

Die Folgen der Dekarbonisierung des Energiesystems auf die Schweizer Stromversorgung



Jürg Rohrer & Nadia Sperr

Forschungsgruppe Erneuerbare Energien,
ZHAW Wädenswil, September 2018

www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/

Impressum

Titelbild: Hochspannungsleitung im Winter (colourbox.de)
Reihe: Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie
Herausgeber: Winterthur: ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften

Autoren:

Jürg Rohrer
Prof., dipl. Masch. Ing. ETH
Leiter FG Erneuerbare Energien
ZHAW Wädenswil
juerg.rohrer@zhaw.ch

Nadia Sperr
Msc. ETH Umwelt-Natw.
FG Erneuerbare Energien
ZHAW Wädenswil
nadia.sperr@zhaw.ch

Campus Grüental
8820 Wädenswil

Campus Grüental
8820 Wädenswil

Datum: 19. September 2018

Zusammenfassung

Die aktuelle Energiepolitik der Schweiz wird im Wesentlichen durch die Energiestrategie 2050 bestimmt. Diese Strategie beinhaltet hauptsächlich den Ersatz des Stroms aus stillgelegten Kernkraftwerken. Nicht berücksichtigt wurde dabei die bis spätestens 2050 notwendige Dekarbonisierung des Energiesystems, um die Ziele des Abkommens von Paris einhalten zu können. Der dazu erforderliche Ersatz fossiler Brennstoffe wird zu einer starken Zunahme des Strombedarfes führen. In diesem Bericht wird deshalb der Bedarf an Stromimporten gemäss der Energiestrategie 2050 aufgezeigt und darauf aufbauend die zusätzlichen Folgen für den Stromimport und die Versorgungssicherheit bei einer Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 diskutiert.

Die Schweiz importiert in den Wintermonaten aktuell etwa 4 bis 10 TWh Strom. Durch die Abschaltung von Atomkraftwerken, den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpensystemen zur Heizung von Gebäuden und den Übergang zur Elektromobilität wird sich dieser Importbedarf in den nächsten 30 Jahren trotz Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss den Zielsetzungen der Energiestrategie noch stark erhöhen. Ohne Berücksichtigung von Flugtreibstoffen wird der Strombedarf der Schweiz um etwa 50% und das Produktionsdefizit im Winter in der Folge von heute 9.8 TWh auf schätzungsweise 38 TWh pro Jahr ansteigen. Der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien wird aber auch im Sommerhalbjahr nicht mehr zur Deckung des Strombedarfes reichen.

Die meisten umliegenden Länder erwarten nach Abschaltung der Kohle- und Atomkraftwerke ebenfalls einen Importbedarf von Strom im Winter. Es ist somit unklar, ob auch in Zukunft im Winter genug Strom importiert werden kann. Für die Versorgungssicherheit und die Wertschöpfung wäre es deshalb für die Schweiz wünschenswert, einen möglichst grossen Anteil ihres Strombedarfs selbst produzieren zu können.

Das mit Abstand grösste Potential der erneuerbaren Energien weist in der Schweiz die Photovoltaik auf. Mit den gesetzten Ausbauzielen wird dieses Potential bei weitem nicht ausgeschöpft. Gemäss den bisherigen Standpunkten sollen Photovoltaik-Anlagen ausschliesslich auf Gebäuden und evtl. auf weiteren bestehenden Infrastrukturen gebaut werden. Die intermittierende Produktion kann mit Gebäude-integrierten Batteriespeichern, Nutzung von Batterien in Elektrofahrzeugen und insbesondere den Pumpspeicherkraftwerken auf Tages- und Wochenbasis gut dem effektiven Bedarf angepasst werden.

Mit Power-to-Gas ist eine Technologie zur Umwandlung von nicht zeitgleich nutzbarem Strom in Wasserstoff oder Methan verfügbar. Das Gas steht danach zur sofortigen Verwendung, zum Beispiel in der Industrie oder Mobilität, oder zur saisonalen Speicherung zur Verfügung. Die Rückverstromung dieses Gases ist zwar technisch ebenfalls möglich, aber energetisch ineffizient und sehr teuer. Studien zeigen, dass die saisonale Speicherung mit Power-to-Gas erst bei einem Anteil von Wind- und PV-Strom von mehr als 60% des Strombedarfes sinnvoll ist. Beim geplanten Ausbautempo von Wind- und Photovoltaik in der Schweiz wird kein Strom für eine saisonale Speicherung mit Power-to-Gas zur Verfügung stehen.

Um ihre Verpflichtungen zur Begrenzung des Klimawandels wahrnehmen zu können, muss die Schweiz rasch handeln. Der mit Abstand grösste Handlungsbedarf besteht derzeit in der Schweiz bei der effizienten Nutzung von Energie und beim verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion. Aus wirtschaftlicher Sicht lohnt sich insbesondere die weitere Verfolgung von Technologien, wie z.B. Windenergie oder Photovoltaik in den Alpen, welche überwiegend im Winter Strom produzieren und keine saisonale Speicherung benötigen.

1. Ausgangslage

Die Schweiz produziert im Sommerhalbjahr (April – September) mehr Strom, als in der Schweiz in dieser Zeit verbraucht wird (BFE, 2018b). Im Winterhalbjahr ist die Situation umgekehrt, da zum einen der Strombedarf grösser ist und gleichzeitig vor allem die Laufwasserkraftwerke weniger produzieren (vgl. Abbildung 1). Im Winterhalbjahr 2016/17 mussten deswegen 9'754 GWh Strom aus dem Ausland importiert werden. Hauptsächlich aufgrund von Schwankungen in der Produktion der Schweizer Kernkraftwerke (KKW) fielen die Importe in den letzten Wintern sehr unterschiedlich aus. Diese hatten ihr kurzzeitiges Minimum im Winter 2014/15, als nur 525 GWh Strom importiert wurden, danach stieg der Import aufgrund verschiedener Stillstände der KKW Beznau I & II sowie Leibstadt auf 5'047 GWh im Winter 2015/16 an.

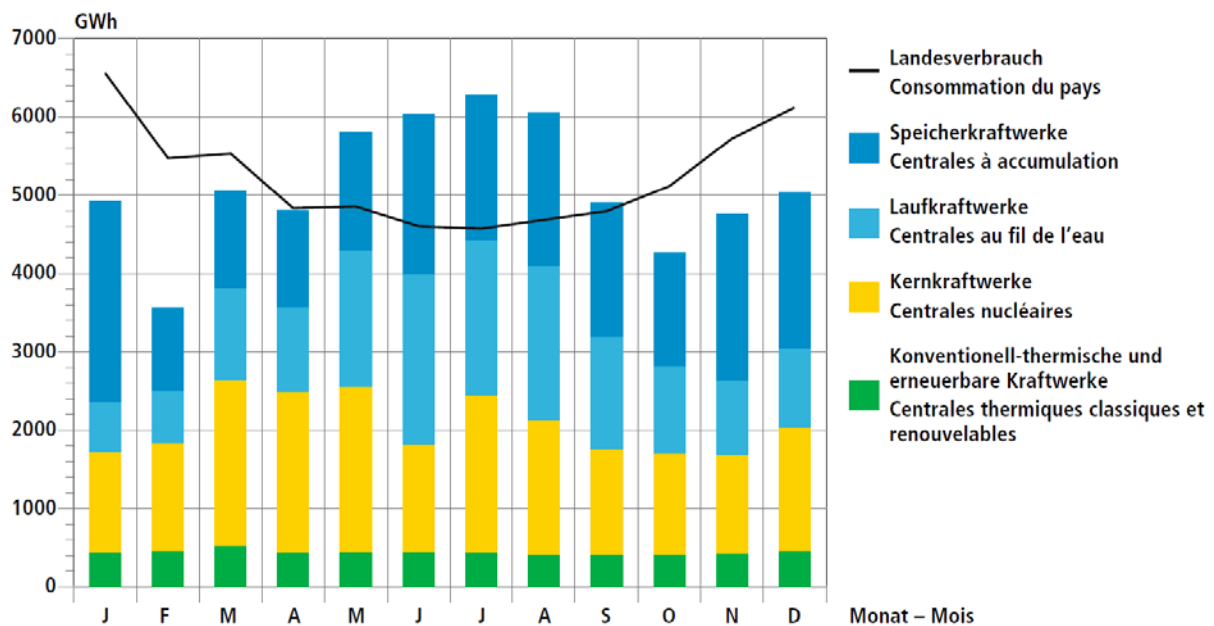


Abbildung 1: Stromproduktion und -verbrauch der Schweiz 2017 (BFE, 2018b)

Die Energiepolitik der Schweiz wird im Wesentlichen durch die Energiestrategie 2050 bestimmt. Diese definiert u.a. Richtwerte für die Produktion von erneuerbaren Energien für das Jahr 2035. Diese Werte basieren auf den Energieperspektiven 2050, Szenario Politische Massnahmen (POM), welches die Ausbaupfade detaillierter beschreibt. Die Energiestrategie 2050 beinhaltet keine konkreten Ziele für das Jahr 2050, deshalb wurde in dieser Arbeit mit einem weiteren Zubau gemäss Energieperspektiven 2050 Szenario POM gerechnet. Der Einfachheit halber wird dafür nachfolgend jeweils der Begriff «Energiestrategie 2050» verwendet.

Da das Schweizer Volk einem Verbot für den Neubau von Atomkraftwerken zugestimmt hat, beinhaltet diese Strategie hauptsächlich den Ersatz des Stroms aus stillgelegten Kernkraftwerken. Nicht berücksichtigt wurde dabei die bis spätestens 2050 notwendige Dekarbonisierung des Energiesystems, um die Ziele des Abkommens von Paris einhalten zu können. Nachfolgend wird deshalb der Importbedarf an Winterstrom gemäss der Energiestrategie 2050 aufgezeigt und darauf aufbauend die zusätzlichen Folgen für den Stromimport bei einer Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 diskutiert.

2. Winterstrom gemäss Energiestrategie 2050

Für die Zukunft muss davon ausgegangen werden, dass die Produktion im Winter weiter sinken wird. Das KKW Mühleberg wird Ende 2019 vom Netz gehen und die Stromproduktion einstellen. Laut Elektrizitätsstatistik des BFE (2018b) wird sich dadurch die Produktion im Winter um 1'335 GWh verringern. Diese geringere Produktion kann kurzfristig nicht mit dem vom Bund erwarteten Zubau an erneuerbaren Energien kompensiert werden. Zusätzlich ist bis zum Jahr 2020 mit einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage auf 34'900 bis 36'630 GWh pro Winterhalbjahr zu rechnen (Prognos, 2012). Steigt die Nachfrage auf 36'630 GWh, entsteht im Jahr 2020 ein Produktionsdefizit von rund 8'000 GWh (Abbildung 2). Da es sich dabei um Erwartungswerte handelt, ist die erwartete Produktion im Jahr 2020 höher als die tatsächliche Produktion im Winterhalbjahr 2016/17 als mit Leibstadt das grösste KKW der Schweiz still stand.

Bis zum Jahr 2035 werden höchstwahrscheinlich die KKW Beznau I & II, beide dann mehr als 60 Jahre alt, nicht mehr am Netz sein. Dadurch verringert sich die Produktion im Winter um weitere 2'670 GWh. Doch auch die KKW Gösgen und Leibstadt wären dann schon über 50 Jahre alt. Mit ihrer Abschaltung würden nochmals 4'305 GWh respektive 4'640 GWh der Produktion im Winterhalbjahr wegfallen, bis im Jahr 2050 keine Kernenergie in der Schweiz mehr realistisch scheint. Dabei handelt es sich um Erwartungswerte der Produktion, welche dem Durchschnitt der letzten 10 Jahre entsprechen (vgl. BFE, 2018b), sowie einem Winteranteil der Stromproduktion der KKW von 55% (BFE, 2016). Diese Erwartungswerte wurden in den letzten Jahren allerdings nicht erreicht. Durch den Zubau von erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie 2050 und der vergleichsweise hohen Produktionserwartung der Kernkraftwerke bleibt das Winter-Produktionsdefizit bis im Jahr 2035 auf rund 8 TWh konstant, bevor es bis im Jahr 2050 auf 13 TWh ansteigt (Abbildung 2). Diese Entwicklung setzt eine deutliche Produktionssteigerung der Wasserkraftwerke und der erneuerbaren Energien voraus. In der Entwicklung des Landesverbrauchs gemäss Energiestrategie 2050 ist nur eine geringe Zunahme von Wärmepumpen und Elektromobilität inbegriffen, bei einer stärkeren Verbreitung dieser beiden Technologien dürfte der Stromverbrauch insbesondere im Winter noch weiter ansteigen (siehe Kapitel 3). Da viele Massnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs aus dem 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie gestrichen wurden, wurde die Entwicklung des Landesverbrauchs gemäss Energieperspektiven, Szenario Weiter Wie Bisher (WWB) von Prognos (2013) verwendet.

Die Deckung der Differenz zwischen dem Bedarf und der Produktion von Strom im Winterhalbjahr kann grundsätzlich durch folgende Massnahmen erfolgen: Importe aus dem Ausland, saisonale Speicherung und/oder Ausbau der Winterstromproduktion. Dies sieht auch die Energiestrategie 2050 so vor.

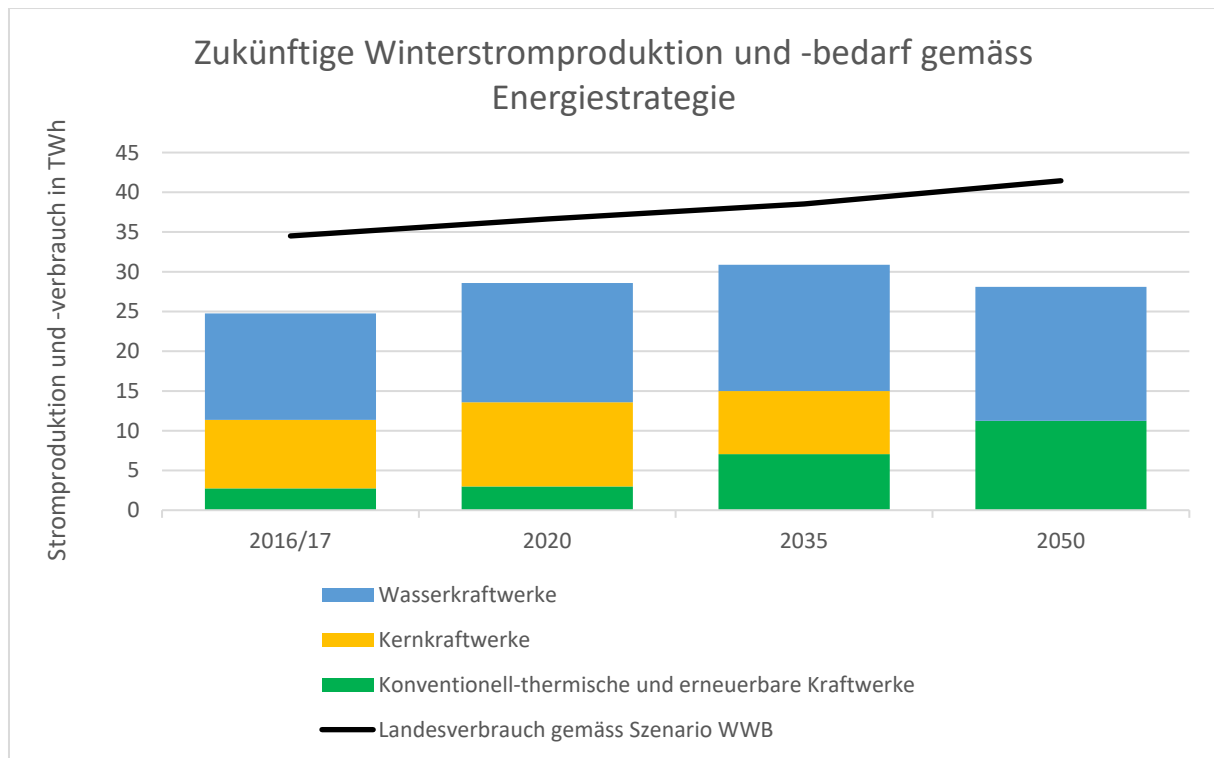


Abbildung 2: Mögliche Entwicklung der Winterstromproduktion und des Verbrauchs in der Schweiz. Die Werte für den Winter 2016/17 entsprechen der tatsächlichen Produktion bzw. dem Bedarf (BFE, 2018b), die erwartete Produktion für Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke und erneuerbare Energien (in grün mit den konventionell-thermischen Kraftwerken) für die Jahre 2020, 2035 und 2050 sowie der Landesverbrauch der Schweiz wurden aus den Ausbauszenarien von Prognos (2013) abgeleitet.

3. Strombedarf der Schweiz nach der Dekarbonisierung des Energiesystems

Die Energiestrategie 2050 ist, wie bereits erwähnt, nicht kompatibel mit den Zielen des Übereinkommens von Paris zur Begrenzung der weltweiten Temperaturerhöhung auf maximal 2 °C. Gemäss Bundesamt für Umwelt muss die Schweiz zur Einhaltung dieser Verpflichtung ihre CO₂-Emissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 um 70 bis 85% reduzieren bzw. «nach 2050» klimaneutral sein (BAFU, 2018b). Neueste Studien prägen den Begriff einer «Heisszeit» und zeigen, dass vermutlich sogar wesentlich weitergehende Massnahmen, wie u.a. ein verbessertes Management der Böden in der Landwirtschaft als CO₂-Senken und Massnahmen zur Erhaltung der Biodiversität zur Steigerung der Resilienz des Systems notwendig sind (Steffen et al., 2018).

Der Gesetzesentwurf des Bundesrates sieht vor, dass die CO₂-Emissionen in einem ersten Schritt bis 2030 gegenüber 1990 «mehrheitlich durch Massnahmen im Inland» auf die Hälfte reduziert werden (BAFU, 2018b, p. 16). Für eine Reduktion dieser Emissionen müssen fossile Energiequellen im grossen Stil durch erneuerbare Energien substituiert werden. Dies wird mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Zunahme des Stromverbrauches führen: Die Abbildungen 4 und 5 zeigen die Stromproduktion und den Strombedarf im Winter- bzw. Sommerhalbjahr gemäss Energiestrategie (ES) 2050. Zusätzlich ist der Strombedarf eingetragen, welcher durch eine vollständige Elektrifizierung der Wärmeherzeugung und der Mobilität (ohne Flugverkehr) entstehen wird. Nachfolgend werden diese Annahmen erläutert. (Der eilige Leser kann direkt zu den Ergebnissen in den Abbildungen 4 und 5 springen.)

Folgen der Dekarbonisierung für das Schweizer Stromsystem

Die **Mobilität** war 2017 für 36% des gesamten Energiebedarfs in der Schweiz verantwortlich (BFE, 2018c). Das entspricht 85.6 TWh an Energie, welche hauptsächlich durch erdölbasierte Kraftstoffe abgedeckt wird (Abbildung 3). Um Treibhausgas- und Schadstoffemissionen zu vermindern, ist ein Umstieg auf Antriebe mit erneuerbaren Energien notwendig. Alleine durch die Umstellung der knapp 4.5 Millionen Personenwagen mit Benzin- oder Dieselantrieb (BFS, 2018) auf Elektroantrieb würde ein Mehrbedarf an Strom von rund 8.5 TWh pro Jahr entstehen (Annahmen: 15.1 kWh/100 km Verbrauch (VCS, n.d.); durchschnittliche Fahrdistanz pro Jahr: 12'500 km).

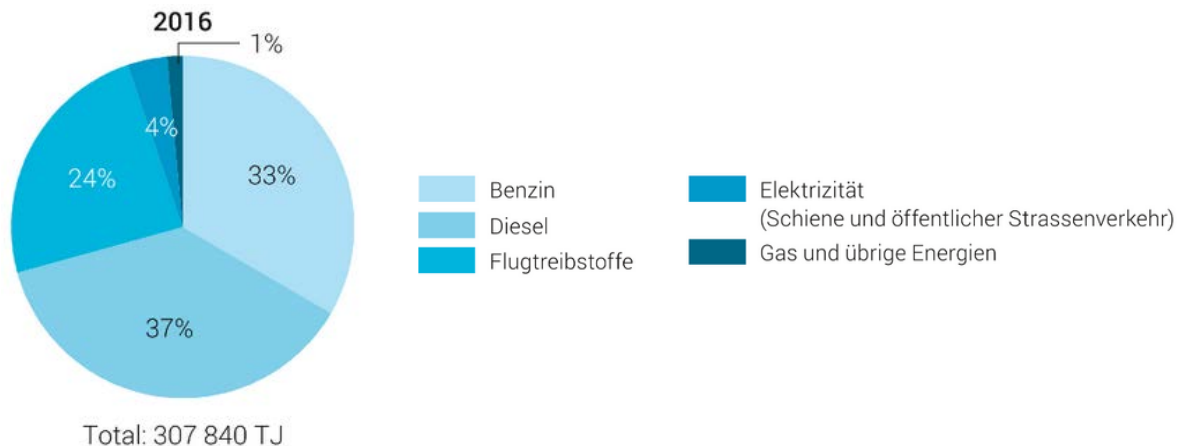


Abbildung 3: Energieverbrauch im Verkehr 2016 (BFS, 2017b)

Der in Abbildung 2 gezeigte Landesverbrauch geht von einem langfristigen Umstieg auf elektrisch betriebene Strassenfahrzeuge aus. Die Umstellung hat in diesem Szenario bis im Jahr 2050 erst begonnen und erst ein geringer Teil des Verkehrs kommt ohne erdölbasierte Kraftstoffe aus. Erst 25% der Kilometerleistung der Personenwagen soll gemäss diesem Szenario im Jahre 2050 durch elektrisch betriebene Autos erfolgen und elektrisch betriebene LKW sind dann noch gar nicht vorgesehen (Prognos, 2012).

Um die Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen, dürfte diese Zunahme von emissionsarmer Mobilität nicht ausreichen. Da der Verkehr (ohne internationalen Flugverkehr) mit 30% den grössten Anteil an den Treibhausgasemissionen verursacht (BAFU, 2018a), müssen in diesem Sektor starke Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen erfolgen, um das gesetzte Ziel erreichen zu können. Der verbreitete Einsatz von Elektromobilität und anderen Antriebsarten auf Basis erneuerbarer Energien sowohl im Personenverkehr als auch beim Warentransport sind unvermeidlich. Um den gesamten Verbrauch von Benzin und Diesel durch Strom zu ersetzen, wird ein Bedarf von ca. 20 TWh Strom im Jahr geschätzt. Da beim Verkehr nicht von einer starken saisonalen Abhängigkeit des Verbrauchs ausgegangen wird, würden rund 10 TWh des Strombedarfs im Winterhalbjahr anfallen.

Neben dem Strassenverkehr hatten **Flugtreibstoffe** im Jahr 2016 mit 24% des Energieverbrauchs im Verkehr einen grossen Einfluss auf den Gesamtenergieverbrauch der Schweiz, siehe Abbildung 3 (BFS, 2017b). Aufgrund der benötigten hohen Energiedichte durch begrenzte Platzverhältnisse im Flugzeug müssten diese Treibstoffe grösstenteils durch erneuerbare Flüssigtreibstoffe ersetzt werden. Für die Bereitstellung dieser Menge an Methanol aus Strom (Gesamtwirkungsgrad 28%), wären zusätzlich 73 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen notwendig.

Zur **Wärmeerzeugung** sind 37 TWh Erdölbrennstoffe und 33 TWh Gas pro Jahr zu ersetzen (BFE, 2018c). Ein grosser Teil davon dürfte durch elektrische Wärmepumpen substituiert werden. Dank Effi-

zizienzmassnahmen (insbesondere Gebäudesanierungen) wird dies «nur» zu einem zusätzlichen Mehrverbrauch von 15 bis 20 TWh Strom pro Jahr führen. Allerdings wird dieser Mehrverbrauch primär im Winterhalbjahr anfallen.

Ohne Berücksichtigung der Flugtreibstoffe entsteht somit ein in der Energiestrategie nicht enthaltener Strom-Mehrbedarf in der Grössenordnung von 40 TWh pro Jahr. Davon werden ca. 25 TWh im Winter und 15 TWh im Sommerhalbjahr anfallen. Dies wird das Produktionsdefizit im Winter im Jahr 2050 auf ca. 38 TWh vergrössern. Durch zusätzliche Suffizienz- und Effizienzmassnahmen könnte der Bedarf stark reduziert werden – entsprechend umfassende Massnahmen fehlen aber in der Energiestrategie. Abbildung 4 zeigt die Veränderung des Stromverbrauchs im Winter unter der Annahme, dass Mobilität und Wärmeerzeugung bis 2050 vollständig elektrifiziert werden und die Umwandlung zeitlich linear erfolgt. Ebenfalls dargestellt ist die Entwicklung der Stromproduktion gemäss Energiestrategie 2050.

Abbildung 5 zeigt die Veränderung von Strombedarf und -produktion für das Sommerhalbjahr mit denselben Annahmen wie oben für Abbildung 4 beschrieben. Während im Sommer 2017 noch 8 TWh Strom exportiert werden konnte, reicht die Produktion bereits 2020 nur noch knapp um den prognostizierten Bedarf zu decken. In den Jahren 2035 und 2050 muss mit dem geplanten Zubau an erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie auch im Sommer 4 TWh resp. 13 TWh Strom importiert werden.

Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Schweiz immer noch wirksame Massnahmen fehlen, welche die Realisierung der Produktionsziele der Energiestrategie 2050 sicherstellen. Das Parlament ist Anfang 2017 nicht auf die Vorlage des Bundesrates zur zweiten Etappe der Energiestrategie (Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem KELS) eingetreten.

Eine allfällige saisonale Verschiebung von in der Schweiz im Sommer produziertem Strom in den Winter ist bei der aktuellen Energieplanung der Schweiz nicht realistisch. Im Gegenteil: Es ist zu erwarten, dass auch im Sommer Strom importiert werden muss.

Folgen der Dekarbonisierung für das Schweizer Stromsystem

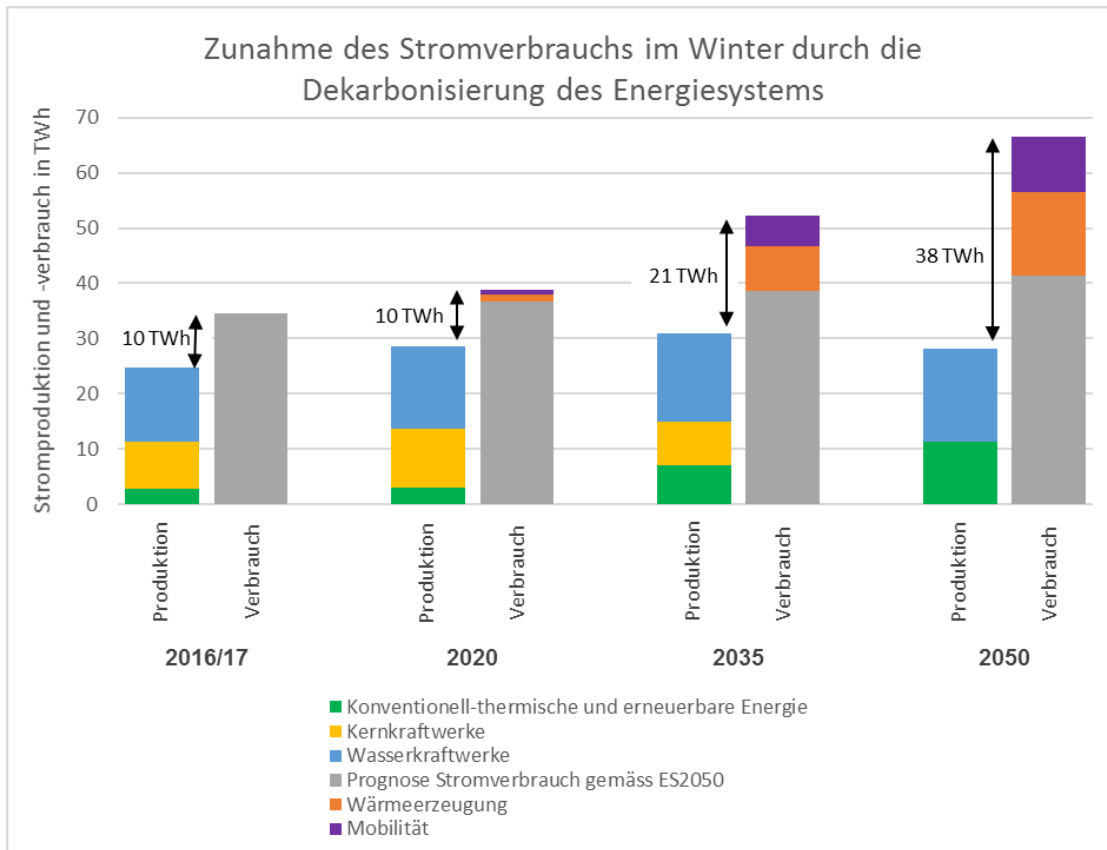


Abbildung 4: Stromproduktion und –bedarf im Winterhalbjahr gemäss ES 2050 unter Einbezug des zusätzlichen Stromverbrauchs durch die vollständige Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und der Mobilität (ohne Flugverkehr).

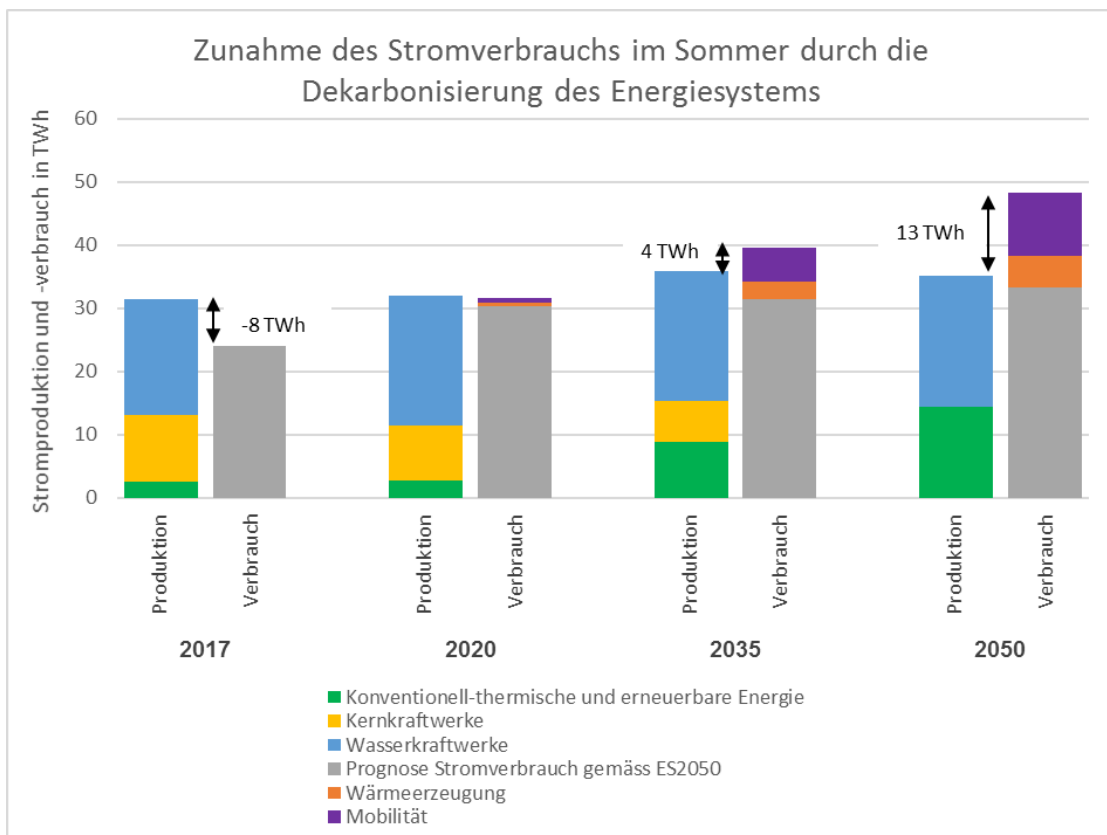


Abbildung 5: Stromproduktion und –bedarf im Sommerhalbjahr gemäss ES 2050 unter Einbezug des zusätzlichen Stromverbrauchs durch die vollständige Elektrifizierung der Wärmeerzeugung/Klimatisierung und der Mobilität (ohne Flugverkehr).

4. Wie realistisch sind Importe von erneuerbarem Strom – insbesondere im Winter?

Es ist heute schwierig abzuschätzen, ob auch in Zukunft im Winter Strom aus Frankreich und/oder Deutschland importiert werden kann und falls es möglich sein sollte, zu welchen Kosten (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2018). Letztendlich müssen alle Länder zur Bekämpfung der Klimaerwärmung ab 2050 klimaneutral werden. Dazu müssen fossile Energien substituiert werden, deshalb wird auch in den umliegenden Ländern ein zunehmender Bedarf an Strom entstehen. Zudem müssen auch im Ausland in den nächsten Jahren Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke durch erneuerbare Energien ersetzt werden.

Die eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom geht in ihrem Bericht zur Stromversorgungssicherheit 2018 davon aus, dass sich die Stromimporte im Winter in Zukunft erhöhen werden (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2018, p. 33,37). Im selben Bericht warnt die ElCom in ihren Schlussfolgerungen: «Sollte sich die Importabhängigkeit der Schweiz in den Winterhalbjahren durch Stilllegungen von Kernkraftwerken merklich verändern (erhöhen), ist zur Gewährleistung der Systemstabilität dafür zu sorgen, dass ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird. In diesem Zusammenhang ist auch der Fortschritt der Realisierungsziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu beobachten.» (Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2018, p. 60).

Die Schweizer Energieversorgung ist heute etwa zu 75% vom Ausland abhängig (BFE, 2018c). Da Strom aufwändiger zu speichern ist als Erdöl oder Kernbrennstoffe, sollte im Zuge der Elektrifizierung der Energiewirtschaft eine Diskussion über den anzustrebenden Selbstversorgungsgrad geführt werden. Je höher die Eigenversorgung, desto geringer ist das Risiko für die Schweiz in Bezug auf hohe Energiepreise und Versorgungsengpässe. Gleichzeitig steigt auch die Wertschöpfung in der Schweizer Energiebranche (Rohrer, 2016; Sperr & Rohrer, 2018b).

Das für 2050 angestrebte Ziel von 11.12 TWh Strom aus Photovoltaik und 4.26 TWh Strom aus Windenergie ist gemessen am erwarteten Strombedarf sehr tief und wird zu einer starken Importabhängigkeit der Schweiz im Strombereich führen.

Die Schweiz sollte deshalb das Energiesparen und den Ausbau der erneuerbaren Energien viel stärker vorantreiben. Das gemäss den Energieperspektiven Szenario POM für 2050 angestrebte Ziel von 11.12 TWh Strom aus Photovoltaik und 4.26 TWh Windenergie ist gemessen am zu erwartenden Strombedarf unzureichend und sollte massiv erhöht werden.

Bei den erneuerbaren Energien weist Photovoltaik mit Abstand das grösste Potential auf. Die Realisierung von Photovoltaik-Anlagen auf bestehenden Infrastrukturen ist z.B. im Gegensatz zum Bau von Windkraftwerken weitgehend unbestritten. Es wird geschätzt, dass 150 km² der Schweizer Dachflächen für die Produktion von Solarstrom geeignet sind (Nowak & Gutschner, 2011). Die besten PV-Module erreichen zurzeit eine Leistung von ca. 0.23 kW/m² (Baier, Schneider, & Heel, 2018). Bei 1'000 kWh/kWp pro Jahr ist somit eine Produktion von 34.5 TWh PV-Strom alleine auf Hausdächern möglich. Dazu kommt noch zusätzliches Potential an Fassaden, weiteren Infrastrukturen und auf Freiflächen.

5. Kurzfristiger Ausgleich von Stromproduktion und -bedarf

Eine durchschnittliche PV-Anlage im Schweizer Mittelland produziert ca. 65% des Jahresertrages im Sommerhalbjahr. Bei Windkraftwerken ist es umgekehrt. Zudem windet es an den meisten Standorten nachts mehr als tagsüber. Wind- und Solarenergie passen deshalb gut zusammen. Trotzdem muss die intermittierende Produktion dieser Energieträger mit dem effektiven Bedarf abgeglichen werden. Bei Gebäuden mit eigener Photovoltaik-Anlage sind die Anreize vom Gesetzgeber heute so gesetzt, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauch wirtschaftlich sinnvoll ist (BFE, 2018e). Durch die ständig sinkenden Batteriekosten ist es nur noch eine Frage der Zeit, bis in der Schweiz Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauches für Einfamilienhäuser wirtschaftlich betrieben werden können. Eine typische Batterie für ein Einfamilienhaus weist eine Kapazität von 5 bis 10 kWh auf und deckt damit Schwankungen und den Tag/Nacht-Ausgleich von 1 bis 2 Tagen ab.

Strombezüger aus Mehrfamilienhäusern oder aus mehreren aneinander angrenzenden Grundstücken mit Produktion von erneuerbarem Strom können sich seit 2018 zusammenschliessen und gegenüber dem Stromversorger als ein einziger Kunde auftreten. Der selbst produzierte Strom kann in diesem Zusammenschluss gespeichert und auf die Mitglieder aufgeteilt werden (BFE, 2018e). Dies führt innerhalb des Zusammenschlusses zu einem besseren kurzfristigen Ausgleich zwischen Strom-Produktion und –Bedarf und somit zu einer hohen Eigenverbrauchsquote.

Wenn diese dezentralen Speicherkapazitäten nicht genügen, stehen heute in der Schweiz 15 grössere Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2.562 GW zur Verfügung (BFE, 2018d). Bei Annahme einer Entladedauer von 12 Stunden (Hewicker et al., 2013, p. 117) entspricht dies einer Speicherkapazität von ca. 30 GWh. Dazu kommt noch die neuste und grösste Anlage, das Pumpspeicherwerk Limmern, mit einer Leistung von 1 GW und einer Speicherkapazität von 35 GWh (Koepel, 2016). Mit Nant de Drance befindet sich ein weiteres Pumpspeicherwerk mit 900 MW Leistung und ca. 20 GWh Pumpspeicherkapazität derzeit im Bau ('Nant de Drance', 2018). Die Pumpspeicherwerke haben gegenüber den Batteriespeichern eine viel höhere Kapazität von ca. 80 GWh, sodass ein Ausgleich von Fluktuationen in Produktion und Bedarf über mehrere Tage möglich ist.

In allen Speicherkraftwerken zusammen (nicht nur Pumpspeicher) kann maximal 8.83 TWh Strom gespeichert werden (BFE, 2018a), dies ermöglicht einen Ausgleich von Produktion und Bedarf auch über mehrere Wochen.

Da die Pumpspeicherkraftwerke in der höchsten Netzebene eingebunden sind, muss der Strom aus Photovoltaik-Anlagen vom Niederspannungsnetz zuerst in die höchste Spannungsebene transformiert werden. Dabei treten Verluste von ca. 5% auf. Bei der Rücktransformation in das Verteilnetz treten diese Verluste nochmals auf, sodass die Speichereffizienz in der Grössenordnung von 70% liegt. Dezentrale Batteriespeicher im Niederspannungsnetz weisen demgegenüber eine Effizienz von ca. 90% auf (Korba, 2013).

Es ist aus heutiger Sicht unklar, wie häufig die Pumpspeicherkraftwerke bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren in Anspruch genommen würden. Neben Gebäude-integrierten Speichern könnten auch die grossen Batteriespeicher in Elektromobilen im Verteilnetz dezentral zum Einsatz kommen: Neue Elektromobile weisen Batterie-Kapazitäten von 40 bis 80 kWh auf, womit Reichweiten von 300 bis 550 km ohne Nachladen möglich sind. Die durchschnittlich pro Tag im Auto zurückgelegte Distanz beträgt jedoch nur 34 km (BFS, 2017a), sodass ein Teil der Batteriekapazität somit im Normalfall problemlos für die Speicherung von Strom für Gebäude und für Systemdienstleistungen im Netz eingesetzt werden

könnte. Wenn jedes Fünfte der 4.5 Mio. Fahrzeuge dem Netz eine Speicherkapazität von 10 kWh zur Verfügung stellt, entsteht ein virtueller Gesamtspeicher mit einer Kapazität von 9 GWh für die Überbrückung von kurzfristigen Schwankungen. Damit könnte während 7.5 Stunden eine Leistung, welche dem grössten Schweizer Atomkraftwerk entspricht, ins Netz eingespeist werden (AKW Leibstadt, 1.2 GW maximale Leistung). Damit die Nutzung der Speicher in den Autos zugelassen und der Einsatz von bidirektionalen Ladestationen gefördert wird, müssten politisch jedoch die Weichen entsprechend gestellt werden. Die technische Machbarkeit der Netzintegration von Elektroautos wurde in einem Pilotversuch im Tessin bereits erfolgreich getestet (Bullo, 2018).

Für den Ausgleich von Produktion und Bedarf auf Tages- und Wochenbasis stehen sowohl energetisch als auch kostenmässig günstige Lösungen zur Verfügung.

Beim gegenwärtig geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz wird, wie bereits erwähnt, kein Strom für die saisonale Verschiebung vom Sommer in den Winter zur Verfügung stehen. Falls sehr viel mehr Photovoltaik zugebaut wird als dies die Energiestrategie vorsieht, könnte sich die Situation aber ändern. Deshalb wird im nächsten Abschnitt kurz diskutiert, wie die Schweiz mit einem allfälligen Stromüberschuss im Sommer umgehen könnte.

6. Saisonaler Ausgleich von Stromproduktion und -bedarf

Die zunehmenden Hitzeperioden führen bereits heute dazu, dass auch in der Schweiz im Sommer vermehrt Klimaanlage zur Kühlung von Gebäuden und Fahrzeugen eingesetzt werden. Der Klimawandel führt im Durchschnitt zu einer teilweisen Verschiebung des Strombedarfes vom Winter in den Sommer. Die internationale Energieagentur IEA warnt in einem Bericht, dass sich der Strombedarf für die Kühlung bis 2050 weltweit verdreifachen könnte (IEA, 2018). Eine Untersuchung des Energiebedarfes für die Beheizung und Kühlung von Gebäuden bis 2100 im Auftrag des Bundesamtes für Energie kommt zum Schluss, dass sich der Heizwärmebedarf für Gebäude wegen dem Klimawandel bis 2050 etwa um 20 bis 30% verringern wird. Gleichzeitig wird der Energiebedarf für die Gebäudekühlung im Sommer auf etwa die Hälfte des Heizwärmebedarfes steigen (BFE, 2017). Eine Prognose des Stromüberschusses im Sommerhalbjahr ist deshalb sehr schwierig. Wie könnte die Schweiz aber grundsätzlich damit umgehen?

Neben einem Ausbau des Strom-Exports im Sommer steht insbesondere die Umwandlung in synthetische Gase (Power-to-Gas) oder Flüssigkeiten (Power-to-Liquid) im Vordergrund. Die Gase könnten entweder zeitgleich z.B. in der Industrie verwendet werden oder aber saisonal gespeichert werden. Mehrere Pilotprojekte in Europa zeigen die technische Machbarkeit, die Kosten für die erzeugten Stoffe sind aber derzeit noch vergleichsweise hoch (Meier & Deutsch, 2018; Perner, Lövenich, & Unteutsch, 2018; Sperr & Rohrer, 2018a). Studien in Deutschland zeigen, dass Power-to-Gas-Technologien erst in der dritten Phase der Energiewende verbreitet zum Einsatz kommen werden, wenn der Anteil an Strom aus neuen erneuerbaren Quellen (insbesondere Windenergie und Photovoltaik) 60 bis 70% (Henning et al., 2015; Quaschnig, 2015, p. 393) bzw. mehr als 80% (Moser, Rotering, Wellßow, & Pluntke, 2013; Weitemeyer, Kleinhans, Vogt, & Agert, 2015) beträgt.

In einer Studie für die Schweiz des PSI wird davon ausgegangen, dass bei einem Ausbau der Windenergie auf 4.2 TWh und der Photovoltaik auf 19.2 TWh im Jahr 2050 ca. 14% des im Sommer insgesamt

erzeugten Stroms in synthetisches Gas umgewandelt und saisonal gespeichert wird (Panos, 2017; Panos & Kannan, 2018). Für diese Berechnungen wurden u.a. umfangreiche Stromeffizienzmassnahmen vorausgesetzt. Falls solche Massnahmen nicht umgesetzt werden, würde vermutlich nur ein kleinerer Anteil der Sommerproduktion für die saisonale Speicherung zur Verfügung stehen.

7. Fazit

Die Bedrohung durch den Klimawandel bzw. die Umsetzung des Übereinkommens von Paris verlangt von der Schweiz einen wesentlich rascheren Umstieg auf erneuerbare Energien als dies die Energiestrategie 2050 vorsieht. Dadurch wird der Stromverbrauch der Schweiz bis im Jahre 2050 voraussichtlich mindestens um die Hälfte höher sein als durch die Energiestrategie prognostiziert (95 bis 100 TWh anstatt 60 TWh). Rund 70% des Mehrverbrauches wird im Winter anfallen und damit die Differenz zwischen Produktion und Bedarf weiter erhöhen. Da auch in den umliegenden Ländern das Energiesystem transformiert werden muss, ist unklar, ob in Zukunft solche Mengen an Strom aus erneuerbaren Quellen importiert werden können. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Schweiz erscheint deshalb ein rascher Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ratsam.

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) unterscheidet heute die Vergütung nur nach Technologie und Anlagegrösse. Um die Stromproduktion im Winter speziell zu fördern, sollten rasch entsprechende finanzielle Anreize für Investitionen geschaffen werden. Zum Beispiel durch variable Rückspesisetarife, welche den im Winter produzierten Strom höher vergüten als Sommerstrom.

Die intermittierende Produktion von Photovoltaik und Windenergie gefährdet die Stabilität des Stromsystems der Schweiz auch bei einem starken Ausbau der Photovoltaik nicht. Der kurzfristige Ausgleich von Produktion und Bedarf ist schon heute mit relativ geringen Kosten technisch gut möglich (Batteriespeicher, Pumpspeicherwerke). Die saisonale Speicherung ist mit Wasser-Speicherkraftwerken und Power-to-Gas technisch ebenfalls möglich. Es ist jedoch noch offen, in welchem Umfang bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien zusätzlicher Strom für die saisonale Speicherung zur Verfügung steht. Ökonomisch gesehen ist auch die Förderung von Technologien sinnvoll, welche einen grossen Anteil des Stroms im Winterhalbjahr erzeugen und keine saisonale Speicherung benötigen. Dazu gehören insbesondere Windenergie und Photovoltaik in den Alpen, welche mehr als die Hälfte des Stromes im Winterhalbjahr erzeugen.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems ist der Ausbau von Stromsparmassnahmen und der Zubau von Photovoltaik und Windenergie das wesentlich dringendere Problem als die saisonale Speicherung von allfälligem «überflüssigem» Sommerstrom. Ohne massiven Zubau von Strom aus erneuerbaren Quellen, welcher weit über das bisher Geplante hinausgeht, wird es in der Schweiz nämlich keinen «überflüssigen» Sommerstrom geben.

8. Literaturverzeichnis

- BAFU. (2018a). Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013-2020). Bern: BAFU.
- BAFU. (2018b). Klimapolitik der Schweiz. Umsetzung des Übereinkommens von Paris. Umwelt-Info Nr. 1803, 28.
- Baier, J., Schneider, G., & Heel, A. (2018). A Cost Estimation for CO₂ Reduction and Reuse by Methanation from Cement Industry Sources in Switzerland. *Frontiers in Energy Research*, 6.
- BFE. (2016). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015. Bern: BFE.
- BFE. (2017). KlimaBau – Planen angesichts des Klimawandels. Energiebedarf und Behaglichkeit heutiger Wohnbauten bis ins Jahr 2100. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE. (2018a). Füllungsgrad der Speicherseen 2018. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE. (2018b). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017. Bern: BFE.
- BFE. (2018c). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017. Bern: BFE.
- BFE. (2018d, January 1). Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE. (2018e, April). Leitfaden Eigenverbrauch. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie.
- BFS. (2017a). Mikrozensus Mobilität und Verkehr (MZMV), 1.
- BFS. (2017b). Umweltauswirkungen. Retrieved 11 July 2018, from <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/unfaelle-umweltauswirkungen/umweltauswirkungen.html#107377010>
- BFS. (2018). Strassenfahrzeuge – Bestand, Motorisierungsgrad. Retrieved 11 July 2018, from <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeuge/fahrzeuge/strassenfahrzeuge-bestand-motorisierungsgrad.html>
- Bullo, F. (2018). Buffer batteries to maximize the use of locally produced renewable energy, especially in electric cars. Bundesamt für Energie, Bern.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. (2018, May). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018.
- Henning, H.-M., Palzer, A., Pape, C., Borggreffe, F., Jachmann, H., & Fishedick, M. (2015). Phasen der Transformation des Energiesystems. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 1/2(65), 10–13.
- Hewicker, C., Raadschelders, J., Werner, O., Ebert, M., Engelhardt, C., Mennel, T., & Verhaegh, N. (2013). Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Bonn: BFE. Retrieved from <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33125.pdf>
- IEA. (2018). *The Future of Cooling*. Paris: International Energy Agency.
- Koeppel, G. (2016). Die Rolle der Wasserkraft als Energiespeicher. Axpo Trading AG, Baden, 19.
- Korba, P. (2013). Dezentrale Erneuerbare Stromerzeugung und Speicherung. Vortrag für die Generalversammlung der Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung am 31. Mai 2013.
- Meier, U., & Deutsch, M. (2018, February 13). Die zukünftigen Kosten strombasierter Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics.
- Moser, A., Rotering, N., Wellßow, W., & Pluntke, H. (2013). Zusätzlicher Bedarf an Speichern frühestens 2020. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 130(3), 75–80. <https://doi.org/10.1007/s00502-013-0136-2>
- Nant de Drance. (2018, August 23). Retrieved 23 August 2018, from https://www.nant-de-drance.ch/de/home/?no_cache=1
- Nowak, S., & Gutschner, M. (2011). Hintergrundmaterial Photovoltaik und Windkraft zum a+ Bericht 'Lösungsansätze im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung'.

Folgen der Dekarbonisierung für das Schweizer Stromsystem

- Panos, E. (2017). Strategies for integration of variable renewable generation in the Swiss electricity system. IAAE 2017 European Conference, Vienna, 16.
- Panos, E., & Kannan, R. (2018). Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets. In G. Giannakidis, K. Karlsson, M. Labriet, & B. Ó. Gallachóir (Eds.), *Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development* (Vol. 64, pp. 155–172). Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-74424-7_10
- Perner, J., Lövenich, A., & Unteutsch, M. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. *Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics*.
- Prognos. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Basel: BFE.
- Prognos. (2013). *Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photovoltaik*. Basel: SFOE.
- Quaschnig, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation* (9., aktualisierte und erweiterte Auflage). München: Hanser.
- Sperr, N., & Rohrer, J. (2018). Die Perspektiven von Power to Gas in der Schweiz. *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie*, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.
- Steffen, W., Rockström, J., Richardson, K., Lenton, T. M., Folke, C., Liverman, D., ... Schellnhuber, H. J. (2018). Trajectories of the Earth System in the Anthropocene. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 201810141. <https://doi.org/10.1073/pnas.1810141115>
- VCS. (n.d.). Auto-Umweltliste: Fragen & Antworten. Retrieved 11 July 2018, from <http://www.autoumweltliste.ch/betriebsflotte/elektroautos/fragen-antworten.html>
- Weitemeyer, S., Kleinhans, D., Vogt, T., & Agert, C. (2015). Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. *Renewable Energy*, 75, 14–20. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.028>