








Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz

Expertengruppe «Versorgungssicherheit» –
Whitepaper

Report

Author(s):

Hug, Gabriela; Demiray, Turhan; Filippini, Massimo; Guidati, Gianfranco; Oswald, Kirsten; Patt, Anthony; [Sansavini, Giovanni](#) ; [Schaffner, Christian](#) ; [Schwarz, Marius](#) ; Steffen, Bjarne; Đukan, Mak; [Gjorgiev, Blazhe](#) ; [Marcucci, Adriana](#) ; [Savelsberg, Jonas](#) ; [Schmidt, Tobias](#) 

Publication date:

2023-05-24

Permanent link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-b-000614565>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)

Expertengruppe Versorgungssicherheit

Whitepaper

Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz

24. Mai 2023

Die wichtigsten Erkenntnisse auf einen Blick

1. Im Einklang mit den Klimawissenschaften sowie dem Pariser Abkommen muss die Schweiz bis 2050 Netto-Null-Treibhausgasemissionen erreichen. Im Zentrum stehen dabei die Netto-Null-Emissionen aus der Energienutzung.
2. Die jüngsten Ereignisse, darunter der Krieg in der Ukraine, haben jedoch die Sorge um die Versorgungssicherheit, insbesondere in den Wintermonaten, verstärkt. Dieses Whitepaper zeigt die Ergebnisse aus Studien, die hauptsächlich an der ETH Zürich durchgeführt wurden. Sie zeigen, dass sich eine vollständige Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems mit einer kontinuierlichen Versorgungssicherheit vereinbaren lässt. Die Herausforderungen dabei sind allerdings gross.
3. Forschende des ETH-Bereichs haben unabhängig voneinander Energiesystemmodelle entwickelt, um vier Energieszenarien für die Schweiz zu simulieren. Diese unterscheiden sich dahingehend, ob der Stromhandel mit Nachbarstaaten eingeschränkt ist oder nicht und eine Kompensation der verbleibenden CO₂-Emissionen im Ausland möglich ist oder nicht. Alle vier Szenarien ergeben, dass die Elektrifizierung des Transport- und Heizwesens sowohl zu einem insgesamt geringeren Energiebedarf als auch gleichzeitig einem Anstieg des jährlichen Strombedarfs von derzeit 60 TWh auf mindestens 80 TWh führt, der hauptsächlich durch eine Kombination aus heimischen erneuerbaren Energiequellen und Stromhandel zu decken wäre. Alle Szenarien kommen überdies zu dem Schluss, dass Netto-Null bei der Energieversorgung bis 2050 mach- und bezahlbar ist.
4. Um die Umstellung des heutigen Energiesystems auf Netto-Null-Emissionen technisch zu bewerkstelligen und dabei die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau zu halten, gelten als wichtigste Voraussetzungen die langfristige Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt sowie der schnelle Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen dies- und jenseits der Landesgrenzen.
5. Die Versorgungssicherheit lässt sich zudem durch den Ausbau der heimischen Stromerzeugung im Winter verbessern. Alpine Photovoltaikanlagen könnten hier eine wichtige Rolle spielen, obgleich die Investitionskosten und Auswirkungen auf die Natur noch ungewiss sind. Eine weitere Möglichkeit bietet die Kernkraft. Zwar unterstützen bestehende Kernkraftwerke die Umstellung hin zu Netto-Null, neue Reaktoren könnten aufgrund fehlender politischer Rahmenbedingungen sowie unkalkulierbarer Baukosten und -zeiten wohl aber erst nach 2050 in Betrieb gehen.

Zusammenfassung

Die zunehmenden Konzentrationen von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre, die den Klimawandel verursachen, sind eine direkte Folge unserer Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen für fast alle Aspekte der Weltwirtschaft. Um die Auswirkungen des globalen Temperaturanstiegs abzuwenden, müssen die grösstenteils vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen bis 2050 auf (Netto-)Null gesenkt werden (IPCC 2022). Dabei gehört der schrittweise Ausstieg aus fossilen Energieträgern zu den wichtigsten Ansätzen. Wie viele Staaten weltweit hat sich auch die Schweiz das Ziel gesetzt, bei ihren Treibhausgasemissionen spätestens 2050 Netto-Null zu erreichen.

Die Veränderungen im Schweizer Energiesystem in den nächsten Jahren werden darüber entscheiden, ob es dem Land gelingt, die Weichen in Richtung Netto-Null zu stellen. Gleichzeitig dauert die Energiekrise in Europa, verschärft durch den Krieg in der Ukraine, weiter an – mit noch ungewissen Auswirkungen auf die Energieversorgung im kommenden Winter. Da die Schweiz in den kalten Monaten aktuell noch stark von Strom- und Gasimporten abhängt, werden Möglichkeiten zur Sicherung anderer Versorgungsquellen diskutiert.

Das vorliegende Whitepaper beleuchtet die Frage, ob die Schweiz ihr Netto-Null-Emissionsziel bis 2050 bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung eines hohen Grads an Versorgungssicherheit erreichen kann – und unter welchen Bedingungen. Hierzu stützt sich die vorliegende Analyse auf Energiesystemmodelle der ETH Zürich, die verschiedene Szenarien einer möglichen Netto-Null-Zukunft simulieren. Übereinstimmungen in den Ergebnissen der verschiedenen Modelle liefern nützliche Hinweise auf die zentralen Bedingungen eines solchen Energiesystems. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse und anderer wissenschaftlicher Erkenntnisse inner- und ausserhalb der ETH Zürich wird anschliessend ermittelt, ob diese Bedingungen die gängigen Kriterien zur Bewertung der Versorgungssicherheit erfüllen.

Verglichen wurden die Ergebnisse verschiedener techno-ökonomischer Energiesystemmodelle, die unabhängig voneinander im ETH-Bereich entwickelt wurden. Mit diesen Modelle wurden jeweils eine Reihe von Szenarien simuliert, die sich in einigen Annahmen unterscheiden, aber alle auf ein Netto-Null-Energiesystem 2050 hinzielen (Marcucci et al., 2023). Die Ergebnisse zeigen übereinstimmend, dass der Weg dorthin zwangsläufig über die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors führt. Die wichtigsten Energiequellen sind dabei Wasser-, Sonnen- und Windkraft, Holz- und Abfallenergie sowie Gas bzw. Biogas. Auch die Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Storage, CCS) ist ein entscheidendes Element. In allen Szenarien konnte der Strombedarf durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden, der 2050 netto bei 80 – 100 TWh pro Jahr – gegenüber derzeit 60 TWh (BFE 2022b) – erwartet wird. Der Energiebedarf von Fernverkehr und Luftfahrt, deren Elektrifizierung deutlich komplizierter ist, liesse sich über Bio- und synthetische Kraftstoffe befriedigen.

Die Studien kommen zum Schluss, dass ein Netto-Null-Energiesystem möglich ist und die Schweiz auf Kurs zur Klimaneutralität bringen würde. Doch wie stände es dabei um die Versorgungssicherheit? Diese bemisst sich gemeinhin anhand der ununterbrochenen Verfügbarkeit von Energie zu bezahlbaren Preisen (IEA 2023; BFE 2023d). Darüber hinaus erachten wissenschaftliche Studien auch spezifischere Kriterien wie eine Diversifizierung der Versorgungsquellen (Grams et al., 2017; Pfenninger et al., 2014), die Unabhängigkeit von Importen (Blumer et al., 2015) sowie eine verlässliche Versorgungsinfrastruktur (Lilliestam & Ellenbeck, 2011) als wesentlich.

Hinsichtlich der ununterbrochenen Verfügbarkeit kommen die hier verglichenen Modelle wie auch andere Studien (BFE 2022a) zum Schluss, dass der uneingeschränkte Zugang zum europäischen Strommarkt auch künftig eine zentrale Rolle für das Schweizer Energiesystem spielt. Denn ebenso wie die Energiesysteme anderer europäischer Länder ist dieses in seiner heutigen Form das Ergebnis der jeweils zur Verfügung stehenden Energiequellen, aus denen sich innerhalb Europas Synergien gebildet haben, die durch den europäischen Energie- und speziell den

Stromhandel genutzt werden. Wie die Schweiz planen auch die EU-Mitgliedstaaten, ihre Energiesysteme zur Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen umzustellen. Somit wird das Stromsystem zusammen mit dem Stromhandel zur Grundlage für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage der unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen, die in unterschiedlichen Ländern zu unterschiedlichen (Jahres-)Zeiten verfügbar sind. Ein vornehmlich auf erneuerbaren Quellen basierendes europaweites Energiesystem wäre unter Voraussetzung eines funktionierenden Stromhandels in der Lage, die erforderliche ununterbrochene Verfügbarkeit zu gewährleisten.

Was die Bezahlbarkeit angeht, so hat die Dekarbonisierung des Energiesystems zwar ihren Preis, bringt jedoch auch Vorteile nebst der Versorgungssicherheit mit sich. Unter der Prämisse, dass ein hoher Grad an Versorgungssicherheit sowie ein funktionierender Energiehandel mit den Nachbarländern erreicht werden, gehen die techno-ökonomischen Modelle davon aus, dass sich die Kosten der Schweizer Energiewende auf zusätzlich CHF 380 – 600 pro Kopf und Jahr belaufen (Guidati & Marcucci 2023; Panos et al. 2021; BFE 2021a) oder sogar, je nach Annahme, zu Einsparungen führen könnten (Balmer et al., 2022). Bisher berücksichtigt noch keine Simulation die Vorteile geringerer Treibhausgas- und Schadstoffemissionen. Doch die Verbesserung von Luft-, Wasser- und Bodenqualität sowie eine grössere Biodiversität – um nur einige Beispiele zu nennen – wird der Gesellschaft auch wirtschaftlich einen Vorteil bringen. Diese potenziellen Einsparungen könnten die Kosten einer dekarbonisierten Energieversorgung bei Weitem übersteigen (Karlsson et al., 2020).

Den Faktoren Diversifizierung, Importunabhängigkeit und Infrastruktur trägt die Transformation des Schweizer Energiesystems durch die Reduzierung fossiler Energieträger sowie den Ausbau verschiedener erneuerbarer Quellen Rechnung. Mit abnehmender Abhängigkeit von Einfuhren fossiler Brennstoffe sinkt auch das Risiko von Versorgungsunterbrechungen aus monopolisierten Bezugsquellen, wie sie derzeit bei Erdgaslieferungen aus Russland auftreten. In Kombination mit einer dezentralisierten Strominfrastruktur, die weniger schadensanfällig als die Versorgung mit fossilen Energieträgern ist (Lilliestam & Ellenbeck, 2011), würde dies zu einer Stärkung der Versorgungssicherheit führen. Die Netto-Null-Szenarien zeigen, dass die Abhängigkeit der Schweiz von importierten erdölbasierten Produkten von derzeit jährlich 120 – 130 TWh auf 20 – 25 TWh – hauptsächlich in Form von Kerosin – sinken könnte (Guidati & Marcucci, 2023). Auf Erdgaseinfuhren könnte bei einem uneingeschränkten Zugang zum EU-Strommarkt vollständig verzichtet werden. Daher muss die Schweiz für eine erfolgreiche Energiewende in den europäischen Strommarkt integriert sein, wo die vielfältigen und variierend verfügbaren erneuerbaren Quellen des Kontinents einander ausgleichen und allen Beteiligten Vorteile bringen (BFE 2022a). Ein solch langfristiges, verbindliches Abkommen ist jedoch weniger eine technische Herausforderung, als vielmehr eine Frage der politischen Verantwortung.

Doch auch bei einer guten Integration der Schweiz ins europäische Stromsystem wird das Land wohl im Winter noch stärker auf Stromimporte angewiesen sein. Verbessern lässt sich die Versorgungssicherheit daher durch den Ausbau von Technologien, die insbesondere im Winter Strom produzieren – oder sparen – wie Windenergie, alpine Photovoltaik, saisonale Wärmespeicher oder Kernkraft.

Die vor allem im Winterhalbjahr effiziente alpine Photovoltaik könnte Schätzungen zufolge jährlich 45 – 300 TWh beisteuern (Dujardin et al. 2022; Meyer et al. 2023). Aufgrund der ungewissen Auswirkungen auf die Natur könnte ein gangbarer Kompromiss darin bestehen, entsprechende Anlagen nur in der Nähe bereits erschlossener Regionen wie Skigebiete oder Staudämme zu bauen. Dies würde jährlich 5 TWh einbringen, wovon 2 – 3 TWh in der kalten Jahreszeit produziert würden (Meyer et al., 2023).

Eine weitere Möglichkeit zur Aufstockung der heimischen Stromerzeugung bietet die Kernkraft. Allerdings sind die Kosten und Bauzeit neuer Kernkraftwerke in der Schweiz nur schwer abschätzbar (IAEA 2023; Rothwell, 2022) und die politischen Rahmenbedingungen sind nicht gegeben. Daher ist vor 2050 kaum mit der Inbetriebnahme neuer Kernkraftwerke zu rechnen. Die aktuellen Reaktoren am Netz zu lassen, solange sie als sicher gelten und wirtschaftlich betrieben werden können, kann die Schweiz jedoch bei der Dekarbonisierung bis 2050 unterstützen und auch im Winter einen beträchtlichen Anteil (30 – 40%; BFE 2022b) zur erforderlichen Stromversorgung beitragen.

Zusammenfassend kommt diese qualitative Analyse auf Basis quantitativer Modellergebnisse zu dem Schluss, dass die Umstellung des aktuellen Schweizer Energiesystems auf Netto-Null-Emissionen bei gleichzeitiger Gewährleistung eines unverändert hohen Grades der Versorgungssicherheit technisch machbar ist. Als wichtigste Voraussetzungen gelten dabei die langfristige Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt sowie der schnelle Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen dies- und jenseits der Landesgrenzen. So liessen sich europaweit Diskrepanzen zwischen Stromangebot und -nachfrage ausgleichen, um eine ununterbrochene Energieversorgung zu gewährleisten. Zudem lässt sich die Versorgungssicherheit der Schweiz durch den Ausbau von saisonalen Energiespeichern und Technologien wie alpine Photovoltaik oder Windkraft weiter steigern, um den Bedarf an Stromimporten im Winter zu senken. Die Umstellung ist zwar durchaus mit Kosten verbunden, bringt jedoch auch zahlreiche Vorteile mit sich. Es gilt, beides in der Debatte um die Eindämmung des Klimawandels abzuwägen. Gelingt es, bis zur Mitte des Jahrhunderts die weltweiten Treibhausgasemissionen zu reduzieren und die Durchschnittstemperaturen auf der Erde zu stabilisieren, sind die Vorteile weit grösser als die Versorgungssicherheit: So wären unter anderem eine verbesserte Luft-, Wasser- und Bodenqualität sowie grössere Ernährungssicherheit für den Menschen und alle anderen Lebewesen, mit denen wir unseren Planeten teilen, zweifelsohne von höchstem Wert.

1. Einleitung

Der jüngste Bericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zeigt unmissverständlich auf, dass die Treibhausgasemissionen innerhalb dieses Jahrzehnts um die Hälfte reduziert werden und bis 2050 Netto-Null erreichen müssen, wenn die mit hoher Wahrscheinlichkeit für Mensch und Natur katastrophalen Folgen des Klimawandels verhindert werden sollen (IPCC 2022). «Netto-Null» bezeichnet dabei die Kompensierung unvermeidbarer Emissionen unter anderem aus Landnutzung, Landwirtschaft und Luftfahrt durch die Implementierung entsprechender biologischer und technischer Massnahmen. Der Grossteil der vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen stammt aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, das heisst, der Verbrauch fossiler Energieträger muss schnell und vollständig eingestellt werden (Hug et al., 2022).

Noch vor 20 Jahren erschien dies ein Ding der Unmöglichkeit, da Alternativen zu fossilen Brennstoffen nicht existierten oder unerschwinglich waren. Als beispielsweise Deutschland im Jahr 2000 die Einspeisevergütung für Solarstrom aus Photovoltaikanlagen einführte, musste der Tarif auf über €0.50 pro kWh festgelegt werden, um überhaupt Investitionen anzureizen. Hier hat sich einiges geändert: Die Gestehungskosten für Solarstrom sind seither um über 90% gefallen. Gleichzeitig treten erneuerbare Energien durch die Elektrifizierung von Verkehrs- und Heizsystemen zunehmend an die Stelle fossiler Energieträger. Die Gesamtbetriebskosten – also für Anschaffung und Betrieb – batteriebetriebener Elektrofahrzeuge sind mittlerweile niedriger als bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (Guo et al., 2022; Noll et al., 2022) und Wärmepumpen sind weit verbreitet. Zudem beginnt auch die Herstellung flüssiger Treibstoffe für die Luftfahrt aus Wasser, direkt aus der Luft entnommenem Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Solarenergie Fuss zu fassen (z. B. Schäppi et al. 2021).

Nichtsdestoweniger gilt es noch grosse Herausforderungen zu meistern, wenn die Welt – und die Schweiz – gänzlich auf fossile Energieträger verzichten will: Zunächst ist die Speicherung von Strom erheblich komplizierter als die von fossilen Brennstoffen, was den Ausgleich von Angebot und Nachfrage vor dem Hintergrund unregelmässiger Energiequellen wie Sonne und Wind erschwert. Zweitens gestaltet sich auch der Transport von Strom über grosse Entfernungen ungleich schwieriger als der von fossilen Brennstoffen. Statt Kohle und Erdöl einfach zu verschiffen, sind Stromleitungen notwendig. Hiermit eng verknüpft ist drittens, dass ein international vernetztes Stromsystem sowie die zugehörigen Handelsabkommen überaus komplex sind.

Diese Herausforderungen scheinen die Schweiz in besonderem Masse zu treffen. Die geografischen Bedingungen sind gut für die Stromerzeugung mittels Wasserkraft und ausreichend gut für Solarstromerzeugung, die aber beide im Sommer ergiebiger sind als im Winter. Im Winter wiederum lässt sich mit Windenergie als natürlicher Ergänzung zum Solarstrom mehr produzieren. Allerdings sind Genehmigungsverfahren für Windturbinen in der Schweiz bisher extrem langwierig, während die Windgeschwindigkeiten nicht an diejenigen in anderen Ländern heranreichen – auch wenn die Schweiz durchaus auch über windreiche Regionen verfügt. Daher erweist sich die heimische Windenergie als weniger wirtschaftlich als andernorts. Während die Europäische Union (EU) aus Windkraft doppelt so viel Strom wie aus Solaranlagen gewinnt, ist die Lage in der Schweiz umgekehrt und deutlich extremer ausgeprägt: So produziert sie 20-mal mehr Strom aus Sonnenenergie als aus Windkraft (Eurostat, 2021; BFE 2022c). Attraktive Standorte zur Windstromerzeugung in Europa liegen über 1000 km entfernt und erfordern den Bau von Fernleitungen. Darüber hinaus hat die EU zwar ihre Gesetzgebung weiterentwickelt, um den Stromhandel zwischen ihren Mitgliedstaaten stärker zu fördern und damit die Energiewende voranzutreiben – doch die Schweiz gehört nicht zur EU. Ohne ein bilaterales Abkommen, das ihr einen ähnlichen Status wie den EU-Mitgliedstaaten einräumen würde, dürften die Möglichkeiten der Schweiz für den Stromhandel mit ihren europäischen Nachbarn künftig weiter eingeschränkt bleiben.

Die Sorge um die Versorgungssicherheit stellt ferner frühere Entscheidungen infrage und befeuert neue Konflikte. Volksinitiativen und Referenden legen den Schweizer Stimmberechtigten nahe, die Option der Kernkraft noch einmal zu überdenken oder das vom Parlament verabschiedete Netto-Null-Emissionsziel für 2050 aufzuheben (Schweizer Bundesrat 2022a). Schliesslich gibt es Stimmen, wonach die Schweiz den Ausbau neuer Energiequellen insbesondere für den Winter priorisieren und vor gesellschaftliche Ziele wie den Schutz wichtiger Wassereinzugsgebiete oder unberührter Landschaften stellen müsse, um den erforderlichen Grad an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Das vorliegende Whitepaper gibt einen Überblick über die wissenschaftlichen Erkenntnisse, hauptsächlich aus Studien der ETH Zürich, die für die aktuelle Versorgungssicherheitsdebatte von Relevanz sind. Vor allem soll der Frage nachgegangen werden, ob es nach derzeitigem wissenschaftlichem Kenntnisstand möglich ist, im Zuge der tiefgreifenden Umstrukturierung des Energiesystems hin zu nicht-fossilen Energieträgern ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Welche Bedingungen und Investitionen sind erforderlich, um bei anhaltend hoher Versorgungssicherheit eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen? Und welche in den nächsten Jahren anstehenden Entscheidungen werden ausschlaggebend dafür sein, ob der Schweiz die Dekarbonisierung bei fortgesetzter Versorgungssicherheit gelingt?

2. Versorgungssicherheit in der Schweiz heute

In einer Zukunft mit erneuerbaren Energien anstelle fossiler Brennstoffe bildet das Stromsystem das Rückgrat des Energiesystems. Derzeit generiert die Schweiz rund 60% ihres Stroms aus Wasserkraft (in Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken gleichermassen), etwa 30 – 40% aus Kernkraft und den Rest in Wärmekraftwerken (v. a. Kehrlichtverbrennung) und mit erneuerbaren Energien (BFE 2022b). Die Wasserkraft deckt nicht nur einen Grossteil der Stromnachfrage in der Schweiz ab – Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke können auch flexibel betrieben und zur Speicherung genutzt werden. Wasserkraft ist jedoch nicht ganzjährig gleichbleibend verfügbar, da Wasser in der kalten Jahreszeit in Form von Schnee und Eis gebunden wird und Speicherseen sich über den Winter hinweg langsam leeren, um sich im Frühjahr wieder mit Schmelzwasser zu füllen. Zusammen mit einem insgesamt niedrigeren Strombedarf im Sommer führt dies dazu, dass die Schweiz in den warmen Monaten zum Nettoexporteur von elektrischer Energie wird (über die letzten zehn Jahre hinweg durchschnittlich ca. 5 TWh im Jahr¹; BFE 2023a). Im Winter hingegen ist die Lage umgekehrt: Dann werden der höhere Verbrauch und die geringere Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Nettostromimporte kompensiert (über die letzten zehn Jahre hinweg durchschnittlich ca. 4 TWh im Jahr; BFE 2023a). Bislang konnte der Strommangel im Winter über Nachbarländer, insbesondere Deutschland, Frankreich und Österreich, gedeckt werden (Abbildung 1).

¹ Die Werte der Nettoexporte im Sommer und Nettoimporte im Winter wurden auf Basis von Monatsdaten zu Stromimporten und -exporten in den Jahren 2012 bis 2022 errechnet (BFE 2023a). Dafür wurden die Im- und Exporte für das Sommerhalbjahr (April bis September) und das Winterhalbjahr (Oktober bis März) addiert. Nach Abzug der Gesamtexporte von den -importen im Sommer bzw. Winter ergeben sich die Nettoimport- bzw. -exportwerte für das entsprechende Halbjahr. Daraus wurde der Durchschnitt für die vergangenen zehn Jahre errechnet.

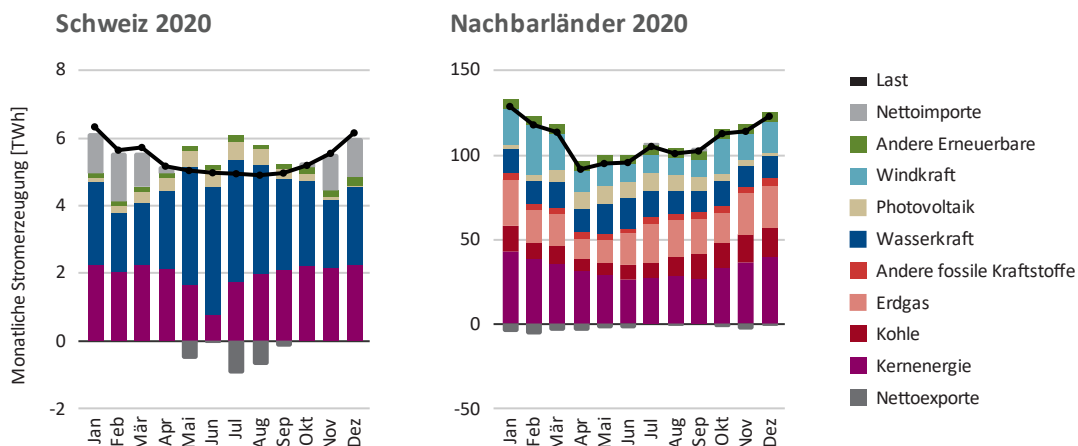


Abbildung 1. Monatliche Stromerzeugung und -last aus dem Jahr 2020 in der Schweiz (links) sowie in Nachbarländern (DE, IT, FR und AT aggregiert; rechts); Daten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), abgerufen über Energy Charts (Energy Charts, 2023b).

Im Jahr 2022 führten drei Kernfaktoren zu einer prekären Lage im Energieversorgungssystem: (1) Durch den verhältnismässig trockenen Winter 2021/2022 und Sommer 2022 fiel der Zufluss in die Speicherseen geringer aus als üblich, was durch die zusätzliche Gletscherschmelze aufgrund der hohen Temperaturen im Sommer teilweise kompensiert wurde. (2) Aufgrund von Korrosionsproblemen musste ein Grossteil (bis zu 50 %) der französischen Kernkraftwerke – darunter auch neuere Anlagen – ausser Betrieb genommen werden (Abbildung 2). Infolge dieser unplanmässigen Ausfälle erzeugte Frankreich erheblich weniger Strom und musste zu Zeiten, in denen das Land normalerweise Strom exportiert, Strom importieren (World Nuclear Association, 2023). (3) Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine führte zur Drosselung der Gaslieferungen nach Europa. Obwohl die Schweiz selbst Gas nicht direkt zur Stromerzeugung einsetzt, bot dies Anlass zu grosser Sorge, da Deutschland, das im Winter Strom in die Schweiz exportiert, rund 15% seiner elektrischen Energie in Gaskraftwerken erzeugt (Statistisches Bundesamt, 2023). Erdgas wird zudem häufig zu Heiz- und Industriezwecken – vor allem in Hochtemperaturprozessen – verwendet. Da die Schweiz über keine signifikanten Gasspeicher verfügt, ist sie auf Importe aus ihren Nachbarländern angewiesen. Zusammen führten diese Umstände auf den europäischen Stromgrosshandelsmärkten für einige Monate zu extrem hohen Strompreisen mit Preissteigerungen zwischen Juli 2021 und September 2022 von mehr als 500% - ein klares Zeichen für einen bestehenden Engpass.

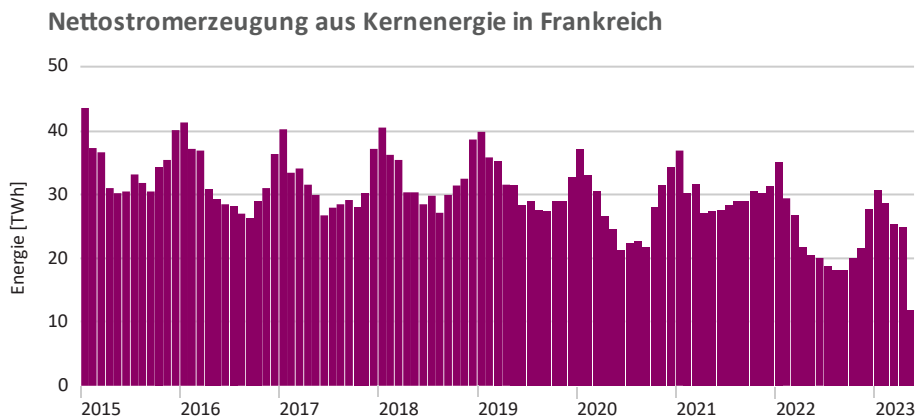


Abbildung 2. Nettostromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich von 2015 bis heute; Daten von ENTSO-E, abgerufen über Energy Charts (Energy Charts, 2023a).

Im Frühjahr 2023 hat sich die Lage nun etwas entspannt. Die Speicherseen sind nicht nur voller als durchschnittlich, sondern verzeichnen sogar Rekordstände (Abbildung 3; BFE 2023b). Einer der Hauptgründe hierfür ist, dass vor allem im Zuge des ungewöhnlich warmen Winters 2022/23 der Energiebedarf in den kalten Monaten niedriger als üblich ausfiel und die jüngst vom Bundesrat eingerichtete Wasserkraftreserve (Schweizer Bundesrat 2022c) etwas Wasser zurückgehalten haben mag. Rekordfüllstände verzeichnen auch die europäischen Gasspeicher (ENTSOG 2023). Dies lässt sich vor allem darauf zurückführen, dass die EU ihre Gasquellen im Jahr 2022 diversifiziert und über 130 Milliarden Kubikmeter Flüssigerdgas (LNG) importiert hat – was verglichen mit der Einfuhr von 80 Milliarden Kubikmetern im Jahr 2021 eine Steigerung von 60% darstellt (IEA 2022). Darüber hinaus hat der milde Winter auch die Lage beim Gas entspannt.

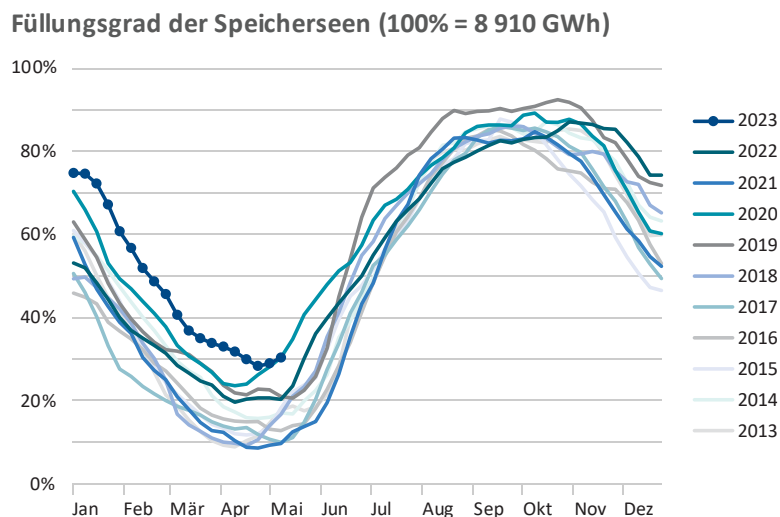


Abbildung 3. Derzeitige Füllstände der Speicherseen in der Schweiz verglichen mit früheren Jahren; angepasste Abbildung vom Bundesamt für Energie (BFE 2023b).

Während die Gefahr eines Strom- oder Gasengpasses für das Frühjahr 2023 wohl abgewendet werden konnte, liegt der Winter 2023/24 weiterhin im Ungewissen. Die Schweiz hat eine Reihe an Notfallmassnahmen eingeführt, die auch für den kommenden Winter gelten. Hierzu gehören die Einrichtung einer Wasserkraftreserve – die für den Winter 2022/23 zurückgehaltenen

400 GWh wurden am 15. Mai 2023 freigegeben (Schweizer Bundesrat 2022b) –, Kauf und Installation von Reservekraftwerken mit Gasbetrieb – etwa die neue Anlage mit 250 MW in Birr – sowie der Aufbau einer Flotte von Notstromaggregaten. Diese Massnahmen sollen nur in Notlagen greifen. Das Gaskraftwerk in Birr ist nur vorübergehend in Betrieb und soll 2026 wieder geschlossen werden. Auf europäischer Ebene wäre eine zu starke Leerung der Gasspeicher riskant, da Importquellen – aus Russland und über LNG-Terminals – nach wie vor nur begrenzt verfügbar sind. Es könnte daher schwierig werden, die Speicher über den Sommer wieder zu füllen, was wiederum die Versorgungssicherheit im nächsten Winter in Gefahr brächte. Eine koordinierte Planung der Gasnutzung könnte den betroffenen Ländern helfen, künftige Herausforderungen aus dem Gasversorgungsengpass zu meistern (Mannhardt et al., 2023). Diese sind durchaus effektive und sinnvolle Massnahmen für Notfallsituationen, jedoch keineswegs als langfristige Lösung gedacht und ausgelegt.

3. Möglichkeiten zur Dekarbonisierung des Schweizer Energiesystems bis 2050

Eine mittel- bis langfristig tragbare Lösung bestände darin, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz, wie vom Schweizer Bundesrat beschlossen, rasch auszubauen (Schweizer Bundesrat 2019). Dabei ist die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen sowie das Erreichen von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bei gleichbleibend stabiler Versorgungssicherheit eine Herausforderung. Hierzu liefert eine aktuelle Studie, die verschiedene Energiesystemmodelle vergleicht (Marcucci et al., 2023), nützliche Einblicke.

Verwendet wurden computergestützte Modelle von Energiesystemen, die auf der Grundlage verschiedener Annahmen zu bestimmten Parametern eines Energiesystems unterschiedliche Szenarien simulieren, um mögliche Technologie- und Kostenentwicklungen zu beurteilen. Zwar erweist sich dieser Ansatz zur Analyse künftiger Trends und Entwicklungen als nützlich, doch weisen die Modelle Einschränkungen auf, da sie nicht zu 100% die komplexe Realität abbilden und damit auch keine belastbaren Vorhersagen liefern können. Daher sind die gewonnenen Zahlen mit Vorsicht zu verwenden und können lediglich denkbare Funktionsweisen künftiger Energiesysteme sowie die Grössenordnung von Energieangebot und -nachfrage aufzeigen.

Die Studie vergleicht die Ergebnisse verschiedener Netto-Null-Szenarien für die Schweiz auf Basis von fünf techno-ökonomischen Energiesystemmodellen, die anhand aktueller und möglicher künftiger Energietechnologien die wirtschaftlichste Lösung für ein bestimmtes Ziel – hier ein Energiesystem mit Netto-Null-Emissionen – finden sollen. Die vier Szenarien wurden anhand der Dimensionen «Klimapolitik» und «Energemarktintegration» definiert (Marcucci et al., 2023). Der Faktor Klimapolitik betrachtet dabei das Schweizer Klimaziel, bis 2050 mit oder ohne Kompensationen aus dem Ausland Netto-Null zu erreichen. Die Komponente Marktintegration wiederum berücksichtigt eine hohe bzw. niedrige Integration des Schweizer und internationalen Energiemarkts bei Strom, Bio- und synthetischen Kraftstoffen sowie Wasserstoff. Die Studie geht von einer Senkung der energiebedingten Emissionen auf unter null aus, um die unvermeidlichen Emissionen aus Landwirtschaft und Industrie zu kompensieren (Marcucci et al., 2022).

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Sektoren Transport und Wärme weitgehend elektrifizieren lassen und die Gesamtnachfrage nach Elektrizität durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann (Abbildung 4). Bereiche, deren Elektrifizierung komplizierter ist, wie Warentransporte über Langstrecken, Luftfahrt und Hochtemperaturanwendungen in der Industrie, können mit Bio- oder synthetischen Kraftstoffen versorgt werden. Aufgrund der

Elektrifizierung dürfte der jährliche Nettostrombedarf 2050 bei zwischen 80 – 100 TWh gegenüber heute 60 TWh liegen (BFE 2022b). Obwohl die Fachwelt künftig mit einem deutlich höherem Elektrizitätsbedarf als derzeit rechnet, wird dieser durch den reduzierten Einsatz fossiler Brennstoffe kompensiert. Dies ist hauptsächlich geringeren Umwandlungsverlusten und einem trotz steigender Nachfrage nach Energiedienstleistungen rückläufigen Energiebedarf zu verdanken (Abbildung 5). Der erforderliche Strom wird dabei vor allem aus Wasser-, Solar- und Windkraft, Holz- und Abfallenergie sowie Gas- bzw. Biogas erzeugt – wenn nötig mit der gleichzeitigen Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff (CCS). Unter Berücksichtigung der verschiedenen Annahmen – die detaillierte Beschreibung findet sich in Marcucci et al. (2022) – und den Einschränkungen der Modelle – so lassen sich etwa technologische Entwicklungen und künftige Kostenrückgänge bei kohlenstoffarmen Technologien schwer prognostizieren (s. dazu Abschnitt 4.6) – wird aufgezeigt, dass die Elektrifizierung des Grossteils heutiger Energieanwendungen und die Bereitstellung des erforderlichen Stroms durch erneuerbare Quellen möglich sind. Je nach Integrationsgrad in den europäischen Strommarkt wird die Schweiz einen Teil ihres Elektrizitätsbedarfs durch Importe decken können. In den auf begrenzten Stromeinfuhren basierenden Szenarien kommen alle Modelle zu dem Ergebnis, dass sich die erforderliche Energie durch Importe von Erdgas (mit CCS), Biogas oder Wasserstoff anstelle von Strom beziehen lässt.

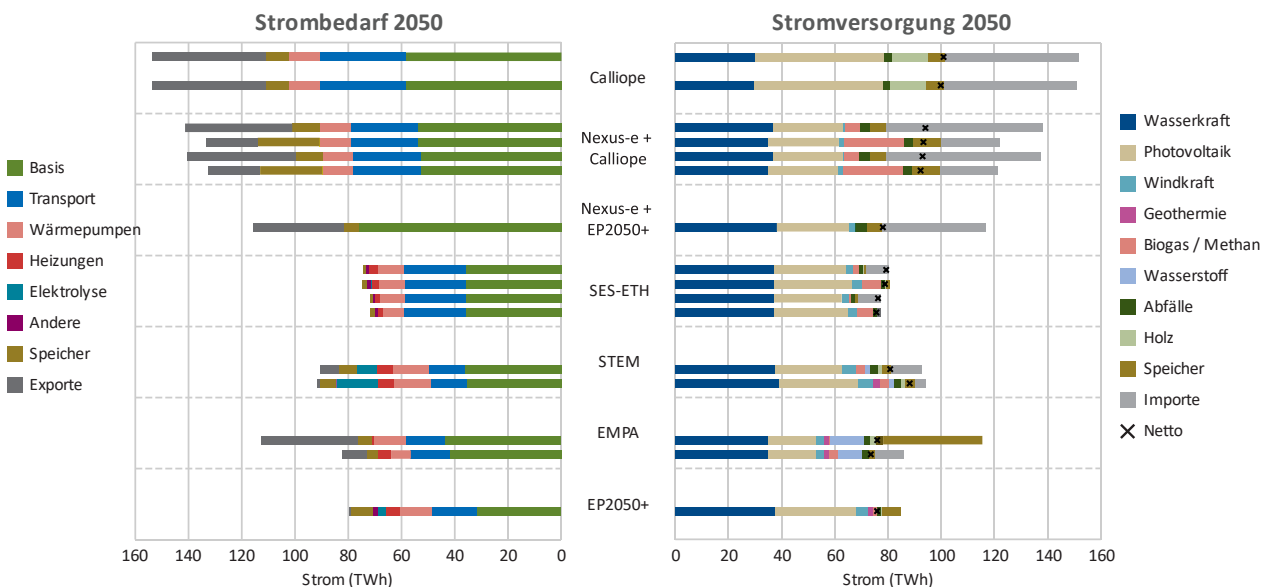


Abbildung 4. Modellergebnisse des jährlichen Strombedarfs (links) und der Stromversorgung (rechts) im Jahr 2050 in den vier Szenarien; Szenarioanalyse mit den Energiesystemmodellen SES-ETH (SWEET-CROSS, 2022), Calliope (Pfenninger & Pickering, 2018), Nexus-e (ESC 2023), STEM (PSI 2023) und EMPA (Balmer et al., 2022). EP2050+ bezieht sich auf das ZERO-Basis-Szenario der Energieperspektiven 2050+ (BFE 2021a) Nexus-e + Calliope und Nexus-e + EP2050+ bezieht sich auf Nexus-e mit Annahmen aus dem Calliope-Modell bzw. den Energieperspektiven 2050+.

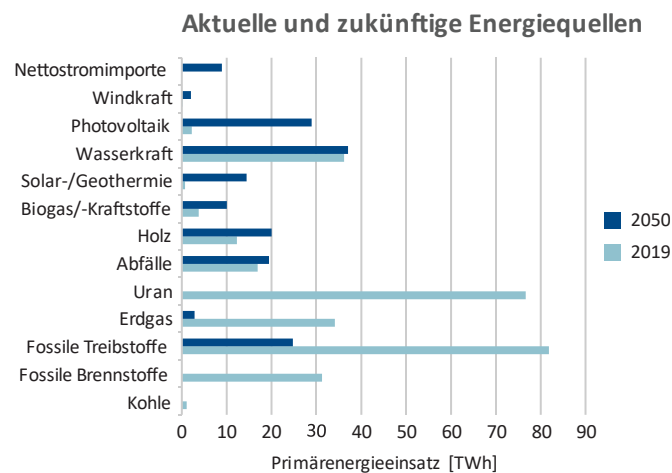


Abbildung 5. Energiequellen in den Jahren 2019 (BFE 2020) und 2050 (Guidati & Marcucci, 2023); Berechnung mit dem Energiesystemmodell SES-ETH (SWEET-CROSS, 2022).

Allen Modellen und Szenarien für das künftige Schweizer Energiesystem gemein ist die Bedeutung, die dem Stromhandel mit den europäischen Nachbarn zukommt. Wie bereits beschrieben, fallen Nettoimporte hauptsächlich im Winterhalbjahr von Oktober bis März an, wenn die Stromnachfrage am höchsten ist, wohingegen sich das Sommerhalbjahr von April bis September durch Nettoexporte auszeichnet, wenn die Schweizer Eigenproduktion zur Hochform aufläuft. Bis 2050 dürften die winterlichen Nettoimporte aufgrund der steigenden Stromnachfrage durch die Elektrifizierung der Wärme- und Verkehrssektoren sowie der massiven Förderung von Investitionen in Photovoltaik-Dachanlagen sogar zulegen. Da offenbleibt, inwiefern Stromimporte künftig möglich sein werden, sollte die inländische Stromerzeugung weiter ausgebaut werden. Dabei könnten alpine Photovoltaik (PV) (siehe Abschnitt 5.1) und Windkraft, auf die die Hälfte bzw. zwei Drittel des in den Wintermonaten erzeugten Stroms entfallen, Teil der Lösung sein. Darüber hinaus könnten Saisonspeicher wie Wärmespeicher den Bedarf an Heizstrom (siehe Abschnitt 4.5) in der kalten Zeit reduzieren. Trotzdem dürfte die Schweiz aus rein technischer Sicht Strom im Winter auch weiterhin mit hoher Wahrscheinlichkeit importieren können, da die Szenarien für Nachbarländer basierend auf deren jeweiligen Energiestrategien einen anderen Ansatz gegenüber Netto-Null-Emissionen als den der Schweiz aufzeigen (Abbildung 6). Während sich PV-Strom auch bei den Schweizer Nachbarn als wichtiger Baustein erweisen wird, liefern Wind- und Kernkraft ebenfalls grosse Anteile an der Gesamtproduktion.

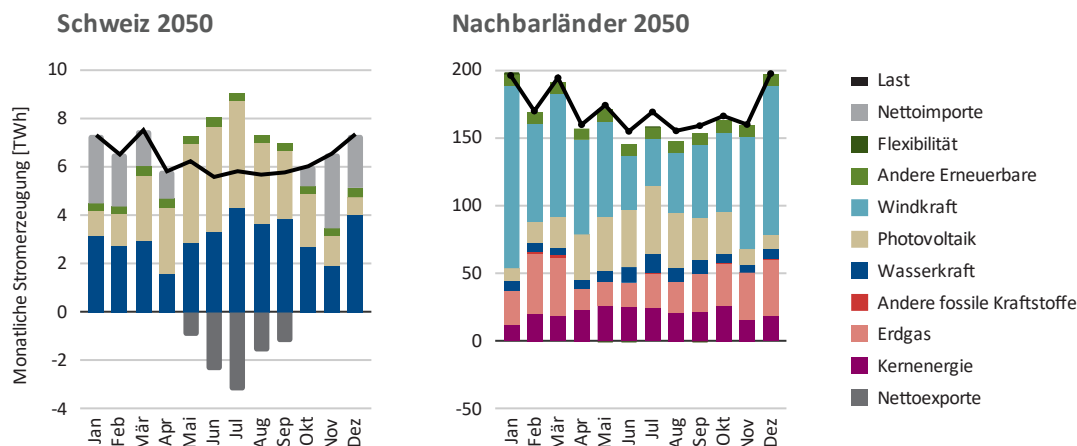


Abbildung 6. Szenario-Ergebnisse für die monatliche Stromerzeugung und -last im Jahr 2050 in der Schweiz (links) sowie in Nachbarländern (DE, IT, FR und AT aggregiert; rechts); Daten aus Nexus-e-Szenarien (ESC 2023).

4. Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem

Aus technischer Sicht scheint ein Energiesystem, das keine Treibhausgase ausstösst und somit den Schweizer Klimazielen entspricht, machbar. Aber wie steht es um die Versorgungssicherheit? Der folgende Abschnitt definiert zunächst den Begriff der Versorgungssicherheit, um anschliessend die wichtigsten Faktoren im Kontext eines Netto-Null-Energiesystems zu erörtern.

4.1. Was ist Versorgungssicherheit?

Die meisten Behörden, darunter die Internationale Energieagentur (IEA) und das Bundesamt für Energie (BFE), definieren Versorgungssicherheit als die ununterbrochene Verfügbarkeit der gewünschten Energieformen für die Verbraucher zu einem bezahlbaren Preis (IEA 2023; BFE 2023d). Beide Aspekte – Kontinuität und Preis – sind wichtig, da sie Energieverbrauchern eine langfristige Planung ihrer Energienutzung ermöglichen.

Die meisten Einschätzungen gehen, wie auch dieses Whitepaper, davon aus, dass ein vollständig dekarbonisiertes Energiesystem von einem hohen Anteil an Elektrifizierung – etwa im Bereich Heizung und Verkehr – und einem hohen Anteil intermittierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Wind- und Sonnenenergie, geprägt sein wird. Im Gegensatz zu einem System mit überwiegend leicht speicherbaren fossilen Energieträgern besteht die Herausforderung zur Erreichung einer hohen Versorgungssicherheit in einem kohlenstofffreien System darin, Art und Standort der Versorgungsinfrastruktur so zu planen, dass systembedingte Schwankungen der Stromerzeugung weitestgehend mit den Schwankungen der Nachfrage übereinstimmen. Dadurch reduziert sich der Bedarf an Überkapazitäten für die Stromerzeugung oder – speziell saisonalen – Energiespeichern, die die Effizienz des Systems herabsetzen und mit hohen Zusatzkosten verbunden wären.

Der Schlüssel liegt in der Diversifizierung. Hier gilt es in erster Linie, die relativen Kapazitäten von Sonnen-, Wind- und Wasserkraft sowie anderer Optionen wie Biomasse und Kehrlichtverbrennung zu analysieren. Darüber hinaus kann aber auch die geografische Diversifizierung eine wichtige

Rolle spielen. Die Schwankungen intermittierender Versorgungsquellen wie Wind- und Solarkraft lassen sich bei ausgewogener Diversifizierung über Gebiete, die sich über synoptische Wettersysteme hinaus erstrecken (rund 500 km Durchmesser), beträchtlich abmildern (Grams et al., 2017; Pfenninger et al., 2014). In Tagen und Wochen, in denen über der Nordsee hohe Windgeschwindigkeiten herrschen, weht über dem Balkan zum Beispiel kaum Wind und umgekehrt. Durch die Verringerung der Versorgungsschwankungen muss wiederum weniger Energie gespeichert werden, was sich auf die Bezahlbarkeit der Versorgungssicherheit auswirkt. Für die Schweiz, die kleiner ist als synoptische Wettersysteme, bedeutet dies zwangsläufig ein gewisses Mass an internationaler Zusammenarbeit.

In den Medien wird Versorgungssicherheit jedoch häufig mit der heimischen Produktion und einer daraus abgeleiteten Unabhängigkeit von Importen gleichgesetzt. Befragungen haben ergeben, dass die Mehrheit der Schweizer Energieverbraucher die inländische Stromerzeugung als den wichtigsten Faktor für die Versorgungssicherheit betrachten (Blumer et al., 2015) – eine Ansicht, die einschlägigen Berichten aus anderen Ländern zufolge nicht auf die Schweiz beschränkt ist. Sie scheint sich auf zwei Hypothesen zu stützen. Zunächst geht man davon aus, dass Energie im Bedarfsfall in erster Linie aus nahegelegener Produktion bezogen werden kann – im Fall der Schweizer Verbraucher aus der Schweiz. Diese Annahme steht im Einklang mit den Ergebnissen einer aktuellen Umfrage, nach der die Befürwortung eines beschleunigten Ausbaus der heimischen Solar- und Windenergie in Folge des Kriegs zwischen Russland und der Ukraine und der damit verbundenen unsicheren Öl- und Erdgasversorgung um fast 30% gestiegen ist (Steffen & Patt, 2022). Allgemein herrscht die Meinung, dass andere Länder bei ihren politischen Entscheidungen die Versorgungssicherheit der Schweiz mit hoher Wahrscheinlichkeit ausser Acht lassen und Massnahmen beschliessen, die die Bedürfnisse der Schweizer unterwandern.

Am Beispiel der unterbrochenen Erdgaslieferungen infolge des Kriegs in der Ukraine bewahrheiten sich diese Bedenken. Damit stellt sich die Frage, ob solche Ereignisse beim internationalen Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Handel mit fossilen Brennstoffen wie Erdöl und Erdgas häufiger oder seltener auftreten. Diese Problematik und insbesondere den Ersatz von Erdgas als Energiequelle durch in der Region Nordafrika und Nahost (Middle East and North Africa, MENA) mit erneuerbaren Energien erzeugten Strom untersuchte eine Studie aus dem Jahr 2012 von später der ETH Zürich angehörenden Forschenden (Lilliestam & Ellenbeck, 2011). Hinsichtlich der Anfälligkeit für terroristische Angriffe kam die Studie zum Schluss, dass die relativ dezentralisierten Infrastrukturen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen als Ziel im Vergleich zu Erdgasterminals unattraktiv sind. Ebenso können Stromleitungen viel schneller – in der Regel innerhalb von Tagen oder Wochen statt Monaten – repariert werden als Erdgaspipelines. Die Wahrscheinlichkeit von staatlich veranlassten Versorgungsunterbrechungen scheint den Ergebnissen der Studie nach eher gering zu sein. Ausnahmen bilden lediglich Fälle, in denen Importländer in hohem Masse von der Versorgung durch ein einzelnes Exportland abhängig sind, wie bei der jüngsten Unterbrechung der Gasexporte von Russland nach Deutschland. Darüber hinaus stellte die Studie fest, dass Unterbrechungen beim Stromhandel noch seltener vorkommen. Ein Grund dafür ist, dass Strom – anders als Öl oder Gas – relativ leicht über das Netz umgeleitet werden kann. So lassen sich Versorgungsausfälle aus einem Land unkompliziert durch ein anderes Exportland ausgleichen. Der andere Grund ist der dauerhafte Verlust von

Einnahmen, wenn Strom aus Wind und Sonne nicht exportiert wird. Bei Öl und Gas hingegen bleibt die Ressource im Boden und kann später exportiert werden.

Kurz gesagt: Verfügbarkeit, Bezahlbarkeit, Diversifizierung, Importunabhängigkeit und eine verlässliche Infrastruktur sind wichtige Parameter für die Bewertung der Versorgungssicherheit. Die wichtigsten Merkmale eines Netto-Null-Energiesystems, die diese Parameter beeinflussen, werden im Folgenden erläutert, um zu ermitteln, ob die Dekarbonisierung den Grad der Versorgungssicherheit erhöht oder zumindest auf einem ähnlichen Niveau wie heute hält.

4.2. Internationaler Energiehandel

Die Diversifizierung der Energieversorgungsquellen und die Einbindung in eine Region, die grösser ist als synoptische Wettermuster, können die ununterbrochene Verfügbarkeit von Energie erheblich verbessern. Zu diesem Zweck muss ein kleines Land wie die Schweiz Zugang zu den internationalen Energie- und Strommärkten haben, was funktionierende politische Kooperationen und Abkommen voraussetzt.

Die heutige Ausgestaltung der jeweiligen Energiesysteme europäischer Länder mit einem hochentwickelten internationalen Energiehandel beruht auf der Tatsache, dass sich aufgrund der unterschiedlichen natürlichen Bedingungen und damit unterschiedlichen verfügbaren Ressourcen Synergien zwischen ihnen herausgebildet haben. Ein solches System, das über nationale Grenzen hinweg koordiniert wird, reduziert die insgesamt benötigten Kapazitäten, verbessert die Effizienz und senkt die Gesamtsystemkosten (Tröndle et al., 2020). Viele Länder in Europa planen derzeit eine Umstellung ihrer Energieversorgungssysteme, um bis 2050 das Netto-Null-Ziel zu erreichen, wobei die entwickelten Strategien stark vom jeweiligen Land abhängen. Folglich können die Synergien tages- und saisonbedingte Diskrepanzen zwischen den Ressourcen der Schweiz und ihrer Nachbarländer auszugleichen. Um die beiderseitigen Vorteile nutzen zu können, bedarf es jedoch einer internationalen Koordinierung. Es handelt sich also weniger um eine technische als vielmehr um eine politische Frage.

Was speziell die Stromversorgungssicherheit betrifft, so bestätigt eine aktuelle Studie, dass die Importkapazitäten und die gesamteuropäische Entwicklung eine wichtige Rolle spielen (BFE 2022a). Szenario-Simulationen zeigen, dass bei einer guten Abstimmung von Wasserkraft und Importkapazitäten selbst grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite für die lokale Versorgungssituation unkritisch sind. Dies liegt an der zugrundeliegenden stündlichen, täglichen und saisonalen Systemdynamik, die es der Schweiz ermöglicht, in einem Wechselspiel von Importen und Exporten von mit Wasserkraft erzeugtem Strom (in den kritischen Stunden) eine sichere Versorgung aufrechtzuerhalten und gleichzeitig die europäische Versorgungssituation zu unterstützen. Erst wenn die Importkapazitäten stark eingeschränkt sind, kann es zu lokalen Versorgungsproblemen kommen. Um dieses für alle nützliche System aufrechtzuerhalten, muss die Schweiz gut in den europäischen Strommarkt integriert sein.

Ein weiterer politischer Aspekt, von dem die aktuelle und zukünftige Import- und Exportsituation der Schweiz stark abhängt, ist die sogenannte «70-Prozent-Regel» des EU-Legislativpakets «Saubere Energie für alle Europäer» (EU Clean Energy Package). Sie verpflichtet die EU-

Mitgliedstaaten, mindestens 70% der Kapazität ihrer Netzelemente für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung zu stellen, was zu einer Zunahme des Handels innerhalb der EU führen kann. Da die Schweiz kein EU-Mitgliedstaat ist, fließen ihre kritischen Netzelemente nicht in die Kapazitätsberechnung im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung innerhalb der Strommarktregion Zentralwest-Europa (Central Western European, CWE) ein. Wenn die Nachbarländer der Schweiz Probleme haben, die 70-Prozent-Regel einzuhalten, besteht die Gefahr, dass sie die grenzüberschreitenden Kapazitäten einseitig begrenzen, um die Regel für den Handel innerhalb der EU einzuhalten. Sie müssen dann ihr internes Netz auf Kosten der Exportkapazitäten in die Schweiz vorübergehend entlasten, deren Import- und Exportkapazitäten hierdurch potenziell massiv und ohne Mittel zur Gegensteuerung beschnitten werden. Dies könnte sich vor allem in den Wintermonaten negativ auf die Versorgungssicherheit der Schweiz auswirken, da das Land im Winter auf Stromimporte angewiesen ist und wohl auch bleiben wird. Eine effiziente Einbindung des Schweizer Energiesystems in das europäische Energiehandelssystem ist daher eine der wirksamsten Massnahmen für die Versorgungssicherheit.

4.3. Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen

Wie in Abschnitt 4.1 dargelegt, sind die Stromnetze im Vergleich zur Infrastruktur für fossile Brennstoffe weniger anfällig für internationale Lieferstörungen. Damit trägt eine geringere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zur Versorgungssicherheit bei. Bei der Betrachtung des gesamten Energiesystems zeigt die Analyse der in Abschnitt 3 diskutierten Szenarien (Marcucci et al., 2023), dass Importe von Benzin und Diesel hauptsächlich durch die Elektrifizierung des Grossteils des Verkehrs- und Wärmesektors auf null reduziert werden können. Der Einsatz fossiler Brennstoffe für die Wärmebereitstellung könnte durch die Umstellung auf Wärmepumpen, Solarenergie und Geothermie für Niedertemperaturanwendungen sowie den Einsatz hochwertiger Energieträger wie Holz oder Abfälle für Hochtemperatur-Prozesswärme in industriellen Anwendungen fast vollständig vermieden werden (Guidati & Marcucci, 2023). Ein Teil des Güterverkehrs liesse sich durch Wasserstoff abdecken, der entweder importiert oder im Inland durch Methandampfreformierung mit CCS oder Elektrolyse mittels Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Einfuhren von fossilem Kerosin werden wahrscheinlich weiterhin erforderlich sein und schrittweise durch synthetische nachhaltige Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels - SAF) ersetzt werden. Die Herstellung der gesamten benötigten SAF in der Schweiz ist keine realistische Option, da sie viermal mehr Strom aus PV oder Wasserstoff bzw. Importe in der Grössenordnung des derzeitigen Strombedarfs von 60 TWh erfordern würde (Guidati & Marcucci, 2022).

Auch die Importe von Erdöl und Erdgas für Heizzwecke und die Warmwasserbereitung könnten durch die Umstellung auf Wärmepumpen, den starken Ausbau von Fernwärmenetzen, die von Grosswärmepumpen, Kehrlichtverbrennungsanlagen oder Holzheizkraftwerken gespeist werden, sowie den Einsatz von Holzheizungen in Gebäuden, die sich nicht für Wärmepumpen eignen, auf null sinken. Ein Teil des Erdgases-, Biogases oder Wasserstoffs müsste möglicherweise noch für die Stromerzeugung mittels Wärme-Kraft-Kopplung in den Wintermonaten importiert werden. Alternativ könnte der zusätzliche Strombedarf in diesem Zeitraum durch Nettostromimporte gedeckt werden. Insgesamt deuten die Modellergebnisse darauf hin, dass die Importe von Erdölprodukten von heute 120 – 130 TWh pro Jahr auf 20 – 25 TWh pro Jahr – hauptsächlich in Form von Kerosin – zurückgehen würden (Guidati & Marcucci, 2023). Die Erdgaseinfuhren belaufen sich heute auf 30 – 35 TWh pro Jahr. Dies könnte in einem Szenario ohne Nettostromeinfuhren unverändert

bleiben, während die Erdgaseinfuhren durch Stromhandel ebenfalls deutlich auf 0 – 10 TWh pro Jahr fallen würden.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bedeutet dies, dass die Umstellung auf lokale erneuerbare Energiequellen die Abhängigkeit der Schweiz von der Einfuhr fossiler Brennstoffe und die damit verbundenen internationalen Versorgungsengpässe, wie 2022 durch den anhaltenden Konflikt in der Ukraine verursacht, verringern kann.

4.4. Strominfrastrukturen

Mit Ausbau und Integration von mehr erneuerbaren Energiequellen wird das Stromnetz zur entscheidenden Komponente des zukünftigen Energiesystems. Aus technischer Sicht gilt es für die Stromversorgungssicherheit unbedingt sicherzustellen, dass das Netz den erzeugten Strom insbesondere aus entlegenen Gebieten, etwa den Alpen, an die Endverbraucher liefern kann. Daher müssen der Netzausbau und die Integration der intensivierten Erzeugung aus erneuerbaren Energien koordiniert geplant werden.

Während sich Versorgungssicherheit auf längere Zeiträume wie Jahreszeiten, Monate und Wochen bezieht, geht es bei der Stromversorgungssicherheit um die sichere und zuverlässige Lieferung von Strom im Zeitrahmen von Stunden, Minuten und Sekunden. Aus technischer Sicht hängt die Sicherheit der Stromversorgung von der Fähigkeit des Stromsystems und der Infrastruktur ab, die Verbraucher kontinuierlich mit Strom zu versorgen. Daten über Stromausfälle in ganz Europa aus den letzten 30 Jahren zeigen, dass die meisten grossflächigen Stromausfälle auf Kaskaden ausfälle zurückzuführen sind (Stankovski et al., 2022). Letztere werden durch einzelne oder mehrere durch wetterbedingte Schäden ausgelöste Störungen in Netzanlagen wie Stromleitungen und Transformatoren verursacht. Auslöser für einige der bekanntesten Ereignisse, wie der Stromausfall in Italien im Jahr 2003 sowie die Aufspaltung des europäischen Netzes in den Jahren 2006 und 2021, war jeweils der Ausfall einer einzigen Netzanlage.

In einem künftigen Stromsystem mit einem hohen Stromanteil aus erneuerbaren Energien wird das Blackout-Risiko voraussichtlich zunehmen. Dies kann auf die Volatilität der entsprechenden Energiequellen zurückgeführt werden, die mehr Flexibilität erfordert und die Belastungsmuster der Netzanlagen beeinflusst. Aktuelle Analysen von Netto-Null-Szenarien mit Schwerpunkt auf der Schweiz, eingebettet in das europäische Stromsystem, untermauern diese Bedenken. Bemerkenswerterweise kann mit moderaten Investitionen in die Übertragungskapazität (Stromleitungen und Transformatoren) die (technische) Sicherheit des Systems auf einem ähnlichen Niveau wie in den vergangenen Jahren gehalten werden (ESC 2023). Um das Risiko von Stromausfällen zu verringern, ist eine koordinierte Planung des Netzinfrastrukturausbaus unerlässlich.

4.5. Energiespeicherung als Teil eines sicheren Energiesystems

Aufgrund ihrer geografischen Eignung für die Solarstromerzeugung wird die Schweiz in den Wintermonaten wahrscheinlich weiterhin auf Nettostromimporte angewiesen sein, um die täglichen und vor allem saisonalen Unterschiede zwischen Stromerzeugung und -verbrauch auszugleichen. Über den internationalen Stromhandel im Zusammenspiel mit verschiedenen Speicheroptionen für unterschiedliche Energieformen können Diskrepanzen kompensiert und somit die Sicherheit des Energiesystems gestärkt werden. Die analysierten Szenarien zeigen, dass die Schweiz verschiedene Arten sich ergänzender Speicher benötigt (Guidati & Marcucci, 2023).

Die wichtigste Speichermöglichkeit auf Tagesebene sind Pumpspeicherkraftwerke. Sie speichern Strom, indem sie Wasser von einem tiefer in ein höher gelegenes Becken pumpen und bei Bedarf durch Umkehr des Prozesses durch eine Turbine laufen lassen. Darüber hinaus werden stationäre Batterien immer interessanter: Insbesondere die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien sind immens gesunken, sodass sie nun eine wirtschaftlich attraktive Lösung für die kurzfristige Stromspeicherung darstellen (Beuse et al., 2020). Solche Speichertechnologien können hohe solare Stromproduktion zur Mittagszeit aufnehmen und am Abend abgeben, wenn die Endverbrauchernachfrage etwa zum Laden von E-Autos oder zur Nutzung von Haushaltsgeräten hoch ist. Sogar die Batterien von E-Autos selbst können auf diese Weise genutzt werden und mit der sogenannten Vehicle-to-Grid-Technik (V2G) die Netzbelastung verringern, indem sie die Nachfrage verlagern und damit den Bedarf an Stromimporten über Nacht senken (Di Natale et al., 2021; Liedekerke et al., 2023). Ergänzend dazu können flexible Wasserkraftwerke mit grossen Stauseen die Solarstromerzeugung ausgleichen, indem sie genau gegenläufig die Produktion tagsüber herunter- und nachts hochfahren.

Grosse Stauseen können zudem den saisonalen Ausgleich schaffen, d. h. Energie im Sommer speichern (wenn die PV-Produktion hoch ist) und im Winter nutzen. Weitere Optionen für die saisonale Energiespeicherung sind Grosswärmespeicher, Gasspeicher (Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff), synthetische Flüssigbrennstoffe und möglicherweise lagerfähige Abfälle. In der Schweiz sind und bleiben die Wasserkraftwerke der wichtigste saisonale Energiespeicher (siehe auch Abschnitt 2). Andere Möglichkeiten wie saisonale Wärmespeicher in Verbindung mit Wärmepumpen haben sich trotz ihrer technischen Reife noch nicht durchgesetzt (Forum Energiespeicher Schweiz, 2022). Sie können im Sommer Wärme speichern, die im Winter zu Heizzwecken wieder abgegeben wird, was den Strombedarf für Heizzwecke effektiv reduziert. Ferner können die Erzeugung und Speicherung von Biogas in Gaskavernen sowie die Lagerung von Abfällen in Kehrlichtverbrennungsanlagen im Winter Heizenergie liefern.

Die oben beschriebenen Speichertechnologien werden jedoch wahrscheinlich nicht in der Lage sein, die Nettonachfragekurve der Schweiz vollständig zu glätten (Guidati & Marcucci, 2023). Eine wesentliche Massnahme besteht daher im uneingeschränkten Zugang zu den internationalen Energiemärkten, insbesondere für Strom, Erdgas und in Zukunft möglicherweise auch Wasserstoff. Alternativ liessen sich im Sommer erzeugte Überschüsse durch andere saisonale Speichertechnologien (z. B. Power-to-X) weiter nutzen, was jedoch die Installation von mehr Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz wie Photovoltaik, Umwandlungstechnologien wie Elektrolyse oder Methanisierung sowie Langzeitspeicher für Wasserstoff und/oder synthetisches Gas erfordern würde (Kober et al., 2019).

4.6. Kosten und Nutzen der Energiewende

Mehrere techno-ökonomische Modelle des Schweizer Energiesystems, die vom Erreichen eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit ausgehen, bilden die Kosten aus dem Übergang zu einem Netto-Null-Energiesystem ab (Balmer et al., 2022; Guidati & Marcucci, 2023; BFE 2021a). Die Modellergebnisse zeigen, dass die Energiewende die Systemkosten um zwischen CHF 380 und CHF 600 pro Kopf und Jahr erhöhen wird: CHF 380, Durchschnittswert aller vier Szenarien, Diskontsatz 1,6% (BFE 2021a); CHF 417, Durchschnittswert aller neun Szenarien, Diskontsatz 2,5% (Marcucci et al., 2023); CHF 400 – CHF 600, Diskontsatz 2,5% (Guidati & Marcucci, 2023).

Nur eine aktuelle Studie kommt zum Ergebnis, dass die Gesamtkosten sogar sinken könnten (Balmer et al., 2022). Alle Modelle zeigen, dass die Möglichkeit von Stromimporten aus den Nachbarländern insbesondere während der nachfragestarken Stunden im Winter für die Minimierung der Kosten von entscheidender Bedeutung ist. Die Substitution von Importen durch inländische Erzeugung zur Gewährleistung eines noch höheren Sicherheitsniveaus ist technisch etwa durch den Zubau von alpiner Photovoltaik (siehe Abschnitt 5.1) oder Windkraft zwar möglich, dürfte aber teurer sein.

Die sich daraus ergebende Spannbreite bei den geschätzten künftigen Kosten ist auf die unterschiedlichen Annahmen der Modelle zurückzuführen, beispielsweise in Bezug auf die Verfügbarkeit und die Kosten künftiger Technologien, den Brennstoffeinsatz, die Import- und Exportmöglichkeiten sowie die Flexibilität der Nachfrageseite. Dies bedeutet, dass eine Änderung der Annahmen die Werte der Kostenschätzungen beeinflussen wird. Daher können die Ergebnisse zwar einen Eindruck von möglichen zukünftigen Entwicklungen vermitteln, sind aber mit Vorsicht zu interpretieren. Ferner unterliegen alle genannten Studien drei wesentlichen Einschränkungen: Erstens sind der technologische Wandel und künftige Kostensenkungen bei kohlenstoffarmen Technologien schwer vorherzusagen. In der Vergangenheit haben die meisten energiewirtschaftlichen Modelle die Kosten für erneuerbare Energien überschätzt, weil Lerneffekte noch nicht ausreichend berücksichtigt werden. Folglich sind die Kostenschätzungen für die Dekarbonisierung mit erheblicher Unsicherheit behaftet. Die Erfahrung zeigt, dass sie eher zu hoch angesetzt werden (Way et al., 2022). Zweitens werden Ausgleichseffekte nur teilweise berücksichtigt. Dies bedeutet zum Beispiel, dass positive Auswirkungen auf Beschäftigung und Einkommen, die sich aus einer Zunahme der Wirtschaftsaktivität im Zusammenhang mit der Isolierung von Häusern und der Installation von Wärmepumpen und Solarzellen ergeben, ignoriert werden. Gleichermassen bleiben die negativen Auswirkungen auf die Beschäftigung in der fossilen Brennstoffindustrie häufig unberücksichtigt. Drittens werden die positiven Nebeneffekte des Ersatzes fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Alternativen völlig ausser Acht gelassen. Hierzu gehören beispielsweise eine geringere Luftverschmutzung, eine grössere Biodiversität und die Verbesserung der Boden- und Wasserqualität sowie der Versorgungssicherheit (Karlsson et al., 2020). Dabei sind die negativen gesundheitlichen Auswirkungen der Luftverschmutzung aus gesellschaftlicher Sicht wahrscheinlich am teuersten (Vandyck et al., 2018). Monetarisiert könnten die positiven Nebeneffekte aus der Eindämmung des Klimawandels die Kosten der Dekarbonisierung auf globaler Ebene vollständig ausgleichen oder sogar übersteigen (Karlsson et al., 2020).

5. Möglichkeiten zur Erhöhung der Stromerzeugung

Die bisherige Analyse zeigt, dass effizienter Stromhandel auf dem Weg hin zu einem vornehmlich auf erneuerbaren Quellen basierenden Energiesystem eine wichtige Säule bildet. Insbesondere im Winter wird die Schweiz wohl weiterhin die in geringerer Masse verfügbare Wasserkraft sowie den höheren Heizbedarf durch Nettostromimporte ausgleichen, wobei der Ausbau unter anderem saisonaler Speichertechnologien (siehe Abschnitt 4.5) sowie die Steigerung der heimischen Produktionskapazitäten den Bedarf an Wintereinfuhren senken können. Derzeit diskutiert das Land ausserdem über verschiedene PV-Anlagen und Kernkraft als Möglichkeiten, um die Versorgungssicherheit in Zeiten beträchtlicher Importe (etwa im Winter) zu verbessern. Das damit verbundene Potenzial wird im Folgenden erörtert.

5.1. Dachinstallierte und alpine Photovoltaikanlagen

Die Szenarien des Modellvergleichs (siehe Abschnitt 3) gehen übereinstimmend davon aus, dass PV-Anlagen für die künftige Stromversorgung der Schweiz eine zentrale Rolle spielen werden. Diese erzeugen dabei jährlich 25 – 30 TWh (Marcucci et al., 2023), wobei den Ergebnissen zufolge der Grossteil aus Dachanlagen stammen dürfte. Hochrechnungen ergeben schon heute, dass die im letzten Jahr hinzugekommenen PV-Installationen über 1 GW Spitzenleistung (Swissolar, 2023) und damit jährlich etwa 1 TWh Strom zusätzlich liefern werden. Dabei erfordern Dachanlagen keine zusätzlichen Flächen und können nah an der bestehenden Strominfrastruktur und -nachfrage platziert werden. Darüber hinaus bieten sie mit geschätzten 15 – 53 TWh (Moro et al., 2021; Walch et al., 2020) beträchtliches Potenzial. Der oft zitierte Wert von rund 53 TWh entstammt dem Schweizer Projekt «Sonnendach» (Abbildung 7). Um ihn mit Dachanlagen zu erreichen, müssten 70% aller Dächer des Landes vollständig mit PV-Panels eingedeckt werden.

Trotz ihres Potenzials ergeben sich für dachinstallierte PV-Anlagen verschiedene Herausforderungen. Denn nur 20 – 30% des produzierten Stroms entfallen auf das Winterhalbjahr. Ausserdem wirken neben anderen Faktoren die verhältnismässig hohen Vorlaufkosten sowie das Mieter-Vermieter-Dilemma abschreckend. Erschwerend hinzu kommt in der Schweiz bei privaten PV-Dachanlagen die extrem fragmentierte Politik, die sich auf verschiedene Aspekte der Gesetzgebung sowie den Strommarkt auswirkt: So herrschen auf kommunaler Ebene unterschiedliche Vorgaben zur Baugenehmigung, auf kantonaler Ebene unterscheiden sich die Steuervorschriften, Regeln für Subventionen weichen kommunal und kantonale voneinander ab und die Strompreise und Tarife für eingespeisten PV-Strom werden vom Verteilungsunternehmen festgelegt. Dieser Flickenteppich führt zu stark variierenden Rentabilitätsberechnungen privater PV-Dachanlagen (Schmidt et al., 2023). Ferner schwanken sowohl Strompreise als auch Einspeisetarife jährlich, was Haushalte bzw. Investoren vor hohe Risiken stellt. Der Vorschlag, landesweit einen Mindesteinspeisetarif einzuführen, kann einige dieser Probleme lösen, sofern er hoch genug und für 15 bis 20 Jahre angesetzt wird. Daneben wird eine regulatorische Vereinheitlichung zwischen Kantonen und Kommunen nachdrücklich empfohlen (Schmidt et al., 2023).

Freiflächenanlagen in alpinen Regionen können beiden Schwachpunkten abhelfen, was sie zu einer wichtigen Ergänzung macht. So fallen bis zu 55% des über alpine PV-Anlagen erzeugten Stroms im Winter an (Anderegg et al., 2020), wobei diese von grösseren Investoren finanziert und gebaut werden. Aktuelle Schätzungen beziffern das Potenzial der alpinen Photovoltaik auf zwischen 45 – 300 TWh (Dujardin et al., 2022; Meyer et al., 2023). Unter alleiniger Berücksichtigung von Regionen in der Nähe von bestehender Infrastruktur wie Skigebieten und Staudämmen sinkt das Potenzial erheblich auf nur mehr 5 TWh pro Jahr, wovon 2 – 3 TWh im Winter erzeugt würden. Damit müssten weniger als 30 km² – also 0,1% der geografischen Fläche der Schweizer Alpen – mit winteroptimierten PV-Panels bedeckt werden (Abbildung 7).

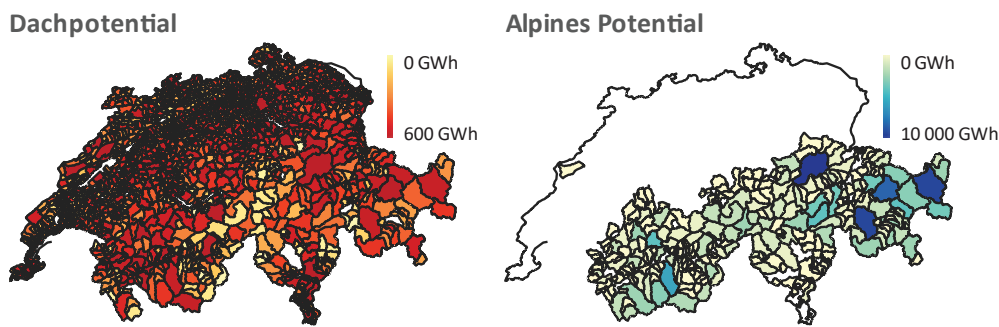


Abbildung 7. Verteilung des Potentials von PV-Dachanlagen (links; Daten von BFE, MeteoSchweiz und Swisstopo, 2023) sowie alpiner PV (rechts) in der Schweiz (De Ferraris, 2023).

Beim Bau von PV-Dachanlagen entstehen neben Materialkosten – etwa für PV-Module und Wechselrichter – auch Installationskosten. Während die Ersteren relativ zur Anlagengrösse anfallen, steigen Letztere nicht mit zunehmender Anlagengrösse, was grosse Anlagen pro kWp günstiger als kleine Installationen macht. Allgemein schwanken die Preise hierbei zwischen CHF 800 und CHF 2800 pro kWp (Bauer et al., 2019). Bei alpinen PV-Anlagen fliessen auch die Kosten für die Unterkonstruktion und den Netzausbau in die Kalkulation ein. Alpine PV-Freiflächenanlagen gibt es bisher noch nicht.

Ein schneller PV-Ausbau erfordert massive Investitionen. Dabei ist es wichtig zu verstehen, wer als Investor infrage kommt. Bisher machten PV-Dachanlagen auf Wohn- und Industriegebäuden mit durchschnittlich etwa 10 kWp (Einfamilienhäuser) bis zu 130 kWp (Industriedächer) den Löwenanteil neu installierter Leistung in der Schweiz aus (BFE 2021b, 2022d). Eine aktuelle Studie legt dar, dass in Projekte ab 20 kW primär lokale Energieversorger, hauptsächlich durch direkte bilanzwirksame Finanzierungen, investieren (Dukan & Steffen, 2023). Aufgrund der allgemein eher kleinen Projekte sind Projektfinanzierungen als Finanzierungsform in der Schweizer PV-Branche selten. Gleichzeitig stellen Haushalte einen beträchtlichen Anteil des Kapitals für kleinere Anlagen, was meist mit Bankdarlehen für die Hausrenovierung verbunden ist. Wie bereits ausgeführt, eröffnet die Sparte alpiner Freiflächenanlagen beispielsweise ab 10 MW einen beträchtlichen neuen Markt. Solch grössere Projekte ziehen bilanzwirksame Finanzierungen von Energieversorgern sowie Projektfinanzierung unter anderem seitens Pensionsfonds an. Angesichts dieser Konstellation wird erwartet, dass die Schweizer Energiewende von einer breiten Palette verschiedener Investoren finanziert wird. Grössere Energieversorger und Finanzinvestoren verfügen über erhebliche Liquidität und suchen nach inländischen Anlagemöglichkeiten, die sich mit ihrem Risiko- und Ertragsprofil decken. So dürfte die Bereitstellung des nötigen Kapitals der Entwicklung von Solarenergie in der Schweiz kaum im Weg stehen – ganz im Gegenteil: Der breitflächige Bau von PV-Anlagen bietet verschiedenen einheimischen Finanzakteuren neue Chancen.

5.2. Kernkraft

Derzeit stammen etwa 30 – 40% der Schweizer Stromerzeugung aus Kernkraft (BFE 2022b). Da Kernkraftwerke (KKW) im Betrieb keine Treibhausgase ausstossen, können sie die Netto-Null-Ziele der Schweiz unterstützen. Allerdings gehen damit andere ernstzunehmende Herausforderungen einher, etwa die Gefahr nuklearer Katastrophen, die Frage der Atommülllagerung und die Abhängigkeit von Uranimporten. Nach der Reaktorkatastrophe 2011 in Fukushima beschlossen

Schweizer Bundesrat und Parlament den schrittweisen Rückzug aus der Kernenergieerzeugung. In diesem Zuge sollen die bestehenden fünf KKW's am Ende ihrer technisch sicheren Betriebsdauer stillgelegt und der Neubau von Kernkraftwerken verboten werden. Infolge des Parlamentsbeschlusses stimmte die Schweizer Bevölkerung in einem Referendum 2017 für die Energiestrategie 2050, die den schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft sowie stattdessen den Ausbau von Wasserkraft und anderen erneuerbaren Quellen vorsieht. Aufgrund eines Referendums im Jahr 2016 ist die Betriebsdauer von KKW's in der Schweiz jedoch nicht gesetzlich begrenzt und der Zeitpunkt ihrer Stilllegung daher nicht festgelegt.

Derzeit betreibt die Schweiz vier KKW's in Beznau (Blöcke 1 und 2), Gösgen und Leibstadt (Tabelle 1) mit einer Gesamtleistung von 3095 MW. Im Jahr 2022 erzeugten sie 23 TWh und trugen rund 36% zur gesamten Schweizer Stromerzeugung bei (BFE 2023c). Solange das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) sie für sicher erachtet, bleiben sie in Betrieb. Die meisten Szenarien (siehe Abschnitt 3) gehen bei den aktuell betriebenen Reaktoren von einer Laufzeit von 60 Jahren aus. Das ENSI führt alle zehn Jahre eine sogenannte Periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) durch, um den sicherheitsrelevanten Instandsetzungsbedarf zu identifizieren. So kam das ENSI in seinem PSÜ 2021 zum Schluss, dass beide Blöcke in Beznau die Sicherheitsanforderungen erfüllen und daher weitere zehn Jahre in Betrieb bleiben können. Auch der Reaktor in Mühleberg erhielt im Dezember 2009 eine zehnjährige Betriebsgenehmigung, allerdings unter der Auflage erheblicher sicherheitsrelevanter Modernisierungsmassnahmen. In diese investierte der Betreiber BKW CHF 200 Millionen, nahm das Kraftwerk jedoch letztlich 2019 und damit drei Jahre früher als ursprünglich geplant aufgrund seiner techno-ökonomischen Analyse vom Netz.

Tabelle 1: Überblick über Schweizer Kernkraftwerke

Reaktoreinheit	Status	Leistung [MW]	Kommerzieller Betrieb seit	Betrieb voraussichtlich bis	
				50-jährige Betriebsdauer	60-jährige Betriebsdauer
Mühleberg	Ausser Betrieb	390	1972	2019	
Beznau 1	In Betrieb	380	1969	2029*	2029
Beznau 2	In Betrieb	380	1972	2032*	2032
Gösgen	In Betrieb	1060	1979	2029	2039
Leibstadt	In Betrieb	1275	1984	2034	2044

*bereits auf 60 Jahre Betriebsdauer verlängert

Die Laufzeitverlängerung von KKW's hat aufgrund deren sehr hoher Auslastungsgrade massive Auswirkungen auf das Schweizer Stromsystem. In einem System, das einen Grossteil seiner Elektrizität aus Solarstrom bezieht, gleichen KKW's Phasen geringer Sonneneinstrahlung aus, wodurch sie insbesondere zur Reduzierung von Stromimporten im Winter beitragen.

Eine Analyse der möglichen Auswirkungen von 50- gegenüber 60-jährigen Betriebsdauern (unter Betrachtung der bereits geplanten Laufzeitverlängerung von Beznau 1 und 2 im 50-Jahres-

Szenario) auf die Winterimporte in den Jahren 2030, 2040 und 2050 zeigt, dass Letztere sich für 2030 von 4 auf 2 TWh und für 2040 von 9 auf 5 TWh senken lassen (Abbildung 8). Die Winterimporte für 2050 blieben unverändert, da selbst bei einer angenommenen Betriebsdauer von 60 Jahren der letzte Reaktor bereits vorher geschlossen würde (hier Leibstadt im Jahr 2044). Allerdings werden bereits Überlegungen angestellt, wonach die beiden neueren KKW Gösgen und Leibstadt bis zu 80 Jahre am Netz bleiben könnten, was die benötigten Winterimporte bis 2064 niedrig halten würde.

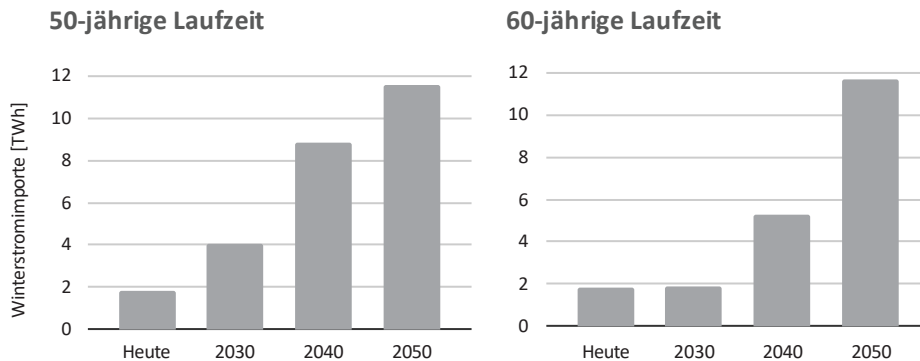


Abbildung 8. Auswirkungen der KKW-Laufzeit auf die Winterimporte in Szenarien mit 50-jähriger Laufzeit (links) und 60-jähriger Laufzeit (rechts); Daten aus Nexus-e-Szenarien (ESC 2023).

Die Modernisierungsaufgaben und Sicherheitsmassnahmen zur Erfüllung der Anforderungen des ENSI sind jedoch kostspielig. Seit der Inbetriebnahme von Beznau 1 und 2 mussten über CHF 2,5 Milliarden in Sicherheit und Betrieb der beiden KKW investiert werden (Nuklearforum Schweiz, 2022). Um die Reaktoren kontinuierlich zu modernisieren und ihre Sicherheit zu erhöhen, plant der Betreiber Axpo zwischen 2019 und 2029 mit Investitionen in Höhe von CHF 700 Millionen. Auch in Leibstadt hat Axpo zur Modernisierung und Gewährleistung der Sicherheit seit 2010 CHF 1 Milliarde investiert. Dabei obliegt die Investitionsentscheidung dem Anlageneigner. Vereinfacht ausgedrückt: Übersteigen die erwarteten Erträge in den nächsten zehn Jahren die erwarteten Kosten für die erforderlichen Instandsetzungsmassnahmen, werden Letztere ausgeführt und die Laufzeit verlängert. Im Umkehrschluss wurde das KKW Mühleberg 2019 ausser Betrieb genommen, da die erwarteten Erträge – damals bei niedrigen Strompreisen – deutlich unter den Investitionskosten lagen. Auch wenn der Investitionsaufwand für Modernisierungs- und Sicherungsmassnahmen vom Zustand der jeweiligen Anlage abhängt, zeigen die diskutierten Beispiele, dass die Laufzeitverlängerung eines KKW um zehn Jahre etwa CHF 1 Milliarde kostet.

Derzeit gibt es Bestrebungen, den Baustopp neuer KKW aufzuheben. Neben der Suche nach einem passenden Standort und Investoren liegt die Hauptherausforderung in nur schwer kalkulierbaren Baukosten und -zeiten. In Mitteleuropa befinden sich aktuell drei neue KKW im Bau, deren Kosten auf zwischen USD 7600 und 12 600 pro kWp geschätzt werden (Rothwell, 2022). Dabei sprengen alle Einheiten schon jetzt das ursprünglich eingeplante Budget. Ausserhalb Europas fallen mit rund USD 2000 pro kWp in Südkorea und USD 3200 pro kWp in China deutlich geringere Baukosten an. Auch dauern Bauprojekte in Europa verglichen mit dem weltweiten Durchschnitt von 7,5 Jahren erheblich länger (IAEA 2023). So nahm der finnische Reaktor Olkiluoto 3 als erstes neues europäisches Kernkraftwerk der letzten 16 Jahre nach 18 Jahren Bauzeit

den regulären Betrieb auf (Lehto, 2023). Andere KKW's in Europa befinden sich bereits seit 16 (Frankreich) respektive fünf Jahren (Grossbritannien) in Bau (Rothwell, 2022). Neue Schweizer Reaktoren dürften hinsichtlich Baukosten und -zeit dem Beispiel ihrer europäischen Pendanten folgen, was sie erst nach 2040 oder gar 2050 zu realistischen Stromlieferanten des Landes machen würde. Sie können daher weder in naher Zukunft noch mittelfristig als Ersatz für den raschen Ausbau kurzfristig verfügbarer Energiequellen wie Photovoltaik gesehen werden. Ferner wäre ihr Grundlastbetrieb in einem von erneuerbaren Energiequellen dominierten System wohl nicht mehr in gleichem Masse möglich. Ein deutlich flexiblerer Einsatz würde allerdings die Kosten pro kWh in die Höhe treiben.

Zusammengefasst kann sich eine längere Laufzeit bestehender Kernkraftwerke als wirtschaftliche Möglichkeit zur Reduzierung von Winterimporten erweisen und zur Erreichung der Klimaziele bis 2050 beitragen. Der Bau neuer Reaktoren könnte trotz der damit verbundenen techno-ökonomischen Ungewissheiten möglicherweise ab 2050 eine gangbare Option darstellen.

6. Fazit

Die nächsten Jahre werden entscheidend sein, um das Schweizer Energiesystem bis 2050 von fossilen auf erneuerbare Energieträger umzustellen – eine grosse, aber umso drängendere Herausforderung, wenn das Land seinen Beitrag zur Eindämmung des Klimawandels leisten will. Gleichzeitig ist eine sichere, unterbrechungslose Energieversorgung in allen Bereichen des modernen Lebens unabdingbar. Das vorliegende Whitepaper diskutiert die entscheidenden Faktoren für die Erreichung der Klimaneutralität und Versorgungssicherheit des Schweizer Energiesystems anhand einer aktuellen Vergleichsstudie, in der fünf unabhängig voneinander entwickelte Modelle vier verschiedene Netto-Null-Szenarien simulieren. Auch andere aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse zum Thema fliessen in die Diskussion ein. Die Modellergebnisse zeigen auf, dass die Schweiz das Netto-Null-Ziel erreichen kann, und zwar vor allem durch die Elektrifizierung des Energiesystems und/oder die Umstellung einiger Bereiche auf Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe.

Voraussetzung für dieses Ziel sind jedoch insbesondere ein aus technischer und regulatorischer Sicht effizienter Stromhandel mit der EU, ein schneller Ausbau der erneuerbaren Energieinfrastruktur und Erzeugungskapazität sowie ähnliche Entwicklungen jenseits der Schweizer Grenzen. Hierdurch lassen sich Synergien zwischen den einzelnen europäischen Energiesystemen ausschöpfen, die sich aufgrund jeweils unterschiedlicher national verfügbarer Ressourcen herausgebildet haben. In der weiteren Konsequenz dürfte sich die Schweiz in erheblichem Masse ihrer Abhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe aus aussereuropäischen Ländern lösen und damit das Risiko von Versorgungsunterbrechungen senken, wie sie derzeit rund um Erdgaslieferungen Russlands an die EU auftreten. Unter Anwendung der gängigen Parameter zur Bewertung der Versorgungssicherheit gelangen die Autorinnen und Autoren zum Schluss, dass die genannten Bedingungen auch die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau halten können werden.

Die Energiewende ist technisch machbar, hat jedoch ihren Preis. Anhand aktueller Studien lässt sich nur schwer prognostizieren, wie hoch die damit verbundenen Kosten ausfallen werden oder ob dieser Umbau sogar zu Einsparungen führt. Deutlich wird hingegen, dass die Dekarbonisierung des Energiesystems für die Gesellschaft mit erheblichen Vorteilen wie höherer Luft-, Wasser- und Bodenqualität sowie grösserer Biodiversität und Ernährungssicherheit einhergeht. Die Monetarisierung dieser Vorzüge könnte den Blick auf die wirtschaftliche Machbarkeit der Energiewende ändern.

Der Ausbau erneuerbarer Energien für das künftige Energiesystem sowie die starke Neuausrichtung bei der Bereitstellung und Nutzung von Energiedienstleistungen geschehen nicht über Nacht – doch die Zeit bis 2050 drängt. Die Schaffung der hier empfohlenen Bedingungen ist weniger eine technische als vielmehr eine politische Herausforderung. Insbesondere der Abschluss eines langfristigen, verbindlichen Abkommens, das der Schweiz den Stromhandel mit der EU ermöglicht, liegt in den Händen der Politik und sollte zur ernsthaften Verfolgung der Klimaziele oberste Priorität haben. Ebenso erfordert der schnellere Ausbau erneuerbarer Energiequellen politische Rahmenbedingungen, um Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und Investitionen und Finanzierungen den Weg zu bereiten. Parallel dazu bedarf es Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, um Energieeffizienz zu steigern und aktuelle wie innovative Technologien zur Gewinnung erneuerbarer Energie voranzutreiben. Schliesslich muss auch die breite Öffentlichkeit die Energiewende mittragen und unterstützen. Hierzu ist der Zugang zu belastbaren und nachvollziehbaren Informationen ebenso wichtig wie Aufklärungs- und Sensibilisierungsarbeit.

Referenzen

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020*.
<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjA5-TJnKP4AhWM57sIHS6vBvYQFnoECBUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.zhaw.ch%2Fstore%2Fisfm%2Finstitute-zentren%2Fiunr%2Ferneuerbare-energien%2Fdokumente%2Fsolarenergie%2Fphotovoltaik-versu>
- Balmer, M., Frank, M., Hirtzlin, M., Schürch, R., Rüdüsüli, M., & Brockhaus, K. (2022). *Energieversorgung der Schweiz bis 2050: Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen*. <https://www.strom.ch/de/dokument/energiezukunft-2050-die-energieversorgung-der-schweiz-bis-2050>
- Bauer, C., Cox, B., Heck, T., & Zhang, X. (2019). *Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. An update of electricity generation costs and potentials*. <https://www.dora.lib4ri.ch/psi/islandora/object/psi%3A26494/>
- Beuse, M., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2020). Projecting the Competition between Energy-Storage Technologies in the Electricity Sector. *Joule*, 4(10), 2162–2184.
<https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2020.07.017>
- Blumer, Y. B., Moser, C., Patt, A., & Seidl, R. (2015). The precarious consensus on the importance of energy security: Contrasting views between Swiss energy users and experts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 927–936.
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.07.081>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2020). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019*.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAxMzg=.html>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2021a). *Energieperspektiven 2050+: Technischer Bericht Gesamtdokumentation der Arbeiten*.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA3ODM=.html>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2021b). *Statistik Sonnenenergie. Referenzjahr 2020*.
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2022a). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom*.
<https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74656.pdf>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2022b). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2021*.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA5NDI=.html>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2022c). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021*.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA5ODE=.html>

Bundesamt für Energie (BFE). (2022d). *Statistik Sonnenenergie. Referenzjahr 2021*. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10986>

Bundesamt für Energie (BFE). (2023a). *Elektrizitätsbilanz der Schweiz - Monatswerte, in GWh*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNTYzNA==.html>

Bundesamt für Energie (BFE). (2023b). *Füllungsgrad der Speicherseen 2023, Sonntag 24h, Wochenbericht Speicherinhalt*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTEyNDk=.html>

Bundesamt für Energie (BFE). (2023c). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2022*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA4Mzg=.html>

Bundesamt für Energie (BFE). (2023d). *Stromversorgungssicherheit*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungssicherheit.html>

Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie (MeteoSchweiz), & Bundesamt für Landestopografie (Swisstopo). (2023). *Wie viel Strom oder Wärme kann mein Dach produzieren?* <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de>

De Ferrars, D. (2023). *The role of solar photovoltaics in the Alps for the Swiss electricity system* [ETH Zurich]. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000610172>

Di Natale, L., Funk, L., Rüdisüli, M., Svetozarevic, B., Pareschi, G., Heer, P., & Sansavini, G. (2021). The Potential of Vehicle-to-Grid to Support the Energy Transition: A Case Study on Switzerland. *Energies* 2021, Vol. 14, Page 4812, 14(16), 4812. <https://doi.org/10.3390/EN14164812>

Dujardin, J., Schillinger, M., Kahl, A., Savelsberg, J., Schlecht, I., & Lordan-Perret, R. (2022). Optimized market value of alpine solar photovoltaic installations. *Renewable Energy*, 186, 878–888. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.01.016>

Dukan, M., & Steffen, B. (2023). *Cost of capital and financing for low-carbon technologies*.

Energy Charts. (2023a). *Monthly electricity generation from nuclear in France*. https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=en&c=FR&chartColumnSorting=default&year=-1&month=-1&stacking=stacked_absolute×lider=1&legendItems=000111111011110&source=nuclear_unit&sum=0

Energy Charts. (2023b). *Swiss Energy-Charts*. <https://energy-charts.info/?l=en&c=CH>

Energy Science Center (ESC) ETH Zurich. (2023). *Nexus-e*. <https://nexus-e.org/>

European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G). (2023). *Gas storage dashboard*. <https://gasdashboard.entsog.eu/#map-storage>

Eurostat. (2021). *Electrical capacity for wind and solar photovoltaic power - statistics*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electrical_capacity_for_wind_and_solar_photovoltaic_power_-_statistics#Increasing_capacity_for_wind_and_solar_over_the_last_decades

Forum Energiespeicher Schweiz. (2022). *Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen*. https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS_Saisonale_Waermespeicher_Positionspaper_2205.pdf

Grams, C. M., Beerli, R., Pfenninger, S., Staffell, I., & Wernli, H. (2017). Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. *Nature Climate Change* 2017 7:8, 7(8), 557–562. <https://doi.org/10.1038/nclimate3338>

Guidati, G., & Marcucci, A. (2022). *Value of synthetic gases and fuels for the decarbonization of Switzerland (VADER)*. <https://www.aramis.admin.ch/Dokument.aspx?DocumentID=69728>

Guidati, G., & Marcucci, A. (2023). *Net-zero scenarios 2050*. <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=48859>

Guo, Y., Kelly, J. A., & Clinch, J. P. (2022). Variability in total cost of vehicle ownership across vehicle and user profiles. *Communications in Transportation Research*, 2, 100071. <https://doi.org/10.1016/J.COMMTR.2022.100071>

Hug, G., Demiray, T., Guidati, G., McKenna, R., Oswald, K., Patt, A., Saar, M. O., Sansavini, G., Schaffner, C., Schwarz, M., & Steffen, B. (2022). Steps to Fossil-Fuel Independence for Switzerland. *Policy Brief*. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000555764>

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (J. M. P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz (ed.)). Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. <https://doi.org/10.1017/9781009157926>

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2023). *Power Reactor Information System (PRIS)*. <https://www.iaea.org/resources/databases/power-reactor-information-system-pris>

International Energy Agency (IEA). (2022). *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/96ce64c5-1061-4e0c-998d-fd679990653b/HowtoAvoidGasShortagesintheEuropeanUnionin2023.pdf>

International Energy Agency (IEA). (2023). *Energy security: Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*. <https://www.iea.org/about/energy-security>

Karlsson, M., Alfredsson, E., & Westling, N. (2020). Climate policy co-benefits: a review. *Climate*

Policy, 20(3), 292–316.

https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1724070/SUPPL_FILE/TCPO_A_1724070_SM0267.ZIP

- Kober, T., Bauer, C., Bach, C., Beuse, M., Georges, G., Held, M., Heselhaus, S., Korba, P., Küng, L., Malhotra, A., Moebus, S., Parra, D., Roth, J., Rüdüsüli, M., Schildhauer, T. J., Schmidt, T. J., Schmidt, T., Schreiber, M., Segundo Sevilla, F. R., ... Teske, S. L. (2019). *Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland*. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000352294>
- Lehto, E. (2023). *After 18 years, Europe's largest nuclear reactor starts regular output*. Reuters. <https://www.reuters.com/world/europe/after-18-years-europes-largest-nuclear-reactor-start-regular-output-sunday-2023-04-15/>
- Liedekerke, A. Van, Schwarz, M., & Gjorgiev, B. (2023). *Assessing the Feasibility of Scenarios for the Swiss Electricity System*. https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2023/03/Report_Helion_VanLiedekerke_Roadmap_Study-13.pdf
- Lilliestam, J., & Ellenbeck, S. (2011). Energy security and renewable electricity trade—Will Desertec make Europe vulnerable to the “energy weapon”? *Energy Policy*, 39(6), 3380–3391. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2011.03.035>
- Mannhardt, J., Gabrielli, P., & Sansavini, G. (2023). Collaborative and selfish mitigation strategies to tackle energy scarcity: The case of the European gas crisis. *IScience*, 106750. <https://doi.org/10.1016/J.ISCI.2023.106750>
- Marcucci, A., Dujardinb, J., Heinischc, V., Panosd, E., & Yilmazc, S. (2022). *CROSS Scenarios and Drivers Definition*. https://sweet-cross.ch/wp-content/uploads/2022/12/CROSS_scenarios_2022_12_13.pdf
- Marcucci, A., Guidati, G., Sanvito, F., Garrison, J., Panos, E., & Rüdüsüli, M. (2023). *CROSS model result comparison: Overview of modelling results*. https://sweet-cross.ch/wp-content/uploads/2023/02/2023_02_03_CROSS_Scenarios_Comparison.pdf
- Meyer, L., Weber, A.-K., & Remund, J. (2023). Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz. *PV-Symposium Kloster Banz*. https://www.researchgate.net/profile/Jan-Remund/publication/369372494_Das_Potenzial_der_alpinen_PV-Anlagen_in_der_Schweiz/links/641851cb66f8522c38bd6136/Das-Potenzial-der-alpinen-PV-Anlagen-in-der-Schweiz.pdf
- Moro, N., Sauter, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021). *Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern*. <https://digitalcollection.zhaw.ch/handle/11475/21356>
- Noll, B., del Val, S., Schmidt, T. S., & Steffen, B. (2022). Analyzing the competitiveness of low-carbon drive-technologies in road-freight: A total cost of ownership analysis in Europe. *Applied Energy*, 306, 118079. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.118079>
- Nuklearforum Schweiz. (2022). *Investitionen in den Langzeitbetrieb prägen die Stromproduktion 2021*. <https://www.nuklearforum.ch/de/news/investitionen-den-langzeitbetrieb-praegen-die-stromproduktion-2021>
- Panos, E., Kober, T., Ramachandran, K., Hirschberg, S., Bauer, C., Schildhauer, T., Streicher,

- K. N., Yilmaz, S., Zuberi, J., Patel, M., Schlecht, I., Lordan-Perret, R., Weigt, H., Li, X., Gupta, R., Damartzis, T., Marechal, F., Paolone, M., Bolliger, A., ... Burg, V. (2021). *Transformation of the Swiss Energy System for a Net-Zero Greenhouse Gas Emission Society*. ETH Zurich. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000518179>
- Paul Scherrer Institute (PSI) Energy Economics Group. (2023). *Swiss TIMES Energy system Model (STEM) for transition scenario analyses*. <https://www.psi.ch/en/eem/projects/swiss-times-energy-system-model-stem-for-transition-scenario-analyses>
- Pfenninger, S., Gauché, P., Lilliestam, J., Damerau, K., Wagner, F., & Patt, A. (2014). Potential for concentrating solar power to provide baseload and dispatchable power. *Nature Climate Change* 4:8, 4(8), 689–692. <https://doi.org/10.1038/nclimate2276>
- Pfenninger, S., & Pickering, B. (2018). Calliope: a multi-scale energy systems modelling framework. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 825. <https://doi.org/10.21105/JOSS.00825>
- Rothwell, G. (2022). Projected electricity costs in international nuclear power markets. *Energy Policy*, 164, 112905. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2022.112905>
- Schäppi, R., Rutz, D., Dähler, F., Muroyama, A., Haueter, P., Lilliestam, J., Patt, A., Furler, P., & Steinfeld, A. (2021). Drop-in fuels from sunlight and air. *Nature* 2021 601:7891, 601(7891), 63–68. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-04174-y>
- Schmidt, T., Stadelmann-Steffen, I., Dukan, M., Giger, D., Schmid, N., & Schneuwly, V. (2023). *Quantifying the degree of fragmentation of policies targeting household solar PV in Switzerland*. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000596612>
- Stankovski, A., Locher, L., Gjorgiev, B., & Sansavini, G. (2022). Development of a blackout events database for the European electrical power system. In M. C. Leva, E. Patelli, L. Podofilini, & S. Wilson (Eds.), *Book of Extended Abstracts for the 32nd European Safety and Reliability Conference (ESREL 2022)* (pp. 166–167). Research Publishing.
- Statistisches Bundesamt. (2023). *Gross electricity production in Germany*. <https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/Production/Tables/gross-electricity-production.html>
- Steffen, B., & Patt, A. (2022). A historical turning point? Early evidence on how the Russia-Ukraine war changes public support for clean energy policies. *Energy Research & Social Science*, 91, 102758. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2022.102758>
- SWEET-CROSS. (2022). *Swiss Energy Scope - ETH (SES-ETH)*. <https://sweet-cross.ch/catalog/model/seseth>
- Schweizer Bundesrat. (2019). *Federal Council Aims for a Climate-Neutral Switzerland by 2050*. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/mitteilungen.msg-id-76206.html>
- Schweizer Bundesrat. (2022a). *Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit*. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de>
- Schweizer Bundesrat. (2022b). *Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve*. <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/73021.pdf>

Schweizer Bundesrat. (2022c). *Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reserve-Kraftwerke.*

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-87202.html>

Swissolar. (2023). *Die Rolle der Photovoltaik bei der Schliessung der Winterstromlücke.*

https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Medien/Stellungnahmen/230307_Arbeitspapier_Winterstrom_de.pdf

Tröndle, T., Lilliestam, J., Marelli, S., & Pfenninger, S. (2020). Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe. *Joule*, 4(9), 1929–1948. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2020.07.018>

Vandyck, T., Keramidas, K., Kitous, A., Spadaro, J. V., Van Dingenen, R., Holland, M., & Saveyn, B. (2018). Air quality co-benefits for human health and agriculture counterbalance costs to meet Paris Agreement pledges. *Nature Communications* 2018 9:1, 9(1), 1–11. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-06885-9>

Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., & Scartezzini, J. L. (2020). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*, 262, 114404. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.114404>

Way, R., Ives, M. C., Mealy, P., & Farmer, J. D. (2022). Empirically grounded technology forecasts and the energy transition. *Joule*, 6(9), 2057–2082. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2022.08.009>

World Nuclear Association. (2023). *Nuclear Power in France.* <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>

Expertengruppen

Die Expertengruppen sind eine Initiative des Energy Science Center der ETH Zürich, um aktuelle Themen im Energiesektor aufzugreifen und Forschungserkenntnisse für Akteure ausserhalb des akademischen Bereichs zu konsolidieren. Ziel ist es, praktische, umsetzbare und wertschöpfende Empfehlungen für die Integration von Wissen und Know-how in verschiedene Sektoren zu geben, um die Energiewende voranzubringen. Die Expertengruppen führen selbst keine Forschungsarbeiten durch, sondern sammeln wissenschaftlich belegte Erkenntnisse und leiten daraus Schlussfolgerungen ab. Die Themen werden aus technischer, politischer, wirtschaftlicher (Märkte und Finanzen) und regulatorischer Sicht behandelt. Expertengruppen, die sich mit bestimmten Themen befassen, werden bei Bedarf je nach den Entwicklungen im Energiesektor und in der Politik einberufen.

Versorgungssicherheit

Die Expertengruppe Versorgungssicherheit befasst sich mit Themen, die das gesamte Energiesystem einschliesslich Stromnetz, Energiespeicherung und Sektorkopplung betreffen. Sie setzt sich aus Experten zusammen, die die Bereiche Maschinenbau und Elektrotechnik sowie Klimafinanzierung und -Politik vertreten.

Autor/-innen und Mitglieder der Expertengruppe

- Prof. Dr. Gabriela Hug, Power Systems
- Dr. Turhan Demiray, Research Center for Energy Networks
- Prof. Dr. Massimo Filippini, Energy and Public Economics
- Dr. Gianfranco Guidati, Energy Science Center
- Dr. Kirsten Oswald, Energy Science Center
- Prof. Dr. Anthony Patt, Climate Policy
- Prof. Dr. Giovanni Sansavini, Reliability and Risk Engineering
- Dr. Christian Schaffner, Energy Science Center
- Dr. Marius Schwarz, Energy Science Center
- Prof. Dr. Bjarne Steffen, Climate Finance and Policy

Weitere Mitwirkende an diesem Whitepaper

- Dr. Mak Đukan, Climate Finance and Policy
- Dr. Blazhe Gjorgiev, Reliability and Risk Engineering
- Dr. Adriana Marcucci, Energy Science Center
- Dr. Jonas Savelsberg, Energy and Public Economics
- Prof. Dr. Tobias Schmidt, Energy and Technology Policy

Koordinatorin und Editorin

- Dr. Kirsten Oswald, Energy Science Center

Weitere Information: <https://esc.ethz.ch/expert-groups.html>

Kontakt

Energy Science Center (ESC)
ETH Zürich
Sonneggstrasse 28
8006 Zürich

info@esc.ethz.ch
www.esc.ethz.ch

+41 44 632 83 88

© ETH Zürich, Mai 2023