

# Fokusstudie

## «Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz»»

---

Auftraggeber: Forum Energiespeicher Schweiz  
Datum: Dezember 2018  
Autoren: Markus Friedl (HSR Hochschule für Technik Rapperswil, IET Institut für Energietechnik)  
Tom Kober (Paul Scherrer Institut, Labor für Energiesystem-Analysen, Villigen)  
Kannan Ramachandran (Paul Scherrer Institut, Labor für Energiesystem-Analysen, Villigen)  
Jonas Mühlethaler (Swissgrid, Aarau)

---

**Die vorliegende Fokusstudie gibt die Einschätzungen und Positionen der Autoren, jedoch nicht zwingend des Forums Energiespeicher Schweiz und dessen Partner wieder.**

## Warum eine Fokusstudie «Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz»?

Das Schweizer Stimmvolk hat entschieden, in Zukunft auf die Kernenergie zu verzichten und im Gegenzug vermehrt die Solar- und Wind-Produktion auszubauen. Das führt zu einer Stromproduktion, die zunehmend kurzfristig mit dem Wetter und saisonal mit den Jahreszeiten variiert.

Gerade die Befürchtung, den Energiebedarf ohne Kernkraft über das ganze Jahr hinweg nicht decken zu können, wird oft als «Killerargument» gegen die Energiewende vorgebracht. Das Forum Energiespeicher Schweiz hat dafür die Fokusstudie «Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz» in Auftrag gegeben. Sie behandelt die Fragestellung, ob und wie eine nachhaltige Energieversorgung trotz der saisonalen Schwankungen von Angebot und Nachfrage sichergestellt werden kann.

Die Studie zeigt auf, dass die saisonale Problematik durchaus lösbar ist und dass dafür verschiedene gangbare Wege existieren. Bei der Wahl der «richtigen» Flexibilisierungsoption handelt es sich letztlich um politische Entscheide. Die wichtigsten Fragen hierbei sind «Wieviel inländische Stromproduktion streben wir für die Schweiz an?» und «Welchen CO<sub>2</sub>-Senkungspfad verfolgen wir?». Je nach Beantwortung dieser Fragen sind unterschiedliche saisonale Flexibilisierungsoptionen zu favorisieren.

Die Studie dient als Auslegeordnung bzw. Diskussionsbasis für eine geordnete (politische) Lösungsfindung in diesem komplexen Themenfeld.

**Dr. Jonas Mühlethaler**

Forum Energiespeicher Schweiz  
11.2018

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1 Forschungsfrage</b>	<b>4</b>
<b>2 Ausgangslage</b>	<b>5</b>
2.1 Saisonale Schwankungen in der aktuellen Energieversorgung	5
2.2 Ziele für eine zukünftige Energieversorgung	6
2.3 Langfristige Entwicklungen	7
2.4 Bestimmende Faktoren für den Flexibilitätsbedarf	8
<b>3 Flexibilisierungsoptionen und ihre Funktion im Schweizerischen Energiesystem</b>	<b>10</b>
3.1 Speichersysteme	10
3.2 Flexible Umwandlung	14
3.2.1 Flexible Umwandlung: Kraftwerke	15
3.2.2 Flexible Umwandlung: Power-to-X	16
3.3 Flexibilisierungen der Energienachfrage	17
3.4 Energiehandel mit den Nachbarländern	18
<b>4 Zusammenfassung und Implikationen für Politik, Forschung und Energiewirtschaft</b>	<b>19</b>
<b>5 Literatur</b>	<b>21</b>

# 1 FORSCHUNGSFRAGE

Die Ziele der Schweizer Energiestrategie streben eine nachhaltige und sichere Energieversorgung an, bei Beendigung der Nutzung der Kernkraftwerke sowie dem Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Das führt zu einer Stromproduktion, die zunehmend kurzfristig mit dem Wetter und saisonal mit den Jahreszeiten variiert. Betrachtet man alle Formen der Endenergie, ist eine starke saisonale Abhängigkeit auch beim Bedarf feststellbar. Dies gilt vor allem für das Winterhalbjahr, in dem der Wärmebedarf aufgrund der tiefen Aussentemperaturen besonders hoch ist.

Dieser Bericht untersucht die Möglichkeiten der Schweiz, die saisonalen Schwankungen und Differenzen der Produktion erneuerbarer Energien und ihrer Nachfrage auszugleichen. Er geht auf die folgenden Forschungsfragen ein:

- Wie kann die saisonale Differenz zwischen Produktion und Nachfrage von Energie unter Einhaltung der gesteckten Ziele reduziert werden?
- Welche Optionen der Energiespeicherung und der Flexibilisierung zum saisonalen Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage stehen zur Verfügung?
- Welches ist die zukünftige Rolle von saisonalen Speichertechnologien im Elektrizitätsnetz und in der Energieversorgung?

Die Studie zeigt, dass der saisonale Ausgleich nicht nur mit Speichern bewerkstelligt werden kann, sondern auch mit Umwandlungstechnologien, Massnahmen bei der Energieerzeugung, flexibler Nutzung von Energie sowie Import/Export von Energie. Alle diese Massnahmen werden unter dem Begriff «Flexibilisierung» zusammengefasst.

Die Studie stützt sich auf verfügbare Informationen aus der Literatur, eigenen Recherchen sowie einer Untersuchung des Energiesystems, die das Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag von Swissgrid durchgeführt und im Februar 2018 abgeschlossen hat. Die Szenarien-Analyse des PSI berücksichtigt dabei heutige und zukünftig mögliche technologische und ökonomische Entwicklungen. Mit Fokus auf das Schweizer Energiesystem existieren zudem Szenarien aus den Jahren 2011/12 [1][2], mit denen die Energiestrategie 2050 definiert wurde, darauf aufbauend das Modell «Energy Scope» [6][7] sowie die Untersuchungen von Prof. Gunzinger [8]. Quantitative Ergebnisse aus Studien zu anderen Ländern (sehr oft Deutschland) können nicht direkt auf die Schweiz angewendet werden, sondern nur deren Tendenzen.

### 2.1 Saisonale Schwankungen in der aktuellen Energieversorgung

Abbildung 1 zeigt die Aufteilung des Schweizer Endenergieverbrauchs im Jahr 2017 auf unterschiedliche Energieträger. Es fällt auf, dass ein grosser Teil des Schweizer Endenergiebedarfs auf fossilen Energiequellen basiert. Diese sind gut speicherbar und daher flexibel verfügbar.

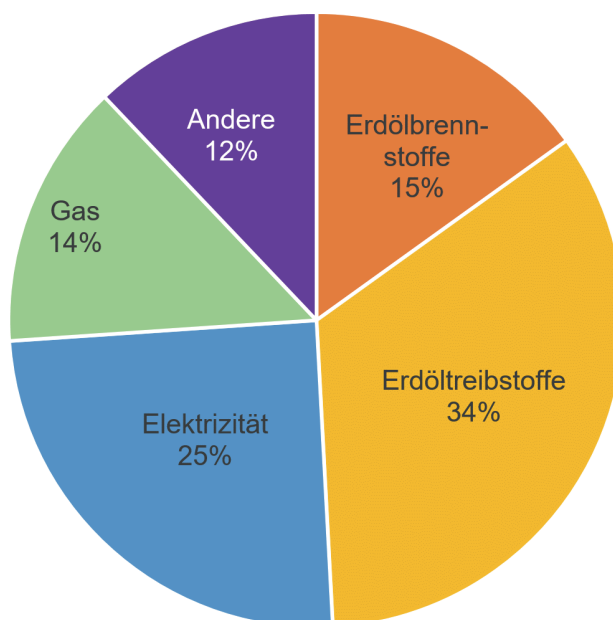


Abbildung 1: Verteilung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2017 (Total: 849'790 TJ) auf die Energieträger. Quelle: Gesamtenergiestatistik 2017 des Bundesamts für Energie BFE

Gas beinhaltet eine geringe Menge an eingespeistem Biogas. «Andere» besteht aus Kohle, Holzenergie, Fernwärme, Industrieabfälle, biogene Treibstoffe, Biogas (nicht ins Netz eingespeist), Solarenergie (ohne Photovoltaik) und Umweltwärme.

In Abbildung 2 ist die Verteilung des Endenergieverbrauchs des Jahres 2017 der wichtigsten Energieträger auf die Monate dargestellt. Grundsätzlich ist der Energiebedarf bei allen Energieformen im Winter höher als im Sommer. Die höchste saisonale Abhängigkeit besteht bei den Brennstoffen Öl und Gas aufgrund des hohen Heizbedarfs im Winter. Weniger ausgeprägt, aber trotzdem vorhanden, ist eine saisonale Differenz zwischen inländischer Stromproduktion und -nachfrage, die vorwiegend durch Importe und Exporte ausgeglichen wird.

Wir werden in Kapitel 3.1 (Abbildung 6) zeigen, dass flüssige und gasförmige Energieträger vergleichsweise kostengünstig speicherbar sind. Entsprechend sind bereits heute in der Schweiz grosse Kapazitäten zur Speicherung von Heizöl, Benzin und Diesel vorhanden (siehe Tabelle 1 / Seite 11). Dies löst die Problematik der saisonalen Speicherung im gegenwärtigen Energiesystem zu grossen Teilen.

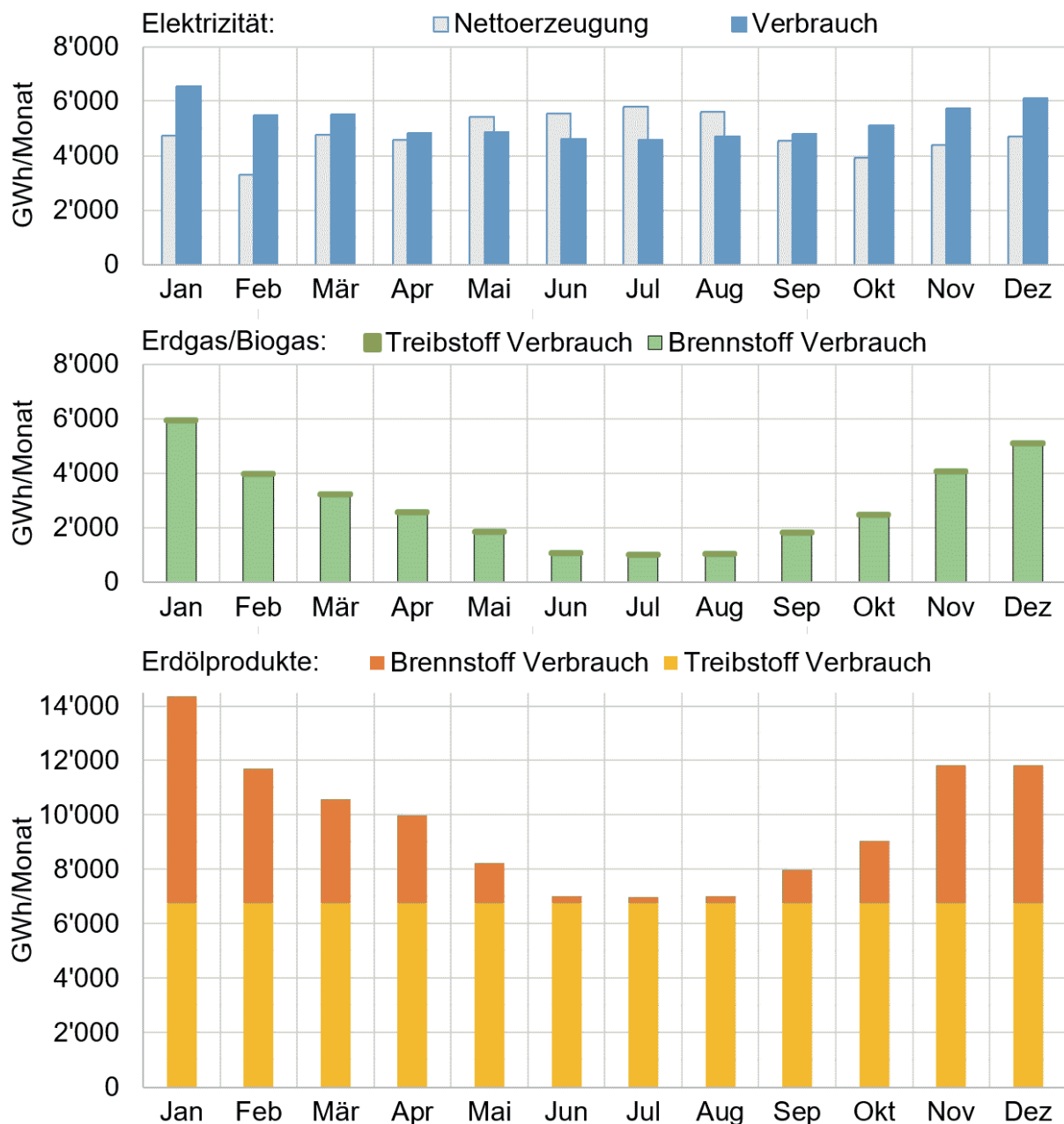


Abbildung 2: Verteilung des Endverbrauchs der wichtigsten Energieträger auf die Monate im Jahr 2017. Quellen: Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2017 und Gesamtenergiestatistik 2017 beide vom BFE, «Erdgas/Biogas in der Schweiz, Ausgabe 2018, VSG-Jahresstatistik», Verband der Schweizer Gasindustrie. Treibstoffverbrauch als konstant angenommen, Brennstoffverbrauch proportional zu den über die Schweiz gemittelten Heizgradtagen aus der Gesamtenergiestatistik, Berechnung auf Basis des Heizwertes bei chemischen Energieträgern.

## 2.2 Ziele für eine zukünftige Energieversorgung

Die Schweiz hat sich mit der Energiestrategie 2050 das Ziel gesetzt, die Energieversorgung nach folgenden Zielen neu zu organisieren:

- «Sicherstellung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung und Verteilung der Energie» [9]
- Reduktion Endverbrauch durch «sparsamere und effizientere Energienutzung» [9]
- «Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien – insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien – gründet.» [9]
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernkraft [10]
- Reduktion von Treibhausemissionen [1][11], Einhaltung Übereinkommen von Paris.

## 2.3 Langfristige Entwicklungen

Vor dem Hintergrund der langfristigen energiepolitischen Ziele ist davon auszugehen, dass fossile Energiequellen, Erdölprodukte und Erdgas einen geringeren Anteil am Energiemix des zukünftigen Energiesystems ausmachen werden und dass Kernbrennstoffe darin nicht mehr enthalten sein werden. Sie werden vor allem durch die beiden volatilen erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Windenergie ersetzt, die aufgrund des Sonnenstands und des Wetters sowohl kurzfristig während des Tages als auch langfristig über die Jahreszeiten Schwankungen unterworfen sind. Die wetterbedingten Schwankungen sind bei der Photovoltaik kleiner als beim Wind [12].

Die Schweiz wird in zunehmendem Mass Bedarf an zeitlicher Flexibilität der Energieversorgung haben, um erneuerbare Energie zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort zur Verfügung zu stellen. Die zeitliche Flexibilität erstreckt sich über Zeiträume unterschiedlicher Länge: Saison, Wochen, Tage, Stunden bis zu Bruchteilen von Sekunden. Während die chemischen Energieträger als Flüssigkeiten oder Gase vorliegen und der zeitliche Ausgleich im Bereich von Stunden bis zu Sekundenbruchteilen inhärent im System gelöst ist, muss im Elektrizitätsnetz dieser Ausgleich aktiv hergestellt werden. Dazu sind bereits heute Massnahmen wie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung zur Frequenzstabilisierung notwendig. Der saisonale Ausgleich stellt hierbei eine grosse Herausforderung dar.

Modellgestützte Szenarioanalysen für den Schweizer Energiemarkt zeigen einen Anstieg der Elektrizitätsnachfrage um ca. 18 % zwischen 2015 und 2050 für den Fall, dass eine 85 % CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 zu möglichst geringen Kosten erreicht werden soll [13]. Die Resultate aus der Studie sind in Abbildung 3 zusammengefasst. Die Abbildung zeigt, wie eine Schweizer Energieversorgung erreicht werden kann, welche die Klimaziele aus dem vorhergehenden Kapitel 2.2 erfüllt. Auch wenn Abbildung 3 nur die Jahresbilanzen aufzeigt, wurde bei den Berechnungen das Jahr zeitlich aufgelöst. Dabei wurden auch Aspekte wie die erwarteten Veränderungen des zukünftigen Produktions- und Verbrauchsmixes (E-Mobilität, Wärmepumpen, PV, Wind, etc.) berücksichtigt.

Die Diskussion zur langfristigen Entwicklung des Stromverbrauchs wurde PSI-intern durch weitere modellgestützte Studien bestätigt [14] [15]. Eine Ursache für den Anstieg der Stromnachfrage ist die Dekarbonisierung der Energienachfrage. Dabei werden Technologien, die auf fossilen Energieträgern beruhen, durch strombasierte Technologien wie beispielsweise Wärmepumpen und Elektromobilität ersetzt. Die zukünftigen Entwicklungen im Bereich von Energietechnologien sind schwer abschätzbar. Die vergangenen Jahre haben jedoch gezeigt, dass für Technologien zur Nutzung von Wind und Sonnenenergie sowie im Bereich der Batteriesysteme, Elektromobilität und bei Wärmepumpen erhebliche Kostenreduktionen und Verbesserungen der Betriebsbedingungen erzielt werden konnten. Andere Szenarioanalysen wie beispielsweise das Szenario «Neue Energiepolitik», das den Berechnungen der die Energiestrategie 2050 zugrunde liegt [5], weisen ein weniger starkes Stromnachfragewachstum für die kommenden Dekaden aus.

Die saisonale Variabilität des Wärmesektors wird dabei zumindest teilweise durch bessere Wärmedämmung reduziert. Zum Anstieg des Stromverbrauchs trägt auch der vermehrte Einsatz von Klimaanlage bei, welcher auch durch klimatische Veränderungen beeinflusst wird. Die Substitution von speicherfähigen fossilen Energieträgern durch aus erneuerbaren Energien erzeugte Elektrizität kann speziell im Winter zu Stromengpässen führen. Dies liegt u.a. daran, dass Photovoltaikanlagen in der Regel im Sommer mehr Strom als im Winter produzieren (siehe Abbildung 4). Diese saisonale Charakteristik im Stromsektor stellt eine Herausforderung für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 dar.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass fundierte Aussagen über die zukünftige Energieversorgung nur möglich sind, indem alle Energieformen betrachtet werden, da diese sehr stark zusammenhängen. Auch die Energiemodelle «Energy Scope» und «Kraftwerk Schweiz» betrachten alle Formen der Energie. Die diskutierten Szenarien sowie die erwähnten Modelle zeigen mögliche Wege in eine nachhaltige Energiezukunft sowie die in Frage kommenden Technologien. Zum jetzigen Zeitpunkt steht aber noch nicht fest, welche Technologien sich in welchem Ausmass durchsetzen werden [16][17][18].

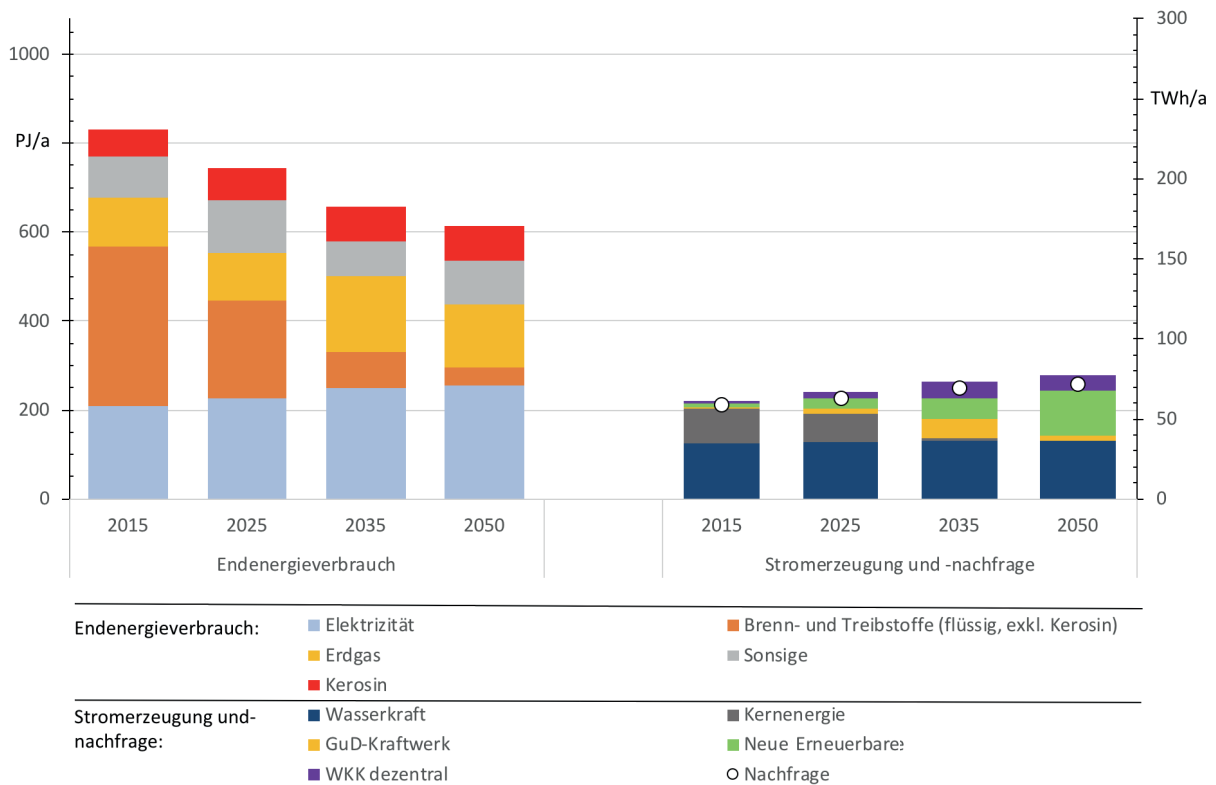


Abbildung 3: Szenario 1: Mögliche Transformation des Energiesystems der Schweiz unter Einhaltung des Klimaschutzziels: die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden gegenüber 2010 bis 2050 um 60 % reduziert.

## 2.4 Bestimmende Faktoren für den Flexibilitätsbedarf

Der saisonale Ausgleich von produzierter und nachgefragter Energie ist eine grosse Herausforderung. Es gibt Massnahmen, welche den Bedarf an saisonaler Flexibilität reduzieren:

- Photovoltaik, deren Ausrichtung und Neigung auf möglichst geringe jahreszeitliche Variabilität der Energieproduktion optimiert ist.
- Breite Diversifikation der Produktionstechnologien, z.B. zusätzlich zu Photovoltaik auch Windkraft und dezentralisierte Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)
- Effizienzsteigerung im Wärmesektor und damit einhergehend reduzierte saisonale Schwankungen beim Wärmebedarf

Der Preisrückgang der Photovoltaikmodule und der Batterien ist nebst guten Rahmenbedingungen auf den Märkten eine wichtige Voraussetzung, damit beide Technologien im grossen Umfang zugebaut werden können. Dabei können rein wirtschaftliche Überlegungen diese Entwicklung bedingen und sogar beschleunigen. Werden Photovoltaikmodule statt für eine maximale Energieproduktion ausgerichtet (nach Süden und in der Schweiz mit ca. 30° Neigungswinkel) direkt integriert auch bei anders ausgerichteten Dachflächen und in Fassaden eingesetzt, reduziert dies zwar die produzierte Gesamtmenge an Energie, verbessert aber die Verteilung der produzierten Energie über den Tag bzw. über das Jahr und ermöglicht einen grösseren Eigennutzungsgrad. Letzterer ist insbesondere unter den aktuellen Randbedingungen die zu optimierende Grösse. In Abbildung 4 sind die pro Fläche produzierten Leistungen von nach Süden ausgerichteten Photovoltaikmodulen mit unterschiedlichen Neigungswinkeln gezeigt. Es wird ersichtlich, dass andere Ausrichtungen auch die saisonale Schwankung der produzierten Leistung und damit die Notwendigkeit von saisonaler Flexibilität reduzieren.



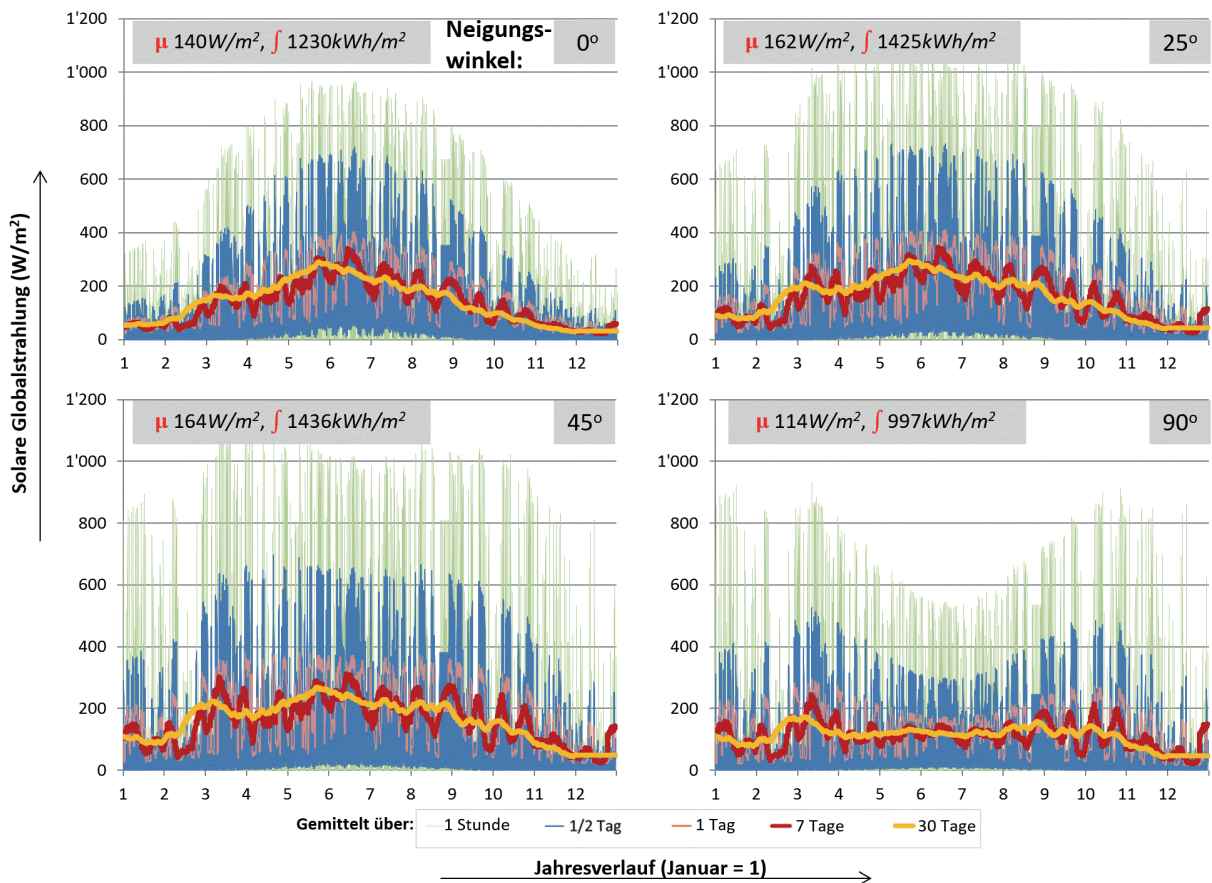


Abbildung 4: Solarstrahlung auf nach Süden ausgerichtete PV-Module im Jahresverlauf bei vier verschiedenen Neigungswinkeln: 0° ist horizontal, 90° ist vertikal an einer Fassade. Basierend auf SODA Datenbank, Daten des Jahres 2005 für Zürich.

Eine weitere Massnahme, den Bedarf an saisonaler Flexibilität zu reduzieren, besteht darin, die inländische neue erneuerbare Stromproduktion breit auf unterschiedliche Technologien abzustützen. Dies kann erreicht werden, indem zusätzlich zur bestehenden Wasserkraft und den Möglichkeiten zur Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen auch Potentiale der Windenergie genutzt werden. In der Schweiz wird mit Windkraftanlagen jedes Jahr 0.13 TWh Strom erzeugt [19] [20] und es sind in der Schweiz an ca. 70 Standorten ca. 390 Anlagen in Planung, die pro Jahr 2 TWh Strom erzeugen könnten [19].

Neben diesen vorgestellten Ansätzen zur Reduktion des saisonalen Flexibilitätsbedarfs stellt sich die Frage nach weiteren saisonalen Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Energiesystem. Der Fokus dieser Kurzstudie liegt entsprechend auf den heutigen und zukünftigen Optionen, mit denen ein erhöhtes Mass an saisonaler Flexibilität bereitgestellt werden kann.

## 3 FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN UND IHRE FUNKTION IM SCHWEIZERISCHEN ENERGIESYSTEM

Wie Kapitel 2 gezeigt hat, kommt es sowohl bei der Energiebereitstellung als auch bei der Energienachfrage zu jahreszeitlichen Schwankungen, was auch durch Energiepreisschwankungen begleitet sein kann. Diese saisonale Variabilität ist prinzipiell unproblematisch, solange eine Bedarfsdeckung zu ökonomisch sinnvollen Bedingungen gewährleistet ist. Weichen Energieangebot und -nachfrage stark voneinander ab, sind grosse Energiepreisschwankungen bzw. Kosten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu erwarten. Der Einsatz von Speichertechnologien sowie anderen Flexibilitätsoptionen können helfen, unerwünschte Preiseffekte durch einen verbesserten jahreszeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu vermeiden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch bei Ausnutzung der in Kapitel 2.4 vorgestellten Ansätze zur Reduktion des saisonalen Flexibilitätsbedarfs werden saisonale Flexibilitätsoptionen notwendig sein. Für den saisonalen Ausgleich bzw. zur Vermeidung von Energieengpässen im Winter stehen grundsätzlich folgende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung:

1. Energiespeichersysteme (z.B. Speicherwasserkraftwerke, Öllager, Gasspeicher, saisonale Wärmespeicher, zukünftige Druckluftspeicher, Kapitel 3.1)
2. Flexible Möglichkeit der Umwandlung zwischen Energieträgern unabhängig von Wetter und Jahreszeit: (Kapitel 3.2)
  - Kraftwerke (z. B. Gaskraftwerke GuD oder Wärme-Kraft-Kopplung, WKK), um einen Brennstoff in Elektrizität umzuwandeln (Kapitel 3.2.1)
  - Power-to-X-Anlagen, um Elektrizität in eine besser speicherbare Energieform zu bringen, (Kapitel 3.2.2)
3. Flexibilisierung der Energienachfrage (Demand Side Management, Kapitel 3.3)
4. Import / Export (z.B. über Öltransporte, Gas- oder Elektrizitätsnetze, Kapitel 3.4)

Heute wird der saisonale Ausgleich im Stromsektor über Importe sowie durch Einsatz von Speicherwasserkraftwerken bewerkstelligt. Für die Brennstoffe wird hauptsächlich auf Import und Speicherung von fossilen Energieträgern gesetzt. Aufgrund der CO<sub>2</sub>-Senkungsziele, dem Ausstieg aus der Kernenergie sowie des sich ändernden Produktionsmix' in Europa muss die Situation bezüglich saisonaler Flexibilität für die Zukunft neu gedacht werden.

Im Folgenden werden die obengenannten Speichertechnologien und andere Flexibilisierungsoptionen und ihre Funktion im Energiesystem näher beschrieben.

### 3.1 Speichersysteme

Ein Speicher nimmt beim Beladen Energie auf und gibt diese zeitversetzt beim Entladen wieder ab. Die Energieformen beim Beladen und beim Entladen können unterschiedlich sein, obwohl in der Literatur oft nur Speicher mit elektrischer Energie als Input und Output betrachtet werden [21] [22] [23] [24]. Der Aufwand für den Bau und Betrieb des Speichers muss dadurch gerechtfertigt werden, dass beim Beladen Energie in ausreichendem Umfang zu niedrigen Preisen verfügbar ist und beim Entladen Energie ein knappes Gut ist, das zu möglichst hohen Preisen an das System zurückgegeben werden kann. Für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers müssen die Kosten der Speicherung durch die Differenz der Energiepreise beim Laden und Entladen gedeckt sein. Diese Kosten müssen auch allfällige Energieverluste und den Verbrauch im Standby-Betrieb decken.

Im Allgemeinen ist die Bewirtschaftung von Speichertechnologien mit Verlusten behaftet: Zum Beispiel kommt es zu Verlusten des Speichermediums, wie durch Verdunstung in Speicherwasserkraftwerken, zu Transmissionsverlusten in Wärmespeichern, zu Selbstentladungseffekten bei Batteriesystemen und teilweise zu Leckageverlusten in Speichern für Flüssigkeiten bzw. Gasen. Darüber hinaus kann es zu Umwandlungsverlusten bei der Ein- und Ausspeicherung kommen. Zum Beispiel wird in Pumpspeicherkraftwerken elektrische Energie durch Pumpen in potenzielle Energie des Wassers umgewandelt und später durch Turbinieren wieder zurück in Elektrizität, wobei sich sowohl in den Pumpen als auch in den Turbinen Verluste ergeben.

Zur Beurteilung der technisch möglichen Bewirtschaftung von Speichertechnologien kann man prinzipiell einen Leistungsteil und einen Energieteil unterscheiden. Der Leistungsanteil beschreibt die Menge an Energie, die in einer bestimmten Zeit ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Der Energieanteil beschreibt das gesamte Speichervolumen, also die maximale Energiemenge, die über eine gewisse Zeit im Speicher verbleiben kann. Speicher für den jahreszeitlichen Ausgleich kennzeichnen sich durch ein grosses Speichervolumen, also ein im Vergleich zu seinem Leistungsanteil grossen Energieanteil (vgl. auch Abbildung 5). Dies erklärt sich dadurch, dass über einen längeren Zeitraum ein- und ausgespeist wird, um letztendlich eine längerfristige Versorgung zu gewährleisten. Vergleicht man die unterschiedlichen Speichertechnologien miteinander, wird allein durch die physikalisch-technischen Charakteristika deutlich, dass sich einige Technologien eher für die kurzfristige Speicherung von Energie eignen, wohingegen sich andere Technologien insbesondere für Langzeitspeicherung eignen.

Speicher gibt es in unserem heutigen Energiesystem viele. Dazu gehören zum Beispiel Lager für Treib- und Brennstoffe, Speicherwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Erdgaskavernen, Warmwasserspeicher sowie Batteriesysteme. Auch stellt das Erdgasnetz eine Art Speicher dar, da der Druck im Leitungssystem variiert und somit auch die Erdgasmenge im Erdgasnetz. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von neuen Speichertechnologien, die gegenwärtig diskutiert und erforscht werden – vornehmlich vor dem Hintergrund eines verstärkten Ausbaus der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien. Neue Speichertechnologien umfassen zum Beispiel adiabatische Druckluftspeicher (compressed air energy storage - CAES), innovative Batterietechnologien wie zum Beispiel Redox Flow Batterien sowie Wasserstoffspeicher (meist in Verbindung mit Power-to-X-Technologien, die wir in Abschnitt 3.2 behandeln). Abbildung 5 zeigt diese Technologien mit ihrer Energiespeicherkapazität und ihrer Entladezeit bei Nominalleistung. Tabelle 1 gibt einen Überblick über derzeitige verfügbare Speicher in der Schweiz. Energetisch betrachtet stellen derzeit unter den grosstechnischen Speichersystemen in der Schweiz die Notlager für flüssige Brenn- und Treibstoffe mit mehr als 40 TWh die grösste Speicherkapazität dar, gefolgt von den Speicherwasserkraftwerken mit ca. 9 TWh und der Speicherkapazität des Erdgasnetzes (inklusive der Erdgaskavernen im französischen Jura) mit ca. 1.6 TWh.

Das nutzbare Speichervolumen der Pumpspeicherkraftwerke für den zyklischen Pump- und Turbinenbetrieb ist abhängig von den Reservoirs unter- und oberhalb der Pumpen und Turbinen, wobei das kleinere der beiden Reservoirs die Speicherkapazität limitiert. Gesicherte Angaben zu diesem nutzbaren Speichervolumen sind in der Literatur nicht verfügbar. Schätzungen gehen jedoch von bis zu 370 bis 400 GWh [26], [27] aus, was in etwa dem dreitägigen Elektrizitätsverbrauch der Schweiz entspricht. Damit sind die derzeitigen Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz eher für kurzfristige Speicherzwecke (zum Beispiel für den Day-ahead- und Intraday-Handel an der Strombörse) geeignet und scheiden für die saisonale Speicherung von Elektrizität weitestgehend aus. Die meisten Batteriesysteme basierend auf Feststoffen (Lithium Ion bzw. Natrium Sulfit) sind typischerweise durch ein im Vergleich zu ihrer installierten Leistung geringes Speichervolumen gekennzeichnet, was ihren Einsatzbereich eher auf Kurzfristspeicherung beschränkt. Ausserdem kommt es bei Batteriesystemen zu Selbstentladungseffekten (bis zu 0.3 % pro Tag für Lithium-Ion Batterien [28]), was sich nachteilig auf die Langzeitspeicherfähigkeit auswirkt. Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES) sind Anlagen, deren Speicherkapazität von den verfügbaren geologischen bzw. räumlichen Bedingungen für die untertägige Speicherung abhängt. Eine zuverlässige Potenzialbestimmung für die Schweiz ist derzeit nicht verfügbar. Erste Erkenntnisse werden aber bereits im Schweizer Pilotprojekt bei Biasca gesammelt. Berechnungen für den Massstab einer kommerziellen Anlage zeigen, dass für die Speicherung von einer Gigawattstunde in etwa ein Hohlraumvolumen der Kaverne von ca. 450 Tausend Kubikmetern benötigt [29], was dem Inhalt einer Kugel von 95 Metern Durchmesser entspricht. Für die grosstechnische saisonale Speicherung von Energie sind Druckluftspeicher aufgrund des erforderlichen Bedarfs an geeigneten Hohlräumen in geologischen Formationen daher in der Schweiz eher ungeeignet, was weitere Einzelanlagen jedoch nicht ausschliesst.

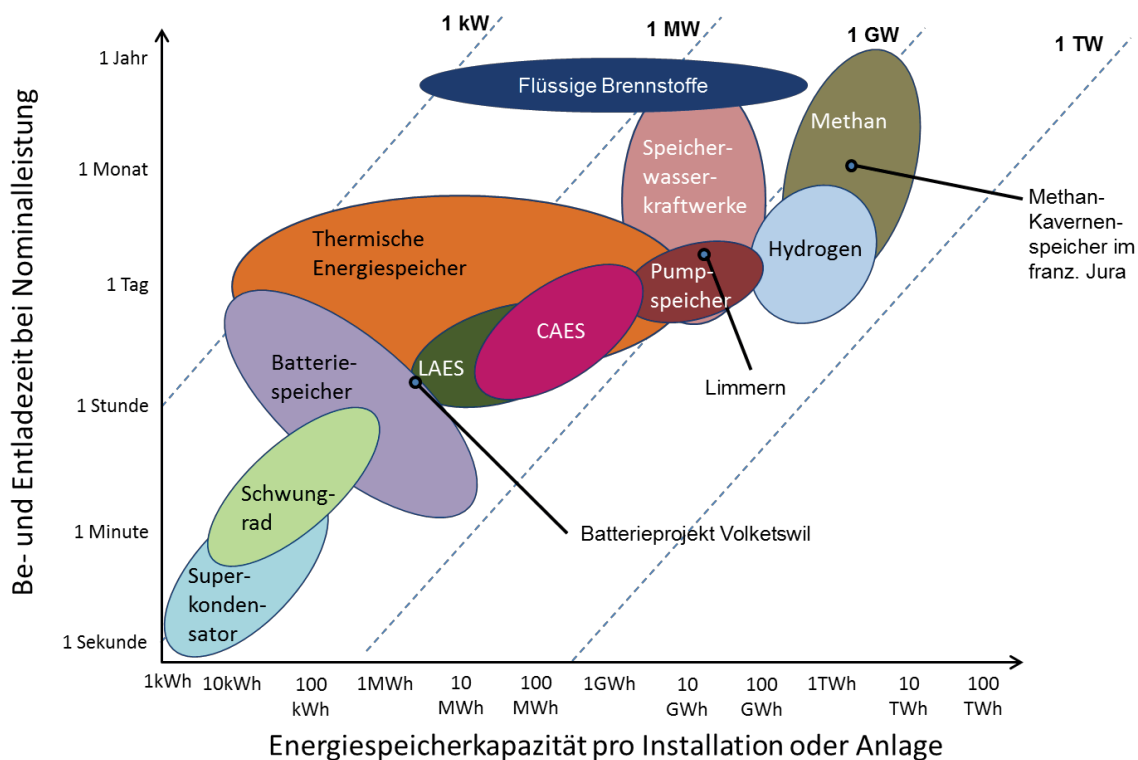


Abbildung 5: Charakterisierung typischer Einsatzparameter von stationären Energiespeichern basierend auf [25] sowie eigenen Recherchen.

Beschreibung	Energie [Zeit <sup>1</sup> ]
Speicherwasserkraftwerke: Wasserkraftwerk mit einem Stausee, im Gegensatz zu Flusswasserkraftwerken, die keine Speicherefähigkeit haben. Im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken können Speicherwasserkraftwerke nur Strom erzeugen und kein Wasser nach oben pumpen.	Gegenwärtig: 8.8 TWh <sup>2</sup> (ca. 50 Tage); weiterer Ausbau auf 10.8 TWh <sup>3</sup> möglich
Pumpspeicherkraftwerke	0.37 TWh (3 Tage)
Erdgasnetz mit angeschlossenen Kurzzeitspeichern	0.09 TWh (1 Tag) [30]
Erdgaskavernen: Die Schweizer Gaswirtschaft ist an einer Kaverne in einem ehemaligen Salzbergwerk im französischen Jura beteiligt.	1.5 TWh (20 Tage) [30] Es gibt ein Projekt für den Ausbau [31], [32].
Heizöltanks in den Wohngebäuden	bis zu mehreren Jahren
Lager für die flüssigen Treib- und Brennstoffe, Pflichtlager für Notversorgung der Schweiz gemäss Carburia [33], zusätzlich gibt es Lager der Mineralöhländler, die deutlich kleiner sind.	Heizöl: ca. 21 TWh (5.5 Monate) plus Gas-Ersatzlagerhaltung Benzin: ca. 12 TWh (4.9 Monate) Diesel: ca. 11 TWh (4.1 Monate) Flugpetrol: ca. 4.5 TWh (2.6 Monate)
Stationäre Grossbatteriespeicher, die direkt ohne Verbraucher mit dem Netz verbunden sind.	ca. 9 MWh
Stationäre Kleinbatteriespeicher	ca. 16 MWh [55]
Wärmespeicher mit T < 20 °C (Anergiespeicher im Boden sowie einige wenige Eisspeicher)	20 GWh [55]
Wärmespeicher mit T > 20 °C, Speicher an Brauchwarmwasser in den Haushalten, saisonale Speicher in Jenni-Häusern oder im energieautarken Haus in Brütten	51 GWh [55]
Luftdruckspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES)	derzeitig ein Pilotprojekt im Tessin (Biasca)

Tabelle 1: Übersicht bestehender Energiespeicher in der Schweiz.

<sup>1</sup> bezogen auf den Jahresdurchschnittsverbrauch des jeweiligen Energieträgers, bei chemischen Energieträgern wurde der Heizwert verwendet.

<sup>2</sup> BFE, Elektrizitätsstatistik[20], Füllungsgrad der Speicherseen

<sup>3</sup> [54], Seite 141/297

Die Verwendung saisonaler Speicher im Energiesystem richtet sich einerseits nach dem verfügbaren Potenzial ausreichender Speicherkapazitäten und andererseits nach den wirtschaftlichen Bedingungen. Hinsichtlich der verfügbaren Speicherkapazität kommen für saisonale Speicherzwecke innerhalb der Schweiz im Prinzip lediglich die Speicher für flüssige Brenn- und Treibstoffe, Speicherwasserkraftwerke sowie eventuell zukünftig auch neue Speicher für Methan, Wasserstoff und Wärme in Frage. Die spezifischen Kosten der reinen Energiespeicherung (d.h. unter Vernachlässigung der Kosten für den Leistungsteil der Speichertechnologien) zwischen den verschiedenen Speichersystemen unterscheiden sich um Grössenordnungen. Obwohl unterschiedliche Speichertechnologien sehr schwierig zu vergleichen sind, wurde in Abbildung 6 eine grobe Abschätzung der jährlichen Kosten bezogen auf den Energieanteil der Speicher zusammengetragen, inklusive der Kosten für Investition und Betrieb des Speichers. Vergleichsweise geringe Kosten entstehen für die Lagerung flüssiger und gasförmiger Brenn- und Treibstoffe sowie von Wärme, wohingegen Batteriespeichersysteme und Wasserreservoirs typischerweise durch hohe Speicherkosten gekennzeichnet sind.

Obwohl Abbildung 6 einen guten Überblick über die reinen energiebezogenen Kosten der Speicher gibt, müssen zur Beurteilung der gesamten Speicherkosten neben den Kosten bezogen auf den Energieanteil der Speichersysteme auch die leistungsbezogenen Kosten berücksichtigt werden sowie die Kosten der energetischen Verluste beim Einspeichern, während der Speicherung und beim Ausspeichern. Entsprechend ergeben sich verschiedene Einflussgrössen für die Struktur der Gesamtkosten der Speichersysteme, die letztendlich auch das Betriebsregime der Speicher bestimmen. Einflussgrössen umfassen zum Beispiel das Verhältnis der Kosten für den Energieanteil zu den Kosten für den Leistungsanteil, welches auch durch das Leistungs-/Energieverhältnis des Speichers bestimmt ist, sowie die Anzahl der Speicherzyklen pro Jahr. Je grösser die Anzahl der Zyklen pro Jahr, desto geringer sind die kapitalbezogenen Kosten pro Einheit gespeicherte Energie. Dies ist vor allem ausschlaggebend bei einer eher geringen jährlichen Anzahl von Zyklen und damit bedeutsam für saisonale Speicher, die im Jahresverlauf über eine längere Periode geladen und danach über eine längere Periode entladen werden, sodass die gesamten jährlich anfallenden Kosten auf eine Speicherladung umgelegt werden müssen. Im Vergleich mit häufiger genutzten Speichern sind deshalb für einen wirtschaftlichen Betrieb von saisonalen Speichern niedrigere jährliche Kosten je Einheit gespeicherte Energie und grössere Preisdifferenzen an den Energiemärkten zwischen dem Zeitpunkt der Ein- und Ausspeicherung notwendig. Für jahreszeitliche Speicher kommen demnach Speicher in Frage, die neben einer grossen Speicherkapazität auch vergleichsweise geringe jährliche spezifische Speicherkosten aufweisen.

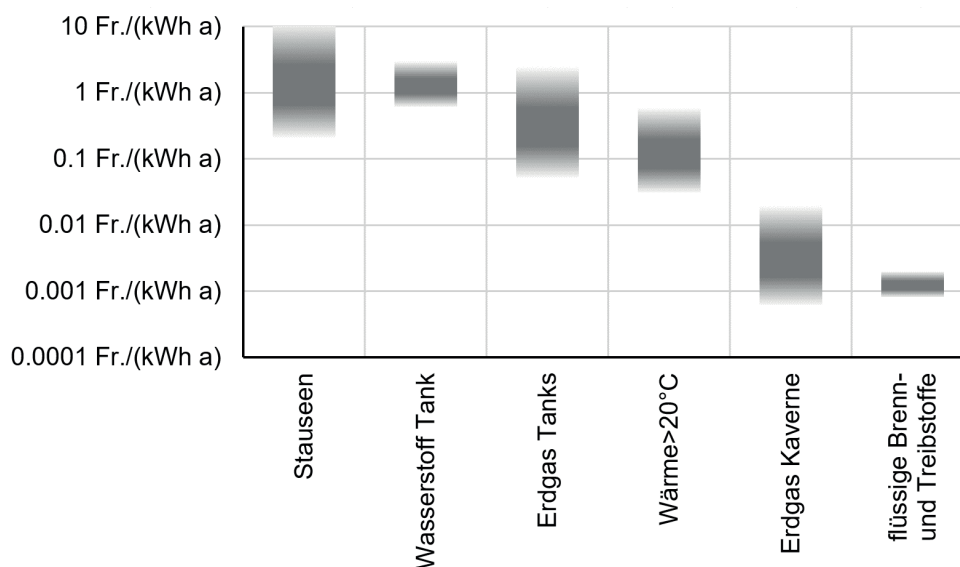


Abbildung 6: Grobe Schätzung für Investitions- und Betriebskosten des Energieanteils verschiedener Speichertechnologien pro gespeicherte Energiemenge und Jahr. Erdgastanks beinhalten atmosphärische Membranspeicher, Drucktanks und Röhrenspeicher, eigene Nachforschungen, Daten von Prof. Dr. Hubert Käslin, ETH, sowie [15] [26] [34][35].

Werden die Kosten für den Energie- und Leistungsteil berücksichtigt, stellen sich Wasserstoff- und Methanspeicher aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Kapitalkostenanteile an den energiebezogenen Speicherkosten als kostengünstige Langzeitspeicher heraus (Abbildung 7). Wie Jülch [22] darstellt, liegen die Kosten für Langzeitspeichersysteme mit einem Zyklus pro Jahr über den Kosten für Kurzzeitspeicher (z.B. 365 Zyklen pro Jahr), was in der veränderten Anlagenkonfiguration (Energie-zu-Leistungs-Verhältnis) und der höheren Anlagenauslastung der Kurzzeitspeicher begründet ist. Die günstigsten Kurzzeitspeicher können Energie zu fast einem Fünftel der Kosten der günstigsten Langzeitspeichertechnologien speichern.

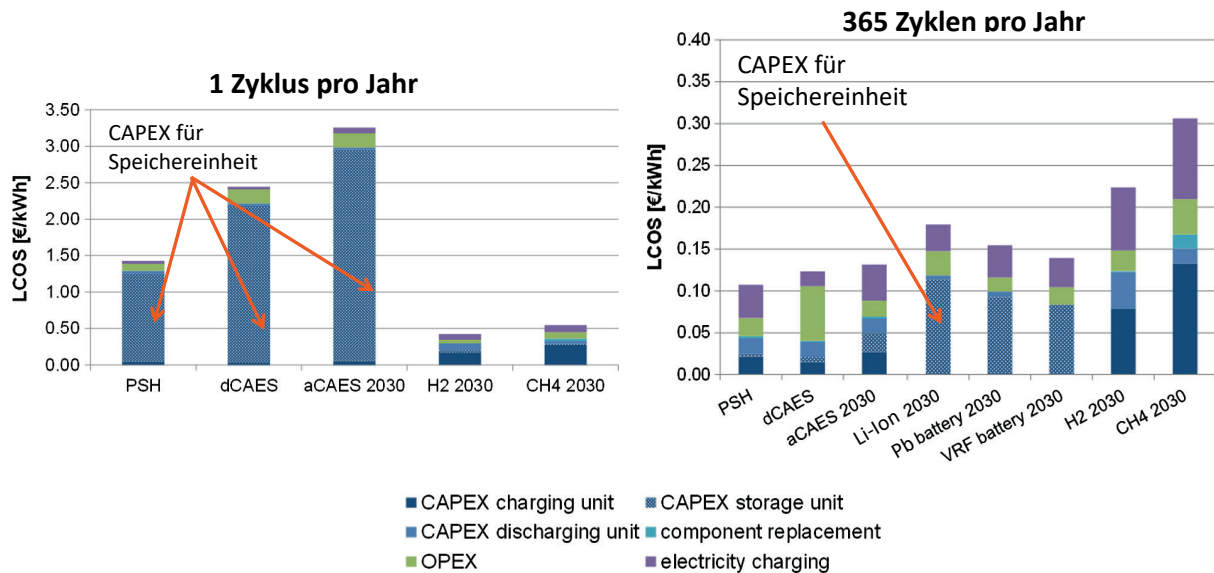


Abbildung 7: Spezifische Speicherkosten aufgeteilt nach Kostenkomponenten für die Speicherung mit einem Zyklus pro Jahr (links) und mit 365 Zyklen (rechts) [22]. N.B.: Kosten für den Bezug von Elektrizität sind in der linken Grafik vernachlässigt und in der rechten Grafik mit 3ct/kWh angesetzt. Speicherung von Methan und Wasserstoff in Kavernenspeichern.

In der Literatur, die saisonale Aspekte berücksichtigt, herrscht Konsens darüber, dass eine Energieversorgung, die auf erneuerbaren Energien basiert, Langzeitspeicher benötigt. Die Aussagen unterscheiden sich darin, ob diese Speicher bereits jetzt oder erst langfristig notwendig sind. [Schweiz: kurzfristig [36], nach 2035 gemäss [23], Europa erst ab 2050 [37]]

## 3.2 Flexible Umwandlung

Jahreszeitlich flexible Umwandlung bedeutet, dass Elektrizität aus gut speicherbaren Quellen dann bereitgestellt wird, wenn sie tatsächlich gebraucht wird; d.h. wenn keine Zwischenspeicherung von Elektrizität erfolgt. Inwieweit flexible Umwandlungstechnologien wirtschaftlich sind, hängt unter anderem davon ab, wie die Anlagen ausgelastet sind. Umwandlungstechnologien, die auf die Versorgung in Spitzenlastzeiten ausgelegt sind (z.B. Gasturbinenanlagen), sind daher auf die Erwirtschaftung der Erlöse während weniger Stunden im Jahr beschränkt. Entsprechend sind bei einer geringen jährlichen Anlagennutzung tendenziell Anlagen mit geringen spezifischen Investitionskosten denen mit hoher Kapitalbindung wirtschaftlich überlegen. Tabelle 2 zeigt Umwandlungstechnologien und die damit verbundenen Wirkungsgrade. Durch geeignete Erzeugungsanlagen kann somit eine Unterdeckung an Strom ausgeglichen und jahreszeitliche Flexibilität bereitgestellt werden. In die andere Richtung wird Elektrizität im Falle eines Überschusses, der durch tiefe Strompreise angezeigt wird, mittels Power-to-X-Technologien in besser speicherbare Energieträger umgewandelt.

	Effizienz	Bemerkungen und Quellen
<b>Flexible Stromerzeugung</b>		
Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	60 % (el.)	Leistung im Brennwert des verbrannten Gases/netto abgegebene elektrische Leistung [38][39]
Dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	30 bis 60 % (el.)	Produzierte elektrische Leistung/Leistung im Brennstoff, 30 % für Gasmotoren, 60 % für Brennstoffzelle BlueGen von SolidPower
<b>Flexible Stromumwandlung, Power-to-X</b>		
Power-to-Gas		
– Power-to-Hydrogen	60 bis 70 %	Leistung im Brennwert des auf 80 bara komprimierten Wasserstoffs/totale elektrische Leistung AC, im Megawatt Massstab [40]
– Power-to-Methane	50 bis 60 %	Leistung im Brennwert des auf 5 bara komprimierten und eingespeisten Methans/totale elektrische Leistung AC, im Megawatt Massstab, Berechnungen IET
Power-to-Liquid	< 56 %	Wirkungsgrad bezieht sich auf den Wasserstoff-Methanol-Pfad [41]
Power-to-Heat	100 bis 500 %	Abgegebene Wärmeleistung/aufgenommene elektrische Leistung, 100 % für Elektroheizung, 500 % für Wärmepumpen abhängig von den Temperaturniveaus

Tabelle 2: Auswahl möglicher Umwandlungstechnologien und ihre Effizienzen.

### 3.2.1 Flexible Umwandlung: Kraftwerke

Modellrechnungen zeigen, dass langfristig der Einsatz von flexiblen Erdgaskraftwerken wirtschaftlich sein kann, insbesondere zur verstärkten Stromproduktion im Winter [15] [42]. Das präsentierte Szenario aus Abbildung 3 beinhaltet ebenfalls grosse Gaskraftwerke. Auch bei Moret et al. [6] [7] wird ersichtlich, dass die gut speicherbaren Energieträger, insbesondere Erdgas, aber auch erneuerbare Gase, in Zukunft eine Rolle spielen können. Das «Energiemodell Gunzinger» [8] zeigt Möglichkeiten der Versorgung ohne Gaskraftwerke auf. Im Vergleich mit Deutschland verfügt die Schweiz über grosse Wasserspeicherkraftwerke, die Niederschlag und seine potentielle Energie saisonal speichern können, sodass anteilmässig deutlich mehr Elektrizität zeitlich flexibel bereitgestellt werden kann. Die national unterschiedlichen Versorgungsstrukturen und Rahmenbedingungen können beispielsweise dazu führen, dass in der Schweiz Erdgas in Zukunft einen kleineren Marktanteil einnimmt als in Deutschland [16][17].

Gerade im Winter können vor allem Kraftwerke mit Wärmekraftkopplung (WKK) einerseits zur Deckung des Strombedarfs beitragen und andererseits zur Wärmebereitstellung. Im Sommer allerdings reduziert sich der Einsatz von Erdgaskraftwerken bei entsprechend hoher Stromproduktion aus Sonnenenergie und anderen Energiequellen. Wenn der Stromaustausch mit den Nachbarländern nicht zum saisonalen Ausgleich zur Verfügung steht, also Stromautarkie angestrebt wird, kann die in 2050 im Winterhalbjahr erforderliche Stromproduktion aus zentralen Erdgaskraftwerken und dezentralen WKK-Anlagen etwa zwei bis zweieinhalbmal so gross sein wie im Sommerhalbjahr. Die Analyse der Stromgestehungskosten von Erdgas-GuD Kraftwerken in der Schweiz zeigt, dass unter Vernachlässigung der Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen Elektrizität zu etwa 15 Rp/kWh im Jahr 2050 erzeugt werden kann bei einem unterstellten Erdgasbezugspreis von 8 Rp/kWh [43].

Der Betrieb von Erdgaskraftwerken wird auch von den Vorgaben zum Klimaschutz beeinflusst [13]. Je nach Kosten je emittierte Einheit CO<sub>2</sub> können sich Gestehungskosten um ein Vielfaches erhöhen (Verdopplung bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 500 CHF je Tonne CO<sub>2</sub>). Soll beispielsweise bis 2050 eine 70 %ige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 2010 erreicht werden, können Erdgaskraftwerke mittelfristig (2030) eine stärkere Rolle spielen, um die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke zumindest teilweise

zu kompensieren. Langfristig (2050) nimmt der Anteil der Erdgaskraftwerke an der Stromerzeugung aufgrund ihrer Emissionen wieder ab [42].

Alternativ zu Erdgas können synthetische Gase eingesetzt werden, wie beispielsweise synthetisches Methan (weitgehend identisch mit Erdgas) oder auch Wasserstoff. Betrachtet man ausschliesslich die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen, erfolgt die Stromproduktion mittels dieser synthetischen Gase CO<sub>2</sub> neutral, vorausgesetzt sie werden auf Basis erneuerbarer Energien gewonnen, wie zum Beispiel in Power-to-X-Anlagen.

### 3.2.2 Flexible Umwandlung: Power-to-X

Power-to-X sind Technologien, bei denen ausgehend von Elektrizität («Power») über eine elektro-chemische Umwandlung ein gasförmiger oder flüssiger Energieträger oder ein Rohstoff für die Industrie erzeugt wird. Dies kann zum Beispiel Wasserstoff, Methan, Methanol oder ein höherwertiger flüssiger Kohlenwasserstoff sein. Die End- und Zwischenprodukte können entweder direkt verwendet werden oder zwischengespeichert und später wieder verstromt werden (siehe auch Kapitel 3.1).

Power-to-X-Technologien haben im Vergleich zu anderen strombasierten Speichertechnologien niedrigere Gesamtwirkungsgrade. Ein Beispiel sind Power-to-X-Anlagen, in denen Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt wird, was in etwa einem 30 bis 40 % höheren Energieeinsatz in Form von Elektrizität je Energieeinheit Wasserstoff erfordert (Brennwert). Hohe Umwandlungsverluste sind insbesondere bei einem begrenzten Potenzial der erneuerbaren Stromerzeugung und einer Zunahme der Stromnachfrage problematisch. Bei einem Szenario, das die Klimaschutzziele einhält und aus der Kernenergie aussteigt, müssen begrenzt zur Verfügung stehende Ressourcen besonders effizient eingesetzt werden. Allerdings können Power-to-X-Anlagen einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energienachfrage leisten, indem sie Wasserstoff bzw. Methan erzeugen, mit dem fossile Energieträger im Gebäude-, Industrie- oder Verkehrssektor ersetzt werden. Dies ist dann von Bedeutung, wenn direkte elektrische Anwendungen nicht möglich bzw. unvorteilhaft sind, zum Beispiel zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs oder des Güterfernverkehrs auf Strassen. Prinzipiell können Power-to-X-Anlagen flexibel betrieben werden und aufgrund der kostengünstigen Speicherung von flüssigen und gasförmigen Energieträgern jahreszeitliche Flexibilität bereitstellen. Es kann zum Beispiel im Sommer erzeugte Elektrizität verwendet werden, um synthetische Kraft- und Brennstoffe für den Herbst und den Winter zu produzieren. Generell ist auch die Re-Elektrofizierung des Wasserstoffs oder des Methans möglich, was jedoch über die gesamte Umwandlungskette zu äusserst geringen Wirkungsgraden von weniger als 40 % führt. Der Einsatz von Power-to-X-Anlagen mit Re-Elektrofizierung zum zeitlichen Stromausgleich ist damit relativ kostenintensiv und steht anderen Flexibilitätsoptionen zur Erreichung eines kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Senkungspfades entgegen. Die Perspektiven und Marktsituationen für Power-to-X-Systeme ist Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten der entsprechenden Joint Activity der Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER).

Die Studie von Mesfun et al. [2017] [46] fokussiert auf die Alpenregion und stellt fest, dass Power-to-X-Technologien wichtig sind, um die Integration von neuer erneuerbarer Energieproduktion zu ermöglichen. Huneke et al. [2017] [12] erachten Power-to-Gas-Technologien als einzige Möglichkeit, um mit erneuerbaren Energien in Deutschland eine zweiwöchige «kalte Dunkelflaute» zu überwinden, wenn also nur wenig erneuerbare Elektrizität aus Photovoltaik und Wind zur Verfügung steht. Easac [2017] [37] sieht die Rolle von Power-to-X in Europa erst nach 2030. Eine Metastudie Ecke et al. [2018] [17], die zehn modellgestützte Analysen des Energiesystems aus volkswirtschaftlicher Sicht analysiert, stellt fest: «Mit steigendem Ambitionsniveau der CO<sub>2</sub>-Reduktion steigt der Anteil von Power-to-Gas am Gasverbrauch». Klar erkennbar ist die Rolle von Power-to-Gas als «Deep-Decarbonization»-Technology, also als eine Technologie, die eine Reduktion der Emissionen um mehr als 80 % ermöglicht. IRENA sieht die Wasserstoffproduktion auf Basis erneuerbarer Energien als essenzielles Bindeglied zur Integration grosser Strommengen aus Solar- und Windenergie, wobei die Herausforderungen insbesondere bei der Bereitstellung von Strom zu geringen Preisen für die Elektrolyse, der Skalierung von Anlagen von Pilot- und Demonstrationsmassstab hin zu Grossanlagen sowie der Vermarktung der Flexibilität von Elektrolysetechnologien am Strommarkt bestehen [47].



### 3.3 Flexibilisierungen der Energienachfrage

Eine gesteuerte Verlagerung des Energieverbrauchs (Demand Side Management – DSM) ist abhängig von der Art der nachgefragten Nutzenergie (z. B. Warmwasserbereitstellung, Beleuchtung, Kühlung, etc.) und den jeweiligen eingesetzten Technologien. Zum Beispiel besteht zeitliche Flexibilität im Stundenbereich beim Energieeinsatz in elektrisch betriebenen Wärmeerzeugern, was auf die thermische Trägheit der Wärmesysteme bzw. den Einsatz von lokalen Wärmespeichern zurückzuführen ist. Meistens spricht man bei den Flexibilisierungen des Endenergieverbrauchs von Verschiebungen im Stunden- und Tagesbereich. Neue Entwicklungen in der Gebäudetechnik beschäftigen sich mit saisonalen Wärmespeichersystemen, welche auch ein langfristiges Flexibilisierungspotenzial bereitstellen können. Neben anderen Themen ist dies auch Forschungsgegenstand im SCCER Heat and Electricity Storage.

Die kurzzeitige Verlagerung der Energienachfrage bewirkt eine verbesserte Integration fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien. So wird der sommerliche Überschussstrom und damit der Bedarf an strombasierten Speichern (ggf. auch an saisonalen Speichern) reduziert. Dies ermöglicht, dass die gleiche Energiemenge über eine längere Zeit verteilt in den saisonalen Speicher eingespeist werden kann. Modellrechnungen zeigen für das Jahr 2050 ein jährliches Flexibilisierungspotenzial von etwa 1 bis 2 TWh Elektrizität zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung in den Verbrauchssektoren [15]. Die Erschließung der Flexibilisierungspotenziale geht einher mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Verbrauchssektoren zur Verbesserung der Energieeffizienz und Reduktion der Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren.

Neben rein elektrisch betriebenen Technologien, wie elektrischen Wärmepumpen, stellen auch kombinierte Systeme eine Möglichkeit zur Flexibilisierung der Energienachfrage dar. Im Gebäudebereich wären dies Brauchwasser- und Heizungssysteme mit Wärmeerzeugern basierend auf Elektrizität und biogenen bzw. fossilen Brennstoffen. In diesen hybriden Systemen kann die Wärmebereitstellung in den Sommer- und Übergangsmonaten überwiegend mit Elektrizität gedeckt werden, wobei in den Jahreszeiten mit erhöhtem Wärmebedarf und kleinem Elektrizitätsangebot Biomasse bzw. fossile Energieträger zum Einsatz kommen (zum Beispiel die HYBRID BOX [48]). Da im Gegensatz zur Raumwärmebereitstellung die Warmwassererzeugung ganzjährig erfolgt, richten sich Flexibilisierungsmöglichkeiten insbesondere an Hybridsysteme zur Warmwasserbereitstellung. Dieses Flexibilisierungspotenzial ist jedoch vergleichsweise gering, wird berücksichtigt, dass weniger als 20 % (2015) des jährlichen Energieeinsatzes für die Wärmebereitstellung in den Haushalten für Warmwasser aufgewendet wird [49]. Die Analyse von Kunz et al. (2017) [50] folgert für Deutschland, dass solche Heizungen zunehmend wichtig werden.

Im Transportsektor bietet der Ausbau der Elektromobilität Möglichkeiten zur Erhöhung der Systemflexibilität, wobei sich diese entscheidend nach den Systembedingungen, wie den Emissionsminderungsverpflichtungen und den technologischen Optionen für Elektromobilität richtet. Saisonale Flexibilität ergibt sich aus dem Einsatz von elektrisch-basierten Hybridfahrzeugen mit Netzladeoption (Plug-in Hybridfahrzeuge), da diese entweder elektrisch oder mit flüssigen bzw. gasförmigen Kraftstoffen betrieben werden können. Wenn beispielsweise in den Sommermonaten eine hohe Stromproduktion in Photovoltaik-Anlagen zu niedrigen Strompreisen führt, könnten Plug-in Hybridfahrzeuge primär elektrisch gespeist werden, wohingegen in den Übergangs- und Wintermonaten, bei einer geringeren Produktion in Photovoltaik-Anlagen, die Fahrzeuge mit einem höheren Anteil flüssiger bzw. gasförmiger Kraftstoffe gefahren werden könnten. Technisch betrachtet, stellt diese Option eine Flexibilisierungsmöglichkeit dar, allerdings müsste deren Akzeptanz bei den Verbrauchern und die notwendigen Markt-anreizmechanismen vertieft untersucht werden, um ein realistisches Flexibilisierungspotenzial ableiten zu können. Darüber hinaus stellt sich die Frage nach dem optimierten Fahrzeug-Energie-Konzept für einen solchen Anwendungsfall, da dies Plug-in Hybridfahrzeuge mit entsprechend langer Reichweite im Batteriebetrieb bedarf. Nach heutigem Entwicklungsstand wären hierfür große Batterien notwendig, was ein erhöhtes Gewicht und damit einen erhöhten Verbrauch (auch im Betrieb mit konventionellen Kraftstoffen) zur Folge hat.

### 3.4 Energiehandel mit den Nachbarländern

Der Elektrizitätsaustausch mit den Nachbarländern bietet Möglichkeiten, Stromnachfrage und -angebot aufeinander abzustimmen. Die Schweiz steht bereits heute im regen Stromhandel mit seinen Nachbarländern und ist ein Transitland für den Elektrizitätstransport innerhalb Europas. Entsprechend gut sind die Kuppelleitungskapazität mit den Nachbarländern ausgebaut, die sich auf etwa 6 GW für den Stromimport und knapp 10 GW für den Stromexport summieren<sup>4</sup>. Im Jahr 2016 wurden 4 TWh netto importiert (38 TWh Importe und 34 TWh Exporte), wobei während der Wintermonate Strom verstärkt importiert und im Sommer eher exportiert wird (vgl. Abbildung 2). Über das Jahr 2016 gemittelt beliefen sich laut einer Studie des BfE [20] die durchschnittlichen Kosten der über die Grenze gehandelten Elektrizität auf etwas mehr als 4 Rp/kWh. Die momentanen Kosten werden stark von den europäischen Handelsplätzen beeinflusst und unterliegen damit auch tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Somit sind die mit dem Stromaustausch verbundenen Kosten auch abhängig von den Geschehnissen auf den Energiemärkten der Schweizer Nachbarländer. Verschiedene Studien gehen für die langfristigen Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten von steigenden Grosshandelspreisen aus, welche bis 2030 das heutige Preisniveau um das Doppelte bis Dreifache übersteigen können [51]. Auch bei steigenden Grosshandelspreisen stellt der Stromaussehandel eine wichtige Versorgungsoption für die Schweiz dar. Modellrechnungen für langfristige Entwicklungen des Schweizer Energiesektors zeigen, dass die Möglichkeit verstärkter Stromimporte zur Entlastung der Kosten für die Integration erneuerbarer Energien und damit zur Erreichung der Klimaziele beitragen kann. Der Stromaussehandel und damit die Integration des Schweizer Elektrizitätsmarktes in den europäischen Markt ist eine zentrale Flexibilitätsoption für die Integration variabler erneuerbarer Energien (Abbildung 8). Wie Modellrechnungen zeigen, kann der Stromaussehandel langfristig mit etwa 5 TWh zur saisonalen Flexibilisierung beitragen, wobei es zu entsprechenden Stromexporten im Sommer und Stromimporten im Winter kommt. Ausgewählte Ergebnisse des ISCHES Forschungsprojektes zeigen, dass sich die Kosten für das Strom- und Wärmesystem bis zum Jahr 2050 unter der Bedingung möglicher jährliche Stromnettoimporte von bis zu 5 TWh um 1 % reduzieren gegenüber dem Fall einer ausgeglichenen Jahresaussehandelsbilanz für Strom [15].

Die Nutzung des Stromaussehandels als Flexibilitätsoption impliziert Wechselwirkungen mit den Stromsystemen und Märkten der Nachbarländer, begleitet von den entsprechenden Abhängigkeiten hinsichtlich der verfügbaren Strommengen und deren Preise. Die Untersuchungen von Huneke et al. (2017) [12] zeigen, dass in Deutschland statistisch gesehen alle zwei Jahre eine sogenannte «kalte Dunkelflaute» während zwei Wochen die Elektrizitätsproduktion sowohl aus Photovoltaik als auch Wind sehr einschränkt. Diese kann auch europäische Dimensionen annehmen, allerdings nimmt die Häufigkeit solcher Ereignisse bei Ausdehnung des betrachteten Raums auf grössere Räume tendenziell ab. Die Studie folgert, dass «bei einer europaweiten Energiewende (...) der transnationale Stromaustausch dringend durch weitere Flexibilitätsoptionen ergänzt werden» muss.

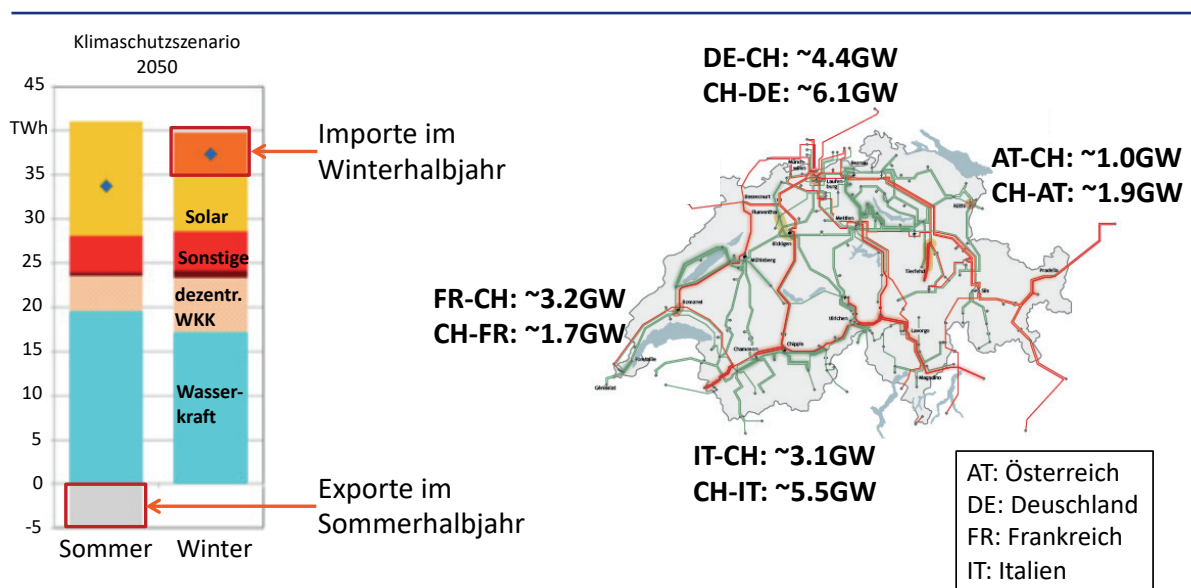


Abbildung 8: Mögliches Szenario für die Elektrizitätsversorgung im Sommer- und Winterhalbjahr in 2050 unter ambitionierten Klimaschutzziele (rechts) und Kuppelleitungskapazitäten basierend auf Winter Net Transfer Capacities (NTC) für 2025 «On track Szenario» [52] (rechts)

<sup>2</sup> Aggregierte NTC Werte für 2018 basierend auf Swissgrid

## 4 ZUSAMMENFASSUNG UND IMPLIKATIONEN FÜR POLITIK, FORSCHUNG UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Speicherbare und flexibel verfügbare Energieressourcen wie Heizöl, Benzin und Diesel führen dazu, dass im gegenwärtigen Energiesystem die Problematik der saisonalen Speicherung zu grossen Teilen gelöst ist. Der saisonale Ausgleich von Produktion und Verbrauch wird allerdings mit zunehmender Produktion von neuen Erneuerbaren (Sonne, Wind) und gleichzeitiger Dekarbonisierung durch Elektrifizierung zunehmend schwieriger zu bewerkstelligen. Es gibt Massnahmen, welche den Bedarf an saisonaler Flexibilität reduzieren. Z.B. kann durch die Standortwahl und die Ausrichtung von Solar PV der saisonale Flexibilitätsbedarf reduziert werden. Aber auch bei optimaler Ausnutzung solcher Massnahmen werden saisonale Flexibilitätsoptionen wichtig sein.

Für den saisonalen Ausgleich stehen mehrere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Jede hat ihre Vor- und Nachteile, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind: Chemische Energieträger wie Wasserstoff, Methan und flüssige Brenn- und Treibstoffe sind über lange Zeiträume um Grössenordnungen günstiger speicherbar als Elektrizität. Für saisonale Energiespeicherung eignen sich Speicher mit hohen Energie-zu-Leistungs-Verhältnissen und geringen energiebezogenen Speicherkosten (wie z.B. für gasförmige und flüssige Brenn- und Treibstoffe).

		Vorteile / Chancen	Nachteile / Hindernisse
Speichersysteme (Kapitel 3.1)		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostengünstig für flüssige und gasförmige Brenn- und Treibstoffe</li> <li>- Bereits vorhanden in Form von Speicherwasserkraft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Batterien, Pump- und Druckluftspeicher eher für Kurzfristspeicherung</li> <li>- Marktbedingungen müssen Anreize zur Langfristspeicherung erlauben</li> </ul>
Flexible Umwandlung (Kapitel 3.2)	Gaskraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geringe Kapitalkosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brennstoffkosten</li> </ul>
	Dezentrale WKK	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stromproduktion gekoppelt mit Wärmebedarf also im Winter erlaubt eine relativ hohe CO<sub>2</sub>-Effizienz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissionskosten, falls keine erneuerbaren Brennstoffe eingesetzt werden</li> <li>- Akzeptanz für Grosskraftwerke</li> </ul>
	Power-to-X	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ermöglicht Dekarbonisierung der Energienachfrage bei massivem Ausbau erneuerbarer Stromproduktion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vergleichsweise hohe Umwandlungsverluste</li> <li>- Kapitalintensiv</li> </ul>
Flexibilisierung der Energienachfrage (Kapitel 3.3)		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Möglichkeiten im Wärmesektor und im Verkehrsbereich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eher kurzfristig</li> <li>- Verlangt Adaptation durch Konsumenten</li> </ul>
Energiehandel mit Nachbarländern (Kapitel 3.4)		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grosses Flexibilitätspotenzial</li> <li>- Gute Infrastruktur vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Auslandsabhängigkeit</li> <li>- Unsicherheiten</li> <li>- Steigende Strompreise</li> </ul>

Tabelle 3: Flexibilitätsoptionen und ihre Vor- und Nachteile.

Im heutigen Strommarktumfeld ist die Option «Energiehandel mit Nachbarländer» die günstigste saisonale Flexibilitätsoption, d.h. der Einsatz von Power-to-X (Umwandlungsverluste bei aktueller PV-/Windenergieverbreitung zu hoch) sowie die Flexibilisierung der Energienachfrage (zu wenig Optionen auf dem Markt verbreitet) ist kaum zielführend. Die aktuelle Situation ist allerdings einem starken Wandel ausgesetzt. Beispielsweise wird die Flexibilisierungsoption «Energiehandel mit Nachbarländern» weniger attraktiv zur Sicherstellung der saisonalen Versorgungssicherheit, wenn sich im europäischen Umfeld eine Verknappung der Energie einstellt (Stichworte: Kernkraftausstieg, Kohlenausstieg, usw.).

Bei der Wahl der richtigen Flexibilitätsoptionen handelt es sich um politische Entscheide. Die wichtigsten Fragen hierbei sind «Was für ein Autarkielevel streben wir für die Schweiz an?» und «Welchen CO<sub>2</sub>-Senkungspfad verfolgen wir?». Je nach Beantwortung dieser Fragen sind unterschiedliche saisonale Flexibilisierungsoptionen zu favorisieren. Untersuchungen des PSI zeigten, dass die Flexibilisierung im Stromsektor bei Existenz von stringenten CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen erreicht werden können, wenn sich die Schweiz stark auf Stromexporte im Sommer und Stromimporte im Winter abstützt. Als Umwandlungstechnologie spielen dezentrale WKK sowie in beschränkter Menge grosse Gaskraftwerke eine wichtige Rolle. Möchte die Schweiz aber auf grosse Gaskraftwerke verzichten und/oder sich weniger von Stromimporten abhängig machen, werden Power-to-X-Technologien zunehmend wichtig.

Je nach Randbedingungen (Autarkie, CO<sub>2</sub>-Senkungspfad) werden folgende saisonale Flexibilitätsoptionen in folgender Reihenfolge bis 2050 favorisiert:

- 1) Energiehandel mit Nachbarländern ist zumindest für die nächsten Jahre die günstigste Flexibilitätsoption. Flexibilisierung durch Stromhandel erfordert entsprechende europäische Marktintegration, d.h. die Import- und Exportfähigkeit muss gegeben sein.
- 2) Einsatz Gaskraftwerke (in Form von WKK oder Grosskraft) als Option bei weniger ambitionierten CO<sub>2</sub>-Zielen.
- 3) Power-to-X sowie saisonaler Gasspeicherung (in Form von Wasserstoff oder Methan) wird bei stringenten CO<sub>2</sub>-Zielen und hohem Autarkieziel langfristig eine Rolle spielen.

Die Option «Flexibilisierung der Energienachfrage» durch bspw. Einsatz von hybriden Fahrzeugen und Wärmeerzeugungssystemen wird kritisch betrachtet. Bspw. würde ein Anreiz über Endkunden-Preise bedeuten, dass der Energiepreis über das Jahr sehr starke Schwankungen sieht. Dies würde dem Ziel einer günstigen, für die Schweizer Wirtschaft tragbaren Energieversorgung entgegenlaufen. Bzgl. Punkt (1) ist zu sagen, dass es durchaus nicht selbstverständlich ist, dass Europa als Ganzes in einen «saisonalen Engpass» wie die Schweiz zusteuert. Die Nachfrage sowie die Produktion zeigt in Europa nicht überall das gleiche Muster (Wind weht im Winter auch, Klimaanlage laufen vor allem im Sommer).

Eine wichtige Schlussfolgerung ist, dass eine nachhaltige Versorgung mit Energie nur unter Berücksichtigung aller Energieformen optimal gelingen kann. Das System muss als Ganzes betrachtet werden und die Vorteile aller Energieträger müssen ausgenutzt werden. Diese Optionen stehen in Zukunft nur zur Verfügung, wenn die heutigen Möglichkeiten zur Flexibilisierung beibehalten oder ausgebaut werden: Speicherwasserkraftwerke, die aktuell unter grossem wirtschaftlichen Druck stehen oder aber auch die aktuelle Infrastruktur des Gasnetzes, das heute noch vorwiegend für die Verteilung von fossilem Gas genutzt wird. Diese Flexibilität wäre nicht mehr möglich, wenn wie vom WWF gefordert [53] die Gasinfrastruktur auf wenige Übertragungsleitungen zurückgebaut würde.

Die Analysen zeigen, dass es unterschiedliche Möglichkeiten gibt, die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Bei allen sind saisonale Flexibilisierung und gut speicherfähige chemische Energieträger wichtig. Zum jetzigen Zeitpunkt steht noch nicht fest, welche Technologien in welchem Ausmass zur zukünftigen Energieversorgung beitragen. Deswegen ist es wichtig, allen Optionen, die dem Gesamtsystem dienen, faire Marktchancen zu eröffnen und ihre Möglichkeiten zum jetzigen Zeitpunkt nicht unnötig einzuschränken.

Aufbauende integrierte Untersuchungen sind notwendig, um Wechselwirkungen von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen im Energiesystem, inkl. Einfluss von Netzaspekten und Marktdesign, zu verstehen. Um fundierte Aussagen machen zu können, sind zwingend Szenarien in ihrer zeitlichen Auflösung zu analysieren und alle Energieträger miteinzubeziehen.

## 5 LITERATUR

- [1] A. Kirchner, D. Bredow, F. Ess, T. Grebel, P. Hofer, A. Kemmler, A. Ley, A. Piégasa, N. Schütz, S. Strassburg, S. Jutta, M. Keller, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050» Bundesamt für Energie, 2012.
- [2] Bundesamt für Energie, »Energieperspektiven 2050, Zusammenfassung« 2013.
- [5] A. Kirchner, F. Ess, and A. Piégasa, «Energieszenarien für die Schweiz bis 2050»: Studie der Firma Prognos im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), 2011 .
- [6] S. Moret, «Strategic energy planning under uncertainty,» EPFL PhD theis no 7961, 2017.
- [7] S. Moret, V. Codina Gironès, M. Bierlaire, and F. Maréchal, «Characterization of input uncertainties in strategic energy planning models» Appl. Energy, vol. 202, pp. 597–617, 2017.
- [8] A. Gunzinger, Kraftwerk Schweiz. Zytglogge, 2017.
- [9] Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, «Energiegesetz» 2017.
- [10] Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, «Kernenergiegesetz» Stand 2018, 2003.
- [11] Der Schweizerische Bundesrat, «Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen» 2015.
- [12] F. Huneke, C. Perez Linkenheil, and M. Niggmeier, «Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter.» Energy Brainpol, Greenpeace Energy eG, 2017.
- [13] E. Panos and R. Kannan, »Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets,» G. Giannakidis, K. Karlsson, M. Labriet, and B. Ó Gallachóir, Eds. Springer Lecture Notes, 2018, pp. 155–170.
- [14] E. Panos; T. Kober; A. Wokaun, «Long-term Evaluation of Electricity-based Storage Technologies versus Alternative Flexibility Options for the Swiss Energy System,» Villigen, 2018.
- [15] A. Fuchs, T. Demiray, P. Evangelos, R. Kannan, T. Kober, Ch. Bauer, W. Schenler, P. Burgherr und S. Hirschberg, «ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system» Report of ETH Zurich, Research Center for Energy Networks and Paul Scherrer Institute, Laboratory for Energy Systems Analysis, 2017.
- [16] M. Jansen and Ch. Sager-Klauss, «Das gekoppelte Energiesystem: Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung.» Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. von E4tech (UK) Ltd und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesysteme, 2018.
- [17] J. Ecke and A. Fricke, «META-Studie Sektorenkopplung: Analyse einer komplexen Diskussion» Eine META-Studie im Auftrag der VNG Gruppe von Enervis Energy Advisors GmbH, 2018.
- [18] VSE, «Energiewelten 2018: Das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung der Zukunft.» Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2018.
- [19] R. Rigassi, «Stand und Herausforderungen der Windenergie in der Schweiz: Präsentation.» Suisse Éole, 2017.
- [20] Bundesamt für Energie, »Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016« 2017
- [21] A. Abdon, X. Zhang, D. Parra, M. K. Patel, C. Bauer, and J. Worlitschek, «Techno-economic and environmental assessment of stationary electricity storage technologies for different time scales» Energy, vol. 139, 2017.

- [22] V. Jülch, «Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method» *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 1594–1606, 2016.
- [23] C. Hewicker et al., «Energiespeicher in der Schweiz» Studie der Firma DNV KEMA Energy & Sustainability im Auftrag des Bundesamt für Energie, Schlussbericht, 2013.
- [24] B. Steffen, D. Hirschler, and T. S. Schmidt, «Current and future energy performance of power generation technologies in Switzerland.» Studie im Auftrag der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften, ETH Zürich.
- [25] World Energy Council, «World Energy Resources» London, 2016.
- [26] Eurelectric Working Group Hydro, «Hydro in Europe: Powering Renewables.» 2011.
- [27] Axpo, «Zukunft Wasserkraft – Linthal 2015» 2011.
- [28] G. Soloveichik, «Battery technologies for large-scale stationary energy storage» *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.*, vol. 2, pp. 503–527, 2011.
- [29] G. Zanganeh, «Demonstration of the Ability of Caverns for Compressed Air Storage with Thermal Energy Recuperation» Final Report to the Swiss Federal Office for Energy, 2016.
- [30] Institut für Energietechnik (HSR), «Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz» Rapperswil, 2017.
- [31] D. Balmer, «Gasspeicher im Grimsselfels soll die Schweiz unabhängiger machen» *Tagesanzeiger*, 1. November 2012.
- [32] S. Günter, «Ruhe um Gasspeicher an der Grimsel» *Berner Zeitung*, 26. März 2015.
- [33] Carbury, Geschäftsbericht. 2016.
- [34] Y. Zhang, A. Lundblad, P. E. Campana, and J. Yan, «Comparative Study of Battery Storage and Hydrogen Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden» *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 268–273, 2016.
- [35] P. E. Dodds and W. McDowall, «A review of hydrogen delivery technologies for energy system models.» UCL Energy Institute, University College London, 2012.
- [36] Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG), «Energieversorgung der Zukunft: Positionspapier.» 2017.
- [37] T. Courvoisier, «Valuing dedicated storage in electricity grids.» EASAC Secretariat Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina, Halle (Saale), 2017.
- [38] General Electric, «GE Power» no. 03, 2018.
- [39] Siemens, «Pictures of the World» no. 03, 2013.
- [40] J. Aichinger, Power-to-Gas Project Energiepark Mainz: Project Background, Project Status, Operational Experiences.» Frankfurt, 2018.
- [41] J. de Bucy, «The Potential of Power-To-Gas» 2016.
- [42] E. Panos and R. Kannan, «The role of domestic biomass in electricity, heat and grid balancing markets in Switzerland» *Energy*, vol. 112, pp. 1120–1138, 2016.
- [43] K. Treyer and C. Bauer, «Life cycle inventories of electricity generation and power supply in version 3 of the ecoinvent database—part I: electricity generation» *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 9, 2016.
- [44] E. Panos and R. Kannan, «Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets» pp. 155–170.
- [45] E. Panos and R. Kannan, «The role of domestic biomass in electricity, heat and grid balancing markets in Switzerland» *Energy*, vol. 112, pp. 1120–1138, 2016.
- [46] S. Mesfun et al., «Power-to-gas and power-to-liquid for managing renewable electricity intermittency in the Alpine Region» *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 361–372, 2017.
- [47] IRENA, Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. 2018.

- [48] HYBRID BOX, «HYBRID BOX Heizsystem,» 2018. [Online]. Available: [www.hybridbox.ch](http://www.hybridbox.ch). [Accessed: 20-Sep-2018].
- [49] Infrac; Prognos; TEP Energy, «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2014 nach Verwendungszwecken.» Bundesamt für Energie (BFE), 2015.
- [50] C. Kunz and M. Maier, «Zusammenspiel von Strom- und Wärmesystem: Metaanalyse: Forschungsradar Energiewende.» 2017.
- [51] E. Panos, M. Densing, and K. Schmedders, «Oligopolistic capacity expansion with subsequent market-bidding under transmission constraints (OCESM)» Final Report to the Swiss Federal Office for Energy. 2017.
- [52] Swissgrid, «Bericht zum Strategischen Netz 2025» Aarau, 2015.
- [53] World Wildlife Fund (WWF), «Erdgas – Biogas – Power-to-Gas: Potentiale, Grenzen, Infrastrukturbedarf.» 2018.
- [54] K. Ogimoto, Y. Ueda, I. Kaizuka, and K. Washihara, «Power system operation planning with PV integration» 2014.
- [55] T. Hofstetter «Markterhebung Sonnenenergie 2017, Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien», Swissolar und Bundesamt für Energie BFE, Juli 2018