserhalb des vom Engpass betroffenen Netzgebiets kompensiert werden, z.B. durch eigene Ausgleichsgeschäfte im Intradaymarkt oder allenfalls Abruf von Regelleistung durch den VNB. Zudem müssen als Teil der Netzdienstleistung Regelungen zur Bewirtschaftung des Speichers erlassen werden, die festlegen, unter welchen Bedingungen bzw. zu welchen Zeiten der Füllstand des Speichers wiederhergestellt werden kann.



**Abbildung 58: Dezentraler Stromspeicher im Verteilnetz mit Bilanzgruppe**

Zur direkten Nutzung der Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber gibt es jedoch auch eine naheliegende Alternative: die Anreizung netzdienlichen Verhaltens des Verbrauchers. Bei geeigneten Regelungen kann dann auch dieser einen Speicher betreiben und so das Aufkommen von Netzengpässen vermeiden helfen. Ein Instrument sind z.B. dynamische Netzentgelte, die die Netznutzung ausserhalb von Engpässen begünstigen. Diese Option ist als Wahltarif bereits heute in vielen Fällen verfügbar und soll im Rahmen der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zukünftig verstärkt gefördert werden. An dieser Stelle ist eine Unterscheidung notwendig zwischen Haushaltskunden und Kleingewerbe einerseits und Grosskunden andererseits: Im ersten Fall muss man aufgrund von Pilotstudien von einem eingeschränkten Flexibilitätspotenzial ausgehen, da sowohl die technischen Möglichkeiten als auch die Bereitschaft zur Lastanpassung begrenzt sind (eine Ausnahme stellt hierbei der Eigenverbrauch von Prosumern dar, der in Abschnitt 5.1.5 diskutiert wird). Im zweiten Fall, also für Grossverbraucher, sind Sondernetzentgelte bei atypischen Lasten hingegen bereits heute übliche Praxis. Bei entsprechenden Anreizen können Grossverbraucher in dezentrale, lastnahe Speicher investieren, um Spitzenbezug zu vermeiden. Diese können darüber hinaus allenfalls von weiteren technischen Vorteilen profitieren, insbesondere im industriellen Anwendungsbereich, etwa zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung.

Wie schon im Falle der Vermeidung des Netzausbaus skizziert, gibt es mit Blick auf eine Verbesserung der Rahmenbedingungen des netzdienlichen Speichereinsatzes regulatorischen Handlungsbedarf. An dieser Stelle sind folgende Punkte zu nennen:

- Netzdienstleistungen im Verteilnetz wie die Spannungshaltung und Blindleistungskompensation sollten in Zukunft vergütet werden. Grundsätzlich kann dies auf einer vertraglichen Basis zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Flexibilitätsanbieter geschehen, wenn es ausreichend viele Anbieter gibt, um Wettbewerb zu ermöglichen. Anderenfalls ist eine angemessene administrierte und standardisierte Vergütung

<sup>43</sup> In der DNV-Studie (ebd., Kapitel 5) wurde empfohlen, den Speicherbesitz durch Netzbetreiber nur dann zuzulassen, wenn andere Möglichkeiten zur Flexibilitätsnutzung, einschliesslich der Kontrahierung von Speichern, nicht möglich sind.

vorzuziehen. Gerade im Falle von dezentralen Speichern ist offenkundig, dass die gegenwärtige Praxis der Nicht-Vergütung Investitionsanreize verzerrt.

- In Bezug auf das vertikale Engpassmanagement und die Vermeidung von Netzausbau ist eine Vertragsbasis zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter naheliegend. Für die Speicher gilt dabei, dass die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen entscheidend ist: Kurzfristige Vertragslaufzeiten und Unsicherheit über die Preisentwicklung begünstigen tendenziell solche Flexibilitätsanbieter, die eher geringe zusätzliche Investitionskosten für die Flexibilitätsbereitstellung haben, also z.B. Demand Response. Mit Blick auf die hohen Investitionskosten sind hingegen für Speicher solche Rahmenbedingungen vorteilhaft, die lange Vertragslaufzeiten und Preisbindung vorsehen. Volkswirtschaftlich können Speicher dann Vorteile bieten, wenn ihre Betriebskosten unter denen der Wettbewerber liegen.
- Die Anreizung der Vermeidung von Spitzenlastbezug bei Grossverbrauchern kann zum einen individuell zwischen Verteilnetzbetreiber und Verbraucher ausgehandelt werden. Dabei verpflichtet sich Letzterer zur Implementierung eines bestimmten Lastprofils bzw. -bandes. Ggf. kann dann die Investition in einen Speicher rentabel werden. Alternativ dazu kann der Grossverbraucher u.U. durch den Einsatz eines Speichers seine Anschlusskapazität reduzieren und dadurch seine maximale Last. Bei einem angemessenen hohen Leistungsanteil der Entgelte kann ggf. die Rentabilität des Speichers gesichert werden.

Die hier vorgestellten Überlegungen bedürfen sicherlich einer Ausarbeitung im Rahmen von Verordnungen, die durch die Vorschläge zur Revision des StromVG ermöglicht würden.

## 5.1.4 Speicher und neue erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung auf Basis neuer erneuerbarer Energien (NEE), also u.a. Wind-, Solar PV und Biomasse, wird in der Schweiz seit 2009 durch die sogenannte Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert, einer technologie- und grössenspezifischen Vergütung von Anlagen über einen Zeitraum von 15 bis 25 Jahren.

Während die ursprüngliche Fassung der KEV für alle Technologien und Grössen differenzierte Einspeisetarife vorsah, wurden im Laufe der Jahre weitere Instrumente hinzugefügt:

- Einmalvergütung (EIV): Alternativ zur kontinuierlichen Förderung bietet KEV Möglichkeit eines einmaligen Investitionskostenzuschusses, seit 2018 Hauptinstrument für Solar PV
- Eigenverbrauchsregel (seit 2014): NEE-Produzent hat des Recht auf Eigenverbrauch sowie zur Einspeisung überschüssigen Stroms zum sog. Rücklieferarif
- Direktvermarktung (seit 1.1.2020): Anlagen ab 100 kW müssen Strom direkt vermarkten, erhalten zusätzlich eine Marktprämie

Die gesetzliche Grundlage bilden das Energiegesetz vom 1.1.2018 und Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (1.11.2017, gültige Fassung vom 1.1.2020). Für 2022 sind die Abschaffung der direkten Förderung in der jetzigen Form bzw. die Einführung von Investitionsbeiträgen geplant.

Speicher können grundsätzlich auch in Kombination mit Erzeugungsanlagen installiert werden, einschliesslich von Wasserkraftwerken und NEE-Anlagen<sup>44</sup> (sogenannte Behind-the-Meter Anwendung). Neben technischen Vorteilen bei der Steuerung der Anlage gibt es aus Sicht des Betreibers drei kommerzielle Anwendungen:

<sup>44</sup> Dieser Abschnitt fokussiert auf Grossanlagen, Kleinanlagen im Besitz von Prosumern werden im nachfolgenden Abschnitt 5.1.5 diskutiert.

- Durch zeitliche Verschiebung der Einspeisung mit Hilfe eines Stromspeichers kann der Marktwert der Erzeugung erhöht werden,
- Wetterbedingte Prognosefehler von NEE-Anlagen können durch Speicher ausgeglichen werden, so dass sich die Bilanzgruppentreue erhöht; hierdurch werden Kosten für Ausgleichsenergie gespart,
- Speicher können NEE-Anlagen eine Teilnahme an Regelleistungsmärkten ermöglichen bzw. den Einsatz einer Anlage verbessern helfen.

Alle Anwendungen bieten auch Sicht des Versorgungssystems Vorteile, da sie zur Systemstabilität beitragen. Mit Ausnahme der nachfolgend diskutierten Speicherreserve ist derzeit aber eine gesonderte Förderung nicht vorgesehen<sup>45</sup>. Für kurzfristige Systemdienstleistungen, wie insbesondere die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve und Spannungshaltung (vgl. die obigen Ausführungen in Abschnitt 5.1.2 und 5.1.3) besteht aus unserer Sicht allerdings auch keine schlüssige Begründung für einen gesonderten Förderbedarf für Speicher. Vielmehr stehen diese bei der Erbringung der genannten Leistungen im Wettbewerb mit anderen technischen Optionen. Auch mit Blick auf die Ziele der Gleichbehandlung und Technologieneutralität erscheint es aus unserer Sicht daher empfehlenswert, sich auf die allgemeine Fortentwicklung der entsprechenden Beschaffungs-, Vergütungs- und Marktmechanismen zu konzentrieren, eine gesonderte Bevorteilung einzelner Technologien aber nach Möglichkeit zu vermeiden.

Umgekehrt sollten NEE-Anlagen, in die ein Speicher integriert ist, die für diese Erzeugungstechnologie vorgesehene Förderung erhalten, ohne dass es zu Einschränkungen des Speichereinsatzes kommt: Bei einem Marktprämiensystem bedeutet dies z.B., dass die Prämie idealerweise gemäss der Erzeugung gewährt werden sollte und nicht gemäss der tatsächlichen Einspeisung, damit Verzerrungen des Speichereinsatzes am Markt (für Arbitragezwecke) vermieden werden.

Eine wesentliche Ausnahme bilden, wie bereits erwähnt, die Vorschläge zur Einführung einer Speicherreserve<sup>46</sup>. Hierbei handelt es sich explizit um ein neues Produkt zur Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von Energie während der kritischen Wintermonate. Primäres Ziel dieses neuartigen Instruments wäre insofern gerade nicht eine (finanzielle) Förderung von energiespeichern, sondern vielmehr die Ergänzung des „Energy-only Marktes“ durch eine Art Versicherungsprodukt. Zudem zielen die Vorschläge vor allem auf die Bewirtschaftung der grossen Speicherseen ab. Umgekehrt ist z.B. auch eine Beteiligung der im Fokus dieser Studie stehenden reinen Stromspeicher angedacht, sowie allenfalls anderer Technologien, wie z.B. Kehrrechtverbrennungsanlagen (mit Speichermöglichkeiten für Abfall) oder Nachfrageflexibilität. Eine detaillierte Diskussion und Bewertung der Vorschläge zur Speicherreserve ginge über Ziel und Umfang der vorliegenden Studie hinaus. Analog zu den Anmerkungen zu kurzfristigen Systemdienstleistungen sollte bei der möglichen praktischen Ausgestaltung und Einführung eines derartigen neuen Produkts daher darauf geachtet werden, dass die angedachte Öffnung und Gleichbehandlung verschiedener Speichertechnologien auch tatsächlich umgesetzt wird.

### 5.1.5 Speicher und Eigenverbrauch

Ein weiterer sinnvoller Einsatz von Speichern im Zusammenhang mit NEE-Erzeugung kann durch Prosumer erfolgen, also Haushalten oder KMU, die eine NEE-Anlage<sup>47</sup> betreiben und einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen. Hierbei bestehen zwei wesentliche wirtschaftliche Anreize:

- Mit Hilfe des Speichers kann der Prosumer seine Eigenverbrauchsquote erhöhen. Hierdurch werden der Bezug vergleichsweise teuren Stroms aus dem Netz bzw. die arbeitsabhängigen Netzentgelte reduziert.

<sup>45</sup> Lediglich bei Wasserkraftanlagen sieht die oben zitierte Verordnung eine implizite Speicherförderung bei der Erweiterung der Speicherbecken vor.

<sup>46</sup> BFE. Revision StromVG, Ausgestaltung einer Speicherreserve. Version 2.0 vom 17. Oktober 2018

<sup>47</sup> Häufig handelt es sich um Solar-PV-Dachanlagen; und bei den Speichern um Batterien.

- Durch den Einsatz von Speichern kann eine mögliche Abregelung der Anlage durch den Netzbetreiber -und damit der Ausfall der Erzeugung- vermieden werden.

Die Diskussion des Speichereinsatzes muss im Rahmen des gegenwärtigen Förderrahmens geführt werden: In der Schweiz ist Eigenverbrauch möglich bzw. sogar gewünscht. Die überschüssige Erzeugung muss als Graustrom ohne Herkunftsnachweis vom lokalen Netzbetreiber bzw. Versorger abgenommen und zum Rücklieferarif vergütet werden<sup>48</sup>. Die Richtschnur für die Vergütung bilden marktorientierte Bezugspreise für gleichwertige Energie. Artikel 15 des Energiegesetzes von 2018 spezifiziert dies:

*„Die Vergütung ... richtet ... sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.“*

In der Praxis führt dies zu einer weiten Spreizung der Vergütung von Überschuss-Energie. Der Verband unabhängiger Energieerzeuger (VESE)<sup>49</sup> stellt der Öffentlichkeit eine Übersicht über die Vergütung von Solar-PV-Anlagen im Besitz von Prosumern zur Verfügung. Demnach reichen die von den 30 grössten Elektrizitätswerken gewährten Vergütungen von gut 6 Rp/kWh bis knapp 13 Rp/kWh<sup>50</sup> (Stand: Dezember 2020). Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Rentabilität eines Speichereinsatzes: je höher die Vergütung, desto geringer die Anreize zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils<sup>51</sup>.

Ähnlich wie im Falle der NEE-Grossanlagen (s. Abschnitt 5.1.4) stellt sich auch im Zusammenhang mit Speichern im Besitz und Betrieb eines Prosumers die Frage nach einer gesonderten Förderung. Anders als dort gibt es hierfür in diesem Zusammenhang eine mögliche Begründung: Speicherezubau kann potenziell den Netzausbaubedarf reduzieren und damit Kosten des Verteilnetzbetreibers senken (vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1.3). Allerdings ist dies keine unmittelbare Folge des Betriebs von Speichern durch den Prosumer, der diesen ja zunächst für seine eigenen Zwecke einsetzt. Eine Speicherförderung erscheint vielmehr nur dann gerechtfertigt, wenn hierdurch auch tatsächlich ein netzentlastender Einsatz angereizt wird, typischerweise die Vermeidung von Spitzeneinspeisung, möglicherweise auch die Vermeidung von Spitzenlast. Zudem ist eine entsprechende Förderung offensichtlich nur dann notwendig oder effizient, wenn sie dazu beiträgt, bestehende oder zumindest perspektivisch erwartete Engpässe im Netz bzw. hohe temporäre Überschüsse auf Systemebene zu vermeiden<sup>52</sup>.

Ein Beispiel für einen solchen Ansatz bietet das deutsche KfW-Förderprogramm für Batteriespeicher<sup>53</sup> als Teil von Solar-PV Anlagen, das vom 31.3.2016 bis 31.12.2018 Bestand hatte. Hierbei wurde eine Förderung in Form von Tilgungszuschüssen für KfW-Kredite für Batteriespeicher gewährt. Voraussetzung: Die maximale Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt durfte nur 50 Prozent der installierten Leistung der Photovoltaikanlage betragen. Durch eine solche Bedingung kann die Netzinanspruchnahme durch eine Solar-PV-Anlage dauerhaft begrenzt werden, da während der Haupterzeugungsphase die Hälfte des Stroms nicht ins Netz, sondern in die Batterie eingespeist werden muss.

Analog zu dem deutschen Beispiel wäre es im Kontext des Schweizer Fördersystems z.B. möglich, den Zubau eines Batteriespeichers zu einer Solar-PV-Anlage im Rahmen der Einmalvergütung finanziell zu begünstigen, wenn dabei

<sup>48</sup> Für Anlagen mit einer maximalen Leistung von 3 MW bzw. einer maximalen Jahresproduktion von 5.000 MW (Art. 15 EnG)

<sup>49</sup> Vgl. die VESE Webseite <https://www.vese.ch/pvtarif/>

<sup>50</sup> Einige Tarife gelten nur für Strom inkl. Herkunftsnachweis (Grünstrom), bei denen die Verteilnetzbetreiber freiwillig über die gesetzlichen Bestimmungen hinausgehen.

<sup>51</sup> Kritisch erscheinen in diesem Zusammenhang allerdings nicht dieser generelle Zusammenhang, sondern vielmehr der inhärente Widerspruch zwischen der beobachteten Spreizung und den Vorgaben von Art. 15 EnG. Ökonomisch gesehen reflektieren die o.g. Vorgaben des EnG die Forderung, dass Preise in einem liberalisierten Markt die Grenzkosten zusätzlicher bzw. alternativer Produktion reflektieren sollten. In einem Markt ohne relevante Engpässe sollten diese Grenzkosten allerdings in allen Verteilnetzen ähnlich sein. Die Frage der Ermittlung und Angemessenheit der Rücklieferarif geht jedoch über den Umfang dieser Studie hinaus.

<sup>52</sup> Hierbei ist ein Zielkonflikt zwischen zentralen und dezentralen Speichern (und anderen Flexibilitäten) zu berücksichtigen: So reduziert eine gezielte Förderung von Flexibilitäten auf Seite der Endverbraucher das wirtschaftliche Potenzial für eigenständige Batterien und andere Energiespeicher im Netz.

<sup>53</sup> KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" der KfW-Bankengruppe, vgl. [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275))

gleichzeitig die maximale Einspeisekapazität der Erzeugungsanlage begrenzt wird<sup>54</sup>. Neben einer direkten Förderung eines Speichers könnte dies auch durch eine Anpassung von Netzanschlusskosten oder der Netznutzungsentgelte (NNE) erfolgen. Im ersten Fall würde die Reduzierung der Anschlusskapazität des Prosumers durch eine Reduzierung der Anschlusskosten honoriert, wobei dies offensichtlich nur bei neuen Netzanschlüssen möglich wäre. Eine zweite Option wäre die Anwendung geringerer Fix- und/oder Leistungstarife<sup>55</sup>.

Dies wäre vor allem dann wirksam, wenn die Netzentgelt-Systematik reformiert würde: Eine DNV Studie zum Netznutzungsmodell für die Schweiz (DNV GL, 2015) empfiehlt für nicht-leistungsgemessene Kunden die Erhöhung des Leistungsanteils im Sinne einer Kostenreflexion der Netzentgelte. Dies gilt a fortiori für Prosumer: Die durch sie verursachten Netzkosten, die im Wesentlichen durch die Bereitstellung des Anschlusses entstehen, unterscheiden sich nur unwesentlich von denen eines vergleichbaren Stromkonsumenten ohne Eigenerzeugung. Aufgrund der weitaus geringeren Ausspeisemenge des Prosumers fällt sein Beitrag zur Netzfinanzierung jedoch im gegenwärtigen System deutlich geringer aus, da der Arbeitsanteil bei den NNE überwiegt<sup>56</sup> und Netzentgelte also vor allem proportional zum Verbrauch aus dem Netz bezahlt werden.

Diese Überlegungen verdeutlichen jedoch einen wesentlichen Zielkonflikt bzw. andere Herausforderungen:

- Die Analysen im Rahmen der Marktsimulationen (vgl. Abschnitt 3.3.3) haben klar gezeigt, dass kundeneigene Batteriespeicher im derzeitigen Regulierungsrahmen in einem sehr hohen Masse von der Vermeidung arbeitsabhängiger Netzentgelte profitieren. Diesen stehen jedoch aus den genannten Gründen keine entsprechenden Einsparungen auf Seiten der Netzbetreiber gegenüber. Im Ergebnis führen die aktuellen Regelungen bereits heute zu einer substantiellen impliziten Förderung kundeneigener Stromspeicher, die von den übrigen Konsumenten getragen werden müssen. Vor diesem Hintergrund erscheint nicht nur die Notwendigkeit einer weitergehenden Förderung von Batterieanlagen zum derzeitigen Zeitpunkt fraglich, da dies zu einer Überförderung entsprechender Anlagen führen könnte, sondern es ergeben sich eindeutige Argumente für eine Erhöhung des Leistungsanteils.
- Eine Erhöhung des Fix- bzw. Leistungsanteils kann umgekehrt im derzeitigen Energy-only-Markt dazu führen, dass die Kombination aus vermiedenen Netzentgelten und möglichen Rücklieferatarifen geringer ist als die tatsächlichen Kosten des vermiedenen Bezugs aus dem Netz. Zudem können höhere Leistungstarife Barrieren für die Nutzung der Nachfragesteuerung schaffen, konkret für den Fall einer erhöhten Leistungsabnahme aus dem Netz.

Als eine weitere Option werden dynamische Tarife bzw. NNE für Prosumer diskutiert. Diese können Investitionsanreize in Speicher bieten, mit dem sie den Verbrauch von Strom aus dem Netz während lastbedingter Engpässe vermeiden könnten. Konzepte dieser Art beruhen auf der ökonomischen Idee von Knappheitspreisen: demnach sollten die Tarife für Verbraucher, insbesondere für Prosumer, die Knappheit der Netzkapazität widerspiegeln und damit ein netzdienliches Verbrauchsverhalten anreizen. Solche dynamischen Tarife stellen theoretisch ein zielgenaueres Instrument als NNE mit starkem Leistungsanteil dar. Insbesondere könnte durch sie das Auftreten von Gleichzeitigkeiten bei flexiblen Verbrauchern vermieden werden, dass u.U. zu einer ungünstig hohen aggregierten Höchstlast führen kann und damit zu einer entsprechend hohen Gesamtbelastung des Verteilnetzes.

Freilich setzt diese Lösung eine ausreichende Reaktionsfähigkeit des Verbrauchers bzw. Prosumers voraus, der seinen Verbrauch anhand ständig wechselnder Preisprofile optimieren muss, um die finanziellen Vorteile der dynamischen Tarife zu realisieren. Obwohl zunehmend entsprechende Software- bzw. Dienstleistungsangebote verfügbar sind, sind die

<sup>54</sup> Analog können diese Überlegungen prinzipiell auch auf eine Reduzierung bzw. Begrenzung der max. Abnahme aus dem Netz übertragen werden, wobei dies voraussichtlich nur in Verbindung mit hohen und zeitlich begrenzten elektrischen Zusatzlasten relevant wäre, wie beispielsweise Elektrofahrzeugen oder allenfalls Wärmepumpen.

<sup>55</sup> Da vor allem bei Kleinkunden die Netznutzungsentgelte in der Regel nach der maximalen bzw. maximal möglichen Abnahme aus dem Netz bemessen werden, hätte eine Begrenzung der max. Einspeisung ansonsten keinen Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte, mit Ausnahme des – eher theoretischen – Falles, dass die zulässige Einspeisung ins Netz höher als die zulässige Abnahme wäre.

<sup>56</sup> Die VSE Studie (2019) Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz beziffert das Verhältnis von Leistungs- zu Arbeitsanteil bei den NNE für Haushalte auf 30 zu 70 (vgl. S. 53).

möglichen Kostenvorteile für einen Prosumer nur schwer zu ermitteln und zudem in vielen Fällen noch begrenzt. Dennoch steht zu erwarten, dass längerfristig zusätzliche Anbieter entsprechende Dienstleistungen anbieten werden.

Insgesamt sehen wir vor dem Hintergrund dieser Diskussion aktuell keine unmittelbare Notwendigkeit für eine zusätzliche Förderung kundeneigener Speicher. Vielmehr erscheint es mit Blick auf eine mögliche implizite Überförderung den Anteil der arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelte zu überprüfen und allenfalls anzupassen. Im Falle einer möglichen strukturellen Anpassung der Netznutzungsentgelte, also speziell einer Verringerung der arbeitsabhängigen Komponente, könnte sich die Situation jedoch ändern. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, eine separate Förderung von kundeneigenen Batteriespeichern - sofern deren Ausbau politisch erwünscht ist - im Zusammenhang mit einer möglichen Reform der Netznutzungsentgelte näher zu untersuchen. Gleiches gilt für die Anwendung dynamischer Tarife, welches ebenfalls nicht isoliert aus Sicht von Energiespeichern betrachtet werden sollten.

## 5.2 Wärme- & Gasspeicher

Wie Stromspeicher auch können Wärme- und Gasspeicher grundsätzlich einen Beitrag zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems leisten. Tatsächlich sind Gasspeicher fester Bestandteil jeder Gasversorgungsinfrastruktur: Angesichts von allgemein üblichen, technisch bedingten Verzögerungen bei der Gaslieferung tragen sie dazu bei, eine lastgerechte Versorgung sicherzustellen. Ausserdem ermöglichen sie Arbitrage-Geschäfte im Gashandel. Der Einsatz von Wärmespeichern ist weniger weit verbreitet, die verfügbaren Technologien für Tages- und Wochenspeicher sind jedoch erprobt und vergleichsweise günstig. Eine Effizienzsteigerung bei der Wärmeversorgung erreichen solche Speicher vor allem im Zusammenhang mit Nah- und Fernwärmenetzen, bei denen sie eine Flexibilisierung der Erzeugung sowie die verbesserte Nutzung industrieller Abwärme ermöglichen. In zunehmendem Masse werden heute auch saisonale Wärmespeicher diskutiert, der Hintergrund ist das vermehrte Auftreten von energetischen Überschüssen in der warmen Jahreszeit: Sowohl solarthermische Anlagen als auch Boiler in Verbindung mit Solar-PV Anlagen können in dieser Zeit Wärme zu verschwindenden Grenzkosten bereitstellen. Geeignete saisonale Speicher bieten die Möglichkeit, einen Teil der Energie in der kalten Jahreszeit zur Verfügung zu stellen.

Neben der Binnenflexibilisierung der Gas- und Wärmeversorgung können Gas- und Wärmespeicher jedoch auch via Sektorkopplung einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten:

- Erzeugungsseitige Sektorkopplung: Wärmespeicher ermöglichen WKK-Anlagen eine stromgeführte Erzeugung, so dass diese in den Teilmärkten des Stromsystems optimiert angeboten werden kann, etwa für die Regelleistungsbereitstellung oder für Arbitrage im Day-Ahead- oder im Intraday-Markt. Dies erhöht die Flexibilität der Stromerzeugung.
- Lastseitige Sektorkopplung: Bei Wärmepumpen können Wärmespeicher zur Anpassung der Stromverbrauchsprofile beitragen. Auf diese Art und Weise können sie die Strombezugskosten reduzieren sowie -via Demand Response- negative Regelleistung anbieten.

In diesem Abschnitt gehen wir nun auf die mit dem Themenkomplex verbundenen regulatorischen Fragestellungen ein.

## Förderung von Wärmenetzen und WKK Anlagen in der Schweiz

In der Schweiz werden derzeit sowohl Wärmenetze als auch WKK Anlagen finanziell gefördert. Für die Wärmenetze gibt es dabei zwei vorwiegende Fördermethoden: Das harmonisierte Fördermodell der Kantone und die Förderung über CO<sub>2</sub>-Kompensationsmassnahmen. Für das Fördermodell der Kantone erhalten die Kantone Beiträge zum Gebäudeprogramm, die aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe finanziert werden. Diese Beiträge können unter anderem für den Neubau und die Erweiterung von Wärmenetzen eingesetzt werden oder für Förderbeiträge für Gebäudeeigentümer bei Anschluss an ein Wärme- oder

Kältenetz. Voraussetzung für die Förderung ist der Einsatz von mehrheitlich erneuerbaren Energien oder Abwärme als Wärme-/ Kältequelle. Die Förderung über CO<sub>2</sub>-Kompensationsmassnahmen ergibt sich aus der CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht für Treibstoffimporteure, die im CO<sub>2</sub>-Gesetz verankert ist. Die CO<sub>2</sub>-Reduktionsleistungen von Fernwärmeprojekten können als Kompensationsprojekte nach Artikel 5 der CO<sub>2</sub>-Verordnung angemeldet werden.

Auch WKK Anlagen in der Schweiz werden auf zwei Weisen gefördert:

- **Befreiung von der CO<sub>2</sub>-Abgabe:** Laut CO<sub>2</sub>-Gesetz können 60% der CO<sub>2</sub>-Abgabe für die Brennstoffe, die für die Produktion von Elektrizität verwendet wurden, zurückerstattet werden. Die restlichen 40% können ebenfalls zurückerstattet werden, wenn der Betreiber nachweist, dass er im Umfang eines gleichwertigen Betrags Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz der eigenen oder anderer Anlagen, die aus der Anlage Elektrizität oder Wärme beziehen, ergriffen hat
- **Abnahmegarantie:** Die Netzbetreiber müssen den gesamten Strom von WKK-Anlagen abnehmen und vergüten, der von WKK Anlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 3 MWel oder einer Stromproduktion von höchstens 5000 MWh jährlich produziert werden. Die minimale Vergütung orientiert sich am Day-Ahead Spotpreis.

## Internationales Beispiel: WKK Förderung in Deutschland

Die WKK Förderung in Deutschland wird hier als internationales Beispiel herangeführt, da diese neben einer allgemeinen Förderung insbesondere die Flexibilisierung von WKK Anlagen finanziell fördert. Somit sollen WKK Anlagen zusätzliche Flexibilität für das Stromnetz zur Verfügung stellen.

Die generelle Förderung von WKK Anlagen in Deutschland erfolgt über umlagenfinanzierte Beiträge, die über das KWK-Gesetz geregelt sind. Auch Wärmenetze und Wärmespeicher können über das KWK-Gesetz gefördert werden. Laut §18 des KWK-Gesetzes ist der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen förderfähig, wenn ein Grossteil (min. 50 bzw. 75 %) der Wärme aus WKK Anlagen stammt. Die Förderung des Neubaus von Wärmespeichern für WKK-Anlagen ist in §22 des KWK-Gesetzes geregelt. Somit sollen WKK Anlagen flexibilisiert werden, damit diese stromseitig geführt werden können.

Zusätzlich zu der generellen Förderung von WKK-Anlagen, die ortsunabhängig erfolgt, wird die Flexibilisierung von WKK-Anlagen in den so genannten Netzausbaugebieten finanziell besonders unterstützt. Die Netzausbaugebiete werden von der Bundesnetzagentur definiert und sind in Abbildung 59 dargestellt. Sie sind Regionen, in denen oft eine Überproduktion von Strom aus Windkraft anfällt, die aufgrund von Netzengpässen nicht in den Süden transportiert werden kann. WKK Anlagen können einen Vertrag als „zuschaltbare Lasten“ mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber abschliessen. Dies ist in §13 Abs. 6a EnWG geregelt. Geeignet sind WKK Anlagen mit Power-to-Heat Anlagen. Tritt ein Engpass auf, wird die Wärme- und Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen heruntergeregelt und durch Power-to-heat ersetzt. So kann die Abregelung von Windenergieanlagen verhindert werden.

Die entsprechenden Vorgaben in Deutschland beziehen sich insofern also auf horizontale Engpässe im Übertragungsnetz und sind insoweit nur sehr bedingt mit den Verhältnissen in der Schweiz vergleichbar.



**Abbildung 59: Netzausbauregionen in Deutschland**

Quelle: BNetzA<sup>57</sup>

## Perspektiven für Wärmespeicher in der Schweiz

Die Höhe der Fernwärmetarife in der Schweiz hängt stark von der jeweiligen Region ab. Die Tarifstruktur ist jedoch sehr ähnlich und setzt sich aus Anschlussgebühr, Leistungstarif und einem festen Arbeitstarif zusammen. Da die Tarifstruktur für Fernwärme in der Schweiz nicht flexibel ist, gibt es keine Anreize für die Endverbraucher, in einen Wärmespeicher zu investieren und so ihren Wärmeverbrauch zu flexibilisieren. Somit bietet sich eine Speichernutzung im Fernwärmesektor insbesondere für den vertikal integrierten Betreiber an, der alle Kosten auf die Tarife umlegen kann.

Grosse Power-to-heat Anlagen und WKK Anlagen werden typischerweise wärmeseitig geführt, um eine Versorgung mit Fernwärme sicherzustellen. Jedoch können diese Anlagen durch den Einsatz von Wärmespeichern flexibilisiert werden, da durch den Speicher die Wärmeproduktion und -lieferung entkoppelt werden können. Dadurch können die Anlagen stromseitig geführt werden und es ergeben sich Potenziale für die Vermarktung der Flexibilität auf dem Strommarkt.

Wie die Analysen in Kapitel 3 bzw. Abschnitt 3.3.4 gezeigt haben, erscheint das Potenzial für Nutzung zusätzlicher Flexibilitäten aus der Sektorkopplung zwischen dem Strom- und Wärmemarkt in der Schweiz allerdings insgesamt als begrenzt, und zwar sowohl technisch als auch wirtschaftlich. Dennoch erscheint es geboten, das wirtschaftlich verfügbare Potenzial zu nutzen, also z.B. insbesondere durch Investitionen in kurzfristige Wärmespeicher in Fern- und Nahwärmenetzen. Vor dem Hintergrund des bislang insgesamt geringen Anteils an WKK an der Stromerzeugung in der Schweiz und dem grossen Flexibilitätspotenzial aus der Wasserkraft (inkl. Umwälzwerke) erscheint fraglich, ob eine gezielte bzw. zusätzliche Förderung von Wärmespeichern zum derzeitigen Zeitpunkt bereits notwendig ist. Im Sinne einer vorausschauenden Planung wäre es aber umgekehrt wünschenswert, wenn derartige Potenziale bereits beim aktuellen Ausbau von WKK-Anlagen berücksichtigt würden.

57

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/Netzausbauegebiete/Netz\\_ausbauGV\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbauegebiete/Netz_ausbauGV_node.html)

Vor diesem Hintergrund sehen wir keine dringende Notwendigkeit für die Einführung separater Massnahmen zur Förderung von Wärmespeichern, empfehlen aber, diese bei einer allfälligen Revision der Förderung von Wärmenetzen und WKK-Anlagen mit zu berücksichtigen.

Diese Überlegungen gelten für „zentrale“ Nah- und Fernwärmenetze, welche unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben und gesteuert werden. Für die isolierte Wärmezeugung aus dezentralen Wärmepumpen haben die Analysen in Abschnitt 3.3.4 dagegen nur ein sehr begrenztes Potenzial für den sektorübergreifenden Austausch von Flexibilität ergeben. Zudem erscheint es fraglich, ob die jeweiligen Betreiber bzw. Konsumenten ihre entsprechenden Flexibilitäten auch tatsächlich dem Stromsystem zur Verfügung stellen werden oder aber ausschliesslich für die Optimierung der eigenen Anlage nutzen würden, also analog dem Einsatz von Wärmespeichern bei dezentralen Anlagen zur Wärmeversorgung aus Erdgas, Erdöl oder Biomasse.

Im Ergebnis besteht aus Sicht von DNV daher aktuell keine überzeugende Rechtfertigung für die Einführung von expliziten Fördermassnahmen für dezentrale Wärmespeicher mit dem Ziel einer Förderung der Sektorkopplung. Vielmehr sollten der Einsatz und eine allfällige Förderung entsprechender Speichertechnologien damit vor allem innerhalb der lokalen Gegebenheiten zur Wärmeversorgung betrachtet werden, und zwar unabhängig vom Stromsystem bzw. -markt. Diese Aspekte gehen jedoch deutlich über den Gegenstand dieser Studie hinaus, so dass wir von einer abschliessenden Empfehlung absehen.

## 5.3 Zusammenfassung und Empfehlungen

Tabelle 18 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Diskussion in diesem Kapitel zusammen. Diese führen zu den nachfolgenden allgemeinen Schlussfolgerungen und Empfehlungen:

- Batteriespeicher eignen sich sehr gut für die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen. Der regulatorische Rahmen sowie die technischen und kommerziellen Marktregeln sollten daher regelmässig überprüft und allenfalls angepasst werden, um die Nutzung und Teilnahme auch unkonventioneller und kleiner Anlagen und Akteure zu ermöglichen. Diesbezüglich ist festzustellen, dass die aktuellen Vorgaben z.B. für die Regelleistung bereits heute eine Teilnahme von Speichern ermöglichen. Dennoch sollten z.B. eine weitere Reduktion der Mindestangebotsgrössen oder die Bereitstellungsfristen überprüft werden. Analog erscheint es sinnvoll, auch dezentrale Speicher bei der Blindleistungsbeschaffung zu berücksichtigen.
- Wie bereits in früheren Studien für das BFE vorgeschlagen, sollten vertragliche Regelungen zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter für das vertikale Engpassmanagement und die Vermeidung von Netzausbau entwickelt werden. Hierbei erscheinen langfristige Verträge mit Blick auf Investitionssicherheit für Speicher günstiger.
- Eigenständige Energiespeicher ohne Endverbrauch sollten bezüglich der Netznutzungsentgelte nicht mit normalen Endverbrauchern gleichgesetzt werden. Da eine vollständige Netzentgeltbefreiung als weitere Ausnahmeregelung generell kritisch zu sehen wäre, empfehlen wir die Einführung separater Netznutzungsentgelte für eigenständige Energiespeicher, allenfalls verbunden mit der Vorgabe, System- bzw. Netzdienstleistungen anzubieten. Um einen effizienten Einsatz der Speicher zu ermöglichen, sollten hierbei keine oder maximal eine sehr geringfügige arbeitsabhängige Komponente in Anwendung kommen, beispielsweise angelehnt an die Kosten der Netzverluste. Ferner erscheinen auch nur begrenzte Leistungsentgelte gerechtfertigt, um eine Ungleichbehandlung eigenständiger Speicher gegenüber den mit ihnen konkurrierenden Kraftwerken und Umwälzwerken in den Systemdienstleistungsmärkten zu vermeiden. Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte der Energiespeicher sind die künftigen Regelungen für die Kontrahierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsdienstleistungen unbedingt zu berücksichtigen.

- Investitionen in Energiespeicher erhöhen die Flexibilität des lokalen sowie ggf. des Gesamtsystems und können sowohl im Falle eigenständiger Stromspeicher als auch in Verbindung mit Erzeugungsanlagen (Wind, PV), Stromverbrauch oder im Wärmesektor sinnvoll sein. Allerdings sollten derartige Investitionen grundsätzlich immer aus Sicht der Gesamtanlage bzw. des Gesamtsystems bewertet werden und eine Überförderung einzelner Technologien vermieden werden. Zudem werden bereits heute Anlagen zur Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien, Wärmenetze oder WKK-Anlagen finanziell gefördert. Vor diesem Hintergrund erscheint eine gesonderte Speicherförderung zum aktuellen Zeitpunkt nicht als empfehlenswert, um mögliche Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden bzw. diese sollten am besten im Zusammenhang mit einer nachfolgend diskutierten Reform der Netzentgeltstruktur diskutiert werden.
- Die Ergebnisse der Simulationsanalysen zeigen zudem sehr klar, dass kundeneigene Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen tendenziell von dem hohen Anteil arbeitsabhängiger Komponenten in der derzeitigen Netzentgeltssystematik und somit vom Eigenverbrauch profitieren und dies perspektivisch zu einer erheblichen Überförderung führen, denen keine entsprechenden Kosteneinsparungen für das Gesamtsystem gegenüberstehen. Diese Beobachtungen unterstützen die Empfehlungen einer früheren Studie zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells mit dem Vorschlag einer Erhöhung des Grundpreises bzw. Leistungsanteils auch für nicht leistungsgemessene Endverbraucher, wobei selbstverständlich eine Abwägung gegenüber den negativen Effekten «zu hoher» Leistungstarife erforderlich wäre<sup>58</sup>.

---

<sup>58</sup> Insbesondere mit Blick auf Anreize für flexible Lasten.

**Tabelle 18: Wesentliche Schlussfolgerungen und Empfehlungen von Kapitel 5**

Thema	Hauptaussagen und Empfehlungen
Ungleichbehandlung von Grossspeichern	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empfehlung zur Einführung separater Netznutzungsentgelte für eigenständige Energiespeicher, welche Netzdienstleistungen anbieten. Bei der Ausgestaltung der Netzentgelte bei Energiespeicher sollten jedoch die künftigen Regelungen für die Kontrahierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsdienstleistungen berücksichtigt werden. Alternative Modelle einer NNE-Reduktion unter spezifischen Vorgaben könnten geprüft werden, wären aber voraussichtlich mit erheblicher Komplexität verbunden.</li> </ul>
Systemdienlicher Speichereinsatz im Übertragungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktuelle Regelungen erlauben bereits heute Teilnahme von Speichern am Regelleistungsmarkt. Daher keine grundlegenden Anpassungen notwendig, aber Empfehlung zur fortgesetzten Weiterentwicklung, wie z.B. Reduktion von Mindestangebotsgrössen, Produktdauer usw.</li> <li>• Empfehlung zur Einbindung von dezentralen Speichern in die Blindleistungsbeschaffung</li> </ul>
Netzdienlicher Speichereinsatz im Verteilnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzdienstleistungen wie Spannungshaltung und Blindleistungskompensation sollten in Zukunft vergütet werden (analog zum Übertragungsnetz)</li> <li>• Umsetzung der in früheren Studien erarbeiteten Vorschläge für vertragliche Regelungen und Vergütung für das vertikale Engpassmanagement und zur Vermeidung von Netzausbau</li> </ul>
Speicher und NNE: Förderrahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NEE-Anlagen mit Speichern sollten am Regelleistungsmarkt teilnehmen dürfen</li> <li>• Gesonderte Speicherförderung erscheint weder notwendig noch empfehlenswert, um eine Ungleichbehandlung verschiedener Flexibilitäten zu vermeiden</li> <li>• NEE-Förderung darf durch einen Speicher in der Anlage allerdings auch nicht reduziert werden.</li> </ul>
Speicher und Eigenverbrauch	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzdienlicher Speichereinsatz sollte allenfalls im Zusammenhang mit den o.g. Regelungen vergütet werden</li> <li>• Vermeidung arbeitsabhängiger Netzentgeltkomponenten führt aktuell zu erheblicher Förderung kundeneigener Energiespeicher, Risiko einer Überförderung</li> <li>• Empfehlung zur Erhöhung des Leistungsanteils auch für nicht-leistungsgemessene Konsumenten</li> <li>• Zusätzliche Speicherförderung sollte nur im Zusammenhang mit einer entsprechenden Anpassung der Netzentgelte betrachtet werden</li> </ul>
Wärmenetze und -speicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Förderung von Wärmenetzen und WKK Anlagen bereits vorhanden</li> <li>• Systemsimulation zeigen begrenztes (ökonomisches) Potenzial für Austausch von Flexibilitäten zwischen Storm- und Wärmesektor</li> <li>• Separate Förderung von Wärmespeichern in Nah- und Fernwärmenetzen primär bei allfälliger Revision der Förderung von Wärmenetzen und WKK-Anlagen überprüfen</li> <li>• Förderung von Wärmespeichern für die dezentrale Wärmeversorgung erscheint vor dem Hintergrund der Sektorkopplung als nicht gerechtfertigt und sollte innerhalb allfälliger Fördermassnahmen innerhalb des Wärmesektors betrachtet werden.</li> </ul>

## 6 Referenzen

- Anon., 2018. Aluminium bringt die Sonne in den Winter. *Hochschule für Technik Rapperswil*.
- Anon., kein Datum [Online]  
Available at: <https://highviewpower.com/>  
[Zugriff am 07 2020].
- AWK, E.-B., 2021. *Datahub Schweiz. Kern zukünftiger Dateninfrastruktur digitalisierter Strom- und Gasmärkte; Gutachten für das BFE*, Bern: s.n.
- Baldini, L., Brändle, S. & Haselbacher, A., 2019. *Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick*, s.l.: Forum Energiespeicher Schweiz.
- Barbato, M. C., Montorfano, D. & Contestabile, F., 2019. *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage grid-to-grid performance modeling*, Bern: Swiss Federal Office of Energy SFOE.
- Bergholz, T., 2015. *Lithiumbatterien für stationäre und mobile Anwendungen: Benchmarking und experimentelle Umsetzung*, s.l.: Forschungszentrum Jülich.
- BFE AG Technologie, 2015. *Smart Grid Roadmap Schweiz*, s.l.: s.n.
- BFE, 2020. *Erläuternder Bericht zu Flexibilität, interner Vermerk zur Reform des StromVG*, s.l.: s.n.
- BFE, 2020. *GESAMTE ERZEUGUNG UND ABGABE ELEKTRISCHER ENERGIE IN DER SCHWEIZ*. [Online]  
Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWVW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAwODY=.html>
- BFE, 2020. *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019*. Bern: s.n.
- Bocklisch, T., 2017. *Speicherung elektrischer Energie - Chemische Energiespeicher*, Dresden: Technische Universität Dresden.
- Böttger, D., 2017. *Energiewirtschaftliche Auswirkung der Power-to-Heat Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt*, Bad Salzungen: Universität Leipzig.
- Bücken, M. et al., 2017. *Potenziale der Sektorenkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich Sachsen-Anhalt*, Halle: EEB Enerko; MITNETZ Strom.
- Cole, W. & Frazier, A. W., 2019. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*, s.l.: NREL.
- Consentec, 2015. *Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- Cui, Y., 2017. A review on phase change material application in building. *Advances in Mechanical Engineering*, Band 9.
- Daimler, 2020. *Die-Nachhaltigkeit-Das-Ganze-im-Auge-behalten*. [Online]  
Available at: <https://media.daimler.com/marsMediaSite/de/instance/ko/Die-Nachhaltigkeit-Das-Ganze-im-Auge-behalten.xhtml?oid=41476538>  
[Zugriff am 28 July 2020].
- Danish Energy Agency and Energinet, 2018. *Technology Data – Energy storage*, s.l.: Danish Energy Agency and Energinet.
- dena, 2016. *Roadmap Demand Side Management - Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.*, Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- DNV GL, 2015/2016. *Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- DNV GL, 2015. *Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- DNV GL, 2015. *Weiterentwicklung Netznutzungsmodell*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- DNV GL, 2017. *Dezentrale Speicher für Netzbetreiber - Alternative Netzkapazitäten*, s.l.: im Auftrag des BFE.
- DNV KEMA, 2013. *Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- Doelling, R. J., 2016. *energie-experten.org*. [Online]  
Available at: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare->

[energien/erdwaerme/erdwaermetauscher/erdwaermespeicher.html](#)  
[Zugriff am 07 2020].

EESI, 2019. *Fact Sheet: Energy Storage*, s.l.: Environmental and Energy Study Institute.

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Fachsekretariat, 3. April 2018 / Update 1. Juni 2019, 30. April 2020 und 26. August 2020. *Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050*, s.l.: s.n.

ElCom, 2020. *Tarifrohdaten 2020*. [Online]

Available at: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html>  
[Zugriff am 2020].

Elcom, 2020. *Tarifübersicht 2020*, s.l.: s.n.

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), kein Datum [Online]

Available at: <https://www.ekz.ch/blue/de/wissen/2018/groesste-batterie-der-schweiz.html>

ENTSO-E, 2018. *Ten Year Network Development Plan*, s.l.: ENTSO-E.

ENTSO-E, 2020. *Ten Year Network Development Plan*, s.l.: ENTSO-E.

EUROBAT, 2015. *Eurobat E-Mobility Battery R&D Roadmap 2030 Battery Technology for vehicle application*, Brussels: s.n.

Gatzen, C., 2013. *Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050*, s.l.: BFE.

Giovinetto, A. & Eller, A., 2019. Comparing the Costs of Long Duration Energy Storage Technologies. *Navigant Research*.

Granitza, E., 2019. *Presse Trend*. [Online]

Available at: <https://www.presse-trend.de/news/news-detailanzeige/news/dlr-carnot-batterie-als-vielversprechende-elektrisch-thermische-speichertechnik.html>  
[Zugriff am 21 July 2020].

Gruer, A., Biedermann, F. & Roon, S. v., 2015. *Industrielles Power to Heat Potenzial*, Wien: TU Wien.

Hecking, H., 2017. *Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO<sub>2</sub>-Minderung*, s.l.: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.

Henning, H.-M. & Sauer, D. U., 2015. *Demand-Side-Management im Wärmemarkt Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*, s.l.: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Higgle, R., 2017. *Eisen-Luft-Akku besser als Li-Ion-Akku*. [Online]

Available at: <https://www.elektroniknet.de/design-elektronik/power/eisen-luft-akku-besser-als-li-ion-akku-147150.html>

Kober, T., Bauer, C. & Bach, C., 2019. *Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland*, s.l.: Innosuisse – Swiss Innovation Agency.

Kurzweil, P., 2013. *Brennstoffzellentechnik*. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Lee, K. S., 2010. A Review on Concepts, Applications, and Models of Aquifer Thermal Energy Storage Systems. *energies*, Band 3, pp. 1320-1334.

Lyden, A. & Tuohy, P., 2019. Heat pump and thermal storage sizing with time-of-use electricity pricing. *Atlantis Highlights in Engineering*.

Lynch, M., Devine, M. T. & Bertsch, V., 2018. The role of power-to-gas in the future energy system: how much is needed and who wants to invest?. *The Economic and Social Research Institute (ESRI)*.

Minder, S., 2014. *Eisspeicher-Wärmepumpen-Anlagen mit*, s.l.: energie Schweiz.

Mongrid, K. & Viswanathan, V., 2019. *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*, s.l.: HydroWIRES.

Moser, A., 2014. *Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung*, s.l.: RWTH.

Nast, M., Götz, C. & Blömer, S., 2017. *Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“*, s.l.: s.n.

Pehnt, M., Nast, M., Götz, C. & Blömer, S., 2017. *Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“*, Heidelberg: BMWi.

- Perch-Nielsen, S., 2019. *Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich*, s.l.: EBP.
- Prognos et al., 2007. *Energieperspektiven 2035*, s.l.: im Auftrag des Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).
- Prognos et al., 2020. *Energieperspektiven 2050+*, s.l.: Studie im Auftrag des BFE.
- Puchta, M. & Dabrowski, T., 2018. *Technologiebericht: Energiespeicher*, s.l.: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Reuß, M., 2007. *Techniken der oberflächennahen Geothermie*, Garching: Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung.
- Rodrigues, A., Machado, D. & Dentinho, T., 2017. Electrical Energy Storage Systems Feasibility; the Case of Terceira Island. *sustainability*, Band 9.
- Rothacher, T., Schwarzburger, H. & Timke, T., 2018. *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*. s.l.:VDE.
- Scherr, C., 2014. *Elektrochemisches Verhalten von Lithium-Schwefel Zellen mit unterschiedlicher Kathodenstruktur*. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Schmid, A., 2018. *Edison*. [Online]  
Available at: <https://edison.media/ertraeumen/waermespeicher-als-gigabatterie/22617498.html>  
[Zugriff am 21 July 2020].
- Schmidt, O., 2019. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), pp. 81-100.
- Schmidt-Pleschka, R. & Milles, U., 2005. *basisEnergie19: Wärme und Strom speichern*, Eggenstein-Leopoldshafen: FIZ Karlsruhe GmbH.
- Speicher Monitoring, 2020. *Speicher Monitoring*. [Online]  
Available at: <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html>  
[Zugriff am 07 2020].
- Stelter, M., 2016. *Extrem kostengünstige Batterien für die stationäre Stromspeicherung*, s.l.: Fraunhofer IKTS.
- Sterner, M. & Stadler, I., 2017. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Heidelberg: Springer Vieweg.
- StromVV, 2008. *Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, Stand 1. Juni 2021*. s.l.:s.n.
- Stronzik, M., Rammerstorfer, M. & Neumann, A., 2008. *Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher*, Bad Honnef: Technische Universität Dresden Lehrstuhl für Energiewirtschaft .
- swissgrid AG, 2021. *Tarife*. [Online]  
Available at: <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/tariffs.html#tarife-und-vergutungssatze>
- swissgrid, 2019. *Spannungshaltungskonzept. Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2020*. [Online]  
Available at: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/voltage-support/B190107-Spannungshaltungskonzept-DE.pdf>
- swissgrid, 2021. *Energieübersicht Schweiz 2021*. [Online]  
Available at: <https://www.swissgrid.ch/dam/dataimport/energy-statistic/EnergieUebersichtCH-2021.xlsx>
- swissgrid, 2021. *Strompreis 2021: Kosten und Erlöse*. [Online]  
Available at: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/company/electricity-price/electricity-price-2021-de.pdf>
- TenneT TSO GmbH, 2018. *Freileitungsmonitoring - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb*, Bayreuth: TenneT.
- TRIANEL, 2009. <https://www.trianel-gasspeicher.com/>. [Online]  
Available at: [https://www.trianel-gasspeicher.com/media/TGE/Downloads/Speichertechnik/TGE\\_Infoblatt\\_Speichertechnik.pdf](https://www.trianel-gasspeicher.com/media/TGE/Downloads/Speichertechnik/TGE_Infoblatt_Speichertechnik.pdf)  
[Zugriff am 09 10 2020].
- Tübke, J., 2019. *Li-Ion-System*, Pfinztal: Fraunhofer Institut für Chemische Technologie.
- Tübke, J., 2019. *Li-Polymer- System*, Pfinztal: Fraunhofer Institut für Chemische Technologie.
- Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2017. *Demand Side Integration - Flexibilisierung der Stromnachfrage*, Stuttgart: s.n.
- Vissmann, 2020. *Eis-Energiespeicher - die innovative Energiequellen für Sole/Wasser-Wärmepumpen*.



WIP-TU Berlin, 2014. *Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland, Studie im Auftrag des BFE, s.l.: s.n.*

Wunderlich-Pfeiffer, F., 2020. *golem.de*. [Online]

Available at: <https://www.golem.de/news/natrium-ionen-akkus-ausnahmsweise-ein-echter-durchbruch-in-der-akkutechnik-2006-149130-3.html>

[Zugriff am 23 07 2020].

Yodwong, B. et al., 2020. Proton Exchange Membrane Electrolyzer Modeling for Power Electronics Control: A Short Review. *Journal of Carbon Research*.

Zablocki, A., 2019. Fact Sheet Energy Storage. *Environmental and Energy Study Institute*, p. 8.

## 7 Anhang A: Detailinformationen zu ausgewählten Speichertechnologien

### 7.1 Stromspeicher

#### 7.1.1 Konventionelle mechanische Energiespeicher

Im Folgenden werden konventionelle Energiespeichertechnologien vorgestellt, die die Energie in Form von mechanischer Energie speichern.

Zum ersten seien hier **Umwälzwerke** als grosse Energiespeicherkraftwerke genannt, wie sie in der Schweiz und anderen Ländern seit Jahrzehnten eingesetzt werden. Ein solches Kraftwerk besteht aus zwei Becken, die mittels einer Druckleitung miteinander verbunden sind. Energie wird gespeichert, indem Wasser von dem unteren Becken in das höher gelegene Becken gepumpt wird. Das Wasser gewinnt somit an potentieller Energie. Entladen wird der Speicher, indem das Wasser zurück durch das Wasserrohr fliesst und eine Turbine antreibt. Dank Innovationen wie z.B. drehzahl geregelter Turbinen oder flexibler Frequenzrichter können moderne Anlagen deutlich flexibler auf die Bedürfnisse des Energienetzes reagieren. Der Wirkungsgrad eines Umwälzwerks über einen vollständigen Zyklus hinweg liegt in der Regel in einem Bereich von ca. 70 – 80%, während die relative Speicherleistung durch das Fassungsvermögen des oberen und/oder unteren Reservoirs begrenzt ist.

In der Praxis ist ferner zu differenzieren zwischen reinen Umwälzwerken und Umwälzwerken mit einem natürlichen Zufluss. Letztere vereinigen die Charakteristika eines reinen Speicherkraftwerks zur Stromerzeugung mit den zusätzlichen Möglichkeiten eines Umwälzwerks, d.h. der Möglichkeit, Energie durch Pumpen im Oberbecken zwischenspeichern. Diese Unterschiede beeinflussen auch die Möglichkeiten für Einsatz und Optimierung entsprechender Anlagen. So variiert das Fassungsvermögen von (Pump-) Speicherwerken erheblich, in der gesamten Bandbreite von sog. Tagesspeichern bis hin zu saisonalen oder sogar mehrjährigen<sup>59</sup> Speichern. Für den Umwälzbetrieb – der im Schwerpunkt der nachfolgenden Analysen im Rahmen dieser Studie steht – ist dagegen in der Regel die Grösse des Unterbeckens, welches primär für den Pumpbetrieb und/oder der Regelung der Abflüsse dient<sup>60</sup>. Das Fassungsvermögen für den Umwälzbetrieb ist in der Regel auf wenige Stunden (ca. 4 – 10) begrenzt, wobei einige grössere Anlagen in den Alpen auch einen ununterbrochenen Pumpbetrieb von mehreren Tagen bis hin zu einer Woche ermöglichen, z.B. für den Wochenendausgleich.

Im Vergleich zu anderen Formen der Energiespeicherung kann ein Umwälzwerk kostengünstiger sein, insbesondere für die Erbringung sehr hoher elektrischer Leistungen (Rodrigues, et al., 2017; Sterner & Stadler, 2017). Allerdings erfordert der Bau von Umwälzwerken spezifische natürliche Gegebenheiten und ist aufgrund des notwendigen Baus von Reservoirs, Druckstollen usw. vor allem bei neuen Anlagen mit sehr hohen – und stark vom jeweiligen Einzelprojekt abhängigen – Investitionskosten verbunden, allerdings in Verbindung mit sehr langen Nutzungsdauern. Im Hinblick auf negative Umwelteinflüsse sind u.a. die Notwendigkeit zum Bau künstlicher Speicherbecken, Störungen der lokalen Flora und Fauna und die täglichen Schwankungen des Wasserstandes zu berücksichtigen. Eine wesentliche Herausforderung besteht daher in den langwierigen Planungs- und Genehmigungsprozessen, die inkl. dem anschliessenden Bau mindestens drei bis fünf Jahre (EESI, 2019), im Regelfall aber eher einen deutlichen längeren Zeitraum beanspruchen.

Als zweiter Vertreter konventioneller mechanische Energiespeicher seien **Druckluftspeicher** (oder auch CAES: compressed air energy storage) genannt. Dieser macht sich die Kompression von Gasen, im Regelfall der Umgebungsluft, zunutze. Energie wird in dem Fall über die mithilfe eines elektrischen Kompressors erzeugte Druckdifferenz gespeichert.

<sup>59</sup> Z.B. in Skandinavien oder der Türkei

<sup>60</sup> Bei reinen Umwälzwerken kann dies auch das Oberbecken sein, d.h. sofern Wasser aus einem natürlichen Fluss oder See entnommen und in das (künstlich angelegte) Oberbecken gepumpt wird.

Mithilfe einer offenen Gasturbine können entsprechend grosse Mengen an Umgebungsluft angezogen und verdichtet werden. Beim Ausspeichervorgang wirkt die Turbine dann als Generator zur Erzeugung elektrischen Stroms. Entsprechend setzt sich ein CAES aus Kompressions- und Expansionseinheiten zusammen, die auf einer gemeinsamen Welle sitzen, welche wiederum an den Generator bzw. die Motoreinheit angeschlossen ist. (Barbato, et al., 2019). Anwendungsfälle dieses Speichers liegen in der Bereitstellung von Tertiärreserve sowie zur Blindleistungsregelung.

Druckluftspeicher erfahren bereits seit langem Anwendung im industriellen Umfeld (bohren, pressen, reinigen) sowie im Bergbau. Eine energetische Speicherung von Druckluft gibt es in Deutschland seit 1978 in Huntorf. Ziel dieses Druckluftspeichers war es, eine Zwischenspeicherung kostengünstiger Grundlast aus Kernkraftwerken sowie die Schwarzstartfähigkeit eines Teilstromnetzes zu gewährleisten (Sternier & Stadler, 2017). Voraussetzung für einen solchen Grossspeicher sind allerdings ausreichend grosse, unterirdische Kavernen in etwa 500 bis 1500 Meter Tiefe. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten erscheint das Potenzial für entsprechende Anlagen in der Schweiz allerdings als sehr begrenzt. Zudem unterscheiden sich die Wirkungsgrade bestehender bzw. geplanter Anlagen deutlich<sup>61</sup> und die spezifischen Investitionskosten sind vergleichbar mit denen der zuvor diskutierten Umwälzwerken.

Eine weitere Option mechanischer Energiespeicher stellen **Schwungradspeicher** dar. Diese eignen sich zur kurzfristigen Energiespeicherung und sind sehr effektiv für Lastausgleichs- und Lastverlagerungsanwendungen. Schwungrad- oder Schwungradmassespeicher sind bekannt für ihre lange Lebensdauer, hohe Leistungsdichte, geringe Wartungskosten und schnelle Reaktionsgeschwindigkeiten. Die Energie wird in Form von kinetischer Energie gespeichert. Elektromotoren beschleunigen die Schwungräder auf Umdrehungszahlen von bis zu 50.000 U/min (EESI, 2019). Der Motor kann diese gespeicherte kinetische Energie später zur Stromerzeugung nutzen, indem er sein Wirkprinzip umkehrt und im Generatorbetrieb arbeitet. Um Reibung zu vermindern, werden Schwungräder üblicherweise in einem evakuierten Gehäuse betrieben und auf Magnetlager gelagert. Da Reibung nicht komplett vermieden werden kann, weisen Schwungräder hohe Verlusten über die Zeit aus und eignen sich deshalb nicht für eine Langzeitspeicherung. Einsatzgebiete für Schwungradspeicher sind spezifische Anwendungen die Netzstabilisierung und zur Bereitstellung von Spitzenleistungen bei dem Anfahren von elektrischen Maschinen, während sie für gut ausgebaute Stromversorgungssysteme wie die Schweiz bzw. in grossen synchron betriebenen Verbundnetzen wie in Kontinentaleuropa nur von geringer Relevanz sind.

## 7.1.2 Konventionelle elektrochemische Energiespeicher (Batterien)

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über am Markt verfügbare, elektrochemische Energiespeicher gegeben. Batteriespeicher eignen sich besonders gut, um Energie für mehrere Stunden bis zu mehreren Tagen zu speichern. Somit sind der Einsatz zur Netzstabilisierung, Primärregelleistung und zum Energiearbitrage naheliegend. Untereinander unterscheiden sich die Batteriespeicher unter anderem im Wirkungsgrad, der CO<sub>2</sub>-Bilanz und dem Verhältnis von Leistung zu Kapazität.

Nachfolgend wird auf die häufigsten Technologien hingewiesen, welche für die Ziele dieser Studie relevant erscheinen. Weitere Beispiele konventioneller bzw. innovativer Technologien werden in den Abschnitten 7.1.3 und 7.1.4 vorgestellt.

**Lithium-Ionen-Batterie** ist der Überbegriff für eine Vielzahl von verschiedenen Zellchemien. Gemeinsam haben diese, dass Lithium-Ionen als Ladungsträger beim Laden der Batterie von der positiven Elektrode zur negativen Elektrode wandern. Die Eigenschaften schwanken stark abhängig von der Zellchemie. Zellen mit einer hohen Leistungsdichte sind beispielhaft Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid und Lithium-Eisen-Phosphat Zellen. Nickel-Mangan-Kobalt Batteriezellen besitzen wiederum eine hohe Energiedichte. Allgemein kann gesagt werden, dass Lithium-Ionen-Batterien sowohl in stationären Heimenergiespeichern, über grosstechnische Energiespeicher und Unterhaltungselektronik bis hin zu

<sup>61</sup> Die entsprechenden Unterschiede im Wirkungsgrad resultieren vor allem aus einer möglichen Zwischenspeicherung der bei der Verdichtung entstehenden Wärme bzw. der allenfalls notwendigen Zusatzheizung (in der Regel auf Basis von Erdgas) bei der Ausspeicherung.

elektrischen Fahrzeugen in jedem Sektor zu finden sind. In den letzten Jahren kam es im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien zu einer starken Verbesserung der Batterieeigenschaften und zeitgleich zu einer Kostensenkung durch Entwicklungs- und Skaleneffekte. Kurz- und mittelfristig sind Lithium-Ionen-Batteriespeicher nicht zu ersetzen (Bergholz, 2015; Rothacher, et al., 2018).

Die **Zebra-Batterie** zählt zu den Hochtemperaturbatterien (HTB), die typischerweise einen Betriebsbereich von 270 – 350 °C aufweisen. (Speicher Monitoring, 2020) Die Aktivmasse liegt bei diesen Temperaturen in flüssiger Form vor, der keramische Elektrolyt hingegen in fester Form. Die Speicherung elektrischer Energie erfolgt durch den Transport von Natrium-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode. Ursprünglich wurde sie ab 1985 für emissionsfreie Antriebszwecke im Kilowattbereich entwickelt, wie der Name Zero Emission Battery Research Activities (ZEBRA) suggeriert. Diese Technologie konnte sich aber während der rasanten Entwicklung der Lithiumtechnologien in diesem Bereich nicht durchsetzen, da die Vorteile von Lithium-Ionen-Batterien für diesen Einsatzzweck überwiegen und wurde somit fast komplett vom Markt verdrängt. Die Batteriepacks sind eigensicher und durch eine sehr gute Isolierung werden thermische Verluste geringgehalten. Weiterer Vorteile hierdurch sind, dass ein externer Brandschutz und eine externe Kühlung nicht mehr notwendig sind, da diese im Batteriepack integriert sind (EUROBAT, 2015).

Das Fraunhofer Institut für keramische Technologien und Systeme entwickelte diese Technologie in dem Forschungsprojekt Cerenergy stetig weiter. 2020 möchte das Institut Batteriesysteme im Kapazitätsbereich von 100 kWh bis mehreren Megawattstunden entwickeln sowie die Herstellungsverfahren für eine kosteneffiziente Produktion verbessern. Ein weiterer Schwerpunkt der Forschung und Entwicklung liegt auf Konzepten, bei denen die Batterien auf deutlich niedrigeren Temperaturniveaus betrieben werden können. Dadurch verringern sich nicht nur die thermischen Verluste, sondern auch das Sicherheitsrisiko beim Einsatz der ZEBRA-Batterie wird reduziert (Stelter, 2016). Aufgrund der grossen Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe, zeichnen sich in den kommenden Jahren keine Preissteigerungen ab. Durch die Errichtung grösserer Produktionsvolumen ist anzunehmen, dass die Preise weiter sinken werden. Die Technologie wird derzeit als stationäre Anwendung eingesetzt, welche hauptsächlich netzdienlich oder der Integration erneuerbaren Energien sind. Es gibt Forschungsprojekte, in denen die ZEBRA-Batterie in grösseren elektrischen Fahrzeugen, wie beispielsweise Bussen, genutzt werden.

Die **Redox-Flow-Batterien** (RFB) gehört ebenso wie die Lithium-Ionen-Batterien zu den elektrochemischen Energiespeichern. Während bei Letztgenannter die Elektrode den Energieträger darstellt, ist es bei der RFB der Elektrolyt. Als weiterer wesentlicher Unterschied ist die Entkopplung von Energiewandler und -speicher zu erwähnen. Kommerziell verfügbare RFB's verwenden meist einen Elektrolyten auf Vanadium Basis, aber auch an dem Einsatz von metallfreien Elektrolyten wird geforscht.

Aufgrund der nur geringen Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten werden nur geringe Energiedichten (ungefähr 50 Wh/L) (Böttger, 2017), in etwa auf dem Niveau mit Blei-Säure Batterien, erreicht. Die Speicherleistung nimmt proportional mit der Fläche bzw. Anzahl der verbauten Elektroden zu und gleichfalls proportional verhält sich die speicherbare Energiemenge mit der Menge des verwendeten Elektrolyten. Die beiden Grössen sind im Fall der RFB nicht miteinander gekoppelt und können dementsprechend unabhängig voneinander dimensioniert werden. Die RFB eignet sich damit besonders für grosse Speicherkapazitäten.

### 7.1.3 Weitere elektrochemische Energiespeicher

Als **Blei-Säure-Batterien** werden Energiespeicher bezeichnet, bei denen die Elektroden aus Bleiverbindungen (Blei, Bleioxid, Bleisulfat) und das Elektrolyt aus wässriger Schwefelsäure besteht. Die Technologie ist eine der ältesten Batterietechnologien und kommt auch bis heute in vielen Anwendungen zum Einsatz. Es lässt sich zwischen geschlossenen und verschlossenen Blei-Säure-Batterien unterscheiden. Bei geschlossenen Blei-Säure-Batterien ist eine regelmässige Wartung in der Form von dem Nachfüllen von destilliertem Wasser nötig, da der Elektrolyt in flüssiger Form

vorliegt. Bei den verschlossenen Blei-Säure-Batterien liegt der Elektrolyt in gebundener Form vor. Typische Anwendungsfelder für Blei-Säure-Batterien sind Traktionsanwendungen (Flurgeräte und elektrische Rollstühle), unterbrechungsfreie Stromversorgungen und Starteranwendungen. (Sterner & Stadler, 2017)

Die **Natrium-Schwefel-Batterie** gehört zu der Gruppe der Hochtemperaturbatterien. Diese zeichnen sich durch eine Betriebstemperatur jenseits von 300 °C aus. Dies führt dazu, dass Natrium-Schwefel-Batterien eine hohe Zyklenfestigkeit aufweisen und rein elektrischen Wirkungsgrade von über 85 % erreichen können. Unter Berücksichtigung der thermischen Verluste sinkt dieser allerdings auf 75 %. Diese Art von Batteriespeichern wird in der Regel im stationären Bereich eingesetzt. Sie eignen sich besonders für Anwendungen mit hohen Zyklenzahlen, da sonst der Bedarf an externer Heizleistung steigt. (Bergholz, 2015)

**Nickel-Batterien** gehören zu den alkalischen Batterien. Sie wurden als Weiterentwicklung der schon lange bekannten Blei-Säure Batterie gesehen. Die auf Nickel basierenden Batterien hatten im Vergleich zu Blei-Batterien eine geringere Nennspannung. Dies führte zu deutlich höheren Zyklenzahlen, einer geringeren kalendarischen Alterung und höheren Energiedichten. Nachteil einer geringeren Nennspannung ist die Effizienz. Ein weiterer Vorteil gegenüber den länger bekannten Blei-Batterien ist die Robustheit gegenüber Fehlbedienungen (Überladen, Tiefenentladungen, tiefer Temperaturbereich). Aus der Familie der Nickel Batterien haben sich Nickel-Cadmium- und Nickel-Metall-Hydrid-Batterien weit verbreitet. Die Nickel-Metall-Hydrid-Batterie fand im Hochleistungsbereich Anwendung und wurde unter anderem in Hybridfahrzeugen eingesetzt (Toyota Prius). (Sterner & Stadler, 2017)

**Lithium-Polymer-Batterien** sind identisch mit der Lithium-Ionen Batterie, mit Ausnahme des Elektrolyten. Verwendet werden Gelelektrolyte oder polymere Festelektrolyte. Der Polymerelektrolyt dient ausser zum Ionentransport auch als Separator (elektrische Trennung positive und negative Elektrode) und als flexibles Verbundmaterial, welches das System ohne äusseren Druck zusammenhält. Als Schutz vor Umwelteinflüssen genügen kunststoffkaschierte Aluminiumfolien als Gehäuse. Bei diesen Folienbatterien ist der Gewichtsanteil des Gehäusematerials äusserst gering.

Die schlechte Leitfähigkeit der Festelektrolyte versucht man durch dünne Schichten und grosse Flächen auszugleichen. Die Vorteile der Lithium-Polymer Batterie liegen in den vergleichsweise hohen Energiedichten, der einfachen Herstellung sowie der verbesserten Sicherheit (Elektrolyt Austritt) im Vergleich zum Lithium-Ionen System. Als Nachteile müssen die schlechte Leitfähigkeit bei tiefen Temperaturen sowie die Zyklenfestigkeit genannt werden. (Tübke, 2019)

**Doppelschicht-Kondensatoren** gehört zur Untergruppe der elektrischen Speicher. Dies bedeutet, dass Energie in einem elektrischen Feld gespeichert wird, welches über zugeführte Ladungen zwischen zwei Elektroden aufgebaut wurde. Innerhalb eines geschlossenen Systems bleibt die Ladung stets erhalten. Der Kondensator besteht aus zwei gegensätzlich geladenen Platten, welche durch eine nicht-leitende Schicht, das Dielektrikum, getrennt sind. Praktisch handelt sich meist um dünne, mit Kohlenstoffpulver versetzte Metallfolien und Spezialpapier als Separator, welche zu einer zylindrischen Form aufgerollt sind. Ab 1971 wurde der von einer deutlichen Kapazitätssteigerung profitierende Doppelschicht-Kondensator (heute auch „Superkondensator“ oder „Supercap“ genannt) von dem japanischen Technologiekonzern NEC zum marktreifen Bauelement weiterentwickelt (Bocklisch, 2017). Beim Supercap werden in Form eines Elektrolyten zusätzliche Ladungsträger zwischen den Elektroden eingebracht, wodurch es dort zur Ausbildung einer Doppelschicht, der sog. „Helmholtz-Schicht“, kommt. Damit einher geht eine gesteigerte Gesamtkapazität im Vergleich zum herkömmlichen Kondensator. Doppelschichtkondensatoren füllen damit die Lücke zwischen dem klassischen Kondensator und der Batterie. Dessen Vorteile liegen in der sehr hohen Leistungsdichte und Wirkungsgrad sowie der grossen Zyklenlebensdauer und weitem Temperatureinsatzbereich. Anwendungsfelder liegen vor allem in der Spitzenlastglättung, der unterbrechungsfreien Stromversorgung und der Netzstabilisierung (z.B. durch Abfedern von Leistungsspitzen oder Ausgleich kurzzeitiger Spannungsschwankungen).

## 7.1.4 Sonstige und innovative Stromspeicher

**Doppelschicht-Kondensatoren** gehört zur Untergruppe der elektrischen Speicher. Dies bedeutet, dass Energie in einem elektrischen Feld gespeichert wird, welches über zugeführte Ladungen zwischen zwei Elektroden aufgebaut wurde. Innerhalb eines geschlossenen Systems bleibt die Ladung stets erhalten. Der Kondensator besteht aus zwei gegensätzlich geladenen Platten, welche durch eine nicht-leitende Schicht, das Dielektrikum, getrennt sind. Praktisch handelt es sich meist um dünne, mit Kohlenstoffpulver versetzte Metallfolien und Spezialpapier als Separator, welche zu einer zylindrischen Form aufgerollt sind. Ab 1971 wurde der von einer deutlichen Kapazitätssteigerung profitierende Doppelschicht-Kondensator (heute auch „Superkondensator“ oder „Supercap“ genannt) von dem japanischen Technologiekonzern NEC zum marktreifen Bauelement weiterentwickelt (Bocklisch, 2017). Beim Supercap werden in Form eines Elektrolyten zusätzliche Ladungsträger zwischen den Elektroden eingebracht, wodurch es dort zur Ausbildung einer Doppelschicht, der sog. „Helmholtz-Schicht“, kommt. Damit einher geht eine gesteigerte Gesamtkapazität im Vergleich zum herkömmlichen Kondensator. Doppelschichtkondensatoren füllen damit die Lücke zwischen dem klassischen Kondensator und der Batterie. Dessen Vorteile liegen in der sehr hohen Leistungsdichte und Wirkungsgrad sowie der grossen Zyklenlebensdauer und weitem Temperatureinsatzbereich. Anwendungsfelder liegen vor allem in der Spitzenlastglättung, der unterbrechungsfreien Stromversorgung und der Netzstabilisierung (z.B. durch Abfedern von Leistungsspitzen oder Ausgleich kurzzeitiger Spannungsschwankungen).

Nachfolgend wird auf weitere Stromspeicher eingegangen, die sich aktuell noch in der Entwicklung bzw. in frühen Erprobungsphasen befinden und noch nicht als konventionelles Produkt auf dem Markt sind. Das Hauptanwendungsgebiet des im Folgenden beschriebenen Wasserstoffspeicherpfads ist der Ausgleich von saisonalen Schwankungen bei der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Die innovativen Batteriespeichersysteme können voraussichtlich, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, für Netzdienstleistungen und Energiearbitrage eingesetzt werden. Lageenergiespeicher, unkonventionelle Pumpspeicher und Kugelspeicher könnten in der Zukunft die etablierten Umwälzwerken ergänzen, derzeit allerdings befinden sich die meisten dieser Technologien noch im Forschungsstadium und es ist unsicher, ob sie jemals eine grosstechnische Konkurrenz zu konventionellen Umwälzwerken darstellen werden.

Ein **Wasserstoffspeicherpfad als Langzeitspeicher** besteht aus einem Elektrolyseur, der Möglichkeit der lokalen Speicherung in einem Wasserstofftank (oder aber Zugang zu einem Wasserstoffnetz mit angeschlossenen Speichern) und einer Brennstoffzelle. In Kombination besteht die Möglichkeit, Energie über einen langen Zeitraum hinweg mit einer begrenzten Verlustrate zu speichern. Nachteil dieser Technologie sind der geringe Wirkungsgrad der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs, die begrenzte Energiedichte (wesentlich niedriger als z.B. für Erdgas), die hohe Flüchtigkeit des Wasserstoffs und damit verbundene Sicherheitsanforderungen.

In der Brennstoffzelle reagiert Wasserstoff mit Sauerstoff. Bei dieser Reaktion wird Energie freigesetzt, wodurch an den Klemmen der Brennstoffzelle eine Spannung anliegt. Je mehr Leistung benötigt wird, desto mehr Wasserstoff wird in der Brennstoffzelle umgewandelt. Im Vergleich zu einer Verbrennung des Wasserstoffes in einem Motor, ist der Wirkungsgrad bei einer Brennstoffzelle deutlich höher. Dies liegt daran, dass die chemische Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird und nicht den Umweg über thermische und kinetische Energie geht. Im Automobil und Gebäudesektor werden primär Protonen-Austausch-Membran (PEM) oder alkalische Brennstoffzellen eingesetzt. Dies sind Niedertemperaturbrennstoffzellen und zeichnen sich durch eine Betriebstemperatur von unter 100 °C aus. Hochtemperaturbrennstoffzellen befinden sich momentan in der Forschung. Durch die höhere Temperatur steigt der elektrische Wirkungsgrad. (Kurzweil, 2013)

Der Elektrolyseur ist das Gegenprodukt zur Brennstoffzelle. In diesem wird Wasser mit elektrischer Energie in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Am weitesten verbreitet sind alkalische Elektrolyseure, Protonen-Austausch-Membran (PEM) Elektrolyseure und Feststoffelektrolyseure. Am ausgereiftesten sind die alkalischen Elektrolyseure, die eine lange Lebensdauer und geringe Kapitalkosten aufweisen. Von Nachteil sind hier allerdings die geringe Stromdichte und der geringe Betriebsdruck. Ein moderner PEM Elektrolyseur ermöglicht im dynamischen Einsatz

höhere Leistungsgradienten. Bei der stofflichen Nutzung des Wasserstoffs wird der Elektrolyseur zur Sektorenkopplung eingesetzt. (Yodwong, et al., 2020)

Theoretisch kann ein Elektrolyseur in Kombination mit einer Brennstoffzelle und einem Wasserstofftank zur saisonalen Energiespeicherung eingesetzt werden. Für eine großtechnische Anwendung mit Bedeutung für ein nationales Energiesystem wie in der Schweiz wären hierfür jedoch extrem grosse Speicher notwendig, also insbesondere unterirdische Kavernen oder allenfalls ehemalige Gasfelder. Aufgrund des Fehlens entsprechender geologischer Gegebenheiten in der Schweiz erscheint die Relevanz dieser Technologie für die Schweiz jedoch als sehr begrenzt und wurde insofern auch weder in den Energieperspektiven 2050+ noch für die Modellierung in Kapitel 3 berücksichtigt

**Metall-Luft-Batterien** zählen zu den elektrochemischen Energiespeichern. Die chemische Reaktion findet in diesen Systemen zwischen den jeweiligen Metallen und Sauerstoff aus der Umgebungsluft statt. Da der Reaktionspartner mit der Elektrode durch die Umgebungsluft bereitgestellt werden kann, können um ein Vielfaches höhere Energiedichten erreicht werden als bei Lithium-Ionen Batterien. Aktuell werden Metall-Luft Batterien nur in Form von Primärzellen (nicht wieder aufladbar) eingesetzt. Ein Beispiel hierfür sind Knopfzellen in Hörgeräten. Da die hohen Energiedichten insbesondere für den Mobilitätssektor von grossem Interesse ist, wird aktiv an diesem Thema geforscht. Eine Markteinführung für wieder aufladbare Metall-Luft Batterien liegt allerdings noch in der Ferne. (Higgle, 2017)

Die **Lithium-Schwefel-Batterie** besteht in seiner einfachsten Konfiguration aus einer Lithiumanode und einer Schwefelkathode, welcher aufgrund der isolierenden Eigenschaft des Schwefels ein Leitadditiv zugegeben ist. Die elektrochemische Spaltung und erneute Bildung der Schwefel-Schwefel Bindung führt zu spezifischen Kapazitäten von 1672 mAh/g (vgl. Li-Ion: ~200 mAh/g (Tübke, 2019)) und theoretischen Energiedichten von 2654 Wh/kg (vgl. Li-Ion: 631 Wh/kg (Tübke, 2019)). Die Reaktionen innerhalb einer Lithium-Schwefel-Zelle sind sehr komplex, da der Schwefel während des Zyklisierens mehrere Phasenumwandlungen durchläuft. Als Ausgangsmaterial wird elementarer Schwefel verwendet, welcher sich im Laufe des Entladens in Form von Polysulfiden im Elektrolyten löst. Ausgangsmaterial wird elementarer Schwefel verwendet, welcher sich im Laufe des Entladens in Form von Polysulfiden im Elektrolyten löst.

Die Vorteile des Lithium-Schwefel-Systems bestehen nicht nur in einer höheren volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte; auch der Verzicht auf toxische Übergangsmetallkomponenten, die geringen Kosten und die weltweite Verfügbarkeit von Schwefel stellen positive Faktoren dar. Aus Lithium und Schwefelkathoden aufgebaute Zelle besitzen darüber hinaus einen systembedingten Überladungsschutz und sind somit sicherer als andere Lithium-Metall Batterien. Die Besonderheit des Systems Lithium-Schwefel liegt in einer Redox-Reaktion über mehrere Zwischenprodukte und einer Lösung dieser Zwischenprodukte im Flüssigelektrolyt. Dies führt momentan noch zu Problemen, wie etwa einer niedrigen Zyklenstabilität, einer geringen Schwefelausnutzung und einer hohen Selbstentladung. (Scherr, 2014)

Forscher an der Hochschule für Technik Rapperswil haben ein Prototyp einer **Aluminium-Batterie** in Betrieb genommen. Dieser ermöglicht die saisonale Speicherung von Energie. Beim Laden des Aluminiumspeichers wird Aluminiumoxid in elementares Aluminium umgewandelt. Bei Entladen der Batterie wird dem Aluminium Wasser und ein Aktivator zugegeben. Dies ergibt eine Reaktion, bei der Aluminiumhydroxid und Wasserstoff entstehen. Zusätzlich fällt Prozesswärme ab, die für die Raumheizung genutzt werden kann. Der entstandene Wasserstoff kann nun in einer Brennstoffzelle zu elektrischer und thermischer Energie umgewandelt werden. (Anon., 2018)

Zu den bereits kommerziell nutzbaren **Natrium-Ionen-Batterien** zählen die Hochtemperaturbatterien mit festem Elektrolyt und Salzwasserbatterien mit flüssigen. Die negative Elektrode besteht aus Kohlenstoff und positive Elektrode aus Natriumeisenphosphat. Der Elektrolyt enthält gelöste Natriumsalze. Je nach verwendetem Material ergeben sich unterschiedliche Zellspannungen bis 3,5 V. Von Vorteil gegenüber Lithium-Ionen Batterien sind die hohe Verfügbarkeit und die daraus resultierenden geringen Preise der eingesetzten Materialien. Die höhere Atommasse von Natrium im Vergleich zu Lithium wirkt sich negativ auf die Energiedichte aus (bis zu 40 % geringer). (Wunderlich-Pfeiffer, 2020)

Die **Carnot-Batterie** nutzt elektrischen Strom, um diesen über Hochtemperaturwärmepumpen in Form von Wärme zu speichern. Als Wärmeträgermedien können beispielsweise Wasser, Keramik sowie Flüssigmetall oder -salz zum Einsatz kommen, die alle die aufgenommene Wärme nur langsam wieder an die Umgebung abgeben. Dieser Vorgang entspricht

dem „Power-to-heat“ (P2H) Prinzip. Grundvoraussetzung sind ausreichend grosse Behälter für die Wärmeträger. Umgebaute Kohlekraftwerke stellen eine von vielen Möglichkeiten dazu dar (Granitza, 2019). Wird die Wärmeenergie nun über eine Wärmekraftmaschine rückverstromt, spricht man dagegen von „Power-to-heat-to-power“, was dem Wirkprinzip einer Carnot-Batterie entspricht. Elektrische Leistungen, die mit dieser Batterieform erreicht werden können, liegen zwischen 100 kW bis 500 MW (Schmid, 2018). Der Wirkungsgrad variiert je nach technischer Auslegung stark und beträgt zwischen 35 % und 70 %. Dagegen können immens grosse Energiemengen bis in den Terawattstunden-Bereich hinein gespeichert werden. Ein weiterer Vorteil liegt in der hohen Zyklenfestigkeit. Diese Form des Energiespeichers befindet sich noch im Forschungsstadium, darauf bezogene Studien werden vor allem vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) betrieben.

Der Energy Vault zählt zu den mechanischen Energiespeichern bzw. den **Lageenergiespeichern**. Die Idee hinter dem System ist, beim Beladen des Speichers Betonblöcke mit einem Kran anzuheben, um so potentielle Energie zu speichern. Beim Entladen werden diese Blöcke wieder abgelassen. Durch die vergleichsweise einfache Technik werden keine seltenen und teuren Materialien benötigt, allerdings ist die Energie- und Leistungsdichte relativ gering. In ersten Projekten sollen Speicher mit einer Kapazität von 35 MWh und einer Entladedauer von bis zu 16 h realisiert werden. Sobald die Blöcke auf das höhere Niveau gehoben wurden, gibt es keine „Selbstentladung“ eines solchen Systems. (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Fachsekretariat, 3. April 2018 / Update 1. Juni 2019, 30. April 2020 und 26. August 2020)

Ein Beispiel für einen **unkonventionellen Pumpspeicher** ist ein sogenannter Ringwallspeicher. Die Idee dahinter ist, Umwälzwerk auch im Flachland zu erbauen. Ein Ringwallspeicher besteht aus zwei Becken, einem inneren, höher gelegenen Becken und einem Äusseren. Das innere Becken wird durch den Aushub des äusseren Beckens erhöht, sodass ein Potentialunterschied entsteht. Zum Beladen des Speichers wird das Wasser von dem äusseren Becken in das innere Becken gepumpt. Beim Entladen ist dies umgedreht. Da der Ringwallspeicher unabhängig von natürlichen Umgebungsbedingungen ist, kann die Grösse der Ringe beliebig gross gewählt werden. Umgesetzt wurde ein solches Projekt allerdings noch nie. (Sternier & Stadler, 2017)

Wie im Umwälzwerk wird in einem **Kugelpumpspeicher** die Energie in Form von potentieller Energie gespeichert. Diese Art von Speichern besteht aus hohlen Betonkugeln, die sich unter der Wasseroberfläche befinden. Wird der Speicher entladen, fliesst durch eine Turbine Wasser in die Kugel, Soll der Speicher wieder beladen werden, wird die Kugel leer gepumpt. In einem ersten Pilotprojekt wurde das Prinzip von dem Fraunhofer Institut für Windenergie und der Hochtief AG am Bodensee getestet. Besonders grosse Potentiale für diese Art von Speicher werden in der Kombination mit einem offshore Windpark gesehen. So sind grosse Speicherpotentiale und grosse Windenergiemengen an einem Ort verbunden. (Sternier & Stadler, 2017)

## 7.2 Wärmespeicher

### 7.2.1 Fernwärmespeicher

In diesem Abschnitt werden Wärmespeicher vorgestellt. Die Speicherkapazitäten sind hier primär abhängig vom Typ und Anwendungsfall sehr unterschiedlich. Es wird im Folgenden auf die Kurzzeitspeicherung von thermischer Energie eingegangen. Die Unterschiede liegen hier im Speichermedium.

**Dezentrale Warmwasserspeicher** befinden sich in vielen Haushalten und bieten somit als Schwarmspeicher Möglichkeiten. Ein Solcher Speicher besteht in der Regel aus einem Stahltank, der von aussen gedämmt ist. Das Speichermedium ist in der Regel Wasser, weshalb in den meisten Fällen die maximale Temperatur unterhalb der Siedetemperatur liegt. Bei den Speichern wird unterschieden, ob das Wasser in dem Speicher durchmischt ist (annähernd

gleichmässige Temperaturverteilung) oder geschichtet (warmes Wasser oben, kaltes unten) ist. Primäres Einsatzgebiet ist die zeitliche Entkopplung der Wärmebereitstellung und des Wärmebedarfs. Weiter werden Speicher zum Ausgleich von Bedarfsspitzen oder zum Betrieb von zwei parallelen Heizkreisläufen (Raumwärme und Brauchwarmwasser) eingesetzt. (Schmidt-Pleschka & Milles, 2005)

Als **Fernwärmespeicher bzw. Wochenspeicher** werden grosse Warmwassertanks bezeichnet, die zum Puffern der aktuellen Wärmeleistung benötigt werden. Sie gehören zu der Gruppe der sensiblen Wärmespeicher. Bei dem Speicher wird sich die Abhängigkeit von Volumen und Oberfläche zunutze gemacht. Das Verhältnis Oberfläche zu Volumen wird immer kleiner, je grösser das Volumen wird. Daraus folgt, dass die Wärmeverluste abnehmen. In der Regel werden diese Speicher als Stahltanks ausgeführt. Die Speichertemperatur liegt in der Regel über 10 °C und unter 95 °C. Ein grosser Vorteil dieser Technologie ist es, dass die eingesetzten Materialien kostengünstig zur Verfügung stehen und auch wenig umweltbedenklich sind. Die Grösse des Systems ist nicht begrenzt, wodurch sehr grosse Energiemengen gespeichert werden können. Die Technik kann als etabliert angesehen werden und wird z.B. von vielen kommunalen Energieversorgern in z.B. Deutschland, Österreich oder Skandinavien. (Sterner & Stadler, 2017; Danish Energy Agency and Energinet, 2018)

In **latenten Wärmespeichern** (PCM, phase change material) wird die Energie, wie es der Name bereits sagt, durch einen Wechsel des Aggregatzustandes gespeichert und wieder freigesetzt. In der Regel erfolgt die Speicherung der Energie durch das Schmelzen des Materials, also beim Wechsel vom festen zum flüssigen Aggregatzustand. Die Ausspeicherung erfolgt genau umgekehrt. Das Temperaturniveau ist abhängig von dem jeweiligen Material. Der Vorteil gegenüber sensiblen Wärmespeichern ist die Energiedichte, die bei latenten Wärmespeichern deutlich höher ist (Baldini, et al., 2019). Eine Hauptanwendung dieser Technologie besteht in der Raumklimatisierung. In der Regel bestehen die im Hausgebrauch eingesetzten latenten Wärmespeicher aus Wachsen, die einen Phasenwechsellpunkt im Bereich zwischen 25 und 60 °C haben. Ziel des Speichers ist unter anderem der flexibilisierte Einsatz der Wärmezeugung primär von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln in kleinen Leistungsbereichen (Heimgebrauch). (Sterner & Stadler, 2017; Cui, 2017)

**Feststoffwärmespeicher** sind ein weit gefasstes Feld der Wärmespeicher. Das Wirkprinzip ist wie bei allen Wärmespeichern das Gleiche. Ein Medium, in diesem Fall ein festes Medium, wird zum Einspeichern erwärmt und zum Ausspeichern abgekühlt. Grundsätzlich kann zwischen zwei Anwendungen unterschieden werden: zum einen die Feststoffwärmespeicher im Heizsektor, beispielsweise in der Form von Bauteilaktivierungen. Hierbei werden Teile des Gebäudes durch innen liegende Wärmeübertrager erwärmt. Es wird somit die Masse des Gebäudes als Speicher genutzt, wobei nur moderate Temperaturhübe (oder auch Senkungen) möglich sind. Ein Beispiel hierfür sind Flächenheizungen (Fussbodenheizung). (Sterner & Stadler, 2017)

Die zweite Anwendung sind Hochtemperaturfeststoffspeicher. Hier wird durch einen grossen Temperaturhub Energie gespeichert. Im Vergleich zu Dampfspeichern, können die hohen Temperaturen gefahrlos realisiert werden, da die Speicher nicht unter Druck stehen. Da keine seltenen Erden oder ähnliche Materialien verbaut werden, sind die Umwelteinflüsse dieser Art von Speicher gering. Eingesetzt werden können Hochtemperaturfeststoffspeicher in Solarthermie-Kraftwerken, um diese flexibel zu betreiben, in Druckluftspeichern, um die komprimierte Luft wieder zu erwärmen, oder für Industrieanwendungen mit hohen Temperaturen. (Sterner & Stadler, 2017)

**Salzschmelzespeicher** gehören zu den Hochtemperaturspeichern. Gegenüber Feststoffwärmespeichern besteht der Vorteil, dass die Salzschmelze durch Rohrsysteme transportierbar ist. Alternative Thermoöle sind im Vergleich zu einer Salzschmelze sehr teuer. Gegenüber Wasser weisen Salzschmelzen nur ein Drittel der spezifischen Wärmekapazität auf, allerdings kann Wasser aufgrund seiner geringen Siedetemperatur nur in einem kleineren Temperaturbereich genutzt werden. Das Hauptanwendungsgebiet dieser Technologie liegt in Solarkraftwerken zum Ausgleich der Tag-Nacht Schwankungen (Sterner & Stadler, 2017).

## 7.2.2 Saisonale Wärmespeicher

Sowohl die thermische Energieerzeugung (erneuerbaren Energien, Abwärme von Industrieprozessen, Wärmeproduktion bei der Wärmekraftkopplung) als auch der thermische Energiebezug unterliegen starken saisonalen Schwankungen. Da saisonale Energiespeicher nur wenige Zyklen pro Jahr durchlaufen, brauchen diese im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern nur eine geringe Zyklenfestigkeit und Reaktionsgeschwindigkeit, sollten aber niedrige spezifische Kapazitätskosten und eine geringe kalendarische Alterung aufweisen. Die primäre Aufgabe ist der zeitliche Energieausgleich.

**Aquiferspeicher** nutzen unterirdische Wasservorkommen zum Speichern der thermischen Energie. Auf der Ober- und Unterseite des Aquifers (Hohlraum) befinden sich wasserundurchlässige Gesteinsschichten, sodass kein Wasser entweichen kann. Abhängig von der unterirdischen Strömung werden mehrere Bohrungen in das Aquifer durchgeführt, um einen Wärmetausch durchzuführen. In der Regel verfügt der Speicher über eine warme und eine kalte Bohrung. Durch die Grösse des Speichers und die Unabhängigkeit gegenüber Umwelteinflüssen kann ein Aquiferspeicher als saisonaler Speicher eingesetzt werden. In der Regel werden Bohrung von einer Tiefe von bis zu 500 m durchgeführt. Die Speichergrossen können zwischen 5.000 und 200.000 m<sup>3</sup> variieren. Durch die speziellen geologischen Voraussetzungen ist es schwierig, die mögliche Kapazität dieser Speicher einzuschätzen (Sternner & Stadler, 2017; Baldini, et al., 2019; Lee, 2010).

Saisonale Energiespeicherung ist ausschliesslich mit sehr grossen Speichern sinnvoll, die zeitgleich sehr geringe energiespezifische Kosten aufweisen. Grundsätzlich besteht ein **Erdbeckenspeicher** aus einem sehr grossen mit Wasser gefüllten Becken<sup>62</sup>, in das mit Wärmeübertragern (Wasser-Wasser-Wärmepumpen) thermische Energie hinein und hinaus getragen werden kann. Durch das grosse Volumen solcher Speicher sind die spezifischen Energieverluste sehr gering und es ermöglicht eine saisonale Speicherung. In der Diskussion sind verschiedene Abdeckungen dieser Art von Speichern, wobei sowohl schwimmende als auch fest verbaute Abdeckungen Vor- und Nachteile haben (Sternner & Stadler, 2017; Pehnt, et al., 2017; Danish Energy Agency and Energinet, 2018).

Ein **Eisspeicher** ist aus einem unterirdischen Wasser/Eisbehälter aufgebaut. Dieser besteht in der Regel aus Beton und ist nicht isoliert. In diesem wassergefüllten Behälter sind spiralförmig Leitungen (Wärmeübertrager) verlegt, durch die eine frostsichere Flüssigkeit (Kältemittel) geleitet wird.

Im Sommer wird über die Wärmeübertrager Wärme in den Eisspeicher gebracht und das Eis geschmolzen bzw. das Wasser erwärmt. Die Wärmezugabe kann sowohl durch Solarkollektoren als auch durch Klimageräte erfolgen. Im Winter wird dem Speicher Wärme durch eine Wärmepumpe entzogen. Durch den Phasenwechsel von flüssig zu fest kann dem Wasser viel Energie entzogen werden (333 kJ/kg).

Da der Aufbau nicht aufwendig ist, kann mit diesem Speicher viel Energie günstig saisonal gespeichert werden. Anwendungsgebiete sind sowohl Ein- und Mehrfamilienhäuser als auch Bürogebäude. Zu beachten ist, dass durch Verschlammung und Ausdehnung des Eises der Behälter sehr robust gebaut werden muss (Vissmann, 2020; Minder, 2014).

## 7.2.3 Innovative Wärmespeicher

Im Bereich der thermischen Energiespeicher gibt es auch Speicher, die noch in der Entwicklungsphase sind, beispielhaft sind im Folgenden zwei Speicher beschrieben. Die Einsatzgebiete ergeben sich im Laufe der Weiterentwicklung dieser Technologien abhängig von den spezifischen Kapazitätskosten und der Verlustleistung.

<sup>62</sup> In der einfachsten Form besteht ein Erdbecken aus einer künstlich angelegten „Grube“, die mit einem wasserundurchlässigen Material (z.B. Folie) ausgekleidet und nach oben mit einer allenfalls schwimmenden Dämmung isoliert ist.

Bei der **kyrogenen Energiespeicherung** wird der Effekt genutzt, dass Luft in flüssiger Form eine deutlich höhere Dichte hat als Gasförmige. Soll Energie gespeichert werden, wird Umgebungsluft soweit abgekühlt, dass sie kondensiert (-189 °C). Die flüssige Luft wird in einem Thermobehälter gelagert. Wird nun die Luft wieder erwärmt, ändert sie ihren Aggregatzustand und expandiert. Dadurch wird eine Turbine angetrieben, die elektrische Energie erzeugt. Die Anforderungen an den Speicher sind ähnlich zu anderen Tieftemperaturprozessen, bei denen die Technik bereits ausgereift ist. Der Wirkungsgrad eines solchen Speichers liegt bei bis zu 30 %, kann aber durch die Nutzung der Abwärme und Kälte auf bis zu 70 % gesteigert werden. Highview Power ist derzeit die einzige Firma, die an einem solchen System arbeitet. Eine erste Demonstrationsanlage wurde mit einer Leistung von 350 kW und einer Kapazität von 2,5 MWh in England errichtet. Laut Herstellerangaben ist das System gut skalierbar und unabhängig von Standortbedingungen. [29]

**Sorptionswärmespeicher** haben das Potential grosse Mengen thermischer Energie, z.B. aus erneuerbaren Energiequellen, verlustarm über beliebige Zeiträume zu speichern. Wasser spielt dabei als Sorptiv sowohl in Adsorptionsprozessen als auch bei der Absorption z. B. in konzentrierten Salzlösungen eine wichtige Rolle.

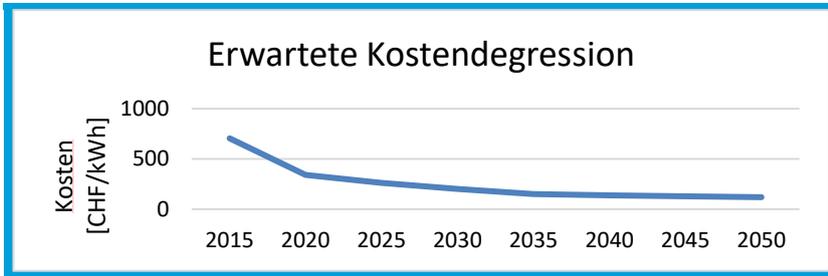
Bei der reversiblen Anlagerung eines ausgewählten Fluids auf der inneren Oberfläche des mikroporösen Materials wird die Adsorptionenthalpie als Wärme freigesetzt, was dem Entladeprozess des Speichers zum Abrufen der gespeicherten thermischen Energie entspricht. Zum Laden wird durch die Zuführung thermischer Energie oder durch Reduzierung des Partialdrucks das Fluid wieder aus dem Speicher material ausgetrieben. (Abbildung 1 [30])

Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten sowohl für das Material selbst als auch für die Systemkomponenten, rentieren sich Adsorptionsspeicher vor allem bei Anwendungen mit hohen Zyklenzahlen. (Anon., kein Datum)

## 8 Anhang B: Übersicht Speichertechnologien

**Tabelle 19: Übersicht: Lithium-Ionen Batterien**

<b>Reaktionsgeschwindigkeit</b>	3 – 5 ms
<b>Typische Leistung</b>	0,001 – 100 MW
<b>Typische Speicherdauer</b>	Stunden bis Tage
<b>Wirkungsgrad</b>	90 – 95 %
<b>Lebensdauer</b>	Ca. 15 Jahre, 500 – 10000 Zyklen
<b>Investitionskosten Leistung</b>	165 – 220 CHF/kW
<b>Investitionskosten Kapazität (Batteriemodulkosten ohne EPC)</b>	198 – 316 CHF/kWh
<b>Kosten Betrieb &amp; Wartung</b>	6,6 – 8,8 CHF/kW



Quellen: (Schmidt, 2019; Puchta & Dabrowski, 2018; Giovinetto & Eller, 2019; Cole & Frazier, 2019; Rodrigues, et al., 2017)

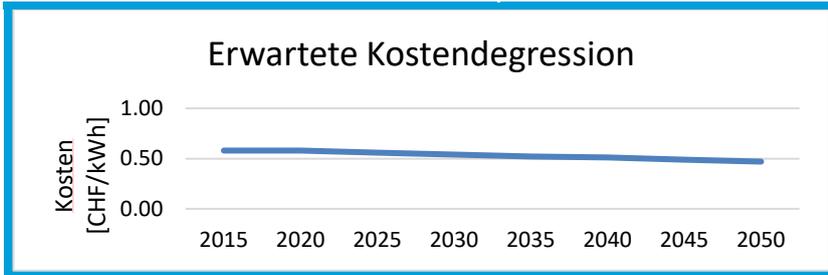
**Tabelle 20: Übersicht: Umwälzwerke**

<b>Reaktionsgeschwindigkeit</b>	<3 Min
<b>Typische Leistung</b>	10 MW – 1 GW
<b>Typische Speicherdauer</b>	Stunden bis Tage, 4 – 16 h
<b>Wirkungsgrad</b>	70 – 80 %
<b>Lebensdauer</b>	40 – 50 Jahre, 25.000 Zyklen
<b>Investitionskosten Leistung</b>	1683 – 3000 CHF/kW
<b>Investitionskosten Kapazität</b>	88 – 165 CHF/kWh
<b>Kosten Betrieb &amp; Wartung</b>	1 – 2 % der Investition, 6,3 – 14,4 CHF/kW

Quellen: (Giovinetto & Eller, 2019; Zablocki, 2019; Mongrid & Viswanathan, 2019; Gatzen, 2013; Moser, 2014; Schmidt, 2019)

**Tabelle 21: Übersicht: Saisonale Wärmespeicher**

Typische Leistung	>30 MW
Typische Speicherdauer	Saisonal
Typische Verlustrate	0,08 K/Tag
Lebensdauer	20 – 25 Jahre
Investitionskosten Kapazität	0,63 CHF/kWh
Kosten Betrieb & Wartung	3,3 CHF/kWh



Quelle: (Danish Energy Agency and Energinet, 2018)

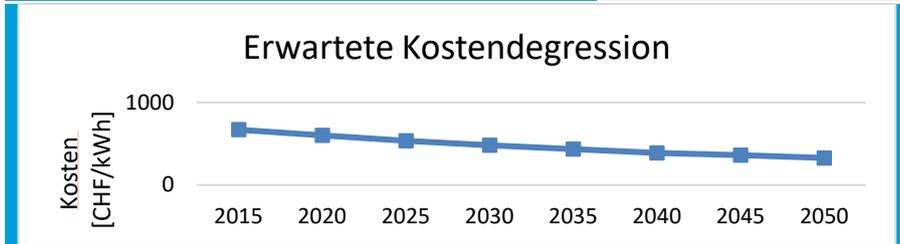
**Tabelle 22: Übersicht: Fernwärmespeicher**

Reaktionsgeschwindigkeit	Hoch
Typische Leistung	Bis zu Gigawatt
Typische Speicherdauer	Stunden bis Tage
Typische Verlustrate	0,2 %/Tag
Lebensdauer	40 Jahre
Investitionskosten Kapazität	3,2 CHF/kWh
Kosten Betrieb & Wartung	9,25 CHF/MWh

Quelle: (Danish Energy Agency and Energinet, 2018)

**Tabelle 23: Übersicht: Erdwärmesonde<sup>63</sup>**

Typische Leistung	kW bis MW
Lebensdauer	10 bis 20 Jahre
Investitionskosten Leistung	670 CHF/kWh



Quellen: (Minder, 2014; Lyden & Tuohy, 2019; Hecking, 2017)

**Tabelle 24: Übersicht: Elektrodenheizkessel**

Typische Leistung	Mittlerer MW Bereich
Wirkungsgrad	99 %
Lebensdauer	20 Jahre
Investitionskosten Leistung	70 CHF/kW
Kosten Betrieb & Wartung	54 CHF/MW

Quelle: (Henning & Sauer, 2015)

<sup>63</sup> Annahmen zur Kostenreduktion in Anlehnung an Luftwärmepumpen



## **ÜBER DNV**

DNV - Energy gehört zur DNV Group, die mit ihrem Geschäftszweck zum Schutz von Leben, Eigentum sowie der Umwelt in bedeutenden industriellen Bereichen beiträgt. Im Vordergrund stehen unabhängige wirtschaftliche und technische Dienstleistungen in den Bereichen Risikomanagement, Klassifizierung, Zertifizierung und Testung für die Schiffs-, Öl- und Gasindustrie sowie die Energiebranche. Darüber hinaus erbringen wir auch Zertifizierungsleistungen für Kunden aus vielen weiteren Branchen. Das Unternehmen wurde 1864 gegründet und ist in mehr als 100 Ländern unter dem Leitmotto 'safer, smarter, greener' aktiv.