

Die Alpen für eine klimapositive Schweiz

Herausgeber

Dr. Ivo Schillig | Institut Kulturen der Alpen
Prof. Dr. Boris Previšić | Institut Kulturen der Alpen

Autor:innen

Dr. Sibylle Lustenberger | Dr. Sebastian De Pretto | Dr. Annina Boogen | Christopher Bonzi | Dr. Roman Hüppi | Gian-Andri Morf
Ass.-Prof. Dr. Nesa Zimmermann | Prof. Dr. Valérie Défago
Prof. Dr. Michael Lehning | Dr. Marius Schwarz | Dr. Jérôme Dujardin
Yaël Frischholz | Prof. Dr. Stephan Pfister | Zoe Stadler
Prof. Dr. Boris Previšić | Dr. Markus Schreiber
Prof. Dr. Thomas Kienberger | Prof. Dr. Christof Bucher

Kontakt

Uerner Institut Kulturen der Alpen

Daetwilerstrasse 25

CH-6460 Altdorf

mail@kulturen-der-alpen.ch

www.kulturen-der-alpen.ch

Impressum

Herausgeber

Uerner Institut Kulturen der Alpen

DOI: 10.5281/zenodo.10380388

Autor:innen

*Vorgaben durch das Pariser Klimaübereinkommen für die
Gesetzgebung und nationalen Verpflichtungen*

Ass.-Prof. Dr. Nesa Zimmermann | Prof. Dr. Valérie Défago

Mitigation im Alpenraum

Dr. Sibylle Lustenberger | Dr. Sebastian De Pretto | Dr. Annina

Boogen

Gewässer und Biodiversität

Christopher Bonzi

*Energie- und Rückbindungspotential von Biomasse in der
Schweiz*

Dr. Roman Hüppi | Gian-Andri Morf

*Potential und Gestehungskosten von Solar- und Windanlagen
in den Alpen*

Prof. Dr. Michael Lehning | Dr. Marius Schwarz | Dr. Jérôme

Dujardin | Yaël Frischholz

Speichermöglichkeiten

Zoe Stadler

*Treibhausgasemissionen und weitere Umweltwirkungen der
neuen erneuerbaren Energien*

Prof. Dr. Stephan Pfister

*Biodiversitätsförderung durch Alpwirtschaft und
Renaturierung*

Prof. Dr. Boris Previšić

*Gesetzliche Möglichkeitsräume für Photovoltaik und Windkraft
in den Alpen*

Dr. Markus Schreiber

Energieautarkie und Netzintegration

Prof. Dr. Thomas Kienberger

*Kernkraftwerke und deren Bedeutung für die Schweizer
Stromversorgung*

Dr. Marius Schwarz

Nutzung von Überschussstrom

Zoe Stadler

*Der rechtlich-politische Rahmen im europäischen Kontext:
Integration vs. Isolation*

Dr. Markus Schreiber

Netzanschluss von Photovoltaikanlagen

Prof. Dr. Christof Bucher

Ausbau der Erneuerbaren Energien

Dr. Marius Schwarz

Netzausbau

Prof. Dr. Thomas Kienberger | Zoe Stadler

Biodiversität

Prof. Dr. Boris Previšić

Rechtlichen Regulierungen

Dr. Markus Schreiber | Dr. Sibylle Lustenberger | Dr. Sebastian
De Pretto

Altdorf, 14. Mai 2024

Inhaltsverzeichnis

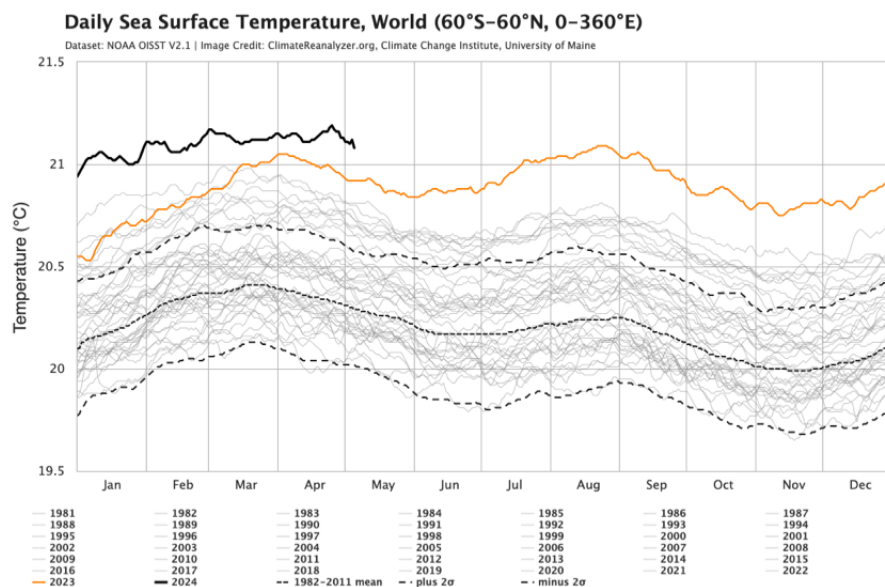
0	Alpenstrom für eine klimapositive Schweiz: Ein Ausblick	5
1	Rahmenbedingungen: Dekarbonisierung und Klimapositivität	12
1.1	Vorgaben durch das Pariser Klimaübereinkommen für die Gesetzgebung und nationalen Verpflichtungen	12
1.2	Mitigation im Alpenraum	20
1.3	Gewässer und Biodiversität	26
1.4	Energie- und Rückbindungspotential von Biomasse in der Schweiz	32
2	Neue Erneuerbare Photovoltaik und Wind	37
2.1	Potential und Gestehungskosten von Solar- und Windanlagen in den Alpen	37
2.2	Speichermöglichkeiten	42
2.3	Treibhausgasemissionen und weitere Umweltwirkungen der neuen erneuerbaren Energien	47
2.4	Biodiversitätsförderung durch Alpwirtschaft und Renaturierung	50
2.5	Gesetzliche Möglichkeitsräume für Photovoltaik und Windkraft in den Alpen	54
3	Versorgungssicherheit und Energieautarkie im Rahmen technisch und wirtschaftlich verkraftbarer Grenzen	67
3.1	Energieautarkie und Netzintegration	67
3.2	Kernkraftwerke und deren Bedeutung für die Schweizer Stromversorgung.....	77
3.3	Nutzung von Überschussstrom	81
3.4	Der rechtlich-politische Rahmen im europäischen Kontext: Integration vs. Isolation	84
3.5	Netzanschluss von Photovoltaikanlagen	96
4	Zusammenfassungen	102
4.1	Ausbau der Erneuerbaren Energien.....	102
4.2	Netzausbau	106
4.3	Biodiversität.....	110
4.4	Rechtlichen Regulierungen	112

0 Alpenstrom für eine klimapositive Schweiz: Ein Ausblick

Ivo Schillig | Boris Previšić

Die Menschheit und mit ihr die ganze Biosphäre sind in ein Klimaregime eingetreten, das sie noch nie hatten. Es geht einher mit der Überschreitung weiterer planetarer Grenzen: mit der Versauerung der Meere und mit dem Kollaps der maritimen Nahrungsketten; mit der Überdüngung von Land und Gewässern und mit einem Lachgasausstoss, der inzwischen stärker als die geächteten Fluorchlorkohlenwasserstoffe die Ozonschicht beeinträchtigt; und schliesslich mit einem massiven Biodiversitätsverlust, der schneller voranschreitet als jedes bisherige Massenaussterben auf unserem Planeten seit 500 Millionen Jahren. So sind wir direkte Zeugen davon, wie wir das Klima aus den Angeln heben. Dazu gehören Wetterereignisse bisher unbekanntem Ausmasses: Hitzewellen, Dürren, Orkane, Extremniederschläge, Überschwemmungen.

Abgesehen von den mittelfristigen Folgen und abgesehen vom Leid der meist ärmsten Bevölkerungsschichten belaufen sich bereits die versicherten Kosten, welche durch Katastrophen aufgrund der menschengemachten Klimaerwärmung seit 2020 verursacht werden, auf mehrere Billionen Franken (SwissRe 2023). 2023 haben wir eine nie betretene Schwelle mit grosser Wahrscheinlichkeit definitiv überschritten. Der Indikator dafür ist die weltweite Meeresdurchschnittstemperatur. Sie bestimmt zu 90 Prozent das Klima, während Landmassen und Atmosphäre lediglich die restlichen 10 Prozent der Wärme speichern. Bereits die letzten 40 Jahre hat sich die Meeresdurchschnittstemperatur kontinuierlich erhöht. Weil sich die Hauptmasse der Meere auf der Südhalbkugel befindet, wurde der Peak typischerweise jeweils im ausgehenden Südsommer und somit in den Monaten Februar und März erreicht. 2023 stellte sich eine doppelte Anomalie ein: Zum einen ist der Temperatursprung um ein halbes Grad Celsius im Vergleich zum Vorjahr für das träge System, das sämtliche Weltmeere umfasst, in historischen Dimensionen unfassbar. Zum anderen ist der Peak im Nordsummer im August und September ebenso markant wie im Südsommer. Die Kurve fällt nicht mehr über das Jahr leicht ab, sondern ist tendenziell steigend. Und 2024 setzt sich der Trend auf einem noch höheren Niveau fort.



Grafik 1: Daily Sea Surface Temperature 60°S-60°N (European Union, Copernicus Marine Service data 2024).

Hat die Klimawissenschaft bisher immer auf das Potential auf Temperaturerhöhung angesichts der, selbst aus erdgeschichtlicher Perspektive, hohen Kohlendioxidkonzentration von gegenwärtig fast 420 ppm hingewiesen, so ist der Temperatursprung in diesem Jahr in der Gegenwart angekommen, so dass noch in diesem Jahrzehnt das in Paris vereinbarte Klimaziel mit grosser Wahrscheinlichkeit nicht mehr eingehalten wird. Mit dem Klimaabkommen und mit dem Klimaschutzgesetz hat sich die Schweiz auf einen gemeinsamen Pfad geeinigt. Damit hat sich die Schweiz nicht nur auf das Netto-Null-Ziel verpflichtet, sondern auch darauf, ihre Klimaziele den neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen anzupassen.

Sämtliche Klimaszenarien gehen davon aus, dass wir in Zukunft der Atmosphäre Kohlendioxid wieder zu entziehen haben, um den Überschuss und damit das Risiko zu hoher Temperaturen und zu saurer Weltmeere zu reduzieren. Aus diesem Grund erhebt die vorliegende Studie den Anspruch auf eine Gesamtsicht, welche notwendige Negativemissionen miteinbezieht. Sie betreffen nicht erst die zweite Hälfte unseres Jahrhunderts, sondern müssen bereits in den dreissiger Jahren hochskaliert werden. Erleichternd für die Schweiz sind die, im Vergleich zu Ländern des globalen Südens, verfügbaren Mittel und das notwendige Knowhow. Zusätzlich profitiert die Schweiz vom Territorialprinzip, wie es im Pariser Klimaabkommen festgehalten ist. Direkt muss sich das Land nur für die Emissionen auf dem Territorium verantwortlich zeichnen. Nur indirekt muss sich die Schweiz gemäss Vertrag um die Emissionen kümmern, welche für den inländischen Konsum im Ausland und durch den Rohstoffhandel sowie den Finanzplatz global entstehen. Die Herausforderungen sind somit im Grunde genommen gering.

Über 60 Prozent des Schweizer Territoriums bilden die Alpen. Die Höhendifferenz ist der Trumpf der Wasserkraft, ihre Exponiertheit derjenige der Windkraft und Photovoltaik, der beiden günstigsten und hochgradig skalierbaren Neuen Erneuerbaren. Weist die Wasserkraft noch ein kleines Potential im Hinblick auf die Speicherung, aber nicht mehr auf die Produktion auf, liegen die Chancen von Wind und PV im Gebirge in der Deckung der Winterlücke und in der Energiesicherheit. Ihr Ausbau bestimmt nicht nur auf grosse Strecken den Dekarbonisierungserfolg, sondern auch den nationalen Autarkiegrad. Aus diesem Grund ist der Beitrag der Alpen auf dem Weg hin zu einer klimapositiven Schweiz nicht zu unterschätzen.

Vorliegende Studie wurde durch das Urner Institut Kulturen der Alpen konzipiert und durchgeführt. Es hat sich seit 2020 mit seinen inter- und transdisziplinären Ansätzen profiliert und verfolgt eine gesamtheitliche und zukunftstaugliche Strategie, indem es sich von Anfang an einer "Alpine Futures Literacy" verschreibt. Die Gegenwartsanalyse und die daraus folgenden Handlungsanleitungen ergeben sich aus der Kompetenz heraus, welche das Urner Institut in Kooperation mit Praxispartnern vor Ort und mit nationalen wie internationalen Forschungseinrichtungen erarbeitet und laufend verfeinert.

Um den Umbau der alpinen Energieproduktionslandschaft ökonomisch, ökologisch und sozial verträglich zu gestalten, ohne weiterhin wertvolle Zeit zu verlieren, sind die nächsten Jahre in einem konzertierten Vorgehen aller Akteure die folgenden Punkte zu beachten, welche den Anspruch auf den neuesten Stand von Praxis und Forschung erheben. Die Gesamtstudie wird in Zukunft im Jahresrhythmus je nach Praxis- und Wissensstand neu überarbeitet und ergänzt – bis die Schweiz territorial klimapositiv ist. Aus heutiger Sicht ist für die Rolle der alpinen Stromproduktion im Hinblick auf die Dekarbonisierung der gesamten Schweiz einem neuen Gleichgewicht zwischen Produktion, Speicherung und Übertragung (1), der Abhängigkeit der Versorgungssicherheit von der Netzstabilität (2), den regulatorischen Beschleunigungen (3), der Biodiversität (4) sowie einem neuen Narrativ (5) ein besonderes Augenmerk zu schenken.

1. Gleichgewicht von Produktion, Speicherung und Übertragung

Gemäss Entscheid des Eidgenössischen Parlaments vom 27. September 2023 zum Mantelerlass soll die Produktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2050 mindestens 45 TWh betragen. Die Nettoproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2050 mindestens 39 TWh zu betragen.¹ Zusammen ergibt dies eine Erzeugung von 84 TWh. Die Landeserzeugung 2022 der Schweiz betrug 63 TWh (BFE 2023a, 11). Der grösste Anteil des benötigten Zubaus von Produktionsanlagen wird somit aus der Produktion von Elektrizität aus den Neuen Erneuerbaren Photovoltaik und Wind kommen. 2022 betrug die erneuerbare Stromproduktion erst 6 TWh. Es fehlen bis zum vom Bund angestrebten Ziel für das Jahr 2050 rund 40 TWh (BFE 2023b, 75). Dabei werden neue Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen eine entscheidende Rolle spielen. Verkürzt sich aus klimapolitischen Gründen der Umbau auf die Zeitspanne bis 2035, ist ein umso entschiedenes Vorgehen notwendig, das aber für die Schweiz bewältigbar ist.

Die Herausforderung besteht in der Notwendigkeit der Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch. Grundsätzlich kann im Sommerhalbjahr mehr Elektrizität aus erneuerbaren Energien produziert werden als im Winterhalbjahr. So wurden die für die Elektrizitätsproduktion von Wasserkraft verwendeten natürlichen Zuflüsse im hydrologischen Jahr 2021/2022 lediglich zu einem Viertel im Winterhalbjahr, aber zu Dreiviertel im Sommerhalbjahr gefasst. Das Verhältnis wurde dank Speicherbecken auf 43 Prozent im Winterhalbjahr und 57 Prozent im Sommerhalbjahr verschoben (BFE 2023a, 16). Der anstehende Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien wird die Notwendigkeit von Verfügbarkeit von Speichern weiter erhöhen.

Parallel zur Produktion ist der Aus- und Umbau der Stromnetze voranzutreiben. Die gegenwärtigen Veränderungen verbrauchsseitig, wie beispielsweise bei der Zunahme der Elektromobilität, sowie produktionsseitig werden die entsprechenden Anforderungen an die Anpassung und den Ausbau der bestehenden Stromnetze bestimmen.

2. Abhängigkeit der Versorgungssicherheit von der Netzstabilität

Die Schweiz ist netzseitig mit dem Ausland über 41 Grenzkuppelstellen verbunden. Ein autarker Inselbetrieb des Schweizer Stromnetzes wäre gegenwärtig reine Illusion. So findet ein permanenter Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch über die Landesgrenzen hinaus statt. Diese Vernetzung erhöht die Sicherheit der Stromversorgung in der Schweiz. Im Jahr 2022 standen in der Schweiz zwischen 20 und 24 TW-Kraftwerksleistung zur Verfügung. Dabei betrug die für den Landesverbrauch ohne Speicherpumpen benötigte Leistung zwischen 7 und 10 TW.² Die aufgetretene individuelle Höchstleistung für die Gesamtabgabe betrug im Jahr 2022 zwischen 10 und 13 TW. Das Schweizer Übertragungsnetz ist folglich in der Lage, gleichzeitig die für den inländischen Verbrauch benötigte Elektrizität sowie Transitleistungen grenzübergreifend zu erbringen.

Es ist die Aufgabe von Swissgrid, sicherzustellen, dass die Netzfrequenz im zulässigen Bereich zwischen 49.8 und 50.2 Hz bleibt. Kommt es zu einem Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch, wird vorgehaltene Regelleistung ausgelöst, welche das Netz stabilisieren kann. Es stehen Swissgrid drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung, welche sich durch die Schnelligkeit in der Verfügbarkeit unterscheiden. Die Arbeit von Swissgrid würde massgeblich erleichtert, wenn Swissgrid auf die europäischen Plattformen für gemeinsame Vorhaltung von Regelenergie wie MARI, PICASSO oder TERRE zugreifen könnte. Weiter kann die anstehende 70-Prozent-Regel mit der Minimum Remainig Available Margin (minRAM) dazu führen, dass die Nachbarländer der Schweiz ihre Grenzkapazitäten einseitig

¹ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Art. 2, <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/Schlussabstimmungstext%201%20SN%20D.pdf>.

² bezogen auf den dritten Mittwoch je Monat.

limitieren. Dadurch reduziert sich die Versorgungssicherheit, da die Schweiz insbesondere im Winterhalbjahr auf Stromimporte angewiesen ist.

Ohne passende Einbindung der Schweiz in das internationale Übertragungsnetz wird die Aufgabenstellung für Swissgrid zunehmend anspruchsvoller und gefährdet die Versorgungssicherheit in der Schweiz.

3. Regulatorische Beschleunigungen: Vorschriften und Regelungen

Der geplante Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, aber auch von Stromnetzen oder geothermischen Produktionsanlagen verzögert sich angesichts des notwendigen Aus- und Umbaus immer noch drastisch. Vielfach scheitern derartige Projekte an den fehlenden Bewilligungen. Einsprachen verzögern den Projektfortschritt und können dazu führen, dass der Projekteigner sein Projekt zurückzieht.

Erschwerend kommt hinzu, dass neben den Vorgaben aus den Vorschriften des Energiebereichs auch Vorschriften aus anderen Bereichen zur Anwendung kommen. Verbunden mit der föderalistisch bedingten unterschiedlichen Zuweisung der Themen auf Bund, Kantone und Gemeinden ergibt sich ein staatebenen- und departementsübergreifender Regelungsmix, welcher einer schnellen Umsetzung der geplanten Projekte diametral entgegenläuft. Gleichzeitig kann der Föderalismus auch zu einem Wettbewerb der besten Lösungen führen, wie das der Kanton Bern exemplarisch beim Solarexpress vorgeführt hat.

Selbst Ausnahmelösungen wie beispielsweise der vom Eidgenössischen Parlament verabschiedete Solarexpress straucheln in der Umsetzung durch die vielen Regelungen, die zu beachten sind, hier insbesondere zum Netzausbau. Bedingt durch die Notwendigkeit eines hochgradig inter- und transdisziplinären Energiewissens ist es sinnvoll, dass die Energiewirtschaft vermehrt im politischen Prozess auf allen Staatsebenen in Gremien aktiv mitarbeitet, um bereits in der Ausarbeitung von Vorschriften und Regelungen einen direkten sachdienlichen Beitrag leisten zu können.

4. Besonderes Augenmerk auf Biodiversität

Wie eingangs erwähnt, sind weitere planetare Grenzen überschritten. Für den Alpenraum von höchster Relevanz ist neben der Klimaerwärmung, aber auch damit gekoppelt, die Biodiversität als Systemleistung. Nicht nur der Schutz, sondern die aktive Erhöhung von Biodiversität in der ganzen Schweiz ist von überlebenswichtiger Bedeutung – nicht nur für die Biosphäre, sondern für unser Überleben selbst. Selbst Schutzzonen können ihre Funktionen nicht mehr erfüllen, wenn der Klimawandel zuschlägt, die Überdüngung wegen den fossilen Energieträgern weiterhin anhält oder die Ozonschicht ihre schützende Wirkung wegen Lachgaseintrag wieder reduziert. Eine holistische Sichtweise hat den Klimawandel als zusätzliche Gefahr für die Biodiversität miteinzubeziehen. Denn in der Summe leisten Klimaschutzmassnahmen insbesondere im Bereich der Mitigation und der Negativemissionen einen nicht zu unterschätzenden Schutz und sogar eine Förderung der Biodiversität.

In jedem Fall ist ein Denken in Zonen zu hinterfragen. Die Korrelation zwischen Landschafts- und Biodiversitätsschutz ist insbesondere in Bezug auf den hochalpinen Raum sehr lose oder gar nicht gegeben. «Wildnis» ist ein Importprodukt aus den USA – entstanden im 19. Jahrhundert auf dem Hintergrund eines entfesselten Kolonialismus, der so tut, als ob es keine einheimische Bevölkerung gibt (Nash 2014, 67-83). Der gegenwärtige Ausbau der neuen Erneuerbaren muss jährlich vervielfacht werden, wollen wir Klima und Biodiversität schützen. Der langsame Zubau von bebauten Flächen ist höchst ungenügend. Nicht, dass er nicht notwendig wäre. Im Gegenteil. Doch die hocheffiziente Deckung der Winterstromlücke mit hochalpiner PV, Windkraft und Pump- oder anderen Speicherwerken ist für die Dekarbonisierung der Schweiz unabdingbar.

Biodiversität ist auf intakte Gesamtsysteme und nicht immer auf Zonen angewiesen, die einen umso massiveren Eingriff in sonstigen Gebieten rechtfertigen würden. Die eigentlichen Lebensadern der Biodiversität vollziehen sich entlang der Dynamik der noch freien Gewässer. Kaum ein anderes Land als die Schweiz hat durch die Energieproduktion die Gewässerbiologie derart in Mitleidenschaft gezogen. Wind und Photovoltaik bedeuten dank geschickten Ausgleichsmassnahmen einen Befreiungsschlag für diese Biodiversität. Und in den neuen Energielandschaften selbst kann die Biodiversität erhöht werden, indem der Verbuschung und Vergandung durch die Aufrechterhaltung der traditionellen Nutzungsintensität Einhalt geboten wird.

5. Kommunikation

Seit bald einem halben Jahrhundert ist bekannt, dass sich das Klima erwärmt. Dabei ist der atmosphärische Gehalt von Klimagasen, insbesondere von Kohlendioxid, aber auch Methan und Lachgas, relevant. Dennoch ist es bis heute erst teilweise gelungen, das Thema jenseits von tagespolitischen Dringlichkeiten als Strategie, welche über mehrere Generationen reicht, zu verankern. In der Überlagerung der Klima-Kommunikation mit dem Energie-Thema kommt es leider immer wieder zu einer Angst generierenden Krisenkommunikation, deutlich wahrnehmbar angesichts der politisch instrumentalisierten Strommangellage, ausgelöst durch die Invasion Russlands in der Ukraine. Die Klimaerwärmung schlägt zwar in erdgeschichtlichen Dimensionen rasch zu, ist aber dennoch für viele, welche nicht direkt betroffen sind, schwierig erfahrbar. Dafür waren bisherige Erzähl- und Zeitframings nicht gerade brauchbar. Mit einer neuen Erfahrbarkeit, welche neue Narrative vermitteln, wird der Grundstein und die Akzeptanz für die konkreten und breit getragenen Massnahmen gelegt.

Erfahrungen aus der Kommunikation vergangener Krisen zeigen, dass Botschaften in der Krise wie beabsichtigt verstanden werden sollen. Dies funktioniert nicht in einer linearen Informationsvermittlung. Die Kommunikation erfordert eine auf die Bedürfnisse der Bevölkerung abgestimmte aktive Sinnstiftung. Dabei geht es nicht primär um möglichst viele Informationen, sondern um konkrete zielgruppengerechte Übermittlung, welche in der Schulbildung beginnt und über sämtliche Verantwortungsträger bis zu politischen und ökonomischen Entscheidungsträgerinnen reicht. Erst so werden die unterschiedlichen kommunikativen Bedürfnisse abgedeckt.

Gerade für die mehrsprachige Schweiz bildeten die Alpen einen starken Bezugspunkt einer nationalen Selbstvergewisserung jenseits von Territorium, Sprache und Kultur. Übernehmen die Alpen der Zukunft neben der Wasserkraft wiederum neue Leistungen im Bereich einer erneuerbaren Energieproduktion, welche ihren Bewohnerinnen und Bewohnern eine lebbare Zukunft dank einem effizienten Klima- und Biodiversitätsschutz sichert, kann damit ein Narrativ aufgebaut werden, das unterschiedlichsten Interessensgruppen vermittelbar wird (Hannawa und Stojanov 2022). Anstatt auf konträre politische Meinungen zu setzen, welche nur auf ein Ja oder Nein abzielen, eröffnet sich ein Informationsfeld, auf dem nach der bestmöglichen Lösung für alle gesucht wird. Und dafür sind praktische Umsetzungen das beste Anschauungsmaterial.

Die Gesamtstudie beinhaltet grundsätzlich zwei unterschiedliche Teile. Einerseits Factsheets und andererseits Zusammenfassungen: Im ersten Teil (Kapitel 1 bis 3) werden die drei Themenfelder zu den Rahmenbedingungen im Hinblick auf Dekarbonisierung und Klimapositivität (Kapitel 1), zu den Neuen Erneuerbaren Photovoltaik und Wind (Kapitel 2) sowie zur Versorgungssicherheit und Energieautarkie im Rahmen der technisch und wirtschaftlich verkraftbaren Grenzen (Kapitel 3) in sogenannten Factsheets abgehandelt. Eingangs werden die gesetzgeberischen Verpflichtungen erklärt, die sich aus dem Pariser Klimaabkommen ergeben (1.1). Das zweite Factsheet in Kapitel 1 konzentriert sich auf die Frage, was angesichts der sich verschärfenden Klimaerwärmung rasche Mitigation (1.2) bedeutet. Ein weiteres Factsheet widmet sich dem grössten Biodiversitätsverlust in der Schweiz, nämlich dem Biodiversitätsverlust in und an Gewässern (1.3), die am meisten unter Druck stehen. Angesichts einer

dringend notwendigen Klimapositivität, um den Klimagas-Überschuss in der Atmosphäre wieder auf den Grenzwert von 350 ppm zu reduzieren, wird der Beitrag des landbasierten Rückbindungspotential über Biomasse (1.4) eruiert.

Kapitel 2 fokussiert sich auf die beiden Neuen Erneuerbaren mit dem grössten und effizientesten Potential zur Mitigation, auf Photovoltaik und Wind. Entscheidend dafür sind die günstigen Gestehungskosten (2.1). Zwar ergänzen sich die beiden Produktionsformen, da der Wind naturgemäss in den Nächten und bei Bewölkung meist stärker ist als bei sonnigem Wetter. Dennoch sind die technischen Anforderungen an die Speicherung grösser (2.2). In einem weiteren Factsheet wird die Umweltwirkung, insbesondere der Treibhausgasausstoss, der mit dem Ausbau und dem Anschluss der Neuen Erneuerbaren entsteht, ins Verhältnis zu fossilen Energieträgern gebracht, die ohne ihre Erschliessung die Atmosphäre massiv belasten würden (2.3). Damit wird das Argument, die Neuen Erneuerbaren hätten noch immer eine zu grosse Klimawirkung, erwiesenermassen entkräftet. Insbesondere im Hinblick auf hochalpine Photovoltaik wird oftmals Landschaftsschutz mit Biodiversitätsschutz verwechselt. So wird exemplarisch aufgezeigt, wie dank solchen Anlagen die durch die Alpwirtschaft entstandene Biodiversität wieder hergestellt werden kann - dank der Kombination mit den neuen Energielandschaften (2.4). Dieser Teil schliesst mit einem rechtswissenschaftlichen Factsheet zu den gesetzlichen Möglichkeitsräumen für Photovoltaik und Wind in den Alpen (2.5).

Kapitel 3 widmet sich der nationalen Versorgungssicherheit, welche das oberste Primat der Dekarbonisierung in der Energieproduktion in den Alpen bildet. Diese ist dank der Alpen möglich, wobei die Grenzkosten einer zunehmenden Energieautarkie immer hoch ausfallen, so dass eine europäische Einbindung immer von Vorteil für die Schweiz ist (3.1). Weil die Diskussion um die Kernkraft gerade 2023 immer wieder politisch instrumentalisiert worden ist, unterstreicht das dazu verfasste Factsheet, dass letztendlich nur die Laufdauer der noch betriebenen Kraftwerke darüber entscheidet, wie schnell wir mit Neuen Erneuerbaren zubauen (3.2). Auch hier geht es nicht um ein Ja oder Nein, sondern um eine konstruktive Diskussion um die Frage, welches kurz- und langfristige Risiko wir als Gesellschaft übernehmen wollen in Hinblick auf Sicherheit, Uranimport und Endlagerung. Die Wetterabhängigkeit der Neuen Erneuerbaren führt dazu, dass zur Versorgungssicherheit eine leichte Überproduktion von Vorteil ist. Im entsprechenden Factsheet wird überlegt, wie am besten mit Überschussstrom umgegangen werden soll (3.3). Im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und nationaler Selbständigkeit wird der rechtlich-politische Rahmen im europäischen Kontext genau abgesteckt (3.4). Das letzte Factsheet in Kapitel 3 thematisiert den Netzanschluss von Photovoltaikanlagen (3.5).

Aus diesen drei Teilen ergeben sich vier Zusammenfassungen. Konkret werden die nötigen Produktionsmengen und Speichermöglichkeiten (4.1) und der dazu notwendige Netzausbau (4.2) bestimmt sowie die entsprechenden Zusammenfassungen für die Biodiversität (4.3) und für die rechtlichen Regulierungen (4.4) formuliert. Auf der Basis dieser konkreten Zusammenfassungen können alle beteiligten Forschenden der ETH Zürich, der Universität Luzern, der Universität Fribourg, der Universität Bern, der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, des WWF, First Climate, Universität Neuchâtel, EPFL, Ostschweizer Fachhochschule, Montanuniversität Leoben und der Berner Fachhochschule bekräftigen, dass eine rasche Dekarbonisierung des Energiesystems dank der Alpen gut machbar ist. Damit wird die Schweiz endlich wieder eine globale Vorbildfunktion übernehmen und ihre Innovationskraft unter Beweis stellen.

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie (BFE). 2023a. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik». Zugriff 25. April 2024.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>.

Bundesamt für Energie (BFE). 2023b. «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien».

- Die Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft. 2023. «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) vom 29. September 2023». Zugriff 25. April 2024. <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2021/20210047/Schlussabstimmungstext%201%20SN%20D.pdf>.
- European Union, Copernicus Marine Service data. 2024. «Daily Sea Surface Temperatures 60°S-60°N.» Climate Reanalyzer. Zugriff 06. Mai 2024. https://climatoreanalyzer.org/clim/sst_daily/.
- Hannawa, Annegret F. und Ana Stojanov. 2022. «‘Compliant Supporters’, ‘Anxious Skeptics’ and ‘Defiant Deniers’: A Latent Profile Analysis of People’s Responses to COVID-19 Communications.» *Health Communication* 39, Nr. 1 (2024): 148–60. doi: 10.1080/10410236.2022.2162224.
- Nash, Roderick Frazer. 2014. *Wilderness and the American Mind*. Fifth Edition. Yale University Press: New Haven and London.
- Swiss Re. 2023. «How big is the protection gap from natural catastrophes where you are?» SwissRe 26. März 2024. <https://www.swissre.com/risk-knowledge/mitigating-climate-risk/natcat23-protection-gap-infographic.html#/region/EMEA>.

1 Rahmenbedingungen: Dekarbonisierung und Klimapositivität

1.1 Vorgaben durch das Pariser Klimaübereinkommen für die Gesetzgebung und nationalen Verpflichtungen

Nesa Zimmermann | Valérie Défago

Einleitung

Das Pariser Übereinkommen, auch Klimaübereinkommen genannt, wurde im Dezember 2015 verabschiedet. Nach Ratifizierung durch die Schweiz ist das Übereinkommen im November 2017 für die Schweiz in Kraft getreten. Dieses wesentliche – oft als bahnbrechend bezeichnete – Instrument des internationalen Klimaschutzes soll im vorliegenden Factsheet genauer untersucht werden. Das Factsheet ist in vier Teile gegliedert, welche folgenden Themen gewidmet sind: Geschichte und Kontext des Pariser Übereinkommens (1), kurze Darstellung seines Inhalts mit Schwerpunkt auf einigen spezifischen Bestimmungen (2), detaillierte Analyse der Rechtsnatur des Pariser Übereinkommens und seiner Bestimmungen (3) und Bewertung unter besonderer Berücksichtigung des Schweizer Kontexts (4).

1. Entstehungsgeschichte und Kontext

Das Pariser Übereinkommen wurde von 196 Vertragsstaaten auf der 21. Konferenz der Vertragsparteien (COP-21) des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) angenommen. Es trat am 4. November 2017 in Kraft, nach Ratifizierung durch die gemäss Art. 21 Abs. 1 erforderliche Anzahl Staaten ratifiziert worden war (55 Staaten, auf die mindestens 55 % der globalen Treibhausgasemissionen entfallen), und zählt heute 195 Vertragsstaaten. Wie das Kyoto-Protokoll ist das Übereinkommen von Paris ein Folgeabkommen des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC).

Das Hauptziel des 1994 in Kraft getretenen UNFCCC ist es, die Konzentration von Treibhausgasen auf einem Niveau zu stabilisieren, das die klimatischen Störungen so weit wie möglich begrenzt, was später durch das Ziel konkretisiert wurde, die globale Erwärmung auf unter 2 °C (Decision 1/COP16; Anhang B Kyoto-Protokoll) oder sogar «deutlich unter» 2 °C und idealerweise auf 1.5 °C zu begrenzen (Art. 2 lit. a Pariser Übereinkommen). Das UNFCCC betont in diesem Zusammenhang die Hauptverantwortung der Industrieländer, ohne jedoch quantifizierte Reduktionsziele vorzusehen. Das Kyoto-Protokoll sollte diese Lücke schliessen, indem es für die Industrieländer quantifizierte und verbindliche Reduktionsziele vorsah, zunächst für den Zeitraum von 2008 bis 2012 (Art. 3 Kyoto-Protokoll). Doch gerade die Existenz quantifizierter und verbindlicher Ziele – auf den ersten Blick die Stärke des Kyoto-Protokolls – erwies sich als seine Schwäche. So haben die Staaten das Protokoll nur zögerlich ratifiziert, womit es erst 2005 in Kraft treten konnte; ausserdem haben die USA, einer der grössten Emittenten von Treibhausgasen, das Protokoll nie ratifiziert und Kanada zog sich 2012 zurück (Tabau 2016, 64).

Darüber hinaus enthält die in Doha beschlossene Änderung des Kyoto-Protokolls, die die Verpflichtungen für den zweiten Zeitraum von 2013 bis 2020 detailliert festlegt, nur für 37 Länder Reduktionsziele und trat erst 2020 in Kraft, da bis dahin keine ausreichenden Ratifizierungen erfolgt waren (UNFCCC 2020). Die Verhandlungen für die Zeit nach 2012 erwiesen sich als besonders schwierig, da das Scheitern der COP-19 in Kopenhagen das System des UNFCCC erheblich schwächte (Tabau 2016, 61-62; Singh Ghaleigh 2021, 74-78; Bulmer, Doelle und Klein 2017).

Das Pariser Übereinkommen, das in dieser angespannten internationalen Situation ausgehandelt wurde, zielt eher auf eine universelle Mitgliedschaft als auf die Verbindlichkeit der Verpflichtungen ab (Tabau, 62-66). Sein Zustandekommen, unter anderem dank einer Absprache zwischen den USA und China, wurde als grosser Erfolg der Klimadiplomatie gefeiert, auch wenn es nicht an kritischen Stimmen fehlte (Singh Ghaleigh 2021, 88-89).

2. Inhalt des Übereinkommens und seiner Bestimmungen

Das Pariser Übereinkommen legt zunächst ein gemeinsames Ziel fest, nämlich die Erwärmung der globalen Durchschnittstemperatur «deutlich unter 2 °C im Vergleich zu vorindustriellen Werten» einzudämmen, sowie eine Verpflichtung, Massnahmen zu ergreifen, um die Erwärmung auf 1.5 °C zu begrenzen (Art. 2 Übereinkommen von Paris; Decision 1/COP21, §§ 22–40). Die Unklarheit, die durch dieses doppelte Ziel geschaffen wurde, ist durchaus gewollt; sie erklärt sich durch die angespannten Verhandlungen (Singh Ghaleigh 2017, 79-80).

Im Gegensatz zum Kyoto-Protokoll legt das Pariser Übereinkommen keine quantifizierten Reduktionsziele fest, sondern überlässt es den Staaten, national festgelegte Beiträge («*nationally determined contributions*», NDC) zu bestimmen (Art. 3 und 4 Übereinkommen von Paris).¹ Stattdessen legt es einen Rahmen mit detaillierten Verfahrenspflichten für die Festlegung und Überwachung dieser Ziele fest (Art. 4 Übereinkommen von Paris; Mayer 2021). Unter anderem müssen die Staaten ihre NDC alle fünf Jahre melden (Art. 4 Übereinkommen von Paris; Mayer 2021). Das Pariser Übereinkommen besagt auch, dass die nationale Zielsetzung progressiv ausgestaltet werden und im Einklang stehen muss mit den wissenschaftlichen Erkenntnissen (Art. 4 Abs. 1 und 3 Übereinkommen von Paris). Das allgemeine Ziel und die damit verbundenen Verpflichtungen, einschliesslich der Verfahrenspflichten, gelten zum ersten Mal nicht nur für die Staaten des globalen Nordens (die sog. Anhang I-Staaten), sondern auch für die Staaten des globalen Südens (Art. 2, 3 und 4 Übereinkommen von Paris; Bodle und Oberthür 2017, 96-97). Damit bietet das Pariser Übereinkommen eine gewisse Neuinterpretation des UNFCCC-Prinzips der «gemeinsamen, aber differenzierten Verantwortlichkeiten» (Bodle und Oberthür 2017, 96-97).

Neben den Zielen und Verfahren zur Minderung («*Mitigation*») legt das Pariser Übereinkommen auch einen Schwerpunkt auf die Anpassung («*Adaptation*») an den Klimawandel. Auch wenn dieser Aspekt in früheren Instrumenten nicht völlig vernachlässigt wurde, stellt das Pariser Übereinkommen die Anpassung zum ersten Mal auf die gleiche Stufe wie die Minderung (Art. 2 und 7 Übereinkommen von Paris; Decision 1/COP21, §§ 41–46). Der dritte Schwerpunkt des Pariser Übereinkommens sind die Finanzbestimmungen, die unter anderem eine finanzielle Unterstützung für Klimaschutz- und Anpassungsmassnahmen vorsehen, die hauptsächlich von den Ländern des Nordens bereitgestellt werden (andere Länder werden aufgefordert, einen Beitrag zu leisten) und deren Mindestbetrag im Beschluss von Paris auf 100 Milliarden US-Dollar pro Jahr festgelegt wurde (Art. 2 und 9 Übereinkommen von Paris; Decision 1/COP21, §§ 52-64). Das Pariser Übereinkommen formuliert ausserdem das Ziel, «Finanzströme mit einem Entwicklungsprofil in Richtung einer treibhausgasarmen und klimaresistenten Entwicklung in Einklang zu bringen», was unter anderem zu Initiativen des Finanzsektors geführt hat, sich an den Zielen des Pariser Übereinkommens auszurichten («*Alignment*») (Singh Ghaleigh 2021, 83).

¹ Der Unterschied zwischen den zwei Vorgehensweisen, beschrieben als «top-down» (Kyoto) und «bottom-up» (Paris) ist allerdings weniger gross als er auf den ersten Blick scheint, da die international festgelegten Ziele des Kyoto-Protokolls gemäss den jeweiligen Vorschlägen der betroffenen Staaten gesetzt wurden (Singh Ghaleigh Article 2, in Van Calster/Reins, p. 86–87).

3. Rechtsnatur des Übereinkommens und seiner Bestimmungen

Die Rechtsnatur des Pariser Übereinkommens und seiner verschiedenen Bestimmungen ist Gegenstand widersprüchlicher Auslegungen und Kontroversen. Was zunächst das Übereinkommen selbst betrifft, so wurde seine Rechtsnatur durch seine Bezeichnung im englischen und französischen Originaltext – «Agreement» bzw. «Accord» und nicht «Treaty», «Protocol», «Convention» resp. «Traité», «Protocole», «Convention» – sowie durch Stellungnahmen der USA, dass es sich nicht um einen verbindlichen Vertrag handle, in Frage gestellt (Singh Ghaleigh und Verkuijl 2021, 104–108). Die US-amerikanische Position ist jedoch auf das innerstaatliche Recht der USA zurückzuführen: Es sollte vermieden werden, dass das Instrument nach dem Verfassungsrecht der USA der Ratifizierung durch den Senat unterliegt (wofür eine Zweidrittelmehrheit erforderlich ist) (Singh Ghaleigh und Verkuijl 2021, 104–108). Mit anderen Worten, die Definition eines Vertrags nach innerstaatlichem US-Recht deckt sich nicht mit derjenigen des Völkerrechts. Das Pariser Übereinkommen ist zweifellos ein internationaler Vertrag und damit ein rechtlich bindendes Dokument («*legally binding*») im Sinne des Wiener Übereinkommens über das Recht der Verträge (WÜK). Die Organe des UNFCCC, die sich auch mit der Umsetzung des Pariser Übereinkommens befassen, haben dessen Rechtsverbindlichkeit eindeutig bestätigt; diese wird auch von den Organen der Schweiz nicht in Frage gestellt (Bundesrat 2016, 318).

Die Rechtsnatur und der Geltungsbereich der einzelnen Bestimmungen sind schwieriger zu bestimmen. Zu diesem Zweck gelten die allgemeinen Regeln für die Auslegung von Verträgen, die im WÜK kodifiziert sind (Art. 31 und 32 WÜK). Dazu gehören die grammatikalische Auslegung, die sich auf den Wortlaut bezieht, die systematische Auslegung, bei der die Bestimmungen im Lichte anderer Bestimmungen desselben Vertrags sowie im Lichte des Kontexts analysiert werden, wobei insbesondere andere Rechtsinstrumente berücksichtigt werden (hier sind vor allem andere Dokumente gemeint, die mit dem UNFCCC-System in Verbindung stehen, aber auch allgemeine Rechtsgrundsätze wie das Vorsorgeprinzip), sowie die teleologische Auslegung, die sich insbesondere mit dem Gegenstand und dem Ziel des Vertrags befasst (Ammann 2020, 191–222; Kolb 2006, 407–654). Die historische Auslegung, die sich auf den Willen der Parteien zum Zeitpunkt des Abschlusses bezieht, wie er aus den vorbereitenden Arbeiten («*travaux préparatoires*») hervorgeht, ist nur eine subsidiäre Methode der Vertragsauslegung (Art. 32 WÜK). Sowohl die systematische als auch die teleologische Methode begünstigen eine dynamische Auslegung, die die Entwicklung des soziopolitischen Kontexts und des Rechts berücksichtigt (Ammann 2020, 209–212). Eine solche Auslegung – besonders im Bereich der Menschenrechte, aber auch relevant für das internationale Umweltrecht – findet zwar ihre Grenzen im klaren Text eines Vertrags; es ist allerdings selten, dass ein Text so klar ist, dass er keinerlei Auslegung bedürfte (Ammann 2020, 245–246).

Thesen und Problemstellungen:

- Die im Pariser Übereinkommen festgelegten Verpflichtungen sind in ihrer Geometrie variabel und ihre Konturen manchmal unklar. – Die Anwendung der oben genannten Auslegungsmethoden ergibt zunächst klare Verfahrenspflichten, deren Rechtsverbindlichkeit in der Regel nicht in Frage gestellt wird (Winkler 2017, 147; Wegener 2020, 27–28). Dies ergibt sich bereits aus dem Vertragstext, der diesbezüglich «starke» Formulierungen verwendet, die auf rechtlich bindende Verpflichtungen hinweisen («shall» im Englischen, Verb im Präsens im Französischen) (Art. 4 Abs. 2, 8, 9 und 12; Art. 11 Abs. 4 ; Art. 13 Abs. 7, 9, 11, 12 und Art. 14 Abs. 1 des Pariser Übereinkommens). Umgekehrt werden die Temperaturreduktionsziele in Artikel 2 allgemein als «kollektive Ziele» ohne Rechtsverbindlichkeit angesehen (Singh Ghaleigh 2021, 81). Bei den national festgelegten Beiträgen (NDCs) ist die Frage schwieriger. Zwar ist ihre Festlegung grundsätzlich Sache der Staaten, doch enthält das Pariser Übereinkommen Hinweise darauf, ob die NDCs angemessen sind oder nicht (progressiver Charakter, Berücksichtigung wissenschaftlicher Erkenntnisse). Die Frage, ob diese einmal festgelegten NDCs zwingend erreicht werden müssen oder nicht, wurde unterschiedlich interpretiert (Wegener 2020, 27 und Fn 68). Der Begriff selbst – «Beitrag» und nicht «Verpflichtung» – erklärt sich aus dem Wunsch, eine zu verbindliche Verpflichtung zu vermeiden. In der Schweiz hat der Bundesrat klargestellt, dass es sich seiner Ansicht nach um ein Ziel handelt, das «nur politisch bindend» ist (Bundesrat 2016, 329). Es wurden jedoch auch andere Interpretationen vorgeschlagen, wie zum Beispiel im

Entscheidung des niederländischen höchsten Gerichts in *Urgenda gegen die Niederlanden* (2019). In dieser Hinsicht ist das Konzept der Sorgfaltspflichten relevant, welches als rechtliche Verpflichtung interpretiert werden kann, alle notwendigen (oder möglicherweise zumutbaren) Massnahmen zu ergreifen, um die festgelegten NDC zu erreichen (Wegener 2020, 27 Fn 68). In diese Richtung geht auch das kürzlich gefällte Urteil des Europäischen Gerichtshofes für Menschenrechte (EGMR) im Fall *Verein Klimaseniorinnen gegen die Schweiz*, welches sich auf das Pariser Abkommen beruft, um die menschenrechtlichen Verpflichtungen i.S. Schutz gegen den Klimawandel und seine Auswirkungen zu konkretisieren.² Der EGMR hat insbesondere geurteilt, dass die Schweiz – sowie die anderen Staaten des Europarates – verpflichtet sind, die erforderlichen Massnahmen und Regelungen zu treffen, um zu verhindern, dass die Treibhausgaskonzentration in der Erdatmosphäre sowie die globale Durchschnittstemperatur auf ein Niveau ansteigt, das schwerwiegende und irreversible Auswirkungen auf die durch Artikel 8 EMRK geschützten Menschenrechte haben könnte. Der konkrete Umfang einer solchen Verpflichtung sowie ihre Umsetzung sind noch zu bestimmen.

- Rechtsstreitigkeiten zu Klimafragen (Climate Litigation) spielen eine entscheidende Rolle bei der Auslegung, Konkretisierung und Operationalisierung des Pariser Übereinkommens. – Die manchmal «schwammigen» oder «obskuren» Formulierungen im Pariser Übereinkommen verhindern nicht, dass das Übereinkommen konkrete Auswirkungen entfalten kann. In diesem Zusammenhang spielen Klimastreitigkeiten eine wichtige Rolle bei der Auslegung, Konkretisierung und «Operationalisierung» des Pariser Übereinkommens, indem sie das Übereinkommen als Instrument zur Auslegung sowohl internationaler als auch nationaler Klimaverpflichtungen nutzen (Wegener 2020, 24-27). In diesem Zusammenhang sind zwei Aspekte besonders wichtig: erstens die Verpflichtung, das innerstaatliche Recht im Einklang mit dem Völkerrecht auszulegen, und zweitens das Konzept der «integrierten» oder «koordinierten» Auslegung internationaler Verpflichtungen aus verschiedenen Quellen, z. B. die Auslegung der Umweltverpflichtungen aus der Europäischen Menschenrechtskonvention im Lichte des Pariser Übereinkommens.

4. Konkretisierung im Schweizer Kontext

Mit der Ratifizierung des Pariser Übereinkommens im Oktober 2017 hat sich die Schweiz verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken und bis 2050 klimaneutral zu werden (Bundesrat 2022, 1-2; s. auch Bundesrat 2016).

Auf gesetzlicher Ebene ist die Umsetzung des Pariser Übereinkommens in nationales Recht mühsam und erfolgt in kleinen Schritten. Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Pariser Übereinkommens war das geltende Gesetz das CO₂-Gesetz vom 23. Dezember 2011, das verlangte, dass in Umsetzung des Kyoto-Protokolls die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 20 % gesenkt werden müssen. Im Zuge des Inkrafttretens des Pariser Übereinkommens für die Schweiz wurde das CO₂-Gesetz einer Totalrevision unterzogen, die am 25. September 2020 vom Parlament verabschiedet wurde (Bundesrat 2017). Diese wurde jedoch in der Volksabstimmung vom 13. Juni 2021 abgelehnt, da sich das Volk insbesondere gegen eine Erhöhung der Steuer auf fossile Brennstoffe ausgesprochen hatte. Am 17. Dezember 2021 nahm das Parlament eine Teilrevision des CO₂-Gesetzes von 2011 vor, um die Ziele und Instrumente bis Ende 2024 beizubehalten (UREK-N 2021).

Im gleichen Zeitraum wurde am 27. November 2019 die Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» vom Schweizer Klimaschutzverband eingereicht, die die Einführung eines neuen Verfassungsartikels zur Klimapolitik forderte und verlangte, dass die Schweiz ab 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen darf, als sichere Treibhausgasenken dauerhaft speichern können, und ein Verbot fossiler Energieträger ab 2050 durchsetzte. Am 11. August 2021 empfahl der Bundesrat die Ablehnung der Initiative und stellte einen direkten Gegenentwurf vor, der die gleichen Ziele aufgriff, aber

² EGMR, *Verein Klimaseniorinnen und andere gegen die Schweiz*, Nr. 53600/20, 9. April 2024, § 547 ss, insbesondere § 550.

die Massnahmen zur Erreichung dieser Ziele abschwächte (Bundesrat 2021). Am 12. Oktober 2021 beschloss die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats, der Initiative einen indirekten Gegenvorschlag gegenüberzustellen, damit schneller eine wirksame Lösung auf Gesetzesesebene gefunden werden kann (UREK-N 2022, 9/44). Diesem Vorgehen hat sich der Bundesrat am 3. Juni 2022 angeschlossen (Bundesrat 2022b, 3/8).

So wurde das Bundesgesetz über die Klimaschutzziele, die Innovation und die Erhöhung der Energiesicherheit (KIG) am 30. September 2022 verabschiedet und in der Volksabstimmung vom 18. Juni 2023 angenommen. Das KIG beschränkt sich auf die Grundzüge der strategischen Ausrichtung auf die Klimaneutralität; die Massnahmen zur Zielerreichung werden nicht definiert, sondern sind für spätere Erlasse vorgesehen, insbesondere für das CO₂-Gesetz (Bundesrat 2022b, 3/8), für das der Bundesrat bereits eine Revision für die Zeit nach 2024 vorgeschlagen hat, basierend auf dem erläuternden Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 23. August 2021 (Bundesrat 2022a). Dieser Revisionsentwurf ist immer noch im Parlament hängig.

Darüber hinaus ist die Umsetzung der Klimapolitik der Schweiz untrennbar mit der Energiepolitik verbunden. Die Klimapolitik stützt sich auf das Null-Netto-Emissionsziel, das am 28. August 2019 vom Bundesrat verkündet und in die langfristige Klimastrategie der Schweiz vom 27. Januar 2021 aufgenommen wurde. Die Energiepolitik basiert ihrerseits auf der Energiestrategie 2050, die auf dem Grundsatzentscheid zum Ausstieg aus der Kernenergie vom März 2011 und später auf dem Grundsatzentscheid zum Ausstieg aus den fossilen Energien von 2018 beruht. Die Massnahmen der Energiepolitik spielen dabei eine wichtige Rolle für die Erreichung der Klimaziele. So wurde das Gesetz über eine sichere Stromversorgung aus erneuerbaren Energien am 29. September 2023 verabschiedet (Bundesrat 2021a; BBI 2023 2031). Ebenso verabschiedete die Bundesversammlung am 30. September 2022 das Bundesgesetz über dringliche Massnahmen zur raschen Sicherstellung der Stromversorgung im Winter, das sich auf die Solaroffensive bezieht und Teil des indirekten Gegenvorschlags zur Gletscher-Initiative ist. Sodann verabschiedete das Parlament am 16. Juni 2023 das Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieprojekte (Änderung des Energiegesetzes und des Bundesgerichtsgesetzes), das auf eine parlamentarische Initiative zurückgeht und bis zu einer zusätzlichen Energieproduktion von 1 TWh pro Jahr gelten soll (UREK-N 2023). Schliesslich wollte der Bundesrat am 21. Juni 2023 mit einem weiteren Gesetzentwurf zur Verfahrensbeschleunigung die Vereinfachung und Beschleunigung der Verfahren für die Planung, den Bau, die Erweiterung und die Renovierung aller Grossanlagen zur Erzeugung von Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien generell durchsetzen und den Planungsprozess für das Schweizer Stromübertragungsnetz vereinfachen (Bundesrat 2023).

Thesen und Problemstellungen:

- *Die Herausforderung einer umfassenden Berücksichtigung der Herausforderungen über den Klimaschutz hinaus.* – Wenn Klimapolitik und Energiepolitik eng miteinander verknüpft sind, ist es unerlässlich, alle betroffenen öffentlichen Interessen zu berücksichtigen. Insbesondere bei raumrelevanten Vorhaben und bei Vorhaben für Energieerzeugungsanlagen sind zusätzlich der Natur- und Landschaftsschutz, der Erhalt der Biodiversität, die vielfältigen Funktionen der Gewässer und ihr Schutz, der Grundsatz der Trennung von bebauten und unbebauten Gebieten und der Grundsatz der haushälterischen Bodennutzung zu berücksichtigen, um nur einige zu nennen (Jerjen 2022). Der Ansatz des Gesetzgebers, nach sektoralen Zielen – in diesem Fall Energie- und Klimazielen – vorzugehen, verstellt die Möglichkeiten einer späteren Interessenabwägung, die für die Berücksichtigung anderer zu schützender öffentlicher Interessen erforderlich ist.
- *Gesetzgeberische Massnahmen sind notwendig, aber nicht ausreichend, um die Ziele des Pariser Übereinkommens zu erreichen.* – Zwar steht der Bundesgesetzgeber an vorderster Front, um die Umsetzung der Ziele des Pariser Übereinkommens zu gewährleisten, doch fällt diese Aufgabe auch den Kantonen und Gemeinden im Rahmen ihrer jeweiligen Zuständigkeiten zu. Die Klimapläne der öffentlichen Körperschaften, strategische und Steuerungsinstrumente, die nach

Inkrafttreten des Pariser Übereinkommens schrittweise verabschiedet wurden, veranschaulichen einerseits die Tatsache, dass Kantone und Gemeinden die bundesgesetzliche Konkretisierung vorweggenommen haben, und andererseits, dass sich das öffentliche Handeln im Klimabereich nicht auf die Verabschiedung gesetzgeberischer Massnahmen beschränkt; vielmehr umfasst es Massnahmen exekutiver Natur im Bereich der gesamten öffentlichen Politik und der Verwaltung des Staatseigentums. Dies vorausgeschickt, hängt ebenso wie die in Bundesgesetzen vorgesehenen Massnahmen – wie die Revision des CO₂-Gesetzes, die 2021 an der Urne aus finanziellen Gründen scheiterte – ihre Effektivität von der Finanzierung ab, die die kantonalen Gesetzgeber und die beschlussfassenden Organe der Gemeinden für ihre Umsetzung bereit sind zu bewilligen.

Literaturverzeichnis

- Ammann, Odile. 2020. *Domestic Courts and the Interpretation of International Law: Methods and Reasoning Based on the Swiss Example*. Leiden: Brill Nijhoff.
- Bodansky, Daniel, Jutta, Brunnée, und Lavanya, Rajamani. 2017. *International Climate Change Law*. First edition. Oxford: Oxford University Press.
- Bodle, Ralph, and Oberthür, Sebastian. 2017. «The Legal Form of the Paris Agreement and Nature of its Obligations.» In *The Paris Agreement on Climate Change: Analysis and Commentary*. First edition, herausgegeben von Klein, Daniel, Carazo, María Pía, Doelle, Meinhard, Bulmer, Jane, und Higham, Andrew. Oxford: Oxford Univ. Press.
- Carlarne, Cinnamon Piñon, Gray, Kevin R. und Tarasofsky, Richard (Hrsg.). 2016. *The Oxford Handbook of International Climate Change Law*. First edition. Oxford: Oxford University Press.
- Chung, Suh-Yong. 2015. *Post-2020 Climate Change Regime Formation*. 1st pbk ed. London: Routledge.
- Farber, Daniel A. und Marjan Peeters (Hrsg.). 2016. *Climate Change Law*. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing.
- Jerjen, Damian. 2022. «Protection du climat ou protection de la nature?» Sous la loupe, *EspaceSuisse*, 03. Oktober 2022. <https://www.espacesuisse.ch/fr/sous-la-loupe/protection-du-climat-ou-protection-de-la-nature>.
- Klein, Daniel, Carazo, María Pía, Doelle, Meinhard, Bulmer, Jane, und Higham, Andrew (Hrsg.). 2017. *The Paris Agreement on Climate Change: Analysis and Commentary*. First edition. Oxford: Oxford Univ. Press.
- Kolb, Robert. 2006. *Interprétation et création du droit international : esquisses d'une herméneutique juridique moderne pour le droit international public*. Bruxelles: Bruylant.
- Mayer, Benoît. 2018. *The International Law on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.
- Singh Ghaleigh, Navraj. 2021. «Article 2 – aims, objectives and principles.» In *The Paris Agreement on Climate Change: a Commentary*, herausgegeben von van Calster, Geert und Leonie Reins. Northampton: Edward Elgar Publishing.
- Singh Ghaleigh, Navraj, und Cleo Verkuijl. 2021. «Article 3: Aims, objectives and principles.» In *The Paris Agreement on Climate Change: a Commentary*, herausgegeben von van Calster, Geert und Leonie Reins. Northampton: Edward Elgar Publishing.
- Tabau, Anne-Sophie. 2016. «Évaluation de l'Accord de Paris sur le climat à l'aune d'une norme globale de transparence.» *Revue juridique de l'environnement* 41, Nr. 1: 56–70.

van Calster, Geert und Leonie Reins. 2021. *The Paris Agreement on Climate Change: a Commentary*. Northampton: Edward Elgar Publishing.

Wegener, Lennart. 2020. «Can the Paris Agreement Help Climate Change Litigation and Vice Versa?» *Transnational environmental law* 9, Nr. 1: 17–36.

Winkler, Harald. 2017. «Mitigation (Article 4).» In *The Paris Agreement on Climate Change: Analysis and Commentary*. First edition, herausgegeben von Klein, Daniel, Carazo, María Pía, Doelle, Meinhard, Bulmer, Jane und Andrew Higham. Oxford: Oxford Univ. Press.

Quellen

Bundesrat. 21 Juni 2023. «Botschaft zur Änderung des Energiegesetzes (Entwurf).»

<https://www.are.admin.ch/are/de/home/raumentwicklung-und-raumplanung/raumplanungsrecht/erneuerbare-energien/beschleunigungsvorlage.html>.

Bundesrat. 1. November 2022. «Switzerland's information necessary for clarity, transparency and understanding in accordance with decision 1/CP.21 of its updated and enhanced nationally determined contribution (NDC) under the Paris Agreement (2021–2030).»

https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/climat--affaires-internationales/l_accord-de-paris-sur-le-climat.html (Bundesrat 2022).

Bundesrat. 16. September 2022. *Botschaft zur Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024*. BBl 2022 2651 (Bundesrat 2022a).

Bundesrat. 3. Juni 2022. *Parlamentarische Initiative 21.501. Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative – Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 – Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 25. April 2022 – Stellungnahme*. BBl 2022 1540 (Bundesrat 2022b).

Bundesrat. 11. August 2021. *Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik)*. BBl 2021 1972 (Bundesrat 2021).

Bundesrat. 18. Juni 2021. *Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*. BBl 2021 1666 (Bundesrat 2021a).

Bundesrat. 27. Januar 2021. «Langfristige Klimastrategie 2050.»

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/reduction-emissions/objectifs-reduction/objectif-2050/strategie-climatique-2050.html>.

Bundesrat. 1. Dezember 2017. *Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020*. BBl 2018 247.

Bundesrat. 21. Dezember 2016. *Botschaft zur Genehmigung des Klimaübereinkommens von Paris*. BBl 2017 317

Bundesversammlung. 17. Dezember 2021. *Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) – Änderung*. BBl 2021 2994.

Bundesversammlung. 8 September 2023. *Bundesbeschluss über weitere Einlagen in den Fonds für Regionalentwicklung*. BBl 2023 2337.

Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N). 2023. *Parlamentarische Initiative 22.461 – Dringliches Gesetz zur Beschleunigung von fortgeschrittenen Windparkprojekten und von grossen Vorhaben der Speicherwasserkraft, Bericht vom 23. Januar 2023*. BBl 2023 344.

Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N). 25. April 2022. *Parlamentarische Initiative Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative. Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates*. BBl 2022 1536.

Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N). 2021. *Parlamentarische Initiative 21.477 – Verlängerung des Reduktionszieles im geltenden CO₂-Gesetz. Entwurf und erläuternder Bericht, vom 23. August 2021*. BBl 2021 2252.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). 3. September 2020. «Attelons-nous à la tâche pour l’amendement de Doha.» <https://unfccc.int/fr/news/attelons-nous-tous-a-la-tache-pour-l-amendement-de-doha> (UNFCCC 2020).

1.2 Mitigation im Alpenraum

Sibylle Lustenberger | Sebastian De Pretto | Annina Boogen

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse deuten immer mehr auf die Überschreitung gleich mehrerer Kippunkte im globalen Klimasystem hin (Cho 2021; Hoegh-Guldberg et al. 2018). Um dies zu verhindern, hat sich die Staatengemeinschaft auf das 1.5-Grad-Celsius-Klimaziel geeinigt. Es handelt sich um eine gemeinsame weltweite Verantwortung, die sich aber je nach finanziellen und technologischen Möglichkeiten und je nach historischem Ausstoss der einzelnen Länder deutlich unterscheidet. Gemäss Pariser Klimaabkommen stehen insbesondere die privilegierten Staaten, und somit der ganze europäische Kontinent, in der Pflicht, deutlich vor 2050, wenn möglich vor 2035 Klimaneutralität zu erreichen. Die Schweiz ist Teil davon.

Der Umbau, den es braucht, um Klimaneutralität zu erreichen, ist immens. Neben der Steigerung der Energieeffizienz müssen fossile Brenn- und Treibstoffe, die heute über zwei Drittel des gesamten Schweizer Energieverbrauchs ausmachen, in absehbarer Zukunft durch erneuerbare Energieressourcen ersetzt werden (Bundesamt für Energie 2023, 4).¹ Die Energieperspektiven 2050+ legen dar, was das Erreichen des Netto-Null-Ziels für die Schweizer Stromproduktion bedeutet (Bundesamt für Energie 2020): Während die Wasserkraftproduktion um 10 Prozent zunehmen soll, wird für die Produktion aus anderen erneuerbaren Energietechnologien ein Anstieg um +900 % gegenüber heute prognostiziert: Bei der Windenergie soll die Produktion von 0.1 Terawattstunden (TWh) auf 4.3 TWh im Jahr 2050 steigen, bei der Photovoltaik (PV) wird ein Anstieg von 2.2 TWh auf 33.6 TWh erwartet.

Für die Umsetzung dieses Umbaus sind die Alpenregionen zentral. Denn aus gesamtgesellschaftlicher Sicht ergibt es Sinn, die neuen Stromerzeugungsanlagen dort zu bauen, wo das Potenzial am grössten ist (Dujardin, Kahl und Lehning 2021). Für Windenergie sind alpine Passlagen ausgezeichnet (Clifton, Daniels und Lehning 2014; Lehning 2023). Bei PV-Anlagen muss zudem die Saisonalität mitbedacht werden. PV-Anlagen im Mittelland weisen einen Winterstromanteil von nur 25 % aus, bei alpinen Freiflächenanlagen beträgt er bis zu 56 % (Beerli und Rohrer 2021). Zudem können alpine Pumpspeicher Schwankungen der Wind- und Sonnenenergie ausgleichen. Die Bedeutung der Alpenkantone für die Schweizer Energieproduktion wird deshalb in Zukunft noch grösser sein, als sie bereits heute ist.

Herausforderungen: Wirtschaftstheoretische und historische Perspektiven

Die Verantwortung für die Schweizer Energieversorgung soll aber weder ausschliesslich bei den Bergkantonen liegen noch als einseitige Pflicht verstanden werden. Vielmehr zeigt eine wirtschaftstheoretische und historische Einordnung, dass eine gesamtschweizerische Regulierung und ein Kostenausgleich notwendig sind.

Durch die Vermeidung klimarelevanter Emissionen, schafft der Konsum und die Produktion von erneuerbarem Strom externen Nutzen, der nicht nur bei den direkten Konsument:innen anfällt, sondern der breiten Öffentlichkeit zugutekommt. Einen solchen Nutzen – hier der Klimaschutz – wird in der ökonomischen Theorie positive Externalität genannt. Da positive Externalitäten keinen direkten und

¹ Strom aus Kernkraft wäre zwar eine Alternative, da sie weitgehend klimaneutral ist. Die Schweiz hat aber einen Ausstieg aus der Kernkraft beschlossen. Dieser Entscheid ist auch im Wissen über die hohen Kosten neuer Kernkraftwerke getroffen worden. Weiter ist die Entsorgungsfrage der Brennelemente nicht vollständig gelöst, und neue Technologien sind nicht vor 2050 marktreif (Banholzer, Nipkow und Epprecht 2019; Schneider und Froggatt 2019).

sichtbaren Nutzen für die Konsument:innen haben, produziert der Markt weniger dieser Güter als eigentlich gesellschaftlich erwünscht wären (Mankiw und Taylor 2021).

Eine weitere Problematik liegt darin, dass die langfristige Versorgungssicherheit – eine ausreichende, unterbrechungsfreie und klimaneutrale Versorgung mit Strom – ein öffentliches Gut darstellt.² Dadurch, dass niemand vom Konsum eines öffentlichen Gutes ausgeschlossen werden kann, entsteht das Phänomen des «Trittbrettfahrens»: Menschen können von diesem Gut oder dieser Dienstleistung profitieren, ohne dafür zu bezahlen.

Die hier skizzierte wirtschaftstheoretische Perspektive macht deutlich, dass die nachhaltige Stromversorgungssicherheit weder dem Markt noch den Berggebieten überlassen werden kann: Standortgemeinden und -kantone sollen die Kosten nicht allein tragen.

Genau dies ist in der Geschichte der Schweizer Energieproduktion geschehen. Der industrielle Wasserkraftausbau des 20. Jahrhunderts war hauptsächlich eine von den Wirtschaftsmetropolen forcierte Ressourcenförderung in alpinen Gebieten, die gesellschaftliche Verluste verursachte und in einigen Fällen Widerstand hervorgerufen hat. Selbst in der föderalen Schweiz kam den betroffenen Gemeinden aufgrund kantonaler Konzessionsrechte nach 1916 nur ein eingeschränktes Mitspracherecht zu, während die Stadtkantone in der Zwischenkriegszeit von Bundesbern aus mit dem nationalen Wasserzins restriktiv in die Preispolitik der Bergkantone eingriffen. Umsiedlungen, Ressourcenmangel und unerfüllte Entwicklungsversprechen zeigen, wie sich Industrie- und Wirtschaftszentren die Gewinne der alpinen Hydroenergie aneigneten, während sie deren sozio-ökologischen Kosten in die Erschliessungsgebiete auslagerten (De Pretto 2020, 2023; Haag 2004; Müller und Gamma 1982; Venzin 1997).

Um dieses Muster der ungleichen Verteilung von Nutzen und Kosten nicht zu wiederholen, müssen die Bergkantone gleichberechtigte Teilhaber sein. Dazu ist es fundamental, dass urbane Regionen und die Industrie ihre Verantwortung in der Reduktion von Energieverbrauch und Stromeffizienz wahrnehmen. Ausserdem müssen die Bevölkerung der Bergkantone an sämtlichen Prozessen des Ausbaus erneuerbarer Energien und an der Wertschöpfung von Beginn an aktiv eingebunden werden.

Der Energieumbau als Chance für die Alpenregionen

Erstens sollen Standortgemeinden von Windparks und Photovoltaikanlagen für die Bereitstellung von Freiflächen vergütet werden. Gerade bei Grossanlagen scheint es sinnvoll, analog zum Wasserzins Solar- und Windzinse einzuführen (Niederberger 2023; Vuichard, Stauch und Dällenbach 2019). Die Geschichte des Wasserzinses zeigt, dass es nicht einfach ist, einen fairen Preis zu setzen. Dieser stieg in der Nachkriegszeit allmählich an, als das Selbstbewusstsein peripherer Regionen gegenüber ihren Zentren zunahm (Mathieu 2018, 2022). Hingegen beklagen heute insbesondere grosse Energieunternehmen wie die AXPO und BKW, dass eine Berechnung der Zinsen auf der Basis der Bruttoleistung der Anlage zu starr und die Zinsen zu hoch sind und Investitionen verhindern (BKW 2019; Walther 2021). Angesichts dieser Kontroversen und der gesamtschweizerischen Verantwortung zur Gewährung der Versorgungssicherheit, braucht es eine gesellschaftliche Debatte darüber, was ein fairer Preis für die Leistungen der Bergkantone im Bereich Wasserkraft, Wind- und Solarenergie ist, wie er zwischen Bergkantone, Flachland und Industrie aufgeteilt wird, und in welcher Form Standortgemeinden vergütet werden. Dazu braucht es auch eine Lösung für den sich abzeichnenden Spagat zwischen kurzfristiger börsenpreisbasierter Marktorientierung und in Budgetierungsprozessen üblichen benötigten Zeitspannen der öffentlichen Hand.

² **Öffentliche Güter** ist ein Begriff aus der ökonomischen Theorie (Mankiw und Taylor 2021). Er bezeichnet Güter und Dienstleistungen mit zwei zentralen Eigenschaften: 1) Menschen können nicht daran gehindert werden, ein öffentliches Gut zu nutzen bzw. davon zu profitieren (Nicht-Ausschliessbarkeit); 2) die Nutzer:innen nehmen sich gegenseitig nicht die Nutzungsmöglichkeiten weg (Nicht-Rivalität).

Es ist aber wichtig, dass wir Solar- und Windanlagen nicht als Eingriff in eine «unberührte Natur» verstehen. Die «Wildnis» stellt eine aus der westlichen Moderne hervorgegangene Projektion dar: die eskapistische Zuschreibung eines Sehnsuchtsort jenseits des menschlichen Eingriffs (Nash 2014, 141-160). Hingegen sind die Ökosystemen in den Alpen keineswegs unberührt (Cronon 1996; Previšić 2023a). Der Mensch nutzt die Alpen schon seit jeher als Kulturraum mit Anbauflächen und Transitwegen (Bätzing 2015; Mathieu 2015). Die Frage lautet demnach nicht (mehr), ob wir die Alpen für uns nutzen dürfen, sondern, wie wir die darin vorhandenen Ressourcen sozial- und umweltverträglich einsetzen wollen. Sowohl die Agri- als auch die Tourivoltaik verfügen hierzu über innovative sowie ästhetisch kluge Nutzungsstrategien, die alpinen Flächen einen Zugewinn an Biodiversität bringen, und dank partieller Verschattung bei bestimmten Nutzpflanzen die landwirtschaftliche Produktion steigern können (Previšić 2023b).

Zweitens soll der Umbau lokale Energieunternehmen, die sich vielfach im Besitz von Bürger- und Einwohnergemeinden oder anderen Gefässen der öffentlichen Hand befinden, stärken. Diese Energieunternehmen sind bereits heute bedeutende wirtschaftliche Kräfte und Arbeitgeber in den Bergkantonen. Sie betreiben nicht mehr nur Wasserkraftwerke, sondern erbringen beispielsweise Leistungen in den Bereichen Beratung, Planung und Implementierung von PV-Anlagen, Speichereinrichtungen, Wärmepumpen und Elektrotankstellen. Der Bau und Betrieb von Windparks und Solaranlagen auf Freiflächen ist ein weiterer Bereich, in dem sich lokale Energieunternehmen profilieren können. Dieser ist in der Schweiz insbesondere dann erfolgreich, wenn er von lokalen Unternehmen geplant und durchgeführt wird (Stadelmann-Stephen et al. 2018; Tabi und Wüstenhagen 2017; Vuichard et al. 2022). Dank ihrer Netzwerke und Vertrautheit mit den lokalen Gegebenheiten können diese Unternehmen den Bedürfnissen verschiedener Akteure Rechnung tragen und sie effektiv in die Planung einbeziehen. Ihre Besitzstrukturen erlauben zudem eine lokale demokratische Kontrolle ihrer Tätigkeiten und die Stärkung der lokalen Wertschöpfung.

Neben den existierenden Strukturen und Instrumenten macht der Energieumbau die Förderung aktiverer Formen der Partizipation möglich, welche gesellschaftliche Teilhabe breiter denken (Boogen 2022; Holstenkamp und Radtke 2017). Viele Menschen in der Schweiz haben nur eine marginale Vorstellung von der Funktionsweise der Stromproduktion und -versorgung und wenig Bezug zum eher technisch geprägten Thema Energie. Sie verfügen also über wenig Energiewissen und -kompetenzen (Blasch et al. 2021). Im Gegensatz dazu können Privatpersonen, die nicht beruflich im Energiesektor tätig sind, in Energiegenossenschaften sich aktiv mit dem Thema auseinandersetzen (Rivas, Schmid und Seidl 2018). Die Bedeutung von Energiegenossenschaften geht daher über die Produktion von Strom hinaus. Von Menschen in den Alpen, die schon seit mehreren Generationen ihren eigenen Strom produzieren, können wir lernen, was es braucht, damit partizipative Formen der Stromproduktion Bestand haben (Bülle und Minder 2023; Lustenberger 2022).

Literaturverzeichnis

- Banholzer, Simon, Nipkow, Felix und Nils Epprecht. 2019. «Klimawandel und Atomkraftwerke – Realisierbarkeit von neuen Atomkraftwerken zur Dekarbonisierung der Schweizerischen Energieversorgung», Kurzstudie. Schweizerische Energiestiftung. 11. Juni 2019. Zugriff 28. Juni 2023. <https://energiestiftung.ch/files/energiestiftung/publikationen/pdf/20190611%20Kurzstudie%20AKW%20Klima.pdf>.
- Bätzing, Werner. 2015. *Die Alpen: Geschichte und Zukunft einer europäischen Kulturlandschaft*. München: C.H.Beck.
- Berli, Andrea und Jürg Rohrer. 2021. «Photovoltaik-Freiflächenanlagen in alpinen Wintersportorten. Präferenzen der deutschsprachigen Schweizer Bevölkerung.» Zugriff 13. Juni 2023. <https://www.zhaw.ch/de/lsfm/institute-zentren/iunr/oekotechnologien->

energiesysteme/erneuerbare-energien/solarenergie/photovoltaik-freiflaechenanlagen-in-alpinen-wintersportorten/.

BKW. 2019. Waterloo Wasserzinsschlacht, 25. Februar. Zugriff 21. Juni 2023.

<https://www.bkw.ch/de/waterloo-wasserzinsschlacht>.

Blasch, Julia, Boogen, Nina, Daminato, Claudio und Massimo Filippini. 2021. «Empower the Consumer! Energy-related Financial Literacy and its Implications for Economic Decision Making». *Economics of Energy & Environmental Policy* 10, Nr. 2: 1–32. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.10.2.jbla>.

Boogen, Annina. 2022. «Erneuerbare Energien im Alpenraum: Partizipative Prozesse neu denken.» *Syntopia Alpina*. Zugriff 21. Juni 2023. <https://www.syntopia-alpina.ch/beitraege/erneuerbare-energien-im-alpenraum-partizipative-prozesse-neu-denken>.

Bundesamt für Energie (BFE). 2023. «Schweizerische Gesamtenergiestatistik.» Zugriff 23. November 2023. Zugänglich auf: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html>.

Bundesamt für Energie (BFE). 2020. «Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht.» Zugriff 13. Juni 2023. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.

Bülle, Elia und Joan Minder. 2023. «Der Solarfreund vom Simmental.» *Republik*, 16. Juni 2023. Zugriff 27. Juni 2023. <https://www.republik.ch/2023/06/16/der-solarfreund-vom-simmental>.

Cho, Renee. 2021. «How Close Are We to Climate Tipping Points?» *Columbia Climate School. Climate, Earth and Society: State of the Planet*, 11 November 2021. Zugriff 05. Dezember 2023. <https://news.climate.columbia.edu/2021/11/11/how-close-are-we-to-climate-tipping-points/>.

Clifton, Andrew, Daniels, M.H. und Michael Lehning. 2014. «Effect of winds in a mountain pass on turbine performance.» *Wind Energy* 17, Nr. 10 (Oktober): 1543-1562. <https://doi.org/10.1002/we.1650>.

Cronon, William. 1996. «The Trouble with Wilderness; Or, Getting Back to the Wrong Nature.» *Environmental History* 1, Nr.1: 7–28.

De Pretto, Sebastian. 2023. «Vernetzte Wasserkraft: Entwicklungspfade und Knotenpunkte des Stauseebaus in der Schweiz und Italien, 1880–1968.» *Schweizerische Zeitschrift für Geschichte / Revue Suisse d'Histoire / Rivista Storica Svizzera* 73, Nr.1: 9–27.

De Pretto, Sebastian. 2020. «Un espace sans conflit? Structures de pouvoir et path dependencies autour du lac d'Émosson, 1953-1975.» *Geschichte der Alpen / Histoire des Alpes / Storia delle Alpi* 27: 173–189.

Dujardin, Jérôme, Kahl, Annelen und Michael Lehning. 2021. «Synergistic optimization of renewable energy installations through evolution strategy.» *Environmental Research Letters* 16, Nr. 6: 064016. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abfc75>.

Haag, Erich. 2004. *Grenzen der Technik. Der Widerstand gegen das Kraftwerk Urseren*. Zürich: Chronos.

Holstenkamp, Lars und Jörg Radtke. 2017. *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden: Springer.

Hoegh-Guldberg, Ove, Jacob, Daniela, Taylor, Michael, Bindi, Marco, Brown, Sally, Camilloni, Ines, Diedhiou, Arona, Djalante, Riyanti, Ebi, Kristie L., Engelbrecht, Francois, Guiot, Joel, Hijioka, Yasuaki, Mehrotra, Shagon, Payne, Antony, Seneviratne, Sonia I, Thomas, Adelle, Warren, Rachel und Guangsheng Zhou. 2018. «Impacts of 1.5°C Global Warming on Natural and Human Systems.» In *Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of*

- strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, herausgegeben von Valérie Masson-Delmotte, Panmao Zhai, Hans-Otto Pörtner, Debra Roberts, Jim Skea, Priyadarshi R. Shukla, Anna Pirani, Wilfran Moufouma-Okia, Clotilde Péan, Roz Pidcock, Sarah Connors, J.B. Robin Matthews, Yang Chen, Xiao Zhou, Melissa I. Gomis, Elisabeth Lonnoy, Tom Maycock, Melinda Tignor und Tim Waterfield, 175–312. Cambridge and New York: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157940.005>.
- Lehning, Michi. 2023. «Warum wir neben hochalpiner PV auch auf den (Gebirgs-)Wind setzen sollten.» Vortrag an den Energieforschungsgesprächen Disentis, 27. Januar 2023. Zugriff 13. Juni 2023 https://www.alpenforce.com/sites/default/files/2023-01/Lehning_Wind.pdf.
- Lustenberger, Sibylle. 2022. «Alpine “Prosumer”: Von Menschen die Generatoren am Laufen halten.» *Syntopia Alpina*. Zugriff 21. Juni 2023. <https://www.syntopia-alpina.ch/beitraege/alpine-prosumers-von-menschen-die-generatoren-am-laufen-halten>.
- Mankiw, Nicholas Gregory und Mark P. Taylor. 2021. *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre*. 8te Auflage. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Mathieu, Jon. 2022. «Berggebiete. Wie gerecht ist die Schweiz?» In *Mitholz. Über Heimat nachdenken*, herausgegeben von Daniel Di Falco und Barbara Keller, 25–30. Bern: Alpines Museum der Schweiz.
- Mathieu, Jon. 2018. «Schweizer Kolonialgeschichte: Erkundungen im Landesinneren.» In *Mélanges Laurent Tissot. Une passion loin des sentiers battus*, herausgegeben von Francesco Garufo und Jean-Daniel Morerod, 271–280. Neuchâtel: Éditions Alphil.
- Mathieu, Jon. 2015. *Die Alpen: Raum – Kultur – Geschichte*. Stuttgart: Reclam.
- Müller, Emanuel und Reto Gamma. 1982. *Hochspannung. Wie die Urschner gegen einen Stausee kämpften und die Göscheneralp untergehen musste*. Altdorf: Alpenrot.
- Nash, Roderick Frazer. 2014. *Wilderness and the American Mind*. Fifth Edition. Yale University Press: New Haven and London.
- Niederberger, Christoph. 2023. «Solar- und Windzins für die Gemeinden sind nötig.» Schweizer Gemeinde, 16. Februar 2023. Zugriff 21. Juni 2023. <https://www.schweizer-gemeinde.ch/artikel/solar-und-windzins-fuer-die-gemeinden-ist-noetig>.
- Previšić, Boris. 2023a. *Zeitkollaps. Handeln angesichts des Planetaren*. Wien und Berlin: Mandelbaum.
- Previšić, Boris. 2023b. «Solaranlagen sichtbar machen: Alpine Agri- und Tourivoltaik.» *Syntopia Alpina*. Zugriff 20. Juni 2023. <https://www.syntopia-alpina.ch/beitraege/solkraftwerke-sichtbar-machen-alpine-agrivoltaik-und-tourivoltaik>.
- Rivas, Juliana, Schmid, Benjamin und Irmi Seidl. 2018. Energiegenossenschaften in der Schweiz: Ergebnisse einer Befragung. WSL Berichte, 71. Zugriff 1. Juli 2023. <https://www.wsl.ch/de/publikationen/energiegenossenschaften-in-der-schweiz-ergebnisse-einer-befragung.html>.
- Schneider, Mycle und Antony Froggatt. 2019. «The World Nuclear Industry Status Report 2019.» Zugriff 28. Juni 2023. <https://www.worldnuclearreport.org/-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2019-.html>.
- Stadelmann-Stephen, Isabelle, Ingold, Karin, Rieder, Stefan, Dermont, Clau, Kammermann, Lorenz und Chantal Strotz. 2018. «Akzeptanz erneuerbarer Energie.» Zugriff 25. April 2024. <https://energypolicy.ch/>.

- Tabi, Andrea und Rolf Wüstenhagen. 2017. «Keep it local and fish-friendly: Social acceptance of hydropower projects in Switzerland.» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, Nr. 1 (Februar): 763–773. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.006>.
- Venzin, Gieri. 1997. Strom für Zürich: ein Requiem für Marmorera. In *Spuren der Zeit: Dokumentationsreihe des Schweizerischen Radio und Fernsehens*.
- Vuichard, Pascal, Stauch, Alexander und Nathalie Dällenbach. 2019. «Individual or collective? Community investment, local taxes, and the social acceptance of wind energy in Switzerland.» *Energy Research & Social Science* 58: 101275. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101275>.
- Vuichard, Pascal, Broughel, Anna, Wüstenhagen, Rolf, Tabi, Andrea und Jakob Knauf. 2022. «Keep it local and bird-friendly: Exploring the social acceptance of wind energy in Switzerland, Estonia, and Ukraine.» *Energy Research & Social Science* 88: 102508. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102508>.
- Walther, Ueli. 2021. «Ein starrer Wasserzins ist nicht mehr zeitgemäss.» *Axpo Magazin*, 20. September 2021. Zugriff 21. Juni 2023. <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/magazin.detail.html/magazin/erneuerbare-energien/Ein-starrer-Wasserzins-ist-nicht-mehr-zeitgemaess.html>.

1.3 Gewässer und Biodiversität

Christopher Bonzi

Global und in der Schweiz herrscht eine Biodiversitätskrise. Diese ist ebenso gravierend wie die Klimakrise, und alle Länder müssen deshalb handeln. Dies wurde kürzlich an der Biodiversitätskonferenz 2022 in Montreal (CBD COP15) entsprechend hervorgehoben. Bäche, Flüsse, Teiche und Seen und ihre Uferbereiche, gehören zu den artenreichsten Lebensräumen. Doch der Zustand dieser Lebensräume, und der diesbezügliche Gewässerschutz, ist gerade in der Schweiz schlecht. Um dem zu begegnen, bräuchte es dringend ein stärkeres Commitment für den Gewässerschutz, insbesondere wenn es um die Ausgestaltung der Wasserkraftnutzung geht. Die Ziele der Biodiversitätskonvention sind sonst nicht zu erreichen. Der Klimawandel bringt weitere Herausforderungen für Gewässer und Wasserkraft. Für die Gewässer braucht es deshalb Lösungen, welche die Energie-, Klima- und Biodiversitätskrisen ganzheitlich und mit Weitsicht angehen, und die Biodiversität fördern, anstatt sie zu zerstören.

Wieso ist Biodiversität überhaupt wichtig?

Die Biodiversität ist nicht einfach Vielfalt, sondern Grundlage alles Lebens. Sie bietet nicht nur allseits bekannte Werte, wie 'Quelle für neue Medikamente', 'Treiber der Evolution' oder einen 'kulturellen, spirituellen oder intrinsischen Wert'. Sie garantiert auch die *überlebenswichtigen* «Dienstleistungen» der Natur und ist so Grundlage für das Überleben der Menschen. Fruchtbare Böden, sauberes Wasser, ein ausgewogenes Klima (und somit Nahrung oder Sicherheit vor Naturgefahren), Gesundheit und vieles mehr sind auf intakte Ökosysteme und damit auf eine intakte Biodiversität angewiesen.

Angesichts dieser Relevanz von Biodiversität lautet die Frage also nicht, ob wir uns den Schutz der Biodiversität leisten können, sondern wie wir überhaupt auf den Gedanken kommen können, sie nicht zu erhalten. Doch die Zerstörung und der «Verschleiss» von Naturwerten und damit der Biodiversität führen bereits heute zu dramatischen Konsequenzen und geht weiter. Dies wird zum Beispiel durch den *Living Planet Index* dokumentiert (WWF 2022). Global setzen sich deshalb die Vertragsstaaten der internationalen Biodiversitätskonvention (CBD COP), zu denen auch die Schweiz gehört, verbindliche Ziele für den Schutz, die nachhaltige Nutzung und Wiederherstellung der Biodiversität (UNEP 2022; 30 Prozent Fläche bis 2030 unter Schutz; Risiken durch Pestizide bis 2030 halbiert; umweltschädliche Subventionen abgebaut). In der Schweiz haben allerdings entsprechende Vorschläge bisher noch wenig Gewicht. So fanden beispielsweise politische Geschäfte wie die Biodiversitätsinitiative oder die Pestizid- und Trinkwasserinitiativen politisch und bei einflussreichen Interessensgruppen wenig Unterstützung. So scheint zwar die Notwendigkeit für Klimaschutzmassnahmen meist anerkannt, die keineswegs weniger dramatischen Auswirkungen des fortschreitenden Biodiversitätsverlustes jedoch (noch) nicht.

Wasser, eigentlich Element des Lebens, aber...

Naturnahe Gewässer zählen zu den artenreichsten Lebensräumen, auch in der Schweiz. Auf Kiesbänken, im Ufergehölz, in Auenwäldern, in der Flusssohle, in alten Flussarmen und in der Vielfalt der verschiedenen stehenden und fliessenden Gewässer manifestiert sich eine riesige Variabilität an Habitaten. Über 80 Prozent aller bekannten Schweizer Tierarten kommen in Gewässern und den direkt an sie anschliessenden Ufer- und Auenlebensräumen vor. Flüsse und Bäche durchziehen zudem das Land mit einem dichten Netz an unterschiedlichen und vernetzenden Lebensräumen. Gerade sehr junge bzw. sich stetig erneuernde wassergeprägte Lebensräume wie steile Abbruchufer, Kiesbänke oder

Gletschervorfelder bilden seltene Lebensräume für Pionierpflanzen und für die darauf angewiesenen Tierarten.

Die durch Wasser geprägten Lebensräume sind jedoch besonders stark bedroht (Delarze et al. 2016). Das Bundesamt für Umwelt bestätigt so auch, dass Bäche, Flüsse, Teiche und Seen und ihre Uferbereiche zu den artenreichsten – und am stärksten bedrohten – Lebensräumen gehören. Die Auswirkungen der intensiven Wasserkraftnutzung sind dabei ein besonders wichtiger Treiber, sowie Verbauungen, Nährstoffe und Mikroverunreinigungen. Zum Beispiel haben Auengebiete in der Schweiz um 90 Prozent abgenommen, und die geschützten Auen von nationaler Bedeutung befinden sich in einem unbefriedigenden Zustand (Müller-Wenk et al. 2003). In keiner anderen Pflanzengruppe ist der Anteil bedrohter Arten so hoch wie bei den Wasserpflanzen (Abbildung 1). Zwei Drittel der Fische und Rundmäuler sind gefährdet oder bereits ausgestorben, und die Zahl der bedrohten Fischarten nimmt sogar zu (BAFU 2022).

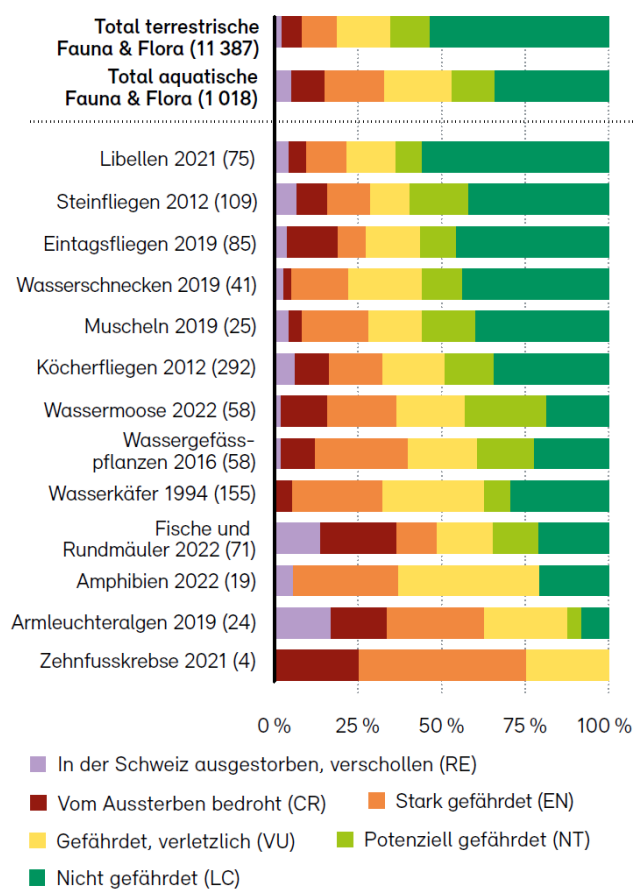


Abbildung 1: Gewässerlebewesen sind besonders bedroht (BAFU 2022).

Wasserkraft – Weltrekord mit Nebenwirkungen

Bereits 1916 wurde mit dem «Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» und der darauffolgenden engen Verflechtung zwischen Kantonen und grossen Stromkonzernen eine weltweit einzigartig intensive Nutzung der Gewässer vorbereitet. Heute nutzt kein anderes Land der Welt die Gewässer so stark wie die Schweiz (Abbildung 2).

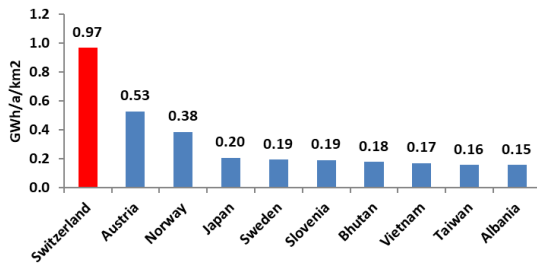


Abbildung 2: Die 10 Länder mit der höchsten Intensität der Wasserkraftproduktion pro Fläche, weltweit (2012).

Gegen Ende der 90er Jahren bestand Konsens, dass das Potenzial der Wasserkraft in der Schweiz weitgehend ausgeschöpft ist (Schleiss 1998). Zudem hatten intensive Auseinandersetzungen zu Umweltauflagen (vor allem in Bezug auf Restwasser im Rechtsfall Ilanz I; BGE 1981) und heftige Konflikte zu neuen Kraftwerksprojekten, insbesondere im Fall Greina-Ebene (SGS 1997), in der Bevölkerung zu einer kritischeren Haltung gegenüber neuen Wasserkraftwerken geführt. In diese Zeit fällt auch das Aufkommen des Ökostromlabels naturmade star, welches explizit neue Anlagen von einer Zertifizierung ausschloss und die Ökologisierung der bestehenden Anlagen vorschrieb. Der wirtschaftliche Nutzen für die Konzessionskantone und -gemeinden war unterdessen jedoch gewaltig. Allein für die Gebirgskantone wurde er auf rund 11 Mrd. Franken geschätzt (Emch 2003).

Die durch Wasserkraft und Wasserbau bedingten ökologischen Defizite an den Gewässern waren allerdings enorm. An über 1'600 Stellen wird Wasser für Wasserkraftwerke ausgeleitet; die entsprechende Wasserkraftinfrastruktur wie Turbinen, Entsander etc. sind für Fische und Kleinlebewesen potenzielle Todesfallen; auf rund 3'000 Flusskilometer liegen Gewässer wegen Entnahmen trocken oder führen viel zu wenig Wasser; und über 1'000 Flusskilometer werden durch künstliche Abflussschwankungen, durch Schwall und Sunk, massiv beeinträchtigt; und über 100'000 künstliche Abstürze unterbrechen insbesondere die Fischwanderung (Vgl. Grafik 3).



Grafik 3: Beeinträchtigung der Gewässer durch Wasserkraft (WWF 2022).

20 Jahre Sanierung, umstrittener Ausbau und schwieriger Vollzug

Die letzten 20 Jahre waren von einer teils widersprüchlichen Politik bezüglich der Gewässer geprägt. Während selbst die seit 1992 zu vollziehenden Restwassersanierungen über Jahrzehnte nicht vorankamen (insb. in Gebirgskantonen war der Vollzug bezüglich dieser Umweltauflagen schwierig), wurden ab 2009 mit der kostendeckenden Einspeisevergütung weitgehend ohne Rücksicht auf Biodiversitätsauswirkungen neue Kleinwasserkraftwerke gefördert. Dies resultierte in hunderten neuen Kleinwasserkraftwerken und teils Restwasserstrecken an wertvollen Gewässerabschnitten.

Gleichzeitig wurde 2011 auf Druck der Fischerei- und Umweltverbände im revidierten Gewässerschutzgesetz festgelegt, dass Gewässer wieder lebendiger, artenreicher und damit naturnaher werden sollen. Dies solle durch die Sanierung bestehender Kraftwerke in Bezug auf Schwall und Sunk sowie Fisch- und Geschiebedurchgängigkeit bis 2030 erreicht werden. Parallel wurden auch neue Ausnahmen von den Restwassermengen und weitere Fördermechanismen für neue und erneuerte Wasserkraftanlagen eingeführt.

Für Kleinwasserkraftanlagen waren Förderbeiträge von bis zu 36 Rp. pro kWh möglich, was einem Mehrfachen der heutigen Unterstützung selbst für kleine Photovoltaikanlagen entspricht. Über die Jahre wurden weitere Fördermechanismen eingeführt: für die Erneuerung und den Ausbau von bestehenden und für neue Grosswasserkraftwerke. Zudem wurde eine Unterstützungsleistung für laufende Anlagen beschlossen. Und schliesslich wurde eine explizite Verschiebung der Interessenabwägung zugunsten grosser Kraftwerke gegenüber dem Landschafts- und Naturschutz gesetzlich verankert.

Die Sanierungsbestimmungen zu Restwasser, Schwall und Sunk, Fischgängigkeit und Geschiebe, welche darauf abzielen, die negativen Auswirkungen Wasserkraft zu reduzieren, kommen allerdings nicht wie geplant voran. Ähnlich im Argen liegt der Vollzug bei den dringend notwendigen Revitalisierungen. Die Sanierung wird, wie auch Wasserkraft-Förderungen, über einen Zuschlag auf die Stromübertragungskosten gedeckt. Sie gehen also nicht zu Lasten der Kraftwerksbetreiber. Schon länger ist bekannt, dass die Mittel für die Sanierung nicht reichen.

Es braucht nachhaltige Lösungen statt neuer Konflikte

Bei der langfristigen Entwicklung der Wassertemperaturen ist schon heute ein deutlicher Trend zu erhöhten Temperaturen sichtbar, was bereits empfindliche Auswirkungen auf die Gewässerorganismen hat (BAFU 2022). Wasserknappheit und Auswirkungen auf Gewässerorganismen nehmen, besonders im Sommer in Mittelland und Jura, bereits zu (EBP 2022). Generell werden Extremwetterereignisse in Zukunft noch zunehmen (NCCS 2021). Ökologisch intakte Gewässer sind gegenüber diesen Effekten zwar resilienter, doch die Beanspruchung der Gewässer steigt stetig. So soll entweder die Wasserkraft ausgebaut oder die landwirtschaftliche Bewässerung gesteigert werden. Das erschwert die Ökologisierung oder den Schutz von Gewässern.

Bedingt durch den einzigartig hohen Wasserkraftausbau ist selbst das technische Wasserkraft-Potenzial sehr begrenzt. Die bestehenden gewässerökologischen Defizite und bereits maximierten Fördermechanismen für Wasserkraftwerke schränken das tatsächlich nachhaltig erschliessbare Potenzial weiter ein.

Die ökologischen Auswirkungen an neuen bisher ungenutzten Standorten oder an neuen Wasserfassungen sind besonders gross. Die Erschliessung solcher neuen Standorte ist besonders angesichts der Potenziale der neuen Erneuerbaren nicht sinnvoll. So ist beispielsweise das Ausbaupotenzial der Photovoltaik um ein Vielfaches höher als das der Wasserkraft (UWA 2022; mehr als 76 TWh Photovoltaikpotenzial auf Dächern und Fassaden versus ca. 1.5 TWh bei der Wasserkraft). Zudem muss bedacht werden, dass der stark wachsende Anteil an neuen Erneuerbaren die europäischen Strommarktpreise weiter kräftig durchmischen wird, was einen Teil der bestehenden Wasserkraft-Anlagen ökonomisch noch stärker unter Druck bringen dürfte. Es besteht keine Gewähr, dass die aktuell

eher hohen Strommarktpreise langfristig Bestand haben werden. Die Umweltvorgaben wurden und werden zudem in der EU strenger: 2019 und 2020 unterstrich die EU Kommission, dass insbesondere die Wasserrahmenrichtlinie und die komplementären Direktiven zu Grundwasser, Hochwasser und Umweltqualitätsnormen weiterhin dringlich umgesetzt und nicht angepasst werden sollen. Diese Direktiven gehen mit dem «Verschlechterungsverbot» und womöglich auch in Kombination mit der «Biodiversitätsstrategie 2030 - Beseitigung von Barrieren für Flussrenaturierung» weiter als die Schweizer Rahmenbedingungen. Weiter wurden neue Regeln für den Finanzmarkt eingeführt (EU Taxonomy), welche für bestehende Wasserkraftanlagen ökologische Richtlinien definieren. Damit dürfte sich bei einigen der Bestimmungen zu Gewässernutzung und bezüglich des Zustands der Gewässer in der Schweiz die Frage stellen, ob sie mit den Standards der Europäischen Union mithalten können.

Es liegt in der Natur der Sache, dass die Wahl unterschiedlicher Energieszenarien oder Energieanlagen von Kompromissen begleitet ist: Beispielsweise hat ein Ausbau an erneuerbaren Energien fast immer Effekte auf Natur und Umwelt. Wichtig ist, dass entsprechende Effekte minimiert oder gar wettgemacht werden. Die Energiewende muss auch auf Stärken von Technologien bauen. Bei der Wasserkraft sind das der bereits existierende Wasserkraftpark und die saisonalen Speichermöglichkeiten. Zu einem ähnlichen Schluss kam auch der nationale runde Tisch Wasserkraft (UVEK 2022), der eine Erweiterung der saisonalen flexiblen Winterstromproduktion ins Zentrum stellt, aber Auswirkungen auf Natur und Landschaft minimieren will und Ausgleichsmechanismen zum Schutz von Biodiversität vorschlägt (qualitatives Wachstum). Es geht also darum, vor allem den bestehenden Park (energetisch und ökologisch) zu optimieren und auf bereits beeinträchtigte Gebiete zu fokussieren. Demgegenüber ist das Ausbaupotenzial bei der Photovoltaik enorm (quantitatives Wachstum). Ob beispielsweise 50 oder 52 TWh bis 2050 zugebaut werden, ist nicht von grundlegender Differenz. Hingegen werden 2 TWh Produktionszubau bei der Wasserkraft zu einem signifikanten Biodiversitätsverlust führen.

Klima- und Biodiversitätskrise sind eng miteinander verknüpft: Einerseits beschleunigt der Klimawandel den Verlust an Biodiversität. Andererseits bremsen gesunde Ökosysteme den Klimawandel. Sie sind auch lebenswichtige Verbündete, um den Auswirkungen des Klimawandels zu begegnen. Beispielsweise wird die entscheidende Rolle von Feuchtgebieten zur hydrologischen Pufferung immer stärker erkannt. Dies sind klassische Systemleistungen eines Ökosystems. Die Gewässernutzung durch Wasserkraft oder Landwirtschaft ist allerdings auch – bereits heute und in Zukunft noch stärker – vom Klimawandel betroffen. Es wäre aber offensichtlich falsch und nicht nachhaltig, wenn Massnahmen auf Kosten der oben beschriebenen Systemleistungen umgesetzt werden.

Biodiversitätsfördernde Entwicklung als Grundsatz

Es braucht daher dringend Rahmenbedingungen, welche bei der Biodiversität die Trendwende bis 2030 ermöglichen und natürliche Ökosysteme in Anlehnung an den Beschluss der CBD COP15 wiederherstellen. Handlungen und Planung müssen nicht nur beim Klima-, sondern auch beim Biodiversitätsschutz positiv sein. Denn reine Schadensbegrenzung reicht nicht mehr. Vielmehr ist bei jedem Eingriff auch ein positiver Effekt auf die Biodiversität zu erzielen. Dazu sind folgende Änderungen nötig:

Schutz und Nutzen übergeordnet planen und besser aufeinander abstimmen. Insbesondere ökologisch wertvolle Gebiete für die Natur und ihre Vernetzung (ökologische Infrastruktur) sollten besser identifiziert und verbindlicher geschützt und/oder wiederhergestellt werden.

Bestehende Nutzungen energetisch UND ökologisch fit machen. Die ökologischen Sanierungen sind zu vollziehen. Dafür müssen ausreichend Mittel bereitgestellt werden. Bei Erneuerungen ist auch zu prüfen, ob die Aufgabe einer Nutzung einen Mehrwert bringt (Biodiversität, Optimierung von Fördermitteln) welcher den Wert des Weiterbetriebs übersteigt.

Die Förderung von Energieanlagen optimieren: Gefördert werden jene Anlagen, die einerseits möglichst wenig negative Auswirkungen auf Biodiversität und Lebensräume haben, und andererseits aus Energie-

Sicht am wertvollsten sind (bei Wasserkraft wäre das v.a. Winterspeicherstrom). An ökologisch heiklen Standorten sollte es keine Förderung geben.

Notwendig ist eine übergeordnete Planung, welche begleitende Massnahmen, eine gute Abstimmung zum Schutz von Natur und Biodiversität, Anpassungen an den Klimawandel, und die gewässerökologische Sanierung regional oder anhand von Einzugsgebieten integriert. So können kumulative Schäden der Gewässernutzung teilweise kompensiert und eine biodiversitätsfördernde Entwicklung angestossen bzw. verstärkt werden. Dies wären erste wichtige und effektive Massnahmen, um zu den Zielen der CBD COP15 beizutragen.

Literaturverzeichnis

- BAFU. 2022. *Gewässer in der Schweiz. Zustand und Massnahmen*. Bern: Bundesamt für Umwelt, Umwelt-Zustand Nr. 2207: 90.
- BGE. 1981. Bundesgerichtsentscheid in Sachen Urteil der I. öffentlich-rechtlichen Abteilung vom 17. Juni 1981 i.S. Kraftwerke Ilanz AG gegen Regierung des Kantons Graubünden.
- Delarze R., Eggenberg S., Steiger P., Bergamini A., Fivaz F., Gonseth Y., Guntern J., Hofer G., Sager L. und Stucki P. 2016. *Rote Liste der Lebensräume der Schweiz. Aktualisierte Kurzfassung zum technischen Bericht 2013 im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)*, Bern: 33.
- EBP. 2022. *Trockenheit im Sommer 2022. Befragung der kantonalen Gewässerschutz- und Fischereifachstellen zu Auswirkungen und Massnahmen*. Bericht vom 24. Februar 2023.
- Emch. Rita. 2003. «Bedeutung der Wasserkraft im Lauf der Zeit. Seit der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts produziert die Schweiz elektrische Energie mit Hilfe der Wasserkraft.» *Swissinfo.ch*, 25.9.2023. <https://www.swissinfo.ch/ger/wissenschaft/bedeutung-der-wasserkraft-im-lauf-der-zeit/3178582>.
- Müller-Wenk R., Huber F., Kuhn N. und A. Peter. 2003. *Landnutzung in potenziellen Fliessgewässer-Auen – Artengefährdung und Ökobilanzen*. Schriftenreihe Umwelt Nr. 361. Bern: Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL.
- National Centre for Climate Services (NCCS). 2021. *Schweizer Gewässer im Klimawandel: hydrologische Szenarien Hydro-CH2018*. Bern: Bundesamt für Umwelt (BAFU). 28.
- Schleiss, Anton. 1998. «Perspektiven der Schweiz im weltweiten Ausbau der Wasserkraft.» Bulletin SEV/VSE 23, Nr. 89: 11–17.
- Schweizerische Greina-Stiftung (SGS). 1997. *La Greina, Das Hochtal zwischen Sumvitg und Blenio*. Chur: Verlag Bündner Monatsblatt / Desertina AG.
- UNEP. 2022. Final Text of Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework; CBD/COP/15/L25; Convention on Biological Diversity. Meeting Documents and Press Release. 7.-19./22. December 2022, Montreal.
- UVEK. 2022. Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK. Bern, 13. Dezember 2021.
- UWA. 2022. «Sichere Schweizer Energieversorgung 2035 - ein Produkt der Umweltallianz.» Faktenblatt Strommix. Umweltallianz. <https://energiewende2035.umweltallianz.ch/1.9.2923>.
- WWF. 2022. Living Planet Report 2022 – Building a nature-positive society (eds. Almond REA, Grooten M, Juffe Bignoli D, Petersen T). WWF, Gland, Switzerland.

1.4 Energie- und Rückbindungspotential von Biomasse in der Schweiz

Roman Hüppi | Gian-Andri Morf

Noch immer stammt ein grosser Teil der erneuerbaren Energieproduktion Europas aus der Verbrennung von Holz.¹ Immer mehr Länder sehen aber von der Subventionierung dieser Energieform ab, da sie zu erheblichen Schadstoffemissionen führen und bereits heute gesamteuropäisch mehr Holz verfeuert wird als nachwächst. Damit wird nicht einmal Klimaneutralität garantiert. Im Hinblick auf die zu erreichende Klimapositivität müssen heutige Kapazitäten in der Schweiz umgenutzt und allenfalls gesenkt werden. Geeignete Biomasse zur Verwendung als CO₂-Senke muss sorgfältig evaluiert und gefördert werden. In diesem Factsheet zeigen wir auf, was das Potential von verholzter Biomasse an Senkenleistung und Energieproduktion ist und in welche Richtung diese Prozesse entwickelt werden können. Selbst wenn Energie und Rückbindungspotential künftig weniger von Biomasse abhängig werden soll, bleibt ein Bedarf für Pflanzenkohle in der Landwirtschaft, welche dort das Schliessen des Kohlenstoff- und Stickstoffkreislaufs unterstützt und wichtige Emissionsreduktionen im Sektor ermöglichen. Zudem ist die Pyrolyse von verholzter Biomasse eine bereits heute funktionierende Negativ-Emissionstechnologie (NET), welche mit positiven Nebeneffekten die langfristige Speicherung von CO₂ kostengünstig löst.

Zur Erreichung der Klimaziele werden neben einschneidenden Emissionsreduktionen zusätzlich die Rückbindung von CO₂ benötigt. Der Bundesrat sieht eine CO₂-Entfernung von ca. 7 MtCO₂/Jahr zum Ausgleich der schwer vermeidbaren Restemissionen im Jahr 2050 vor (Brunner und Knutti 2022). Um herauszufinden, welchen Platz die Verwertung von Biomasse als Energiequelle und zur CO₂-Entfernung über Pyrolyse hat, möchten wir einerseits das Potential an nachhaltig nutzbarer Biomasse abschätzen und die verschiedenen technischen Optionen dieser Nutzung vergleichen.

Unsere Annahmen für die Potentialabschätzung konzentrieren sich auf die verholzte Biomasse, welche heute bereits zur Verfügung steht (Tabelle 1) und davon schätzen wir den Anteil für eine nachhaltige Nutzung durch Pyrolyse. Bei Waldholz rechnen wir mit ungefähr der Hälfte des nach Burg et al. (2018) geschätzten schweizerischen Biomasse-Ressourcen, während wir bei Holzresten, Altholz und Landschaftspflegeholz keinen Abschlag machen. Auf ein ähnliches Potential für Waldholz (3.9 Mt TS) kommt Schmidt et al. (2021) aus der Hälfte des natürlichen Aufwuchses auf Grund anderer Nutzung und schwerer Erreichbarkeit. Diese Annahmen stehen im Gegensatz zu Thees et al. (2017) und Brunner & Knutti (2022), indem wir auch die aktuell energetisch genutzte Biomasse als verfügbares bzw. unnutzbares Ausgangsmaterial ansehen. Dafür sehen wir von nicht-verholzter Biomasse wie Mist, Grünabfällen aus Haushalten, Industrie und Landwirtschaft ab, da diese bereits hauptsächlich zur Rückführung von Nährstoffen agronomisch genutzt wird bzw. genutzt werden soll. Als zusätzlichen Puffer haben wir in unserer Abschätzung von künftiger silvopastoralen und silvoarablen Biomasse aus Agroforstsystemen abgesehen, welche Schmidt et al. (2021) aus Bäumen und Biomassestreifen auf 20 % der Weideflächen und Naturwiesen mit ca. 1 Mt TS abschätzt. Nach aktueller Regulierung ist nur verholztes Ausgangsmaterial für die Herstellung landwirtschaftlich nutzbarer Pflanzenkohle erlaubt, während verholzte Biomasseabfälle sich wenig für die Nährstoffrückführung eignen. Entsprechend erhalten wir ein pyrolysefähiges Potential von 6.5 Mt trockener Biomasse, das zwischen 2030 und 2040 mit entsprechenden Anstrengungen auch als solches genutzt werden kann. Dabei gibt es gerade beim Waldholz, dem grössten Potential, grosse regionale Unterschiede. Nach dem Jahrbuch Wald und Holz 2022 (BAFU 2022) hat der Holzvorrat zwischen 1997 und 2017 in den Alpen um 15 % und auf der Alpensüdseite sogar um 30 % zugenommen, während er im Mittelland um 11 % gesunken ist. Dies zeigt die wichtige Funktion des Alpenraums als Lieferant dieser Biomasse für die mehrheitlich im Mittelland benötigte Pflanzenkohle einer klimafreundlichen Landwirtschaft.

¹ Vgl. <https://www.nzz.ch/wirtschaft/holz-im-feuer-wie-viel-biomasse-vertraegt-die-eu-ld.1733376>.

Biomasse-Quelle	Frischmasse (Mt)	Trockenmasse (Mt)	Nachhaltige Nutzung (Mt TS)
Waldholz	13.5	7.3	3.65
Holzreste	2.5	1.5	1.45
Altholz	1	0.8	0.8
Landschaftspflegeholz	1.2	0.6	0.6
Total	18.2	10.2	6.5

Tabelle 1: Potenzial verfügbarer Biomasse pro Jahr in der Schweiz (Burg et al. 2018) zur Pyrolyse von verholztem Ausgangsmaterial (PK bereits für landwirtschaftliche Nutzung zugelassen) ohne Konkurrenz zu organischen Abfällen zur Rückgewinnung der Nährstoffe, jedoch in Konkurrenz zu heute genutztem Energieholz.

Das geschätzte Biomassepotential wird nun in sechs verschiedenen thermischen Verwertungsprozessen zugeführt, womit sich unterschiedliche Erträge an Rückbindungspotential und Emissionsreduktionen durch Ersatz von aktuellen Emissionen aus der Schweizer Strom- und Wärmeproduktion errechnet werden (Abbildung 2). Unsere Analyse zeigt, dass mit Pyrolyse wesentliche CO₂-Senkenleistungen aus dem heutigen Potential generiert werden können, während je nach Wahl des Anlagentyps gleichzeitig Strom und Wärme produziert werden kann. Zukünftig erwarten wir einen starken Rückgang der CO₂-Intensität der Energieproduktion, womit die Relevanz des Rückbindungspotentials verhältnismässig zunimmt. Mit steigender Nachfrage und damit höherem Wert von Kohlenstoffsenken sieht man, dass die Pyrolysoption mittelfristig weiter an Gewicht für die Biomassenutzung gewinnt. Ein nachhaltiges Rückbindungspotential mit Pflanzenkohle zwischen ca. 2.6 bis 5.8 Mt CO₂-eq/Jahr kann also ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung von Netto-Null Zielen unserer Gesellschaft erbringen. Längerfristig wird die Option von BECCS (Bioenergie mit Carbon Capture & Storage) für CO₂-Entfernung im grossen Stil durch die hohe CO₂-Effizienz wichtiger werden. Momentan gibt es jedoch noch keine konkreten Vereinbarungen zur Abnahme, Transport und Speicherung des CO₂ in der Schweiz oder im benachbarten Ausland. Transport und Speicherung werden wiederum zu Unsicherheiten und Emissionen führen, welche die theoretische Bilanz in Abbildung 2 ebenfalls verschlechtern. Im Gegensatz dazu ist Pyrolysetechnologie heute bereits in einigermaßen zuverlässiger Ausführung verfügbar und löst das Speicherproblem lokal und kostengünstig. Zusätzlich könnten grössere Pyrolyseanlagen auch mit CCS ausgerüstet werden, um das emittierte CO₂ wieder einzufangen.

Jährliche Kohlenstoff-Senkenleistung und Emissionsreduktionen nachhaltig genutzter Holzressourcen

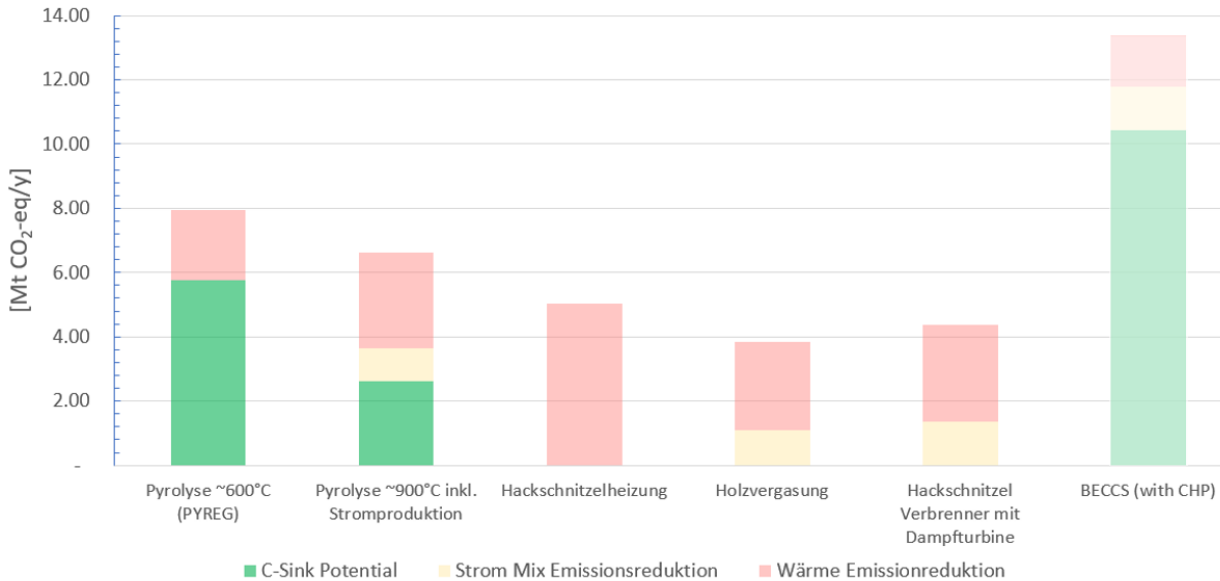


Abbildung 2: Energetische und CO₂-negative Verwertung des jährlichen Biomassepotentials in der Schweiz für verschiedene Technologien zur Verwertung von verholztem Ausgangsmaterial (BECCS ist hell schattiert, da Transport und Speicherung heute noch ungelöst ist und das Potential reduzieren wird).

Nutzen in der Anwendung von Pflanzenkohle in der Landwirtschaft

Während die meisten Negative Emission Technologien (NET) als Nebeneffekte zur Kohlenstoffspeicherung mit wesentlichen Risiken, Energie- und Umweltkosten verbunden sind (Brunner und Knutti 2022), bietet die Pyrolyse positive Zusatzeffekte für die Landwirtschaft sowie die Strom- und Wärmeproduktion. Folgende Chancen für die Landwirtschaft werden beschrieben, welche zwar teils beträchtliche Unsicherheiten mit sich bringen, jedoch in der generellen Tendenz positiv für die landwirtschaftliche Klimabilanz und das Produktionspotential sind (Schmidt et al. 2021):

- Ertragssteigerung durch pflanzenkohlebasierte Düngung
 - o Erhöhung des pflanzenverfügbaren Phosphors
 - o Erhöhung der Stickstoffnutzungseffizienz
 - o Wachstumssteigerungen insbesondere bei Bäumen
- tendenziell positive Effekte auf das Mikrobiom im Boden
 - o Steigerung der mikrobiellen Biomasse
 - o Förderung von Mykorrhiza- und Knöllchenwachstum
 - o Steigerung der biologischen N-Fixierung
 - o Unterstützung des letzten Schritts der Denitrifikation zur vollständigen Reduktion von Lachgas zu N₂.
- Verbesserung der physikalischen Bodenparameter und Wasserspeicherfähigkeit
 - o Abnahme der Schüttdichte des Bodens
 - o Erhöhung der Wasserhaltekapazität des Bodens
 - o Zunahme des pflanzlich verfügbaren Wassers
- Zusätzliche Stabilisierung von Bodenkohlenstoff («negatives Priming»)
 - o insbesondere wichtig zur Unterstützung von Bodenkohlenstoff aufbauenden Massnahmen, da erhöhte «carbon inputs» besser stabilisiert werden können
- reduzierte Lachgasemissionen aus Boden und Dünger
- reduzierte Auswaschung von Nitrat
- reduzierte Aufnahme von Schwermetallen aus belasteten Böden

Aufgrund dieser positiven Wirkungen der Pflanzenkohle für die Agrarökologie ist es wichtig, nicht nur ein Potential für Negative Emissionen Technologien (NET) abzuleiten, sondern auch ein klares Bedürfnis der Landwirtschaft an stabilem Kohlenstoff für die Böden zu formulieren. Welche Anreize braucht es, um dieses Bedürfnis zu erfüllen? Wie finden wir eine gute Balance zur Nutzung von Biomasse als Rohstoff, Energieträger und Kohlenstoffsenke? Was sind die Vorteile einer dezentralen, regionalen Nutzung von Biomasse in den Alpen?

Der Bedarf an Pflanzenkohle für die Verbesserung der landwirtschaftlichen Klimaschutzleistungen schätzen wir für unser Beispiel analog zu Schmidt et al. (2021): 1 t-PK/ha (jährliche Applikationsmenge) x 1.5 Mha (gedüngte Landwirtschaftsfläche) x 50 % (Hälfte der Fläche mit PK) = 750 kt PK/a.

Zur Erfüllung des landwirtschaftlichen Pflanzenkohle Bedarfs, müssten also mindestens 38 % (bei Pflanzenkohle aus Vergasungsprozessen 80 %) unseres errechneten Biomassepotentials für landwirtschaftlich geeignete PK-Produktion genutzt werden. Diese Art der Nutzung muss durch die NET-Leistung, den landwirtschaftlichen Nutzen und allfällige Energieerträge finanziert werden. Eine hohe Qualität für die Landwirtschaft erreichen sicherlich Anlagen bei 600 °C in unserem Beispiel. Inwieweit Kohleprodukte, die näher an der Holzvergasung sind (z.B. bei 900 °C) für die Landwirtschaft ideal sind, bleibt genauer abzuklären.

Da es in dieser Studie um «Die Alpen für eine klimapositive Schweiz» geht, könnte man die CO₂-Rückbindung der Pflanzenkohle vollständig der Stromproduktion zurechnen, um zu zeigen, in welchem Umfang Alpenstrom überhaupt klimapositiv werden kann. Nach unserem Wissen gibt es keine weitere Stromquelle, welche gleichzeitig Senkenleistungen produzieren kann. Somit ist Pflanzenkohle die einzige Option für klimapositiven Alpenstrom. Wie schon erwähnt, könnte bei effizient gelöster Speicherung Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) die Pyrolyse aus CO₂-Sicht konkurrenzieren, würden erst aber für übrige organische Reststoffe interessant, welche nicht die Qualität von holzbasierten Pflanzenkohlen aufweisen könnten. Ebenfalls verfolgen wir die Strategie, dass die Landwirtschaft diese NET-Dienstleistungen von ausserhalb des Sektors finanziert bekommt, sich diese aber nicht der eigenen Bilanz anrechnen wird. Im Gegenzug werden aber die positiven Effekte der Pflanzenkohle in der Anwendung auf dem Feld, der Landwirtschaft zugeschrieben und zur Reduktion des CO₂-Fussabdrucks der Nahrungsmittelproduktion verwendet (insb. die Reduktion der Lachgasemissionen). Dieses Vorgehen bietet neue Möglichkeiten zur Entwicklung von «insetting» Projekten, welche im Gegensatz zu «offsetting» von Firmen in der verarbeitenden Industrie finanziert werden können.

Schlussfolgerungen

Es ist sehr wichtig, mit dem richtigen Preisanreiz die Nutzung von wertvollen Biomasseressourcen optimal zwischen den verschiedenen Verwertungsoptionen zu allozieren. Einerseits müssen dazu Subventionen vom Staat oder durch Klimaschutzprojekte für das komplette Verbrennen von Holz in Hackschnitzelheizungen umgelenkt werden. Eine direkte Verbrennung von verholzter Biomasse kann höchstens noch zum Ausgleich von Spitzenlasten vernünftig eingesetzt werden, wobei sich reduzierende Benutzungsstunden negativ auf die Kostensituation auswirken werden. Mit steigenden Preisen für CO₂-Rückbindung wird gleichzeitig die Umnutzung in Pyrolyseanlagen und in anderen Technologien gefördert.

Ein wichtiger Wert von Pyrolyseanlagen kommt auch aus der dezentralen Verwertung der regionalen Rohstoffe, woraus gleichzeitig Strom und Wärme lokal generiert und eine Schweizer Senkenleistung angeboten werden kann. Für das Netto-Null-Klimaziel in der Schweiz werden neben den 2 Mt/a mit CCS erzeugten Senkenleistung, weitere 5 Mt/a ab 2050 benötigt. Dabei ist es ratsam, lokale, sowie bereits verfügbare Senkenprozesse zu nutzen, um nicht erneut eine zu starke Abhängigkeit vom Ausland aufzubauen. Insbesondere wegen den positiven Nebeneffekten in der Landwirtschaft, hilft die Pflanzenkohle lokale Kreisläufe zu schliessen. Als bereits verfügbare, kleinräumige, dezentrale Lösung

sollte somit bei der Diskussion zur nachhaltigen Biomassennutzung, trotz künftig effizienter BECCS, die Pyrolyse nicht ungenutzt bleiben.

Ein funktionierender Biomassemarkt muss eine optimale Kaskadennutzung des wertvollen Rohstoffs fördern. Steigen die Preise für Biomasse generell an, kann an vielen Orten die Produktion von verholzter Biomasse erhöht werden. Beispielsweise kann ein zusätzlicher Anbau von pyrolysierbarer Biomasse ohne Konkurrenz zur Nahrungsproduktion in Form von Agroforstsystemen angestossen werden. Generell kann die primäre Senkenleistung mit Bäumen an vielen Orten gefördert werden, wo die Landschaft diesbezüglich schlecht ausgenutzt ist.

Literaturverzeichnis

BAFU. 2022. «Jahrbuch Wald und Holz 2022 - Waldressourcen, Holznutzung, Leistungen und Produkte des Waldes.» Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Zustand Nr. 2225: 108 S.

Brunner C. und R. Knutti. 2022. «Potenziale und Kosten der CO₂-Entfernung aus der Atmosphäre in der Schweiz. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt, Bern.»

https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/externe-studien-berichte/potenziale-und-kosten-der-co2-entfernung-aus-der-atmosphaere-in-der-schweiz.pdf.download.pdf/20221102_Potentiale%20und%20Kosten%20der%20CO2-Entfernung%20aus%20der%20Atmosph%C3%A4re%20in%20der%20Schweiz.pdf.

Burg, V., Bowman, G., Erni, M., Lemm, R. und O. Thees. 2018. «Analyzing the potential of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland.» *Biomass and Bioenergy* 111 (April): 60–69. <https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2018.02.007>.

Schmidt, H., Hagemann, N., Leifeld, J. und T. Bucheli. 2021. «Pflanzenkohle in der Landwirtschaft. Hintergründe zur Düngertilassung und Potentialabklärung für die Schaffung von Kohlenstoff-Senken.» *Agroscope Science* 112: 1–71. <https://doi.org/10.34776/as112g>.

Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G. und R. Lemm. 2017. *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. WSL Berichte Vol. 57. Birmensdorf: Eidg. Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL. <https://www.dora.lib4ri.ch/wsl/islandora/object/wsl:13277>.

2 Neue Erneuerbare Photovoltaik und Wind

2.1 Potential und Gestehungskosten von Solar- und Windanlagen in den Alpen

Michael Lehning | Marius Schwarz | Jérôme Dujardin | Yaël Frischholz

Die aktuelle Version des Mantelerlasses sieht vor, neue erneuerbare Energien von derzeit gut 6 TWh pro Jahr (Swiss Energy-Charts 2023) auf 35 TWh in 2035 und 45 TWh in 2050 zu steigern. Es wird argumentiert, dass diese zusätzliche inländische Stromerzeugung notwendig ist, um sowohl den Ausstieg aus der Kernenergie als auch den Anstieg der Stromnachfrage auszugleichen. Es stellt sich nun die Frage, ob diese Ausbauziele überhaupt realisierbar sind.

Zuerst: Das theoretische Potential erneuerbarer Energien übersteigt die Ziele des Mantelerlasses bei Weitem. Vor allem Wind- und Sonnenenergie, welche für die zukünftige Schweizer Stromversorgung zentral sein werden, sind in grossen Mengen verfügbar. Photovoltaik (PV) Anlagen auf Dächern wird hierbei die wichtigste Rolle zugeordnet. Dach-PV ist auch aktuell hauptverantwortlich für den Zubau der Erneuerbaren in der Schweiz. So wurden 2022 mehr als 1 GW Spitzenleistung installiert (Swissolar 2023), was ungefähr einer jährlichen Stromerzeugung von 1 TWh entspricht. Der Vorteil der Dach-PV besteht darin, dass sie keine zusätzlichen Flächen benötigt und in der Nähe der bestehenden Strominfrastruktur und -nachfrage installiert wird. Das Potenzial der Dach-PV wird auf 40-50 TWh geschätzt (BFE 2023). Es gibt jedoch auch einige Herausforderungen, die den Zubau von Dach-PV bremsen, wie beispielsweise die hohen anfänglichen Investitionskosten für Privatpersonen sowie eine fragmentierte Regelung und Förderungen (Schmidt et al. 2023). Generell ist die Installation einer PV-Anlage am sinnvollsten, wenn sie mit einer Dachrenovierung kombiniert wird.

Seit Juli 2022 dürfen nun auch Landwirtschaftsflächen für die Stromerzeugung unter bestimmten Voraussetzungen genutzt werden. Möglich gemacht hat solch «Agri-PV» eine Anpassung der Raumplanungsverordnung, welche diese Anlagen nun in wenig empfindlichen Gebieten dann erlaubt, wenn sie Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bringen. Das Potenzial wird hier auf rund 130 TWh geschätzt (Jäger 2022). Schutzgebiete von nationaler Bedeutung wie Moore und Biodiversitätsförderflächen sind hier ausgeschlossen. Unterschieden werden drei Arten der Landwirtschaft, welche sich auf das Anlagendesign der Agri-PV auswirken: Dauergrünland, Ackerbau und Dauerkulturen. So wird beispielsweise davon ausgegangen, dass auf Dauergrünland die PV-Module vertikal aufgestellt werden, um ausreichend Fläche zwischen den Modulen für die Weidetiere sicherzustellen. Aktuell unklar ist, ob wirklich ein landwirtschaftlicher Mehrertrag trotz PV-Modulen auf der Fläche möglich ist. Um eine solche Frage der Doppelnutzung zu beantworten, sind derzeit mehrere Studien in Arbeit.

Problematisch bei Dach-PV und Agri-PV, die vorwiegend ihr Potential im Mittelland haben, ist die geringe Stromerzeugung im Winter. Werden PV-Module hingegen in den Alpen aufgestellt, können bis zu 55 % der Stromerzeugung im Winter erfolgen (Anderegg, Strebel und Rohrer 2020). Alpine-PV Anlagen leisten so einen grossen Beitrag zur Stromversorgung im Winter (Kahl et al. 2017) und können auf bestehender Infrastruktur wie Staudämme oder Lawinenverbauung, auf Stauseen und auf Freiflächen errichtet werden. Letztere sind jedoch am vielversprechendsten und haben ein enormes Potenzial für die Stromversorgung. Aktuelle Schätzungen gehen von einem theoretischen Potenzial von 45-450 TWh aus (Meyer et al. 2023; Schwarz 2022; De Ferrars 2023). Das tatsächlich realisierbare Potential befindet sich vermutlich bei ungefähr 50 TWh, wovon 10 Prozent sich in direkter Umgebung vom Stromnetz befinden. Für diese 5 TWh müssten weniger als 30 km² – also 0.1 % der geografischen Fläche der Schweizer Alpen – mit PV-Panels bedeckt werden. Ein Grund für die grossen Differenzen in der Schätzung für das Potenzial

ist die hohe Variabilität der Sonneneinstrahlung im Alpenen Raum. Die steile Topografie kann zu besonders guter Besonnung oder hoher Verschattung führen – bei nur wenigen Metern Unterschied. Auch die Schneedecke hat einen grossen Einfluss auf eine mögliche Ausbeute (von Ruetter et al. 2021). Deshalb ist es wichtig, zunächst die Sonneneinstrahlung in sehr hoher räumlicher Auflösung zu kennen. Neuere Arbeiten (Ratnaweera et al. 2023) verbessern die Auflösung der Potentialkarten von der Kilometerskala bis hinunter auf 25 m. Abbildung 1 zeigt die mögliche Ausbeute für die Wintermonate Oktober bis März pro Fläche [kWh/m²] eines für den Winter optimal aufgestellten, monofazialen Solarmoduls. Man sieht, dass eine hohe Winterproduktion vor allem im Hochgebirge erreicht werden kann. Dazu müssen die Module steil aufgestellt werden. Mit dieser neuen Potentialkarte bestätigt sich, dass es im Alpenraum ein realisierbares Potential für Solarenergie von ca. 50 TWh gibt und dass knapp die Hälfte davon im Winter produziert werden kann. Der Winteranteil kann aber durch Standortwahl und Geometrie auch noch gesteigert werden.

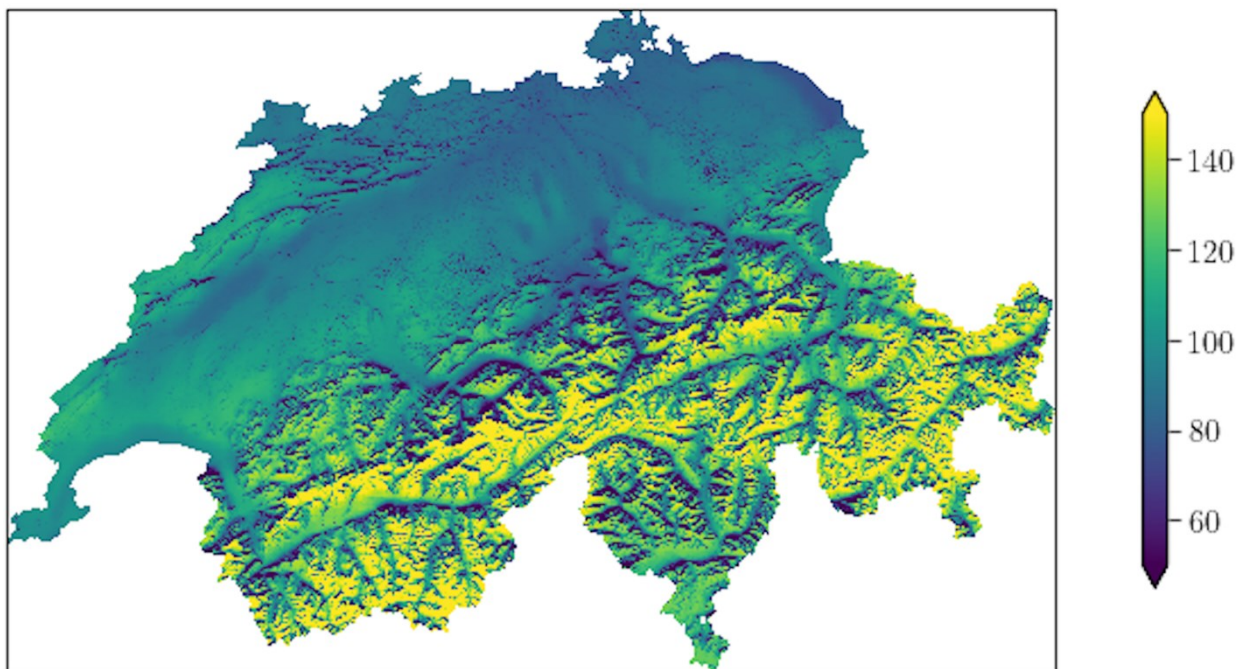


Abbildung 1: Winterstrompotential pro Flächeneinheit [kWh m⁻²] aus PV-Anlagen basierend auf Satellitendaten und Modellrechnungen und dem Zeitraum zwischen 2010 und 2019. Nach Ratnaweera et al., 2023.

Auch die Windenergie erzeugt typischerweise mehr Strom im Winter als im Sommer (Kruyt et al. 2017) und hat ein nicht zu vernachlässigendes Potenzial von ungefähr 30 TWh (BFE 2022). Davon liegen jedoch 3 TWh in BLN-Gebieten, also besonders schützenswerten Gebieten und 15 TWh im Wald. Ob die gegenwärtige Ausbaufaute überwunden werden kann, ist noch fraglich. Bisher stockt der Zubau bei aktuell rund 41 WEA mit 0.15 TWh Jahresproduktion.

Damit diese Potenziale realisiert werden, müssen Investitionen in erneuerbare Energien profitabel sein. Generell sind die Kosten von PV und Wind in den letzten Jahren enorm gesunken und werden es sehr wahrscheinlich auch weiterhin tun. Aktuell betragen die Kosten für Dach-PV in der Schweiz zwischen 1'200-3'500 CHF/kW, abhängig von der Grösse der Anlagen, und für Windkraftanlagen zwischen 2'000-3'000 CHF/kW (Bauer et al., 2023). Die Kosten für Alpine-PV auf Gebirgshängen sind noch mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Die Industrie gibt aktuell Investitionskosten zwischen 2'100 und 3'000 CHF/kW an (Gut et al. 2023). Die grössten Kostenblöcke hierbei sind zum einen die Konstruktion und Befestigung

der Solarmodule und zum anderen die Hardware selbst. Stark beeinflusst werden die Kosten vor allem durch die Stärke der vorliegenden Schneelasten, bestehende Erschliessung des Standortes und die Entfernung zum Stromnetz. Bei Agri-PV belaufen sich die ersten Kostenschätzungen auf ungefähr 800 bis 1'600 CHF/kW (Jäger et al. 2022), abhängig vom Anlagendesign.

Basierend auf diesen Kosten und unter Berücksichtigung der erwarteten Einstrahlung können die Gestehungskosten der verschiedenen Technologien berechnet werden (siehe Abbildung 2). So liegen die Gestehungskosten der alpinen Freiflächenanlagen zwischen 110 und 140 CHF/MWh. Damit Investitionen in erneuerbare Energien schlussendlich profitabel sein können, müssen diese Gestehungskosten unter dem erwarteten Verkaufspreis des erzeugten Stromes liegen. Diese sogenannten *Capture Prices* unterscheiden sich je Stromerzeugungsprofil der Technologie, da Strompreise über das Jahr hinweg stark variieren können. So hat beispielsweise die Windkraft einen deutlich höheren *Capture Price* als Dach-PV im Mittelland aufgrund des höheren Winterstromanteils. Berücksichtigen wir die Subventionen in Höhe von maximal 60 % der Investitionskosten bei Alpine-PV, kommen die Gestehungskosten in den Bereich dieser *Capture Prices* (siehe Abbildung 2).

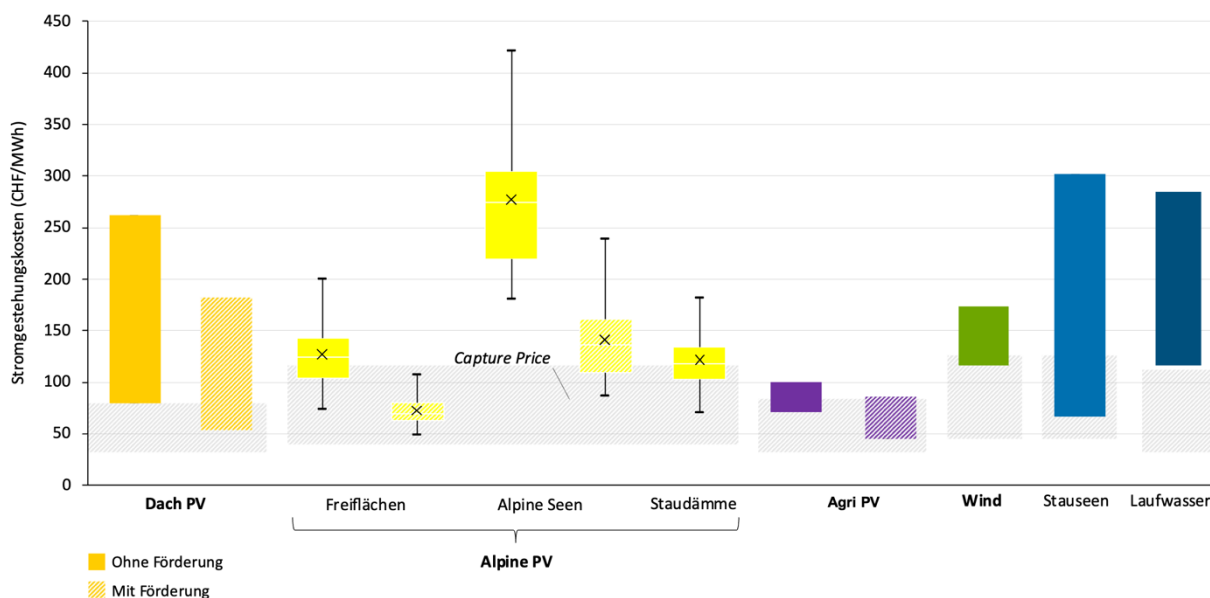


Abbildung 2: Gestehungskosten und Capture Prices von Alpine-PV im Vergleich zu anderen Erneuerbaren. Quellen: Kosten für alpine Freiflächen, Seen, und Staudämme (Gut et al. 2023); andere Technologien (Bauer et al. 2022); Capture Prices (Nexus-e Szenarien).

Wird zusätzlich zu den obigen Potenzialkarten und den Wirtschaftlichkeitsüberlegungen auch noch die Strominfrastruktur berücksichtigt, können wertvolle Hinweise auf wünschenswerte geografische Ausbauswerpunkte von Erneuerbaren geliefert werden. Abbildung 3 zeigt solche ideale Standorte für Wind und PV optimiert nach Wirtschaftlichkeitskriterien unter Berücksichtigung des Schweizer Übertragungsnetzes. Die Standorte wurden mit Hilfe des OREES Optimierungsmodells bestimmt und erfüllen die Zielsetzung aus dem Mantelerlass (35 TWh Erneuerbare in 2035). Die Karten zeigen eine gute Verteilung von PV-Anlagen, viele davon erwartungsgemäss in den Alpen, während Windanlagen vorwiegend im Jura sind aber auch in den Alpen vorkommen.

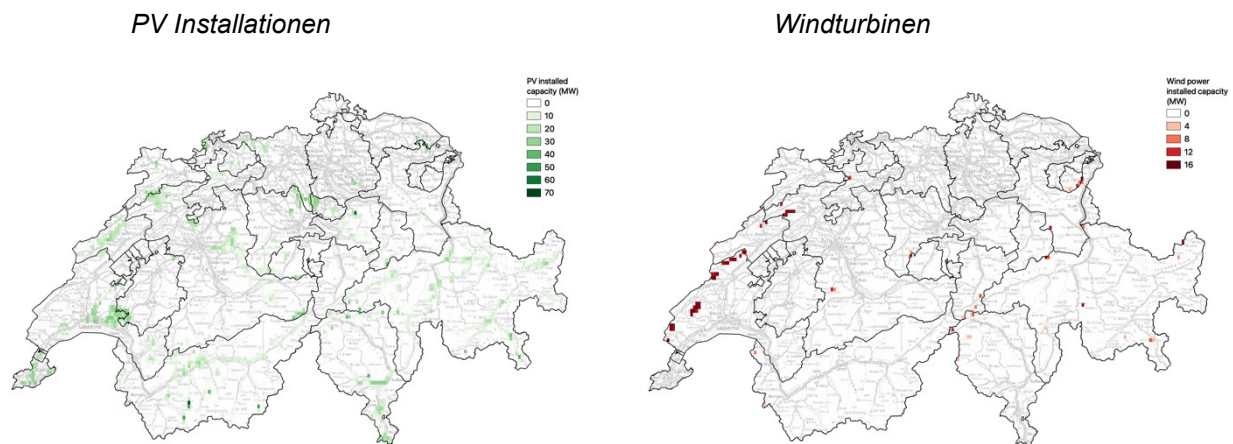


Abbildung 3: Verteilung von PV und Windinstallationen für eine optimale Produktion nach Wirtschaftlichkeitskriterien. Optimierung durch das OREES Modell (Dujardin et al. 2021).

Zusammengefasst: Die Schweiz hat ausreichend Potential an erneuerbaren Energien, um die aktuell diskutierten Ausbauziele des Mantelerlasses zu erreichen – auch ohne geschützte Gebiete zu belasten. Dach-PV wird hierbei, wie auch schon in den letzten Jahren, eine Hauptrolle einnehmen. Alpine-PV scheinen neue, attraktive Investitionsmöglichkeiten für Energieversorger zu sein und eine stabile Energieversorgung sollte auch auf Wind im Jura und in den Alpen setzen. Auch wenn mit weiteren Kostensenkungen der erneuerbaren Energien gerechnet werden kann, braucht es heute noch Subventionen, um die Investitionen in Erneuerbare profitabel zu machen.

Literaturverzeichnis

- Anderegg, Dionis, Strebel, Sven und Jürg Rohrer. 2020. «Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020.» <https://doi.org/10.21256/zhaw-21348>.
- Bauer, Christian, Desai, Harshil, Heck, Thomas, Sacchi, Romain, Schneider, Simon, Terlouw, Tom, Treyer, Karin und Xiaojin Zhang. 2022. *Electricity storage and hydrogen - technologies, costs and impacts on climate change*. Bern : Bundesamt für Energie (BFE).
- BFE, MeteoSwiss, Swisstopo. 2023. «Wie Viel Strom Oder Wärme Kann Mein Dach Produzieren?». Zugriff 16. April 2024. <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de>.
- Bowman G., Huber T. und V. Burg. 2023. «Linking Solar and Biomass Resources to Generate Renewable Energy: Can We Find Local Complementarities in the Agricultural Setting?» *Energies* 16, Nr. 3: 1486. <https://doi.org/10.3390/en16031486>.
- Bundesamt für Energie (BFE). 2022. «Windpotenzial Schweiz 2022: Schlussbericht zum Windpotenzial Schweiz 2022.» Bericht vom 24. August 2022. Zugriff 16. April 2024. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72773.pdf>.
- De Ferrars, Desirée. 2023. «The role of solar photovoltaics in the Alps for the Swiss electricity system.» Zugriff 16. April 2024. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000610172>.
- Dujardin, J., Kahl, A. und M. Lehning. 2021. «Synergistic Optimization of Renewable Energy Installations through Evolution Strategy.» *Environmental Research Letters* 16, Nr. 6 (Juni). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abfc75>.

- Energiezukunft Schweiz. 2021. «Solarstrom auf Infrastrukturanlagen und Konversionsflächen.» Renera. Zugriff 16. April 2023. <https://energiezukunftschweiz.ch/de/Knowhow/News/Newsaktuell/2021-08-01-solarstrom-auf- infrastruktur.php>.
- Gut, David, Đukan, Mak, Gumber, Aurag und Bjarne Steffen. (forthcoming), Master thesis, ETH Zurich. «Economics and Financing of Alpine Solar PV in the Swiss Alps».
- Jäger, Mareike, Vaccaro, Christina, Boos, Jürg, Junghardt, Johann, Strebel, Sven, Anderegg, Dionis, Rohrer, Jürg und Beatrix Schibli. 2022. *Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft*. Wädenswil: ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. <https://doi.org/10.21256/zhaw-25624>.
- Kahl, A., Dujardin, J. und M. Lehning. 2019. «The Bright Side of PV Production in Snow-Covered Mountains.» *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 116, Nr. 4 (Januar): 1162–67. <https://doi.org/10.1073/pnas.1720808116>.
- Kruyt, B., Lehning, M. und A. Kahl. 2017. «Potential Contributions of Wind Power to a Stable and Highly Renewable Swiss Power Supply.» *Applied Energy* 192 (April): 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.085>.
- Meyer, Lukas, Weber, Anne-Kathrin und Jan Remund. 2023. «Das Potenzial Der Alpen PV-Anlagen in Der Schweiz.» In PV-Symposium Kloster Banz. Bad Staffelstein, Germany. 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.
- Ratnaweera, N., Kahl, A. und V. Sharma. 2023. «Geospatial segmentation of high-resolution photovoltaic production maps for Switzerland.» *Frontiers in Energy Research*, in press.
- Schmidt, Tobias, Stadelmann-Steffen, Isabelle, Đukan, Mak, Giger, David, Schmid, Nicolas und Valentin Schnewly. 2023. «Quantifying the Degree of Fragmentation of Policies Targeting Household Solar PV in Switzerland.» [Seet-edge.ch](https://www.seet-edge.ch). Zugriff 16. April 2023. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000596612>.
- Schwarz, Marcel. 2022. «Modellierung von Alpenstrom zur Deckung der ‘Winterlücke’.» In *Alpenstrom jetzt!*, herausgegeben von Schillig, Ivo und Boris Previsic, 6–13. Zugriff 16. April 2024. https://www.alpenforce.com/sites/default/files/2022-03/Alpenstrom_jetzt.pdf.
- Swiss Energy-Charts. Zugriff 25. April 2024. <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=CH>.
- Swissolar. 2023. «Die Rolle Der Photovoltaik Bei Der Schliessung Der Winterstromlücke.» [Swissolar.ch](https://www.swissolar.ch). Zugriff 16. April 2023. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Medien/Stellungnahmen/230307_Arbeitspapier_Winterstrom_de.pdf.
- Von Rutte, F., Kahl, A., Rohrer, J. und M. Lehning. 2021. «How Forward-Scattering Snow and Terrain Change the Alpine Radiation Balance With Application to Solar Panels.» *Journal of Geophysical Research-Atmospheres* 126, Nr. 15 (August). <https://doi.org/10.1029/2020JD034333>.

Danksagung

Die in diesem Bericht veröffentlichten Forschungsarbeiten wurden mit Unterstützung des Bundesamtes für Energie BFE im Rahmen des Projekts SWEET EDGE durchgeführt.

2.2 Speichermöglichkeiten

Zoe Stadler

Die Auslandsabhängigkeit der Schweiz in der Energieversorgung beträgt im Jahr 2022 73.3 % (BFE Bundesamt für Energie 2023), wovon wiederum etwa 80 % fossile Energieträger sind (Kohle, Rohöl, Erdölprodukte, Gas) (BFE Bundesamt für Energie 2023). Diese fallen bei einem Netto-Null-Energiesystem mehrheitlich weg, bzw. müssen durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Durch den beschlossenen Ausstieg aus der Atomkraft wird zusätzlich ein Teil der heutigen Stromproduktion längerfristig nicht mehr zur Verfügung stehen. Gleichzeitig steigt gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie im Szenario ZERO Basis der gesamte Elektrizitätsverbrauch in den Nachfragesektoren bis 2050 auf 63.2 TWh, was einem Anstieg um knapp 11 % gegenüber dem Jahr 2019 entspricht (Kirchner et al. 2020). Darin enthalten ist der Strombedarf, der sich in den Nachfragesektoren Haushalte, Dienstleistungen, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft ergibt. Der Grund für den Anstieg im Stromverbrauch liegt unter anderem darin, dass einige bisher typischerweise fossil betriebene Prozesse wie Gebäudeheizung und Personenfahrzeuge zunehmend von den fossilen Energieträgern wegkommen und elektrisch versorgt werden. Zusätzlich kommen noch der Strombedarf für den Betrieb von Grosswärmepumpen (von 0.2 TWh/a im Jahr 2020 auf 2.7 TWh/a im Jahr 2050), zur Wasserstoffherzeugung (2.9 TWh/a im Jahr 2050) sowie für CCS / NET (1.8 TWh/a im Jahr 2050) hinzu. Weiter kommen noch Verluste sowie der Strombedarf für Speicherpumpen (von 4.3 TWh/a im Jahr 2020 auf 8.5 TWh/a im Jahr 2050) hinzu. Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 beträgt also gemäss dem Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ 84.4 TWh/a (BFE Bundesamt für Energie 2022).

Um den Energiebedarf decken zu können, muss die erneuerbare Energieproduktion in der Schweiz ausgebaut werden. Dabei ist das Potenzial an eigenen Energiequellen in der Schweiz limitiert. Photovoltaik und Windkraft bilden das grösste, noch ungenutzte Potenzial, wobei die Solarenergie ein weitaus höheres Potenzial als die Windenergie aufweist.

Mit einem höheren Strombedarf sowie einer zunehmenden Stromproduktion in der Schweiz wächst der Bedarf an eigenen Speichermöglichkeiten, insbesondere da die Stromproduktion mittels Solarstrom und Wind stark fluktuierend ist. Es gibt eine sich vergrössernde Differenz zwischen dem Winter, in welchem am meisten Energie benötigt wird, aber das Potenzial für die inländische Stromproduktion am kleinsten ist gegenüber dem Sommer, in welchem heute bereits ein Produktionsüberschuss besteht. Saisonale Speichermöglichkeiten werden benötigt.

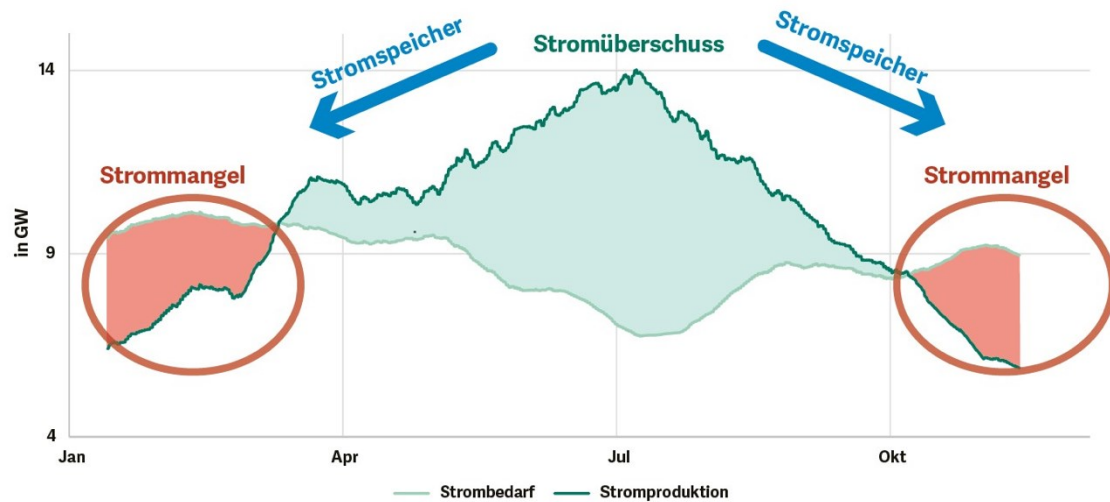
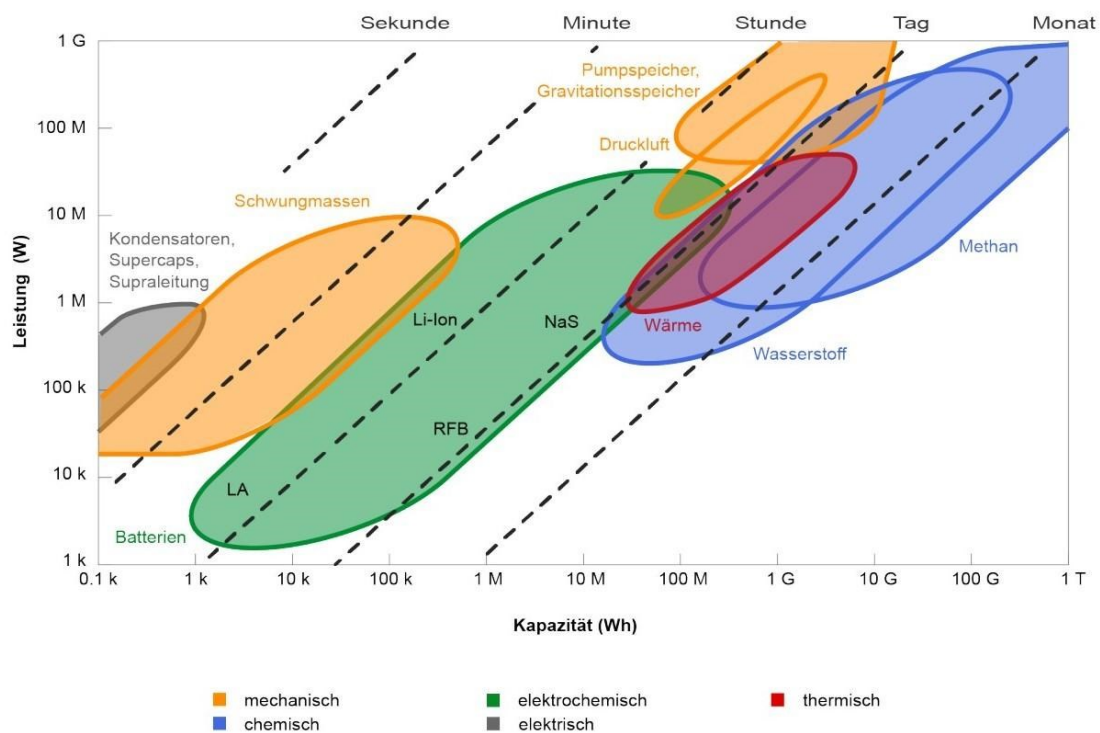


Abbildung 1: Exemplarische Darstellung der saisonalen Differenz in der Stromproduktion sowie des Strombedarfs für das Jahr 2050. Graphik basierend auf BFE Zero Basis aus den Energieperspektiven 2050+, berechnet mit: www.powercheck.ch

Gemäss Kirchner et al. (2020) stellen Speicherkraftwerke bereits heute eine Speicherkapazität von rund 9 TWh Flexibilität für den saisonalen Ausgleich zur Verfügung. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch die zusätzliche Erzeugung aus Wasserkraftwerken, kommt es langfristig zu einem Anstieg der inländischen Winterstromerzeugung. Trotzdem verbleibt im Jahr 2050 ein Importsaldo von rund 9 TWh im Winterhalbjahr (Kemmler et al. 2021, aktualisiert 2022).

Energiespeicherung kann in verschiedenen Formen, wie z.B. elektrische oder thermische Speicher, umgesetzt werden. Die Technologien unterscheiden sich dabei in der Dauer der Speicherung (Differenz zwischen Einspeicherung und Entnahme) sowie der Energiemenge, welche pro Speicher eingespeichert werden kann. Die nachfolgende Abbildung von (Oberholzer 2021) gibt einen Überblick über verschiedene Speichermöglichkeiten.



Die Speicherdauer kann dabei von Millisekunden bis zu einem Jahr reichen. Batterien und Pumpspeicherkraftwerke werden hauptsächlich für den Ausgleich von Fluktuationen im Stunden- oder Tagesbereich eingesetzt. Soll Wärme über einen längeren Zeitraum gespeichert werden, so ist dies in Form von Wärmespeichern möglich. Die Speicherung von Strom über einen längeren Zeitraum gestaltet sich dagegen als herausfordernd. Eine Möglichkeit bieten die sogenannten Power-to-X-Technologien.

Je nach benötigter Speicherdauer, Speicherkapazität und Ausspeiseleistung werden zur Stromspeicherung also unterschiedliche Technologien eingesetzt. Die nachfolgende Tabelle gibt Einblick in einige der in Abbildung 2 ersichtlichen Speichertechnologien.

Speichertyp	Technologie	Speicherdauer	Lebensdauer	Effizienz
Mechanische Speicher	Pumpspeicher	Stunden bis Tage	60 – 100 Jahre	70 – 85 %
	Gravitationsspeicher	Minuten bis Stunden	-	70 – 90 %
	Druckluftspeicher	Stunden	20 – 80 Jahre	40 – 65 %
	Schwungmassen	Sekunden	30 – 60 Jahre	90 %
Elektrochemische Speicher	Batterien (Blei-, Nickel-, Lithium-Ionen-Batterien)	Minuten bis Stunden	5 – 20 Jahre	80 – 95 %

Chemische Speicher	Power-to-Hydrogen	Tage bis Monate	-	35 – 50 %
	Power-to-Methane	Tage bis Monate	-	30 %
	Power-to-Liquid	Wochen bis Monate	-	

Tabelle 1: Übersicht mit Kennzahlen zu verschiedenen, ausgewählten Stromspeichertechnologien. Die Daten basieren auf (Oberholzer 2021).

Mit den Power-to-X-Technologien wird Strom in einen speicherbaren Energieträger umgewandelt. Der Grundprozess hierfür ist die Wasserstoffproduktion. Dabei wird mit Strom Wasser (H₂O) in die Grundelemente Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) aufgespalten. Der so produzierte Wasserstoff kann dann entweder direkt genutzt (z.B. als Treibstoff in Wasserstoff-Lkw) oder in weitere Elemente umgewandelt werden. Wird der Wasserstoff beispielsweise mit CO₂ verbunden, kann Methan (der Hauptbestandteil von Erdgas), Methanol, Diesel, Benzin oder auch Kerosin erneuerbar produziert werden. Wird das CO₂ vorgängig für den Prozess der Luft entnommen, so können die produzierten Energieträger als CO₂-neutral bezeichnet werden, da das CO₂ bei der Verbrennung der Energieträger wieder freigesetzt wird und somit ein CO₂-Kreislauf entsteht. Eine weitere Möglichkeit ist die Verbindung von Wasserstoff mit Stickstoff, wodurch Ammoniak produziert werden kann, welches insbesondere in der Landwirtschaft eingesetzt wird. Die durch die Power-to-X-Technologien produzierten Energieträger können entweder direkt eingesetzt oder für den Winter eingespeichert und dann rückverstromt werden.

Damit ermöglichen die Power-to-X-Technologien einerseits eine saisonale Energiespeicherung und andererseits die Produktion von erneuerbaren Energieträgern für Prozesse in der Industrie, welche nicht elektrifiziert werden können. Ein Nachteil dieser Technologien ist die Effizienz der Umwandlungsprozesse, da bei jeder Umwandlung ein Teil der Energie in Form von Wärme verloren geht. Deshalb sind Power-to-X-Technologien nur da einzusetzen, wo Überschussstrom vorhanden ist und der Strom dementsprechend für keine anderen Verwendungszwecke genutzt werden kann. Wenn aus dem Strom Methan produziert wird, so kann dieses über die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur von der Produktion weggeführt und zu den Kunden transportiert werden. Eine solche Anlage steht in Dietikon bei der Limeco.¹

In Bezug auf die Effizienz und Wirtschaftlichkeit eines Power-to-X-Prozesses ist die Wasserstoffproduktion der grösste Hebel, egal ob anschliessend der Wasserstoff direkt verwendet oder ob er in andere Energieträger wie Methan oder Methanol umgewandelt wird. Die Kosten können einerseits mit tiefen Stromkosten und andererseits mit einer möglichst hohen Auslastung der Anlage (mind. 4'500 Volllaststunden pro Jahr) gesenkt werden (Kober et al. 2019).

Im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ des BFE werden 15.6 TWh strombasierte Energieträger im Jahr 2050 in der Schweiz verbraucht (Kemmler et al. 2021, aktualisiert 2022), davon ist 1.9 TWh Wasserstoff aus inländischer Produktion, der Rest sind importierte Power-to-X-Produkte. Saisonale Energiespeicher auf Basis von Wasserstoff wurden in den EP 2050+ nicht angenommen. Werden jedoch die dem Szenario zugrunde liegenden Daten bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Strombedarfs angenommen, ergibt sich im Jahr 2050 ein Stromproduktionsüberschuss von 17.5 TWh im Sommer sowie ein Importbedarf (Strommangel) von 9 TWh Strom im Winter (berechnet mit www.powercheck.ch). Würde der Überschuss mit einem Wirkungsgrad von 40 % in einem chemischen Energieträger eingespeichert, so könnte über 75 % des Importbedarfs im Winter gedeckt werden.

¹ Siehe <https://www.powertogas.ch/>.

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie (BFE). 2022. «EP2050+ Szenarienergebnisse ZERO Basis.» Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html#kw-104426>, checked on 9/23/2023.

Bundesamt für Energie (BFE). 2023. «Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022.» Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html>.

Kemmler, Andreas, Kirchner, Almut, Kreidelmeier, Sven, Piégsa, Alexander, Spillmann, Thorsten, Dambeck, Hans et al. 2021, aktualisiert 2022. *Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht. Gesamtdokumentation der Arbeiten*. Bern: Bundesamt für Energie. Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.

Kirchner, Almut, Kemmler, Andreas, Ess, Florian, Auf der Maur, Alex, Brutsche, Andreas, Dambeck, Hans et al. 2020. *Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht*. Bern: Bundesamt für Energie. Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.

Kober, T., Bauer, C., Bach, C., Beuse, M., Georges, G., Held, M. et al. 2019. «Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz. Ein Weissbuch.» ETH Zurich Research Collection. Zugriff 16. April 2024. https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/341153/Kober-et-al_2019_Weissbuch-P2X.pdf?sequence=3&isAllowed=y.

Oberholzer, Stefan. 2021. *Energiespeichertechnologien. Kurzübersicht 2021*. Bern: Bundesamt für Energie (BFE).

2.3 Treibhausgasemissionen und weitere Umweltwirkungen der neuen erneuerbaren Energien

Stephan Pfister

Erneuerbare Energien sind unerlässlich, um die Klimaziele der Schweiz sowie der internationalen Staatengemeinschaft zu erreichen. Trotzdem ist festzuhalten, dass auch diese Energieträger Umweltschäden verursachen und keine vollends «saubere» Energie liefern. Neben den landschaftlichen Eingriffen und den daraus resultierenden Umweltwirkungen, ist insbesondere die Produktion, aber auch die Installation und Entsorgung der Systeme für erneuerbare Energien zu beachten. Anders als bei fossilen Energiequellen ist der Betrieb in der Regel nicht für den Hauptteil der Umweltwirkungen verantwortlich, sondern die Produktion und Installation der Systeme.

In den letzten Jahren wurde insbesondere die Produktion der PV und Windenergie durch deren Materialaufwand und daraus resultierende Umweltwirkungen kritisiert. Bei PV wurden sogar Berichte zitiert, die einen höheren Energieaufwand in der Produktion gegenüber der Stromproduktion im Betrieb aufgezeigt haben. Das war in der frühen Entwicklungsphase im letzten Jahrhundert durchaus möglich, ist aber bereits seit Jahrzehnten nicht mehr so.

Um Licht ins Dunkel zu bringen, bieten sich Ökobilanzen an, die wie der Carbon Footprint (CO₂-Fussabdruck) die Wirkungen über die gesamte «Lebensdauer» eines Produktes zusammenfassen und analysieren, also insbesondere auch die Produktion und Bereitstellung der Materialien miteinbeziehen. Ökobilanzen werden deshalb im Englischen auch als Life Cycle Assessment (LCA) bezeichnet. Diverse Studien und Datenbanken existieren, die zeigen, dass trotz der Umweltwirkungen in der Produktion und Installation, Strom aus erneuerbaren Energien einen geringeren CO₂-Fussabdruck als Alternativen aus fossilen Energieträgern hat und vergleichbar zu Atomkraft sind (Abbildung 1a). Die Ökobilanz analysiert aber auch andere Umweltwirkungen als die auf den Klimawandel. Sie schaut sich auch Auswirkungen auf die Biodiversität und menschliche Gesundheit an. Dazu werden unter anderem Effekte von Landnutzung und Entwaldung, toxischen Emissionen und Feinstaub-Emissionen bewertet.

Bei der Bereitstellung der Materialien für erneuerbare Stromerzeugung sind der Abbau der benötigten Metalle und der Energieverbrauch in der Herstellung zentral. Abbildung 1a zeigt, dass die Treibhausgasemissionen primär in der Herstellung und nicht im Betrieb stattfinden. Deshalb ist es wichtig, die Produktion der PV und Windanlagen zu dekarbonisieren und in den Produktionsländern auf erneuerbare Energieträger zu setzen. Insbesondere spielt Kohlestrom in Produktionsländern eine wesentliche Rolle, da weltweit immer noch ein Grossteil des Stroms auf dem Verbrennen fossiler Energieträger beruht (siehe Abbildung 1).

Ein besonderer Kritikpunkt betrifft oft auch den Bergbau für die Metalle und deren negativen Umweltwirkungen. Unbestritten spielen Minen eine wesentliche Rolle in der Umweltverschmutzung und des Landverbrauchs in artenreichen Regionen. Eine globale Analyse zeigt aber, dass Kohle und andere fossile Energieträger weit höhere Biodiversitätsschäden durch Landverbrauch im Bergbau verursachen als die erneuerbaren Energieträger. Einerseits dominieren die Umweltschäden durch Kohleabbau den Bergbau für Stromproduktion, andererseits haben die fossilen Energieträger auch einen höheren Bedarf an anderen Mineralien (inklusive anderer Metalle wie Kupfer) als PV oder Wind (Abbildung 1b).

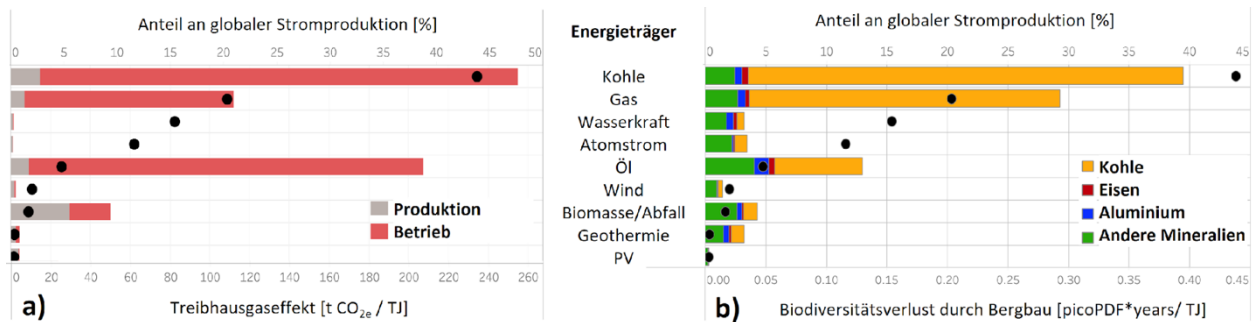


Abbildung 1: Globale Stromproduktion aufgeteilt nach Energieträger. Schwarze Punkte zeigen den Anteil der jeweiligen Energieträger an der globalen Stromproduktion. a) Aufteilung der Klimawirkung nach Betrieb und Produktion. b) Biodiversitätsverlust durch Bergbau, aufgeteilt nach Materialtyp. Basierend auf Cabernard et al. (2022).

Da die Produktion weitgehend im Ausland stattfindet, kann die Umweltbilanz am meisten durch die optimierte Anwendung beeinflusst werden. Bei der Anwendung gilt es primär den Flächenbedarf bei PV und die Auswirkungen von Lärm und den Effekt auf Vögel bei Windkraft zu beachten. Bei Dach- und Fassaden-PV gibt es keinen wesentlichen Flächenbedarf im Betrieb, wohingegen freistehende PV-Anlagen einen zusätzlichen Flächenbedarf von ca. 20m² pro MWh/Jahr haben, je nach Standort und Effizienz der Panels (UNECE 2021). Dieser kumulierte Landverbrauch liegt in einem ähnlichen Bereich wie der kumulierte Flächenbedarf von Kohlestrom oder Wasserkraft. Das heisst, auch wenn freistehende PV-Anlagen 5-10 mal den kumulierten Flächenbedarf von Wind und Dach- oder Fassaden-PV haben, ist der Flächenbedarf über den gesamten Lebenszyklus nicht grösser als bei Kohlestrom und Wasserkraft.

In der Summe stellt der Bericht von UNCE (2021) wie auch andere Publikationen klar, dass der totale Umwelt-Fussabdruck von PV und Wind deutlich besser abschneiden als die fossilen Alternativen und sich auf dem Level von Wasserkraft und Atomstrom bewegen.

Es gilt zudem zu beachten, dass man das Stromnetz als Ganzes betrachten muss, weil Wind- und PV-Strom nicht gesteuert werden können und es deshalb zu Engpässen oder Überproduktion kommen kann. Zudem ist die Schweiz in ein europäisches Netz eingebunden und teilweise von Importen abhängig. Das heisst, dass man nicht nur mit dem Schweizer Produktionsmix vergleichen kann, da erneuerbare Energien in der Schweiz auch Kohlestrom aus Europa verdrängt. Wenn man dasselbe Panel in einer alpinen Anlage mit deutlich höherer Stromausbeute, gerade im Winter, verbaut, dann kann man mehr Strom ersetzen, als wenn man es auf einem Dach im Unterland montiert. Resultate aus Versuchsanlagen zeigen, dass das rund ein Faktor 2 ausmachen kann (Anderegg et al. 2023) und deshalb die Ressourceneffizienz deutlich gesteigert werden kann.

Zusätzlich ist gerade der Winterstrom wichtig und wird mit Ausbau der Elektromobilität und Wärmepumpen wichtiger werden. Um die Versorgungssicherheit im Winter zu gewährleisten, ohne zu viel Überproduktion im Sommer zu generieren, bieten sich alpine Anlagen mit anpassbaren Neigungswinkel an. Mögliche Synergien mit bestehenden Anlagen oder Skiliften und anderen Bauten sollten ebenfalls in Betracht gezogen werden, wie z.B. beim Skilift in Tenna realisiert.

In der Diskussion um Wind- und PV-Strom in alpinen Gebieten muss deshalb berücksichtigt werden, dass eine erhöhte Ausbeute die Umweltschäden in der Produktion pro kWh reduziert. Zudem kann die beschränkte Kapazität in der globalen Produktion effizienter genutzt werden, was den erhöhten Ersatz von fossilen Kraftwerken ermöglicht und somit in der Gesamtumweltbetrachtung besser abschneiden kann.

Literaturverzeichnis

- Anderegg, D., Strebel, S. und J. Rohrer. 2023. «Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb.» ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen. Zugriff 16. April 2024. <https://doi.org/10.21256/zhaw-2524>.
- Cabernard L. und S. Pfister. 2022. «Hotspots of Mining-Related Biodiversity Loss in Global Supply Chains and the Potential for Reduction through Renewable Electricity.» *Environ. Sci. Technol.* 56, Nr. 22 (Oktober): 16357–16368. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c04003>.
- UNECE. 2021. «Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity sources.» United Nations Economic Commission for Europe. Zugriff 16. April 2024. https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf.

2.4 Biodiversitätsförderung durch Alpwirtschaft und Renaturierung

Boris Previšić

Die meisten realisierbaren Projekte alpiner Freiflächenphotovoltaik liegen dank der Südexposition der Hänge in Gebieten mit einst relativ aufwändiger Alpbewirtschaftung. Im Unterschied zur intensiven Ackerwirtschaft im Flachland, die vor allem in ehemaligen Mooren wie im Berner Seeland die letzten zweihundert Jahre zu einem immensen Kohlenstoff- und Biodiversitätsverlust geführt hat, zeichnet sich die traditionell arbeitsintensive Alpwirtschaft im Vergleich zum ursprünglichen Zustand ohne menschlichen Eingriff durch eine erhöhte Biodiversität (Gustavsson et al. 2007; Dipner et al. 2008) und eine hohe Kohlenstoffspeicherung im Wurzelwerk von Alpweiden (Körner 2021) aus. Dabei spielt die Biodiversität in Trockenwiesen eine zentrale Rolle. Sie kann nur dank einer gezielten Beweidung erhalten oder allenfalls wieder gesteigert werden.

Zudem steht die Biodiversität im Zusammenhang mit der Wasserkraft massiv unter Druck (1.3), was jüngste Studien zu den Gebirgsräumen (vgl. den Biodiversitätsbericht des Kantons Graubündens 2022 bei Cabalzar et al.) nochmals festhalten – ganz im Unterschied zur Photovoltaik, was die jüngste Metastudie, welche die Daten weltweit gesammelt hat, aber noch weiteren Forschungsbedarf sieht, bestätigt (Lafitte et al. 2023). Die Ausrichtung auf die Winterstromproduktion in der Photovoltaik entlastet auch die Wasserkraft im Sommer, welche der Renaturierung vor allem von Gewässer- und Auenlandschaften zugutekommt – bis hin zur Wiedereinnässung von Mooren zur Kohlenstoffrückbindung. Aus diesem Grund ist ein holistischer Zugang für alpine Solaranlagen unabdingbar. Sie fokussiert nicht nur auf bedrohte Arten (rote Liste) auf dem Gelände selbst, welche besondere Schutzmassnahmen vor Ort bzw. Ausgleichsmassnahmen erfordern, sondern zeigt zusätzliche Möglichkeiten der Biodiversitätsförderung auf, welche dank der Winterstromanlagen erst zustande kommen.

Der Zusammenhang zwischen Alpbewirtschaftung und Biodiversität wird in den drastischen Veränderungen – bedingt durch Strukturwandel in der Land- und Alpwirtschaft seit gut fünfzig Jahren und durch die Auswirkungen des Klimawandels seit gut dreissig Jahren – besonders sichtbar. So reduzierte sich der Einsatz von Arbeitskräften in der Alpwirtschaft massiv. Man spricht von einer Halbierung der Arbeitskräfte in der Landwirtschaft ungefähr alle zwanzig Jahre. So standen beispielsweise vor hundert Jahren auf der Alp Morgeten im Simmental für die Bewirtschaftung von 400 Hektar Alpfläche über den Sommer 28 Gebäude und bis zu 50 Personen zur Verfügung, wobei die Fronarbeit der Korporationsmitglieder noch nicht mitgerechnet wurde. Heute bewirtschaften gerade noch vier Familien mit vier Gebäuden die ganze Alp (Haueter 2023, 3), wobei es sich hier noch um eine relativ gut erhaltene Alpwirtschaft handelt, auf der sogar in den 90er Jahren die Käseproduktion wieder aufgenommen werden konnte. Schweizweit begann spätestens ab 1970 die vorhandene Infrastruktur der höchstgelegenen Alpbewirtschaftung zusehends zu verfallen.

Oftmals wurde die für die Höhe intensive Bewirtschaftung, welche noch ohne Zukauf und Zuführung von auswärtigen Futter- und Streumitteln wie Heu, Stroh und Kraftfutter auskam, zugunsten einer so genannten 'Extensivierung' aufgegeben. Nicht nur verschwand oftmals die Weiterverarbeitung von Milch zu Käse, Butter usw. vor Ort, sondern ebenso die Nutzung von Weiden und Hängen, welche mit Maschinen und immer grösser werdenden Rinderrassen kaum oder nur noch schwierig zu bewirtschaften waren.

So wird in der Veränderung der letzten Jahre sichtbar, wie sehr Biodiversität in den Alpen das Produkt einer traditionellen Alpbewirtschaftung ist – von der Viehtreibe bis zum Wildheuen. Sie waren alle arbeitsintensiv, hielten aber die Wiesen frei vor Verbuschung und Vergandung durch Grünerlen, Alpenrosen etc. Dafür benötigte man noch Ställe und Lagerplätze, aber auch Wege im inzwischen unzugänglichen und unwegsamen Gelände, das höchstens noch für Standweiden genutzt wird – was die Beweidung sehr selektiv werden liess: So werden inzwischen tendenziell topographisch horizontal

ausgerichtete Schlaf- und Aufenthaltsplätze überdüngt sowie von Blacken (*Rumex alpinus*) und anderen von den Nutztieren nicht geniessbaren Pflanzen überwachsen, während an anderen Plätzen auf derselben Standweide wegen zu extensiver Beweidung die Verbuschung, aber auch das Borstgras (*Nardus stricta*) massiv zunimmt. Dadurch reduziert sich die Biodiversität in Bezug auf die Ökosystem- und Artenvielfalt.

Bei den für alpine Solaranlagen interessanten Standorten handelt es sich mehrheitlich um Flächen mit mittleren Hangneigungen, auf denen oftmals azidophile, d.h. säureliebende, Borstgrasweiden vorkommen. Das Borstgras ist als Weidefutter nur relativ jung überhaupt verwertbar (Dipner et al. 2008). Durch das frühzeitige Abgrasen, partielle Düngen und Einstampfen der Grasnarbe wird für die darunter liegende reichhaltige Flora wieder Entwicklungsraum frei, wodurch die Biodiversität aktiv gepflegt wird (Kohler et al. 2006; Tenz et al. 2010). Der Klimawandel hat insbesondere auf diese subalpinen Alpbewirtschaftungsflächen einen markanten Einfluss.

Durch die Erhöhung der Schneefallgrenze und immer länger werdenden Trockenperioden, unterbrochen von extremen Starkniederschlägen, reduziert sich die für die Flora verfügbare Wassermenge in der Vegetationszeit zusehends. Gerade in Gebieten mit kalkhaltigem Untergrund sind inzwischen Quellen versiegt (Haueter 2023, 4). Inzwischen wird die Mehrstufenalpbewirtschaftung immer schwieriger, weil die verzögerte Höhenstufenentwicklung der Vegetation nicht mehr die gewohnte zeitliche Verzögerung aufweist und alle Alpstufen fast gleichzeitig beweidet werden müssten.

Das führt dazu, dass sich die Alpzeit trotz längerer Vegetationszeit reduziert. Das Borstgras ist bereits so weit entwickelt, dass es nicht mehr abgeweidet wird, wodurch die Biodiversität an entsprechenden Lagen weiter abnimmt. Das Versiegen von Quellen und das Verschwinden von kleineren Seen und Bächen als Tränkestellen verunmöglichen die Beweidung.

Struktur- und Klimawandel führen somit zu einer Prekarisierung einer Alpwirtschaft, welche traditionellerweise seit Jahrhunderten zu einer besonders hohen Biodiversität im gesamten Alpenraum auf subalpiner Stufe geführt haben. Diese Höhenstufe ist für die alpine Photovoltaik besonders interessant, weil die positiven Effekte von erhöhter Sonneneinstrahlung, Schneereflexion, Effizienz wegen Kälte und weitgehender Nebelfreiheit in den Wintermonaten bereits vorhanden sind. Gleichzeitig ist die Erschliessung für den Anschluss ans Stromnetz dank Meliorationen und möglichen anderen Nutzungen (auch in der Vergangenheit) wie Tourismus, Militär, Wasser- und Windkraft gewährleistet.

Somit ist die Kombination von Alpwirtschaft und alpiner Photovoltaik entscheidend. Das Gebiet leistet nicht nur den entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung der Schweiz, sondern kann die historisch gewachsene Biodiversität wenigstens erhalten, wenn nicht erhöhen. Entscheidend sind dabei folgende Faktoren:

Die neu verfügbare Elektrizität erlaubt, Wasser aus tieferen Lagen auf die Alpen für die Tränke der Weidetiere hochzupumpen. Notaktionen mit CO₂-intensiven Aggregaten oder Helikoptereinsätzen sind nicht mehr nötig. Kühe vergiften sich nicht mehr an 'natürlichen' Wasserstellen, in denen sich wegen dem neuen Klima Blaualgentoxine bilden.

Die installierten Photovoltaikpanels führen zu einer partiellen Verschattung der nach Süden ausgerichteten Weidehänge. Dadurch kann der Schnee länger liegenbleiben und die Vegetationszeit hinausgezögert werden. Die Hänge trocknen weniger schnell aus. Borstgras ist wieder wie noch in Zeiten vor dem Klimawandel länger zur Beweidung nutzbar. Zudem schätzen die Tiere die Beschattung im Sommer.

Zwar führt die Verschattung zu einer leichten Reduktion des Kohlenstoffgehalts in der Wurzelmasse, aber kaum im Blattwerk (Möhl et al. 2020). Weil das Gras nicht so schnell austrocknet und verhärtet, hat es noch mehr verfügbares Eiweiss. Die weitflächigere und nicht mehr konzentrierte Dungverteilung auf Borstgras erhöht zusätzlich die Biodiversität (Hegg 1983; Klauisová et al. 2009).

Kleinere Infrastrukturbauten für Erschliessung, Transformatoren und Energiespeicherung können bei einer sauberen Trennung von Elektroinstallationen und Tierhaltungsemissionen als Ställe genutzt werden.

Die mehrheitlich dämmerungsaktiven Tiere finden so untertags vor allem bei Wärme und zu vielen Fliegen ihren Schatten und ihre Ruhe, wodurch überdüngte artenarme Standplätze auf der Weide vermieden werden.

Die Parzellierung des Geländes erlaubt eine kleinteilige Beweidung. Dadurch steht den Tieren täglich frisches Futter zur Verfügung. Die selektive Beweidung, die zur Verbuschung führt, wird massiv reduziert und rückgängig gemacht. In Kombination mit überdachten Ruheplätzen wird auf diese Weise eine Art traditioneller Triebweide ermöglicht, welche über Jahrhunderte die Biodiversität erhöht haben (Gustavsson et al. 2007).

Das engmaschige Weidemanagement erlaubt Mob grazing, wodurch ein grosser Teil der trockenen Biomasse in den Boden gestampft wird. Dadurch erhöhen sich Kohlstoffgehalt und Wasserspeicherungsfähigkeit des Bodens. So wird nicht nur ein zusätzlicher Beitrag zur Klimaadaptation, sondern auch zur Klimapositivität sowohl im Energie- als auch im Landwirtschaftssektorgeleistet.

Eine holistische Betrachtungsweise ermöglicht, dank einer gezielten Ausgleichsmassnahmen und Kombinationen die Biodiversität gesamthaft markant zu erhöhen – sowohl in renaturierten Auenlandschaften als auch in einer intensivierten Viehtreibalpwirtschaft. Im Unterschied zu ganzen in Stauseen versunkenen Biotopen ist der Eingriff durch alpine Photovoltaik gut zu managen, in der Zeit zu monitoren und auch beispielsweise durch ein 60-jähriges Baurecht über zwei Pannelgenerationen begrenzt und entsprechend zurückzubauen.

Literaturverzeichnis

- Cabalzar, Andreas et al. 2022. «Biodiversität in Graubünden. Zustandsanaöyse Lebensräume, Artenvielfalt, genetische Vielfalt, Vernetzung.» Grundlagenbericht für die Biodiversitätsstrategie Graubünden. Zugriff 16. April 2024.
https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/ekud/anu/ANU_Dokumente/ANU-404-66d_BDS_Grundlagenbericht.pdf.
- Dipner, M. und G. Volkart et al. 2008. Trockenwiesen und -weiden der Schweiz. Schlussbericht.
- Gustavsson, E., Lennartsson T. und M. Emanuelsson. 2007. «Land use more than 200 years ago explains current grassland plant diversity in a Swedish agricultural landscape.» *Biol. Coserv.* 138, Nr. 1–2 (August): 47–59.
- Haueter, Christian. 2023. Alpine Solaranlage Morgeten. Ersatzmassnahmen Biodiversität. Bewirtschaftungskonzept Weideflächen Bürglen. Entwurf vom 27. Juli 2023.
- Hegg, O. 1984. «Langfristige Auswirkungen von Düngung auf einige Arten des Nardetums auf der Schynigen Platte ob Interlaken.» *Angew. Botanik* 58, Nr. 2: 141–146.
- Klaudisová M., Hejzman M. und V. Pavlů. 2009. «Long-term residual effect of short-term fertilizer application on Ca, N and P concentrations in grasses *Nardus stricta* L. and *Avenella flexuosa* L.» *Nutr. Cycl. Agroecosyst* 85, Nr. 2: 187–193.
- Kohler, F., Gillet, F., Gobat, J.-M. und A. Buttler. 2006. «Effect of cattle activities on gap colonization in mountain pastures.» *Folia Geob.* 41, Nr. 3 (September): 289–304.
- Körner, Christian. 2021. «Uptake and loss of carbon.» *Alpine Plant Life* (April): 269–308.
https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-59538-8_11.
- Lafitte, A., Sordello, R., Ouédraogo, DY. et al. 2023. «Existing evidence on the effects of photovoltaic panels on biodiversity: a systematic map with critical appraisal of study validity.» *Environ Evid* 12, Nr. 25. <https://doi.org/10.1186/s13750-023-00318-x>.

Möhl, Patrick, Hiltbrunner, E. und C. Körner. 2019. «Halving sunlight reveals no carbon limitations of aboveground biomass production in alpine grassland.» *Global Change Biology* 26, Nr. 3 (März): 1857–1872. DOI: 10.1111/gcb.14949.

Tenz, R., Elmer, R., Huguenin-Elie, O. und A. Lüscher. 2010. «Auswirkungen der Düngung auf einen Borstgrasrasen.» *Agrarforschung Schweiz* 1, Nr. 5: 176–183.

2.5 Gesetzliche Möglichkeitsräume für Photovoltaik und Windkraft in den Alpen

Markus Schreiber

Einleitung

Grosse freistehende alpine Photovoltaikanlagen (PVA), schwimmende PVA auf Stauseen oder PV-Module an Staumauern: Die Stromerzeugung aus Solarenergie in den Alpen wird aktuell gleich in verschiedenen Varianten diskutiert (Ramseier 2021, 7f.; Schreiber 2022, 529ff.; vgl. zu Freiflächen-PVA Bühl 2023, 263ff.), zumal deren Ertrag gerade im kritischen Winterhalbjahr deutlich höher ausfällt als im Mittelland¹ (Ramseier 2021, 6 f.). Auch die Windenergie könnte verstärkt in den Alpen genutzt werden, bestehen in entsprechenden Höhenlagen doch häufig deutlich höhere Windgeschwindigkeiten (Bundesamt für Raumentwicklung 2020, 28 Karte A-1).

Zugleich handelt es sich bei den Alpen jedoch um einen wichtigen Lebensraum für gefährdete Tier- und Pflanzenarten, der zudem eine grosse Bedeutung als Erholungsraum einschliesslich einer Vielzahl touristischer und teilweise auch landwirtschaftlicher Nutzungen aufweist. Da die Rechtsordnung diese widerstreitenden Interessen ebenfalls angemessen schützen muss (vgl. Marti 2023, 255 f.; Schreiber 2022, 544), verwundert es nicht, dass die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in den Alpen auf vielfältige rechtliche Hürden stösst.

Zuletzt hat der Bundesgesetzgeber, auch unter dem Eindruck der aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine angespannteren Energieversorgungslage (Griffel 2023, 52; vgl. Marti 2023, 250; vgl. aber die Kritik bei Hettich 2022, 658 f.), mehrere Schritte unternommen, um die Errichtung alpiner PV- und Windenergieanlagen rechtlich zu ermöglichen. Weitere Erleichterungen sind bereits geplant.

Vor diesem Hintergrund stellt das Factsheet zunächst die rechtlichen Probleme vor, die mit der Errichtung solcher Anlagen verbunden sind. Sodann geht es auf die bisherigen Erleichterungen im Rahmen der Revision der Raumplanungsverordnung sowie der «Solaroffensive» (Art. 71a EnG) und des «Windexpresses» (Art. 71c EnG) ein. Im Anschluss werden einerseits die geplanten Änderungen im Zuge der Revision von Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz (sog. Mantelerlass) und andererseits die weiteren Pläne des Bundesrats in Form eines «Beschleunigungserlasses» erläutert. Schliesslich werden einige Handlungsoptionen für die Kantone und Gemeinden skizziert, wenn diese die Errichtung alpiner Anlagen fördern möchten.

Rechtliche Probleme der Stromerzeugung in den Alpen

Aufgrund der bereits dargestellten Schutzbedürftigkeit des Alpenraums sind erhebliche Teile desselben besonderen Natur- und Landschaftsschutzvorschriften unterstellt (Ramseier 2021, 8 f.). So sind Teile der Alpen im Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler (BLN) aufgeführt. Gemäss Art. 6 Abs. 1 Natur- und Heimatschutzgesetz (NHG)² bedeutet die Aufnahme in ein solches Bundesinventar, dass die entsprechende Landschaft besonderen Schutz verdient und grundsätzlich ungeschmälert zu erhalten ist (vgl. aber zu geringfügigen Beeinträchtigungen Schreiber 2022, 525). Nach Art. 6 Abs. 2 NHG kann eine Abweichung hiervon bei Erfüllung einer Bundesaufgabe (vgl. dazu Bühl 2023, 270, 272; Gerber 2019, 85; Schreiber 2022, 524) nur erwogen werden, wenn dies einem gleich- oder höherwertigem Interesse von nationaler Bedeutung dient. Dies bedeutet, dass Anlagen, die ein solches Inventar beeinträchtigen, nur

¹ Siehe dazu das Projekt «Alpenstrom Davos», <https://www.zhaw.ch/de/lsvm/institute-zentren/iunr/oekotechnologien-energiesysteme/erneuerbare-energien/solarenergie/alpenstrom-davos/>.

² Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG) vom 1. Juli 1966, SR 451.

errichtet werden können, wenn ihre Errichtung von nationalem Interesse ist. Gemäss Art. 12 Abs. 2 Energiegesetz (EnG)³ sind einzelne Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern von nationalem Interesse, wenn sie eine gewisse Grösse und Bedeutung aufweisen, wobei der Bundesrat gemäss Abs. 4 per Verordnung Schwellenwerte festlegen kann bzw. dies für die Wind- und Wasserkraft sogar muss. Für Windenergieanlagen (WEA) liegt der Schwellenwert gemäss Art. 9 Energieverordnung (EnV)⁴ bei einer mittleren erwarteten jährlichen Produktion von mindestens 20 GWh, wobei mehrere WEA in einem Windpark zusammengerechnet werden (vgl. zu den Schwellenwerten Gerber 2019, 93 ff.). Bei WEA liegen hinsichtlich des nationalen Interesses mittlerweile auch höchstrichterliche Entscheide vor (BGE 148 II 36; BGE 147 II 319; dazu jeweils Klaber 2023). Für Solaranlagen besteht derzeit – mit Ausnahme der Gross-PV-Anlagen nach Art. 71a EnG (mehr dazu unter dem Punkt «Solaroffensive») – dagegen noch kein gesetzlich definierter Schwellenwert, sodass ein nationales Interesse im Einzelfall von den Behörden und Gerichten zuerkannt werden müsste (Gerber 2019, 102).

Art. 12 Abs. 3 EnG ordnet zudem an, dass Behörden in konkreten Bewilligungsverfahren dieses nationale Interesse als gleichrangig mit anderen Interessen zu betrachten haben. Diese – aufgrund der Aufgabentrennung zwischen Gesetzgeber und Exekutive nicht unproblematische (vgl. aber Biaggini 2022, 630) – Bestimmung soll nach den Äusserungen im Parlament allerdings so verstanden werden, dass hiermit nur eine «grundsätzliche» Gleichrangigkeit gemeint sei, von der im Einzelfall abgewichen werden könne (kritisch dazu Griffel 2018; vgl. ausführlich Föhse 2017; Gerber 2019).⁵

In Biotopen von nationaler Bedeutung sowie in Wasser- und Zugvogelreservaten sind neue Anlagen dagegen nach Art. 12 Abs. 2 Satz 2 EnG ausgeschlossen (dazu Gerber 2019, 97 ff.). Moore und Moorlandschaften sind sogar verfassungsrechtlich durch Art. 78 Abs. 5 Bundesverfassung (BV)⁶ absolut geschützt, d.h. hier dürfen überhaupt keine Anlagen gebaut werden (Gerber 2019, 92), und der Moorschutz ist insofern auch bei einem entgegenstehenden nationalen Interesse keiner Interessenabwägung zugänglich (siehe auch Ramseier 2021, 9; vgl. aber zu den praktischen Grenzen des Moorschutzes BGE 143 II 241).

Aufgrund der geringen Bebauungsdichte in den alpinen Regionen sowie aufgrund der Grösse der Anlagen (dazu Bühl 2023, 267; vgl. dort auch S. 290 ff.; siehe auch Ramseier 2021, 22 f.) werden sich die möglichen Standorte für entsprechende Anlagen häufig ausserhalb der Bauzone befinden (Schreiber 2022, 516). Aufgrund des Trennungsgrundsatzes (Art. 1 Abs. 1 Raumplanungsgesetz, RPG⁷) ist die Nichtbauzone grundsätzlich von Bauten freizuhalten. Die Errichtung entsprechender Anlagen wird daher häufig nur in Betracht kommen, wenn entweder eine Spezialzone PVA oder WEA ausdrücklich zulässt, oder eine Ausnahmegewilligung nach Art. 24 RPG erteilt werden kann (wobei einer allfällig gemäss Art. 2 RPG erforderlichen Planung der Vorrang gegenüber Ausnahmegewilligungen zukommt, siehe BGE 124 II 252 E. 3) (vgl. M. Jäger et al. 2022, 101; vgl. darüber hinaus zur Zonenkonformität von PVA in der Landwirtschaftszone C. Jäger 2021b).

Häufig wird fraglich sein, ob die betreffende Anlage einer Planungspflicht nach Art. 2 RPG untersteht und daher nicht einfach mittels einer Ausnahmegewilligung nach Art. 24 RPG bewilligt werden kann (vgl. M. Jäger et al. 2022, 99 ff.; Ramseier 2021, 12). Bei freistehenden PVA und bei WEA wird aufgrund deren räumlichen Auswirkungen zumeist zumindest eine projektbezogene Nutzungsplanung (Art. 2 und 14 ff. RPG; dazu Aemisegger und Marti 2021, 15 ff.) erforderlich sein (vgl. zu PVA Ramseier 2021, 23 f.; vgl. zu PVA auf bestehenden Bauten Schreiber 2022, 530 ff.). Das Bestehen einer Umweltverträglichkeitsprüfungspflicht, wie sie Art. 1 in Verbindung mit Ziffer 21.8 und 21.9 Anhang UVP-

³ Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016, SR 730.0.

⁴ Energieverordnung (EnV) vom 1. November 2017, SR 730.01.

⁵ Vgl. hierzu die Voten bei AB 2016, S. 273 ff.

⁶ Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999, SR 101.

⁷ Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979, SR 700.

Verordnung⁸ für WEA (dazu Zumoberhaus 2019, 122 ff.) und Freiflächen-PVA mit einer Leistung von mehr als 5 Megawatt (MW) vorsieht (vgl. dazu auch Schreiber 2022, 522 f.), indiziert zugleich die Notwendigkeit einer Nutzungsplanung (Ramseier 2021, 12; Schreiber 2022, 533). Für die Nutzungsplanung sind nach dem jeweiligen kantonalen Recht meist die Gemeinden zuständig. Allerdings gibt es auch Kantone, die (vor allem für WEA) kantonale Spezialnutzungszonen kennen (Aemisegger und Marti 2021, 15; Schreiber 2022, 522). Die Nutzungsplanung muss die übergeordneten Festsetzungen im kantonalen Richtplan beachten (vgl. Art. 9 Abs. 1 RPG).

Bei grösseren Anlagen könnte darüber hinaus sogar eine konkrete vorhabenbezogene Grundlage im kantonalen Richtplan erforderlich sein (vgl. M. Jäger et al. 2022, 100; Schreiber 2022, 520 ff., 538; zum Verfahren auch Aemisegger und Marti 2021, 13 ff.). Dies ist nach Art. 8 Abs. 2 RPG der Fall, wenn von der Anlage gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt ausgehen. Wann dies im Einzelfall anzunehmen ist, wird gesetzlich nicht konkretisiert, weshalb man sich nur an der Rechtsprechung, die häufig andere Infrastrukturen betrifft, orientieren kann (vgl. M. Jäger et al. 2022, 100; siehe aber konkret zur Windkraft BGer 1C_346/2014 vom 26. Oktober 2016, E. 2.5; BGE 148 II 36 E. 2.1). Dies verursacht eine gewisse Rechtsunsicherheit. Problematisch wäre es insbesondere, wenn sich erst im Laufe der weiteren Arbeiten am Projekt nachträglich herausstellt, dass das Vorhaben von vornherein einer Richtplangrundlage bedurft hätte (vgl. zur Wasserkraft BGE 147 II 164 E. 3). Eine Richtplangrundlage wird insbesondere bei WEA meist erforderlich sein (vgl. Aemisegger und Marti 2021, 13), bei den derzeit diskutierten Anlagengrössen zukünftig aber wohl auch immer häufiger bei PVA (vgl. auch Ramseier 2021, 11).

Besteht dagegen keine Planungspflicht und kann die Anlage daher mittels einer Ausnahmegewilligung genehmigt werden, so setzt dies nach Art. 24 lit. a RPG insbesondere voraus, dass die Anlage standortgebunden, d.h. auf den Standort ausserhalb der Bauzone angewiesen ist. Dies ist nach der bundesgerichtlichen Rechtsprechung der Fall, wenn der Standort ausserhalb der Bauzone aus besonders wichtigen und objektiven Gründen viel vorteilhafter erscheint als ein solcher innerhalb der Bauzone (BGE 136 II 214 E. 2.1 mit weiteren Nachweisen; vgl. Schreiber 2022, 536 f.). Zudem dürfen der Ausnahmegewilligung gemäss Art. 24 lit. b RPG keine überwiegenden Interessen entgegenstehen.

Darüber hinaus wirkt sich insbesondere bei WEA hinderlich aus, dass neben der im kantonalen Verfahren zu erteilenden Baubewilligung (Art. 22 RPG, dazu Aemisegger und Marti 2021, 15 ff.) auch bundesrechtliche Bewilligungen, wie etwa eine Plangenehmigung nach Art. 16 ff. Elektrizitätsgesetz (EleG) sowie je nach Anlage z.B. auch (allenfalls von der Plangenehmigung umfasste, siehe Zumoberhaus 2019, 122) Stellungnahmen oder Bewilligungen von Bundesbehörden in Bezug auf die Zivil- und Militärluftfahrt, den Rundfunk oder den Waldschutz (zu Letzterem Bühl 2023, 275 ff.) erforderlich sein können (Zumoberhaus 2019, 121 f.). Für WEA tritt das BFE hier als «Guichet unique» auf, um die verschiedenen bundesrechtlichen Stellungnahmen und Bewilligungen zu koordinieren (Art. 7 EnV).⁹ Mit zunehmender Grösse von PVA könnte sich inskünftig auch bei diesen ein vergleichbarer Koordinationsbedarf ergeben, was allenfalls gesetzlich noch näher geregelt werden könnte.

Problematisch im Hinblick auf Solaranlagen an bestehenden Infrastrukturen wie Skiliftanlagen, Stau Mauern oder Lawinenverbauungen ist dabei, dass die Rechtsprechung sehr zurückhaltend bei der Annahme einer abgeleiteten Standortgebundenheit ist (vgl. BGE 124 II 252 E. 4; vgl. dazu auch Ramseier 2021, 14 f.). Dies bedeutet, dass aus der blossen Tatsache, dass an dem betreffenden Standort bereits eine andere (selbst standortgebundene) Infrastruktur besteht, noch nicht zwingend geschlossen werden kann, dass auch die daran anzubringende PVA standortgebunden ist. Zudem kann bei PVA an plangenehmigungspflichtigen Infrastrukturen auch die Installation der PVA selbst je nach anwendbarem Recht eine Plangenehmigungspflicht auslösen (Ramseier 2021, 12 f.; Schreiber 2022, 534 ff.; ausführlich am Beispiel von Lärmschutzwänden Dörig 2021, 69 ff.).

⁸ Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) vom 19. Oktober 1988, SR 814.011.

⁹ Vgl. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/guichet-unique-windenergie.html>.

Revision der Raumplanungsverordnung

Mit der Revision der Raumplanungsverordnung (RPV¹⁰) wurde auf den 1. Juli 2022¹¹ das Problem der Standortgebundenheit von bestimmten PVA adressiert (dazu bereits Schreiber 2022, 541 ff.). Gemäss Art. 32c Abs. 1 lit. a RPV können PVA, die optisch eine Einheit mit Bauten und Anlagen bilden, die voraussichtlich längerfristig rechtmässig bestehen, standortgebunden sein. Der Ordnungsgeber dachte hierbei vor allem an PVA auf Fassaden, Stau Mauern und Lärmschutzwänden (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation 2021, 4). Art. 32c lit. b RPV sieht dasselbe für PVA vor, die schwimmend auf Stauseen oder anderen künstlichen Gewässern installiert werden.

Art. 32c lit. c RPV erfasst sog. Agriphotovoltaikanlagen in wenig empfindlichen Gebieten (dazu Schreiber 2022, 543), die entweder Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bieten, indem sie z.B. durch die Beschattung den Ertrag steigern und den Wasserverbrauch senken (vgl. M. Jäger et al. 2022, 10, zur rechtlichen Bewertung dort S. 103; ausführlich Schlegel 2021, 32 ff.), oder die entsprechenden Versuchs- und Forschungszwecken dienen. Aufgrund von Art. 16 Abs. 1 lit. f Landwirtschaftliche Begriffsverordnung (LBV)¹² stellte sich hier noch die Frage, inwiefern entsprechend genutzte Flächen dennoch als landwirtschaftliche Nutzfläche zählen können, was Auswirkungen auf die Direktzahlungen haben würde (dazu Schlegel 2021, 50; ausführlich Schibli 2022). Auf den 1. Januar 2024 wurde ein neuer Art. 16 Abs. 5 LBV eingefügt, wonach Flächen mit Solaranlagen im Sinne des Art. 32c Abs. 1 lit. c RPV unter gewissen Umständen zur landwirtschaftlichen Nutzfläche gezählt werden können (vgl. dazu Bundesamt für Landwirtschaft 2023, 72 ff.).¹³

Art. 32c Abs. 2 RPV stellt klar, dass eine allfällige Planungspflicht nach Art. 2 RPG von Art. 32c RPV nicht verdrängt wird. Gemäss Art. 32c Abs. 3 RPV wird zudem in jedem Fall eine umfassende Interessenabwägung vorausgesetzt. Art. 32c Abs. 4 RPV enthält schliesslich eine Rückbaupflicht für die PVA, wenn die Bewilligungsvoraussetzungen nicht mehr bestehen.

Fraglich erscheint, welche konkreten Rechtsfolgen mit der Formulierung in Art. 32c Abs. 1 RPV, wonach die dort aufgezählten PVA standortgebunden sein «können», verbunden sind (siehe bereits Schreiber 2022, 543 f.). Grundsätzlich «können» Anlagen aller Art nämlich auch ohne spezialgesetzliche Anordnung standortgebunden sein. Es ist nicht davon auszugehen, dass der Ordnungsgeber lediglich diese Selbstverständlichkeit nochmals klarstellen wollte. Nach den Materialien soll mit der Formulierung «können» lediglich betont werden, dass die (nach Abs. 3 nochmals angeordnete, aber bereits nach Art. 24 lit. b RPG erforderliche, vgl. auch M. Jäger et al. 2022, 103) umfassende Interessenabwägung vorbehalten bleibt und diese gerade bei Schutzgebieten auch anders ausfallen könne (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation 2021, 4).

Damit der Art. 32c Abs. 1 RPV überhaupt einen sinnvollen Regelungsgehalt erhält, ist davon auszugehen, dass hiermit zumindest eine (wohl widerlegliche) gesetzliche Vermutung in Bezug auf die Standortgebundenheit verbunden ist. Letztlich wird dies jedoch durch die Rechtsprechung geklärt werden müssen (vgl. auch M. Jäger et al. 2022, 103 f.). Dass die sodann nach Art. 24 lit. b RPG erforderliche Interessenabwägung vorbehalten bleibt, versteht sich von selbst und wird durch Art. 32c Abs. 3 RPV lediglich nochmals klargestellt.

¹⁰ Raumplanungsverordnung (RPV) vom 28. Juni 2000, SR 700.1.

¹¹ AS 2022 357.

¹² Verordnung über landwirtschaftliche Begriffe und die Anerkennung von Betriebsformen (Landwirtschaftliche Begriffsverordnung, LBV) vom 7. Dezember 1998, SR 910.91.

¹³ AS 2023 699.

Die «Solaroffensive» (Art. 71a EnG)

In der Herbstsession wurde in höchstem Tempo der Art. 71a in das Energiegesetz eingefügt, der die Errichtung von freistehenden Gross-PVA insbesondere in alpinen Lagen erleichtern soll. Die neuen Vorschriften traten als dringliches Bundesgesetz bereits am 1. Oktober 2022 in Kraft und gelten bis Ende 2025¹⁴ respektive gemäss Art. 71a Abs. 1 EnG, bis schweizweit solche Anlagen eine jährliche Gesamtproduktion von 2 Terawattstunden (TWh) erlauben. Das hohe Tempo des Verfahrens sowie der Erlass als dringliches Bundesgesetz sind in der Lehre auf teils erhebliche Kritik gestossen (Marti 2023, 252 f.; vgl. auch die scharfe inhaltliche Kritik bei Griffel 2023; differenziert Biaggini 2022).

Art. 71a Abs. 2 EnG beschränkt den Anwendungsbereich der Vorschrift auf PVA, die jährlich mindestens 10 Gigawattstunden (GWh) Elektrizität produzieren und dabei einen hohen Winterproduktionsanteil von mindestens 500 kWh pro 1 kW installierter Leistung im Zeitraum vom 1. Oktober bis 31. März aufweisen. Es soll mit der «Solaroffensive» also vor allem ein Beitrag zur Schliessung der «Winterlücke» geleistet werden, da PVA im Mittelland im Winter weniger Elektrizität erzeugen und der Ausbau der Windenergieproduktion nur langsam verläuft. Die Einzelheiten sind jeweils in Art. 9b ff. EnV geregelt (dazu Schreiber 2023).

Für PVA, welche die Voraussetzungen des Abs. 2 erfüllen, gilt nach Art. 71a Abs. 1 EnG unter anderem, dass diese von nationalem Interesse und standortgebunden sind (zu Letzterem Bühl 2023, 271 f., vgl. auch dort S. 272, wonach trotz gesetzlich normierter Standortgebundenheit Alternativstandorte zu prüfen sind) sowie dass für sie keine Planungspflicht besteht. Dies beseitigt einerseits gerade die bereits beschriebenen rechtlichen Hürden. Andererseits ist das Entfallen der Planungspflicht insofern problematisch, als hiermit die zentrale Bestimmung des Art. 2 RPG umgangen wird, wonach raumwirksame Vorhaben mittels Planung aufeinander abzustimmen sind (kritisch insofern auch Bühl 2023, 269 f.). Art. 71a Abs. 3 EnG verlagert die Zuständigkeit für die Bewilligungserteilung (siehe zur entsprechenden Auslegung der Bestimmung Bühl 2023, 268 f.) für solche Gross-PVA auf den Kanton, wobei die Zustimmung der Gemeinde und der Grundeigentümer vorliegen muss. Gemäss Art. 9f EnV ist für die Zustimmungserteilung durch die Gemeinde die kommunale Legislative zuständig, wenn das kantonale oder kommunale Recht nichts Abweichendes vorsieht (vgl. demgegenüber Bühl 2023, 271, der nach allgemeinen Grundsätzen die Gemeindeexekutive als zuständig ansähe).

Art. 71a Abs. 1 lit. d EnG regelt darüber hinaus, dass das Interesse an der Realisierung solcher Anlagen anderen nationalen, regionalen und lokalen Interessen grundsätzlich vorgeht. Diese Vorschrift geht einerseits über Art. 12 Abs. 3 EnG hinaus, indem das Interesse nicht nur als gleichrangig, sondern als vorrangig zu betrachten ist. Andererseits sieht sie im Gegensatz zu Art. 12 Abs. 3 EnG bereits dem Wortlaut nach lediglich einen grundsätzlichen Vorrang vor, von dem also im Einzelfall abgewichen werden kann. Zudem befreit Art. 71a Abs. 1 lit. c EnG – anders als eine frühere Entwurfsfassung¹⁵ – nicht von der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung gemäss Art. 1 in Verbindung mit Ziffer 21.9 Anhang UVP-Verordnung (siehe dazu auch Bühl 2023, 273 f.; Griffel 2023, 54).

Art. 71a Abs. 1 lit. e EnG schliesst solche Gross-PVA in Mooren und Moorlandschaften, Biotopen von nationaler Bedeutung sowie Wasser- und Zugvogelreservaten aus (dazu Bühl 2023, 282 ff.). Der Bundesrat hat die Ausschlussgebiete darüber hinaus in Art. 9d EnV um Fruchtfolgeflächen erweitert (vgl. demgegenüber Bühl 2023, 283, wonach die Aufzählung im Gesetz abschliessend erfolgt sei; vgl. auch Schreiber 2023, 8 ff.). Art. 71a Abs. 5 EnG fordert den Rückbau der Anlage nach Ausserbetriebnahme.

¹⁴ AS 2022 543.

¹⁵ Siehe die Fahne zum Bundesgesetz über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter (Änderung des Energiegesetzes) in der Fassung des Beschlusses des Ständerates vom 15. September 2022, abrufbar unter www.parlament.ch unter Eingabe der Geschäftsnummer 21.501 (Fahnen zu Entwurf 4).

Für Gross-PVA, die bis zum 31. Dezember 2025 mindestens teilweise Elektrizität in das Stromnetz einspeisen, wird gemäss Art. 71a Abs. 4 EnG eine Einmalvergütung in Höhe von maximal 60 % der Investitionskosten gewährt. Die Detailfragen und das Verfahren sind in Art. 38b und Art. 46i ff. Energieförderungsverordnung (EnFV)¹⁶ geregelt. Die erforderliche Mindesteinspeisung bis Ende 2025 regelt Art. 46k EnFV. Diese Frist einzuhalten, dürfte insbesondere schwerfallen, wenn plangenehmigungspflichtige Anschlussleitungen benötigt werden, da die Plangenehmigungsverfahren oft mehrere Jahre dauern und die Pflicht hierzu nicht durch Art. 71a Abs. 1 lit. c EnG entfällt (vgl. dazu Swissgrid AG 2022). Wird die Mindesteinspeisung nicht rechtzeitig erzielt, sind die Anlagenbetreiber auf die (niedrigere) Einmalvergütung nach Art. 25 und Art. 25a EnG verwiesen.

Die Rechtssicherheit für die Investoren soll eigentlich Art. 71a Abs. 6 EnG sicherstellen. Danach bleibt Art. 71a EnG anwendbar auf Vorhaben, die bis zum 31. Dezember 2025 öffentlich aufgelegt werden, wobei die Vorschrift auch auf allfällige Beschwerdeverfahren anwendbar bleibt. Problematisch ist jedoch, dass der Bundesrat in Art. 9e Abs. 2 EnV geregelt hat, dass von einer auf Art. 71a EnG gestützten Bewilligung nur Gebrauch gemacht werden kann, wenn zum Zeitpunkt der Rechtskraft dieser Bewilligung die erwartete jährliche Gesamtproduktion von 2 TWh durch die (schweizweit) rechtskräftig bewilligten Anlagen noch nicht erreicht ist. Dies dürfte für eine erhebliche Rechtsunsicherheit für Investoren sorgen und verträgt sich auch kaum mit dem Zweck des Art. 71a Abs. 6 EnG (siehe dazu Schreiber 2023, 11).

Insgesamt erscheint es als sehr fraglich, inwiefern der Art. 71a EnG die in ihn gesetzten Erwartungen für eine Beschleunigung des Ausbaus alpiner Solarenergie wird erfüllen können (vgl. auch Marti 2023, 253). Allenfalls könnte bald politischer Druck entstehen, die Fristen (insbesondere hinsichtlich einer teilweisen Einspeisung bis Ende 2025 für die Einmalvergütung) zu verlängern.

Der «Windexpress» (Art. 71c EnG)

Nachdem mit Art. 71a EnG die Errichtung von PVA (und mit Art. 71b EnG im Rahmen eines kuriosen Einzelfallgesetzes [vgl. aber Biaggini 2022, 630] die Erweiterung eines Wasserkraftwerks) erleichtert wurde, soll nun auch diejenige von WEA beschleunigt werden. Der sog. «Windexpress» sieht in Art. 71c EnG Vorgaben zu fortgeschrittenen Windenergievorhaben vor.¹⁷ Die Vorschrift trat am 1. Februar 2024 in Kraft.¹⁸

Danach gelten für WEA von nationalem Interesse, die über einen rechtskräftigen Nutzungsplan¹⁹ verfügen, bis zu einer schweizweit zusätzlich installierten Leistung solcher Anlagen von 600 MW im Vergleich zum Jahr 2021 Verfahrenserleichterungen.

Nach Art. 71c Abs. 1 EnG ist der Kanton zuständig für die Baubewilligung (lit. a). Als Rechtsmittel steht direkt die Beschwerde an das obere kantonale Gericht zur Verfügung (lit. b). Gegen dessen Entscheid ist die Beschwerde an das Bundesgericht nur zulässig, wenn sich eine Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung stellt (lit. c; siehe auch den in derselben Vorlage eingeführten Art. 83 lit. z Bundesgerichtsgesetz²⁰). Schliesslich hält lit. d fest, dass die Rechtsmittelinstanzen soweit wie möglich selbst und innert angemessener Frist in der Sache entscheiden.

¹⁶ Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) vom 1. November 2017, SR 730.03.

¹⁷ Der Schlussabstimmungstext findet sich in BBI 2023 1522.

¹⁸AS 2023 804.

¹⁹ Unmittelbar gilt dies nach Art. 71c Abs. 1 EnG bei von der Gemeinde beschlossenen Nutzungsplänen. Bei vom Kanton beschlossenen Nutzungsplänen gelten die besonderen Voraussetzungen des Art. 71c Abs. 2 EnG.

²⁰ Bundesgesetz über das Bundesgericht (Bundesgerichtsgesetz, BGG) vom 17. Juni 2005, SR 173.110. Weshalb der Gesetzgeber dies in beiden Gesetzen und nicht ausschliesslich im BGG geregelt hat, ist nicht ersichtlich.

Gemäss Art. 71c Abs. 3 EnG sind die Verfahrenserleichterungen auch auf Verfahren anwendbar, die bei Inkrafttreten des Artikels bereits hängig sind. Art. 71c Abs. 4 EnG erklärt den Artikel für weiterhin anwendbar auf Gesuche, die vor Erreichen des Schwellenwertes hinsichtlich des Zubaus nach Art. 71c Abs. 1 EnG öffentlich aufgelegt werden, sowie für allfällige Beschwerdeverfahren.

Im Gegensatz zu Art. 71a EnG hebt Art. 71c EnG die Planungspflicht nicht auf, sondern sieht lediglich für bereits einer rechtskräftigen Nutzungsplanung zugeführte Vorhaben vorübergehend Verfahrenserleichterungen, insbesondere hinsichtlich der Rechtsmittelverfahren, vor. Die Vorschrift erscheint daher aus raumplanungsrechtlicher Sicht als weniger problematisch (vgl. aber die Kritik bei Marti 2023, 254 f.).

Geplante Änderungen im Zuge des «Mantelerlasses»

Der «Mantelerlass», d.h. die mittlerweile zu einem Gesetzgebungsverfahren zusammengefassten Revisionen des Stromversorgungsgesetzes²¹ und des Energiegesetzes im Rahmen eines «Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien»²² (dazu Marti 2023, 251), betraf ursprünglich vor allem die (mittlerweile wieder fallen gelassene) vollständige Strommarktliberalisierung sowie die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien nach Auslaufen des Einspeisevergütungssystems. Die Vorlage sieht aber auch einzelne Bestimmungen vor, die sich auf die Planungs- und Bewilligungsverfahren von WEA und PVA auswirken würden.

So sieht der Schlussabstimmungstext (BBl 2023 2301) unter anderem in Art. 10 EnG eine Pflicht der Kantone zur Gebietsausscheidung in den Richtplänen neu auch für Solaranlagen von nationalem Interesse vor. Im Kontext des nationalen Interesses würde Art. 12 Abs. 2 EnG neu neben WEA auch Solaranlagen ausdrücklich auführen. Ausserdem hätte der Bundesrat neu gemäss Art. 12 Abs. 4 EnG nicht nur für die WEA, sondern auch für Solaranlagen einen Schwellenwert für das nationale Interesse festzulegen. Schliesslich soll einzelnen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Einzelfall nach Art. 13 ein nationales Interesse zuzuerkennen sein, auch wenn die Anlage die Schwellenwerte nicht erreicht, solange die Ausbauziele des Gesetzes nicht erreicht werden. Dies würde voraussetzen, dass die Anlage einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leisten würde und der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt. Bereits heute kann im Einzelfall nach Art. 13 EnG ein nationales Interesse auch weiteren Anlagen zugesprochen werden. Dies ist jedoch nicht zwingend («kann»), während der neue Wortlaut eine Pflicht des Bundesrates zu statuieren scheint («[...] erkennt der Bundesrat [...]»). Dafür war die Vorschrift bislang nicht an ein Nichterreichen der Zielwerte gekoppelt (wenngleich das Erfordernis des zentralen Beitrags zu denselben eine ansonsten bestehende Gefährdung der Ziele suggeriert).

In gesetzessystematischer Hinsicht überraschend soll neu auch das Stromversorgungsgesetz, das eigentlich die Marktregulierung betrifft, Verfahrenserleichterungen enthalten. Art. 9a StromVG würde zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter einen Kraftwerkszubau im Umfang von 6 TWh vorsehen, von dem 2 TWh sicher abrufbar sein müssen und der u.a. auch aus Solar- und Windkraftanlagen von nationalem Interesse folgen soll. Für solche Solar- und Windkraftanlagen gälte in bestimmten Gebieten zudem u.a., dass sie standortgebunden sind und das Interesse an ihrer Realisierung anderen nationalen Interessen grundsätzlich vorgeht (Art. 9a Abs. 4 StromVG; deutliche Kritik aus verfassungsrechtlicher Sicht an einer vorherigen, inhaltlich insofern gleichlautenden Entwurfsfassung bei Marti 2023, 256 f.).

Darüber hinaus soll auch das Raumplanungsgesetz geändert werden. Ein neuer Art. 24^{bis} RPG würde Freiflächen-Solaranlagen ausserhalb der Bauzonen und landwirtschaftlich genutzten Flächen regeln, die nicht von nationalem Interesse sind. Diese würden als standortgebunden gelten, wenn sie in wenig empfindlichen oder in bereits mit anderen Bauten und Anlagen belasteten Gebieten gebaut werden und

²¹ Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007, SR 734.7.

²² Die jeweils aktuelle Fahne ist unter Eingabe der Geschäftsnummer 21.047 abrufbar unter www.parlament.ch.

sie mit angemessenem Aufwand erschlossen und ans Stromnetz angeschlossen werden können. Für Solaranlagen innerhalb landwirtschaftlicher Nutzflächen würde Art. 24^{bis} Abs. 2 RPG eine Standortgebundenheit vorsehen, wenn sie Vorteile für die landwirtschaftliche Produktion bewirken und landwirtschaftliche Interessen nicht beeinträchtigen (lit. a), oder wenn sie landwirtschaftlichen Versuchs- und Forschungszwecken dienen (lit. b). Die Vorschrift entspräche damit inhaltlich weitgehend dem jetzigen Art. 32c Abs. 1 lit. c RPV. Deren Regelungsinhalt auf die Ebene des formalen Parlamentsgesetzes zu übertragen, erschiene aus Gründen der Normenhierarchie tatsächlich als vorzugswürdig.

Der Mantelerlass würde ausserdem in einem neuen Art. 5a Waldgesetz²³ Windenergieanlagen im Wald regeln. Danach sollen WEA im Wald als standortgebunden gelten, wenn sie von nationalem Interesse sind, bereits eine strassenmässige Groberschliessung besteht und keine der dort genannten Ausschlussgebiete (Bundesinventare, Waldreservate und eidgenössische Jagdbanngelände) betroffen sind.

Das Gesetz ist von beiden Räten in der Schlussabstimmung vom 29. September 2023 angenommen worden. Infolge des zustande gekommenen Referendums wird das Schicksal des Erlasses in der Volksabstimmung am 9. Juni 2024 entschieden.

Entwurf eines «Beschleunigungserlasses»

Noch vor Inkrafttreten des «Mantelerlasses» (siehe oben) hat der Bundesrat einen Botschaftsentwurf für eine Änderung des Energiegesetzes vorgelegt, die von ihm selbst als «Beschleunigungserlass» bezeichnet wird (Bundesrat 2023b).²⁴ Der Entwurf greift Vorschläge aus der Rechtswissenschaft (Aemisegger und Marti 2021; siehe dazu auch Marti 2023, 251 f.) auf (vgl. auch zum früheren Vernehmlassungsentwurf Schreiber 2022, 525 ff.).

Der Beschleunigungserlass würde ebenfalls (wie die laufenden Arbeiten am Mantelerlass, siehe oben) Art. 10 EnG dahingehend ergänzen, dass die Kantone in ihren Richtplänen neu auch Solaranlagen von nationalem Interesse zu berücksichtigen hätten. Zudem sollen die zuständigen Behörden das Richtplanverfahren in geeigneten Fällen parallel zum Nutzungsplan- oder Plangenehmigungsverfahren durchführen (E-Art. 10 Abs. 3 EnG).

Die entscheidende Beschleunigungsmassnahme findet sich in E-Art. 14a EnG. Danach sollen die Kantone für Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse ein konzentriertes Plangenehmigungsverfahren vorsehen. Dieses soll in einer Plangenehmigung die zulässige Nutzung des Bodens, die notwendigen Bewilligungen und Enteignungsrechte sowie die Erschliessung regeln (E-Art. 14a Abs. 3 EnG). Zuständig für die Erteilung der Plangenehmigung wäre nach E-Art. 14a Abs. 4 EnG die Kantonsregierung, die diese Aufgabe an eine kantonale Verwaltungsstelle delegieren könnte.

Der Entscheid über die Plangenehmigung wäre gemäss E-Art. 14a Abs. 5 EnG innert 180 Tagen seit Vorliegen der vollständigen Gesuchsunterlagen zu treffen. Bezüglich Gutachten der Kommissionen und Fachstellen für den Naturschutz, den Heimatschutz und die Denkmalpflege verweist E-Art. 14a Abs. 6 EnG auf die Dreimonatsfrist des Art. 14 Abs. 3 EnG. Schliesslich würde E-Art. 14a Abs. 7 EnG eine Rückbaupflicht nach Beendigung der Stromproduktion vorsehen.

Nach E-Art. 14b EnG könnte die Plangenehmigungsbehörde auf Antrag des Gesuchstellers entscheiden, dass anstelle des konzentrierten Plangenehmigungsverfahrens das ordentliche Verfahren anzuwenden ist.

Hinsichtlich des Rechtsschutzes sähe E-Art. 14c Abs. 1 lit. a EnG vor, dass gegen die konzentrierte Plangenehmigung auf kantonaler Ebene lediglich die Beschwerde an das obere kantonale Gericht zur

²³ Bundesgesetz über den Wald (Waldgesetz, WaG) vom 4. Oktober 1991, SR 921.0.

²⁴ Die Entwürfe sind abrufbar unter <https://www.are.admin.ch/are/de/home/raumentwicklung-und-raumplanung/raumplanungsrecht/erneuerbare-energien/beschleunigungsvorlage.html>.

Verfügung stünde. Gegen dessen Entscheid wäre nach E-Art. 14c Abs. 2 EnG die Beschwerde an das Bundesgericht zulässig. Beschwerdeberechtigt wären jeweils die nach Art. 89 BGG Beschwerdeberechtigten sowie die betroffenen Kantone und Gemeinden (E-Art. 14c Abs. 3 EnG). Dies würde bedeuten, dass auch vor dem kantonalen Gericht lediglich die bundesweit tätigen, vor dem Bundesgericht beschwerdelegitimierten Umweltschutzorganisationen (wie WWF Schweiz, ProNatura etc.), nicht hingegen rein kantonale oder kommunale Umweltorganisationen beschwerdeberechtigt wären (Bundesrat 2023a, 11; Marti 2023, 257).

Auf Verfahren, die bei Inkrafttreten des Beschleunigungserlasses bereits vor erster Instanz hängig sind, wäre gemäss E-Art. 75c EnG das neue Recht anwendbar.

Der Beschleunigungserlass würde auch das Raumplanungsgesetz (sowie das Elektrizitätsgesetz²⁵) ändern. E-Art. 8b Abs. 2 Satz 2 RPG würde klarstellen, dass Vorhaben für die Nutzung erneuerbarer Energien ohne gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt auch dann keiner Richtplangrundlage bedürfen, wenn sie von nationalem Interesse sind. Zudem könnte der Bundesrat gemäss E-Art. 8b Abs. 3 RPG bei seiner Genehmigung des kantonalen Richtplans nach Art. 11 RPG entscheiden, dass die Festlegung eines für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geeigneten Gebiets nach Art. 10 Abs. 1 EnG gleichzeitig als Richtplangrundlage für Solar- und Windenergievorhaben in diesem Gebiet dient. Voraussetzung hierfür ist, dass der Kanton bei der Gebietsausscheidung eine Interessenabwägung durchgeführt hat, welche den Landschafts-, Biotop-, Wald- und Kulturlandschutz sowie den Schutz der Fruchtfolgeflächen berücksichtigt. Zugleich würde E-Art. 8 Abs. 4 RPG klarstellen, dass auch ohne die Festlegung eines solchen Gebiets entsprechende Anlagen bewilligt werden können.

Der Beschleunigungserlass hätte sicherlich das Potenzial, die Prozesse zu vereinfachen und insbesondere auch die Rechtsmittelverfahren zu beschleunigen. Es sollte jedoch darauf geachtet werden, die laufenden parlamentarischen Arbeiten an diesem Erlass sinnvoll auf den Mantelerlass abzustimmen, der teilweise sogar dieselben Vorschriften ändert (siehe etwa die jeweiligen Aussagen oben zu Art. 10 EnG, dazu auch Bundesrat 2023a, 12).

Handlungsspielräume für Gemeinden und Kantone

Die Kantone (und, soweit sie das kantonale Recht hierzu ermächtigt, die Gemeinden) sind für die Raumplanung zuständig. Dem Bund kommt hier gemäss Art. 75 Abs. 1 BV lediglich die Kompetenz zu, Grundsätze zu regeln (vgl. C. Jäger 2021a, 24). Dies bedeutet, dass die Kantone und Gemeinden über wesentliche Spielräume verfügen, wenn sie die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im alpinen Raum fördern möchten.

So haben die Kantone in ihren Richtplänen bereits nach geltendem Recht (Art. 10 Abs. 1 EnG und Art. 8b RPG) die für die Nutzung erneuerbarer Energien geeigneten Gebiete auszuweisen (vgl. dazu C. Jäger 2021a). Auch wenn eine diesbezügliche Pflicht bislang ausdrücklich «insbesondere» für Wind- und Wasserkraftanlagen besteht, dürfen die Kantone auch PVA in ihre Richtpläne aufnehmen (vgl. Ramseier 2021, 27).

Wenngleich manche geltende oder geplante Bestimmungen (wie insbesondere der bereits in Kraft getretene Art. 71a EnG zu Gross-PVA) eine Planungspflicht entfallen lassen, bleiben die genannten Rechte und Pflichten der Kantone zur energiebezogenen Raumplanung bestehen. Dies ergibt auch Sinn, da z.B. Art. 71a EnG einerseits befristet ist, andererseits auch nur bestimmte, grosse PVA mit hohem Winterproduktionsanteil erfasst. Es bleibt weiterhin Aufgabe der Kantone (und bezüglich der Nutzungsplanung der Gemeinden), die raumwirksamen und umweltrelevanten Vorhaben aufeinander abzustimmen (vgl. auch Marti 2023, 255 f.). Hierbei können und sollten auch Vorhaben einbezogen werden, die für ihre Bewilligung aufgrund spezialgesetzlicher Anordnungen keiner projektbezogenen

²⁵ Siehe dazu S. 4 f. des Entwurfs. Hierauf wird aus Platzgründen an dieser Stelle nicht eingegangen.

Grundlage in den Richt- und Nutzungsplänen bedürfen (vgl. Bühl 2023, 270). Die Kantone haben dabei gemäss Art. 10 Abs. 2 EnG auch die Aufgabe, darauf hinzuwirken, dass die Gemeinden allenfalls soweit wie nötig ihre Nutzungsplanung anpassen (vgl. auch Aemisegger und Marti 2021, 15; C. Jäger 2021a, 47 f.). Zudem ist bei sämtlichen Massnahmen darauf zu achten, dass die Anliegen der Energieversorgung sowie des Klima-, Landschafts- und Artenschutzes nicht gegeneinander ausgespielt werden (vgl. Marti 2023, 258 f.; zum noch geringen Wissensstand zu den Auswirkungen von Freiflächen-PVA im alpinen Raum Schlegel 2021, 58).

Darüber hinaus werden auch die neuen spezialgesetzlichen Verfahrenserleichterungen häufig einen erheblichen Umsetzungsaufwand erzeugen. Hier können die Kantone und Gemeinden durch entsprechende Ausführungserlasse Unklarheiten beseitigen und den Behörden und Projektanten damit die Arbeit erleichtern. So können die Kantone und Gemeinden etwa nach Art. 9f und 9g EnV die Zuständigkeit für die Zustimmungserteilung durch die Standortgemeinde und die Bewilligungserteilung durch den Kanton im Hinblick auf PV-Grossanlagen gemäss Art. 71a EnG genauer regeln. Sie können dabei Spielräume nutzen, um die kantonalen und kommunalen Verfahren möglichst zu straffen. Ein gutes Beispiel hierfür sind die Ausführungsbestimmungen der Kantone Bern²⁶ und Wallis²⁷ zu Art. 71a EnG, wobei diejenigen im Wallis in der Referendumsabstimmung abgelehnt wurden²⁸ (siehe zu den kantonalen Ausführungsbestimmungen auch Marti 2023, 254).

Schliesslich steht es den Kantonen frei, unabhängig von der bundesrechtlichen Spezialgesetzgebung ganz allgemein ihre Verfahren für die Planung und Bewilligung von Wind- und Solaranlagen zu überarbeiten. So hat der Regierungsrat des Kantons Luzern im Dezember 2022 einen Vernehmlassungsentwurf für eine Änderung des kantonalen Planungs- und Baugesetzes und der dazugehörigen Verordnung veröffentlicht (Regierungsrat des Kantons Luzern 2022; vgl. dazu auch Marti 2023, 258).²⁹ Dieser sieht u.a. ein konzentriertes Plangenehmigungsverfahren für grosse WEA vor (§ 33c Abs. 1 lit. a und Abs. 4 VE-PBG); greift darüber hinaus aber auch die Umsetzung des Art. 71a EnG auf (§ 182a VE-PBG).

Fazit

Bereits nach geltendem Recht sind Photovoltaik- und Windenergieanlagen im alpinen Raum nicht ausgeschlossen. Erleichterungen brachte für die Photovoltaik insbesondere die Revision der Raumplanungsverordnung mit sich, die Anlagen an bestehenden Infrastrukturen, auf Stauseen sowie im Rahmen der Agri-Photovoltaik auf landwirtschaftlichen Flächen ermöglicht. Alpine Grossanlagen sind zudem nach der «Solaroffensive» im Energiegesetz verankert, wobei die Umsetzung jedoch noch zahlreiche Schwierigkeiten aufwirft.

Die Windenergie profitiert bereits seit einiger Zeit vom nationalen Interesse, das Anlagen ab einer bestimmten Grösse gesetzlich zugesprochen wird. Weitergehende Verfahrenserleichterungen für fortgeschrittene Windenergievorhaben sind seit Februar 2024 in Kraft.

Auch der Mantelerlass zur Revision von Energie- und Stromversorgungsgesetz greift Anliegen der Verfahrensbeschleunigung auf und enthält insbesondere Vorgaben zur Standortgebundenheit von

²⁶ Einführungsverordnung zum eidgenössischen Energiegesetz und zur eidgenössischen Energieverordnung betreffend Photovoltaik-Grossanlagen (EV Photovoltaik-Grossanlagen) vom 17.05.2023, BSG 741.11.

²⁷ Dekret über das Bewilligungsverfahren für Photovoltaik-Grossanlagen vom 10.02.2023, SGS 730.200.

²⁸ Siehe die Medienmitteilung des Staatsrats vom 10. September 2023, abrufbar unter <https://www.vs.ch/fM9SUGlxeK>.

²⁹ Die Unterlagen einschliesslich der Entwurfsfassung des Gesetzes und der Verordnung sind abrufbar unter https://www.lu.ch/regierung/vernehmlassungen_stellungnahmen/vernehmlassungen_archiv/vernehmlassung_detail_archiv_kanton?ID=327.

Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, was deren Errichtung ausserhalb der Bauzone erleichtert. Der Erlass steht noch unter dem Vorbehalt der Referendumsabstimmung im Juni 2024.

Gleichzeitig laufen bereits die Arbeiten an einem neuen Beschleunigungserlass, der ein konzentriertes Plangenehmigungsverfahren für Solar- und Windenergieanlagen von nationalem Interesse sowie ein gestrafftes Rechtsmittelverfahren vorsehen würde. Dabei wird sicherzustellen sein, dass der Beschleunigungserlass sinnvoll auf die allfälligen Änderungen durch den Mantelerlass abgestimmt wird.

Den Kantonen (und, soweit im kantonalen Recht vorgesehen, den Gemeinden) stehen unabhängig von solchen bundesrechtlichen Spezialerlassen erhebliche Möglichkeiten zur Verfügung, die Errichtung von Wind- und Solaranlagen im alpinen Raum zu regeln, da sie nach der Bundesverfassung für die Raumplanung zuständig sind. Soweit bundesrechtliche Spezialerlasse existieren, können sie zudem durch Ausführungsbestimmungen Unklarheiten beseitigen und Verfahren straffen. Davon unabhängig können sie ihre Verfahren zur Planung und Bewilligung von Wind- und Solaranlagen ganz allgemein überarbeiten.

Bei all diesen denkbaren Massnahmen stehen Gesetzgeber, Behörden und Gerichte vor der schwierigen Aufgabe, die gleichermaßen berechtigten Anliegen des Klimaschutzes, der sicheren Energieversorgung sowie des Biotop- und Artenschutzes miteinander möglichst weitgehend in Einklang zu bringen.

Literaturverzeichnis

Aemisegger, Heinz und Marti Arnold. 2021. «Energiewende: Vereinfachung der Planung für Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien.» Juristische Studie vom 27. Oktober 2021 zuhanden der Bundesämter BFE, ARE und BAFU.

Biaggini, Giovanni. 2022. «Einzelfallabwägung und Gemeinwohlverantwortung: die Lex Gondo-Grengiols-Grimsel und die Gewaltenteilungsfrage.» *Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht (ZBI)* 123: 629–30.

Bühl, Herbert. 2023. «Auswirkungen der Änderungen des Energiegesetzes (EnG) vom 30. September 2022 auf die Solarstromerzeugung und alpine Landschaften.» *Umweltrecht in der Praxis (URP)*, 260–307.

Bundesamt für Landwirtschaft. 2023. «Vernehmlassung Landwirtschaftliches Verordnungspaket 2023.» Zugriff 16. April 2024. https://www.blw.admin.ch/blw/de/home/politik/agrarpolitik/agrarpakete-aktuell/verordnungspaket_2023.html.

Bundesamt für Raumentwicklung. 2020. «Konzept Windenergie: Basis zur Berücksichtigung der Bundesinteressen bei der Planung von Windenergieanlagen.» Sachpläne und Konzepte des Bundes (Art. 13 RPG). Zugriff 16. April 2024. <https://www.are.admin.ch/are/de/home/raumentwicklung-und-raumplanung/strategie-und-planung/konzepte-und-sachplaene/konzepte/konzept-windenergie.html>.

Bundesrat. 2023a. «Botschaft zur Änderung des Energiegesetzes, Entwurf vom 21. Juni 2023.»

Bundesrat. 2023b. «Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen.» Medienmitteilung. 22. Juni 2023. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-95916.html>.

Dörig, Leonie. 2021. «Photovoltaik-Anlagen auf Lärmschutzwänden.» In Streiff 2021, 61–81.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. 2021. «Erläuternder Bericht zur Revision der Raumplanungsverordnung (Solaranlagen ausserhalb der Bauzonen).»

Föhse, Kathrin. 2017. «Positivierte Aufgaben- und Nutzungsinteressen von nationaler Bedeutung: Bestandesaufnahme im neuen Energierecht des Bundes.» *Zeitschrift des Bernischen Juristenvereins (ZBJV)* 153: 581–615.

- Gerber, Alexandra. 2019. «Art. 12 Energiegesetz: Was ändert sich bei der Interessenabwägung (erneuerbare Energie vs. Natur-, Landschafts- und Umweltschutz)?» In *Rechtsfragen der Energiewirtschaft*, herausgegeben von Sebastian Heselhaus, Julia Hänni und Markus Schreiber, 77–106. Zürich und St. Gallen: Dike Verlag AG.
- Griffel, Alain. 2018. «Grundsätzlich gleichrangig = gleichrangig; Denkfehler erlaubt!» *Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht (ZBI)* 119, Nr. 4: 161–62.
- Griffel, Alain. 2023. «Frontalangriff auf das Umweltrecht: Die «Energiewende» als Vorwand.» *Zeitschrift für juristische Weiterbildung und Praxis (recht)* 1: 52–55.
- Heselhaus, Sebastian, Hänni, Julia und Markus Schreiber (Hrsg.). 2019. *Rechtsfragen der Energiewirtschaft: Tagungsband zur 1. Energierechtstagung an der Universität Luzern vom 23. November 2017*. Zürich und St. Gallen: Dike Verlag AG.
- Hettich, Peter. 2022. «Rechtliche Massnahmen zur Verhinderung und Bewältigung einer Strom- und Gasmangellage.» *Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht (ZBI)* 123: 650–59.
- Jäger, Christoph. 2021a. «Art. 10 und 12 EnG in der Raumplanung.» In *Aktuelle Herausforderungen beim Bau von Energieanlagen*, herausgegeben von Andreas Abegg und Leonie Dörig, 21–62. Zürich und St. Gallen: Dike Verlag AG.
- Jäger, Christoph. 2021b. «Photovoltaik-Anlagen auf Bauten in der Landwirtschaftszone.» In *Streiff 2021*, 29–60.
- Jäger, Mareike, Vaccaro, Christina, Boos, Jürg, Junghardt, Johann, Strebler, Sven, Anderegg, Dionis, Rohrer, Jürg und Beatrix Schibli. 2022. *Machbarkeitsstudie Agri-Photovoltaik in der Schweizer Landwirtschaft*. Wädenswil: ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. <https://doi.org/10.21256/zhaw-25624>.
- Klaber, Fabian. 2023. «Die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau als nationales Interesse in der neusten bundesgerichtlichen Rechtsprechung.» In *Energierechtstagung 2022: 5. Tagung zum Recht und Management der Energiewirtschaft an der Universität Luzern vom 29. April 2022*, herausgegeben von Sebastian Heselhaus und Markus Schreiber, 111–22. Schriften zum Energierecht (SzE) 25. Zürich: Dike Verlag Zürich.
- Marti, Arnold. 2023. «Energiewende und Versorgungssicherheit: Wie weiter mit dem Bau von Energieanlagen und der Umwelt?» *Umweltrecht in der Praxis (URP)*, 249–59.
- Ramseier, Ursula. 2021. «Photovoltaik-Anlagen im alpinen Raum.» In *Streiff 2021*, 5–28.
- Regierungsrat des Kantons Luzern. 2022. «Beschleunigung Ausbau Stromproduktion aus erneuerbarer Energie und Umsetzung Klimamassnahmen: Vernehmlassungsentwurf zur Änderung des Planungs- und Baugesetzes vom Dezember 2022.» Zugriff 17. April 2024. https://www.lu.ch/-/media/Kanton/Dokumente/BUWD/Vernehmlassungen/2022/20221215_PBG_2022/Vernehmlassungsbotschaft_zum_Entwurf_einer_nderung_des_PBG.pdf.
- Schibli, Beatrix. 2022. *Solarstrom und Direktzahlungsberechtigung*. Zürich/St. Gallen: Dike Verlag AG.
- Schlegel, Jürg. 2021. «Auswirkungen von Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf Biodiversität und Umwelt.» Literaturstudie.
- Schreiber, Markus. 2022. «Die Nutzung des Alpenraums zur nachhaltigen Stromerzeugung.» *Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht (ZBI)* 123: 515–46.
- Schreiber, Markus. 2023. «Der Vollzug der „Solaroffensive“. Rechtliche Analyse der neuen Verordnungsbestimmungen zu Art. 71a EnG.» *Disentis/Altdorf*. Zugriff 17. April 2024.

<https://www.kulturen-der-alpen.ch/fileadmin/Bilder/Downloads/Der-Vollzug-der-Solaroffensive/Studie-Der-Vollzug-der-Solaroffensive-MS.pdf>.

Streiff, Oliver, Hrsg. 2021. *Raumplanung und Photovoltaik*. Zürich/St. Gallen: Dike Verlag AG.

Swissgrid AG. 2022. «Swissgrid Stellungnahme zu den Ordnungsrevisionen zur Umsetzung des neuen Artikels 71a des Energiegesetzes.» Aarau.

Zumberhaus, Marion. 2019. «Das Bewilligungsverfahren von Windenergieanlagen.» In *Rechtsfragen der Energiewirtschaft: Tagungsband zur 1. Energierechtstagung an der Universität Luzern vom 23. November 2017*, herausgegeben von Sebastian Heselhaus, Julia Hänni und Markus Schreiber, 107–28. Zürich und St. Gallen: Dike Verlag AG.

3 Versorgungssicherheit und Energieautarkie im Rahmen technisch und wirtschaftlich verkraftbarer Grenzen

3.1 Energieautarkie und Netzintegration

Thomas Kienberger

Status-Quo

Der Bruttoinlandsverbrauch in der Schweiz beträgt aktuell ca. 285 TWh pro Jahr. Davon stammen heute noch ca. 77 % aus fast ausschliesslich importierten, fossilen Primär- und Sekundärenergieträgern.¹ Der Rest stellt demnach Energie aus inländischen, erneuerbaren Quellen dar.² Der wichtigste erneuerbare Beitrag ergibt sich aus der Nutzung der Wasserkraft (ca. 33.5 TWh/a oder 11.5 % des Bruttoinlandsverbrauchs), gefolgt von den sog. übrigen Erneuerbaren, also Umgebungswärme, Solarthermie, PV, Biotreibstoffe/Biogas bzw. Wind, die in Summe 14 TWh/a oder 4.9 % des Bruttoinlandsverbrauchs liefern. Der Anteil der Energie aus holzartiger Biomasse liegt in einer ähnlichen Grössenordnung und beträgt heute in der Schweiz ca. 13.3 TWh/a oder 4.6 % des Bruttoinlandsverbrauchs. Bei den sogenannten übrigen Erneuerbaren dominiert die Umgebungswärme für die Versorgung von Wärmepumpen (5.8 TWh/a). Solarenergie spielt für die Versorgung der Schweiz mit ca. 3.86 TWh/a für PV-Strom und ca. 0.74 TWh/a für Solarthermie heute bereits eine gewisse Rolle. Zudem ist der massive PV-Strom-Zubau der letzten Jahre festzuhalten. Windenergie ist für die Schweiz mit ca. 0.14 TWh/a zurzeit unbedeutend (BFE 2023a und IRENA 2019; BFE 2023b).

Abzüglich der Verluste des Energiesystems, die sich aus den Abwärmeverlusten der Kernkraftwerke und der sonstigen thermischen Kraft- bzw. Heizwerke (46.5 TWh/a und 7.6 TWh/a), aus den Verlusten des Sektors Energie³ (12.3 TWh) sowie des nicht-energetischen Verbrauchs der produzierenden Industrie⁴ (5.2 TWh) ergeben, ergibt sich aus dem Bruttoinlandsverbrauch der energetische Endverbrauch der Schweiz. Dieser beträgt aktuell ca. 213 TWh pro Jahr und verteilt sich zu 43.6 % auf die Summe der Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, zu 19 % auf den Sektor Industrie sowie zu 36.2 % auf den Sektor Verkehr (BFE 2023a).

Durch den im europäischen Vergleich traditionell geringen Anteil der energieintensiven Industriesektoren⁵ am Gesamtenergiebedarf, durch den hohen Anteil der Kernenergie zur Elektrizitätsbereitstellung (ca. 35 %) sowie der bereits vor vielen Jahrzehnten ausgebauten Wasserkraft (BFE 2023a und BMK 2023) weist die Schweiz strukturell bedingt eine gute Ausgangslage in Bezug auf

¹ Importierte Energieträger in absteigender Reihenfolge: Rohöl und Erdölprodukte, Kernbrennstoffe, Gas, Müll und Kohle. Nicht importiert wird der fossile Anteil am energetisch genutzten Müll.

² Unter Nichtberücksichtigung der heute geringen (= 3.3 TWh/a) Netto-Stromimporte sowie der ebenfalls sehr geringen Importe an holzartiger Biomasse.

³ Netzverluste von Strom- und Fernwärmenetzen, Verluste bei der Speicherung, Verluste im industriellen Sektor Energie z.B. in Raffinerien.

⁴ In der Schweiz: Herstellung von Kunststoffen.

⁵ Gemäss IEA werden die industriellen Subsektoren Eisen und Stahl, Chemie und Petrochemie, Zellstoff und Papier, Nichteisen Metalle sowie Steine, Erden, Glas als energie-intensive Sektoren bezeichnet. In der Schweiz nehmen diese nur einen geringen Anteil am Energiebedarf des industriellen Sektors ein. Es gibt beispielsweise keine Primärstahlproduktion, keine Primäraluminiumproduktion, keine Standorte der Zellstoffherzeugung sowie im europäischen pro Kopf Vergleich kleine Kapazitäten in der Zementindustrie.

Klimaneutralität auf. Dadurch, sowie durch geringfügige Endenergieeinsparungen⁶, durch den Wechsel im Gebäudebereich hin zu Elektrizität/Umgebungswärme (Wärmepumpen) und zur Biomasse sowie durch den bereits erwähnten Ausbau der Sonnenenergie erreicht die Schweiz heute einen im DACH-Vergleich niedrigen Treibhausgasausstoss von ca. 45.2 Mt CO₂-eq pro Jahr,⁷ welcher zudem in Bezug auf 1990 bereits um 18 % reduziert werden konnte. Sektoral verteilen sich die Emissionen zu 31 % auf den Sektor Verkehr (ohne internationalen Flugverkehr), zu 26 % auf den Gebäudesektor, zu 24 % auf die Industrie sowie zu 20 % auf Landwirtschaft und Abfallbehandlung (BAFU 2023). Dabei ist zu beachten, dass der Hauptharst der von der Schweiz verursachten Treibhausgasemissionen durch die Produktion von Konsumprodukten im Ausland entstehen – siehe Abbildung 1.

Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente

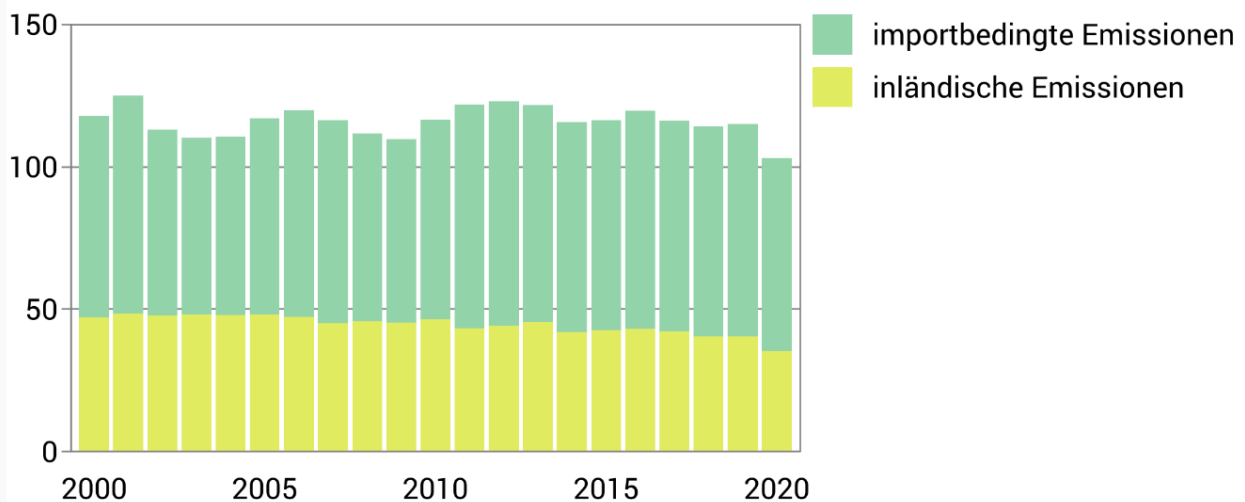


Abbildung 1: Entwicklung des Treibhausgasausstosses der Schweiz in den Jahren 2000 bis 2021 (BFS 2022).

Zukünftige Entwicklung des schweizerischen Energiesystems

Die Schweiz verpflichtet sich der Pariser Klimaziele und will bis 2050 klimaneutral sein. Zudem besteht das Ziel, schrittweise aus der Atomkraft auszusteigen. Dazu sollen die Schweizer Kernkraftwerke am Ende ihrer technischen Lebensdauer nicht durch neue ersetzt werden (siehe 3.2).

Der Weg in Richtung einer klimaneutralen Energiezukunft wird in den sogenannten Energieperspektiven 2050+ skizziert (Energieperspektiven 2021). Dazu wurden in einem breit aufgesetzten und international beachteten Stakeholderprozess verschiedene Szenarienvarianten in Richtung Klimaneutralität erarbeitet und im Hinblick auf die Entwicklung des Bruttoinlandsbedarf, die benötigten Energieträger bzw. den inländischen Anteil daran, die sektorale Verteilung des Energiebedarfs sowie die volkswirtschaftlichen Auswirkungen untersucht. Damit konnte ein – so wird es zumindest im Ausland wahrgenommen – konsensuales Zielbild der Schweizer Energiezukunft geschaffen werden. Im Zentrum steht das Szenario ZERO, dessen Basisvariante auch hier diskutiert wird.⁸ Klimaneutralität soll aufgrund umfassender

⁶ Im Zeitraum 2000 – 2021 hat sich der schweizerische Endenergieverbrauch nur um 6.2 % reduziert (BFE 2022).

⁷ Dies entspricht einem pro Kopf Ausstoss von ca. 5 Mt CO₂-eqpro Jahr wobei der schweizerische Anteil am internationalen Flugverkehr und der CO₂ Ausstoss der importierten Produkte nicht eingerechnet sind. Vergleiche dazu Österreich ca. 7.3 Mt CO₂-eqpro Jahr, Deutschland 8.06 Mt CO₂-eqpro Jahr.

⁸ Daneben bestehen einige weitere Studien (Panos et al. 2023; Teske et al. 2020), die sich mit Szenarien zur Klimaneutralität in der Schweiz befassen.

Nutzung von bereits heute bekannten und seriös modellierbaren Energieeffizienztechnologien und durch den Ausbau von Erneuerbaren⁹ erreicht werden.¹⁰

Im Sektor Verkehr wird der motorisierte Individualverkehr im Szenario zu grossen Teilen auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt. Für den Schwerverkehr kommen Wasserstoff und z.T. synthetische Treibstoffe zum Einsatz. Im Sektor Gebäude wird verstärkt auf Gebäudedämmung sowie auf die Nutzung von Umgebungswärme/Wärmepumpen sowie Biomasse gesetzt, wobei letztere beschränkt bleibt (siehe 1.4). Der Industriesektor reduziert seinen Energieeinsatz durch die Verwendung von «Best Available Technologies» nahe am thermodynamischen Optimum. Zudem ist festzuhalten, dass die Bedeutung des Industriesektors dem gegenwärtigen Trend der Entkopplung der Wirtschaftsleistung vom Energiebedarf folgt und weiter zurückgeht.¹¹ Die wichtigsten Energieträger in diesem Bereich sind Biogas und Biomasse. Interessant ist, dass Elektrifizierungsbestrebungen (Wärmepumpen für Prozesswärme bis 200 °C, Elektrisierung des Hochtemperaturbedarfs) eine geringere Bedeutung zugewiesen wird, als dies in anderen Ländern der Fall ist (Nagovnak et al. 2023). Durch die Summe der sektoralen Massnahmen sinkt im Szenario der Bruttoinlandsverbrauch auf etwas über 191 TWh pro Jahr. Dies entspricht rund 67 % des heutigen Bedarfs. Der im Szenario ausgewiesene Endenergiebedarf beträgt nur mehr 145 TWh pro Jahr und verringert sich demnach ebenfalls um etwa 30 % (Abbildung 2). Die Differenz zwischen Bruttoinlandsverbrauch und Endenergie bildet die Verluste des Energiesystems ab. Diese reduzieren sich insbesondere durch das Abschalten der verlustbehafteten Atomkraftwerke ebenfalls signifikant.

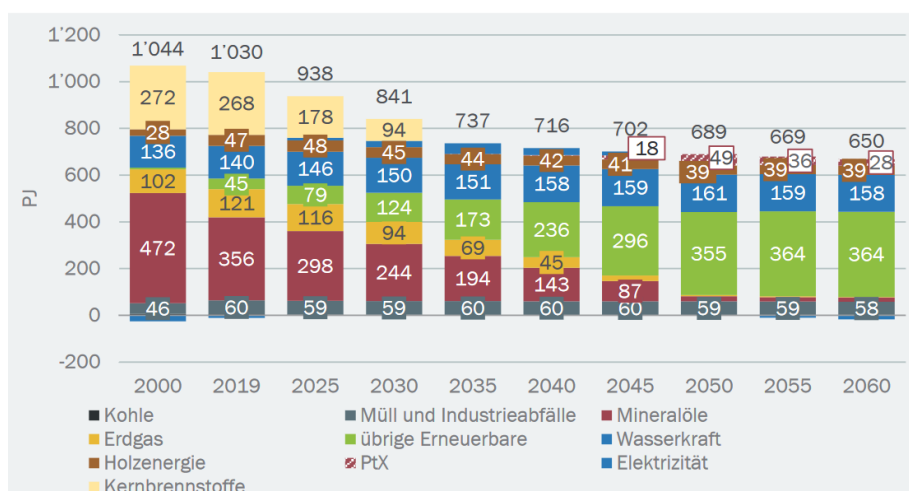


Abbildung 2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern gemäss Energieperspektiven2050+ in PJ, Variante Basis (Kemmler et al. 2021)

Der Bruttoinlandsverbrauch wird im Szenario ZERO im Jahr 2050 fast ausschliesslich über erneuerbare Energieträger abgedeckt (Vgl. auch Abbildung 2). Das Ziel besteht darin, ab diesem Zeitpunkt den Bruttostromverbrauch von rund 84 TWh pro Jahr bilanziell über ein Jahr betrachtet, ausschliesslich über inländische Quellen zu versorgen. In dem Fall spricht man von einer energieautarken Stromversorgung. Der Energieautarkiegrad ε_{EA} gemäss Formel 1 ist 1 oder grösser.

⁹ Diese sollen, wie in weiterer Folge diskutiert, zum grösstenteils inländisch aufgebracht werden.

¹⁰ Suffizienzbestrebungen, sprich Verhaltensänderungen um z.B. durch geringere Verkehrsleistungen, geringere Bruttogeschosflächen, weniger Produktkonsum etc., stehen nicht im Vordergrund des Szenario ZERO.

¹¹ Das Basisszenario der Energiespektiven 2050+ geht auch von einem weiteren Rückgang der Arbeitsplätze in der Industrie aus.

$$\varepsilon_{EA} = \frac{E_{Erz}}{E_{Bed}} = \frac{\text{lokal bereitgestellte Energie}}{\text{lokal konsumierte Energie}} \quad (\text{Formel 1})$$

Dazu ist für 2050 neben einem weiteren, aber nicht übermässigen Ausbau der Wasserkraft und der Verstromung von biogenen Müllfraktionen in KWK-Anlagen ein Anteil von Wind und PV im Ausmass von 39 TWh/a¹² vorgesehen, wobei der Löwenanteil PV ausmacht.¹³ Ob sich dies über den Ausbau der inländischen Potentiale erfüllen lässt, wurde in einer Reihe von Arbeiten untersucht (siehe 2.1; ETH 2021; Pamos et al. 2023). Sie kommen alle zum Schluss, dass dies aus technisch-wirtschaftlicher Sicht möglich ist. Zur Erreichung dieses Ziels muss in jedem Fall die aktuelle Ausbaugeschwindigkeit der PV von ca. 1 TWh/a (BFE 2023b) beibehalten bzw. etwas gesteigert werden.¹⁴ Auch dies erscheint angesichts der aktuellen Preisentwicklungen sowohl bei den Erneuerbaren als auch bei den fossilen Energieträgern machbar.

Diskussion: Europäische Energiesystemintegration vs. Energieautarkie

Abbildung 3 ist ebenfalls den Energieperspektiven 2050+ entnommen und dient der generellen Diskussion der schweizerischen Netto-Energieimporte im Jahr 2050. Ohne sich auf das Ergebnis aus den Energieperspektiven 2050+ allzu stark festlegen zu wollen, ist zu beobachten, wie dieses einem in Europa feststellbaren Trend folgt: Zukünftige Netto-Importe bzw. die dadurch entstehende Auslandsabhängigkeiten sind demnach grösstenteils auf die erneuerbaren Gase (erneuerbarer Wasserstoff und Bio-CH₄) sowie die zukünftig z.B. für den Flugverkehr erneuerbaren Flüssigtreibstoffe zurückzuführen.

Die Energiezukunft der Schweiz mit den bereits diskutierten geringen Nachfragen insbesondere aus dem Industriesektor, den ambitionierten Effizienzbestrebungen im Verkehr und bei den Gebäuden sowie dem bereits eingeleiteten Ausbau der neuen Erneuerbaren, lässt einen hohen Energieautarkiegrad des Gesamtenergiesystems zu: Das Basisszenario der Energieperspektiven spricht für 2050 von rund 76 %. Ein Viertel des Bruttoinlandsverbrauchs ist demnach zu importieren (Vgl. Abb. 3), eine vollständige Energieautarkie erscheint auch für die Zeit nach 2050 nicht realistisch.

¹² Der Mantelerlass, das schweizerische Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbarer Energie, sieht einen ähnlichen Wert von 45 TWh/a vor.

¹³ Die Energieperspektiven 2050+ gehen in der ZERO-Basisvariante von 4.3 TWh/a Windstrom bis 2050 aus.

¹⁴ Werden bis 2050 39 TWh/a aus Wind und PV erwartet, errechnet sich unter Berücksichtigung der bereits 2022 vorhandenen 3.8 TWh/a aus PV und des bis 2050 zu installierenden Windstroms von 4.3 TWh/a ein linearer PV-Ausbau von 1.1 TWh/a.

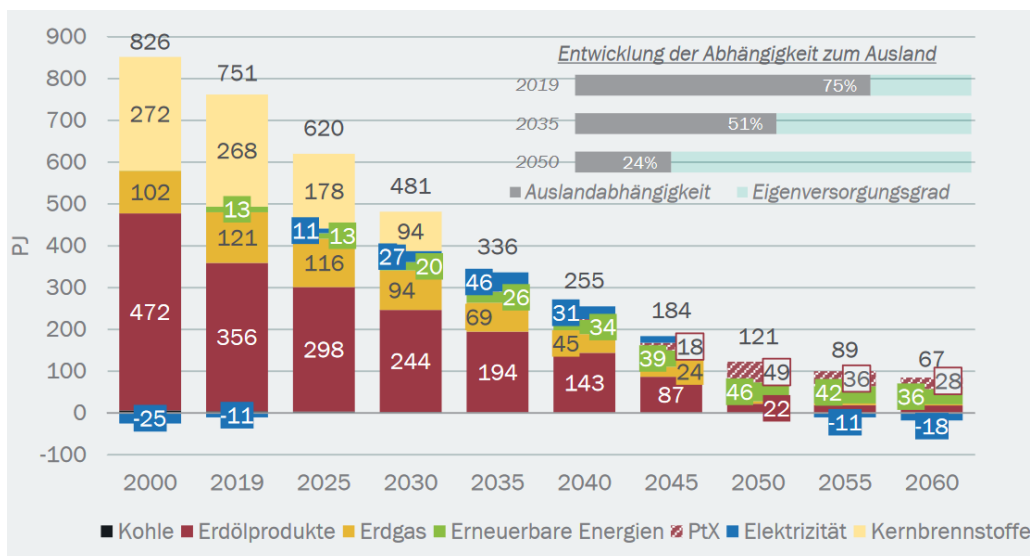


Abbildung 3: Entwicklung der Nettoimporte in die Schweiz nach Energieträgern gemäss Energieperspektiven 2050+ in PJ, Variante Basis (Kemmler et al. 2021).

Um den nach wie vor zu importierenden Anteil abzusichern – wir sprechen hier von nicht zu vernachlässigbaren Energiemengen (Basiszenario Energieperspektiven, vgl. Abb. 3: 33 TWh) – sind für die Schweiz robuste und diversifizierte Importrouten aufzubauen. Dies gelingt bei den stofflichen Energieträgern durch europäische Energiesystem- und Energienetzintegration – zum Beispiel durch leistungsangepasste Interconnections zur europäischen Wasserstoffbackbone, die gemäss heutigen Planungen die Schweiz in Nord-Süd Trasse durchquert (EHB 2023). Eine Diskussion hierzu, bzw. auch zur ebenfalls vorzusehenden Integration der Schweiz in zukünftige europäische CO₂-Netze,¹⁵ ist im Moment (im Sommer 2023) kaum wahrnehmbar. Hierzu sind Impulse zu setzen.

Beim Strom erscheint wie bereits diskutiert bis 2050 ein Energieautarkiegrad grösser gleich 1 als machbar. Ein Leistungsautarkiegrad ε_{LA} von 1 ist jedoch nicht gegeben. In leistungsautarken Energiesystemen wird Energie bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt, sprich dann erzeugt, wenn sie auch benötigt wird. Vergleiche dazu Formel 2:

$$\varepsilon_{LA} = \frac{E_{EV}}{E_{Bed}} = \frac{\text{lokal bereitgestellte und gleichzeitig konsumierte Energie}}{\text{lokal konsumierte Energie}} \quad (\text{Formel 2})$$

Durch die Struktur der zukünftigen erneuerbaren Schweizer Strombereitstellung in Relation zum Bedarf entsteht im Sommer Über- und im Winter Unterdeckung: Sowohl Wasserkraft als auch PV weisen Erzeugungsminima in den Wintermonaten auf. Gerade dann entsteht erhöhter Strombedarf insbesondere durch zukünftige, wärmepumpenbasierte Versorgung im Gebäudesektor. Basierend auf den Mantelzahlen des «Szenario ZERO Basis» der Energieszenarien 2050+ wird aufgrund des von PV-Strom dominierten Erneuerbarenausbau für das Jahr 2050 im Sommerhalbjahr eine Überdeckung des schweizerischen Strombedarfs von 17.5 TWh errechnet. Im Winterhalbjahr ist die Situation konträr. Die errechnete Unterdeckung beträgt 9 TWh.). Im Sommer werden maximale Überdeckungsleistungen von ca. 6.5 GW erreicht. Im Winter beträgt die maximale Leistung der Unterdeckung ca. 3 GW. Zur Einordnung: 2050 wird eine maximale Last im schweizerischen Stromsystem von 10 GW erwartet. Die

¹⁵ Zur Abscheidung von nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen insbesondere der Zementherstellung und der Müllverbrennung.

Herausforderung ist enorm. Neben den Energiemengen sind vor allem die Leistungen der Über- bzw. Unterdeckung zu behandeln (siehe 2.2; Kemmler et al. 2021).

In diesem Zusammenhang kommt der Stromproduktion im Winter und dabei insbesondere der PV in alpinen Räumen¹⁶ eine besondere Rolle zu. Studien sprechen von einem Ausbau der alpinen PV bis 2050 im Ausmass von rund 5 TWh erzeugt (Swissolar 2023). Die angesprochene Erzeugungsmenge entspricht einer zugebauten PV-Leistung von ca. 9 GW, die in alpinen Räumen zu errichten ist.

Zum Ausgleich von verbleibenden Unter- wie Überdeckungen sind Flexibilitätsoptionen wie unterschiedliche Speichertechnologien (siehe 2.2) und Demand-Side-Management einzusetzen bzw. ein Austausch über das europäische Übertragungsnetz herzustellen (CONSENTEC 2011).

Der schweizerische Regulator ElCom spricht hinsichtlich letzterem einen Richtwert für maximale Importe im Winter von 10 TWh aus (ElCom 2021). Darüberhinausgehende Importmengen werden aus unterschiedlichen, auch netztechnischen Gründen im Ausland, als zu risikobehaftet im Sinne der Versorgungssicherheit, gesehen. Wesentlich im Zusammenhang mit Winterimporten ist das Fehlen eines generellen Stromabkommens mit der EU, bzw. das Fehlen von bilateralen Stromaustauschverträgen mit den Nachbarstaaten: Die 70%-Regel (Minimum Remaining Available Margin [minRAM]) der aktuellen EU-Elektrizitätsbinnenmarktsverordnung sieht vor, dass zumindest 70 % der Kapazität jedes systemrelevanten Interconnectors für den gebotszonenübergreifenden und damit die Schweiz ausschliessenden Stromhandel zu verwenden ist (Swissgrid 2022). Aufgrund eines, dadurch verstärkten intraeuropäischen Stromhandels, werden erhöhte Transitlastflüsse durch die Schweiz erwartet (siehe 3.4). Daraus ergibt sich die Gefahr, dass die Übertragungskapazitäten der Schweizer Interconnectoren weder für den Ausgleich von Über- und Unterdeckungen noch für die wohlfahrtsoptimierte Teilnahme der schweizerischen Stromwirtschaft am europäischen Strommarkt verwendet werden können (Lippert 2022), sondern ausschliesslich dem sich aus der Physik ergebenden Stromtransit dienen.

Der nach Import/Export verbleibende Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -bedarf ist durch innerschweizerische Flexibilitätsoptionen herzustellen. Gerade die Frage nach den Speichern wird dabei als zentral gesehen. Für ein Extremszenario bei dem sich die Schweiz ohne Import/Exporte jederzeit leistungsmässig selbst versorgen muss, wurde, zusätzlich zum Ausbau der Pumpspeicher um 1.6 GW, ein Batteriespeicherleistungsbedarf von 19.5 GW bestimmt (Teske et al. 2020). Ähnliche Lösungen lassen sich auch mit Energiespeichern auf Basis von Wasserstoff darstellen: Bei Verwendung der Sommerüberdeckungsmengen zu Wasserstoffproduktion, lassen sich auf Basis der Zahlen der «Energieperspektiven 2050+», im Szenario ZERO Basis, über 75 % der im Winter zu importierenden Mengen vermeiden (siehe 2.2). Gerade die, dann für den saisonalen Ausgleich benötigten Anlagen grosser Leistung wie zum Beispiel Elektrolyseure oder PtX-Anlagen, sind wirtschaftlich kritisch zu sehen. Wenn derartige Anlagen nicht im europäischen Markt eingesetzt werden können, sondern nur im Sommer-Winterausgleich betrieben werden, erreichen sie über das Jahr gesehen nur einige wenige Vollzyklen. Die Anlageninvestition muss demnach über eine geringe Anzahl von Jahresvolllaststunden abgeschrieben werden, wodurch hohe Stromgestehungskosten und volkswirtschaftlich ungünstige Situationen entstehen (Kienberger 2023; Lippert 2022). Umso wichtiger ist der europäische Ausgleich und die Ausrichtung auf saisonal ausgeglichene Erzeugungsprofile bei allen Erneuerbaren: alpine Photovoltaik mit steilen auf die Wintersonne ausgerichteten Panels und Windkraft spielen hier eine wichtige Rolle.

¹⁶ Alpine PV-Anlagen, über der Nebelgrenze installiert, können hier ausgleichend wirken. Jedoch sind bisher wenige derartige Anlagen installiert, bzw. ist in weitere Forschung und Entwicklung zu investieren.

Diskussion: Stromnetzintegration

Durch die genannten Elektrifizierungsbestrebungen sowie durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren entsteht Druck auf die Stromnetze, sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetzbereich.

Im Bereich der Übertragungsnetze wird auf die heutige bzw. kurzfristig zu erwartende Last- respektive Erzeugungssituation durch das «strategische Netz 2025» reagiert. Abbildung 4 zeigt die Ausbautenvorhaben im schweizerischen Übertragungsnetz gemäss dem «Strategische Netz 2025».

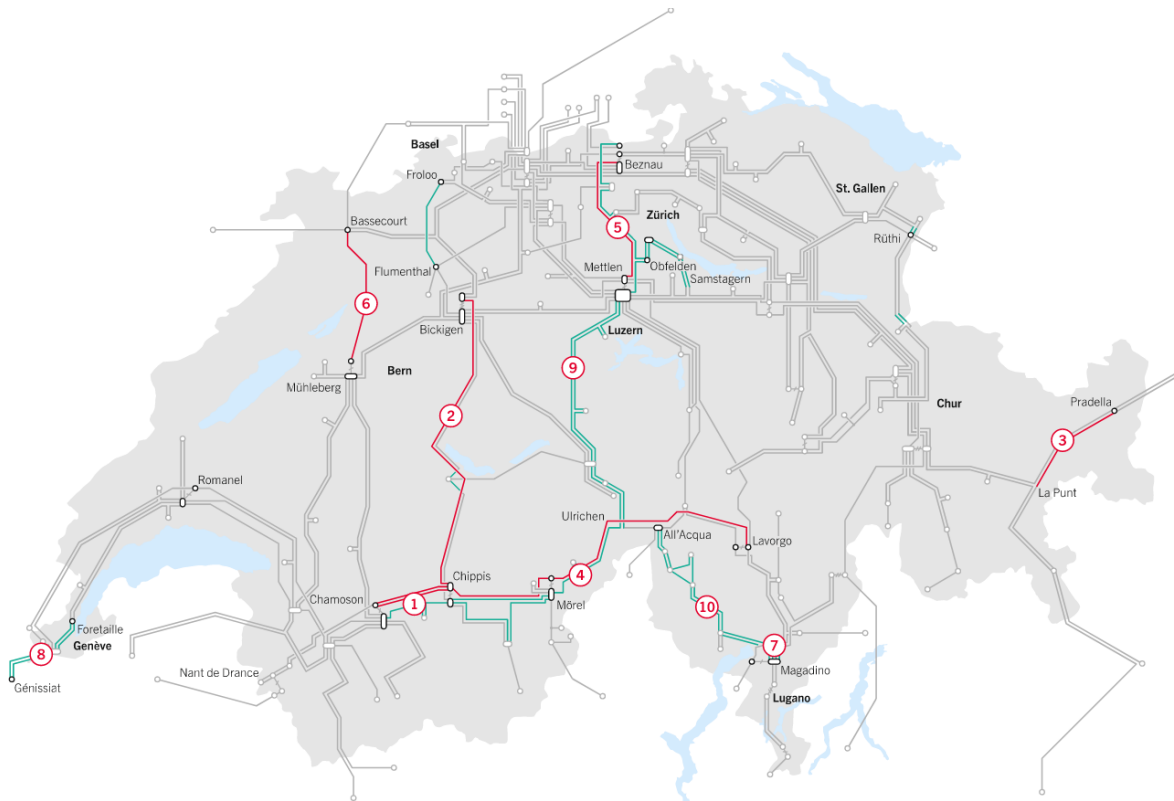


Abbildung 4: «Strategisches Netz 2025»

Um Versorgungssicherheit unabhängig von unterschiedlichen Wetterjahren oder technischen Ausfällen garantieren zu können, ist insbesondere ein innerschweizerischer Übertragungsnetzausbau notwendig. Die Entwicklung der Übertragungsnetze für die Zeit nach 2025 ist bis dato noch nicht niedergeschrieben. Hierzu wird ab 2024 ein Stakeholderprozess gestartet, unter dessen Einbeziehung das «strategische Netz 2040» entwickelt wird.

Neben dem Übertragungsnetzausbau muss die Ableitung der dezentral erzeugten Elektrizität in die Verbrauchszentren im Mittelland gewährleistet werden. Insbesondere dort sind zukünftig höhere Verbräuche durch Elektrifizierung in den Sektoren Gebäude und Industrie, aber auch Mobilität zu erwarten. Dazu ist ein Ausbau der Verteilernetze erforderlich. Das Problem ist bekannt und beispielsweise in der «BFE-Verteilernetzstudie» adressiert (BFE 2021): Im Vergleich zu einem Weiter-Wie-Bisher Szenario (WWB) ist bei einer Energiesystemveränderung gemäss den Mantelzahlen des «Szenario ZERO Basis» der Energieszenarien 2050+ mit einem etwa zwei- bis zweieinhalbmal so hohen Verteilernetzausbaubedarf zu rechnen, sofern keine entlastenden Massnahmen wie Abregelungen von Erzeugungsspitzen oder netzdienlichen Speichereinsatz bzw. netzdienliches Demand-Side-Management gesetzt werden. Diese Massnahmen können den Ausbaubedarf signifikant reduzieren, wobei die stärksten Reduktionen durch

Kombination von Einzelmassnahmen erreicht werden können. Vergleiche dazu Abbildung 5. Dabei werden veränderte Netzausbaubedarfe auf das «Szenario ZERO Basis» bezogen. Die Prozentwerte zeigen, wie sehr sich diese gegenüber ZERO Basis erhöhen bzw. erniedrigen.

Sensitivität	Bandbreite veränderter Ausbaubedarfe über alle Verteilnetzebenen im Vgl. zu ZERO Basis
ZERO 2050	+ 20 bis + 50 %
Spitzenkappung 85%	- 0 % bis - 10 %
Spitzenkappung 70%	- 0 % bis - 30 %
Verstärktes Heimpladen	+0 % bis + 40%
Verstärktes öffentliches Laden	- 0 % bis - 30 %
Marktorientiertes Lastverhalten	+ 10 % bis + 100 %
Netzorientiertes Lastverhalten	- 0 % bis - 50 %
Kombination: verstärktes Heimpladen und marktorientiertes Verhalten	+ 20 % bis + 200 %
Kombination: verstärktes Heimpladen und netzorientiertes Verhalten	- 0 % bis - 50 %
Kombination: netzorientiertes Verhalten und Spitzenkappung 85%	- 15 % bis - 60 %
Kombination: netzorientiertes Verhalten und Spitzenkappung 70%	- 25 % bis - 60 %
«Smarteres Netz»	- 20 % bis - 60 %

Abbildung 5: Massnahmen zur Reduktion des Verteilernetzausbaus sowie ihre Wirksamkeit in Bezug auf das Referenzszenario ZERO Basis.

Technische Lösungen zu den Massnahmen sind am Markt verfügbar, vielmehr fehlt es an einem geeigneten Regulierungsrahmen (Bucher 2023).

Literaturverzeichnis

Bucher, Joss. 2023. «Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz. Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration von Solarstrom». [sweet-edge.ch](https://www.bfh.ch/dam/jcr:6c4037bd-a708-4941-b509-e6d06b0c4c4b/sweet-edge-discussion-paper.pdf). Zugriff 23. April 2024.

Bundesamt für Energie (BFE). 2023a. «Gesamtenergiestatistik der Schweiz für 2022».

Bundesamt für Energie (BFE). 2023b. «Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2022».

Bundesamt für Energie (BFE). 2022. «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2021 nach Verwendungszwecken 2022».

Bundesamt für Energie (BFE) Sektion Netze. 2021. «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze». Bern: Bundesamt für Energie (BFE).

- Bundesamt für Statistik (BFS). 2022. «Umweltindikator Treibhausgasemissionen». Zugriff 22. April 2024. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raum-umwelt/umweltindikatoren/alle-indikatoren/emissionen-und-abfaelle/treibhausgasemissionen.html>.
- Bundesamt für Umwelt (BAFU). 2023. «Klima: Das wichtigste in Kürze». Zugriff 22. April 2024. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/inkuerze.html>.
- CONSENTEC. 2011. «Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Abschlussbericht.» CONSENTEC in Kooperation mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen. Zugriff 23. April 2024. https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf.
- EHB. 2023. «The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative, Karten zur Netzentwicklung». Zugriff 23. April 2024. <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom). 2021. «Versorgungssicherheit im Winter Auslegeordnung zu den Importrisiken». Referenz/Aktenzeichen: 243-00024.
- ETH-Zürich. 2021. «Präsentationen zur Energy Week @ ETH 2021 – Welches Energiesystem brauchen wir». ETH Zürich. Zugriff 23. April 2024. <https://esc.ethz.ch/events/energy-week-2021.html>.
- International renewable energy agency (IRENA). 2019. «Energy profile Switzerland – country indicators and SDGs».
- Kemmler, Andreas, Kirchner, Almut, Kreidelmeier, Sven, Piégsa, Alexander, Spillmann, Thorsten, Dambeck, Hans et al. 2021. «Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht. Gesamtdokumentation der Arbeiten.» Edited by Prognos AG, Infrac, TEP Energy GmbH, EcoPlan. Bern: Bundesamt für Energie (BFE).
- Kienberger, Thomas. 2023. «Klimaneutralität in Europa – Exergieoptimiertes Vorgehen als Faktor zur Verringerung von Abhängigkeiten». Energieforschungsgespräche Disentis.
- Lippert, André. 2022. «Grenzüberschreitende Kapazitäten nach der EU- Elektrizitätsbinnenmarkt-VO - unionsrechtliche Anforderungen und mitgliedstaatliche Spielräume». Vortrag. TaylorWessing. Zugriff 23. April 2024.
- Nagovnak, Schützenhofer, Rahnama-Mobarekeh, Hainoun, Kienberger et al. 2023. «Pathway to industrial decarbonization – szenarios for the development of the industrial sector in Austria». NEFI. Zugriff 23. April 2024. https://www.nefi.at/files/media/Pdfs/NEFI_Szenarienbericht_v15_WHY_Design.pdf.
- Österreichisches Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). 2023. «Kernenergie in der EU». Zugriff 22. April 2024. https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/nuklearpolitik/euratom/eu.html.
- Panos, Vangeis, Kannan, Ramachandran, Hirschberg, Stefan und Tom Kober. 2023. «An assessment of energy system transformation pathways to achieve net-zero carbon dioxide emissions in Switzerland, communications earth and environment» *Communications Earth & Environment* 4, Nr. 1 (Mai). <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00813-6>.
- Swissgrid. 2022. «Factsheet – 70 % Kriterium der EU».
- Swissolar, Neugasse. 2023. «Die Rolle der Photovoltaik bei der Schliessung der Winterstromlücke». Swissolar. Zugriff 23. April 2024. https://www.swissolar.ch/02_markt-politik/positionen/230307_arbeitspapier-winterstrom-1-.pdf.

Teske, Sven, Assaf, Jihane und Yohan Kim. 2020. «ENERGY [R]EVOLUTION: 100 % Renewable Energy for Switzerland». Institute for sustainable futures – University of Technology Sydney. Zugriff 23. April 2024. <https://www.greenpeace.ch/static/planet4-switzerland-stateless/2022/01/97c288c0-switzerland-energy-report-2021.pdf>.

3.2 Kernkraftwerke und deren Bedeutung für die Schweizer Stromversorgung

Marius Schwarz

Dieser Beitrag ist angelehnt an einen Beitrag des Autors zum Whitepaper «Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz» (Hug et al. 2023).

Gegenwärtig ist die Kernenergie für etwa ein Drittel der Schweizer Stromerzeugung verantwortlich (BFE 2022). Kernkraftwerke (KKWs) stossen während ihres Betriebs keine Treibhausgase aus und tragen somit zur Erreichung des Netto-Null-Klimaziels bei. Problematisch hingegen sind das Risiko von Nuklearkatastrophen, die Lagerung von Atommüll und die Abhängigkeit von Uranimporten. Infolge der Reaktorkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 sank die gesellschaftliche Akzeptanz der Kernenergie in der Schweiz. Schlussendlich beschlossen Bundesrat und Parlament einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie. Dazu gehören die Abschaltung der bestehenden fünf KKWs am Ende ihrer technisch sicheren Betriebsdauer und ein Verbot des Baus neuer KKWs. Im Anschluss an den Parlamentsbeschluss stimmte die Schweizer Bevölkerung in einer Volksabstimmung 2017 für die Energiestrategie 2050, die den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und stattdessen eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien vorsieht. Aktuell gibt es jedoch keinen Zeitplan für die Stilllegung der Schweizer Kernkraftwerke.

Derzeit sind in der Schweiz vier Reaktoren in Betrieb (siehe Tabelle 1): Beznau 1 und 2, Gösgen und Leibstadt. Diese Reaktoren haben eine Gesamtleistung von rund 3 GW. Die Reaktoren dürfen so lange in Betrieb bleiben, wie das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) sie für sicher hält. So ist beispielsweise 2021 das ENSI zum Schluss gekommen, dass die Sicherheitsanforderungen an die beiden Beznauer Reaktoren erfüllt sind. Beide Reaktoren können nun die nächsten 10 Jahre in Betrieb bleiben und erreichen damit voraussichtlich eine Laufzeit von 60 Jahren. Aktuell gehen die meisten Experten davon aus, dass auch die KKWs Gösgen und Leibstadt eine Laufzeit von mindestens 60 Jahren erreichen werden.

Tabelle 1: Übersicht KKWs in der Schweiz

Reaktor	Status	Installierte Brutto-Leistung [MW]	In Betrieb seit	Erwarteter Zeitpunkt der Stilllegung	
				50 Jahre Laufzeit	60 Jahre Laufzeit
Mühleberg	stillgelegt	390	1972	2019	
Beznau-1	In Betrieb	380	1969	2029*	2029
Beznau-2	In Betrieb	380	1972	2032*	2032
Goesgen	In Betrieb	1060	1979	2029	2039
Leibstadt	In Betrieb	1275	1984	2034	2044

*: schon auf 60 Jahre Laufzeit verlängert

Wie lange die bestehenden KKW am Netz bleiben, hat erhebliche Auswirkungen auf das Schweizer Stromsystem. Sollten Gösgen und Leibstadt doch schon nach 50 Jahren stillgelegt werden, würde innerhalb von 5 Jahren (2029-2034) ein Drittel der Schweizer Stromversorgung wegbrechen. Laut den Energieperspektiven 2050+ des Bundesamtes für Energie würde 2035 damit eine Lücke inländischer Stromproduktion von 30 TWh entstehen (BFE 2020), welche mit neuen inländischen Stromerzeugern wie der Photovoltaik (PV) geschlossen werden muss. Da aktuell die neuen erneuerbaren Energien (Erneuerbare exklusive der Wasserkraft) bereits 5 TWh pro Jahr erzeugen (Stand 2022, siehe Swiss Energy-Charts), passt diese Zahl gut mit den im Mantelerlass geforderten 35 TWh für 2035 überein. Sollte die Laufzeit von Gösgen und Leibstadt verlängert werden, reduziert sich das Defizit jedoch auf weniger als die Hälfte. 2050 wären mit oder ohne Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre die aus dem Mantelerlass geforderten 45 TWh nötig, um die inländische Nachfrage zu decken. Anmerkung: Das gilt natürlich nur für die Jahresbilanz und nicht für jede Stunde und jeden Tag. Generell wird jederzeit mit den Nachbarländern Strom gehandelt!

Besonders wertvoll für die Schweiz ist die Winterstromerzeugung der KKW. Schon heute ist die Schweiz typischerweise Netto-Importeur im Winter trotz einer ausgeglichenen Jahresbilanz. Das liegt vor allem an der Wasserkraft, die vermehrt im Frühling und Sommer zur Verfügung steht, wenn Schnee und Gletscher schmelzen. Vor allem bei einem Fokus auf Dach-PV im Mittelland mit einem Winterstromanteil von 20-30 % für die Zielerreichung im Mantelerlass verschärft sich das saisonale Ungleichgewicht. Wind (Winteranteil von 60 %) sowie Alpine-PV (Winteranteil von 55 %) könnten hier hilfreich sein. Generell gilt aber: Je länger Gösgen und Leibstadt am Netz bleiben, desto weniger ist die Schweiz auf Netto-Importeure im Winter angewiesen.

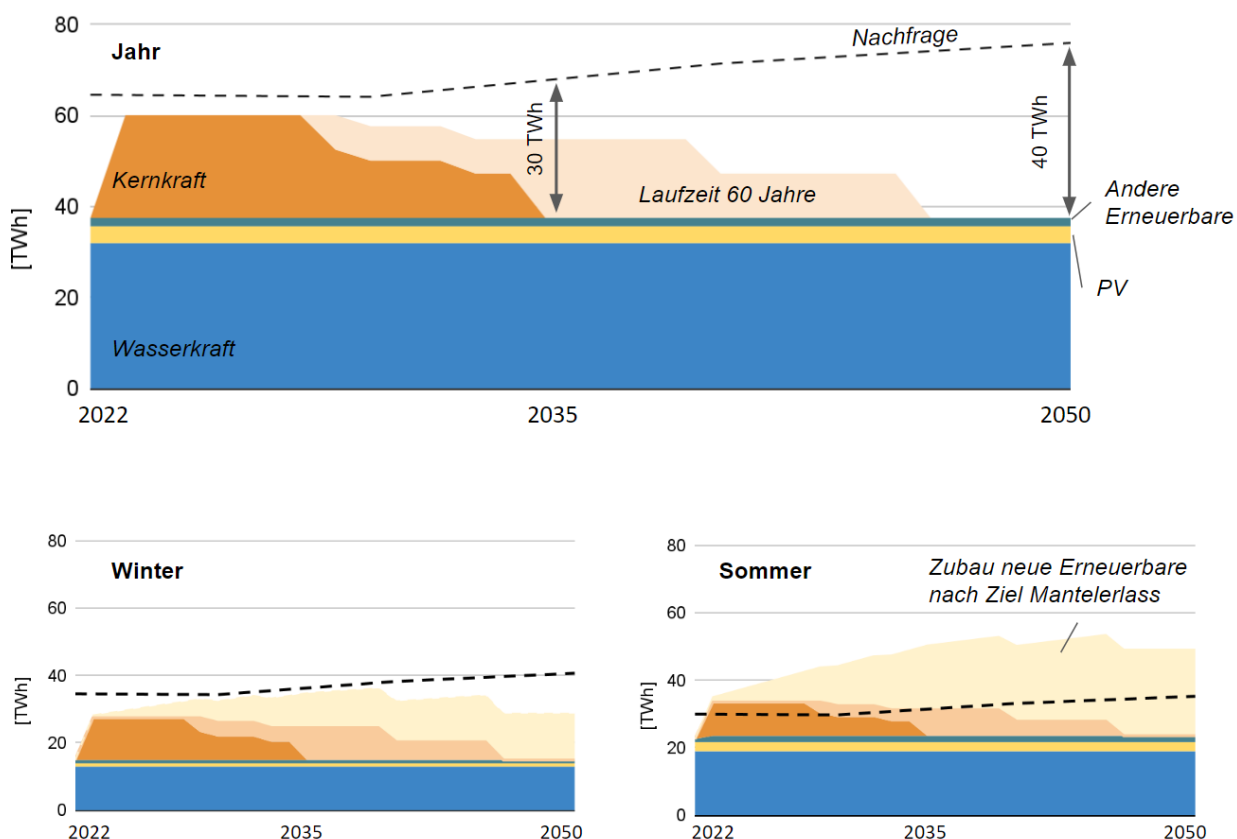


Abbildung 1: Ausstieg der Kernkraft nach 50 (dunkles orange) und 60 (helles Orange) Jahren. Schematische Darstellung des notwendigen Zubaus Schweizer Stromerzeugung. Annahmen für den Zubau neue Erneuerbare nach Ziel Mantelerlass: 35 TWh in 2035 und 45 TWh in 2050. Zubau setzt sich zusammen aus 70 % Dach-PV im Mittelland, 20 % Wind und 10 % Freiflächen-PV in den Alpen.

Eine Verlängerung der Laufzeit ist aber nicht gratis. Benötigte Modernisierungen und sicherheitstechnische Nachrüstungen, welche für eine Laufzeitverlängerung vorausgesetzt werden können, sind häufig kostspielig. Seit der Inbetriebnahme von Beznau-1 und -2 mussten mehr als 2.5 Milliarden Schweizer Franken in die Sicherheit und Zuverlässigkeit der beiden Anlagen investiert werden (Nuklearforum Schweiz 2022). Ein anderes Beispiel: In das KKW Leibstadt hat die AXPO seit 2010 1 Milliarde Franken in Sicherheit aber auch Leistungssteigerung investiert. Ob investiert wird, ist schlussendlich eine finanzielle Entscheidung des Betreibers. Vereinfacht gesagt: Die zusätzlichen Einnahmen in den nächsten Jahren aufgrund der längeren Laufzeit müssen höher sein als die Kosten für die notwendigen Nachrüstungen. So hat die BKW, Betreiberin des KKW Mühleberg, beispielsweise 2019 beschlossen, das KKW stillzulegen, weil die erwarteten Einnahmen (bei den damals niedrigen Strompreisen) zu niedrig waren, um die Investitionskosten zu decken. Zwar sind die erforderlichen Investitionen in die Modernisierung und sicherheitstechnische Nachrüstung anlagenspezifisch und können auch Erhöhungen der Stromerzeugung beinhalten, im Schnitt scheinen bei einer Verlängerung eines Reaktors um 10 Jahre jedoch Kosten von rund 1 Milliarde Franken anzufallen.

Mit den heutigen Strompreisen dürften sich die Laufzeitverlängerungen jedoch lohnen und gegenüber den Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen deutlich kostengünstiger sein. Hier ein Rechenbeispiel: Sollte die Verlängerung der Laufzeit des KKW Gösgen um 10 Jahre 1 Milliarde Franken kosten, dann wären dies 100 Millionen pro Jahr und damit rund 13 Millionen Franken pro erzeugte TWh (Gösgen erzeugte 2022 7.6 TWh Strom). Im Vergleich dazu würde eine Solarstromanlage auf einem Dach im Mittelland mit Investitionskosten von 1'500 CHF/kWp und einer Jahresstromerzeugung von 1'200 kWh/kWp 42 Millionen Franken pro erzeugte TWh kosten. Die Verlängerung des KKW würde also nur ein-Drittel der benötigten Investitionssumme für Dach-PV betragen.

Neben der Laufzeitverlängerung der bestehenden KKW wird der Ruf nach dem Bau von neuen Kernkraftwerken immer lauter – trotz des aktuellen Verbots. Die grössten Risiken hierbei sind die unsicheren Baukosten und die unsichere Bauzeit. In Mitteleuropa befinden sich drei neue KKW im Bau, deren geschätzte Kosten zwischen 7'600 und 12'600 \$ pro kWp liegen (Rothwell 2022). Alle Anlagen überschreiten bereits das ursprünglich geplante Budget. Ausserhalb Europas sind die Baukosten wesentlich niedriger, z. B. 2'000 \$ pro kWp in Korea und 3'200 \$ pro kWp in China. Was die Bauzeit betrifft, so dauern die Projekte in Europa mit 7.5 Jahren deutlich länger als der weltweite Durchschnitt. Im April 2023 nahm das finnische Olkiluoto 3, das erste KKW in Europa seit 16 Jahren, nach 18 Jahren Bauzeit den regulären Betrieb auf (Lehto 2023). Andere europäische KKW befinden sich seit 16 Jahren (Frankreich) bzw. 5 Jahren (Grossbritannien) im Bau (Rothwell 2022). Die extrem langen Bauzeiten sind teilweise darauf zurückzuführen, dass es "First-of-its-kind" Anlagen waren und Probleme in der Lieferkette während der Covid19-Pandemie aufgetreten sind. Für die Schweiz ist zu erwarten, dass neue KKW in Bezug auf Baukosten und -zeit den europäischen Beispielen folgen werden. Aufgrund der langen Bauzeit, aber vor allem auch der breiten Ablehnung der Bevölkerung und den damit einhergehenden politischen Prozessen wie Referenden und Volksabstimmungen, könnten neue KKW vermutlich erst nach 2050 eine realistische Option für die Schweiz werden.

Der Betrieb sowohl von bestehenden als auch potentiell neuen KKW wird sich in einem zukünftigen Schweizer Elektrizitätssystem, das stark auf Wasserkraft und Sonnenenergie basiert, wahrscheinlich im Vergleich zu heute ändern. Heute laufen die Schweizer KKW in der Regel die meiste Zeit mit Nennleistung und werden nur während des Brennelementwechsels und ungeplanter Revisionen abgeschaltet. In Zukunft könnten sie jedoch in Zeiten hoher Stromerzeugung durch erneuerbarer Erzeugung heruntergefahren werden. Ein Beispiel wäre das Herunter- und Hochfahren innerhalb weniger Stunden ("Hot Shutdown") um tägliche Erzeugungsschwankungen auszugleichen. Hierfür dürften vor allem KKW mit schnellen Rampengeschwindigkeiten geeignet sein. Ein anderes Beispiel ist das Abschaltung von KKW für eine längere Dauer von Tagen bis hin zu mehreren Monaten ("Cold Shutdown"). Dies könnte vor allem in Situation mit begrenzten Exportmöglichkeiten im Sommer relevant sein.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine längere Laufzeit bestehender KKW eine günstige Option sein kann, um die sonst anfallenden Importe im Winter zu senken. Neue KKW sind mit hohen Risiken behaftet

und werden kaum Investoren finden. Sowohl bestehende als auch neue KKW's können den erforderlichen raschen Ausbau neuer erneuerbarer Energien – wie im Mantelerlass aufgezeigt – nicht ersetzen und werden sich mit geringeren Laufzeiten konfrontiert sehen. Strom aus den Alpen mit einem hohen Winteranteil kann hierbei matchentscheidend sein, um die Stromversorgung im Winter sicherzustellen.

Literaturverzeichnis

BFE. 2022. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2021.» Zugriff 23. April 2024.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvMTA5NDI=.html>.

BFE. 2020. «Energieperspektiven 2050+». Zugriff 23. April 2024.

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.

Hug, Gabriela, Turhan Demiray, Mak Dukan, Massimo Filippini, Blazhe Gjorgiev, Gianfranco Guidati, Adriana Marcucci, Kirsten Oswald, Anthony Patt, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt, Marius Schwarz und Bjarne Steffen. 2023. «Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz.» ETH Zürich, Energy Science Center, Whitepaper. doi:10.3929/ethz-b-000614565.

International Atomic Energy Agency (IAEA). 2023. «Power Reactor Information System (PRIS).» Zugriff 23. April 2024. <https://www.iaea.org/resources/databases/power-reactor-information-system-pris>.

Lehto, Essi. 2023. «After 18 Years, Europe's Largest Nuclear Reactor Starts Regular Output.» Reuters. Zugriff 23. April 2024. <https://www.reuters.com/world/europe/after-18-years-europes-largest-nuclear-reactor-start-regular-output-sunday-2023-04-15/>.

Nuklearforum Schweiz. 2022. «Investitionen in den Langzeitbetrieb prägen die Stromproduktion 2021.» Zugriff 23. April 2024. <https://www.nuklearforum.ch/de/news/investitionen-den-langzeitbetrieb-praegen-die-stromproduktion-2021>.

Rothwell, Geoffrey. 2022. «Projected Electricity Costs in International Nuclear Power Markets.» *Energy Policy* 164 (May): 112905. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2022.112905>.

3.3 Nutzung von Überschussstrom

Zoe Stadler

Überschussstrom und Strommangel

Die Solarenergie bildet einen wichtigen Pfeiler der Energiewende, da sie in der Schweiz das grösste, bisher noch ungenutzte Energiepotenzial aufweist. Gemäss einer Medienmitteilung vom Bundesamt für Energie BFE könnten Schweizer Hausdächer und -fassaden jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren (BFE 2019) – das ist mehr als der aktuelle jährliche Strom-Landesverbrauch der Schweiz, welcher gemäss BFE im Jahr 2022 bei 61.3 TWh lag (BFE 2023). Allerdings fällt die Solarenergie hauptsächlich im Sommer an, während der Strombedarf im Sommer niedriger ist als im Winter. Durch eine winterorientierte Installation von Solaranlagen (z.B. durch einen höheren Aufstellwinkel) kann der Solarstromertrag im Winter optimiert werden, trotzdem fällt der Ertrag im Winter geringer als im Sommer aus. In den Energieperspektiven 2050+ des BFE wird mit einem Winteranteil der Stromerzeugung durch Photovoltaik von rund 31 % gerechnet (Kemmler et al. 2021, aktualisiert 2022). Durch den hohen Anteil von Wasserkraftwerken an der Stromerzeugung weist die Schweiz in der Regel bereits heute im Winterhalbjahr einen Importsaldo auf und ist im Sommer Nettoexporteur (Kemmler et al. 2021, aktualisiert 2022). Aktuelle Stromverbrauchs- und Stromproduktionsdaten können auf der Webseite von Swissgrid eingesehen werden (Swissgrid AG).

Es gibt also eine Diskrepanz: Im Sommer wird mehr Strom produziert als verbraucht, und im Winter wird mehr Strom verbraucht als produziert. Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Energiesektors nimmt diese Ungleichheit tendenziell noch zu, da die Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen zunehmend strombasiert ist, im Vergleich zur fossilen Wärmebereitstellung mit Erdgas und Erdöl heute.

Wird mehr Strom produziert als benötigt, und kann dieser nicht exportiert oder einer sonstigen Verwendung zugeführt werden, so spricht man von Überschussstrom. Die Produzenten von Überschussstrom müssen diesen abriegeln oder vernichten, um die Stabilität des Stromnetzes nicht zu gefährden. Kann dieser Überschussstrom aufgenommen werden, spricht man von "negativer Flexibilität". Dies kann ein Pumpspeicherkraftwerk wahrnehmen, indem es zu Zeiten mit Peakproduktion das Wasser nach oben pumpt. Notfalls kann Strom im Sommer auch mit dem Beheizen von Bahnweichen oder mit Elektroheizungen vernichtet werden, wenn die Speicher bereits gefüllt sind.

Bisher konnte die Diskrepanz zwischen Stromproduktion und Strombedarf mit Pumpspeichern, In- und Exporten ausgeglichen werden. Doch mit dem Umbau des Energiesystems werden diese Ausgleichsmöglichkeiten zunehmend strapaziert. Werden die dem Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ zugrunde liegenden Daten bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Strombedarfs angenommen, ergibt sich im Jahr 2050 ein Stromproduktionsüberschuss von 17.5 TWh im Sommer sowie ein Importbedarf (Strommangel) von 9 TWh Strom im Winter (berechnet mit www.powercheck.ch). Soll diese Energie nutzbar gemacht werden, braucht es Speicherlösungen – oder zusätzliche Verbraucher.

Nutzung von Überschussstrom für die Produktion von Energieträgern

Speziell für energieintensive Produktionsprozesse von Energieträgern wie E-Fuels (mittels Power-to-X-Technologien) ist die Nutzung von günstigem Strom wichtig für die Wirtschaftlichkeit. Ist die Stromproduktion höher als der Bedarf, so sinkt der Strompreis und kann teilweise sogar ins Negative fallen. Wenn dieser Strom zur E-Fuel-Produktion verwendet wird, so profitiert diese von günstigen Energiepreisen. Gleichzeitig ist es für die Stromproduzenten attraktiv, da sie so einen Abnehmer für ihre

Stromproduktion haben. Auch für die Stromnetzbetreiber ist es interessant, da sie weniger netzstabilisierende Massnahmen ergreifen müssen. Damit wird also die Nutzung von Überschussstrom zur Produktion von chemischen Energieträgern mittels Power-to-X-Technologien interessant.

Mit Power-to-X-Technologien können unterschiedliche, chemische Energieträger produziert werden. Abbildung 1 gibt einen Überblick über verschiedene Produktionspfade. Die Wasserelektrolyse ist dabei der Basisprozess für alle Produktionsstränge. Als Produkte sind Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, Methan, Kerosin, Diesel, etc. möglich.

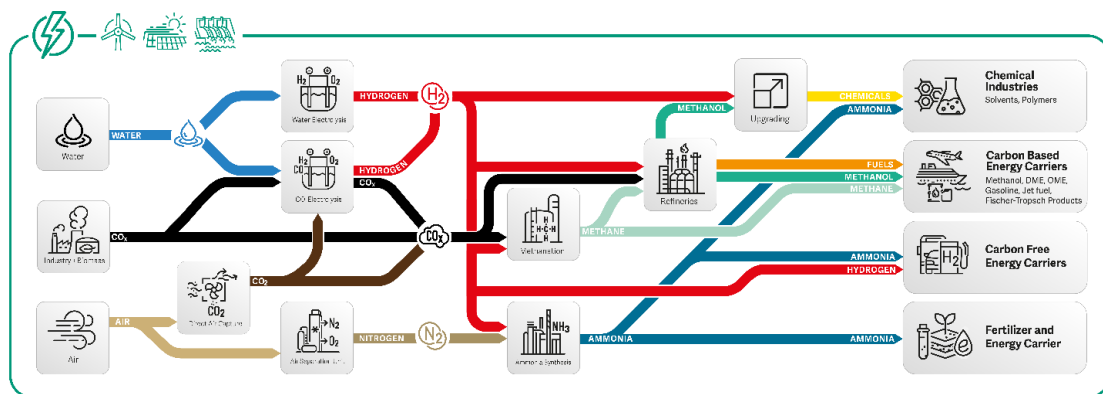


Abbildung 1: Fraunhofer ISE (2021), Power-to-Liquids: Sustainable Production of Chemicals, Energy Carriers and Fuels. Angepasste Darstellung durch OST.

Diese chemischen Energieträger können dann zum Beispiel als Ersatz für fossile Treib- und Brennstoffen unterschiedlichen Anwendungszwecken zugeführt werden, in der Industrie, im Transportsektor oder auch als Stromspeicher, in dem die Produkte zu einem späteren Zeitpunkt rückverstromt werden. Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundes wird im Jahr 2050 rund 2 TWh Wasserstoff inländisch produziert (Kirchner et al. 2020).

Nutzung von Überschussstrom für Energieträger

Ein ebenfalls energieintensiver Prozess, welcher für die Erreichung der Klimaziele unerlässlich ist (BAFU 2022), ist die Abscheidung und Einspeicherung von atmosphärischem CO₂. Im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ wurde für die Abscheidung und Komprimierung mittels Post-Combustion ein thermischer Energiebedarf von 720 kW_{th} / t CO₂ und ein elektrischer Energiebedarf von 400 kWh_{el} / t CO₂ angenommen. Für die Abscheidung mittels Oxyfuel (für die Zement-, Chemie- und Stahlindustrie) wird nur Strom in Höhe von 300 kWh_{el} / t CO₂ benötigt (Kemmler et al. 2021). In dieser Studie wird der Energiebedarf für den Transport von CO₂ sowie der Energiebedarf für die inländische geologische CO₂-Speicherung nicht berücksichtigt, da der Stromverbrauch für die Injektionspumpen als vernachlässigbar gering eingeschätzt wird.

Insgesamt werden im Szenario ZERO Basis in den Energieperspektiven des Bundes total 7 Mt CO₂ mittels CCS in der Schweiz im Jahr 2050 abgeschieden (Kemmler et al. 2021). Dies entspricht mit dem oben angegebenen Energieaufwand pro t CO₂ einem Bedarf an 2.5 TWh_{el} elektrische Energie sowie 2.6 TWh_{th} thermische Energie, wobei 3.6 Mt CO₂ mittels Post-Combustion-Verfahren abgeschieden wird (KVA) und 3.4 Mt CO₂ mittels Oxyfuel-Verfahren (Zement, Chemie, Stahl und Biomassekraftwerke) (Kemmler et al. 2021).

Literaturverzeichnis

- Bundesamt für Energie (BFE). 2023. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022».
- Bundesamt für Energie (BFE). 2019. «Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren». Bundesamt für Energie. Zugriff 23. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>.
- Bundesamt für Umwelt (BAFU). 2022. «CO₂ aus der Luft entfernen. Warum wir ohne Negativemissionstechnologien (NET) die Klimaziele verpassen». *die umwelt*, Nr. 2. Zugriff 23. April 2024. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/dossiers/magazin-2022-2-dossier.html>.
- Fraunhofer ISE. 2021. «Power-to-liquids: Sustainable Production of Chemicals, Energy Carriers and Fuels.» Zugriff 02. Mai 2024. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/information-material/h2t/21_en_ISE_Flyer_Power_to_Liquids.pdf.
- Kemmler, Andreas, Kirchner, Almut, Kreidelmeier, Sven, Piégsa, Alexander, Spillmann, Thorsten, Dambeck, Hans et al. 2021, aktualisiert 2022. *Energieperspektiven 2050+. Technischer Bericht. Gesamtdokumentation der Arbeiten*. Bern: Bundesamt für Energie. Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.
- Kemmler, Andreas, Lübbers, Sebastian, Ess, Florian, Thormeyer, Christoph und Hans-Jörg Althaus. 2021. *Energieperspektiven 2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS. Potenziale, Kosten und Einsatz*. Bern: Bundesamt für Energie. Zugriff 23. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.
- Kirchner, Almut, Kemmler, Andreas, Ess, Florian, Auf der Maur, Alex, Brutsche, Andreas, Dambeck, Hans et al. 2020. *Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht*. Bern: Bundesamt für Energie. Zugriff 16. April 2024. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>.
- Swissgrid AG. «Produktion und Verbrauch». Zugriff 23. April 2024. <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/generation.html>.

3.4 Der rechtlich-politische Rahmen im europäischen Kontext: Integration vs. Isolation

Markus Schreiber

Einleitung

Die Schweiz wird auch als «Stromdrehscheibe Europas» bezeichnet.¹ Sie ist über 41 grenzüberschreitende Leitungen mit den umliegenden Übertragungsnetzen verbunden (Zubler 2023, 80 f.). Zuletzt sind die bilateralen Beziehungen im Bereich der Energiemärkte jedoch angespannt. So verzögert sich der Abschluss eines – bereits seit 2007 verhandelten (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 3) – Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU weiter, obwohl die Verhandlungen auf technischer Ebene weitgehend abgeschlossen scheinen (Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 85; van Baal et al. 2019, 16; vgl. bereits Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 3), da die EU den Abschluss von der Vereinbarung eines institutionellen Rahmenabkommens abhängig macht (vgl. zu Letzterem Council of the European Union 2014).² Dies war ein Resultat der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative³ in der Schweiz, welche sich u.a. direkt gegen das Freizügigkeitsabkommen richtete (van Baal et al. 2019, 11; van Baal und Finger 2019, 11). Der Bundesrat hatte – für die EU wohl überraschend – im Mai 2021 entschieden, den bis dahin verhandelten Entwurf eines institutionellen Rahmenabkommens nicht zu unterzeichnen (vgl. Bundesrat 2021). Die bestehenden bilateralen Abkommen enthalten keine Vorgaben zum Energiesektor (Jegen 2009, 578; van Baal et al. 2019, 14).

Angesichts der enormen Herausforderungen, welche mit den ambitionierten Klimaschutzzielen nach dem Pariser Übereinkommen (Zimmermann und Défago 2023) sowohl für die EU als auch die Schweiz verbunden sind (Heselhaus 2022, 50), erscheint der Zustand der bilateralen Beziehungen im Energiebereich als sehr problematisch (van Baal und Finger 2019, 7; van Baal et al. 2019, 6; vgl. auch Lippert 2023, 65 f.). Die Schweiz ist bereits seit Längerem auf Elektrizitätsimporte im Winter und entsprechende Exporte im Sommer angewiesen, um die saisonal unterschiedliche Stromproduktion aus der Wasserkraft auszugleichen (van Baal et al. 2019, 5; Lippert 2023, 65 f.). Für die Europäische Union hat der Wunsch nach einer verstärkten Zusammenarbeit mit der Schweiz dagegen mehr mit deren Bedeutung als Stromtransitland zu tun als mit der oft angeführten Bedeutung ihrer Pumpspeicherkraftwerke (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 6; vgl. auch Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 80 f.). Spätestens seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ist Europa zudem sehr anfällig für Störungen der Energieversorgungssicherheit geworden (Benton, Froggatt und Wellesley 2022, 18 ff.; vgl. auch Bundesamt für Energie 2022, 11). Es stellt sich daher die Frage, welche Vorteile eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen der EU und der Schweiz auf dem Energiesektor bieten könnte, und welche Optionen für die Schweiz bestehen, um in Ermangelung eines umfassenden Stromabkommens dennoch die Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten zu verbessern und die eigene Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Dazu wird zunächst die bisherige Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Energiebereich skizziert. Sodann wird auf das geplante Stromabkommen eingegangen und dessen mögliche Bedeutung erläutert. Im Anschluss wird dargestellt, welche Probleme sich aus einem fehlenden Stromabkommen ergeben könnten, wobei ein besonderer Schwerpunkt auf der sog. 70%-Regel liegt, welche die EU in ihrem Elektrizitätsbinnenmarktrecht verankert hat und die ab 2025 vollständig Wirkung entfalten wird. Abschliessend werden Handlungsoptionen der Schweiz aufgezeigt, mit denen diese versuchen kann, auch

¹ So etwa im Dossier Strom des Eidgenössischen Departements für auswärtige Angelegenheiten (EDA), abrufbar unter <https://www.eda.admin.ch/europa/de/home/weitere-dossiers/strom-energie.html>.

² Siehe dazu auch die Angaben des Bundesamts für Energie (BFE), abrufbar unter <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/energieverhandlungen-schweiz-eu.html>.

³ Eidgenössische Volksinitiative «Gegen Masseneinwanderung», angenommen am 9. Februar 2014, AS 2014 1391.

in Ermangelung eines Stromabkommens die Zusammenarbeit mit der EU im Energiebereich zu verbessern.

Bisherige Zusammenarbeit

Die Zusammenarbeit der Schweiz mit der EU im Bereich der Energieversorgung kann auf eine lange Geschichte zurückblicken. So war die Schweiz 1951 Gründungsmitglied der Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE, später – da nach Liberalisierung des Strommarktes auf den Stromtransport beschränkt – UCTE genannt; Union for the Coordination of the Transmission of Electricity 2009, 11; van Baal et al. 2019, 7) (vgl. van Baal und Finger 2019, 9; van Baal et al. 2019, 6 f.). Deren Aufgaben werden mittlerweile vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, dazu sogleich) übernommen (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity 2009, 5). Die Schweiz nimmt am Pentilateralen Forum teil, das daneben die Energieministerien der Benelux-Staaten, Deutschlands, Frankreichs und Österreichs umfasst (Hettich et al. 2020, 66 ff.; Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 77 f.; Kratz 2023, 11; zur Risikovorsorge im Rahmen des Pentaforums Bundesamt für Energie 2022, 5 f.).

Die Schweiz ist über die nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG (zu deren Rolle in Bezug auf die europäische Integration Hettich et al. 2020, 59 ff.) ebenfalls Mitglied von ENTSO-E.⁴ Sie darf jedoch nicht an allen Projekten teilnehmen und besitzt im Hinblick auf formale Prozesse kein Stimmrecht (vgl. einerseits van Baal et al. 2019, 15; andererseits Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 77). Ihr gelingt es aber, sich dort über ihr technisches Fachwissen einzubringen und so auch Entscheidungsprozesse zu beeinflussen (Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 77). Teilweise hat die Schweiz in EU-Gremien zudem nur Beobachterstatus, so etwa im Council of European Energy Regulators (CEER), der dem Austausch zwischen den unabhängigen Regulierungsbehörden der einzelnen Staaten dient (vgl. auch Jegen 2009, 589 f.; vgl. zu weiteren Beispielen van Baal und Finger 2019, 10).⁵

Im Board of Regulators der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER, zu deren Rolle Hettich et al. 2020, 54 ff.; Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 17 f.) ist die Schweiz überhaupt nicht (mehr, siehe Zubler 2023, 85) vertreten, anders als Norwegen und Island, die hier zumindest als Mitglieder ohne Stimmrecht auftreten.⁶ Nach Ansicht von Beobachter:innen hat sich der Einfluss der Schweiz auf den europäischen Energiemarkt daher im Vergleich zur Lage Anfang der 1990er Jahre verringert (van Baal et al. 2019, 20; vgl. auch Jegen 2009, 599; Kratz 2023, 10 f.; vgl. aber Hofmann, Kolcava und Thaler 2022).

Zumindest bestehen Kooperationen der privatrechtlichen Akteure. So ist der Verband der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft (VSE) Mitglied im europäischen Branchenverband Eurelectric (dazu Jegen 2009, 593; vgl. auch Kratz 2023, 11).⁷ Die Swissgrid AG hat als Mitglied von ENTSO-E mit den übrigen europäischen Übertragungsnetzbetreibern den Synchronzonenvertrag (Synchronous Area Framework Agreement, SAFA) abgeschlossen und sich darin u.a. zur Einhaltung der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb nach der Verordnung 2017/1485 (sog. System Operation Guideline)⁸ verpflichtet (Bundesamt für Energie 2022, 23; Swissgrid AG 2021a, 1, zur Umsetzung in der Schweiz dort S. 5 f).

⁴ Die aktuelle Liste der Mitgliedstaaten ist abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>.

⁵ Die aktuelle Liste der Mitgliedstaaten ist abrufbar unter https://www.ceer.eu/eeer_about/members.

⁶ Die aktuelle Liste der Mitgliedstaaten ist abrufbar unter <https://acer.europa.eu/the-agency/organisation-and-bodies/board-of-regulators/bor-members>.

⁷ Die aktuelle Liste der Mitglieder ist abrufbar unter <https://www.eurelectric.org/about-us/organisation/>.

⁸ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. EU 2017 L 220, S. 1.

Im Jahre 1958 verband der «Stern von Laufenburg» im Kanton Aargau erstmals die Elektrizitätsnetze der Schweiz, Frankreichs und Deutschlands miteinander (van Baal und Finger 2019, 9; vgl. auch van Baal et al. 2019, 7). Dieses Ereignis gilt als Grundstein des grenzüberschreitenden europäischen Stromnetzes (vgl. auch Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 5; zur Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts auch Drössler und Hollstein 2014, 30 ff.).⁹ Die Gründung der Swissgrid AG als alleinige Übertragungsnetzbetreiberin der Schweiz (Art. 18 ff. StromVG¹⁰) beruhte auch auf den Lehren aus einem Blackout in Italien im Jahre 2003, der seinen Ursprung an der Schweizer Grenze hatte (van Baal et al. 2019, 14; van Baal und Finger 2019, 10; vgl. dazu auch Heselhaus 2022, 58; Jegen 2009, 584 m. Fn. 13).

Die nationale Gesetzgebung in der Schweiz nimmt insofern Rücksicht auf die EU, als stets eine möglichst weitgehende Kompatibilität mit der Ausgestaltung des EU-Elektrizitätsbinnenmarktes angestrebt wird (vgl. van Baal und Finger 2019, 10; van Baal et al. 2019, 13).¹¹ Insbesondere die – wenngleich bislang auf Grossverbraucher (Art. 6 Abs. 2 und Abs. 6 Stromversorgungsgesetz) beschränkte – Liberalisierung des Schweizer Strommarkts dürfte sich neben den damit erhofften wirtschaftlichen Vorteilen sowie dem Bundesgerichtsentscheid in Sachen Freiburger Elektrizitätswerke¹² auch auf entsprechenden, zumindest faktischen Druck der EU zurückführen lassen (vgl. auch van Baal und Finger 2019, 9; van Baal et al. 2019, 12; noch deutlicher Jegen 2009, 583, die darin den Hauptgrund erblickt).

Grundzüge eines Stromabkommens

Grundlage der Verhandlungen bildet die Angleichung der Schweizer Rechtsvorschriften an das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU¹³ (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 7; vgl. auch van Baal und Finger 2019, 13). Damit verbunden sind vielfältige Fragen des grenzüberschreitenden Stromhandels (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 7).

So hat die EU mit der *Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)*-Verordnung das sog. Market Coupling eingeführt, bei dem die grenzüberschreitenden Übertragungsrechte und die Elektrizität nicht mehr getrennt gehandelt, sondern gemeinsam (implizit) auktioniert werden (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 10; Lippert 2023, 52 f.). Dies bietet erhebliche Effizienzvorteile, sodass u.a. Preisspitzen geglättet und die Versorgungssicherheit gestärkt werden können (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 10 f.). Es handelt sich bei der CACM, ebenso wie bei der System Operation Guideline, um einen sog. Network Code. Die Network Codes werden zunächst von ENTSO-E entwickelt und schliesslich von der Europäischen Kommission als Unionsrechtsakte erlassen (Swissgrid AG 2021a, 2). Die Schweiz könnte im Rahmen eines Stromabkommens an diesem Market Coupling teilnehmen, wofür sie aus rein technischer Sicht seit 2014 vorbereitet ist (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 11; Swissgrid AG 2015, 2). Vereinzelt werden bereits heute Schweizer Grenzkapazitäten implizit vergeben.¹⁴

Darüber hinaus wurde unter anderem über die langfristigen Bezugsverträge der Schweiz mit Frankreich verhandelt (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 7 f.). Diese werfen in Hinblick auf das bestehende Unionsrecht, das die Vergabe langfristiger grenzüberschreitender Kapazitäten mittels

⁹ Siehe dazu auch die Ausführungen der Swissgrid AG, abrufbar unter <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/star-of-laufenburg.html>.

¹⁰ Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007, SR 734.7.

¹¹ Vgl. dazu etwa die Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004, BBl 2005 1611, 1679 ff.

¹² BGE 129 II 497.

¹³ Die entsprechenden drei Verordnungen und zwei Richtlinien finden sich allesamt in ABl. EU 2009 L 211.

¹⁴ Vgl. zum Handel an der italienischen Grenze <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/market/congestion-mgmt.html>.

Marktmechanismen verlangt,¹⁵ Probleme auf (van Baal et al. 2019, 18). Ebenfalls von den Verhandlungen umfasst sind allfällige Entgeltzahlungen für die Nutzung des Schweizer Elektrizitätsnetzes zu Transitzwecken (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 8). Fraglich ist schliesslich, inwiefern im Zuge eines Stromabkommens die Entflechtungsvorgaben zur Trennung von Netzbetrieb und Marktaktivitäten vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen, die in der Schweiz bislang hinter den Anforderungen der EU zurückbleiben (vgl. Hettich et al. 2020, 30 ff.), an diese anzugleichen wären (vgl. Hettich et al. 2020, 47).

Neben den EU-Energiebinnenmarktpaketen ist auch deren Erneuerbare-Energien-Richtlinie in der Fassung von 2009¹⁶, mittlerweile ersetzt durch die Neufassung aus dem Jahre 2018¹⁷, eine Verhandlungsgrundlage für das Abkommen (vgl. Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 8). Damit eng verbunden sind Fragen der Beihilfen (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 8; Heselhaus 2022, 62 f.), da das EU-Recht zwar ein grundsätzliches Verbot von Beihilfen kennt, die Europäische Kommission im Rahmen der Ausnahmeregelung des Art. 107 Abs. 3 AEUV¹⁸ aber Leitlinien u.a. zur Förderung erneuerbarer Energien erlassen hat.¹⁹ Schliesslich ist auch ein möglicher Einbezug der Schweiz in den transeuropäischen Energienetzausbau nach der TEN-E-Verordnung²⁰ Teil der Verhandlungen (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 8; vgl. allgemein zur Geschichte der Transeuropäischen Netze Lippert 2023, 42 ff.).

In Bezug auf das weitere Schicksal der bisherigen Verhandlungsergebnisse stellen sich – unabhängig vom erforderlichen Interesse beider Seiten an einer Wiederaufnahme der Verhandlungen – noch Fragen. So haben die bisherigen Verhandlungen wohl noch nicht das Clean Energy Package der EU aus dem Jahre 2019²¹ einbeziehen können (van Baal und Finger 2019, 13). Zudem wird die europäische Energiepolitik aktuell stark vom sog. *Green Deal* geprägt (dazu Heselhaus 2021). Hier wäre jeweils die Frage, inwiefern diese in weiteren Verhandlungen zu adressieren wären. Sodann wird teilweise die Ansicht geäussert, die Ausgangslage für die Verhandlungen habe sich verändert, da die EU angesichts besserer Interkonnektoren zwischen den Mitgliedstaaten nicht mehr in gleichem Masse auf ein Stromabkommen mit der Schweiz angewiesen sei (van Baal und Finger 2019, 11; vgl. auch Heselhaus 2022, 59).

Mögliche Konsequenzen eines fehlenden Stromabkommens

Ohne ein Stromabkommen ist davon auszugehen, dass die Schweiz von der EU grundsätzlich wie ein Drittstaat behandelt wird (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 7). Dies könnte verschiedene negative Auswirkungen auf die Stromversorgung der Schweiz zur Folge haben.

¹⁵ Vgl. Art. 9 Abs. 2 Verordnung (EU) 2019/943, ABl. EU 2019 L 158, S. 54. Vgl. zur unionsrechtlichen Bewertung von langfristigen Strombezugsverträgen auch EuGH, Rs. C-17/03 – Vereniging voor Energie, Milieu en Water, ECLI:EU:C:2005:362.

¹⁶ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. EU 2009 L 140, S. 16.

¹⁷ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. EU 2018 L 328, S. 82.

¹⁸ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. EU 2012 C 326, S. 47.

¹⁹ In der aktuellen Fassung sind dies die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01), ABl. EU 2022 C 80, S. 1.

²⁰ Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013, ABl. EU 2022 L 152, S. 45.

²¹ Siehe dazu https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.

So könnte für die Schweiz eine Teilnahme an europäischen Plattformen für die Beschaffung von Regelenergie, mit der Abweichungen zwischen Elektrizitätsproduktion und Elektrizitätsverbrauch auf Systemebene ausgeglichen werden, von Interesse sein (vgl. dazu Hettich et al. 2020, 36 f.). Art. 1 Abs. 6 der Electricity Balancing Guideline²² knüpft eine Teilnahme der Schweiz an diesen Plattformen jedoch ausdrücklich an den Abschluss eines Stromabkommens, es sei denn, der Ausschluss der Schweiz gefährde die Systemstabilität der Region (Lippert 2023, 73; van Baal et al. 2019, 16; van Baal und Finger 2019, 11). Die Swissgrid AG sowie die Übertragungsnetzbetreiber der EU-Mitgliedstaaten argumentieren, dass Letzteres der Fall sei; die Europäische Kommission ist dagegen der Auffassung, auch ohne Teilnahme der Schweiz bestünden ausreichende Möglichkeiten, die Systemsicherheit zu gewährleisten (Swissgrid AG 2021b, 4).

Der Ausschluss der Schweiz von den Regelenergieplattformen beschäftigt bereits die europäischen Gerichte. Die Swissgrid AG hatte sich per Nichtigkeitsklage gegen ein Schreiben der Europäischen Kommission gewehrt, mit der diese den Ausschluss des Schweizer Übertragungsnetzbetreibers von der Regelenergieplattform TERRE²³ anordnete. Das Gericht der Europäischen Union wies diese Klage aus prozessualen Gründen ab.²⁴ Die Rechtssache ist nun beim Europäischen Gerichtshof hängig (vgl. dazu ausführlich Zubler 2023, 90 ff.).²⁵

Bereits hingewiesen wurde auf das Market Coupling im Day-ahead- und Intraday-Handel, dass die Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten effizienter gestalten soll. Hierzu sieht Art. 1 Abs. 4 der Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)²⁶ eine Teilnahme der Schweiz ebenfalls nur nach Abschluss eines Stromabkommens vor (van Baal und Finger 2019, 11; Zubler 2023, 81; vgl. auch van Baal et al. 2019, 9 f., 16; Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 22). Der Ausschluss der Schweiz vom Market Coupling wird u.a. für gestiegene ungeplante Ringflüsse, sog. Loop Flows (vgl. zu diesen auch Lippert 2023, 51), verantwortlich gemacht, die das Schweizer Stromnetz belasten (Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 82 f.; van Baal et al. 2019, 18; Lippert 2023, 54; Zubler 2023, 82; differenziert zu den Auswirkungen Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 22 ff.; vgl. ferner Hettich et al. 2020, 34 ff.).

Ein weiterer Nachteil betrifft Herkunftsnachweise für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern (allgemein zu diesen Sonntag 2014). Hier dürfte ein grosses Interesse daran bestehen, solche Herkunftsnachweise europaweit handeln und anerkennen lassen zu können. Art. 19 Abs. 11 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie²⁷ sieht jedoch vor, dass seit 1. Juli 2021 Herkunftsnachweise von Drittländern nur noch anzuerkennen sind, wenn die EU mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung solcher Herkunftsnachweise abgeschlossen hat (vgl. auch van Baal et al. 2019, 18 f.). Dies bedeutet, dass seit diesem Zeitpunkt Schweizer Herkunftsnachweise nur noch für den freiwilligen Markt, hingegen nicht mehr für die obligatorische Stromkennzeichnung in die EU exportiert werden können.²⁸ Umgekehrt erkennt die Schweiz die aus der EU stammenden Herkunftsnachweise jedoch weiterhin an (Anhang 1 Ziffer 1.3 HKSV²⁹).

²² Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. EU 2017 L 312, S. 6.

²³ Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE), https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/.

²⁴ EuG, Rs. T-127/21 – Swissgrid v. European Commission, ECLI:EU:T:2022:868.

²⁵ EuGH, Rs. C-121/23 P – Swissgrid/Kommission.

²⁶ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 4. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. EU 2015 L 197, S. 24.

²⁷ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU 2018 L 328, S. 82.

²⁸ Vgl. <https://pronovo.ch/de/herkunftsnachweise/information/vermarktung-von-strom/>.

²⁹ Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) vom 1. November 2017, SR 730.010.1.

In Bezug auf die Markttransparenz wirkt sich ein fehlendes Stromabkommen ebenfalls nachteilig aus. Im Rahmen der REMIT-Verordnung sammelt ACER Daten der Marktteilnehmer und wertet diese aus, um hierdurch insbesondere Marktmanipulationen aufdecken zu können. Gemäss Art. 26a^{bis} ff. StromVV sind Schweizer Marktteilnehmer zwar verpflichtet, alle Informationen, die sie unter REMIT an EU-Behörden oder -Mitgliedstaaten liefert, gleichzeitig auch der Schweizer Regulierungsbehörde, der Elektrizitätskommission ElCom (zu dieser Kratz und Zeller 2014), zur Verfügung zu stellen (dazu Kawann 2014, 45 ff.). Ohne Stromabkommen würde die ElCom aber nicht von ACER über Unregelmässigkeiten informiert, die diese aufgrund der bei ihr kumulierten Daten sämtlicher EU-Mitgliedstaaten identifiziert (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 15 f.). In der Schweiz wird aktuell aufgrund des ausbleibenden Stromabkommens an einem eigenen, weitgehend den REMIT-Vorgaben entsprechenden Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten gearbeitet, das jedoch ebenfalls keine Zusammenarbeit mit der EU bei der Marktüberwachung zur Folge hätte (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation 2022, 6 f.; zu den Unterschieden zwischen einem bilateralen Stromabkommen und einem Schweizer Markttransparenzgesetz Kawann 2014, 47 ff.). Die entsprechende Botschaft ist vom Bundesrat am 29. November 2023 vorgelegt worden.³⁰

In der Literatur ist teilweise auch versucht worden, die Auswirkungen eines fehlenden Stromabkommens auf das gesamte Schweizer Energiesystem zu quantifizieren. Eine Studie kommt zum Schluss, dass ein fehlendes Abkommen zum vermehrten Bau von Gaskraftwerken in der Schweiz führen werde (van Baal et al. 2019, 39). Zudem könne es ab 2030 zu Problemen im Hinblick auf die Stromversorgungssicherheit kommen, und die Strompreise könnten im Vergleich zu den Nachbarländern stärker steigen (van Baal et al. 2019, 39 ff.; vgl. aber auch Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 31 ff.). Bezüglich der Versorgungssicherheit könnte sich dabei auch auswirken, dass die EU-Mitgliedstaaten einander in einer Versorgungskrise nach dem Solidaritätsprinzip Beistand schulden, was gegenüber Drittländern hingegen grundsätzlich nicht der Fall ist (Kratz 2023, 11).

Fraglich ist, inwiefern ein fehlendes Stromabkommen Auswirkungen auf den Netzausbau haben könnte. In der Vergangenheit hat der Bundesrat Befürchtungen geäussert, wonach die EU und ihre Mitgliedstaaten ohne ein Stromabkommen vermehrt Stromleitungen «um die Schweiz herum» bauen könnten.³¹ Die TEN-E-Verordnung zum europäischen Stromnetzausbau³² sieht in Anhang I Ziffer 1.1 als vorrangigen Stromkorridor u.a. die Nord-Süd-Stromverbindungsleitung in Westeuropa («NSI West Electricity») vor. Dieser Korridor betrifft letztlich auch die Schweiz, z.B. im Rahmen von Kapazitätssteigerungen an der italienischen Grenze (vgl. zur Vorgängerverordnung Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 13 f.). Finanziell könnte die Schweiz hiervon wohl aber auch im Falle eines Stromabkommens nur dann unmittelbar profitieren, wenn dies darin ausdrücklich geregelt würde, da Art. 5 Abs. 2 der Connecting Europe Facility (CEF)-Verordnung³³ grundsätzlich keine finanzielle Unterstützung von Drittländern bezüglich solcher Korridore vorsieht, es sei denn, eine solche sei für die Verwirklichung der Projektziele unerlässlich (vgl. zur Vorgängerverordnung Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 36).

Neben diesen bereichsspezifischen Auswirkungen könnten sich auch Konsequenzen allgemeiner Natur ergeben. So hat ein fehlendes Stromabkommen insbesondere den Nachteil, dass eine weitere Mitarbeit

³⁰ BBl 2023 2864.

³¹ Siehe die Stellungnahme des Bundesrates vom 18. Februar 2015 zur Interpellation 14.4175, abrufbar unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20144175>.

³² Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013, ABl. EU 2022 L 152, S. 45.

³³ Verordnung (EU) 2021/1153 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Juli 2021 zur Schaffung der Fazilität «Connecting Europe» und zur Aufhebung der Verordnungen (EU) Nr. 1316/2013 und (EU) Nr. 283/2014, ABl. EU 2021 L 249, S. 38.

der Schweiz in den energiebezogenen europäischen Gremien und Verbänden beeinträchtigt wird (siehe dazu die Übersicht bei Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 86, Tab. 1). Wie bereits dargelegt, ist die Schweiz an ENTSO-E nur eingeschränkt, an ACER sogar gar nicht beteiligt. Eine vollständige Mitwirkung in beiden Institutionen wäre wohl nur im Zuge eines Stromabkommens denkbar (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 40). Seitens des Bundesrates wurde in der Vergangenheit sogar befürchtet, es könne in Ermangelung eines Stromabkommens allenfalls zukünftig zu einem Ausschluss der Schweiz aus ENTSO-E kommen,³⁴ wobei dies in der Literatur eher für unwahrscheinlich gehalten wird (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 40 f.).

Schliesslich ist nicht zu unterschätzen, dass vor Abschluss eines Stromabkommens für sämtliche Marktteilnehmer – nicht nur, aber vor allem in der Schweiz – eine gewisse Rechtsunsicherheit besteht (vgl. auch Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 45; Hettich et al. 2020, 101; Lippert 2023, 72). Diese Rechtsunsicherheit resultiert einerseits aus den oben beschriebenen Konsequenzen eines fehlenden Abkommens, andererseits aber auch aus dem weiterhin nicht als ausgeschlossen erscheinenden Abschluss eines Stromabkommens zu einem späteren Zeitpunkt. Da gerade hinsichtlich der Stromnetzinfrastruktur und der Erzeugungskapazitäten Investitionsentscheidungen häufig vor einem sehr langen zeitlichen Horizont getroffen werden müssen, dürfte sich diese fehlende langfristige Rechtssicherheit tendenziell investitionshemmend auswirken (vgl. Hettich et al. 2020, 101).

Als dringlichstes Problem, das aus dem fehlenden Stromabkommen resultiert, wird derzeit die sog. 70%-Regel im EU-Elektrizitätsbinnenmarkt diskutiert. Gemäss Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung³⁵ müssen die EU-Mitgliedstaaten eine Mindestkapazität von 70 % auf den Interkonnektoren für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen (dazu Lippert 2023, 55). Dies bedeutet, dass nur 30 % der Kapazität auf den entsprechenden Netzelementen für die Bewältigung von internen Stromflüssen, Loop Flows und als Zuverlässigkeitsmarge zur Verfügung stehen (Art. 16 Abs. 8 letzter Satz Elektrizitätsbinnenmarktverordnung; dazu Zubler 2023, 79 f.; zur Berechnung der 70%-Kapazität Lippert 2023, 56 f.; zum technischen Hintergrund Swissgrid AG 2022, 2 f.).

Auch wenn sich dies nicht zwingend aus dem Wortlaut der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ergibt, ist nach deren Zweck und Systematik anzunehmen, dass der grenzüberschreitende Handel mit der Schweiz als Drittland nicht an die 70%-Kapazität angerechnet wird (Lippert 2023, 58 f.; vgl. auch Frontier Economics Ltd 2021, 13; Swissgrid AG 2022, 3; Zubler 2023, 82). Hiervon scheint auch ACER auszugehen (Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2019, 7). Im Falle eines Stromabkommens hätte eine entsprechende Anrechnung hingegen geregelt werden können (vgl. Lippert 2023, 59, 66; Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2019, 7). Es ist daher in Ermangelung eines solchen Abkommens zu befürchten, dass die EU-Mitgliedstaaten, um die 70%-Regel einzuhalten, die Grenzkapazität zu Drittländern wie der Schweiz einschränken könnten (Lippert 2023, 58; Swissgrid AG 2022, 3).

Teilweise konnten die EU-Mitgliedstaaten gemäss Art. 16 Abs. 9 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung die Anwendung der 70%-Regel durch die Vorlage von Aktionsplänen zur Reduktion inländischer Netzengpässe bis zum Jahre 2025 hinauszögern, wovon u.a. Österreich und Deutschland Gebrauch gemacht haben (Lippert 2023, 55; Swissgrid AG 2022, 1). Ab 2025 könnten sich demgemäss die Auswirkungen dieser Regel auf die Schweiz voll entfalten.

Weitergehende «Horrorszenarien» wie die einseitige physische Entkoppelung der EU vom Schweizer Stromnetz erscheinen dagegen aus heutiger Sicht als sehr unwahrscheinlich (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 42 f.).

Teilweise könnte das Unterbleiben eines Stromabkommens auch Vorteile aufweisen. So wäre die Schweiz allenfalls in Bezug auf einzelne Elemente des Strommarktdesigns freier als dies nach Abschluss eines

³⁴ Siehe die Stellungnahme des Bundesrates vom 18. Februar 2015 zur Interpellation 14.4175 (Fn. 79).

³⁵ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU 2019 L 158, S. 54.

solchen Abkommens der Fall wäre. Bei Abschluss eines Stromabkommens wäre etwa fraglich, inwiefern das EU-Beihilfeverbot Anwendung finden würde. Derzeit unterstehen finanzielle Förderinstrumente im Schweizer Energiemarkt lediglich allenfalls dem Subventionsgesetz³⁶. Sollte dagegen ein institutionelles Rahmenabkommen zwischen der Schweiz und der EU vereinbart werden, würde sich die Interessenlage stark verändern. Dann wäre – je nach Ausgestaltung des Rahmenabkommens – von grosser Bedeutung, dass zumindest die entsprechenden Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission³⁷ Anwendung fänden, was gegebenenfalls – soweit dies nicht bereits im Rahmenabkommen selbst geregelt wäre – in einem Stromabkommen vorgesehen werden könnte (vgl. dazu van Baal et al. 2019, 17 f.; zur Einordnung der Schweizer Förderinstrumente in das EU-Beihilfenrecht Hettich et al. 2020, 17 ff.). Bislang scheinen die möglichen Auswirkungen des EU-Beihilfenrechts auf die Schweiz im Falle entsprechender Abkommen noch unterschätzt zu werden.

Ohne ein Stromabkommen bestünde für die Schweiz weitgehende Handlungsfreiheit in Bezug auf langfristige Bezugsverträge, wie sie bislang insbesondere mit Frankreich bestehen, da die Vorgaben der EU in Bezug auf die Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten keine Anwendung auf die Schweiz finden. Allerdings ist ohne ein Stromabkommen die Frage, inwiefern über die verbleibende Laufzeit dieser Verträge eine finanzielle Kompensation für den Vorrang bei der Kapazitätsvergabe zu erfolgen hat (vgl. dazu van Baal et al. 2019, 18; zur Bedeutung dieser Bezugsverträge auch Jegen 2009, 583). Erst im Juni 2023 ist ein Bezugsvertrag mit der Electricité de France um 15 Jahre verlängert worden.³⁸ Nach dem Schweizer Recht haben Lieferungen aus internationalen Bezugsverträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen worden sind, bei der Kapazitätszuteilung Vorrang (Art. 17 Abs. 2 StromVG).

Grösserer politischer Handlungsspielraum bestünde auch in Bezug auf die vollständige Strommarktöffnung, die aktuell von beiden Räten wieder fallen gelassen wurde (vgl. dazu auch Kratz 2023, 3).³⁹ Diese wäre wohl Voraussetzung für ein Stromabkommen (vgl. Heselhaus 2022, 63 f.; Hettich et al. 2020, 47); ohne ein solches bestünde hingegen grundsätzlich die Möglichkeit, die derzeitige Teilliberalisierung noch längere Zeit bestehen zu lassen, falls dies politisch gewünscht wird. In Bezug auf die politischen Handlungsspielräume ist zudem zu beachten, dass das Stromabkommen jedenfalls nach derzeitigem Stand an den Abschluss eines institutionellen Rahmenabkommens geknüpft wäre, das wiederum in vielen weiteren Politikbereichen mit einer Einschränkung der Handlungsfreiheit (dafür aber auch mit allfälligen weiteren Vorteilen in Bezug auf den Marktzugang) verbunden wäre (vgl. dazu Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 45).

Lösungsansätze

Als Alternative zu einem umfassenden Stromabkommen käme zunächst ein Beitritt der Schweiz zur Energiegemeinschaft in Betracht (dazu Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 47 ff.). Diese ist über den Energy Community Treaty⁴⁰ mit der EU verbunden und umfasst derzeit Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kosovo, Nordmazedonien, Georgien, Moldau, Montenegro, Serbien und die Ukraine.⁴¹ Allerdings verpflichtet der Energy Community Treaty nach dessen Artikeln 10 und 11 zur Übernahme des in Anhang I aufgeführten europarechtlichen *Aquis* zum Energiebereich. Dieser Bestand ist recht

³⁶ Bundesgesetz über Finanzhilfen und Abgeltungen (Subventionsgesetz, SuG) vom 5. Oktober 1990, SR 616.1.

³⁷ Siehe bereits oben Fn. 68.

³⁸ Siehe die Medienmitteilung der Energiefinanzierungs AG (ENAG) vom 26. Juni 2023, abrufbar unter <http://www.enag.biz/de/new.php>.

³⁹ Die jeweils aktuelle Fassung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, das u.a. das StromVG ändern soll (und ursprünglich die vollständige Marktöffnung vorsah), ist abrufbar unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20210047>.

⁴⁰ Abrufbar unter <https://www.energy-community.org/legal/treaty.html>.

⁴¹ Die aktuelle Liste der Mitgliedstaaten ist abrufbar unter <https://www.energy-community.org/aboutus/whoweare.html>.

umfangreich und umfasst unter anderem die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019/944⁴² und die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019/943⁴³. Angesichts dessen ist kaum ersichtlich, welche Vorteile die Mitgliedschaft in der Energiegemeinschaft im Vergleich zu einem bilateralen Stromabkommen für die Schweiz hätte, zumal sich die Schweiz allenfalls bezüglich des Einbezugs weiterer EU-Vorschriften in den Energy Community Treaty einem Mehrheitsentscheid zu fügen hätte (vgl. Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 49).

Es könnte auch versucht werden, die Nachteile des fehlenden Stromabkommens über einzelne Verträge auszugleichen. Hierbei ergeben sich jedoch vielfältige praktische Probleme für die Schweiz. Beispielhaft kann hier erneut der Synchronzonenvertrag (SAFA) genannt werden (dazu Zubler 2023, 84 ff.; vgl. auch Lippert 2023, 60). Dieser regelt unter anderem operative Fragen in der Synchronzone «Continental Europe», in der sich auch die Schweiz befindet (Swissgrid AG 2021a, 3; Zubler 2023, 84). An allfälligen Überarbeitungen dieses Vertrags in Zusammenhang mit der für diesen Vertrag massgeblichen System Operation Guideline⁴⁴ ist die Schweizer Regulierungsbehörde ElCom aber aufgrund ihres Ausschlusses aus ACER nicht mehr formal beteiligt. Die Einflussmöglichkeiten beschränken sich daher auf die informale Kommunikation seitens Swissgrid mit den EU-Behörden, insbesondere zur technischen Zusammenarbeit (vgl. Zubler 2023, 85 f.). Praktische Probleme ergaben sich hieraus unter anderem im Hinblick auf Datenherausgabepflichten (Zubler 2023, 88).

Neben solchen grösseren Vertragswerken, die eine ganze Region betreffen, käme auch die direkte Zusammenarbeit mit einzelnen Nachbarländern in Betracht, die ebenfalls vertraglich gestaltet werden könnte (vgl. Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 51 f.). Teilweise konnten auf diese Weise bereits Erfolge erzielt werden, indem gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden oder Übertragungsnetzbetreibern der betroffenen EU-Mitgliedstaaten technische Lösungen gefunden wurden (vgl. Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 83 f.; im Kontext der 70%-Regel Swissgrid AG 2022, 4). Allerdings besteht im Energiebereich ein Mechanismus für den Informationsaustausch über Abkommen zwischen EU-Mitgliedstaaten und Drittländern nach dem Beschluss 2017/684⁴⁵ (vgl. auch zum Vorgängerbeschluss Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 52). Nach dessen Art. 5 behält sich die Europäische Kommission insbesondere eine Prüfung des betreffenden Abkommens vor. Dieses darf gemäss Art. 5 Abs. 4 nicht unterzeichnet werden, bevor die Kommission zu allfälligen Zweifeln an der Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht Stellung genommen hat oder die Frist hierzu verstrichen ist.

Die Schweiz kann auch informell auf Rechtsetzungsprozesse in der EU einwirken, etwa, indem sie auf EU-Mitgliedstaaten Einfluss nimmt. Teilweise wird dabei postuliert, der Schweiz käme faktisch ein grösseres Gewicht zu als manchen kleineren EU-Mitgliedstaaten, obwohl Letztere ein Stimmrecht ausüben (siehe den Nachweis bei Hofmann, Kolcava und Thaler 2022, 84).

Die Schweiz könnte auch versuchen, zunächst einseitig ihr eigenes Strommarktrecht stärker unionsrechtskonform zu gestalten, um hierdurch möglicherweise eine stärkere Bereitschaft seitens der EU zur Wiederaufnahme von Verhandlungen über ein Stromabkommen zu erzielen. So würde die Konformität mit dem Dritten Energiebinnenmarktpaket der EU eine vollständige Liberalisierung des Strommarkts erfordern (Hettich, Walther und Schreiber Tschudin 2015, 9). Zudem könnte eine solche Voll liberalisierung auch für sich betrachtet Vorteile für den Schweizer Strommarkt aufweisen (Kratz 2023, 3), zumal der Strompreisanstieg der vergangenen Jahre gezeigt hat, dass die Grundversorgung je nach

⁴² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. EU 2019 L 158, S. 125.

⁴³ Siehe Fn. 83.

⁴⁴ Siehe oben Fn. 57.

⁴⁵ Beschluss (EU) 2017/684 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2017 zur Einrichtung eines Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Abkommen und nicht verbindliche Instrumente zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern im Energiebereich, und zur Aufhebung des Beschlusses Nr. 994/2012/EU, ABl. EU 2017 L 99, S. 1.

Beschaffungsstrategie des jeweiligen Versorgers nur unzureichend vor Preisschwankungen am Markt schützt. Es bleibt daher abzuwarten, ob – auch wenn dieses Thema wie gezeigt derzeit politisch keine Priorität genießt – die vollständige Strommarktöffnung mittelfristig wieder im Parlament beraten werden wird.

Im Auftrag des BFE und der ElCom wurde 2021 eine Studie erstellt, die verschiedene Szenarien einer engeren oder lockereren Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Stromsektor auf ihre möglichen Konsequenzen untersucht (Frontier Economics Ltd 2021). Im von den Urhebern der Studie als eher unrealistisch bezeichneten Referenzszenario eines «Status Quo» käme es aufgrund hoher Transitflüsse zu sehr hohen Kosten für Redispatchmassnahmen⁴⁶ (Frontier Economics Ltd 2021, 35 f.). In einem Worst case-Szenario, in der keine Kooperation zwischen der Schweiz und der EU stattfindet und die EU-Mitgliedstaaten die 70%-Regel vor allem durch eine Reduktion der Grenzkapazitäten zur Schweiz umsetzen, würden trotz geringerer Redispatchkosten die grössten Wohlfahrtseinbussen entstehen (Frontier Economics Ltd 2021, 36 f.). Eine zumindest technische Kooperation, gestützt auf Verträge der Swissgrid AG mit den relevanten Übertragungsnetzbetreibern der EU-Mitgliedstaaten, würde dagegen je nach konkreter Umsetzung zu geringfügigen Wohlfahrtsverlusten bis hin zu erheblichen positiven Wohlfahrtseffekten führen (Frontier Economics Ltd 2021, 38 f.). Die grösste Wohlfahrtssteigerung würde sich schliesslich bei Abschluss eines Stromabkommens ergeben (Frontier Economics Ltd 2021, 39 f.). Darüber hinaus hätte eine stärkere Zusammenarbeit tendenziell positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit (Frontier Economics Ltd 2021, 42 ff.). Weitere Untersuchungen ergeben, dass Schweizer Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger mehrheitlich den Abschluss eines Stromabkommens befürworten (Hettich et al. 2020, 83).

Fazit

Die Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Energiebereich hat eine lange Tradition, die der zentralen geographischen Lage der Schweiz und ihrer damit verbundenen Bedeutung als Transitland für die EU geschuldet ist. In den letzten Jahren hat sich die Zusammenarbeit aber tendenziell verschlechtert, und der Einfluss der Schweiz auf die entsprechenden politischen Prozesse in der EU ist gesunken. Angesichts der gemeinsamen Herausforderungen in Bezug auf den Klimawandel und die Energieversorgungssicherheit ist dies ein besorgniserregender Befund.

In Abwesenheit eines Stromabkommens stellt sich insbesondere die mangelnde Teilnahme am Market Coupling zur effektiveren Bereitstellung von grenzüberschreitender Kapazität als mögliches Problem heraus. Zudem könnte der Ausschluss der Schweiz von den neuen Regenergieplattformen negative Auswirkungen haben. Schliesslich wird aktuell vor allem befürchtet, dass aufgrund der sog. 70%-Regel der EU zukünftig weniger Grenzkapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel der Schweiz bereitstehen könnte.

Studien zeigen, dass die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz umso positiver ausfallen, je enger die Zusammenarbeit mit der EU auf dem Energiesektor ausgestaltet wird. Eine Mitgliedschaft in der Energiegemeinschaft scheint dabei jedoch keine geeignete Alternative zum Abschluss eines Stromabkommens darzustellen. Vielmehr kommt vor allem die möglichst weitgehende, vertraglich mit den Nachbarländern bzw. deren Übertragungsnetzbetreibern vereinbarte technische Kooperation als Lösungsansatz in Betracht, wie ihn die Swissgrid AG bislang bereits verfolgt. Am umfassendsten liessen sich Wohlfahrt und Versorgungssicherheit jedoch weiterhin durch ein bilaterales Stromabkommen fördern.

Es bleibt daher zu hoffen, dass sich möglichst bald – allenfalls auch im Rahmen eines institutionellen Rahmenabkommens – erneut eine Verhandlungsbereitschaft auf Seiten der EU wie auch der Schweiz

⁴⁶ Diese erfolgen im Rahmen von Art. 5 Stromversorgungsverordnung (StromVV, SR 734.71). Siehe dazu <https://www.swissgrid.ch/en/home/customers/topics/redispatch.html>.

ergibt. Insofern ist die Verabschiedung eines Verhandlungsmandats mit der EU durch den Bundesrat am 8. März 2024 zu begrüßen.⁴⁷ Die Schweiz könnte den Verhandlungen Vorschub leisten, indem der eigene nationale Rechtsrahmen möglichst konform mit dem EU-Elektrizitätsbinnenmarkt ausgestaltet wird. Vor diesem Hintergrund könnte insbesondere die derzeit politisch unpopuläre vollständige Strommarktöffnung zukünftig wieder an Bedeutung gewinnen.

Literaturverzeichnis

Agency for the Cooperation of Energy Regulators. 2019. Recommendation No 01/2019 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943.

Benton, Tim G., Antony Froggatt und Laura Wellesley. 2022. The Ukraine war and threats to food and energy security: Cascading risks from rising prices and supply disruptions. Research Paper, Environment and Society Programme.

Bundesamt für Energie. 2022. «Risikovorsorge der Schweiz für Strom.» Bern.

Bundesrat. 2021. Das Institutionelle Abkommen Schweiz-EU wird nicht abgeschlossen. Medienmitteilung. 26. Mai 2021. Zugriff 23. April 2024. <https://www.eda.admin.ch/eda/de/home/das-eda/aktuell/news.html/content/eda/de/meta/news/2021/5/26/83705.html>.

Council of the European Union. 2014. Negotiating mandate for an EU-Switzerland institutional framework agreement. Medienmitteilung. 6. Mai 2014.

Drössler, Lisa und Kaja Hollstein. 2014. «Unter Spannung: Der Weg zum europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkt». In Kawann 2014, 27–42.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. 2022. Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (GATE): Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage. Bern.

Frontier Economics Ltd. 2021. «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU: Schlussbericht.»

Heselhaus, Sebastian. 2021. «Die Bedeutung des europäischen Grünen Deals für die Energiebranche in Zeiten der Pandemie: Verdeckte Revolution oder heisse Luft?» In *Energierechtstagung 2020*, hrsg. von Sebastian Heselhaus und Markus Schreiber, 113–30. Zürich/St. Gallen: Dike Verlag AG.

Heselhaus, Sebastian. 2022. «The Quest for the Future Energy Mix in the EU and in Switzerland: Fighting Climate Change And/or Promoting Security of Supply?». In Kachi and Hettich 2022, 49–66.

Heselhaus, Sebastian und Markus Schreiber (Hrsg.). 2023. *Energierechtstagung 2022: 5. Tagung zum Recht und Management der Energiewirtschaft an der Universität Luzern vom 29. April 2022*. Schriften zum Energierecht (SzE) 25. Zürich: Dike Verlag.

Hettich, Peter, Philipp Thaler, Livia Camenisch, Benjamin Hofmann, Beatrice Petrovich und Rolf Wüstenhagen. 2020. *Europeanization of the Swiss Energy System*. Genf, Zürich, Basel, Zürich/St. Gallen: SwissLex; Dike Verlag AG.

⁴⁷ Das Verhandlungsmandat ist abrufbar unter <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-100342.html>. Siehe auch die Stellungnahme der ElCom zu einer Entwurfsfassung, abrufbar unter <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/mitteilungen.html>.

- Hettich, Peter, Simone Walther und Sabine Schreiber Tschudin. 2015. *Schweiz ohne Stromabkommen. Schriften zum Energierecht*. Band 1. Zürich, St. Gallen: Dike.
- Hofmann, Benjamin, David Kolcava und Philipp Thaler. 2022. «The Role of Switzerland in European Electricity Governance: Shaper, Follower or Outsider?». In Kachi and Hettich 2022, 67–92.
- Jegen, Maya. 2009. «Swiss Energy Policy and the Challenge of European Governance.» *Swiss Polit Sci Rev* 15, Nr. 4: 577–602.
- Kachi, Aya und Peter Hettich (Hrsg.). 2022. *Swiss Energy Governance: Political, Economic and Legal Challenges and Opportunities in the Energy Transition*. Bern: Springer Nature.
- Kawann, Cornelia (Hrsg.). 2014. *Energie im Wandel: Frauen gestalten die Schweizer Energiezukunft*. Essen: etv Energieverl.
- Kawann, Cornelia. 2014. «Weisser Fleck oder EU-Integration? Transparenz und Integrität am Energiemarktplatz Schweiz.» In Kawann 2014, 43–52.
- Kratz, Brigitta. 2023. «Mantelerlass zur Revision StromVG und EnG: Vorgezogenes, Vordringliches und Verbleibendes.» In Heselhaus and Schreiber 2023, 1–37.
- Kratz, Brigitta und Nicole Zeller. 2014. «Rolle und Gestaltungsspielraum der Regulierungsbehörde ElCom im Schweizer Strommarkt.» In Kawann 2014, 81–100.
- Lippert, André. 2023. «Grenzüberschreitende Kapazitäten nach der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Unionsrechtliche Anforderungen und mitgliedstaatliche Spielräume.» In Heselhaus and Schreiber 2023, 39–76.
- Sontag, Astrid. 2014. «Herkunftsnachweise für Strom und ihr Handel in Europa und der Schweiz.» In Kawann 2014, 209–17.
- Swissgrid AG. 2015. «Market Coupling.» Factsheet.
- Swissgrid AG. 2021a. «Synchronous Area Framework Agreement (SAFA).» Factsheet.
- Swissgrid AG. 2021b. «TERRE: Europäische Plattform für die gemeinsame Vorhaltung von Regelleistung.» Factsheet.
- Swissgrid AG. 2022. «EU 70 % Criterion.» Factsheet.
- Union for the Coordination of the Transmission of Electricity. 2009. «The 50 Year Success Story: Evolution of a European Interconnected Grid.»
- van Baal, Paul Adrianus und Matthias Finger. 2019. «The Effect of European Integration on Swiss Energy Policy and Governance.» *PaG* 7 (1): 6–16.
- van Baal, Paul Adrianus, Matthias Finger, Manuel Fischer, Martino Maggetti, Livia Morger, Géraldine Pflieger und Jan-Erik Refle. 2019. «The Swiss energy transition and the relationship with Europe.» Complementary study NRP70 Energy Turnaround / NRP71 Managing Energy Consumption, final report.
- Zimmermann, Nesa und Valérie Défago. 2023. „Les exigences découlant de l’Accord de Paris: Studie «Die Alpen für eine klimapositive Schweiz», Factsheet 1e.“
- Zubler, Stefanie. 2023. «Das Schweizer Übertragungsnetz im europäischen Spannungsfeld.» In Heselhaus and Schreiber 2023, 77–94.

3.5 Netzanschluss von Photovoltaikanlagen

Christof Bucher

Netzausbau zur Solarstromintegration?

Sowohl in der Schweiz wie auch in Europa herrscht weitgehender Konsens, dass die Stromnetze zur Umsetzung der Energiewende auf allen Ebenen ausgebaut werden müssen. Die ENTSO-E geht davon aus, dass die Net Transfer Capacity (NTC) der Schweiz ins Ausland von gut 10 GW im Jahr 2020 auf rund 18 GW im Jahr 2040 ausgebaut werden soll (ENTSOE 2019). Die vom Bundesamt für Energie (BFE) publizierte Verteilnetzstudie (Willemsen 2022) geht bei einer installierten PV-Leistung in der Schweiz von 41.3 GW von einem Anstieg der Netzkosten 2020-2050 um 132 % aus (Szenario ZERO A, stärkste Elektrifizierung). Dabei wird allerdings auch angenommen, dass durch eine intelligente Netzintegration von PV-Anlagen erhebliche Ausbaukosten eingespart werden können. Die BKW als grösste Schweizer Verteilnetzbetreiberin sieht in einer Studie insbesondere einen erzeugungsgetriebenen Netzausbaubedarf und geht bei einem schweizweiten Ausbau der Photovoltaik auf 37.5 GW von einer gleichzeitigen Netzeinspeisung von 23 GW aus (BKW 2023). Sie macht dabei ebenfalls geltend, dass mit einem Einspeisemanagement der PV-Anlagen der Netzausbaubedarf gesenkt werden kann. Werde die Einspeisung beispielsweise auf 70 % der Nennleistung gedrosselt, reduziere sich der Netzausbaubedarf um 30 %. Der Energieertragsverlust der PV-Anlage wird dabei unter Vernachlässigung eines allfälligen Eigenverbrauchs auf maximal 3 % quantifiziert.

Die Studien von VSE und BKW gehen davon aus, dass die erwarteten Leistungen zu grossen Teilen ans Stromnetz angeschlossen werden. Die Leistungsreduktion auf 70 % wird als wertvolle und kostensenkende Option angesehen.

Deutlich weiter geht ein Diskussionspapier der Berner Fachhochschule (BFH) (Bucher 2023). In Übereinstimmung mit den obengenannten Studien halten die Autoren fest, dass die Leistungsspitzen der PV-Anlagen eine Herausforderung für die Netze und energetisch wie ökonomisch wenig wertvoll sind. Zusätzlich wird aber aufgrund der heute maximalen vertikalen Netzlast von 8.4 GW (Swissgrid 2023) und der Schweizer Pumpspeicherkapazität von heute rund 3.7 GW, künftig bis zu 5.5 GW (Willemsen 2022) angenommen, dass die Produktionsspitzen von PV-Anlagen mangels Abnehmer unabhängig des Verteilnetzausbaus nicht ins Netz eingespeist werden können. So zeigt keine der obengenannten Studien auf, welche Abnehmer für 20 oder 30 GW Leistung gefunden werden können. Weil alle Nachbarnländer der Schweiz ebenfalls einen hohen Anteil Solarstrom in ihren Ländern prognostizieren,¹ scheint auch der Export von Solarstrom in grossem Umfang nicht möglich. Abbildung 1 zeigt diesen Zusammenhang qualitativ auf.

Das Diskussionspapier der BFH stellt deshalb die rhetorische Frage: «Warum das Verteilnetz ausbauen, wenn die Leistung ohnehin nicht abgenommen werden kann?» und schlägt Netzintegrationsmassnahmen

¹ Siehe <https://www.ingenio-web.it/articoli/impianto-fotovoltaico-in-italia-210-000-impianti-con-2-5-gw-di-capacita-nel-2022-tutti-i-dati-nel-report-gse/>
<https://anie.it/rinnovabili-servono-altri-60-65-gw-di-fotovoltaico-ed-eolico-entro-il-2030/?contesto-articolo=/servizi/ambiente-energia/notizie/>
<https://pvaustria.at/bundeslaender/>
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
<https://www.effy.fr/flash-info/100-gigawatts-solaire-2050-quelle-place-autoconsommation-residentielle>

vor, die über die geforderte 70%-Lastreduktion von VSE und BKW hinausgehen. Diese Netzintegrationsmassnahmen werden im Folgenden vorgestellt.

Diese rhetorische Frage sowie auch die Abbildung 1 beziehen sich auf ein Energiesystem respektive ein Stromnetz, bei dem Verbraucher und Produzenten eng miteinander verknüpft sind. Wenn die Produktionsanlagen fernab von den Lasten gebaut werden (beispielsweise alpine PV-Anlagen oder Windparks fernab der Bevölkerungszentren) wird ein ausreichend dimensionierter Netzanschluss benötigt werden. Auch in diesem Fall stellt sich jedoch die Optimierungsfrage, ob Produktionsspitzen am Ort der Produktion gespeichert oder verworfen werden sollen, oder ob entsprechende Speicher bzw. Lastmanagementlösungen in Verbrauchsnähe realisiert werden und entsprechend leistungsstärkere Verbindungsleistungen gebaut werden müssen. So oder so werden die geplanten alpinen PV-Anlagen nicht ohne neue Anschlussleitungen an das Stromnetz gebaut werden können, wenn sie nicht direkt bei bereits vorhandener Infrastruktur errichtet werden können (Brand 2023).

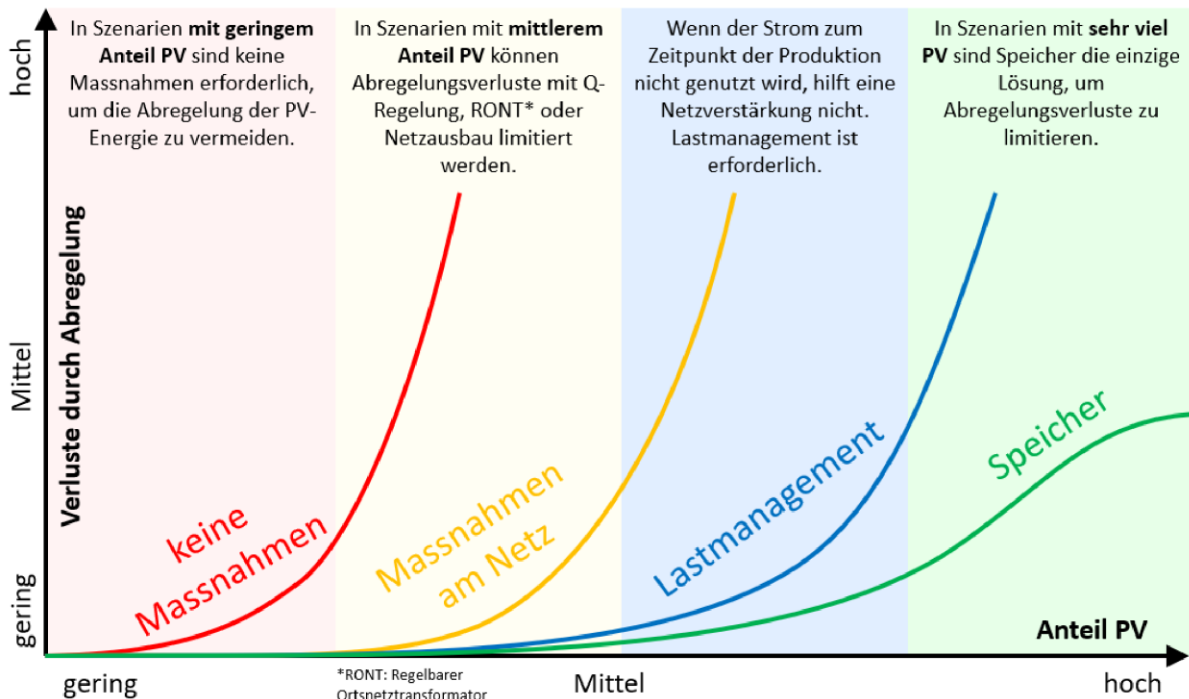


Abbildung 1: Massnahmen am Netz dienen nur dann der Reduktion der Abregelungsverluste, wenn im Netz ein Verbraucher oder Speicher zur Verfügung steht (Bucher 2023).

Leistungsbegrenzung am Einspeisepunkt

Zentral zur Reduktion des produktionsgetriebenen Verteilnetzausbaus ist die zuverlässige Begrenzung der Netzeinspeisung am Netzanschlusspunkt. Abbildung 2 zeigt am Beispiel einer Einstrahlungsmessung auf, dass der grösste Teil der Sonnenenergie in einem tiefen Leistungsband anfällt. Falls das Netz für die Produktion ausgebaut wird, dann erfolgt dies also primär zur Absorption von Leistungsspitzen und nur untergeordnet zur Aufnahme von mehr Energie. Aus diesem Grund ist es sinnvoller, die Leistungsspitzen gar nicht erst ins Stromnetz zu integrieren, sondern dezentrale Lösungen zur Reduktion der Leistungsspitzen zu implementieren.

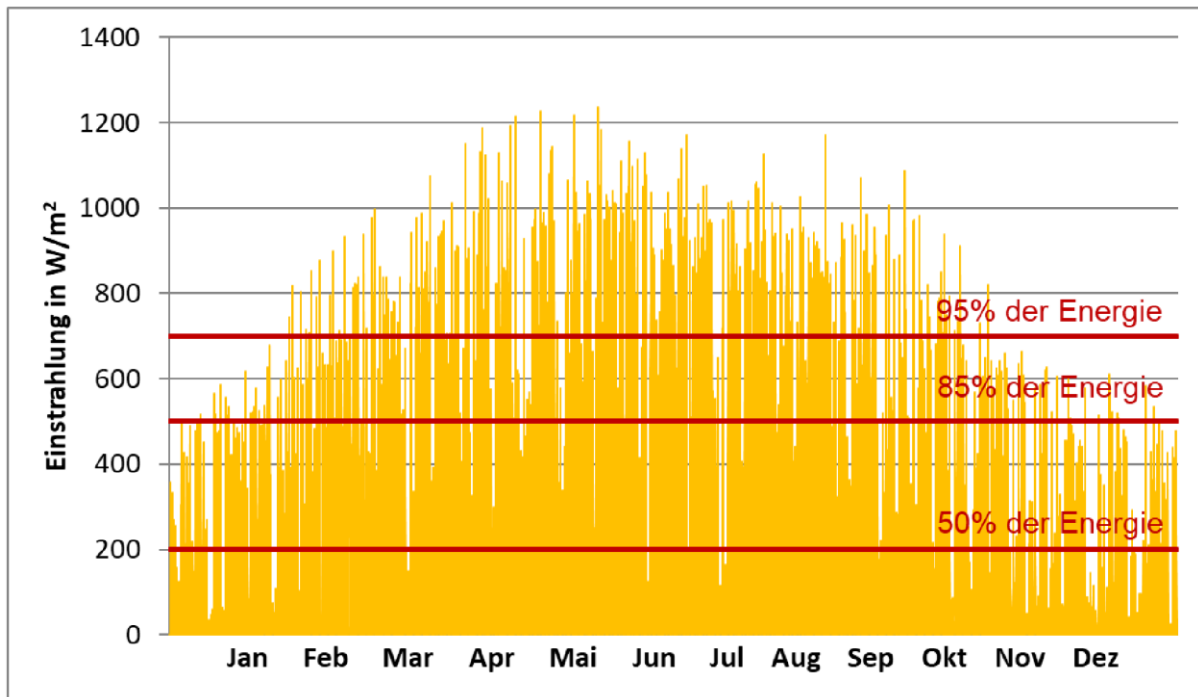


Abbildung 2: Der grösste Teil der Sonnenenergie steckt in einem tiefen Leistungsband.

Diese Erkenntnis ist weder neu noch unerprobt. Die meisten heute verkauften Wechselrichter für PV-Anlagen verfügen bereits über die Möglichkeit einer dynamischen Leistungsreduktion; nicht zuletzt, weil dies in vielen Ländern in der einen oder anderen Form bereits gefordert wird. Abbildung 3 zeigt exemplarisch, wie ein entsprechendes System aufgebaut werden kann. Neu wäre hingegen, diese Möglichkeiten flächendeckend in der Netzplanung zu berücksichtigen und damit den Netzausbaubedarf nicht für ein hypothetisches Extremszenario, sondern auf ein realistisches Szenario zu berechnen.

Netzbetreiber haben bisher zurecht argumentiert, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen die Durchsetzung solcher Konzepte gar nicht zulassen würden. Zwar könnten die Verteilnetzbetreiber im Rahmen von bilateralen Verhandlungen (spricht: optionale Tarifangebote) durchaus Anreize für ein netzdienliches Verhalten schaffen (EnG, Art. 15 Abs. 3), nur wenige wie z. B. Groupe E haben aber davon im Rahmen von Pilotprojekten Gebrauch gemacht (Joss 2023).

Im Zuge der neuen Energiegesetzgebung (Mantelerlass) dürfte sich dies voraussichtlich ändern. Flexibilität erhält einen höheren Stellenwert und Netzbetreiber dürfen die Abregelung einer gewissen Energiemenge vorsehen (Änderung StromVV vom 29. September 2023, Art. 17c, Abs. 4a, vor Ablauf der Referendumsfrist.). In welchem Umfang dies wahrgenommen wird, zeichnet sich derzeit noch nicht ab. Keine der eingangs zitierten Studien zeigt Szenarien mit Leistungsbeschränkungen am Einspeisepunkt von weniger als 70 %.

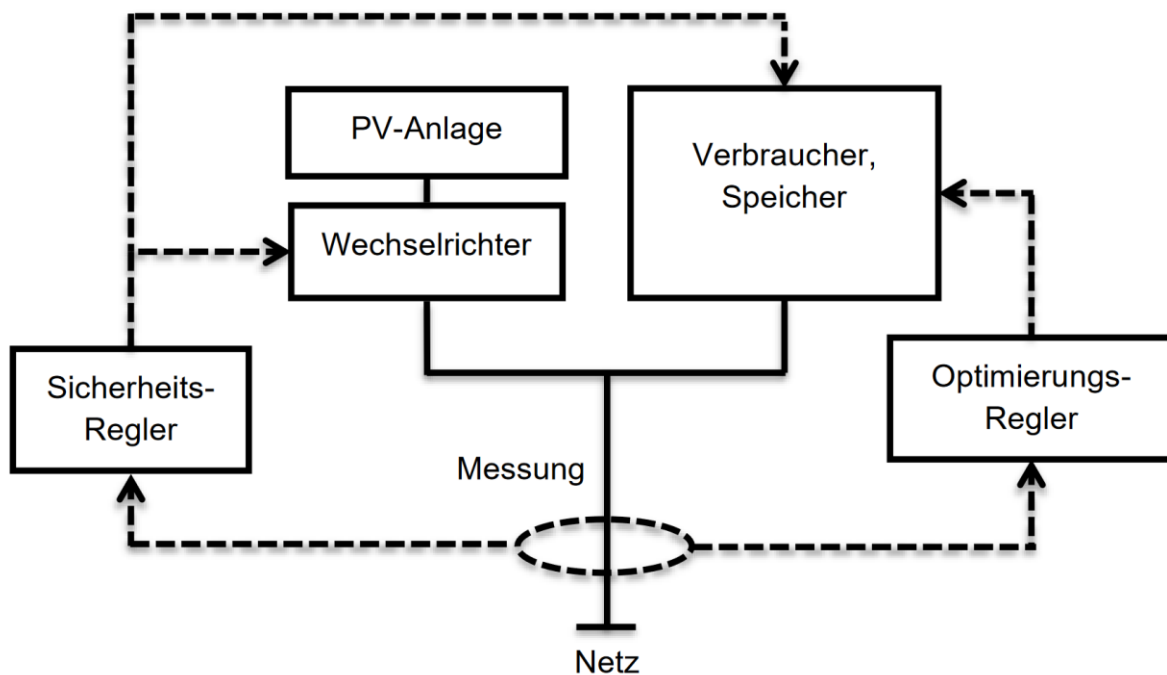


Abbildung 3: Beispiel einer Eigenverbrauchsoptimierung mit dynamischer Leistungsbegrenzung.

Anreize zu netzdienlichem Verhalten

Bis vor wenigen Jahren war die typische PV-Anlage in der Schweiz den folgenden Marktbedingungen ausgesetzt:

- Jede eingespeiste Kilowattstunde wird mit dem gleichen Preis vergütet
- Jede bezogene Kilowattstunde hat denselben Preis resp. im Doppeltarifsystem einen Tag- und Nacht- / Wochenendpreis
- Für die Spitzenleistung (=Netzbelastung) muss nicht bezahlt werden
- Eigenverbraucher Solarstrom ist profitabler als ins Netz eingespeister Solarstrom

Nur der letzte Punkt fördert ein angebots- und nachfrageorientiertes Verhalten von Verbrauchsstätten mit PV-Anlagen. Allerdings gibt es dabei keine Anreize für ein netzdienliches Verhalten im Sinne der Infrastrukturentlastung. Netzbetreiber haben bisher auch keine regulatorischen Anreize, ihrerseits Anreize für netzdienliches Verhalten zu schaffen. Im Rahmen ihrer Monopolstellung können sie Infrastrukturkosten an die Endverbraucher weiterverrechnen.

Diese Rahmenbedingungen sind nicht geeignet, um Solarstrom in der Grössenordnung von 50 % des elektrischen Jahresenergiebedarfs der Schweiz ins Stromnetz zu integrieren. Die in Kapitel 4.2 vorgestellten Massnahmen werden kaum umgesetzt, wenn nicht entsprechende Vorschriften oder Anreize gemacht werden. Die Möglichkeiten zur Umsetzung solcher Anreize sind vielfältig. Einige Ideen sind:

- Wer einen Batteriespeicher netzdienlich betreibt, erhält einen höheren Einspeisetarif für Solarstrom.
- Wer sicherstellt, dass keine Leistungsspitzen ins Netz eingespeist werden, erhält einen höheren Einspeisetarif für Solarstrom.
- Dynamische Tarife: Verbrauchs- und Einspeisetarife werden dynamisch festgelegt (z. B. am Vortag oder laufend während dem Tag): Bei Überschussstrom sinken sie, bei knappem Stromangebot steigen sie.

Bisher waren die Schweizer Verteilnetzbetreiber zurückhaltend in der Einführung entsprechender Angebote; nicht zuletzt mit Verweis auf die geforderte Trennung von Netz- und Energiegeschäft. Der Mantelerlass schafft hierzu jedoch neue gesetzliche Rahmenbedingungen. Entsprechende Anreize sollen nicht das soziale Verhalten der Endverbraucher beeinflussen, sondern in Energiemanagersystemen implementiert werden, die ihrerseits automatisiert die Stromrechnung der Kunden minimieren.

Netzbildende Wechselrichter

Das Rückgrat des europäischen Verbundnetzes ist die von rotierenden Massen stabil gehaltene Netzfrequenz von 50 Hz. Der laufende Ersatz von rotierenden Massen (Motoren und Generatoren) durch Wechselrichter macht die Netzfrequenz volatil. Um dem entgegenzuwirken, werden heute sogenannte netzbildende Wechselrichter diskutiert. Die sieben netzbildenden Funktionen sind nach (ENTSO-E 2022):

1. Bildung der Systemspannung
2. Beitrag zur Kurzschlussleistung
3. Beitrag zur Systemträgheit (manchmal auch «synthetic inertia» oder «virtual inertia» genannt)
4. Unterstützung des Systemüberlebens, insb. bei Auftrennung des europäischen Verbundsystems
5. Kompensation von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in der Netzspannung
6. Kompensation des nicht ausgeglichenen Netzes
7. Verhinderung nachteiliger Wechselwirkungen mit der Netzregelung

Rein technisch könnten PV-Wechselrichter diese Funktionen heute schon wahrnehmen. Die heutigen Energie- und Regelenenergiemärkte sind jedoch auf einzelne, grosse Kraftwerkseinheiten mit rotierenden Massen zugeschnitten. Aggregatoren und sogenannte virtuelle Kraftwerke sind eine Möglichkeit, wie auch kleinere Einheiten an diesen Märkten teilnehmen können. Die wirkungsvolle Integration von PV-Anlagen in die Systemverantwortung bedingt jedoch potenziell einen Umbau der gesamten Regelenenergiemärkte.

Eine technisch relativ einfach umsetzbare Massnahme wäre beispielsweise das Versehen aller flexiblen Produktions-, Speicher- und Verbrauchseinheiten ab einer bestimmten Leistung mit einem Frequenz-Leistungsfaktor (auch Statik oder Droop genannt), wie dies in der neuen «IEC TS 62898-3-3: Microgrids - Part 3-3: Technical requirements - Self-regulation of dispatchable loads» vorgeschlagen wird. Allein die Leistung der Elektrofahrzeuge, die künftig ständig mit dem Netz verbunden sein wird, dürfte die in der Schweiz benötigte Primärregelleistung um ein Vielfaches überschreiten.

Literaturverzeichnis

BKW Power Grid. 2023. «Auswirkungen der Energiewende auf die Schweizer Verteilnetze, Praxisbasierte Studienergebnisse der BKW inklusive Abgleich mit Ergebnissen der Verteilnetzstudie des BFE». Bern. Zugriff 23. April 2024.

https://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/03_Energie/03_04_Stromnetz/Die_Energiezukunft_im_Stromnetz/BKW_GB_broschuere_netzstudie_WEB.pdf.

Brand, Daniel. 2023. «Alpine Solar-anlagen ans Netz anschliessen, Netzausbau für die Energiewende.» *bulletin.ch*, 28. Februar 2023. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/alpine-solar-anlagen-ans-netz-anschliessen.html>.

Bucher, Christof et al. 2023. «Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz, Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration von Solarstrom – September 2023.» Berner Fachhochschule, SWEET EDGE. Zugriff 25. April 2024. <https://www.bfh.ch/dam/jcr:6c4037bd-a708-4941-b509-e6d06b0c4c4b/sweet-edge-discussion-paper.pdf>.

ENTSOE. 2019. «European Power System 2040, Completing the map, Technical Appendix, Final version after public consultation and ACER opinion – October 2019». Seite 3. Zugriff 23. April 2024.

https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNNDP%20documents/TYNNDP2018/System_Need%20Report.pdf.

ENTSO-E. 2022. «Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration, 31 March 2021.» Zugriff 25. April 2024. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/RDC%20documents/210331_Grid%20Forming%20Capabilities.pdf.

Joss, David et al. 2023. «PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz.» *bulletin.ch*, 20. Juni 2023. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/pv-wechselrichter-stabilisieren-das-netz.html>.

Swissgrid. 2023. «Netzlast.» Homepage der Swissgrid. Zugriff 25. April 2024. <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/load.html>.

Willemsen, Sebastian et al. 2022. «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze». Consentec Bundesamt für Energie BFE, Sektion Netze, Bern, November 2022. Zugriff 23. April 2024. <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/74145.pdf>.

4 Zusammenfassungen

4.1 Ausbau der Erneuerbaren Energien

Marius Schwarz

Die Elektrifizierung von Wärme und Transport sowie der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft führt zu einer potentiellen inländischen Stromlücke. Je nach Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke und der Geschwindigkeit der Dekarbonisierung kann diese Lücke relativ rasch auf 40 TWh an jährlich fehlender Strombereitstellung anwachsen. Diese Menge verteilt sich jedoch nicht gleichmässig über das Jahr, sondern fällt mehrheitlich auf die Wintermonate von Oktober bis März. Das hat heute hauptsächlich zwei Gründe: Laufwasserkraftwerke sind für 25 Prozent der Schweizer Stromerzeugung verantwortlich, produzieren den meisten Strom jedoch im Frühling und Sommer. Und die Stromnachfrage ist generell höher im Winter, da sich vermehrt in Räumen aufgehalten wird.

Sollen die im Rahmen der parlamentarischen Debatte zum Mantelerlass vorgesehene 5 TWh als Richtgrösse für eine angemessene Importabhängigkeit eingehalten werden (Elcom 2023), muss ein grosser Teil der Stromlücke durch neue inländische Stromerzeugung gedeckt werden. Während der im August 2023 beschlossene Mantelerlass verbindliche Ziele für den Ausbau der neuen Erneuerbaren (exklusive der Wasserkraft) vorgibt, (45 TWh jährliche Stromerzeugung bis 2050), würde hier die Klimaneutralität, geschweige denn Klimapositivität, erst 2050 erreicht werden. Um eine klimaneutrale Schweiz bereits 2035 zu ermöglichen, müssten auch die Ziele des Mantelerlasses bereits deutlich früher erreicht werden.

Erneuerbare Energien ausbauen

Um die neuen Erneuerbaren von heute gut 5 TWh Erneuerbare (Stand 2022) auf 45 TWh in 2035 auszubauen, müssten über die kommenden 13 Jahre, im Schnitt 3.5 TWh an zusätzlicher jährlicher Stromerzeugung jedes Jahr installiert werden. 2022 wurden erstmals in der Schweiz über 1 TWh (vorwiegend Solarstromanlagen auf Dächern) an neuen Erneuerbaren hinzugebaut. 2023 könnten es über 1.2 TWh sein. Es ist aber wichtig zu verstehen, dass für jedes Jahr in welchem die Schweiz weniger als die benötigten 3.5 TWh installiert, ein anderes Jahr benötigt, in welchem die Zubaurate höher als der Durchschnittswert liegt. Es reicht also nicht erst 2035 eine Zubaurate von 3.5 TWh zu erreichen. Vielmehr muss diese Rate von 2022 bis 2035 Jahr für Jahr eingehalten werden. Damit wird das Netto-Null-Ziel und darüber hinaus die Klimapositivität greifbar. Die Menge an Ersatzinstallationen dürfte bis 2050 vernachlässigbar sein. Diese fallen nach der Lebensdauer der Module von ungefähr 30 Jahren an.

Aktuell kommt der Zuwachs der Erneuerbaren vor allem durch Solarstromanlagen, die auf Dächern installiert sind (siehe 2.1). Das Potenzial liegt bei 40 bis 50 TWh plus noch einmal 15 bis 20 TWh für PV an Fassaden. Theoretisch könnten also die Ziele des Mantelerlasses allein mit Solarstromanlagen an Gebäuden realisiert werden. Problematisch ist hier, dass zwar die Stromlücke über eine Jahresbilanz allein mit Dach-PV geschlossen werden könnte, nicht jedoch im Winter. Vor allem im Schweizer Mittelland, wo die meisten Dächer zur Verfügung stehen, fällt weniger als ein Drittel der jährlichen Stromerzeugung von Dach-PV auf die Wintermonate. Lösungen könnten alpine PV-Installationen und Windkraftanlage sein, welche beide mehr Strom im Winter als im Sommer erzeugen. Alpine PV-Installationen haben ein riesiges Potenzial von mindestens 50 TWh jährlicher Stromerzeugung. Die Konstruktion von PV-Anlagen an den Berghängen ist jedoch neu und herausfordernd. Obwohl bis Ende 2025 bis zu 2 TWh aus alpiner PV durch den Bund stark gefördert werden, sieht es derzeit nicht danach aus, dass dieses Ziel erreicht wird. Es gibt zwar wöchentlich neue Ankündigungen von Anlagen, diese sind jedoch meist nur auf die Mindestgrösse von 10 GWh dimensioniert. Es bräuchte also 200 dieser Anlagen, um das Ziel von 2 TWh bis 2025 zu erreichen. Der Aufbau einer solchen Struktur muss also nachhaltiger unterstützt werden.

Auch Windkraftanlagen haben ein enormes Stromerzeugungspotenzial von 30 TWh pro Jahr, leiden aber noch immer an geringer sozialer Akzeptanz. Andere erneuerbare Energieträger wie Biomasse oder Kehrichtverbrennung haben nur ein geringes und daher vernachlässigbares Stromerzeugungspotenzial. Der mögliche Beitrag von PV-Installationen auf Landwirtschaftsflächen, auch als Agri-PV bezeichnet, ist aktuell noch offen, da gegenwärtig neben der Stromerzeugung auch ein landwirtschaftlicher Mehrertrag gegeben sein muss. Das Potenzial der Wasserkraft in der Schweiz ist vollständig erschlossen. Projekte des «Runden Tisches der Wasserkraft» stellen vor allem Projekte zur kurz- und langfristigen Stromspeicherung in Kombination mit den neuen Erneuerbaren in den Vordergrund. Generell sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien einen möglichst geringen oder sogar einen positiven Einfluss auf Ökosysteme und die Biodiversität haben (siehe 4.3). Während die Wasserkraft die Ökosysteme häufig stark beeinträchtigt (siehe 1.3), eröffnen sich bei der alpinen PV neue Opportunitäten für Alpwirtschaft und Tourismus (siehe 2.4). Durch die Kombination mit der Alpwirtschaft sowie eine holistische Betrachtungsweise kann die Biodiversität gesamthaft erhöht werden.

Bestehende Kernkraftwerke (falls sicherheitstechnisch möglich) am Netz halten

Es muss klar betont werden, dass das Schliessen der Winterstromlücke (auf die vom Parlament definierte angemessene Importabhängigkeit von 5 TWh) nur schwer zu erreichen sein wird, sollte die Laufzeit der zwei Kernkraftwerke in Gösgen und Leibstadt nicht auf 60 Jahre verlängert werden. Doch kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die Laufzeit der Schweizer Kernkraftwerke bei mindestens 60 Jahren liegt. Sollte es wider Erwarten nicht zu einer längeren Laufzeit kommen und das letzte KKW vor 2035 vom Netz gehen, müssten der Ausbau der Erneuerbaren noch stärker über alpine PV oder Windkraft erfolgen. Beides scheint beim jetzigen Tempo noch unrealistisch.

Generell hängt die Entscheidung einer Laufzeitverlängerung eines KKW in der Schweiz von der sicherheitstechnischen Einschätzung vom Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) sowie der finanziellen Bewertung des jeweiligen Besitzers ab. Das ENSI bewertet KKW alle 10 Jahre und gibt eventuelle Sicherheitsupgrades vor. Das KKW Beznau hat 2021 die Bewertung vom ENSI erhalten, dass beide Reaktoren alle Voraussetzungen für einen sicheren Betrieb in den nächsten zehn Jahren erfüllen und damit eine Laufzeit von 60 Jahren erreichen würden. Das KKW Gösgen erhält die Bewertung vermutlich Ende 2023, Leibstadt 2025. Sollten beide KKW keine Laufzeitverlängerung erhalten, müsste, wie bereits betont, der Ausbau von alpiner PV und Windkraft *zusätzlich* verstärkt werden.

Dezentrale Flexibilität nutzen, um dezentrale Stromerzeugung zu integrieren

Die grossen Mengen an dezentraler Stromerzeugung vor allem durch Solarstromanlagen auf Dächern müssen in das Stromnetz integriert werden. 1 GW an PV-Leistung erzeugt ungefähr eine Strommenge von 1 TWh Strom pro Jahr. Sollten nun 30 bis 40 TWh über Dach-PV bereitgestellt werden, bedeutet dies, dass in manchen Stunden, wenn die Schweiz vollständig besonnt ist, ungefähr 30 bis 40 GW Solarstrom eingespeist werden könnten. Zum Vergleich: Heute kommt es zu Lastspitzen von weniger als 10 GW. Da das Stromerzeugungsprofil von Solarstrom meist nicht mit dem Nachfrageprofil übereinstimmt, wird es mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren immer wichtiger, die Stromerzeugung und -nachfrage zeitgenau auszugleichen. So ist beispielsweise der Anteil des Solarstroms während der Mittagszeit am höchsten, während die Nachfrage typischerweise in den Abendstunden ihren Höchststand erreicht.

Elektrofahrzeuge stellen hier die vielversprechendste Option dar, um Solarstrom in das Netz zu integrieren. So stellt das Aufladen der E-Fahrzeuge bereits heute den stärksten Treiber für die Zunahme der Schweizer Stromnachfrage da. Es wird hier mit einem zusätzlichen jährlichen Strombedarf bis zu 17 TWh gerechnet. Werden E-Fahrzeuge in den Mittagsstunden geladen, kann mehr Solarstrom aus dem Verteilnetz aufgenommen werden und damit helfen, mehr erneuerbare Energien zu integrieren und den entsprechenden Netzausbaubedarf zu verringern. Solch ein gesteuertes unidirektionales Laden – auch V1G genannt – kann entweder über Preissignale direkt beim Endkunden (z. B. dynamische Tarife) oder durch direkt kontrolliertes Laden (z.B. über einen Aggregator, Preissignal auf dem Grosshandelsmarkt) implementiert werden. Das Flexibilitätspotenzial kann noch weiter gesteigert werden, indem die Batteriespeicher der E-Fahrzeuge bidirektional eingesetzt werden. Beim bidirektionalen Zusammenspiel zwischen Stromsystem und Fahrzeug, kann dessen Batterie nicht nur Strom aus dem Netz oder aus einer

lokalen Quelle beziehen, sondern auch zurückspeisen. Zudem wird nahegelegt, die PV-Anlagen auf die Randstunden (West-Ost-Ausrichtung) und/oder – wie wir im nächsten Abschnitt noch sehen werden – auf die Winterstromproduktion (steile Winkel oder Vertikalausrichtung) auszulegen und diese Anlagen besonders zu fördern und zu unterstützen.

Günstigen Strom im Sommer verwerten

Es könnte im Sommer zu einer deutlich höheren inländischen Stromerzeugung im Vergleich zur Nachfrage kommen, vor allem wenn mehrheitlich auf die Stromerzeugung mittels Dach-PV gesetzt wird. Dieser zusätzliche Strom sollte zu einem grossen Teil verwertet werden (Siehe 3.3). Generell ist das Abregeln von erneuerbarer Stromerzeugung aber nicht problematisch und kann sogar dem System zusätzliche Flexibilität verleihen. Vor allem für die Kappung von Erzeugungsspitzen in den Sommer-Mittagsstunden ist das Abregeln sicherlich eine extrem hilfreiche Option, welche die aufzunehmenden Spitzen stark, aber die Gesamteinspeisemenge kaum reduziert. So können Lastspitze bei 50 Prozent gekappt werden und erzeugen immer noch 90 Prozent der Gesamtstrommenge (Bucher und Joss 2023).

Es gibt zwei Optionen für die Verwertung von überschüssigem Strom: Erstens kann der Strom (teilweise) exportiert werden. Aktuell exportiert die Schweiz im Schnitt 5 TWh in den Sommermonaten ins Ausland. Auch in Zukunft ist zu erwarten, dass Strom auch im Sommer exportiert werden kann – auch wenn die Nachbarländer auf Erneuerbare setzen. Das liegt daran, dass Nachbarländer vermehrt auf die Windkraft setzen, welche wie schon betont, einen höheren Winterstromanteil hat. Und zum anderen liegt PV mit sehr geringen Grenzkosten weit vorne in der Merit-Order-Kurve und verdrängt damit die teurere Stromerzeugung wie beispielsweise aus Kernkraftwerken in der Schweiz oder in Frankreich oder aus Gas- und Kohlekraftwerken in Italien oder in Deutschland. Zweitens kann der Strom mittels Power-to-X-Technologien in chemische Energieträger umgewandelt werden (siehe 2.2). Diese können dann zum Beispiel fossile Treib- und Brennstoffe in unterschiedlichen Anwendungszwecken in Industrie oder beim Transport substituieren. Als Basisprozess, um grünen Wasserstoff herzustellen, dient hierbei die Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Energien. Unter Hinzufügen von Kohlenstoffen oder Stickstoffen können dann beispielsweise Ammoniak, Methanol, Methan, Kerosin, oder Diesel hergestellt werden.

Wasserstoff für die saisonale Speicherung von Strom ist aber sowohl wirtschaftlich als auch technisch kritisch zu sehen (siehe 3.1). Werden PtXtP-Anlagen für den Sommer-Winterausgleich betrieben, erreichen sie über das Jahr gesehen nur wenige Volllaststunden, auf welche sich die Investitions- und Betriebskosten verteilen müssen. Auch aus technischer Sicht gibt es vor allem in Bezug auf die Speicherung noch offene Fragen. So fehlt bis heute ein grossräumiger unterirdischer Gasspeicher in der Schweiz. Kleine Druckluftbehälter sind technisch ausgereift, führen aber zu hohen Kosten. Eine Alternative könnte die Speicherung von flüssigen Treibstoffen wie synthetischem Methanol sein. Diese sind zwar besser speicherbar, haben aber dafür niedrige Wirkungsgrade auskommen, was die ökonomische Rentabilität schmälert. Diese Alternativen wären somit nur als Backup für kritische Winter anzusehen.

Umso wichtiger ist darum die Ausrichtung auf saisonal ausgeglichene Erzeugungsprofile bei allen Erneuerbaren: Alpine Photovoltaik mit steilen auf die Wintersonne ausgerichteten Module und Windkraft spielen hier eine zentrale Rolle, sowie eine gute Integration in das Europäische Stromnetz und -system inklusive Stromabkommen. Es ist daher äusserst sinnvoll, die Winterstromproduktion aus Photovoltaik und Wind besonders zu fördern.

Verteil- und Übertragungsnetz in den Alpen ausbauen

Aufgrund des vorhergehenden Abschnitts entsteht ein grösserer Fokus auf die Stromerzeugung in den Alpen, welche das Mittelland mit Winterstrom versorgen. Entsprechend sind die idealen Standorte für die neuen Erneuerbaren möglichst nah an den bereits bestehenden Höchstspannungsnetzen, welche den Strom aus den Alpen ins Mittelland abführen. In Verbindung mit Pumpspeicherwerken, welche heute vor allem die Spitzen aus Sonne und Wind abfangen, wird eine stabile Tagesverteilung der alpinen PV und Windkraft erreicht. Von übergeordnetem nationalem Interesse sind vor allem diese Standorte. Zudem hat Swissgrid die Ausrichtung auf die Winterstromlücke und die entsprechende alpine Stromerzeugung zu justieren und möglichst schnell den Ausbau dieser Übertragungsnetze (beispielsweise Gemmi- oder Grimselpass und weitere) voranzutreiben, um die notwendigen grösseren Anlagen regional und national

sowie unter Berücksichtigung des Strombedarfs (von Wärmepumpen, Mobilität, Industrie etc.) und der Speichermöglichkeiten am effizientesten einzubinden.

Literaturverzeichnis

Bucher, Christof und David Joss. 2023. «Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz, Diskussionspapier zu Lösungsansätzen für die Netzintegration von Solarstrom – September 2023.» Berner Fachhochschule, SWEET EDGE. Zugriff 25. April 2024. <https://www.bfh.ch/dam/jcr:6c4037bd-a708-4941-b509-e6d06b0c4c4b/sweet-edge-discussion-paper.pdf>.

Elcom. 2023. «Winterproduktionsfähigkeit, Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035».

4.2 Netzausbau

Thomas Kienberger | Zoe Stadler

Die hier formulierte Zusammenfassung adressiert die schweizerische Nationalpolitik und befasst sich mit dringlichen Massnahmen in Bezug auf die Entwicklung der schweizerischen Energieinfrastrukturen sowohl für Strom als auch für erneuerbaren Wasserstoff und CO₂-Abscheidung. Es wird aktuell seitens der Swissgrid begonnen, das «Strategische Netz 2040» zu planen, weshalb die hier formulierte Zusammenfassung auch diesen Planungsprozess adressiert.

Stromsystem 2025

Der Netzentwicklungsplan von Swissgrid für den nahen Zeithorizont, das «Strategische Netz 2025», berücksichtigt sowohl den kurzfristigen Ausbau der dezentralen Erneuerbaren als auch die europäische Netzeinbindung im Sinne einer länderübergreifenden Koordination. Letzteres berücksichtigt die TYNDPs (Ten Year Network Development Plans) der Nachbarn. Das «Strategische Netz 2025» ist technisch notwendig, um kurzfristig einen sicheren, robusten Stromtransport zu gewährleisten.

Die Planungsvorgaben gemäss «Strategischem Netz 2025» sind ohne Verzögerungen aus Planungs- und Genehmigungsverfahren umzusetzen, um einerseits Versorgungssicherheit und andererseits robuste Bedingungen zugunsten des innerschweizerischen Stromhandels zu garantieren.

Winterproduktion, Import/Export und Flexibilitäten

Gemäss Kapitel 3.1 wird der aktuell fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren bereits in kurzer Zeit dazu führen, dass in der Schweiz im Sommerhalbjahr zu viel Strom am Netz ist. Im Winterhalbjahr ist die Situation umgekehrt. Die Herausforderung ist gross. Neben den Energiemengen sind vor allem die Leistungen der Über- bzw. Unterdeckung zu behandeln, um saisonal ausgeglichene Erzeugungsprofile zu garantieren. Je besser die Erzeugung aus Erneuerbaren dem Verlauf der Last angepasst ist, desto geringer ist der generelle Aufwand zum Lastausgleich über Europa, bzw. über Flexibilitäten wie Speicher oder Demand-Side-Management, und damit die dafür entstehenden Kosten. In diesem Zusammenhang kommt der Stromproduktion im Winter eine besondere Rolle zu. Diese soll durch den Ausbau insbesondere der PV in den Alpen sowie durch den Windausbau verstärkt werden. Die Zusammenfassung sieht den Richtwert von Swissolar, bis 2050 in alpinen Räumen einen PV-Zubau auf 5 TWh/a (bzw. ca. 9 GW installierte Leistung) zu erreichen sowie auch den Windausbau gemäss Energieperspektiven 2050+ auf 4.3 TWh/a (ca. 2.8 GW) als sinnvoll an. Beides ist zur Einhaltung der Pariser Verpflichtungen bis 2035 zu erreichen. Geeignete Produktionsflächen sind auszuweisen bzw. dort produzierte Energiemengen und Leistungen in die Stromnetzplanung einzubringen, um den Stromtransport zu den Verbrauchszentren im Mittelland zu gewährleisten. Zur Ausweisung dieser Flächen sind ehestmöglich Prozesse zu initiieren bzw. zu vertiefen, die sich auf bereits vorhandene, wissenschaftliche Arbeiten zur Ermittlung optimal geeigneter Räume, stützen können. Zudem sollen über entsprechende Partizipationsprozessen lokale Stakeholder miteinbezogen und damit die gesellschaftliche Akzeptanz gewährleistet werden, was in den Alpen besonders wichtig ist.

Europäischer Ausgleich

Je stärker der Ausgleich mit dem Europäischen Stromsystem bzw. mit den Stromsystemen der Nachbarländer ist, desto weniger bedarf es eines inländischen Flexibilitätsbedarfs. Dieser ist insbesondere für saisonal betriebene Anlagen (zusätzliche bzw. vergrösserte Speichersekapazitäten sowie

Power-to-X Anlagen) aufgrund der geringen Auslastung teuer und volkswirtschaftlich nicht optimal. Wir legen daher nahe, dem Richtwert der Elcom, das schweizerische Stromsystem auf Importe von 10 TWh im Winter vorzubereiten, zu folgen. In diesem Zusammenhang wird erneut auf die Wichtigkeit von Abkommen mit der EU bzw. mit Nachbarländern hingewiesen und vorgeschlagen, diesbezügliche Verhandlungen wieder aufzunehmen und verbindliche Verträge abzuschliessen.

Flexibilitätsplanung

Je stärker die Residuallast (sprich die ungesteuerte Erzeugung abzüglich des ungesteuerten Verbrauchs) durch Flexibilitäten wie Kurz- und Langzeitspeicher, Lastverschiebung bzw. steuerbare Kraftwerke geglättet wird, desto geringer sind die über Import bzw. Export auszugleichenden Leistungen und Energiemengen. Insbesondere die Fragen nach der geeigneten Technologie (Power-to-X, Pumpspeicher, Grossbatterien, dezentrale Batterien, Demand-Side-Management), nach ihrer Verortung (dezentral vs. zentral) und ihres Betriebs (marktorientiert, netzdienlich oder auf die dezentrale Leistungsautarkie zielend) werden dabei als zentral gesehen. Diese Fragen sind für die Schweiz zurzeit noch nicht ausreichend von übergeordneter Stelle beantwortet. Es wird aus diesem Grund nahegelegt, möglichst zeitnah seitens der Bundesämter eine integrierte Infrastrukturplanung anzustossen und unter Einbeziehung der wesentlichen Stakeholder (Energienetzbetreiber, Interessensverbände) durchzuführen. Dabei müssen – zeitlich und räumlich fein aufgelöst – der europäische Import und Export in unterschiedlichen Grössenordnungen mit unterschiedlichen zentralen wie dezentralen Flexibilitätsvarianten kombiniert und wirtschaftlich verglichen werden. Ziel sollte es sein, daraus eine integrierte Speicher- bzw. Flexibilitätsausbaustrategie für die Jahre ab 2030 abzuleiten.

Regulierung für Netzdienlichkeit und Flexibilisierung

Im Zusammenhang mit Flexibilitäten ist es wichtig, auch den bestehenden regulatorischen Rahmen aufzugreifen. Um den Verteilernetzausbau nicht ausser Acht zu lassen, ist es schon heute klar, dass energetisch wenig relevante Leistungsspitzen der Erzeugung am besten kleinräumig (im Gebäude, im Quartier, im Bereich des Ortsnetzes) ausgeglichen werden sollen. Zudem sind Leistungsspitzen im Bedarf (z.B. E-Fahrzeugaufgeladungen mit dauerhaft 11 kW) aus Sicht der zu erfüllenden Energiedienstleistung nicht erforderlich. Auch sie belasten die Verteilernetze unnötig. In zukünftigen Netztarifen könnten stärkere Leistungskomponenten integriert werden, um durch diese Massnahme Leistungsspitzen sowohl der Erzeugung als auch im Verbrauch zu reduzieren. Beim Design von leistungsabhängigen Tarifen ist auf zukünftig durch marktbasierete Preissignale grösser werdende Gleichzeitigkeiten Rücksicht zu nehmen. Betreibern von Speichern könnte ein Anreiz für netzdienliches (vom Netzbetreiber gesteuertes) Verhalten gegeben werden. In diesem Zusammenhang soll auch die Speicherkapazität der zunehmenden Anzahl an Elektroautos genutzt werden. Dafür müssen bidirektionale Ladesysteme standardmässig eingebaut und dem Stromnetzbetreiber die Berechtigung zur Steuerung der Smart Grids erteilt werden. Hierzu sind entsprechende Regularien zu entwickeln.

Wasserstoff- / CO₂-Netze

Gemäss Factsheet 3.1 wird die Schweiz auch nach erfolgreichem Ausbau ihrer erneuerbaren Potentiale leitungsgebundene Energie in Form von Wasserstoff importieren müssen. Andererseits sind nicht vermeidbare CO₂-Emissionen (hauptsächlich aus der Zementproduktion und den Kehrrechtverbrennungen) geeigneten Senken zuzuführen.

Der Bundesrat wird sich im zweiten Halbjahr 2024 mit der Verabschiedung einer Wasserstoffstrategie bzw. mit CO₂-Speicherung (CCS) und anderen Negativemissionstechnologien (NET) befassen. Planungen für Wasserstoff- und CO₂-Netze wurden bisher für die Schweiz noch nicht umfassend genug durchgeführt. Für den Energieträger Wasserstoff wird nahegelegt, für das Jahr 2030 und darauffolgend in Fünfjahresschritten sowohl räumlich verortete Punkte der Wasserstoffnachfrage als auch räumlich verortete Punkte der inländischen Erzeugung zu ermitteln und mengenmässig zu quantifizieren. Des

Weiteren sollte in einem nächsten Schritt unter Einbeziehung obiger Daten zunächst ein Wasserstoff-Startnetz für 2030 geplant werden. Dies sollte unter Einbeziehung bzw. Umwidmung der heutigen Erdgasinfrastruktur durchgeführt werden. Für Wasserstoff ist ein geeigneter Regulierungsrahmen zu entwickeln, der insbesondere einen stromnetzentlastenden Betrieb von Elektrolyseuren ermöglicht. Hinsichtlich der benötigten Wasserstoff-Importe ist ein Anschluss des zu planenden Kernnetzes an die Europäische Hydrogen-Backbone unerlässlich. Hierzu ist die Möglichkeit einer Transitleitung von Norden nach Süden zu überprüfen. Um die Versorgung zu gewährleisten ist es notwendig, strategische Liefermengen abzusichern und die Einbindung in einen europäischen Wasserstoffmarkt zu prüfen. Hierzu sind Verhandlungen aufzunehmen.

Auch hinsichtlich CO₂ ist die Planung eines Kernnetzes für die Jahre ab 2030 anzuvizieren. Dazu ist die Entwicklung von CO₂-Punktquellen und -Senken bis 2050 zu ermitteln. Zur Entwicklung von Möglichkeiten zur langfristigen und sicheren Speicherung von CO₂ sind unterschiedliche Optionen zunächst zu erarbeiten. Es wird nahegelegt, Transitleitungen innerhalb der Schweiz und verbunden mit den umliegenden Ländern zu prüfen, damit ein CO₂-Transport über die Grenze ermöglicht werden kann.

Es wird nahegelegt, beide Punkte in die oben erwähnte, integrierte Energiesystemplanung seitens Bundesbehörden zu integrieren und die Planungen aufgrund der heute noch bestehenden Mengenunsicherheiten alle zwei Jahre zu aktualisieren.

Fachkräftemangel

Für die Schweizer Energiewende sind in allen Sektoren umfassende Massnahmen erforderlich, um die inländische Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Hierzu gehören neben dem benötigten Um- und Ausbau der Energieinfrastruktur auch Massnahmen, welche den Energiebedarf reduzieren (z.B. Sanierungsmassnahmen an Gebäuden) sowie die Nutzung erneuerbarer Energieträger erhöhen (z.B. Solarenergie, Wärmepumpen). Für die Umwandlung des Energiesektors werden viele Fachkräfte benötigt, insbesondere Personen mit technischem oder planerischem Lehr- oder Hochschulabschluss. Die derzeit verfügbaren Fachkräfte reichen nicht aus, um diese zusätzlichen Aufgaben zu übernehmen. Deshalb wurde 2022 die Bildungsoffensive Gebäude lanciert, mit welcher die Gebäudebranche, Bildungsinstitutionen und der Bund gemeinsam Massnahmen definierten, um diesem Fachkräftemangel entgegenzutreten.

Um genügend Fachpersonen für die Energiewende zu rekrutieren, sind flankierende Massnahmen erforderlich. Zum einen ist es wichtig, dass technische und planerische Lehrberufe aufgewertet werden. Denn diese sind für die Umsetzung der Energiewende unbedingt erforderlich. Zum anderen soll die praxisnahe weiterführende Ausbildung mit Fachhochschulen gefördert werden. Da die Gymnasialquote in den letzten Jahren stetig zugenommen hat, ist es wichtig, dass der Einstieg von Maturandinnen und Maturanden in technische und planerische Berufe gefördert wird. Zusätzlich sollen bestehende Fachkräfte in Bezug auf den Umgang mit den neuen Technologien (z.B. Wärmepumpe statt Ölheizung oder Elektro- statt Verbrennerfahrzeug) weitergebildet werden. Um die Anzahl Fachpersonen zu erhöhen, sollte auch der Quereinstieg gefördert werden.

Klimapositivität unter Einbezug des gesamten Konsums

Darüber hinaus sind, um in der Schweiz Klimaneutralität möglichst vor der Mitte dieses Jahrhunderts zu erreichen, umfassende weitere Massnahmen nötig, die direkt oder indirekt mit dem Infrastrukturausbau in Verbindung stehen: Die Schweiz als dienstleistungsorientierte Volkswirtschaft weist neben dem im Inland verursachten Treibhausgasemissionen von heute ca. 45 Mt CO₂-eq pro Jahr einen, sogar etwas höheren konsumbezogenen Anteil an Treibhausgasen aus, so dass die von der Schweiz gegenwärtig zu verantwortenden Treibhausgasemissionen insgesamt ungefähr 100 Mt CO₂-eq pro Jahr betragen (siehe 3.1). Der konsumbezogene Anteil entsteht bei der globalen Produktion von Konsumgütern und wird in die

Schweiz importiert. Um tatsächlich klimaneutral und schliesslich klimapositiv zu werden, muss die Schweiz nicht nur den inländischen Ausstoss auf null reduzieren, sondern auch entsprechende CO₂-Senken zur Verfügung stellen. Wie diese Senken technisch aussehen werden, ist noch nicht vollumfänglich geklärt. Eine ausschliessliche Speicherung des CO₂ aus schweizerischer Biomassenutzung als Senke für die konsumbezogenen Emissionen reicht jedenfalls bei weitem nicht aus.

Die Schweizer Bundespolitik ist angehalten, eine Strategie auszuarbeiten, um die zusätzlichen Emissionen aus dem Konsum und den historischen Eintrag im Sinne der mit dem Pariser Klimaabkommen ratifizierten geteilten Verantwortlichkeiten in Zukunft zurückzubinden. Wie bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung ist diese Rückbindungsstrategie nicht mit Kompensationsmassnahmen zu verwechseln und legt die Zielgrössen einer sicheren CO₂-Rückbindung fest. Neben bodenbasierten Massnahmen insbesondere in Land- und Forstwirtschaft sind vor allem technische Massnahmen von CO₂-Abscheidung, -transport und -einlagerung zu quantifizieren und sowohl im In- wie im Ausland schwerpunktmässig zu fördern.

4.3 Biodiversität

Boris Previšić

Eine schöne grüne Wiese mag zwar auf den ersten Blick beruhigend wirken, ist aber meist Indikator von Übernutzung, Überdüngung, Gewässerverschmutzung, Lachgaseintrag und fehlender Biodiversität auf der Wiese, an und in den Gewässern. «Wildnis», bestehend aus einer Bergkuppe, überzogen mit hartnäckigem Borstgras, kann zwar im Dämmerungslicht bezaubern, zeichnet sich aber vor allem durch Artenarmut aus. Und eine PV-Anlage im BLN-Gebiet Oberengadiner Seenlandschaft und Berninagruppe wirkt im ersten Moment vielleicht noch als Fremdkörper, wird aber zum festen Bestandteil des Klimaschutzes, so dass dank der dadurch möglichen Dekarbonisierung, die Vergletscherung, die Stabilität der Permafrostböden und damit die schützenswerte Landschaft erhalten bleiben. Die neuen Energiekulturlandschaften im Alpenraum verdeutlichen, wie wenig herkömmlicher Landschaftsschutz mit Biodiversitätsschutz zu tun hat. Doch weil der Verlust der Biodiversität neben der Klimaerwärmung zentral ist, ist weniger die Einteilung in Zonen entscheidend, neben denen die Biodiversität völlig unter die Räder kommt, als vielmehr ein holistischer Ansatz, der sowohl die einzelnen bedrohten Arten als auch die Systemleistung ins Zentrum sämtlicher Massnahmen stellt. Konkret ergeben sich daraus drei Bereiche:

Dynamisierung im Hinblick auf die Adaption an den Klimawandel

Die Alpen stehen inmitten sich beschleunigender Prozesse von Gletscherschmelze und Auftauen von Permafrost, von «Flucht» der Flora und Fauna in die Höhe wie auch von Überdüngung einerseits, aber auch von Vergandung, Verbuschung und Bewaldung andererseits, welche inzwischen Haupttreiber des Biodiversitätsverlusts sind. Ein rein konservierender Ansatz genügt heute definitiv nicht mehr. Vielmehr sind aktiv Elemente zur Biodiversitätsförderung im Alpenraum zu benennen und zu implementieren: so die Wiederbelebung der Gewässer im Hinblick auf immer längere Trockenzeiten durch eigens dafür geschaffene Rückhaltebecken als Gletscherersatz oder die Revitalisierung der Alpwirtschaft zur Rekonstitution der einst kulturell geschaffenen Biodiversität und die partielle Beschattung in Sömmerungsgebieten zur Wiederherstellung der vormaligen Saisonalität.

Aktive Biodiversitätssteigerung dank Umbau der Energielandschaften

Selbst wenn ein Prozent der Freiflächen in den Alpen für PV genutzt würde, kämen dafür meist offene Südhänge in Frage, die zunehmend unter Trockenheit leiden. Ein sanfter Eingriff würde hier die bisherige Flora tendenziell vor dem Austrocknen schützen. Zudem sind vergleichbare Flächen weiterhin reichlich vorhanden. Entscheidend für die Biodiversität ist ihre effiziente Steigerung über Ausgleichsmassnahmen, welche nicht direkt den Neuen Erneuerbaren angerechnet werden dürfen, da sie bereits eine nicht zu überschätzende Klimaschutzleistung erbringen. Da insbesondere Flusskraftwerke, welche nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Verlagerung hin zum Winterstrom erbringen, mit dem Ausbau des Solarparks im Mittelland zunehmend überflüssig werden, soll die Biodiversität vor allem da, wo sie in der Schweiz am meisten unter Druck steht, nämlich im Gewässerbereich, konsequent wieder gesteigert werden, indem Auen- und Moorlandschaften durch das Entfernen von Kanälen, Drainagen und Stauwerken verwildern und wieder vernässen. Das gilt auch für Alpentäler. Hier die Biodiversität zu erhöhen und dafür auf die Winterstromproduktion im Hochgebirge zu setzen, stellt den effizientesten Klima- und Biodiversitätsschutz dar.

Eine neue Agrarpolitik für die Kombination

Da die meiste Nutzung der alpinen Photovoltaik auf Sömmerungsgebieten erfolgt, ist eine spezifische Agrivoltaik und Windnutzung erforderlich, welche mithilft, die durch über Jahrhunderte entstandene Biodiversität gegen den Trend von Vergandung, Verbuschung und Verwaldung wieder zu fördern. Konkret hat die neue Agrarpolitik die Kohlenstoffrückbindung und die Energiegewinnung miteinzupreisen und zu fördern. Sie ist so auszurichten, dass möglichst geländegängige Tierrassen für die intensivere Viehtreibe eingesetzt werden. In der Kombination mit der neuen Energielandschaft soll die Versorgung mit Wasser und Strom der Alpengebiete sichergestellt und die notwendige Infrastruktur gemeinsam genutzt werden. So soll eine an den Klimawandel adaptierte Alpwirtschaft möglich werden, welche dazu befähigt wird, die spezifischen Massnahmen zur zusätzlichen Beschattung sowie Schnee- und Wasserretention zu ergreifen.

4.4 Rechtlichen Regulierungen

Markus Schreiber | Sibylle Lustenberger | Sebastian De Pretto

Wiederaufnahme der Verhandlungen zu einem Stromabkommen

Wie in Kapitel 3.4 gezeigt wurde, könnte eine verbesserte Zusammenarbeit der Schweiz mit den europäischen Nachbarstaaten im Stromsektor eine grosse Bedeutung für die Versorgungssicherheit haben. Die Energieversorgung der Schweiz sowie deren Energiewirtschaft war seit dem Aufkommen von überregionalen Versorgungsnetzen immer auf den Austausch mit Nachbarländern angewiesen. Tatsächlich kann die Konsolidierung eines europäischen Stromnetzes als eine Frühform der institutionellen Europäisierung angesehen werden. Von einem versuchten Alleingang der Schweiz ist angesichts globaler Herausforderungen heute mehr denn je abzuraten. Die grössten Wohlfahrtsgewinne liessen sich dabei mittels eines Stromabkommens mit der EU realisieren. Es wird daher vorgeschlagen, die Verhandlungen zu einem entsprechenden Vertragswerk wieder aufzunehmen. Voraussetzung hierfür ist nach bisheriger Auffassung der EU die Klärung der institutionellen Rahmenbedingungen. Es sollte daher entweder zunächst eine Lösung in der institutionellen Frage gesucht werden, oder es könnte versucht werden, die EU davon zu überzeugen, angesichts ihrer Dringlichkeit die energiewirtschaftliche Fragestellung trotz noch fehlendem institutionellem Abkommen zeitlich vorzuziehen. Die Verabschiedung eines Verhandlungsmandats mit der EU durch den Bundesrat im März 2024 ist insofern ein positives Zeichen. In der Zwischenzeit sollte bereits geprüft werden, inwiefern der Elektrizitäts- und Gasmarkt der Schweiz möglichst europarechtskonform ausgestaltet werden kann. Hierzu wäre insbesondere zu prüfen, inwiefern eine vollständige Strommarktliberalisierung wieder auf die gesetzgeberische Agenda genommen werden kann, zumal diese angesichts steigender Strompreise den Haushaltskund:innen auch finanzielle Vorteile infolge der dann bestehenden Wahlmöglichkeit hinsichtlich des Energieversorgers bieten könnte. Dabei müssen die Eigenheiten des Schweizer Strommarkts berücksichtigt werden. Wie in Kapitel 1.2 ausgeführt, leisten lokale Energieunternehmen, die sich im Besitz von Bürger- und Einwohnergemeinden befinden, einen wichtigen Beitrag für die lokale Wertschöpfung. Die vollständige Strommarktliberalisierung muss so ausgestaltet werden, dass kleine lokale Unternehmen ihr nicht zum Opfer fallen, sondern im Gegenteil gestärkt werden. Zudem sollte versucht werden, in aktuelle politische Weichenstellungen der EU – etwa hinsichtlich des Aufbaus eines europäischen Wasserstoff- und Kohlendioxidnetzes – so weit wie möglich frühzeitig einbezogen zu werden.

Bestehende rechtliche Spielräume für den Ausbau erneuerbarer Energien nutzen

Wie in Kapitel 2.5 ausgeführt, wurden bereits einige gesetzliche Anpassungen vorgenommen, um den Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere in den Alpen zu erleichtern. So wurde mit der Revision der Raumplanungsverordnung die Errichtung von Photovoltaikanlagen auf Bauten und Anlagen, Stauseen und anderen künstlichen Gewässern sowie Agriphotovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen erleichtert. Zudem könnten im Rahmen des «Mantelerlasses» weitergehende Erleichterungen für Photovoltaikanlagen in der Landwirtschaft hinzutreten. Wie die Erfahrung mit vergangenen Verfahrensbeschleunigungsmassnahmen zeigt, wird es jedoch vor allem darauf ankommen, diese gesetzlichen Spielräume möglichst effektiv zu nutzen. Hier könnte etwa mittels Vollzugsleitfäden der Kantone potenziellen Projektand:innen Hilfestellung zur Umsetzung entsprechender Vorhaben geleistet werden. Wichtig ist dabei, dass kantonale Behörden ihre Angebote nicht einseitig an Energieunternehmen richten, sondern auch andere Formate der Stromproduktion wie Prosumer-Initiativen und Energiegenossenschaften berücksichtigen. Ausserdem ist es von essenzieller Bedeutung, dass die Vollzugsleitfäden auch Leitlinien zum Einbezug betroffener Bevölkerungsgruppen beinhalten.

Kantonale und kommunale Raumplanung vorantreiben

Die Raumplanung ist Sache der Kantone und, jedenfalls in Bezug auf die Nutzungsplanung in den meisten Kantonen, der Gemeinden. Auch wenn etwa die «Solaroffensive» u.a. darauf abzielte, eine Planungspflicht für die betreffenden Anlagen zu beseitigen, empfiehlt sich eine entsprechende Raumplanung schon aufgrund der Befristung dieser Sonderregelung. Zudem bieten die raumplanerischen Instrumente wie die Richt- und Nutzungsplanung die besten Voraussetzungen, um die betroffenen Nutzungs- und Schutzinteressen weitestmöglich miteinander in Einklang zu bringen und die betroffene Bevölkerung im Rahmen von Partizipationsprozessen proaktiv in die Planung einzubeziehen. Dies fördert nicht nur die Akzeptanz der geplanten Infrastrukturen, sondern auch die aktive Auseinandersetzung mit und das Verständnis der Energiewende. Ausserdem lassen sich dadurch gesetzliche Handlungsspielräume für Gemeinden und Kleinkraftwerkbetreiber:innen eröffnen, die bei bisherigen Energieinfrastrukturen in der Schweiz kaum bestanden haben. Insbesondere können sie verhindern, dass wie im Ausbau der industriellen Wasserkraft des 20. Jahrhunderts Bergkantone und Standortgemeinden kaum Mitspracherecht am Aufbau und am Unterhalt der Kraftwerksanlagen erhalten (siehe 1.2). Das Bundesrecht wird infolge des «Mantelerlasses» demnächst möglicherweise – je nach Ausgang der Referendumsabstimmung – auch in Bezug auf die Solaranlagen von nationalem Interesse eine Festlegung der geeigneten Gebiete fordern, die Kantone und Gemeinden können dies aber bereits nach geltendem Recht vornehmen.

Bewilligungsverfahren vereinheitlichen und beschleunigen

Aufgrund der verschiedenen gesetzgeberischen Vorstösse bezüglich einzelner erneuerbarer Energien sind die Bewilligungsvoraussetzungen für Solar-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen derzeit recht unterschiedlich ausgestaltet. Durch den «Mantelerlass» könnten demnächst zumindest auch Solaranlagen ab einer bestimmten Grösse von nationalem Interesse sein. Die Arbeiten an einem «Beschleunigungserlass» bieten Gelegenheit, die Bewilligungsverfahren für die verschiedenen erneuerbaren Energien weiter anzugleichen, zumal angesichts der Bedeutung all dieser Energieträger für die Energiestrategie 2050 ein stark divergierender Rechtsrahmen nicht gerechtfertigt erscheint. Dabei können zugleich Beschleunigungspotenziale, etwa über das vom Bundesrat vorgeschlagene konzentrierte Plangenehmigungsverfahren, genutzt und Rechtsmittelverfahren gestrafft werden. Hierbei haben vor allem auch die Kantone und Gemeinden eine wichtige Rolle zu spielen: Erstens gestattet die verfassungsmässige Kompetenzverteilung dem Bund im Bereich der Raumplanung nur die Festlegung von Grundsätzen. Zweitens bedingt eine Beschleunigung der Genehmigungs- und Rechtsmittelverfahren den proaktiven Einbezug betroffener Gruppen in die Planung der Anlagen. Dadurch können auch Leerläufe verhindert werden, wenn detailliert ausgearbeitete Projekte im Bewilligungsprozess scheitern. Drittens muss die Vereinheitlichung und Beschleunigung des Energieausbaus so geregelt werden, dass Industrie- und Wirtschaftszentren sich nicht wie in der Vergangenheit die Gewinne der alpinen Energie aneignen und die Kosten in die Erschliessungsgebiete auslagern (siehe 1.2). Dazu könnten Diskussionen über eine allfällige finanzielle Beteiligung der Gemeinwesen im Sinne eines «Solarzins» bzw. «Windzins» analog der Wasserzinsen aufgegriffen werden. Wie in Kapitel 1.2 ausgeführt, ist bei einer allfälligen Einführung solcher Zinsen darauf zu achten, dass die Festsetzung ihrer Höhe auf einem fairen Aushandlungsprozess der verschiedenen Interessen und Bedürfnisse beruht. Dazu gehört zum einen der direkte Einbezug der Eigentümer und Bewirtschafter, aber auch der betroffenen Bevölkerung vor Ort innerhalb der verschiedenen Institutionen und Rechtsträger wie Korporationen, Gemeinden etc., zum anderen die Schliessung von Versorgungslücken, insbesondere der Winterlücke.

Verfahren für den Netzausbau beschleunigen

Die bisherigen gesetzgeberischen Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung beziehen sich vorwiegend auf die Erstellung der Erzeugungsanlagen. Wenngleich etwa der «Solarexpress» auch die Anschlussleitungen adressiert, sind die teils weiterhin erforderlichen und oft langwierigen Plangenehmigungsverfahren noch ein grosses Hindernis für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Es liegt daher nahe, gesetzgeberisch auch die Bewilligungsverfahren für den Netzausbau in den Blick zu nehmen. Grundlage hierfür könnten die Vorschläge sein, die Swissgrid am 23. Mai 2022 im Rahmen der Stellungnahme zur Änderung des Energiegesetzes unterbreitet hat.

Speicherkapazitäten gesetzgeberisch adressieren

Wie in Kapitel 2.2 aufgezeigt wird, besteht in der Schweiz mittelfristig auch ein Bedarf an langfristigen Speicherkapazitäten zum saisonalen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch. Diese könnten demnach vor allem durch Wärmespeicher, Power-to-Gas oder Power-to-X-Technologien bereitgestellt werden, die elektrische Energie in chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methan umwandeln. Erfreulich erscheint insofern, dass mit dem «Mantelerlass» auch Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung von nationalem Interesse sein sollen. Zudem soll neu auch die Errichtung solcher Anlagen ausserhalb der Bauzone im Raumplanungsrecht adressiert werden. Schliesslich ist vorgesehen, dass grosse Wasserspeicherkraftwerke an einer Energiereserve teilnehmen müssen. Es gilt jedoch weiterhin darauf zu achten, dass bei den Verfahrensbeschleunigungsmassnahmen für erneuerbare Energien auch Speicherkapazitäten mitbedacht werden. Dies dürfte zudem nicht nur im Hinblick auf Power-to-Gas-Technologien und Wasserspeicherkraftwerke, sondern allenfalls auch kurzfristigere Speicher wie Batterien von Bedeutung sein, soweit diese zur Sicherheit der Netzinfrastruktur beitragen können.

Gesetzliche Rahmenbedingungen für Energiegenossenschaften optimieren

Wie in Kapitel 1.2 aufgezeigt wurde, ist der gegenwärtige Energieumbau eine Chance, gesellschaftliche Partizipation in der nachhaltigen Stromproduktion zu stärken. Gerade Energiegenossenschaften ermöglichen es einer breiten Schicht der Bevölkerung, sich direkt an der Energiewende zu beteiligen. Im Gegensatz zu umliegenden Ländern (z.B. Deutschland) fristen Energiegenossenschaften in der Schweiz aber noch immer ein Nischendasein. Damit Energiegenossenschaften ihr Potenzial auch wirklich ausschöpfen können, braucht es eine Optimierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Schweizer Förderpolitik. Der «Mantelerlass» geht diesbezüglich insofern in die richtige Richtung, als dass er in Art. 17d f. Stromversorgungsgesetz neu die Möglichkeit der Bildung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften vorsieht, die Elektrizität innerhalb dieser Gemeinschaft verkaufen können. Noch zu klären bleibt aber insbesondere die Frage, wie die Abnahme der überschüssigen Elektrizität durch Gemeinden oder Energieunternehmen sichergestellt werden kann. Ausserdem könnten zusätzliche Massnahmen zur Förderung von Energiegenossenschaften geprüft werden. Dabei sind die vielfältigen Tätigkeitsbereiche von Energiegenossenschaften zu berücksichtigen. Es empfiehlt sich daher der Blick über die Landesgrenzen und der Einbezug bestehender Energiegenossenschaften in die Ausarbeitung gesetzlicher Bestimmungen.