

## **Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen und Netzen für die langfristige Entwicklung des schweizer Elektrizitätssystems**

Dr. Evangelos Panos, Wissenschaftlicher Mitarbeiter für Energiesystem- und Marktmodellierung, Gruppe Energieökonomik, Labor für Energiesystemanalysen, Paul Scherrer Institut (PSI), [evangelos.panos@psi.ch](mailto:evangelos.panos@psi.ch)

Dr. Tom Kober, Leiter der Gruppe Energieökonomik, Labor für Energiesystemanalysen, PSI, CH-5232 Villigen, Schweiz, [tom.kober@psi.ch](mailto:tom.kober@psi.ch), Tel.: +41 56 310 26 31

Ramachandran Kannan, Wissenschaftlicher Mitarbeiter für Energiesystemmodellierung, Gruppe Energieökonomik, Labor für Energiesystemanalysen, PSI, [kannan.ramachandran@psi.ch](mailto:kannan.ramachandran@psi.ch)

Bezug zu Schwerpunktthema: Transformation des Energiesystems einschließlich Sektorkopplung

### **Vorwort**

Dieser Konferenzbeitrag basiert auf den Forschungsarbeiten veröffentlicht im Englischen auf der 15. Europäischen Konferenz der IAEE [1] sowie im Endbericht zum Forschungsprojekt *Integration of Stochastic renewables in the Swiss Electricity Supply System* (ISCHESS) [2].

### **Einleitung**

Der fünfte Sachstandsbericht des IPCC unterstreicht die Bedeutung von erneuerbaren Energien als wichtige Technologien zu Erreichung der Klimaschutzziele [3]. In vielen Staaten erfahren erneuerbare Energien besondere Berücksichtigung bei der Ausgestaltung energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen und Gesetzgebungen. Jedoch stellt die Variabilität und die Volatilität der Elektrizitätsproduktion aus Wind und Sonnenenergie eine besondere Herausforderung für die Integration dieser Technologien in bestehende Elektrizitätsnetze dar. Die zunehmende Verbreitung von Wind- und Solar-PV-Technologien in Elektrizitätsnetzen wirft Fragen hinsichtlich der Langzeitnetzstabilität und der Versorgungssicherheit auf. Ziel der vorliegenden Studie ist die Analyse von langfristigen Strategien zur Integration stochastisch einspeisender Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in der Schweiz. Das schweizer Elektrizitätssystem unterscheidet sich von den Systemen vieler anderer europäischer und außereuropäischer Staaten, da bereits gegenwärtig Elektrizität nahezu CO<sub>2</sub> frei erzeugt wird, mit einem Anteil von 58% Wasserkraft, 35% Kernenergie und 7% andere erneuerbare Energien im Jahr 2015. Zukünftige Veränderungen im schweizer Stromsektor zeichnen sich ab, werden die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen umgesetzt, wie beispielsweise der Ausstieg aus der Kernenergie und die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. In den Szenarien des Bundes wird bis zum Jahr 2050 von Einspeisemengen aus Solar-PV und Wind von bis zu einem Viertel der gesamten Erzeugung in der Schweiz ausgegangen [4]. Vor dem Hintergrund der langfristigen Ziele der Schweizer Energiestrategie werden in dieser Forschungsarbeit folgende Alternativen für die Integration intermittierender erneuerbarer Energien untersucht:

- Energiespeicher auf Strombasis in den Übertragungs- und Verteilnetzebenen, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storages – CAES) und Batteriespeicher unterschiedlicher Leistungsgrößen,
- Zunehmende Verbreitung flexibler Lastmanagementsysteme, wie zum Beispiel Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung, elektrische Warmwassererzeuger und Wärmepumpen, die es ermöglichen, Lasten zeitlich zu verlagern und somit zu einem zeitlich verbesserten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen sowie
- Netzausbaumaßnahmen.

Die Untersuchung stützt sich auf die Verwendung eines Energiesystemmodells mit einer hohen unterjährigen zeitlichen Auflösung sowie mit modelendogener Abbildung der variablen, stochastischen Einspeisung aus Solar-PV- und Windenergietechnologien. Ebenfalls wurden explizit in der Modellierung Beschränkungen hinsichtlich der Elektrizitätsübertragung (Netzengpässe) berücksichtigt sowie Systemdienstleistungsmärkte. Anhand verschiedener Szenariorechnungen werden langfristige politische Zielvorgaben und Maßnahmen zur Integration von Solar-PV- und Windenergietechnologien für den Zeitraum bis 2050 für die Schweiz untersucht.

## Methode

Der verwendete Modellansatz basiert auf dem TIMES<sup>1</sup> Modellgenerator, einem im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelten Instrumentarium, welches die Abbildung und integrierte Untersuchung von Energiesystemen erlaubt [5]. Zur Analyse der Schweiz kommt das *Swiss TIMES Energy system Model* (STEM) [6] zum Einsatz, welches ein ganzheitliches bottom-up Modell mit besonderer Berücksichtigung der Charakteristika des schweizer Energiesektors darstellt. Das Modell zeichnet sich durch eine unterjährige Auflösung von 288 Typstunden (24-Stunden-Tagesprofile für repräsentative Wochen- und Wochenendtage sowie für vier Jahreszeiten) aus. Zusätzliche Modellentwicklungen, die zur Bearbeitung der Fragestellungen dieser Studie geleistet wurden, beziehen sich auf die verbesserte Abbildung des Stromsektors durch die Einführung verschiedener Spannungsebenen, die räumlich gegliederte Abbildung der Schweiz mit 15 aggregierten Netzknoten, die Einführung neuer Speichertechnologien (z. B. CAES und Batteriespeicher), die verbesserte Modellierung der Variabilität der Elektrizitätserzeugung aus Sonnenenergie und Wind sowie die Abbildung von Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung). In STEM werden vier Elektrizitätsnetzebenen von Höchstspannung bis Niederspannung unterschieden<sup>2</sup>. Abbildung 1 vermittelt einen Überblick der Abbildung des Stromsektors im Modell mit einer Auswahl der wichtigsten Vertreter der Erzeugungs- und Speichertechnologien. Eine ausführliche Dokumentation der Modellcharakteristika liefert [7].

Stromspeichertechnologien unterscheiden sich im Modell hinsichtlich ihrer Kosten, ihrer Anwendungsgebiete und ihrer zeitlichen Speichercharakteristika. Zum Beispiel können Batteriesysteme stündliche und tägliche Speicherzyklen abdecken, wohingegen CAES und Pumpspeicher zusätzlich auch zum Ausgleich wöchentlicher Schwankungen eingesetzt werden können. STEM enthält ebenfalls Technologien zur chemischen Umwandlung von Elektrizität in gasförmige Zwischen- bzw. Endprodukte (Power-to-X Technologien, wobei sich „X“ auf Wasserstoff, Synthesegase bzw. Elektrizität bezieht). Zum Beispiel kann Elektrizität in einem Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt werden und anschließend wie folgt weiter verwendet werden:

- Einspeisung in das Erdgasnetz (maximal 0.6% bezogen auf den Massenanteil),
- Vor-Ort-Energieerzeugung in Brennstoffzellen,
- Umwandlung in Methan und Einsatz in Mobilitätsanwendungen, bzw. zur Wärme- und Elektrizitätserzeugung.

Mittels entsprechender Speichertechnologien ermöglichen diese Power-to-X Pfade eine saisonale Speicherung von Energie. Darüber hinaus wurde das Modell um Technologien zur Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage erweitert, inklusive Wärmepumpen- und elektrische Warmwasserspeichertechnologien, die eine zeitliche Verschiebung von Lasten erlauben und damit Stromverbrauch und Wärmebereitstellung (zumindest teilweise) entkoppeln.

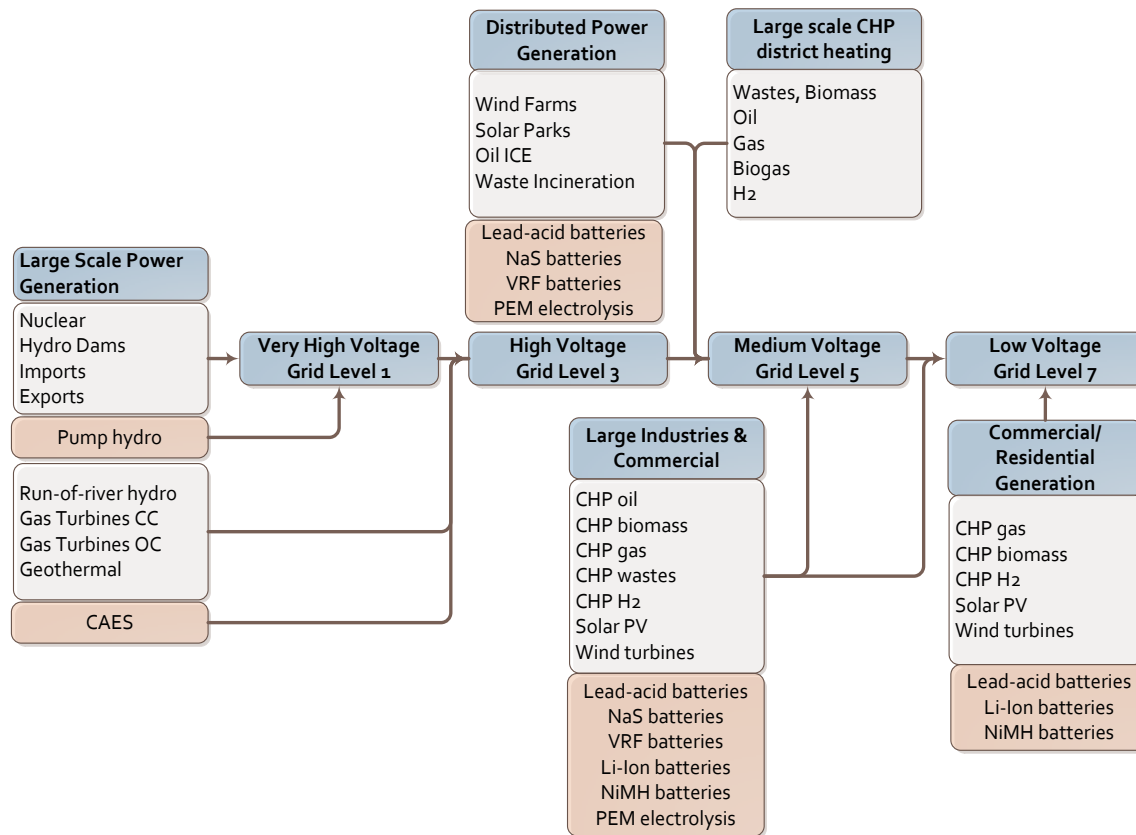
Die Elektrizitätsnetztopologie wurde unter Zuhilfenahme eines detaillierten Übertragungsnetzmodells für die Schweiz und seine Nachbarländer in STEM implementiert [8], wobei eine Aggregation in 15 Netzknoten und 638 Elektrizitätsnetzelemente (inklusive Übertragungsleitungen, Transformatoren und Anschlussverbindungen)

---

<sup>1</sup> Akronym für The Integrated MARKAL-EFOM System

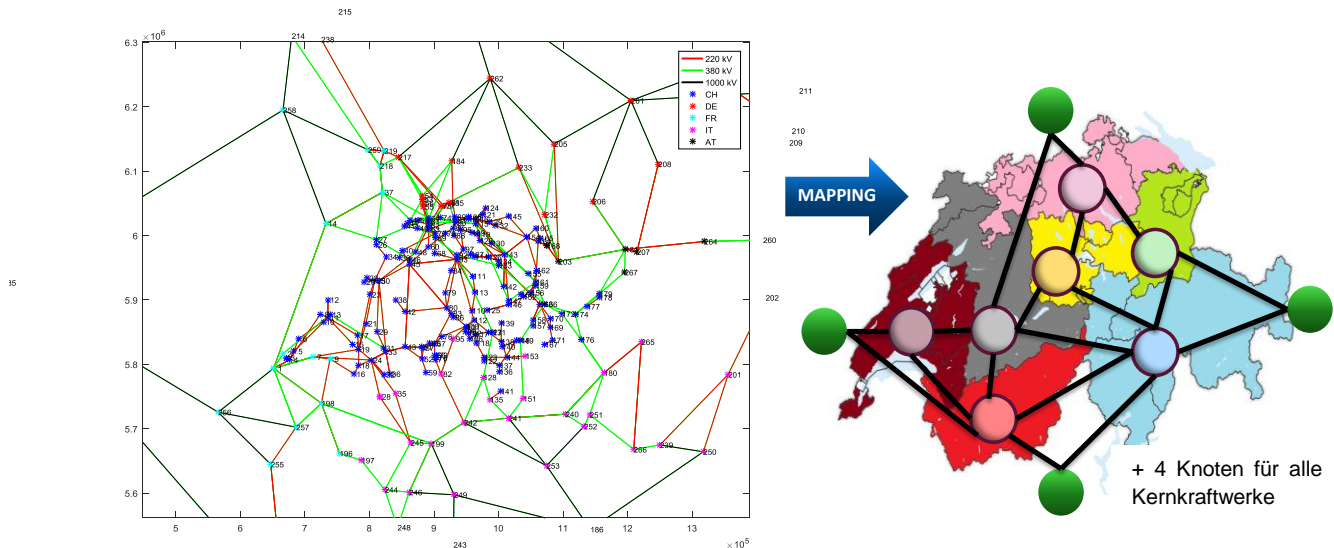
<sup>2</sup> Netzebene 1: 220/380 kV, Netzebene 3: 36-150 kV, Netzebene 5: 1-36 kV und Netzebene 7: 0.4-1 kV. Die Netzebenen 2, 4 und 6 beziehen sich auf Transformatoren.

vorgenommen wurde (Abbildung 2). In dieser aggregierten Topologie ist die Schweiz mit sieben Regionen jeweils durch einen Knotenpunkt in STEM repräsentiert sowie durch einen zusätzlichen Knotenpunkt je Kernkraftwerk und je einen Knotenpunkt für den Stromaustausch mit den vier großen Nachbarländer der Schweiz. Der Algorithmus für die Aggregation des schweizer Elektrizitätsnetzes wurde durch die Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH-FEN) entwickelt [9].



**Abbildung 1: Überblick der Abbildung des Stromsektors im erweiterten STEM Model [1].**

Der Algorithmus basiert auf Gleichstromlastflussgleichungen der Form  $-\mathbf{b} \leq \mathbf{H} \times \mathbf{D} \times (\mathbf{g} - \mathbf{l}) \leq \mathbf{b}$ , wobei  $\mathbf{g}$  den  $N \times 1$  Vektor der Stromeinspeisung in jedem Knoten darstellt,  $\mathbf{l}$  den  $N \times 1$  Vektor der Stromentnahmen eines Knotens,  $\mathbf{H}$  die  $E \times N$  Stromflussverteilungsmatrix über die Netzelemente  $E$  und Knoten  $N$ ,  $\mathbf{b}$  den  $E \times 1$  Vektor der thermischen Kapazitäten der Netzelemente sowie  $\mathbf{D}$  die Matrix für die Transformation und Disaggregation der Einspeisung im reduziert abgebildeten Netzwerk in das detailliert abgebildete Netzwerkmodell. Da es theoretisch unendlich viele  $\mathbf{D}$ -Matrizen für die Transformation gibt, wurde in der vorliegenden Untersuchung ein Lastflussschema verwendet, welches auf Gleichstrom-Netzmodellierungen der ETH Zürich basiert und sich an gegenwärtigen Lastflüssen orientiert. Durch das Gleichungssystem sind Netzengpässe in STEM als Nebenbedingungen für jedes Netzelement  $E$  beschrieben. Die Variabilität der Einspeisung aus Solar-PV- und Windtechnologien ist im Modell durch das Konzept der stochastischen Residuallastkurve (RLDC) [10] als eine Erweiterung des TIMES Modellcodes [11] implementiert. Entsprechend dieses Ansatzes müssen Speichertechnologien und andere Flexibilitätsoptionen die exogen vorgegebenen Variabilitäten der Residuallast ausgleichen. Gleichzeitig berücksichtigt das Modell, dass zum Zeitpunkt der Spitzenlast genügend gesicherte Erzeugungskapazität vorgehalten werden muss. Die exogen vorgegeben Variabilitäten wurden durch Auswertung zeitlich hoch aufgelöster statistischer Wetter- und Verbrauchsdaten für die Schweiz über den Zeitraum 2000-2015 ermittelt. Um die Verteilung der statistischen Werte auf die in STEM implementierten Typstunden zu transformieren, wurden die Mittelwerte für Erzeugung und Verbrauch sowie eine Verschiebung um  $\pm 3$  Standardabweichungen verwendet.



**Abbildung 2: Reduktion des schweizer Elektrizitätsnetzes (links) in 15 Knoten und 638 Netzelemente (rechts) zur Implementierung in STEM [1].**

Neben der Abbildung der Netzinfrastruktur sowie zahlreichen Flexibilitätsoptionen sind in STEM die Märkte für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (primäre und sekundäre Regelenergie) modelliert. Basierend auf einem Wahrscheinlichkeitsansatz [12] wird die Nachfrage nach Regelenergie unter Berücksichtigung individueller probabilistischer Dichtefunktionen der Zufallsvariablen für die Stromnachfrage und die Erzeugung aus Solar und Wind geschätzt. Die Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Kraftwerke im Strommarkt bzw. im Regelenergiemarkt wird durch die notwendigen Investitionen und Betriebskosten sowie durch anlagenspezifische Bedingungen (z. B. Teillastverhalten, Mindestlast, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten) bestimmt. Die Entscheidung inwieweit eine Technologie den Elektrizitätsmarkt oder den Markt für Systemdienstleistungen bedient, basiert im Modell auf den Grenzkosten der Erzeugung bzw. den Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung. Eine detaillierte Beschreibung der Modellimplementierung der Märkte für Systemdienstleistungen in STEM findet sich in [7, 13].

### Definition langfristiger nationaler Energieszenarien

Die Szenarioanalyse umfasst eine Vielzahl von Szenarien, welche sich mit verschiedenen Rahmenbedingungen der Schweizer Energiestrategie 2050 beschäftigen. In allen Szenarien wird von einem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2034 ausgegangen. Generell wird zwischen zwei unterschiedlich hohen Niveaus der Elektrizitätsnachfrage unterschieden, welche beide als exogene Vorgabe in die Modellierung eingehen. Die P-Familie von Szenarien geht von einer Nachfrageentwicklung aus, die kompatibel mit den erwarteten Entwicklungen bei Umsetzung des „POM - Politische Maßnahmen“ Szenario des Bundes ist. Demgegenüber steht die W-Familie von Szenarien, die eine Entwicklung entsprechend des „Weiter Wie Bisher – WWB“ Szenarios des Bundes unterstellt [13]. Es zeigt sich, dass durch die Umsetzung zahlreicher zusätzlicher Energieeffizienzmaßnahmen im POM Szenario gegenüber dem WWB Szenarien die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme in allen P-Szenarien geringer ist als die Nachfrage in den W-Szenarien. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die untersuchten Szenarien. Zusätzlich zu verschiedenen Nachfrageniveaus unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der zu erreichenden CO<sub>2</sub> Emissionsreduktionsziele sowie bezüglich der Stromimport- und -exportmöglichkeiten der Schweiz mit seinen Nachbarländern. Die Szenarien, wie auch wichtige Rahmenannahmen sind in [7] näher beschrieben.

**Tabelle 1: Übersicht der Szenarien**

	<i>Basis</i>		<i>Klimaschutz</i>		<i>Importe</i>		<i>Kombinationen</i>	
	<i>P</i>	<i>W</i>	<i>P-CO2</i>	<i>W-CO2</i>	<i>P-IMP</i>	<i>W-IMP</i>	<i>P-CO2-IMP</i>	<i>W-CO2-IMP</i>
POM Nutzenergienachfrage	✓		✓		✓		✓	
WWB Nutzenergienachfrage		✓		✓		✓		✓
Kernenergieausstieg bis 2034	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Jährlich ausgeglichene Stromaußenhandelsbilanz	✓	✓	✓	✓				
-70% CO2 Emissionsreduktion bis 2050 ggü. 2010			✓	✓			✓	✓
Jährliche Nettostromimporte erlaubt					✓	✓	✓	✓

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Größen und Standorte für neue Erdgaskombikraftwerke werden fünf unterschiedliche Fälle für mögliche Standorte basierend auf [14] in die Untersuchung eingebunden (Tabelle 2). Dies bedeutet, dass jedes der Szenarien aus Tabelle 1 für 26 verschiedene Standortkombinationen untersucht wurde.

**Tabelle 2: Ausgewählte Fallbeispiele für mögliche Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke in der Schweiz (Angaben in Prozent der insgesamt installierten Leistung der Erdgaskombikraftwerke in der Schweiz)**

Standortkombination	Corneux	Chavalon	Utendorf	Perlen	Schweizerhalle
Fall 3	20	20	20	20	20
Fall 11	0	33,3	33,3	33,3	0
Fall 26	33,3	33,3	0	0	33,3

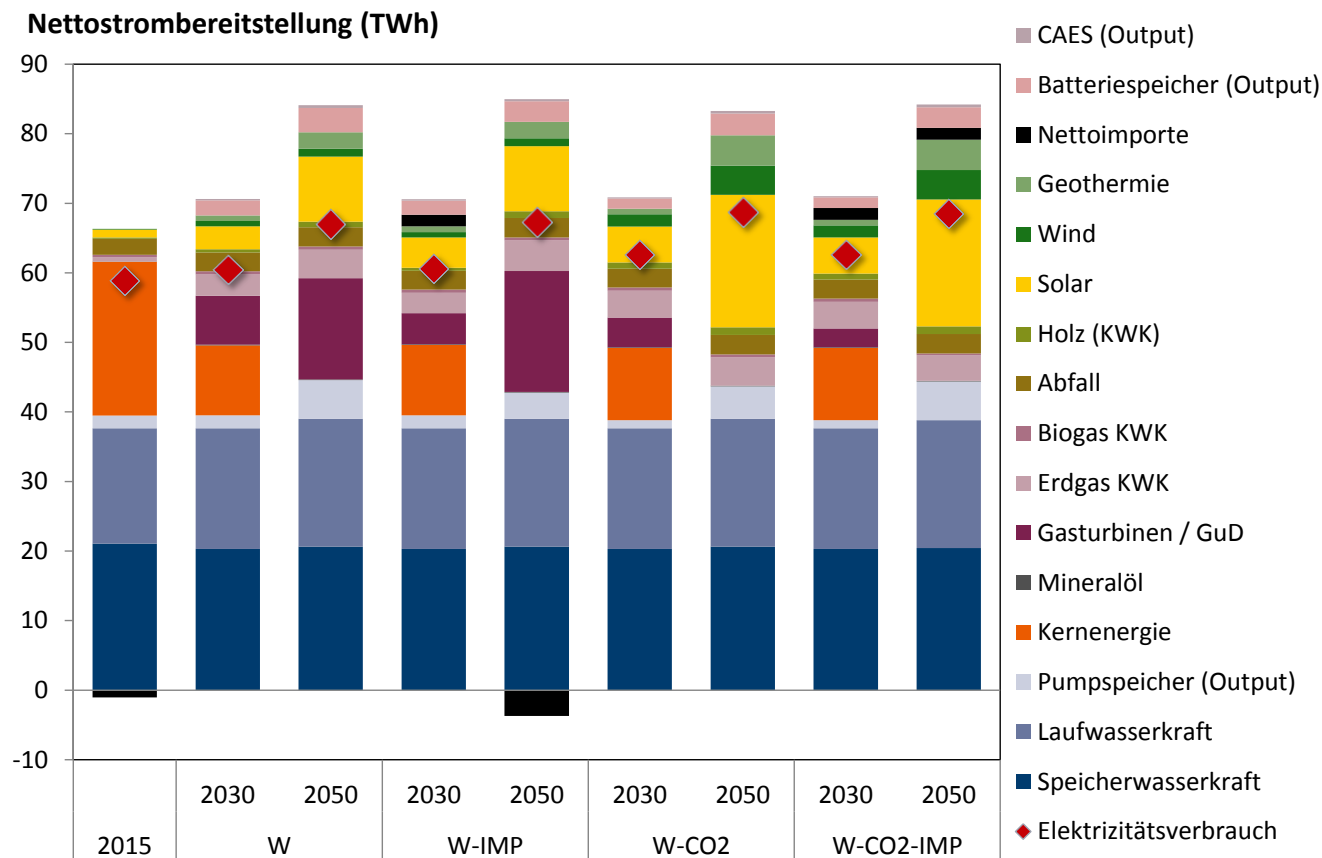
In den zuvor beschriebenen Szenarien ist unterstellt, dass alle geplanten Netzausbaumaßnahmen für die Schweiz bis 2025 realisiert werden und anschließend keine weiteren Netzerweiterungen durchgeführt werden. Um die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf diese Annahme genauer zu untersuchen, wurden in zusätzlichen Sensitivitätsszenarien Netzengpässe sowie Netzerweiterungsmaßnahmen nach 2025 untersucht. Diese Sensitivitätsszenarien werden im Nachfolgenden mit dem Zusatz „mit erweitertem Netzausbau“ gekennzeichnet. Elektrizitätsnetzerweiterungsmaßnahmen sind in der vorliegenden Studie exemplarisch unter der Annahme untersucht, dass unter Berücksichtigung durchschnittlicher Kosten der Netzerweiterung die Übertragungskapazität der am stärksten von Netzengpässen betroffenen Übertragungsleitung verdoppelt wird.

## Ergebnisse

Abbildung 3 veranschaulicht den Elektrizitätserzeugungsmix in der W-Familie von Szenarien für den Standortfall 3 und ohne Berücksichtigung von erweiterten Netzausbaumaßnahmen nach 2025. Im “W” Szenario, in dem davon ausgegangen wird, dass die Schweiz über das Jahr betrachtet über einen ausgeglichenen Stromaußenhandelsaldo verfügt, werden bis 2040 3 GW Leistung als Erdgaskombikraftwerke zugebaut, um die Außerbetriebnahmen der Kernkraftwerke (zumindest teilweise) zu kompensieren. Zusätzlich kommt es zu einem Zuwachs der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere Solar, Wind und Geothermie, die in Summe 12,9 TWh<sub>e</sub> in 2050 erzeugen. Die verstärkte Nutzung von Wind- und Solartechnologien bei einem Anstieg der gesamten Stromnachfrage führt zu Netzengpässen und einem verstärkten Einsatz von Speichertechnologien. In 2050 werden 5,6 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken und 3,5 TWh aus Batteriespeichern bereitgestellt.

Wird die Restriktion einer jährlich ausgeglichenen Stromaußenhandelsbilanz vernachlässigt (“W-IMP” Szenario) werden in 2050 4,4 TWh netto in die Nachbarländer exportiert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass unter den getroffenen Annahmen für die Strompreisentwicklung in den Nachbarländern der Schweiz, Netzengpässe in der Schweiz zu Zeiten indisponibler Erzeugung durch verstärkten Stromaußenhandel abgebaut werden können.

Daraus ergibt sich ein veränderter Speichereinsatz mit in Summe 2,3 TWh weniger Stromerzeugung in Batterie- und Pumpspeichertechnologien in 2050 im „W-IMP“ Szenario im Vergleich zum „W“ Szenario. Für den Ausgleich von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch kann daraus geschlossen werden, dass sich Speichertechnologien in Konkurrenz mit Ausgleichsmechanismen basierend auf Im- und Exporten befinden. Aufgrund der erweiterten Exportmöglichkeiten erhöht sich im „W-IMP“ Szenario die Erzeugung in Erdgaskombikraftwerken in 2050 um 3,1 TWh gegenüber dem „W“ Szenario.



**Abbildung 3: Nettostrombereitstellung in der Schweiz in 2050 in der W-Szenariofamilie (Standortkombination Fall 3) [1]**

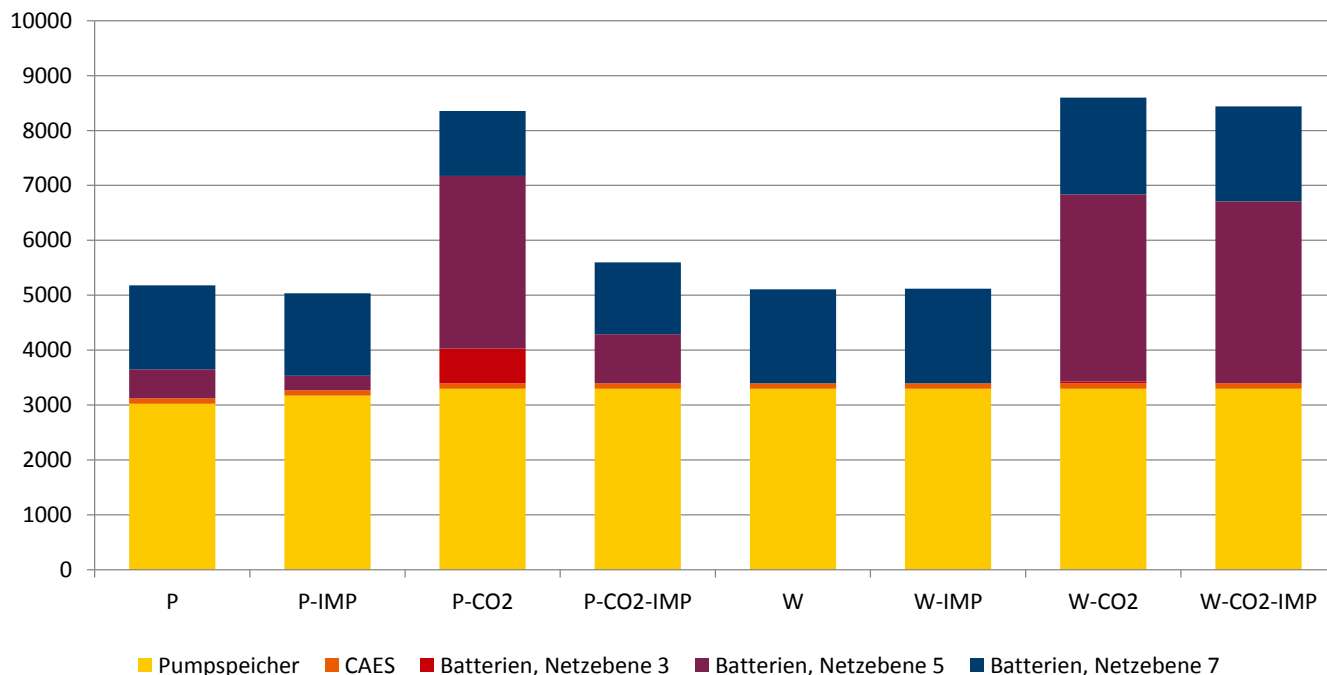
Unter stringenten Treibhausgasminderungszielen („W-CO2“ Szenario) steigt die Stromerzeugung in Solar-PV-, Wind- und Geothermietechnologien in 2050 in Summe um 14,7 TWh gegenüber dem „W“ Szenario an, was eine verstärkte Nutzung von Pumpspeicher- und Batterietechnologien zur Folge hat. Eine Besonderheit stellen Geothermieanlagen dar, da sie als Grundlastkraftwerke betrieben werden können und somit im Wettbewerb zu anderen grundlastfähigen Kraftwerken stehen, wie beispielsweise Erdgaskombikraftwerken. Im Vergleich der Szenarien „W“ und „W-CO2“ wird dieser langfristige Substitutionseffekt zwischen den beiden Technologien deutlich. Die Ergebnisse belegen auch, dass bei entsprechend vorhandenen Ressourcen, Geothermiekraftwerke als dezentrale Erzeugungstechnologien in solchen Gebieten ausgebaut werden, in denen Netzengpässe eine vollständige Ausnutzung der Erzeugungspotenziale großer Erdgaskraftwerke beschränken.

Ähnliche Entwicklungen können auch für das Szenario mit Klimaschutz bei gleichzeitig erweiterten Stromaußenhandlungsmöglichkeiten („W-CO2-IMP“ Szenario) beobachtet werden. Verglichen mit dem „W-IMP“ Szenario, in dem sich die Schweiz im Jahr 2050 zu einem Nettoexporteur von Elektrizität entwickelt, werden im „W-CO2-IMP“ Szenario in 2050 ca. 2 TWh netto importiert. Werden jährliche Stromimporte für die Schweiz erlaubt, reduziert sich unter Klimaschutzbedingungen die Produktion in Solar-PV und kleinen KWK Anlagen in 2050. Im „W-CO2-IMP“ Szenario stellt sich eine ähnlich hohe Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und

Batterietechnologien, wie im Szenario „W-CO2“ ein, was darauf schließen lässt, dass jährliche Nettostromimporte unter Klimaschutzbedingungen eine geringere Rolle zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in der Schweiz spielen, verglichen zu den Szenarien ohne CO<sub>2</sub> Minderungsziele. Existieren ambitionierte Klimaziele in Europa, kommt Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz eine besondere Bedeutung zu, da sie durch ihre Flexibilität von Preisunterschieden zwischen Spitzen- und Niedriglastzeiten in den Nachbarländern der Schweiz bei entsprechender Verfügbarkeit der Kuppelleitungskapazitäten profitieren können.

Die installierte Leistung in Pumpspeicherkraftwerken steigt von 1,8 GW in 2015 auf 3,0 bis 3,3 GW in 2050 an (Abbildung 4), wobei der Hauptteil dieses Kapazitätswachses auf den Neubau des Kraftwerks Limmern zurückzuführen ist. Die Stromerzeugung in Pumpspeicherkraftwerken in 2050 variiert über die Szenarien zwischen 3,1 TWh („P“ Szenario) und 5,6 TWh („W-CO2-IMP“ Szenario).

#### Installierte elektrische Erzeugungsleistung in MW



**Abbildung 4: Elektrische Erzeugungsleistung installiert in Speichertechnologien in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]**

Je nach energiepolitischen Rahmenbedingungen zeigen die Szenarioergebnisse einen unterschiedlich hohen Ausbau von Batteriespeichersystemen auf den verschiedenen Netzebenen, die sich für das Jahr 2050 auf 1,7 bis 5,2 GW summieren. Über alle Szenarien betrachtet ergibt sich in 2050 ein Zubau von Batterietechnologien kleiner Leistungsgröße auf der Netzebene 7 von mindestens 1,2 GW gesamt installierter Leistung, was durch den Ausbau von kleinen Solar-PV-Anlagen und dem damit verbundenen Ausgleichsbedarf bedingt ist. Diese Batterietechnologien tragen in 2050 etwa 1300 bis 1700 Stunden zur Strombereitstellung bei. Der Zubau von Batterietechnologien auf Netzebene 5 ist besonders stark in den Szenarien mit unterstellter CO<sub>2</sub> Emissionsreduktion ausgeprägt und erreicht 3,1-3,4 GW in 2050 in den Szenarien „P-CO2“, „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“. Haupttreiber für den Zubau von Batterietechnologien auf Netzebene 5 ist die Integration von Windkraftanlagen und großen Solar-PV-Anlagen wobei die Speicher primär in den Sommermonaten zum Einsatz kommen, um das Produktionsüberangebot während der Niedriglastzeiten auszugleichen. Batteriespeichertechnologien auf der Netzebene 3 erreichen in 2050 mit 600 MW im Szenario „P-CO2“ ihren größten Ausbau unter den betrachteten Szenarien und ergänzen unter den Bedingungen des Szenarios „P-CO2“ (moderate Stromnachfrage, ambitionierte Klimaziele und ausgeglichener jährlicher Stromimportsaldo)

Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Für Druckluftspeichersysteme (CAES) wurden aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich des in der Schweiz verfügbaren Speicherpotenzials konservative Annahmen zu den möglichen zukünftigen Ausbaumöglichkeiten dieser Technologie unterstellt. In allen Szenarien erreichen CAES Technologien eine installierte Leistung von 100 MW bis 2050 und sind damit wettbewerbsfähig gegenüber anderen neuen Speichertechnologien. CAES Systeme erreichen eine maximale Auslastung in 2050 von 4000 Stunden im „W-CO2-IMP“ Szenario und werden für kurz- und langfristige Speicherzwecke eingesetzt.

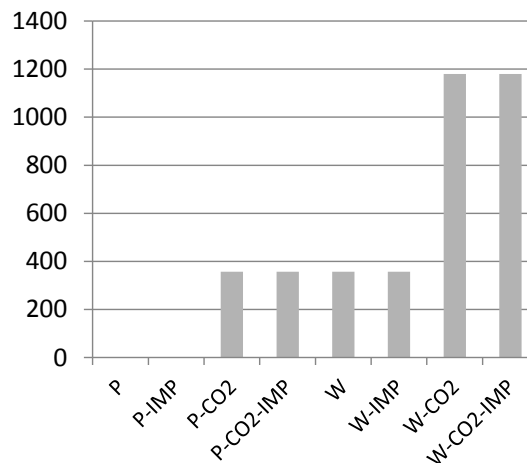
Neben Druckluftspeichern tragen langfristig auch Power-to-X Technologien zum saisonalen Ausgleich von Produktion und Verbrauch bei. In 2050 werden unter den Bedingungen einer stärker wachsenden Stromnachfrage und stringenten Klimazielen (Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“) knapp 1200 GWh Elektrizität in Power-to-X Technologien im Sommer in Methan und Wasserstoff umgewandelt. Ein Großteil davon wird in den Übergangs- und Wintermonaten in stationären und mobilen Applikationen verwendet. In den beiden Szenarien werden in 2050 etwa 13% der im Sommer erzeugten Elektrizität aus Solar-PV- und Windkraftanlagen in saisonale Speichertechnologien eingespeist. Hierfür ist eine elektrische Leistung des Elektrolyseurs von etwa 500 MW notwendig.

Unter allen betrachteten Szenarien stellen sich in den beiden Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“ in 2050 die höchsten Erzeugungsmengen aus intermittierenden erneuerbaren Energien ein, was bei beschränktem Netzausbau zur Produktion von überschüssigen Strommengen und einem entsprechenden Speicherausbau führt.

Zusätzliches Flexibilitätspotenzial im Elektrizitätssystem kann durch die Ausnutzung steuerbarer zeitlich variabler Lasten erschlossen werden. Hierfür stehen in den Verbrauchssektoren verschiedene Technologien zur Verfügung, wie zum Beispiel elektrische Warmwasserbereiter und Wärmepumpen mit Speichern, die es ermöglichen den Stromverbrauch von Spitzenlastzeiten zu verlagern und entsprechend von niedrigen Strombezugspreisen zu profitieren. Basierend auf dem gewählten Modellansatz wird in der vorliegenden Untersuchung ein Preisbildungsmechanismus (real time pricing) unterstellt, der es Endverbrauchern erlaubt, tatsächlich auf erzeugungs- bzw. übertragungsseitig hervorgerufene Preisschwankungen zu reagieren und ihren Verbrauch mittels intelligenter Regelungssysteme entsprechend anzupassen.

Im Fall 3 der untersuchten Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke werden in 2050 zwischen 1,1 TWh (Szenario „P“) und 2,0 TWh (Szenario „W-CO2-IMP“) Elektrizität zur Lastverschiebung in elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen eingesetzt (Abbildung 6). Dies entspricht 12% bis 18% des gesamten Stromeinsatzes für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme in 2050. Die Hälfte bis zwei Drittel der zur Lastverschiebung eingesetzten Elektrizität entfallen auf elektrische Warmwassertechnologien in den Haushalten und etwa ein Viertel bis knapp die Hälfte sind der Raumwärmeerzeugung im Haushaltssektor zuzurechnen. Es zeigt sich im Vergleich der Szenarien, dass diese Flexibilitätsoptionen stärker in den Klimaschutzszenarien Verwendung finden, da gleichzeitig durch eine Elektrifizierung der Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme fossile Energieträger in den Haushalten eingespart und somit CO<sub>2</sub> Emissionen gemindert werden können. In den Szenarien der P-Szenariofamilie wird gegenüber den Szenarien der W-Szenariofamilie aufgrund der geringeren Endenergienachfrage tendenziell weniger Elektrizität zur

### Elektrizitätseinsatz (GWh)

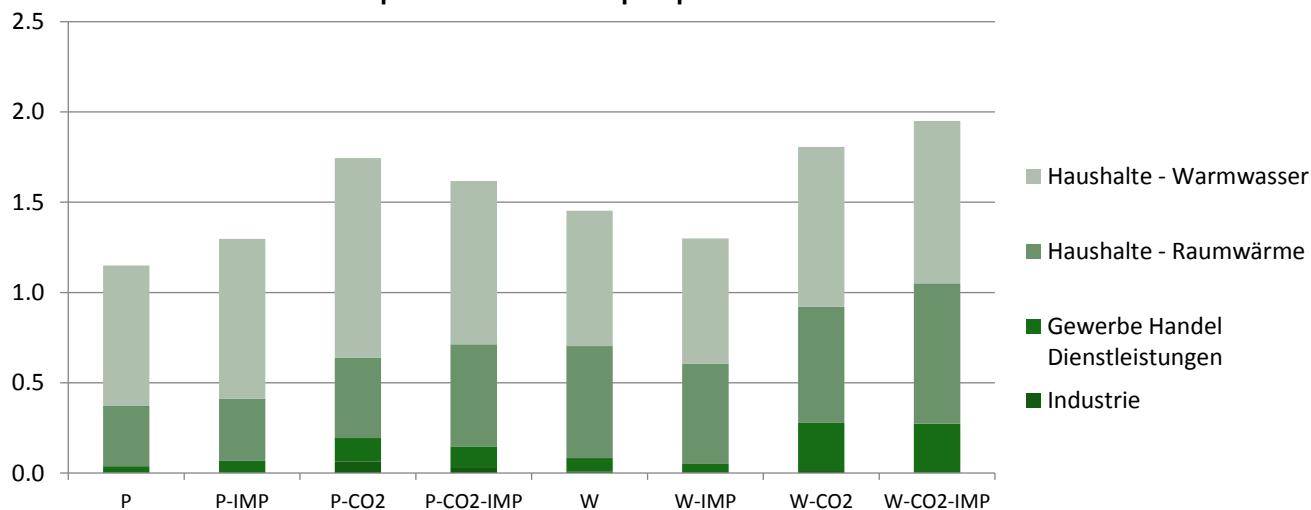


**Abbildung 5: Saisonale Stromeinspeisung in Power-to-gas Anlagen in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]**



Lastverschiebung in Wärmepumpen eingesetzt. Folglich kann argumentiert werden, dass zunehmende Bestrebungen zur Energieeinsparung im Wärmebereich den Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems in diesem Bereich gegenüber stehen.

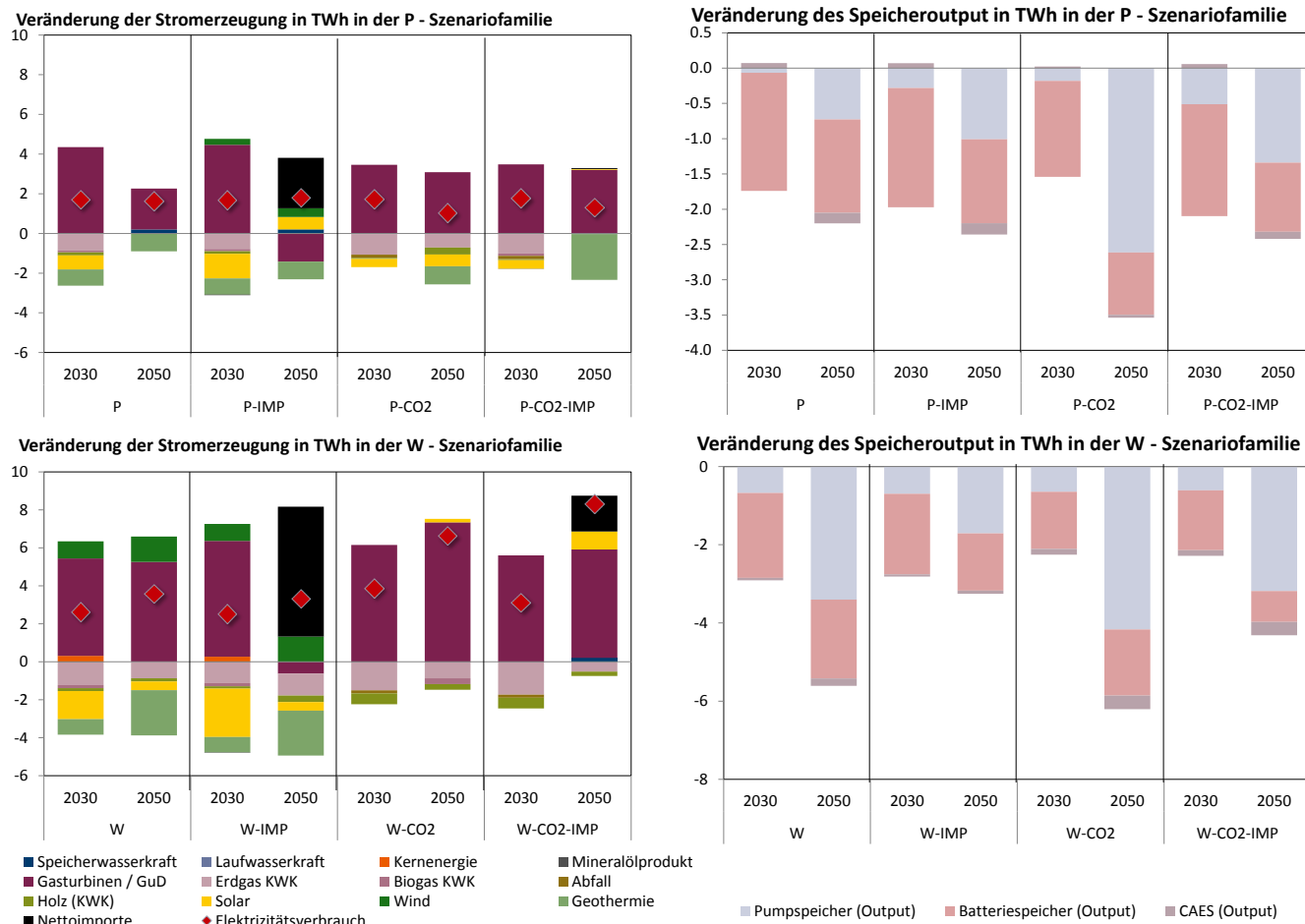
### Elektrizitätseinsatz in Wärmespeicher und Wärmepumpen in TWh



**Abbildung 6: Elektrizitätseinsatz zur Lastverschiebung in elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]**

In den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau kommt es gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau zu einer Reduktion der Zeiten in denen Netzengpässe zu Preisspitzen führen, so dass durch die positiven Strompreiseffekte die Nachfrage nach Elektrizität angeregt wird. Der Anstieg der Stromnachfrage erfolgt in allen untersuchten Standortkombinationen, wobei in den Fällen 3 und 11 die Nachfrage deutlich stärker zunimmt verglichen mit Fall 26. Dies ist auf die vermehrt auftretenden Netzengpässe bei eingeschränktem Netzausbau in den Fällen 3 und 11 im Vergleich zu Fall 26 zurückzuführen. Für Fall 3 der Standortkombinationen steigt in 2050 die Stromnachfrage in der P-Szenariofamilie um bis zu 2 TWh an und in der W-Szenariofamilie um bis zu 8 TWh (Abbildung 7). Zuwächse im Stromverbrauch resultieren vor allem aus der verstärkten Anwendung von Wärmepumpen im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich und in den Haushalten, wobei es zur Substitution von Wärmeerzeugungstechnologien auf Basis fossiler Energieträger kommt. Aus dem Vergleich der beiden Szenariofamilien geht hervor, dass diese Substitutionseffekte stärker in den Szenarien der W-Familie ausgeprägt sind, was durch die höhere Endenergienachfrage und folglich häufiger auftretenden Netzengpässe bei beschränktem Netzausbau bedingt ist. Erzeugungsseitig hat der erweiterte Netzausbau insbesondere ein Anstieg der Stromerzeugung in zentralen Erdgaskraftwerken größerer Leistungsklassen zur Folge. Dabei wird primär die Erzeugung in kleineren dezentralen Erdgas KWK Anlagen sowie in Solar-PV- und Geothermieanlagen substituiert. Zum größten Zuwachs im Fall 3 der Standortkombinationen kommt es in Szenario „W-CO2“, in dem in 2050 durch erweitertem Netzausbau etwa 7 TWh mehr in großen Erdgaskraftwerken erzeugt werden. Der Vergleich der Veränderungen des Erzeugungsmixes bei erweitertem Netzausbau über die verschiedenen Standortkombinationen zeigt, dass sich das Niveau der Erzeugung in großen Erdgaskraftwerken in den Szenarien mit zunehmendem Ausbau der Netzinfrastruktur aneinander angleicht und letztendlich der Standort großer Erdgaskraftwerke eine untergeordnete Rolle spielt. Für den Fall 26 der Standortkombinationen zeigen die Ergebnisse der Szenarien mit unterstelltem CO<sub>2</sub> Minderungsziel einen leichten Rückgang der Erzeugung aus großen Erdgaskraftwerken zu Gunsten einer Zunahme der Erzeugung in Solar-PV-Anlagen in Regionen die vom Zubau großer Erdgaskraftwerken ausgeschlossen sind. Bei der Windenergie ist zu beobachten, dass in den untersuchten Standortkombinationen die Stromerzeugung aus Wind in den Szenarien ohne Klimaschutz bei erweitertem Netzausbau zunimmt, was durch die verbesserte Netzintegration aufgrund reduzierter Netzengpässe im Mittel-

und Hochspannungsnetz bedingt ist. In den Szenarien mit Klimaschutz ergeben sich langfristig durch erweiterten Netzausbau kaum Veränderungen bei der Stromerzeugung aus Wind, da die Potenziale bereits in den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau ausgeschöpft werden.

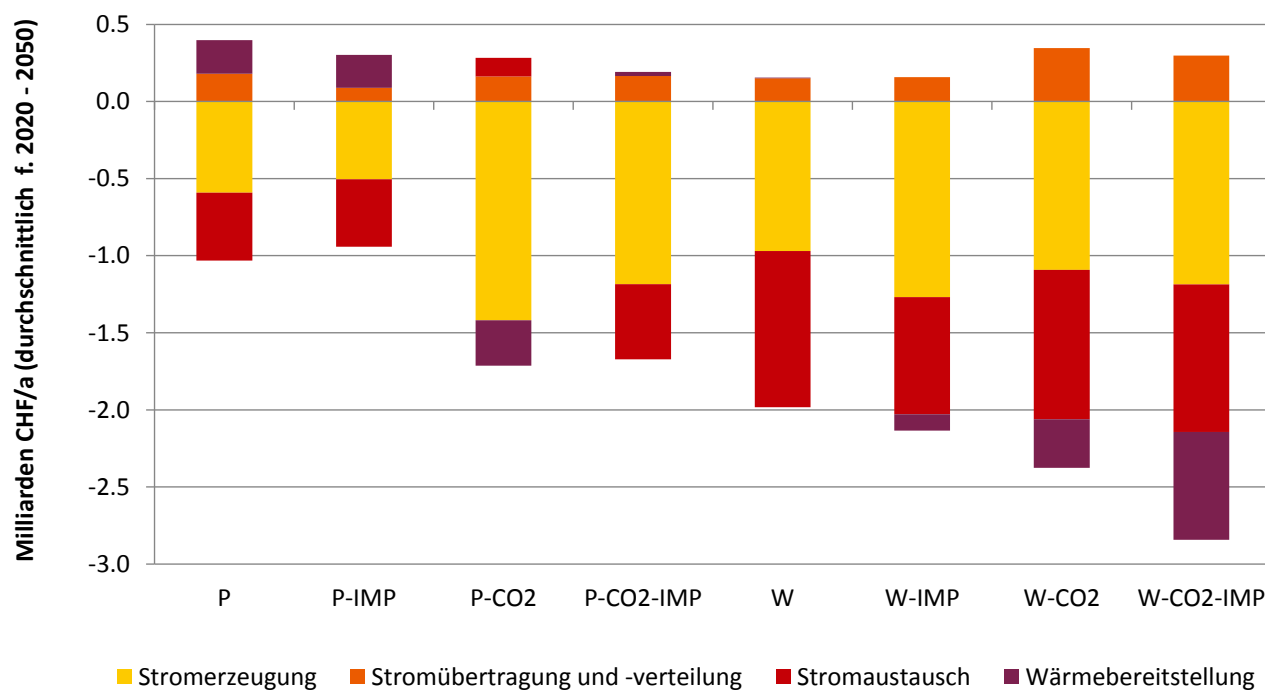


**Abbildung 7: Veränderung der Elektrizitätserzeugung (links) bzw. der Speichernutzung (rechts) in 2050 in den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau für den Standortfall 3 [2]**

Da der Abbau von Netzengpässen zu einer Reduktion der Strompreisdifferenzen und zu einer verbesserten Integration von erneuerbaren Energien beiträgt, kommt es in allen Szenarien zu einem verminderten Einsatz von Speichertechnologien. Im Fall 3 der Standortkombinationen reduziert sich die Stromproduktion in Speichern durch erweiterte Netzausbaumaßnahmen um 1,5 bis 2,9 TWh in 2030 und um 2,2 bis 6,2 TWh in 2050, wobei in 2030 vor allem der Einsatz von Batteriespeichern zurück geht und in 2050 größtenteils die Bewirtschaftung der Pumpspeicher. Der mittelfristige Rückgang der Batterienutzung auf den niedrigen Spannungsebenen ist durch den reduzierten Ausbau von Solar-PV-Technologien in Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau zu begründen. Obwohl sich durch den erweiterten Netzausbau insbesondere die Auslastung der Batteriespeicher verändert, ergeben sich auch Rückgänge in der installierten Leistung mit bis zu 2 GW in 2050 im Szenario „P-CO2“.

Der erweiterte Ausbau der Netzinfrastruktur bewirkt insgesamt eine Reduktion der Kosten für das Strom- und Wärmesystem. Die undiskontierten kumulierten Kosten für den Zeitraum 2010 bis 2050 für den Fall 3 der Standortkombination belaufen sich auf etwa 1300 Milliarden Schweizer Franken (CHF) in den Szenarien „P-CO2“ und „P-CO2-IMP“ und zirka 1650 Milliarden CHF in den Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“ unter

der Annahme, dass keine erweiterten Netzausbaumaßnahmen durchgeführt werden. Die Kosten verringern sich zwischen 2020 und 2050 um knapp 45 Milliarden CHF in den beiden P-Szenarien und 61 Milliarden CHF im Szenario „W-CO2“ und 76 Milliarden CHF im „W-CO2-IMP“ Szenario. Dies entspricht durchschnittlichen jährlichen Kostenreduktionen über den Zeitraum von 1,4 bis 2,5 Milliarden CHF (Abbildung 8). Ein Großteil der Kosteneinsparungen ist reduzierten Kapitalkosten für Strom- und Wärmeenergieerzeugung zuzurechnen. Im Fall dass ein erweiterter Netzausbau zu einem Zubau von Wärmepumpenanlagen im Haushaltssektor führt, können Investitionen in kostenintensive Mikro-KWK-Anlagen vermieden werden. Unter den getroffenen Kostenannahmen können die Kosten für den erweiterten Netzausbau durch Kosteneinsparungen im Elektrizitätsversorgungssektor und in den Verbrauchssektoren kompensiert werden.



**Abbildung 8: Veränderungen der Kosten des Strom- und Wärmesystems in den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau für Fall 3 der Standortkombinationen [1]**

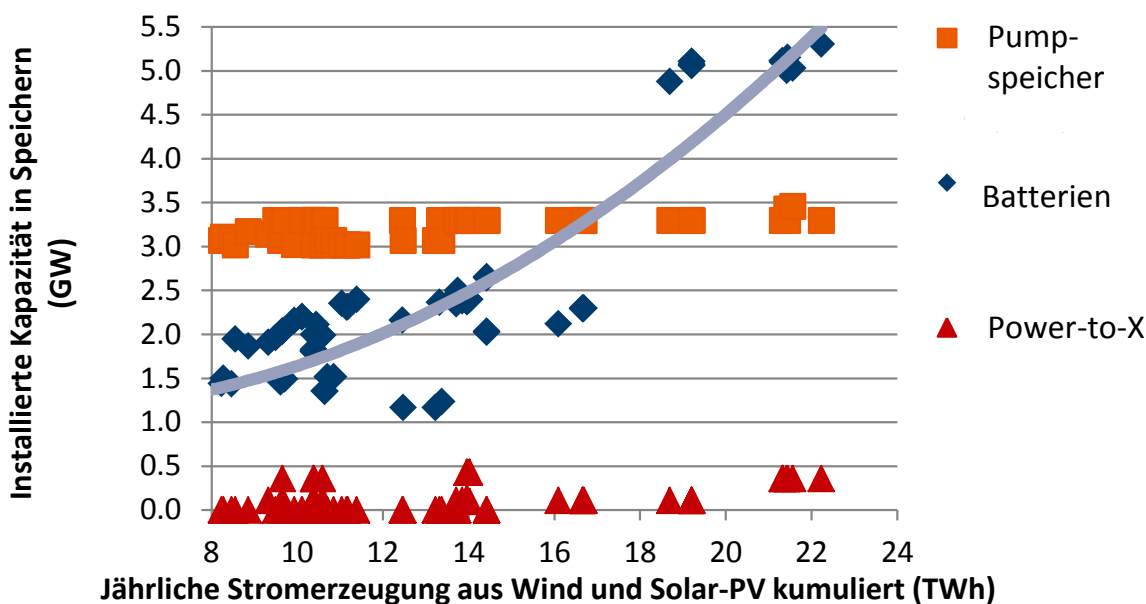
Abbildung 9 fasst die Ergebnisse zum Ausbau von Pumpspeicher-, Batterie- und Power-to-X-Technologien in Abhängigkeit von der installierten Leistung von Windenergie- und Solar-PV-Anlagen über alle Szenarien und Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke zusammen. Der Bedarf an neu installierter Leistung in Pumpspeicher- und Power-to-X-Technologien nimmt in nur sehr geringem Ausmaß mit der Marktdurchdringung von Wind- und Solaranlagen zu, wohingegen die Leistung in Batteriespeichersystemen exponentiell mit steigender Stromerzeugung aus Wind und Sonnenenergie anwächst. Ab einer Ausnutzung von etwa 80 % der unterstellten Potenziale für den Ausbau von Wind- und Solar-PV-Technologien übersteigt die installierte Leistung der Batteriesysteme die der Pumpspeicherkraftwerke.

## Zusammenfassung

Ziel der Studie war die Untersuchung verschiedener langfristiger Strategien zur Integration stochastisch einspeisender erneuerbarer Energien in der Schweiz. Hierfür wurde ein Energiesystemmodell verwendet, welches durch eine hohe zeitliche Auflösung gekennzeichnet ist sowie durch die Abbildung der variablen Elektrizitätseinspeisung aus Wind- und Sonnenenergie, durch die Modellierung von Netzinfrastrukturbeschränkungen sowie die Berücksichtigung von Märkten für Systemdienstleistungen. Die methodischen

Modellerweiterungen erlauben eine verbesserte Analyse der Integration erneuerbarer Energien insbesondere der notwendigen Infrastrukturinvestitionen.

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse zeigen eine langfristige Zunahme von Netzengpässen in der Schweiz für den Fall, dass bis auf die bis 2025 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen keine zusätzlichen Erweiterungen vorgenommen werden. Netzengpässe können einerseits durch eine Zunahme des Stromverbrauchs bedingt sein und andererseits von den Standorten und Leistungsgrößen neuer Erdgaskombikraftwerke anhängen. In Regionen in der Schweiz, in denen der Ausbau großer Erdgaskraftwerke durch mangelnde Kapazität der Übertragungsnetze beschränkt ist, können dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kosteneffizient zur Stromversorgung beitragen.



**Abbildung 9: Speicherbedarf in Abhängigkeit von der installierten Leistung der Windenergie- und Solar-PV-Anlagen [1]**

Unter den Bedingungen ambitionierter CO<sub>2</sub> Minderungsziele kommt es langfristig zu einer weitestgehend vollständigen Ausschöpfung der Potenziale zur Stromerzeugung aus Sonnen und Windenergie (bis zu 22 TWh in Summe in 2050) für deren Integration bis 8,5 GW Leistung in strombasierten Speichern installiert sind. Bei konservativen Annahmen hinsichtlich des Baus neuer Dammanlagen stellt sich langfristig eine installierte Leistung in Pumpspeicherkraftwerken von 3 bis 3,5 GW ein. Pumpspeicherwerke sind primär in das Hochspannungsnetz eingebunden und werden bei zunehmendem Ausbau durch andere Speichertechnologien ergänzt. Ab einer Ausnutzung von etwa 80 % der unterstellten Potenziale für den Ausbau von Wind- und Solar-PV-Technologien übersteigt die installierte Leistung der Batteriesysteme die der Pumpspeicherkraftwerke und steigt auf bis zu 5,5 GW in 2050 an. Batteriespeicher ermöglichen einen dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, wobei der Zubau von Batterien im Niederspannungsnetz insbesondere die Integration kleiner dezentraler Solar-PV-Anlagen unterstützt und der Zubau im Mittelspannungsnetz größere Solar-PV-Anlagen und Windkraftwerke. Druckluftspeicher stellen eine Option zu Speicherung über mehrere Monate dar. Ihr Ausbau ist jedoch stark von der regionalen Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten abhängig. Für den saisonalen Ausgleich kommen außerdem Power-to-X Technologien zum Einsatz, die über alle Szenarien betrachtet bis zu 900 GWh Strom zu saisonalen Speicherung aufnehmen. Unter den Bedingungen ambitionierter Klimaziele sowie eines starken Wachstums der Energienachfrage werden in 2050 etwa 13% der im Sommer erzeugten Elektrizität aus Solar-PV- und Windkraftanlagen in saisonale Speichertechnologien eingespeist. Weiterhin tragen Lastverschiebungen mittels elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich und bei den Haushalten zur Flexibilisierung des schweizer Elektrizitätsnetzes bei. In 2050 kann dies bis zu knapp einem Fünftel des gesamten Stromeinsatzes für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme ausmachen. Hinsichtlich der Bedeutung des Ausbaus der

Elektrizitätstransportinfrastruktur zeigen die Ergebnisse der Studie, dass Beschränkungen hinsichtlich des Netzausbaus durchschnittlich jährliche Systemkosten in Höhe von bis zu 2,5 Milliarden CHF für den Zeitraum 2020 bis 2050 verursachen können, was darauf zurückzuführen ist, dass Netzengpässe eine kosteneffiziente Ausgestaltung des Energiesystems auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite einschränken können. Obwohl in einigen Regionen in der Schweiz der Ausbau der Netzinfrastruktur in Konkurrenz mit dem Ausbau von Speichertechnologien steht, kann für die Schweiz insgesamt zusammengefasst werden, dass es sowohl Speichertechnologien als auch Netzerweiterungsmaßnahmen benötigt, um das Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus Sonnen- und Windenergie kosteneffizient zu erschließen.

## Dank

Die diesem Artikel zugrunde liegenden Forschungsarbeiten wurden teilweise vom Schweizer Bundesamt für Energie und von Swisselectric Research im Rahmen des Projektes "System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation (CHP-Swarm)" finanziert sowie durch das Competence Centre Energy and Mobility (CCEM) und Swisselectric Research im Rahmen des Projektes "Integration of Stochastic renewables in the Swiss Electricity Supply System (ISCHESS)".

## Literatur

- [1] Panos E., R. Kannan Strategies for integration of Variable Renewable Generation in the Swiss electricity system. 15. Europäische Konferenz der IAEE, 3.-6. September 2017 in Wien
- [2] Fuchs, A., T. Demiray, E. Panos, R. Kannan, T. Kober, C. Bauer, W. Schenler, P. Burgherr and S. Hirschberg ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system. – Projektendbericht, Competence Center Energy and Mobility und Swiss Electric Research, 2017
- [3] Bruckner T., I. A. Bashmakov, Y. Mulugetta, H. Chum, A. de la Vega Navarro, J. Edmonds, et al. Energy Systems. In: Edenhofer, O. RP-M, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, et al., editors. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2014.
- [4] Prognos AG. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (The energy perspectives for Switzerland until 2050). Swiss Federal Office of Energy; 2012.
- [5] Loulou R, Remne U, Kanudia A, Lehtila A, Goldstein G. Documentation for the TIMES Model, Energy Technology Systems Analysis Programme. 2005.
- [6] Kannan R, Turton H. Switzerland energy transition scenarios - development and application of the Swiss TIMES Energy system Model (STEM). Final Report to Swiss Federal Office of Energy, Bern 2014.
- [7] Panos E, Kannan R. The role of domestic biomass in electricity, heat and grid balancing markets in Switzerland. Energy. 2016;112:1120-38.
- [8] Schlecht I, Weigt H. Swissmod: A Model of the Swiss Electricity Market. FoNEW Discussion Paper 2014/01; 2014.
- [9] CCEM. Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system (ISCHESS). Competence Center Energy and Mobility 2016.
- [10] Ueckerdt F, Brecha R, Luderer G, Sullivan P, Schmid E, Bauer N, et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. Energy. 2015;90, Part 2:1799-814.
- [11] Lehtila A, Giannakidis G, Tigas K. Residual Load Curves in TIMES. IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP); 2014.
- [12] Hirth L, Ziegenhagen I. Balancing power and variable renewables: Three links. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015;50:1035-51.
- [13] Vögelin P, Georges G, Buffat R, Beccuti G, Demiray T, Panos E, et al. System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation (CHP SWARM). Bundesamt für Energie (BFE); 2016.
- [14] Yan J, Schenler W. Customized Cost Calculation for Carbon Capture and Storage in Switzerland. SP1 of CARMA (Carbon Management in Power Generation Industry) project: Technology Assessment Group Laboratory for Energy Systems Analysis Paul Scherrer Institut; 2012.
- [15] Swissgrid. Netz 2025. 2015.