



Bericht vom 16. Dezember 2022

Energiestrategie 2050

Fünfjährliche Berichterstattung im Rahmen des Monitorings

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
Zusammenfassung	5
Sintesi	8
1 Einleitung	11
1.1 Energie- und klimapolitisches Umfeld in der Schweiz	11
1.2 Energie- und klimapolitisches Umfeld international	14
2 Energieverbrauch und Energieproduktion	18
2.1 Energieverbrauch	19
2.1.1 Beurteilung der Zielerreichung der kurzfristigen Richtwerte und bisherige Entwicklung	19
2.1.2 Mittel- bis langfristige Zielerreichung und künftige Treiber	25
2.2 Energieproduktion	32
2.2.1 Beurteilung der Zielerreichung der kurzfristigen Richtwerte	32
2.2.2 Mittel- bis langfristige Zielerreichung	33
2.2.3 Beschleunigung der Verfahren für den Ausbau der erneuerbaren Energien	35
2.2.4 Stand des Ausstiegs aus der Kernenergie	36
2.3 Fazit	37
3 Versorgungssicherheit	38
3.1 Versorgungssicherheit energieübergreifend	38
3.2 Versorgungssicherheit im Bereich Strom	40
3.3 Fazit	45
4 Netzentwicklung	45
4.1 Strategie Stromnetze	46
4.2 Intelligentes Netz	48
4.3 Tarifierung	48
4.4 Flexibilitäten	49
4.5 Sunshine-Regulierung und Effizienzsteigerung bei den schweizerischen Verteilnetzbetreibern	51
4.6 Weitere Netze	51
4.7 Fazit	52
5 Wirkungsanalysen der Instrumente und Massnahmen	53
5.1 Förderung Photovoltaik	53
5.2 Gebäudeprogramm	55
5.3 Marktprämie Grosswasserkraft	55

5.4	Erfahrungen mit dem Nationalen Interesse für die Nutzung erneuerbarer Energien	56
5.5	Erfahrungen mit den ausgeweiteten Steuererleichterungen für Gebäude	58
5.6	Fazit	58
6	Wirtschaftlichkeit	59
6.1	Fazit	62
7	Umweltauswirkungen	62
7.1	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen.....	63
7.2	Umweltauswirkungen der Stromproduktionstechnologien	64
7.3	Stand bzgl. der aus dem Netzzuschlag finanzierten Gewässersanierungen	66
7.4	Fazit	67
8	Forschung und Technologie.....	67
8.1	Mittel der öffentlichen Hand für die Energieforschung	67
8.2	Erkenntnisse aus den Forschungsprogrammen im Bereich Energie	68
8.3	Erkenntnisse betreffend sozioökonomischer Aspekte	69
8.4	Entwicklung im Bereich der Kernenergie	71
8.5	Entwicklung der übrigen Technologien	75
8.6	Fazit	77
9	Weitere Themen.....	77
9.1	Digitalisierung.....	77
9.2	Vorbildfunktion der Bundesverwaltung.....	78
9.3	EnergieSchweiz	79
10	Gesamt-Fazit und Handlungsempfehlungen.....	79
11	Literaturverzeichnis	83
12	Anhang	87
12.1	Übersicht Massnahmen	87
12.1.1	Massnahmen im Bereich Energieeffizienz	87
12.1.2	Massnahmen im Bereich Erneuerbare Energien	93
12.1.3	Massnahmen im Bereich der Stromnetze	100
12.1.4	Massnahmen im Bereich Versorgungssicherheit und Markt.....	105
12.2	Umweltauswirkungen	109
12.3	Beispiele Forschungsprojekte	110
12.4	Überblick der sich in Entwicklung befindlichen SMR-Konzepte	112
12.5	Entwicklungsstand von neuartigen Reaktoren (SMR und der Generation IV) nach Ländern	113

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs und dessen Bestimmungsfaktoren sowie der Bevölkerung seit dem Jahr 2000	20
Abbildung 2:	Entwicklung des Stromverbrauchs, der Bestimmungsfaktoren des Stromverbrauchs und der Bevölkerung seit dem Jahr 2000	23
Abbildung 3:	Entwicklung Endenergieverbrauch pro Kopf bis 2050	26
Abbildung 4:	Endenergieverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Energieträger, in PJ27	
Abbildung 5:	Endenergieverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verwendungszweck, in PJ	28
Abbildung 6:	Entwicklung Elektrizitätsverbrauch pro Kopf bis 2050	29
Abbildung 7:	Stromverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verbrauchern, in PJ	30
Abbildung 8:	Stromverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verwendungszwecken, in PJ	31
Abbildung 9:	Entwicklung Ausbau erneuerbarer Energien bis 2050	34
Abbildung 10:	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen gemäss dem aktuellen Treibhausgasinventar seit dem Jahr 2000, aufgeteilt nach Verbrauchersektoren	63
Abbildung 11:	Übersicht zur Zielerreichung in den Bereichen Fischgängigkeit, Schwall-Sunk und Geschiebe	66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Richt-/Zielwerte für Energie- und Elektrizitätsverbrauch sowie zum Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien	18
Tabelle 2:	Veränderung Endenergieverbrauch 2020 gegenüber 2000 nach Sektoren und Bestimmungsfaktoren, in PJ	21
Tabelle 3:	Veränderung Endenergieverbrauch 2020 gegenüber 2000 und 2021 nach Verwendungszwecken und Sektoren, in PJ	22
Tabelle 4:	Veränderung Stromverbrauch 2020 gegenüber 2000 nach Sektoren und Bestimmungsfaktoren, in PJ	24
Tabelle 5:	Veränderung Stromverbrauch nach Verwendungszwecken und Sektoren, in PJ	25
Tabelle 6:	Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (Rp./kWh)	75
Tabelle 7:	Treibhausgasemissionen und Umweltbelastungspunkte der verschiedenen Technologien	107
Tabelle 8:	Überblick der sich in Entwicklung befindlichen SMR-Konzepte.	112

Zusammenfassung

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihrer Energieversorgung um: Die Strategie beabsichtigt, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dabei sollen die bisher hohe Versorgungssicherheit und die bezahlbare Energieversorgung der Schweiz beibehalten werden. Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 in der Referendumsabstimmung die entsprechende Neuausrichtung der Schweizer Energiegesetzgebung angenommen, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist. Da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden, sind die Ziele der Energiepolitik eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft. Die Dekarbonisierung des Energiesystems spielt daher eine wichtige Rolle für die Erreichung des vom Bundesrat beschlossenen Netto-Null Ziels, mit dem eine ausgeglichene Treibhausgasbilanz bis 2050 angestrebt wird.

Der angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben und wird deshalb gemäss Artikel 55ff des Energiegesetzes von einem Monitoring begleitet. Neben einem jährlichen Monitoringbericht mit wichtigen energiestatistischen und energiewirtschaftlichen Indikatoren und Themenfeldern umfasst das Monitoring eine fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats ans Parlament, wie sie hier erstmals vorliegt. Es handelt sich um eine vertiefte energiepolitische Standortbestimmung über die Zielerreichung der Energiestrategie und eine Beurteilung der Massnahmen. Zudem erfolgt damit die Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie gemäss Art. 74a des Kernenergiegesetzes.

Die im Energiegesetz verankerten Verbrauchs- und Produktionsrichtwerte für das Jahr 2020 konnten erreicht werden. Längerfristig sind zusätzliche Anstrengungen nötig. Die Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (BFE) zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Allerdings reichen die heute geltenden Massnahmen nicht aus, um die dazu notwendigen Ausbau- und Verbrauchreduktionsziele zu erreichen. Die Weiterentwicklung der Energiestrategie 2050 wurde bereits angegangen und zahlreiche Massnahmen aufgegleist und geplant. Die neuen Entwicklungen an den Energiemärkten mit den grossen Preissteigerungen dürften mittelfristig die Anreize für den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und einen sparsamen Energieverbrauch zudem weiter stärken. Der Handlungsbedarf zur Erreichung der Energie- und Klimaziele bis 2050 bleibt aber hoch: Zentral für die Erreichung des Netto-Null Ziels bleibt eine *umfassende Nutzung der Effizienzpotenziale* bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen, Geräten und im Verkehr sowie eine starke Beschleunigung beim *Ausbau der erneuerbaren Energien*. Auch bei der *Wasserkraftproduktion* ist ein weiterer Zubau nötig. Zentral bei der notwendigen Transformation des Energiesystems ist der Erhalt einer zuverlässigen und sicheren Energieversorgung. Längerfristig muss der Verbrauch von fossilen Energieträgern wie Erdöl und Erdgas stark sinken und 2050 nahezu vollständig durch erneuerbare Energieträger ersetzt sein. Im künftigen Energiesystem werden daher Strom und strombasierte Energieträger eine wichtige Rolle spielen. Die bisher vom Bund durchgeführten Modellierungen der Erzeugungs- und Systemkapazität deuten hier grundsätzlich auf eine stabile Versorgungssituation bis 2035 hin. Allerdings ist hierzu der Stromtausch mit den Nachbarländern und ein gut funktionierender Strommarkt entscheidend, weshalb sich durch das fehlende Stromabkommen zwischen der EU und der Schweiz kurz- bis mittelfristig zusätzliche Herausforderungen stellen. Kurzfristig ist es in den vergangenen Monaten zudem zu starken Preisaufschlägen auf den europäischen Energiemärkten gekommen, die sich mit dem Krieg in der Ukraine verschärft haben; obwohl die Schweizer Stromunternehmen gut aufgestellt sind, kann es in dieser Situation im schlimmsten Fall zu einer unkontrollierten Kettenreaktion kommen, welche die Liquidität eines systemkritischen Stromkonzerns und damit auch die Schweizer Stromversorgung gefährden könnte. Herausforderungen ergeben sich auch längerfristig aufgrund des erhöhten Strombedarfs im Zuge der Dekarbonisierung sowie des Wegfalls von steuerbarer, fossiler Stromerzeugung im Ausland. Bei den fossilen Energieträgern war die Versorgungssicherheit trotz der vollständigen Auslandabhängigkeit bisher

grundsätzlich gut, die Entwicklungen auf die Energieversorgungslage aufgrund des Ukraine-Krieges haben jedoch die Risiken deutlich aufgezeigt, welche die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und Produktionsländern mit sich bringt.

Mit dem Entwurf zu einem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, den geplanten Anpassungen im Energiegesetz zur Beschleunigung der Verfahren für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zu administrativen und steuerlichen Erleichterungen für den Photovoltaik-Ausbau, dem Runden Tisch Wasserkraft und den Arbeiten zu zusätzlichen Stromeffizienzmassnahmen hat der Bundesrat respektive das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) bereits umfassende Massnahmen in den Bereichen Energieverbrauch und -produktion beschlossen; die Massnahmen befinden sich teilweise in der parlamentarischen Beratung. Die bisherigen Fördermassnahmen haben sich bewährt und sollen mit dem genannten Bundesgesetz verlängert und marktnäher ausgestaltet werden. Das Parlament hat wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem bereits in der Herbstsession 2021 beschlossen. Zur Sicherstellung der kurzfristigen Versorgungssicherheit wurden einige Instrumente wie der Einsatz von Wasserkraftreserve, Reservekraftwerken und Notstromgruppen vorgezogen, damit sie bereits für den Winter 2022/2023 bereitstehen. Zudem will der Bundesrat zusätzliches Stromeffizienzpotenzial rasch erschliessen, was ebenfalls massgeblich zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit beiträgt. Die entsprechenden Massnahmen tragen dazu bei, die heute hohe Auslandabhängigkeit namentlich von fossilen Energien langfristig zu reduzieren. Schliesslich ist am 1. Oktober 2022 das Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (Fi-REG) dringlich in Kraft getreten. Das präventive Instrument soll sicherstellen, dass die Stromversorgung in der Schweiz auch dann funktioniert, wenn es durch weitere starke Preisaufschläge im internationalen Stromhandel zu einer Kettenreaktion in der Strombranche kommen sollte, die einen Systemkollaps zur Folge haben könnte. Auch im Gasbereich hat der Bundesrat aufgrund der Folgen des Ukraine-Kriegs Vorsorgemassnahmen für den kommenden Winter 2022/23 beschlossen.

Mit dem Umbau des Energiesystems stellen sich auch neue Anforderungen an die Netze. Mit der Strategie Stromnetze wurden die Rahmenbedingungen für den Netzausbau verbessert. Die neuen Gesetzes- und Verordnungsbestimmungen sind mehrheitlich am 1. Juni 2019 in Kraft getreten. Am 23. November 2022 hat der Bundesrat den Szenariorahmen für die Stromnetzplanung 2030/2040 genehmigt. Die Wirksamkeit der neuen Regelungen konnte in der Praxis daher noch nicht umfassend geprüft werden und wird weiterhin beobachtet. Mit dem zunehmenden Anteil an dezentraler Erzeugung steigt der Bedarf an Flexibilität, weshalb im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien bereits Neuerungen bei der Flexibilitätsregulierung geplant sind. Neben den Stromnetzen werden in Zukunft auch andere Netze, beispielsweise Wasserstoff-, CO₂-, oder Wärmenetze, an Bedeutung gewinnen. Auch hier ist der Bund bereits daran, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu erarbeiten.

Wie bereits oben geschrieben, sind Energie- und Klimapolitik eng miteinander verknüpft. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel bis 2050 können für die Schweiz als moderat bezeichnet werden, insbesondere angesichts des Ausmasses dieses Umbaus und der kurzen Zeit, die dafür zur Verfügung steht. Hinzu kommt der Nutzen eines gebremsten Klimawandels, wenn alle Länder Netto-Null rechtzeitig umsetzen, bei dieser Aussage noch nicht berücksichtigt. Die Kosten, welche aufgrund eines ungebremsten Klimawandels entstehend würden, sind potenziell sehr hoch. Die Massnahmen der Energiestrategie leisten einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele des Bundes und umgekehrt. Der Umbau der Energieversorgung hat aber auch verschiedene umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Die Gesamtumweltbelastung der erneuerbaren Energien ist jedoch im Vergleich zu nicht-erneuerbaren Energien deutlich geringer. Durch Effizienzmassnahmen können zudem weitere negative Umweltauswirkungen vermieden werden. Die Wirkung des nationalen Interesses auf den Schutz von Natur und Landschaft kann zurzeit noch nicht beurteilt werden. Die erfolg-

reiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik wird durch die Erkenntnisse aus der Energieforschung unterstützt. Im Rahmen dieses Berichts wird auch die Entwicklung der Kerntechnologie gemäss KEG Art. 74a aufgezeigt. Hier werden in absehbarer Zeit keine Durchbrüche erwartet.

Aus heutiger Sicht besteht grosser Handlungsbedarf, um eine klimaneutrale und sichere Energieversorgung bis 2050 zu erreichen. Der Bundesrat hat die Rahmenbedingungen der Energiestrategie 2050 jedoch bereits umfassend weiterentwickelt und zahlreiche neue Massnahmen aufgleist. Im Zusammenhang mit der derzeit angespannten Situation auf den Energiemärkten hat der Bundesrat ebenfalls bereits entsprechende Vorsorgemassnahmen beschlossen und er verfolgt die Lage weiterhin eng. Auch hat sich das Marktumfeld verändert. Die beobachteten Energiepreissteigerungen dürften die Anreize sowohl zum Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung als auch zu einem sparsamen Verbrauchsverhalten und verbesserter Energieeffizienz stärken. Der Bundesrat verzichtet daher darauf, zum jetzigen Zeitpunkt weitere Massnahmen vorzuschlagen. Der weitere Verlauf der Diskussion über die bereits eingeleiteten Massnahmen sowie deren spätere Umsetzung gilt es jedoch genau zu verfolgen. Dies gilt auch für die Entwicklung gegenüber den langfristigen Zielen bis 2050, welche im Rahmen des Monitorings und weiterer Analysen weiterhin zu beobachten sind. Auch sind wichtige Arbeiten des Bundes im Wärmebereich sowie bei der Sektorkopplung (Wasserstoff, Negativemissionstechnologien, nationales Register für erneuerbare Treib- und Brennstoffe) voranzutreiben.

Sintesi

Con la Strategia energetica 2050 la Svizzera trasforma il proprio approvvigionamento energetico, prefiggendosi l'abbandono graduale del nucleare, l'aumento dell'efficienza energetica e della quota di energie rinnovabili nonché la riduzione delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico. L'elevata sicurezza e i prezzi contenuti dell'approvvigionamento energetico in Svizzera dovranno essere mantenuti. Nel referendum del 2017 il popolo svizzero ha approvato il nuovo orientamento della legislazione in materia energetica, che è in vigore dall'inizio del 2018. Poiché circa tre quarti delle emissioni di gas serra nel nostro Paese sono causati dall'uso di vettori energetici fossili, gli obiettivi energetici della Svizzera sono strettamente legati a quelli della politica climatica. La decarbonizzazione del sistema energetico assume quindi un ruolo importante nel raggiungimento dell'obiettivo del Consiglio federale di emissioni nette pari a zero, con cui si persegue un bilancio equilibrato dei gas serra fino al 2050.

L'auspicata ridefinizione del sistema energetico svizzero è un progetto a lungo termine e pertanto, conformemente all'articolo 55 segg. della legge sull'energia, è affiancata da un monitoraggio. Oltre a un rapporto di monitoraggio annuale corredato di importanti indicatori e temi statistici ed economici sull'energia, il monitoraggio include un rapporto quinquennale del Consiglio federale all'attenzione del Parlamento. Il presente è il primo rapporto di questo tipo. Si tratta di un accurato punto della situazione, sotto il profilo della politica energetica, sul raggiungimento degli obiettivi della Strategia energetica e della valutazione delle misure esistenti e di quelle previste. Inoltre, in tal modo, viene adempiuto l'obbligo di riferire sugli sviluppi della tecnologia nucleare conformemente all'articolo 74a della legge federale sull'energia nucleare.

Sono stati raggiunti i valori indicativi in materia di consumo e produzione stabiliti per il 2020 dalla legge federale sull'energia. A lungo termine sarà necessario un impegno ulteriore. Le Prospettive energetiche 2050+ dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) evidenziano che la Svizzera può trasformare il proprio approvvigionamento energetico entro il 2050 in linea con l'obiettivo di emissioni nette di gas serra pari a zero, garantendo al contempo la sicurezza dell'approvvigionamento. Tuttavia, le misure attualmente in vigore non sono sufficienti per raggiungere i necessari obiettivi di incremento della produzione e di riduzione del consumo. L'ulteriore sviluppo della Strategia energetica 2050 è già cominciato e numerose misure sono state avviate e pianificate. Le nuove evoluzioni sui mercati energetici caratterizzate da significativi aumenti dei prezzi probabilmente rafforzano a medio termine gli incentivi per il necessario incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e per un consumo energetico proprio parsimonioso. Ciononostante rimane elevata la necessità di agire per raggiungere gli obiettivi energetici e climatici entro il 2050. Per realizzare l'obiettivo del saldo netto delle emissioni pari a zero restano fondamentali lo *sfruttamento completo dei potenziali di incremento dell'efficienza* nell'ambito degli edifici, dei processi, degli impianti, degli apparecchi e dei trasporti nonché una forte accelerazione dello *sviluppo delle energie rinnovabili*. Un ulteriore sviluppo è necessario anche a livello di *produzione di energia idroelettrica*. Nell'ambito della necessaria trasformazione del sistema energetico è fondamentale il mantenimento di un approvvigionamento energetico affidabile e sicuro. A lungo termine, il consumo di vettori energetici fossili come il petrolio e il gas naturale deve diminuire drasticamente e nel 2050 dovrà essere quasi completamente sostituito da vettori energetici rinnovabili. Pertanto, nel futuro sistema energetico, l'energia elettrica e i vettori energetici basati sull'elettricità assumeranno un ruolo importante. Le modellizzazioni relative alla capacità di produzione e alla capacità del sistema finora effettuate dalla Confederazione indicano sostanzialmente una stabilità nell'approvvigionamento fino al 2035. Tuttavia, lo scambio transfrontaliero di energia elettrica con i Paesi confinanti e un buon funzionamento del mercato elettrico sono decisivi, motivo per cui a causa del mancato accordo in tale ambito tra l'UE e la Svizzera si delineano ulteriori sfide nel breve e medio termine. Negli ultimi mesi, sui mercati europei dell'energia si sono inoltre verificati, a breve termine, forti aumenti di prezzo che si sono accentuati con la guerra in Ucraina; sebbene le aziende elettriche svizzere siano solide, questa

situazione potrebbe portare nel peggiore dei casi a una reazione a catena incontrollata che metterebbe a rischio la liquidità di aziende elettriche di rilevanza sistemica e, di conseguenza, anche l'approvvigionamento elettrico svizzero. Anche nel lungo termine vi saranno sfide a causa del maggiore fabbisogno elettrico nel contesto della decarbonizzazione nonché del venir meno della produzione controllabile di energia elettrica da fonti fossili estere. Nel caso dei vettori energetici fossili, malgrado la completa dipendenza dall'estero, la sicurezza dell'approvvigionamento è stata finora sostanzialmente buona, ma le evoluzioni della situazione dell'approvvigionamento energetico dovute alla guerra in Ucraina hanno chiaramente palesato i rischi che comporta la dipendenza da singoli vettori energetici e da singoli Paesi produttori.

Con il progetto di legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, i previsti adeguamenti della legge federale sull'energia volti ad accelerare le procedure per l'aumento delle energie rinnovabili nonché a snellire l'iter burocratico e a concedere facilitazioni fiscali a favore del fotovoltaico, la Tavola rotonda sull'energia idroelettrica e i lavori per ulteriori misure di efficienza elettrica, il Consiglio federale e il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) hanno già deciso un ampio ventaglio di misure nei settori del consumo e della produzione di energia; attualmente alcune misure sono al vaglio del Parlamento. Le misure di promozione esistenti si sono dimostrate efficaci e con la suddetta legge federale saranno prorogate e strutturate in modo più aderente al mercato. Nella sessione autunnale del 2021 il Parlamento ha già approvato buona parte degli adeguamenti al sistema di promozione richiesti dal Consiglio federale. Per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine, alcuni strumenti come l'utilizzo della riserva di energia idroelettrica, delle centrali di riserva e dei gruppi di elettrogeni di emergenza sono stati anticipati in modo da essere già pronti per l'inverno 2022/2023. Inoltre il Consiglio federale intende sfruttare rapidamente un ulteriore potenziale di efficienza elettrica, che contribuirà anche in modo significativo a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Le dovute misure contribuiranno a ridurre a lungo termine la nostra attuale elevata dipendenza dall'estero, segnatamente per quanto concerne le energie fossili. Infine, il 1° ottobre 2022 è entrata urgentemente in vigore la legge federale sugli aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese di rilevanza sistemica del settore dell'energia elettrica (LAISE). Lo strumento preventivo serve a garantire la continuità dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera anche nel caso in cui ulteriori forti aumenti dei prezzi nel commercio internazionale di energia elettrica dovessero provocare una reazione a catena nel settore che potrebbe portare a un collasso del sistema. A causa delle conseguenze della guerra in Ucraina, il Consiglio federale ha deciso misure precauzionali per il prossimo inverno 2022/23 anche per il settore del gas.

La riorganizzazione del sistema energetico comporta anche nuove sfide per le reti. La Strategia Reti elettriche ha migliorato le condizioni quadro del potenziamento della rete. La maggior parte delle nuove disposizioni di legge e di ordinanza sono entrate in vigore il 1° giugno 2019. Il 23 novembre 2022 il Consiglio federale ha approvato lo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche. L'efficacia delle nuove norme non ha quindi ancora potuto essere verificata in modo esaustivo nella pratica e continuerà a essere monitorata. Il crescente volume di produzione decentralizzata richiede maggiore flessibilità, ragion per cui nella legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili sono già previsti cambiamenti nella regolamentazione della flessibilità. In futuro, oltre alle reti elettriche, anche altre reti come quelle di idrogeno, di CO₂ o reti termiche assumeranno un'importanza sempre maggiore. Al riguardo la Confederazione sta già elaborando le necessarie condizioni quadro.

Come già illustrato in precedenza, la politica energetica e quella climatica sono strettamente legate. Gli effetti economici della ridefinizione del sistema energetico in linea con l'obiettivo dell'azzeramento delle emissioni nette di gas serra entro il 2050 possono essere descritti come moderati per la Svizzera, specialmente in considerazione della portata di questa riorganizzazione del sistema e dei tempi brevi a disposizione per realizzarla. Inoltre, questa affermazione non tiene ancora conto dei benefici derivanti

dai cambiamenti climatici controllati se tutti i Paesi attuano in tempo utile l'obiettivo del saldo netto delle emissioni pari a zero. I costi che deriverebbero da cambiamenti climatici incontrollati sono potenzialmente molto elevati. Le misure della Strategia energetica forniscono un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi climatici della Confederazione e viceversa. La trasformazione dell'approvvigionamento energetico ha però anche diverse ripercussioni ambientali, ad esempio sulle acque, sull'utilizzazione del suolo, sulla biodiversità oppure sul paesaggio. L'impatto ambientale totale delle energie rinnovabili è comunque significativamente inferiore rispetto a quello delle energie non rinnovabili. Le misure di efficienza energetica permettono inoltre di evitare altri impatti ambientali negativi. L'effetto dell'interesse nazionale sulla protezione della natura e del paesaggio non può per ora essere valutato. Il successo dell'attuazione della Strategia energetica 2050 e della politica climatica è supportato dai risultati della ricerca energetica. Nel presente rapporto vengono illustrati anche gli sviluppi della tecnologia nucleare conformemente all'articolo 74a della legge federale sull'energia nucleare. Nel prossimo futuro non sono attese innovazioni in questo campo.

Allo stato attuale resta molto da fare per raggiungere un approvvigionamento energetico sicuro e neutrale sotto il profilo climatico entro il 2050. Tuttavia il Consiglio federale ha già sviluppato in modo esaustivo le condizioni quadro della Strategia energetica 2050 e avviato numerose nuove misure. In relazione alla situazione attualmente tesa sui mercati energetici, il Consiglio federale ha anche già deciso le dovute misure precauzionali e continua a seguire attentamente la situazione. Anche il contesto del mercato è cambiato. Probabilmente gli aumenti osservati dei prezzi dell'energia rafforzeranno gli incentivi sia per l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili che per un consumo energetico parsimonioso e una migliore efficienza energetica. Il Consiglio federale rinuncia pertanto a proporre ulteriori misure in questo momento. Tuttavia è necessario seguire da vicino il corso della discussione sulle misure già avviate e la loro successiva attuazione. Questo vale anche per l'evoluzione rispetto agli obiettivi a lungo termine entro il 2050, che continueranno a essere osservati nel quadro del monitoraggio e di ulteriori analisi. Occorre inoltre portare avanti gli importanti lavori della Confederazione nel settore termico e dell'accoppiamento dei settori (idrogeno, tecnologie a emissioni negative, registro nazionale per carburanti e combustibili rinnovabili).

1 Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 setzt die Schweiz die Transformation ihrer Energieversorgung um: Die Strategie beabsichtigt, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dabei sollen die bisher hohe Versorgungssicherheit und die bezahlbare Energieversorgung der Schweiz beibehalten werden. Die Schweizer Stimmbevölkerung hat 2017 in der Referendumsabstimmung die entsprechende Neuausrichtung der Schweizer Energiegesetzgebung angenommen, welche seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Der angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben und wird deshalb von einem Monitoring begleitet. Rechtliche Grundlage dafür bilden Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie. Das Monitoring umfasst zwei Gefässe: *Erstens* einen jährlichen Monitoringbericht mit wichtigen energiestatistischen und energiewirtschaftlichen Indikatoren und Themenfeldern, welchen das Bundesamt für Energie (BFE) zusammen mit anderen Bundesstellen seit 2018 erstellt und publiziert (siehe www.energiemonitoring.ch). *Zweitens* eine fünfjährliche Berichterstattung des Bundesrats ans Parlament, wie sie hier erstmals vorliegt. Es handelt sich dabei um eine vertiefte energiepolitische Standortbestimmung über die Zielerreichung der Energiestrategie und eine Beurteilung der Massnahmen. Der Bericht enthält zudem Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die künftige Ausgestaltung der Energiepolitik.

Disclaimer: *Die Folgen des Ukraine-Krieges auf die kurzfristige Energieversorgung der Schweiz werden in diesem Bericht nicht vertieft analysiert, sondern sind Bestandteil laufender Arbeiten. Soweit als möglich wird aber auf die vom Bundesrat getroffenen Massnahmen verwiesen. Der Bericht fokussiert derweil wie die Energieperspektiven 2050+ auf die mittel- und langfristigen Entwicklungen.*

1.1 Energie- und klimapolitisches Umfeld in der Schweiz

Im Juni 2021 hat der Bundesrat mit der Botschaft zu einem *Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien* die Weiterentwicklung der Energiestrategie 2050 auf den Weg gebracht. Die Vorlage wird zurzeit im Parlament beraten. Im Hinblick auf die Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 (s. weiter unten) müssen insbesondere im Verkehrs- und Wärmebereich fossile Energieträger so weit wie möglich durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Der Bundesrat will mit der Vorlage, die eine Revision des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes beinhaltet, die inländische erneuerbare Stromproduktion rasch und konsequent ausbauen, diese besser ins Stromsystem integrieren sowie die längerfristige Versorgungssicherheit stärken. Das Parlament hat im September 2021 im Rahmen der *parlamentarischen Initiative 19.443 «Erneuerbare Energien einheitlich fördern. Einmalvergütung auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie»* beschlossen, im Sinne einer Überbrückungslösung die Förderung der erneuerbaren Energien zu verlängern und auszubauen, weil das derzeit geltende System bis 2022 befristet ist. Anfang 2022 hat der Bundesrat zudem Massnahmen zur *Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren* für die bedeutendsten Anlagen der Wasserkraft und der Windenergie vorgeschlagen und eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung gegeben. Die Vorlage enthält auch Massnahmen, um den Ausbau der Photovoltaik voranzutreiben: Investitionen für Photovoltaikanlagen sollen auch bei Neubauten steuerlich abgezogen werden können und die Zulassung von Solaranlagen an Fassaden soll vereinfacht werden.

In Folge des Ukraine-Krieges hat sich die Versorgungssituation insbesondere im Gasbereich in der Schweiz und in Europa verschlechtert. Seit März 2022 arbeiten der Bundesrat und die Schweizer Gasbranche gemeinsam intensiv daran, die Gasversorgung der Schweiz für den kommenden Winter zu sichern. Da die Schweiz beim Gas vollständig von Importen abhängig ist, hat der Bundesrat am 18. Mai

2022 beschlossen, die Gasversorgung für den kommenden Winter 2022/23 zu stärken. Er hat die Gasbranche verpflichtet, Speicherkapazitäten in EU-Mitgliedstaaten und Optionen für zusätzliche Lieferungen von nicht-russischem Gas zu sichern. Dazu hat er eine dringliche Verordnung in Kraft gesetzt und das von der Branche und den Bundesbehörden erarbeitete Konzept zur Bewältigung einer möglichen Gasmangellage im Winter zur Kenntnis genommen. Weiter wurden Verhandlungen für Solidaritätsabkommen mit Deutschland und Italien aufgenommen. Einer möglichen Gasmangellage will der Bund mit verschiedenen Massnahmen begegnen. Beim Szenario einer drohenden Mangellage im Gasbereich werden mit einer Informationskampagne des Bundes und der Gasbranche Sparappelle an alle Erdgasverbraucher gerichtet. Dabei geht es darum, dass mit Empfehlungen und Ratschlägen der Verbrauch von Erdgas deutlich reduziert wird. Gleichzeitig würden die Zweistoffkunden auf Heizöl umgeschaltet. Die sogenannten Zweistoffanlagen können sowohl mit Erdgas als auch Heizöl betrieben werden. Wenn die Sparappelle und die angeordneten Umschaltungen von Zweistoffanlagen für die Bewältigung einer Gasmangellage nicht ausreichen, soll der Erdgasverbrauch kontingentiert werden. Für den Fall einer schweren Mangellage hat die wirtschaftliche Landesversorgung (WL) zusätzliche Massnahmen entwickelt: ergänzend zur Umschaltung von Zweistoffanlagen könnten dann die nicht-geschützten Kunden kontingentiert werden. Es ist bereits absehbar, dass die Gasversorgung in Europa über den kommenden Winter 2022/23 hinaus auch weiterhin angespannt bleiben wird.

Bezüglich kurz- und mittelfristiger Stromversorgungssicherheit und der Zusammenarbeit mit der EU im Strombereich hat der Bundesrat im Oktober 2021 von zwei Berichten Kenntnis genommen: Sie dienen dazu, die weiteren Schritte zur Stärkung der Versorgungssicherheit vorzubereiten, nachdem ein Stromabkommen mit der EU bis auf weiteres nicht absehbar ist. Die Wahrscheinlichkeit einer Strommangellage ist aufgrund des Ukraine-Krieges und der damit verbundenen möglichen Gaslieferunterbrechungen in Europa gestiegen. Verschärft wird diese Situation durch die Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken in Frankreich infolge von Sicherheitsprüfungen. Im Februar 2022 hat der Bundesrat beschlossen, bereits ab dem Winter 2022/23 eine *Wasserkraftreserve* als erste Versicherungslösung für ausserordentliche Knappheitssituationen einzurichten. Zudem hat er das UVEK beauftragt, die Bestimmungen für den Bau und den Betrieb von *Reservekraftwerken* als zweite Versicherungslösung auszuarbeiten. Der Bundesrat hat am 17. August 2022 beschlossen, dass das UVEK und das Eidgenössische Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) Vertragsverhandlungen zum Einsatz von Reservekraftwerken führen können. Diese sollen ergänzend zur Wasserkraftreserve bereits im Spätwinter 2023 zur Bewältigung von ausserordentlichen Knappheitssituationen bereitstehen. Am 2. September 2022 hat der Bund einen Vertrag mit der Firma General Electric Gas Power unterzeichnet. Der Bund beschafft damit bei ihr acht mobile Gasturbinen mit einer Leistung von gegen 250 MW, die auf deren Firmengelände in Birr im Kanton Aargau aufgebaut werden. Zudem will der Bundesrat Notstromgruppen nutzen, da auch diese einen wertvollen Beitrag als Reserve leisten können. Deren Betreiber sollen sich darum ebenfalls an den Ausschreibungen beteiligen können. Die Grundlage dazu bildet die Verordnung zur Winterreserve, in der alle drei genannten Reserven zusammengeführt werden. Die Verordnung regelt die Schaffung einer Stromreserve, die als Absicherung gegen ausserordentliche Knappheitssituationen dient, die am ehesten im Winter bis Frühling auftreten können und macht Vorgaben zum Einsatz, Abruf und zum Zusammenspiel der Reserven, falls ein Abruf nötig wird. Die Verordnung soll spätestens Mitte Februar 2023 in Kraft treten. Wegen der starken Preisausschläge auf den europäischen Energiemärkten, die sich mit dem Krieg verschärft haben, brauchen die Stromunternehmen mehr Mittel, um die mit dem Stromhandel verbundenen Sicherheitsleistungen zu decken. Damit steigt das Risiko von Liquiditätsengpässen und Kettenreaktionen, welche auch die Schweizer Stromversorgungssicherheit beeinträchtigen können. Um diese Gefahr abzuwenden, hat der Bundesrat am 18. Mai 2022 die Botschaft für ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen an das Parlament überwiesen. Das Gesetz ist am 1. Oktober 2022 dringlich in Kraft getreten und bis am 31. Dezember 2026 befristet.

Als weitere Massnahme zur Verbesserung der Versorgungslage im Winter 2022/23 hat das UVEK in Zusammenarbeit mit dem WBF eine schweizweite Energie-Sparkampagne erarbeitet, die in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft umgesetzt wird. Die Sensibilisierungs-Kampagne wurde im August 2022 gestartet. Sie soll der Bevölkerung und der Wirtschaft einfache und rasch umsetzbare Energiesparmassnahmen, insbesondere für den Strom- und Gasbereich, vermitteln. Ziel ist es, im Hinblick auf den Winter 2022/23 Einsparungen zu erzielen. Von der Kommunikationsinitiative sind die Sparappelle gemäss Mangellage des WBF bzw. die Sparappelle im Rahmen der Vorbereitungsmaßnahmen zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Fall einer drohenden schweren Mangellage zu unterscheiden.

In der Herbstsession 2022 hat das Parlament das Gesetz über «dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter» beschlossen. Dazu gehören Erleichterungen für die Bewilligung von Photovoltaik-Grossanlagen, eine Pflicht zur Nutzung der Sonnenenergie bei grossen Gebäuden sowie Erleichterungen für die Bewilligung beim Wasserkraftprojekt am Grimsensee. Die entsprechenden Anpassungen im Energiegesetz sind per 1. Oktober 2022 in Kraft getreten und gelten bis zum 31. Dezember 2025.

Die Ziele der Energiepolitik sind eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. 2017 hat die Schweiz das Übereinkommen von Paris ratifiziert. Sie hat sich damit zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen verpflichtet. 2019 hat der Bundesrat beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 unter dem Strich nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als durch natürliche und technische Speicher aufgenommen werden können (Netto-Null-Ziel). Die Energieperspektiven 2050+ des BFE zeigen, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die Energieperspektiven 2050+ bilden eine wichtige Grundlage für die «Langfristige Klimastrategie der Schweiz», welche der Bundesrat im Januar 2021 zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels verabschiedet und beim UNO-Klimasekretariat eingereicht hat. Diese präsentiert die Leitlinien der Schweizer Klimapolitik bis 2050 und legt strategische Ziele für die verschiedenen Sektoren fest. Am 27. November 2019 wurde die Gletscher-Initiative eingereicht, welche das Netto-Null-Ziel in der Verfassung festschreiben will. Der Bundesrat hat im August 2021 die Botschaft für einen direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative verabschiedet. Mit diesem beantragt er in Übereinstimmung mit der Gletscher-Initiative, das bisher indikative Netto-Null-Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen. Der Bundesrat möchte aber auf ein grundsätzliches Verbot fossiler Brenn- und Treibstoffe ab 2050 verzichten und auch die spezielle Situation der Berg- und Randgebiete sowie die Bedürfnisse der Armee, Polizei und Rettungsdienste berücksichtigen. Zudem möchte er für den Ausgleich der verbleibenden Emissionen Senken im In- und im Ausland zulassen. Das Parlament unterstützt den direkten Gegenentwurf des Bundesrates, hat aber im Rahmen der parlamentarischen Initiative 21.501 der UREK-N zusätzlich einen indirekten Gegenvorschlag auf Gesetzesstufe verabschiedet. Der indirekte Gegenvorschlag will das Netto-Null-Ziel 2050 in ein Rahmengesetz schreiben («Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit»), konkretisiert durch Zwischenziele und sektorielle Richtwerte. Die Gletscher-Initiative wurde am 5. Oktober 2022 zugunsten des indirekten Gegenvorschlags bedingt zurückgezogen. Die Referendumsfrist läuft bis am 19. Januar 2022.

Bis 2030 hat sich die Schweiz international verpflichtet, ihre Treibhausgase um 50 Prozent zu reduzieren. Die nationale Umsetzung dieses Ziels und die entsprechenden Massnahmen sah das revidierte CO₂-Gesetz vor, welches die Schweizer Stimmbevölkerung im Juni 2021 verworfen hat. Das international eingegebene Reduktionsziel für 2030 gilt weiterhin. Der Bundesrat hat deshalb im Dezember 2021 bis April 2022 eine Vernehmlassung zu einer neuen Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit von 2025 bis 2030 durchgeführt. Am 16. September 2022 hat der Bundesrat die entsprechende Botschaft verabschiedet. Die Vorlage verzichtet auf Instrumente, die zur Ablehnung der letzten Revision geführt haben. Um die Ende 2021 auslaufenden unbestrittenen Massnahmen des CO₂-Gesetzes zu verlängern und

das nationale Verminderungsziel bis Ende 2024 fortzuschreiben, hat das Parlament gestützt auf eine parlamentarische Initiative 21.477 der UREK-N eine Teilrevision des CO₂-Gesetzes beschlossen, die rückwirkend per 1. Januar 2022 in Kraft getreten ist. Von 2021 bis 2024 sind die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um jährlich 1,5 Prozent zu verringern, wobei ab 2022 neu maximal 25 Prozent mit Massnahmen im Ausland erbracht werden dürfen. Verlängert wurden die CO₂-Abgabenbefreiung von Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung, die Kompensationspflicht für die Importeure fossiler Treibstoffe sowie die Mineralölsteuer-Erleichterungen für biogene Treibstoffe.

Verhältnis zwischen Energie- und Klimapolitik

An der Klimakonferenz in Paris Ende 2015 wurde für die Zeit nach 2020 ein neues Übereinkommen verabschiedet, welches erstmals alle Staaten zur Reduktion der Treibhausgasemissionen verpflichtet. Das Übereinkommen von Paris (Art. 4.19) fordert die Staaten auf, eine langfristige Klimastrategie zu erarbeiten. Der Bundesrat hat die langfristige Klimastrategie der Schweiz am 27. Januar 2021 verabschiedet und deren Eingabe beim UNO-Klimasekretariat gutgeheissen.

Ausgangspunkt für die langfristige Klimastrategie ist das Netto-Null-Ziel für 2050, das der Bundesrat im August 2019 beschlossen hat. Die langfristige Klimastrategie ist ein wichtiger erster Schritt. Sie formuliert zehn strategische Grundsätze, die das klimapolitische Handeln der Schweiz in den kommenden Jahren prägen sollen. Anschliessend zeigt die Klimastrategie für die Teilbereiche Gebäude, Industrie, Verkehr, internationale Luftfahrt, Landwirtschaft und Ernährung, Abfall, synthetische Gase sowie Finanzmarkt mögliche Ziele und Emissionsentwicklungen auf. Diese strategischen Grundsätze sind für die Klimapolitik, aber auch für weitere Politikbereiche richtungsweisend. Vor allem Grundsatz 5 zeigt den engen Zusammenhang zur Energiepolitik auf: Demnach ist neben dem möglichst vollständigen Verzicht auf fossile Brenn- und Treibstoffe und dem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien der haushälterische Umgang mit allen Energieträgern ein weiterer Schlüssel zur Zielerreichung.

Die langfristige Klimastrategie stützt sich auf die Ergebnisse der Energieperspektiven 2050+ des BFE. Diese illustrieren anhand verschiedener Szenarien Emissionspfade in Richtung Netto-Null und zeigen die dafür notwendigen technologischen Entwicklungen sowie die Rolle von Technologien, die der Atmosphäre dauerhaft Treibhausgase entziehen (sog. Negativemissionstechnologien, NET) auf.

Die langfristige Klimastrategie und die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die Schweiz ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um rund 90 Prozent vermindern kann. Der Energiebereich ist für rund drei Viertel der gesamten inländischen Treibhausgasemissionen verantwortlich und damit für die Erreichung der Zielsetzung von wesentlicher Bedeutung. Die verbleibenden schwer vermeidbaren Emissionen, welche primär bei den industriellen Prozessen, der thermischen Verwertung von Abfällen und bei der Landwirtschaft aus der Nutztierhaltung anfallen, müssen mit Negativemissionstechnologien im In- und Ausland ausgeglichen werden. Zukünftige Technologien zur Abscheidung und Lagerung von CO₂ (Carbon capture and storage, CCS) sowie Negativemissionstechnologien (NET) benötigen Strom und werden im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielen. Energie- und Klimapolitik müssen deshalb gemeinsam betrachtet werden, da sie eng miteinander verknüpft sind und sich gegenseitig unterstützen.

1.2 Energie- und klimapolitisches Umfeld international

Die Schweiz ist eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und auf Energieimporte angewiesen. Auf regulatorischer Ebene sind die Weiterentwicklungen des Rechtsrahmens in Europa zentral. Eine wichtige Rolle spielen zudem die internationalen Klimaschutzbestrebungen.

Die EU bereitet zahlreiche Gesetzesvorlagen vor, um ihr Reduktionsziel für die Treibhausgasemissionen für 2030 auf minus 55 Prozent anzuheben. Mit dem NextGeneration-EU-Wiederaufbauplan werden dreistellige Milliardenbeträge in Energiewende, Umwelt und nachhaltigen Transport investiert. Der als Reaktion auf die Energieversorgungskrise verabschiedete REPowerEU-Plan will den Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz weiter beschleunigen, um bis 2027 unabhängig von russischem Gas zu werden.

Kurzfristig werden die Emissionen in Europa steigen, da etliche EU-Staaten im Winter verstärkt Kohlekraftwerke einsetzen werden, um knappes russisches Gas zu ersetzen. Auch die Umschaltung von Industrieanlagen von Gas auf Heizöl wird mehr Emissionen erzeugen – so auch in der Schweiz. Die EU und die G7 erachten dies nur als ein Zwischenhoch, das durch verstärkte Energie- und Klimapolitik in den folgenden Jahren mehr als wettgemacht werden soll.

Die EU hat seit März 2022 acht Sanktionspakete gegen Russland beschlossen, die bedeutende Massnahmen im Energiebereich enthalten: So gelten Importverbote ab August 2022 für Kohle, ab Dezember 2022 für Rohöl auf dem Seeweg und ab Februar 2023 für Erdölprodukte auf dem Seeweg aus Russland. Für die Einfuhr von Erdöl, das über Pipelines an EU-Mitgliedstaaten geliefert wird, die besonders von Lieferungen aus Russland abhängig sind und über keinerlei tragfähige Alternativen verfügen, ist eine vorübergehende Ausnahme vorgesehen. Weiter ist der Handel und die Erbringung dazugehöriger Finanzdienstleistungen einschliesslich Versicherungen und Rückversicherungen mit diesen Produkten untersagt. Das achte Sanktionspaket der EU enthält eine Rechtsgrundlage für eine Preisobergrenze für Erdöl, wobei der Transport inklusive die Erbringung dazugehöriger Finanzdienstleistungen von Erdöl über der Preisobergrenze für Unternehmen in der EU verboten ist. Im Dezember haben sich die G7, die EU-Mitglieder sowie Australien für eine Preisobergrenze von 60 Dollar je Fass für das russische Erdöl ausgesprochen. Die Schweiz hat alle acht Sanktionspakete der EU mit wenigen Ausnahmen in nationales Recht übernommen. Damit ist auch der Handel mit russischem Erdöl und Erdölprodukten mit Bestimmungsort Schweiz untersagt. Das Embargo tritt in der Schweiz wie in der EU nach Übergangsfristen bis Anfang 2023 schrittweise in Kraft. Die Schweiz importiert russische Erdölprodukte aus den EU-Mitgliedsländern.

Die EU treibt die Transformation ihres Energiesystems aus klimapolitischen Gründen voran. Durch den Krieg in der Ukraine wurde das Tempo verstärkt. Im Mai 2022 legte die Kommission den REPowerEU-Plan vor. Damit will sich die EU so rasch als möglich von fossilen Energieträgern aus Russland unabhängig machen und gleichzeitig zur Bewältigung des Klimawandels beitragen. Dies im Einklang mit den bisherigen Paketen zur Umsetzung der Klimaneutralität respektive der entsprechenden Rahmenstrategie des «European Green Deal». Das Massnahmenpaket des REPowerEU-Plans basiert auf drei Säulen: 1. Energieeinsparungen: Langfristige Energieeffizienzmassnahmen sollen verbessert werden, dies umfasst auch eine Anhebung des verbindlichen Energieeffizienzziels im Rahmen des Pakets «Fit für 55» von 9 auf 13 Prozent¹ durch eine Revision der Richtlinie für Energieeffizienz. 2. Diversifizierung der Energieversorgung: Die EU hat LNG-Einfuhren in Rekordhöhe und höhere Pipelinegas-Lieferungen sichergestellt. Eine neu geschaffene EU-Energieplattform wird eine freiwillige gemeinsame Beschaffung von Gas, Flüssiggas und Wasserstoff ermöglichen. 3. Beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien: Eine massive Ausweitung und Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien in den Bereichen Stromerzeugung, Industrie, Gebäude und Verkehr. Das Ziel für 2030 für erneuerbare Energien im Rahmen des Pakets «Fit für 55» soll von 40 auf 45 Prozent angehoben werden.

¹ Reduktion von 13 Prozent gegenüber einem aufdatierten Referenzszenario für das Jahr 2020; die Reduktion entspricht einem absoluten Niveau des Endenergieverbrauchs bis 2030 von 750 Mio. t Rohöl-Äquivalenten (Mtoe) und einem Primärenergieverbrauchs von 980 Mtoe.

Weiter beschloss die EU im Juni 2022 eine neue Verordnung über Gasspeicherung²: Sie will damit sicherstellen, dass die Gasspeicherkapazitäten in der EU trotz der Störungen auf dem Gasmarkt vor dem Winter aufgefüllt werden und von den Mitgliedstaaten gemeinsam genutzt werden können. Gemäss Verordnung müssen die Gasspeicheranlagen im Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten vor Beginn des Winters 2022/23 zu mindestens 80 und vor Beginn der folgenden Winter zu 90 Prozent gefüllt werden. Da einige Mitgliedstaaten keine Speicheranlagen haben, können sie 15 Prozent ihres jährlichen Gasverbrauchs in Anlagen anderer Mitgliedstaaten speichern und somit Zugang zu diesen Gasreserven haben. Am 20. Juli 2022 hat die Kommission ein neues Rechtsinstrument und einen europäischen Plan zur Senkung der Gasnachfrage vorgeschlagen, um den Gasverbrauch in Europa bis zum nächsten Frühjahr um 15 Prozent zu verringern. Die EU-Energieminister haben dem gemeinsamen Notfallplan am 26. Juli 2022 zugestimmt.

Längerfristig bleibt die Klimaneutralität bis 2050 ein wichtiges Ziel der EU: Das Netto-Null-Ziel ist im Europäischen Klimagesetz³ verankert, ebenso wie die rechtsverbindliche Verpflichtung, die Nettotreibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu senken. Die Kommission hat im Juli und Dezember 2021 Massnahmen zur Umsetzung dieser Ziele unter dem Titel «Fit for 55»-Paket unterbreitet, welche derzeit von Parlament und Rat beraten werden. Der erste Teil beinhaltet u.a. eine Revision des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS), das durch eine schnellere Absenkung der verfügbaren Emissionsrechte um 4,2 statt 2,2 Prozent pro Jahr und einen abnehmenden Anteil an kostenlos zugeteilten Emissionsrechten verschärft werden soll. Um die Wettbewerbsnachteile abzufedern, soll ein Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM) eingeführt werden. Das EHS soll auch für den Luftverkehr verschärft und ausserdem auf die Seefahrt ausgedehnt werden. Auch im Verkehr- und Gebäudesektor ist neu ein EHS vorgesehen, das jedoch nicht den Endkonsum erfasst, sondern die Verkäufer von fossilen Brenn- und Treibstoffen dem Emissionshandel unterstellt. Die Einnahmen aus der Versteigerung der Emissionsrechte fliessen in einen sozialen Ausgleichsfonds zugunsten der einkommensschwächsten Haushalte, um den geschätzten Preisanstieg von rund 30 bis 40 Cent pro Liter Treibstoff bzw. Heizöl aufzufangen. Die CO₂-Zielwerte für die Neuwagenflotte sollen bis 2030 weiter abgesenkt werden. Ab 2035 sollen alle neuen Fahrzeuge in der EU erneuerbar angetrieben sein. Dafür soll in die Elektro-Ladeinfrastruktur investiert werden. Erneuerbare Treibstoffe sollen vor allem in der Luft- und Schifffahrt eine zentrale Rolle spielen. Flugtreibstoffen muss ab 2025 ein minimaler Anteil an erneuerbaren Treibstoffen beigemischt werden. Zudem soll eine Kerosinsteuer für innereuropäische Flüge eingeführt werden. Für die Steigerung der Energieeffizienz sollen verbindliche Vorgaben gelten und das Angebot an erneuerbaren Energieträgern ausgebaut werden. Parallel dazu führen einige EU-Staaten Verbote für Gasheizungen ein. Der zweite Teil enthält Vorschläge zur Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen sowie zur Förderung der Dekarbonisierung des Gebäudesektors. Die Kommission legte eine Neufassung der EU-Gasmarktverordnung, der EU-Gasmarkttrichtlinie und eine Revision der Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie vor.

Die Entwicklungen in der EU im Rahmen des «Green Deal» sind auch für die Schweiz von Interesse. Sie weisen verstärkt die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte auf, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Es gilt daher, die weitere Konkretisierung der europäischen Energie- und Klimapolitik weiterhin genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren. So ist die Schweiz in verschiedenen Bereichen vom ersten Teil des Pakets «Fit for 55» betroffen, namentlich bei der Revision des EU-ETS, das seit Anfang 2020 mit dem Schweizer Emissionshandelssystem verknüpft ist.

² Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung

³ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“).

Beim CO₂-Grenzausgleichssystem ist die Schweiz gemäss Verordnungsvorschlag der Kommission aufgrund der Verknüpfung der Emissionshandelssysteme ausgeschlossen – die Grenzausgleichsabgabe wird beim Export von Schweizer Produkten in die EU also nicht erhoben. Mögliche Auswirkungen des neuen CO₂-Grenzausgleichssystem auf die gesamten Lieferketten von Schweizer Produzenten sind hier zu beobachten. Weiter ist zu prüfen, wie die Schweiz mit den neuen Emissionsvorschriften für Fahrzeuge ab 2025 umgeht. Die vorgeschlagenen Rechtsakte des zweiten Teils des Pakets haben mangels eines Strom- bzw. Energieabkommens keine direkten Auswirkungen auf die Schweizer Energie- und Klimapolitik. Auch die regulatorischen Auswirkungen des RePower-EU-Pakets auf die Schweiz sind deshalb beschränkt. Die Schweiz ist stark abhängig von funktionierenden Energiemärkten in der EU und importiert Preisniveaus für Öl, Gas und Strom weitgehend von liquiden Weltmärkten oder regionalen EU-Märkten.

Die Strommärkte und -infrastruktur der Schweiz und ihrer Nachbarländer sind eng miteinander verknüpft. 2007 lancierten die Schweiz und die EU Verhandlungen über ein bilaterales Abkommen im Strombereich. Seit Mitte 2018 standen die Verhandlungen still, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpfte. Im Mai 2021 hat der Bundesrat entschieden, die Verhandlungen über den Entwurf des institutionellen Abkommens zu beenden. Damit ist ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bis auf weiteres nicht absehbar. Die Regulierung des europäischen Strom-Binnenmarkts hat sich seit dem Verhandlungsbeginn über ein Stromabkommen im Jahr 2007 stark weiterentwickelt. Dies tangiert auch die Schweiz, da das Übertragungsnetz eng mit den umliegenden Ländern verbunden ist. Seit 2020 ist mit dem «Clean Energy Package» ein neues Regulierungspaket in Kraft, das neue Regeln für den Stromhandel und den technischen Netzbetrieb festlegt. Die Schweiz ist unter anderem von der 70-Prozent-Regel betroffen, gemäss welcher alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber ab 2025 mindestens 70 Prozent der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU freihalten müssen. Wie dabei die Grenzkapazitäten zu Drittstaaten wie der Schweiz berücksichtigt werden sollen, ist in der EU-Gesetzgebung nicht geregelt. Die Importkapazitäten der Schweiz könnten durch die Vorgabe aber deutlich eingeschränkt werden. Zudem könnten die durch den Stromhandel der Nachbarländer verursachten ungeplanten Stromflüsse weiter zunehmen und so die Netzstabilität in der Schweiz gefährden. Die Folgen dieser Entwicklungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz werden im Kapitel 3.2 beschrieben.

Im Hinblick auf die regionale Zusammenarbeit nimmt die Schweiz seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentalateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarkt-Kopplung, Stromversorgungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt sowie Wasserstoff. Im Herbst 2021 veröffentlichten die Penta-Staaten ein gemeinsames Positionspapier zu einer künftigen Regulierung des Wasserstoffmarktes (PENTA, 2021). Im Dezember 2021 nahm Bundesrätin Simonetta Sommaruga am Ministertreffen des Pentalateralen Energieforums teil. Die Penta-Länder unterzeichneten an diesem Anlass gemeinsam eine Absichtserklärung zur Stromkrisenvorsorge («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Diese ebnet den Weg für die weitere Zusammenarbeit der Pentaländer in der Stromkrisenvorsorge und für die Entwicklung von solidarischen Massnahmen, die im Falle einer Krise regional eingesetzt werden können. Wie die diesbezügliche Zusammenarbeit der Pentaländer ausgestaltet wird, insbesondere auch mit der Schweiz, muss noch ausgehandelt werden. Im März 2022 unterzeichneten die Penta-Länder eine politische Erklärung, um ihre Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Damit wollen sie zu einer sicheren Gasversorgung im Winter 2022/23 beitragen.

2 Energieverbrauch und Energieproduktion

Die Senkung des Energie- und Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmassnahmen ist eine der Hauptstossrichtungen der Energiestrategie 2050 und damit ein wichtiger Pfeiler der Energiegesetzgebung. Dasselbe gilt für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, welche den schrittweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten teilweise kompensieren muss. Im geltenden Energiegesetz (EnG Art. 2, Abs. 1 und 2) sind deshalb Richtwerte zum Energie- und Stromverbrauch pro Kopf sowie zur erneuerbaren Stromproduktion für die Jahre 2020 und 2035 enthalten (vgl. Tabelle 1). Anzumerken ist, dass die Richtwerte nicht mit dem Klimaziel von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Auf Basis der Energieperspektiven 2050+ ist deshalb vorgesehen, die mittel- und langfristigen Produktionswerte deutlich zu erhöhen und als verbindliche Ziele für das Jahr 2035 und neu auch für 2050 gesetzlich zu verankern. Ebenfalls vorgesehen ist eine Anpassung der Verbrauchswerte und eine Verankerung der Werte als verbindliche Ziele. Der Bundesrat schlägt dies in der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vor. Der Ständerat hat in der Herbstsession 2022 als Erstrat die Beratungen zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien aufgenommen. Wie der Bundesrat will er die Richtwerte zu Produktion und Verbrauch als verbindliche Ziele festlegen. Gegenüber dem Vorschlag des Bundesrats sollen die Ausbau-Zielwerte aber deutlich erhöht werden: Für die Produktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) sieht der Ständerat 35 Terawattstunden bis 2035 und 45 Terawattstunden bis 2050 vor, für die Wasserkraft 37,9 Terawattstunden bis 2035 und 39,2 Terawattstunden bis 2050. Bei den Zielwerten zum Verbrauch hat der Ständerat die Werte aus der Botschaft des Bundesrats übernommen.

Tabelle 1: Richt-/Zielwerte für Energie- und Elektrizitätsverbrauch sowie zum Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien

	2020 (kurzfristig, EnG)	2035 (mittelfristig, EnG)	2050 (Fernziel, Botschaft ES2050)
Endenergieverbrauch pro Kopf und Jahr (gegenüber 2000)	<i>minus 16%</i>	<i>minus 43%</i>	<i>minus 54%</i> <i>Neu*: minus 53%</i>
Stromverbrauch pro Kopf und Jahr (gegenüber 2000)	<i>minus 3%</i>	<i>minus 13%</i>	<i>minus 18%</i> <i>Neu*: minus 5%</i>
Jahresproduktion Wasserkraft (WK)	(kein Richtwert 2020)	<i>mindestens 37'400 GWh</i>	<i>mindestens 38'600 GWh</i>
Jahresproduktion Strom aus erneuerbaren Energien (ohne WK)	<i>mindestens 4'400 GWh</i>	<i>mindestens 11'400 GWh</i> <i>Neu*: 17'000 GWh</i>	<i>mindestens 24'200 GWh</i> <i>Neu*: 39'000 GWh</i>

**Gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*

In den folgenden Unterkapiteln werden der Stand bei der Zielerreichung beurteilt, die wichtigsten Kennzahlen aufgezeigt und die Einflussfaktoren analysiert. Als Grundlage für die Beurteilung der mittel- und langfristigen Zielerreichung (2035 und 2050) dienen die Energieperspektiven 2050+ (EP2050+).

Energieperspektiven 2050+

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen Technologiepfade auf, mit denen das langfristige Klimaziel von Netto-Null erreicht werden kann. In den Perspektiven werden mehrere Varianten dieses Szenarios (Netto-Null bis 2050) untersucht. Die Basisvariante (ZERO Basis) entwickelt die heutigen Trends der technologischen Entwicklung in die Zukunft weiter und analysiert eine Entwicklung des Energiesystems, welche mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 kompatibel ist und aus heutiger Sicht im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz, eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz, unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung vorteilhaft erscheint. Die genannten Zahlen im vorliegenden Bericht stützen sich auf diese Basisvariante ab und stellt ZERO Basis als zentrale Variante zur Erreichung der mittel- und langfristigen Ziele in den Fokus.

Für das Stromsystem wurden in den Energieperspektiven 2050+ mehrere Varianten untersucht, denen unterschiedliche Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor zugrunde liegen. Der Fokus liegt in den folgenden Kapiteln auf den Ergebnissen jenes Ausbaupfads der erneuerbaren Energien, mit welchem im Jahr 2050 eine ausgeglichene Jahresbilanz gewährleistet ist, also der inländische Stromverbrauch durch eigene Produktion übers Jahr gesehen gedeckt werden kann. Angenommen wird in dieser Variante zudem, dass die mittlere Laufzeit der bestehenden vier Kernkraftwerke 50 Jahre beträgt. Als Vergleich dient das Szenario «Weiter wie bisher» (WWB). Der Vergleich des Szenarios WWB mit den Richtwerten respektive mit dem Szenario ZERO Basis zeigt den für die Erreichung des Netto-Null-Ziels nötigen Handlungsbedarf.

Das Szenario WWB bildet die am Stichtag 1. Januar 2019 geltenden Marktbedingungen und sonstigen Rahmenbedingungen im Strommarkt ab. Die Entwicklung der Technologien (Effizienz, Installationen, Fahrzeuge, Geräte, etc.) und ihre Nutzung folgt dem autonomen technischen Fortschritt und den per Ende 2018 bestehenden gesetzlichen Grundlagen. Nicht abgebildet sind demnach die verschiedenen Massnahmen, die derzeit im Gesetzgebungsprozess sind (bspw. das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien oder die Revision des CO₂-Gesetzes) oder zwischenzeitliche Anpassungen. Es gibt im Szenario WWB somit keine zusätzlichen oder strengeren Massnahmen. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Entwicklungen wie die Covid-19-Pandemie und der Krieg in der Ukraine.

Die EP 2050+ fokussieren auf die mittel- und langfristigen Entwicklungen des Energiesystems, weshalb Ereignisse wie die Covid-19-Pandemie und der Krieg in der Ukraine wenig Einfluss auf die langfristigen Ergebnisse der Szenarien haben. Es ist aber möglich, dass die gegenwärtige Preis- und Versorgungssituation zu einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien und zu einem schnelleren Ergreifen von Effizienzmassnahmen führen kann und somit kurz- bis mittelfristige Entwicklungen beschleunigt werden.

2.1 Energieverbrauch

2.1.1 Beurteilung der Zielerreichung der kurzfristigen Richtwerte und bisherige Entwicklung

Endenergieverbrauch

Richtwert 2020: Der *Endenergieverbrauch pro Kopf* ist in der Schweiz seit dem Jahr 2000 gesunken: 2020 lag er witterungsbereinigt 20.7 Prozent tiefer als im Basisjahr 2000. Dies bei einem Bevölkerungswachstum von 20.2 Prozent im gleichen Zeitraum. Damit wurde der Richtwert 2020 (-16 %) erreicht. Der deutliche Rückgang des Endenergieverbrauchs pro Kopf im Jahr 2020 ist zu einem grossen Teil auf die

Auswirkungen der Covid-19-Pandemie zurückzuführen. Allerdings wurde der Richtwert bereits in den drei Jahren davor erreicht und somit wäre er mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne den pandemiebedingten Rückgang erreicht worden. Zwischen 2020 und 2021 ist der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf weiter gesunken und lag 21 Prozent tiefer als im Basisjahr 2000.

Treiber des Energieverbrauchs: Modellanalysen⁴ zeigen, welche Faktoren zwischen 2000 und 2021 für die Entwicklung des Energieverbrauchs bestimmend waren (vgl. Abbildung 1): Der absolute Endenergieverbrauch lag 2021 rund 8.3 Prozent unter dem Niveau von 2000. Das Wachstum des Endenergieverbrauchs aufgrund von Mengeneffekten wie dem Bevölkerungswachstum oder der Wirtschaftsentwicklung um 15.7 Prozent sowie auf Grund der Witterung um 2.8 Prozent wurde durch verschiedene Effekte überkompensiert: Der grösste verbrauchsreduzierende Faktor (-15.2 %) war der technologische Fortschritt, aufgrund dessen die spezifischen Verbräuche von Geräten, Anlagen und bei der Beleuchtung gesenkt werden konnten sowie die energiepolitischen Ansatzpunkte. Weiter zur Reduktion des Endverbrauchs beigetragen hat der Faktor *Substitution* (-3.4 %). Diesem werden die Verbrauchseffekte zugerechnet, die durch den Wechsel zwischen Energieträgern entstehen. Meist ist damit auch ein technologiebedingter Effizienzeffekt verbunden, wodurch die Abgrenzung zum Effekt *Technik und Politik* nicht immer eindeutig möglich ist. Zwischen 2000 und 2021 war hauptsächlich die Substitution von Erdöl mit Erdgas, Fernwärme, Holz und übrigen erneuerbaren Energien zu Heizzwecken relevant sowie die Substitution von Benzin mit Diesel im Verkehrssektor. Seit dem Abgasskandal im Jahr 2015 spielt die Substitution von Benzin mit Diesel kaum mehr eine Rolle. In geringerem Masse haben auch der rückläufige *Tanktourismus* (-1.5 %) und *Struktureffekte* (-1.7 %) zum Rückgang beigetragen.

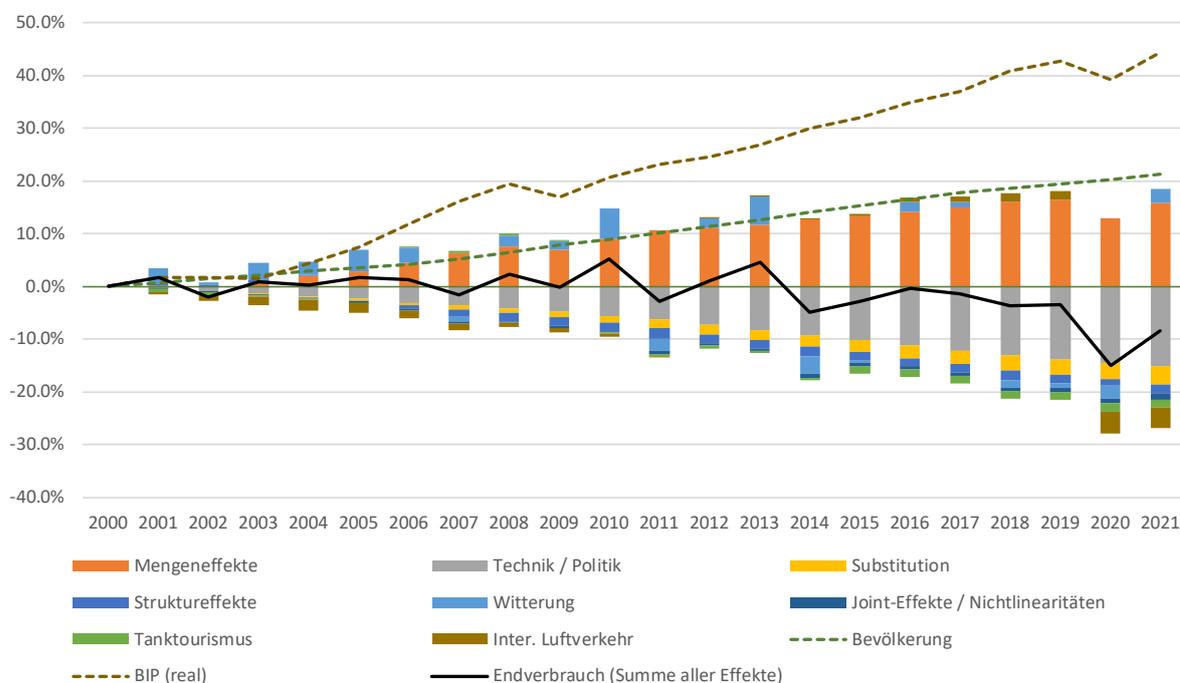


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und dessen Bestimmungsfaktoren⁵ sowie der Bevölkerung seit dem Jahr 2000 (Prognos/TEP/INFRAS, 2022).

⁴ Prognos/TEP/INFRAS (2022): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2021

⁵ Die Kategorie Joint-Effekte/Nichtlinearitäten weist den Grad der Nichtlinearität der Ergebnisse aus, d.h. die Differenz zwischen den in den Modellen kombinierten Effekten und der Summe der Einzeleffekte.

Der deutliche Rückgang des Endenergieverbrauchs (-14.9 %) im Jahr 2020 gegenüber 2000 ist zu einem grossen Teil auf die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie zurückzuführen. Im Vergleich dazu betrug der Rückgang 2019 gegenüber 2000 nur 3.4 Prozent. Die tiefere Wirtschaftsleistung und die eingeschränkte Mobilität, die zu einem deutlichen Rückgang der Fahrleistungen und Flugbewegungen führte, widerspiegeln sich in den *Mengeneffekten* und beim *internationalen Luftverkehr*. Vor der Pandemie bis 2019 hat der internationale Luftverkehr aufgrund der deutlichen Zunahme der internationalen Flugbewegungen aus der Schweiz zu einem Wachstum des Endverbrauchs von 1.7 Prozent beigetragen. Der Einbruch der Kerosinnachfrage im Jahr 2020 führte dazu, dass der Endenergieverbrauch alleine wegen des internationalen Luftverkehrs gegenüber 2000 um 4.2 Prozent abgenommen hat. 2021 hat der Endenergieverbrauch gegenüber dem Vorjahr zugenommen, was einerseits auf die gestiegenen Mengeneffekte (hauptsächlich gestiegene Wirtschaftsleistung und Fahrleistungen) und andererseits auf die kühlere Witterung zurückzuführen ist. Der Treibstoffverbrauch des internationalen Luftverkehrs hingegen lag weiterhin deutlich unter dem Niveau von vor der Pandemie.

Die Betrachtung nach *Sektoren* ergibt folgendes Bild (vgl. Tabelle 2): Insgesamt ist der Endenergieverbrauch zwischen 2000 und 2021 um 70.6 PJ gesunken⁶. Bereinigt um den Faktor der *Witterung* beträgt der Rückgang 94.7 PJ. Die deutliche Reduktion im Verkehrssektor ist zu einem grossen Teil auf das anhaltend tiefe Verbrauchsniveau des internationalen Luftverkehrs zurückzuführen:

Tabelle 2: Veränderung Endenergieverbrauch 2020 gegenüber 2000 nach Sektoren und Bestimmungsfaktoren⁵, in PJ
(Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Verbrauchssektor	Witterung	Mengeneffekte	Technik / Politik	Substitution	Struktureffekte	Tanktourismus	Internationaler Luftverkehr	Joint-Effekte / Nicht-linearitäten	Summe Modell
Private Haushalte	+16.6	+67.2	-63.6	-17.0	+8.6	+0.0	+0.0	-9.7	+2.1
Industrie	+0.1	+10.8	-10.6	-1.1	-21.8	+0.0	+0.0	+1.4	-21.2
Dienstleistungen	+7.4	+13.6	-14.7	-2.5	-0.9	+0.0	+0.0	-2.5	+0.3
Verkehr	+0.0	+41.4	-40.2	-8.1	+0.0	-12.8	-32.5	+0.5	-51.8
Summe	+24.1	+132.9	-129.0	-28.8	-14.1	-12.9	-32.5	-10.3	-70.6

Die Zunahme von 132.9 PJ aufgrund der *Mengeneffekte* wird dominiert durch die privaten Haushalte (+67.2 PJ) und durch den Verkehrssektor (+41.4 PJ). Gedämpft wurde der Anstieg des Endenergieverbrauchs von 2000 bis 2021 grösstenteils durch den Faktor *Technik und Politik* (-129 PJ). Ein Grossteil der Einsparungen durch den Faktor *Technik und Politik* wurde bei den Haushalten (-63.6 PJ) und im Verkehrssektor (-40.2 PJ) realisiert. Der technische Fortschritt und die energiepolitischen Ansatzpunkte reichten im Dienstleistungssektor aus, um die verbrauchstreibenden *Mengeneffekte* zu kompensieren. Weiter zur Reduktion des Endverbrauchs beigetragen hat in allen Sektoren die *Substitution* (-28.8 PJ), welche ebenfalls durch den Haushaltssektor dominiert wird (-17.0 PJ). Der *internationale Luftverkehr* (-32.5 PJ) und der *Tanktourismus* (-12.9 PJ), welche dem Verkehrssektor zugerechnet werden, hatten ebenfalls einen deutlichen verbrauchsmindernden Effekt. Der Rückgang des internationalen Luftverkehrs ist auf das anhaltend tiefe Verbrauchsniveau nach der Covid-19-Pandemie zurückzuführen. In den Zielwerten gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuer-

⁶ Gemäss Gesamtenergiestatistik (GEST) beträgt der Rückgang 52.6 PJ. Bei den Ex-Post-Analysen handelt es sich um Modellwerte, wodurch es zu Abweichungen zu den Werten der GEST kommen kann.

baren Energien ist der internationale Luftverkehr nicht berücksichtigt. Gemäss dieser Abgrenzung ergibt sich im Verkehrssektor eine geringere Verbrauchsabnahme von -19.3 PJ. Wird auch der Tanktourismus ausgeklammert, ergibt sich eine Verbrauchsabnahme der inländischen Mobilität von -6.4 PJ.

Tabelle 3 zeigt den Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken und Sektoren. Der inländische Endenergieverbrauch hat zwischen 2000 und 2021 um -25.2 PJ abgenommen. Davon sind -8.3 PJ auf die Reduktion des Raumwärmeverbrauchs zurückzuführen, welcher durch die privaten Haushalte dominiert wird. Deutlich zurückgegangen ist auch der Prozesswärmeverbrauch (-14.4 PJ), welcher hauptsächlich im Industriesektor anfällt. Ein Rückgang ist auch beim Verbrauch der inländischen Mobilität (-6.4 PJ) sowie beim Verbrauch für Beleuchtung (-5.1 PJ) und Warmwasser (-1.4 PJ) beobachtbar. Leicht angestiegen ist hingegen der Verbrauch im Dienstleistungssektor (+0.3 PJ) auf Grund des gestiegenen Energiebedarfs für Klimatisierung, Lüftung und Haustechnik (+3.9 PJ).

Tabelle 3: Veränderung Endenergieverbrauch 2020 gegenüber 2000 und 2021 nach Verwendungszwecken und Sektoren, in PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022)

Verwendungszweck	Private Haushalte	Industrie	Dienstleistung und Landwirtschaft	Verkehr	Summe
Raumwärme	-3.9	-4.2	-0.3	+0.0	-8.3
Warmwasser	+1.1	-0.0	-2.5	+0.0	-1.4
Prozesswärme	-0.0	-14.2	-0.2	+0.0	-14.4
Beleuchtung	-1.5	-0.6	-3.0	+0.0	-5.1
Klima, Lüftung & Haustechnik	+0.9	+0.9	+3.9	+0.0	+5.8
I&K, inklusive Unterhaltungsmedien	+0.0	-0.1	+0.7	+0.0	+0.6
Antriebe, Prozesse (inkl. Steuerung)	+1.5	-1.5	+1.5	+0.0	+1.5
Mobilität / Traktionsenergie	+0.0	+0.0	+0.0	-6.4	-6.4
Sonstige	+3.9	-1.5	+0.1	+0.0	+2.4
Total inländischer EEV	+2.1	-21.2	+0.3	-6.4	-25.2
Tanktourismus	+0.0	+0.0	+0.0	-12.9	-12.9
Internat. Luftverkehr	+0.0	+0.0	+0.0	-32.5	-32.5
Summe	+2.1	-21.2	+0.3	-51.8	-70.6

Stromverbrauch

Richtwert 2020: Der absolute Stromverbrauch ist seit dem Referenzjahr 2000 gestiegen. Allerdings ist die Zunahme geringer als das Bevölkerungswachstum. Der Pro-Kopf-Verbrauch konnte folglich reduziert werden. Bis 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf noch zu, seither ist der Trend rückläufig. 2020 lag der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf 10,5 Prozent unter dem Wert von 2000. Damit wurde der Richtwert 2020 (-3 % gegenüber dem Basisjahr 2000) erreicht. Dies wäre mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne den pandemiebedingten Verbrauchsrückgang der Fall gewesen, da der Stromverbrauch pro Kopf bereits seit 2015 unter dem Richtwert 2020 liegt. 2021 ist der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf gegenüber dem von der Corona-Pandemie geprägten Jahr 2020 angestiegen, lag jedoch 8.8 Prozent tiefer als im Basisjahr 2000.

Treiber des Stromverbrauchverbrauchs: Abbildung 2 zeigt, welche Faktoren gemäss Modellanalysen zwischen 2000 und 2021 für die Entwicklung des Stromverbrauchs bestimmend waren. 2021 lag der absolute Stromverbrauch rund 6.8 Prozent über dem Niveau von 2000. Zurückzuführen ist die Zunahme

hauptsächlich auf *Mengeneffekte* wie das Bevölkerungswachstum und die Wirtschaftsentwicklung (18.9 %). Zunehmend haben auch *Substitutions-* (2 %) und *Struktureffekte* (0.9 %) zum Wachstum des Stromverbrauchs beigetragen. Struktureffekte ergeben sich durch den Strukturwandel im Dienstleistungssektor (unterschiedliches Wachstum der Branchen) und das unterschiedliche Wachstum der Industriebranchen (Verschiebungen in der Energieintensität der Wertschöpfung), durch die Verschiebung der mengenmässigen Zusammensetzung von verbrauchsintensiven und weniger verbrauchsintensiven Elektrogeräten innerhalb einer Gerätegruppe (beispielsweise durch eine Verschiebung zwischen Kühlgeräten, Kühl-Gefriergeräten und Gefriergeräten), und durch die Veränderung der Gebäudenutzung bei den privaten Haushalten (Verschiebungen zwischen nicht bewohnten, teilweise bewohnten und bewohnten Gebäuden). Gedämpft wurde das Wachstum des Stromverbrauchs fast vollständig durch den *technologischen Fortschritt* (Senkung der spezifischen Stromverbräuche bei Geräten, Anlagen und bei der Beleuchtung) und die *energiepolitischen Ansatzpunkte* (-14.8 %). Die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf den Stromverbrauch zeigen sich einerseits durch einen Rückgang der *Mengeneffekte* (aufgrund der gedämpften Wirtschaftsleistung) und andererseits durch eine im Vergleich zu den Vorjahren geringere Wirkungszunahme des Faktors *Technik und Politik*. Zwischen 2020 und 2021 ist der Stromverbrauch angestiegen, was wie beim Endenergieverbrauch auf den postpandemischen Anstieg der Mengeneffekte sowie die kühlere Witterung zurückzuführen ist.

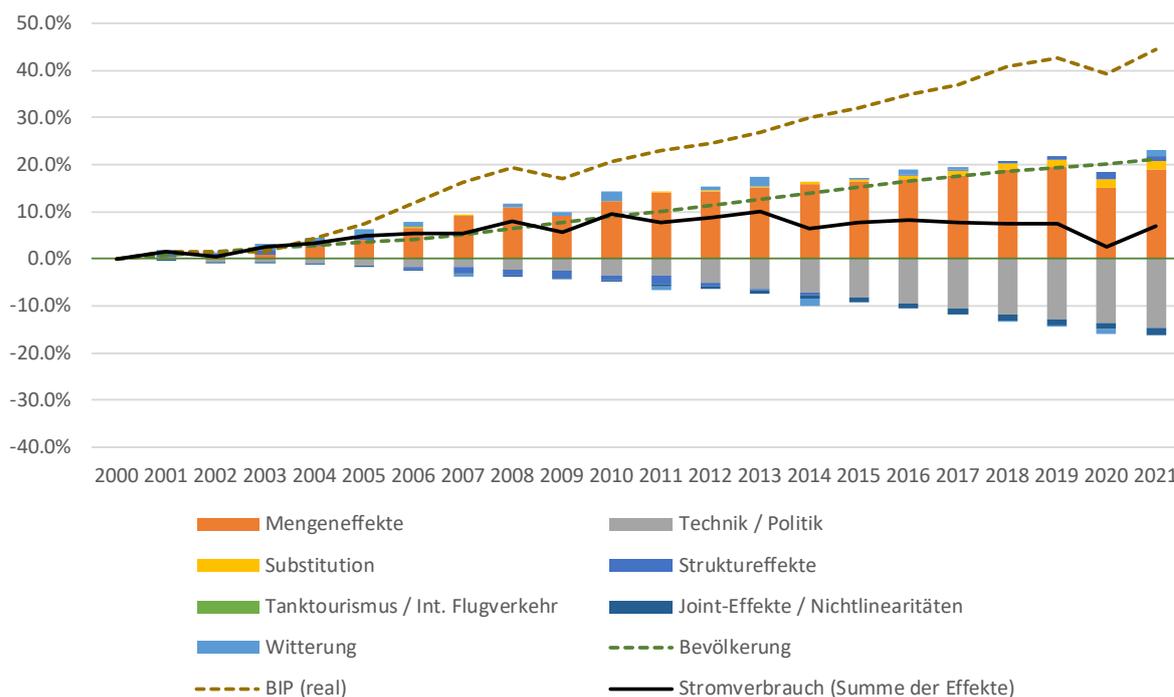


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs, der Bestimmungsfaktoren⁵ des Stromverbrauchs und der Bevölkerung seit dem Jahr 2000 (Prognos/TEP/INFRAS, 2022).

Tabelle 4 schlüsselt die absolute Entwicklung des modellierten Stromverbrauchs zwischen 2000 und 2021 weiter nach *Sektoren* und *Bestimmungsfaktoren* auf. Insgesamt ist der Stromverbrauch um 12.9 PJ gestiegen⁷. Bereinigt um den Faktor der *Witterung* beträgt der Anstieg 10.3 PJ. Der Stromverbrauch hat mit und ohne Bereinigung um den Faktor der Witterung zwischen 2000 und 2021 in allen Sektoren mit Ausnahme des Industriesektors zugenommen.

⁷ Gemäss Gesamtenergiestatistik (GEST) beträgt der Anstieg +20.7 PJ. Bei den Ex-Post-Analysen handelt es sich um Modellwerte, wodurch es zu Abweichungen zu den Werten der GEST kommen kann.

Tabelle 4: Veränderung Stromverbrauch 2020 gegenüber 2000 nach Sektoren und Bestimmungsfaktoren⁵, in PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022).

Verbrauchssektor	Witterung	Mengeneffekte	Technik / Politik	Substitution	Struktureffekte	Tourismus / Int. Flugverkehr	Joint-Effekte / Nicht-linearitäten	Summe Modell
Private Haushalte	+1.7	+22.4	-20.3	+3.5	+8.5	+0.0	-3.3	+12.5
Industrie	+0.0	+3.9	-1.8	+0.0	-5.8	+0.0	+0.0	-3.7
Dienstleistungen	+0.9	+8.2	-5.7	-0.2	-1.0	+0.0	-0.1	+2.2
Verkehr	+0.0	+1.1	+0.0	+0.4	+0.0	+0.0	+0.4	+1.9
Summe	+2.6	+35.6	-27.9	+3.7	+1.8	+0.0	-2.9	+12.9

Eine Zunahme um 35.6 PJ ist auf die *Mengeneffekte* zurückzuführen, welche durch die Haushalte (+22.4 PJ) und den Dienstleistungssektor (+8.2 PJ) dominiert werden. In geringerem Ausmass haben auch *Struktur-* (+1.8 PJ) und *Substitutionseffekte* (+3.7 PJ), insbesondere im Haushaltssektor, zum Anstieg des Stromverbrauchs beigetragen. Gedämpft wurde der Anstieg des Stromverbrauchs durch den Faktor *Technik und Politik* (-27.9 PJ), welcher ebenfalls durch die privaten Haushalte dominiert wird (-20.3 PJ). Der technische Fortschritt (Senkung der spezifischen Stromverbräuche bei Geräten, Anlagen und bei der Beleuchtung) und die energiepolitischen Ansatzpunkte reichten in allen Sektoren nicht aus, um die verbrauchstreibenden Mengeneffekte zu kompensieren.

Tabelle 5 zeigt, dass der Anstieg des Stromverbrauchs im Haushaltssektor (12.5 PJ) durch die Verwendungszwecke *Raumwärme* (4.9 PJ), *Warmwasser* (2.3 PJ) und *Sonstige* (3.9 PJ) dominiert wird. Die Zunahme des Strombedarfs für Raumwärme ist auf den verstärkten Einsatz von elektrischen Wärmepumpen zurückzuführen. Für den Anstieg im Dienstleistungssektor (2.2 PJ) ist hauptsächlich der gestiegene Bedarf für *Klima, Lüftung und Haustechnik* (3.9 PJ) verantwortlich. Der Stromverbrauch der inländischen Mobilität lag 2021 1.9 PJ über dem Verbrauch im Jahr 2000. Die Zunahme entspricht im Wesentlichen der Verbrauchszunahme im Bereich Schienenverkehr. Die energetische Bedeutung der Elektromobilität im Strassenverkehr ist noch sehr gering. Abgenommen hat hingegen der Stromverbrauch im Industriesektor (-3.7 PJ) aufgrund des gesunkenen Bedarfs von *Antrieben und Prozessen* (-1.5 PJ).

Tabelle 5: Veränderung Stromverbrauch nach Verwendungszwecken und Sektoren, in PJ (Prognos/TEP/INFRAS, 2022).

Verwendungszweck	Private Haushalte	Industrie	Dienstleistung und Landwirtschaft	Verkehr	Summe
Raumwärme	+4.9	-0.1	-0.2	+0.0	+4.6
Warmwasser	+2.3	+0.0	-0.7	+0.0	+1.6
Prozesswärme	+0.4	-0.8	-0.2	+0.0	-0.6
Beleuchtung	-1.5	-0.6	-3.0	+0.0	-5.1
Klima, Lüftung & Haustechnik	+0.9	+0.9	+3.9	+0.0	+5.8
I&K, inklusive Unterhaltungsmedien	+0.0	-0.1	+0.7	+0.0	+0.6
Antriebe, Prozesse (inkl. Steuerung)	+1.5	-1.5	+1.5	+0.0	+1.5
Mobilität / Traktionsenergie	+0.0	+0.0	+0.0	+1.9	+1.9
Sonstige	+3.9	-1.4	+0.1	+0.0	+2.5
Summe	+12.5	-3.7	+2.2	+1.9	+12.9

2.1.2 Mittel- bis langfristige Zielerreichung und künftige Treiber

Endenergieverbrauch

Zielwerte 2035 und 2050: Abbildung 3 zeigt, dass die mit dem Netto-Null-Ziel kompatible Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf unter den zum Zeitpunkt der Energieperspektiven 2050+ geltenden Rahmenbedingungen nicht erreicht wird. Im Szenario «Weiter wie bisher» (WWB) beträgt die Reduktion bis 2035 36 Prozent, was 7 Prozentpunkte oberhalb des Ziels von -43 Prozent liegt. Bis 2050 sinkt der Endenergieverbrauch im Szenario WWB um 45 Prozent, was 8 Prozentpunkte oberhalb des Ziels von -53 Prozent liegt. Hauptgründe für das Nichterreichen der Ziele im Szenario WWB sind die zu tiefe Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie die fehlenden nötigen Effizienzgewinne in allen Bereichen. Die Effizienzgewinne bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen und Geräten reichen gemäss Energieperspektiven 2050+ nicht aus, um die nötige Reduktion des Endenergieverbrauchs zu erreichen. Die inzwischen aufgegleisten und geplanten Massnahmen sowie die Entwicklungen an den Energiemärkten dürften die Anreize für einen sparsamen Energieverbrauch aber verstärken.

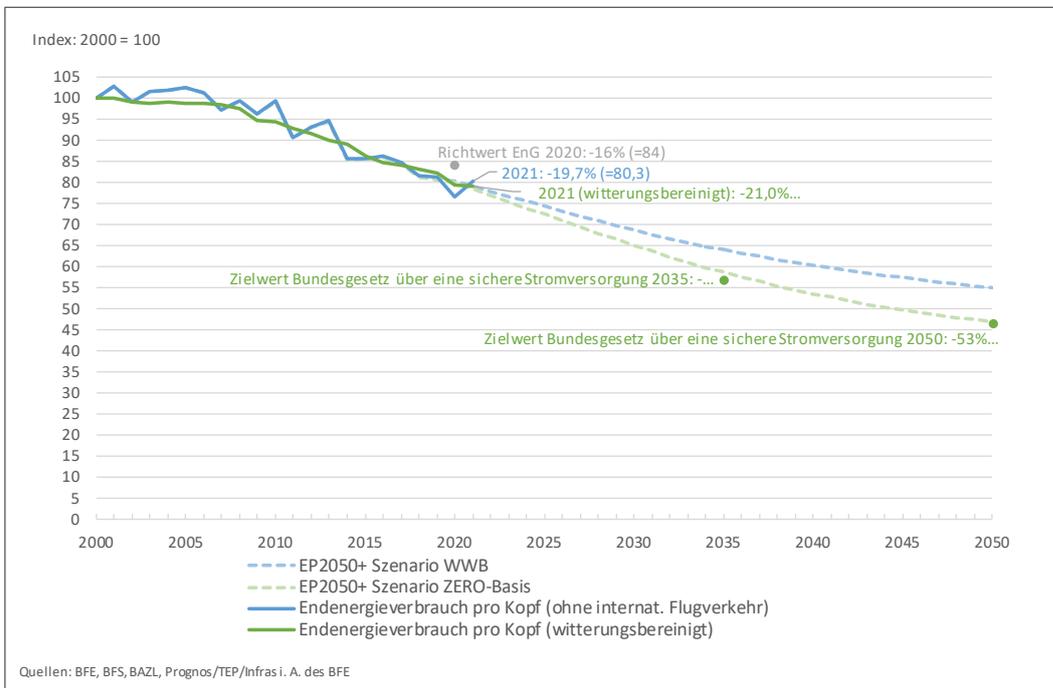


Abbildung 3: Entwicklung Endenergieverbrauch pro Kopf bis 2050

Künftige Treiber des Energieverbrauchs: Wie Abbildung 4 zeigt, wird der Verbrauch fossiler Erdölprodukte (-309 PJ) und von Erdgas (-116 PJ) im Szenario ZERO Basis bis 2050 fast vollständig reduziert, während der Elektrizitätsverbrauch deutlich ansteigt (+45 PJ). 2050 beträgt der Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch (inkl. Teilen der Umwandlung) rund 46.3 Prozent (WWB 37.8 %). Daneben steigt der Verbrauch von Fernwärme (+17 PJ) und erneuerbaren Energieträgern (insbesondere Umweltwärme und Biomasse, +117 PJ) und es kommt langfristig zu einer stärkeren Durchdringung von strombasierten Energieträgern (Power-to-X, +56 PJ). Diese werden im Szenario ZERO Basis ausschliesslich im Verkehrssektor für die Dekarbonisierung des Schwerverkehrs sowie den im Jahr 2050 in der Fahrzeugflotte verbleibenden Plug-in Hybriden eingesetzt.

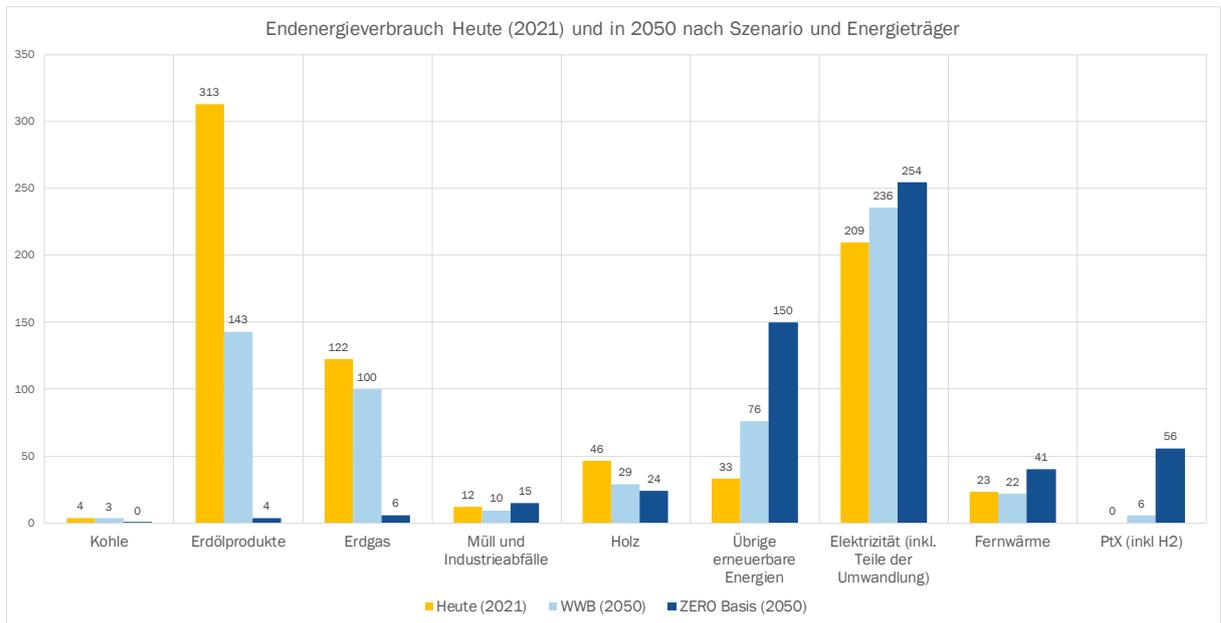


Abbildung 4: Endenergieverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Energieträger, in PJ

Am meisten Energie wurde 2021 für die Verwendungszwecke Raumwärme (256 PJ) und Mobilität (219 PJ) aufgewendet (vgl. Abbildung 5). Im Szenario ZERO Basis führt die Steigerung der Energieeffizienz durch energetische Sanierungen und den Umstieg auf Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu einer deutlichen Senkung des Energieverbrauchs für Raumwärme und Mobilität im Zeitraum 2021 bis 2050 (Raumwärme -37%, Mobilität -39%). Dennoch wird im Jahr 2050 für diese beiden Verwendungszwecke weiterhin am meisten Energie verbraucht. Am stärksten geht der prozentuale Verbrauch für die Beleuchtung zurück (-47%). Nur eine geringe Abnahme zeigt sich im beim Verbrauch für Information und Kommunikation (I&K) und Unterhaltungsmedien (-17%) sowie im Bereich Klima, Lüftung und Haustechnik (-6%). Im Szenario ZERO Basis liegt der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 für alle Verwendungszwecke unterhalb desjenigen des Szenarios WWB. Dies ist auf die Elektrifizierung des Energiesystems und die deutlichen Effizienzgewinne in allen Bereichen zurückzuführen.

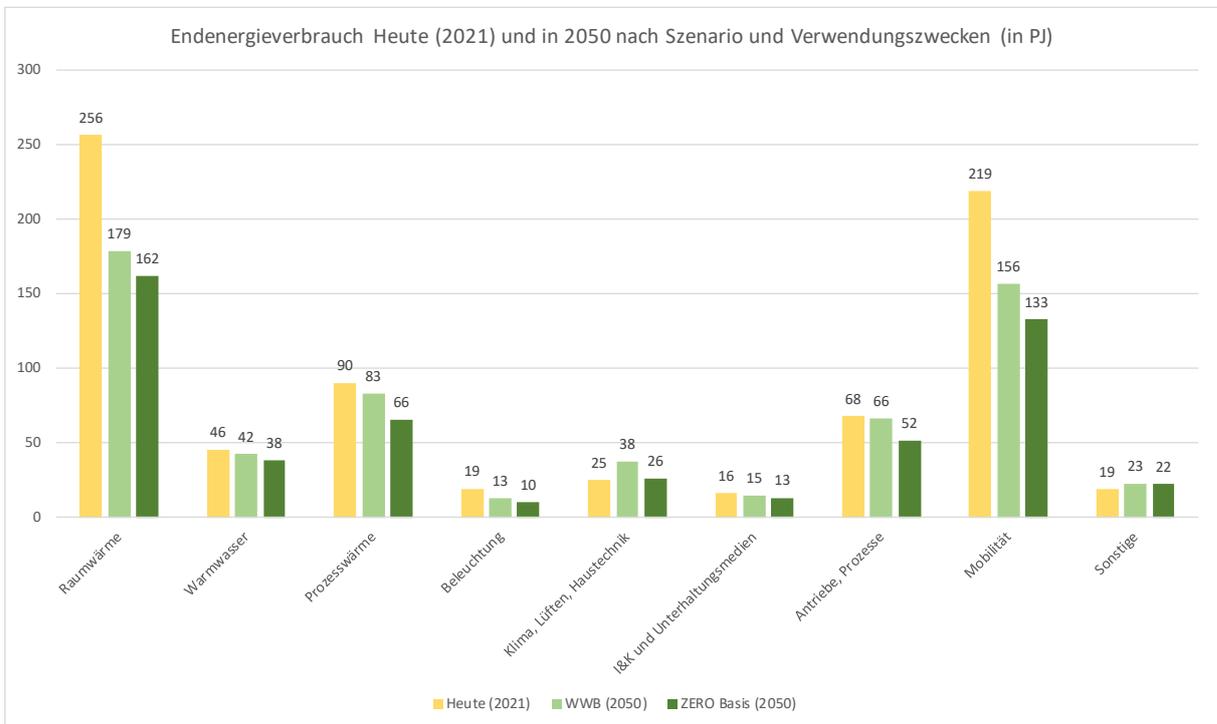


Abbildung 5: Endenergieverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verwendungszweck, in PJ

Stromverbrauch

Zielwerte 2035 und 2050: Bis 2035 muss der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf um 13 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 reduziert werden. Dafür sind deutliche Effizienzsteigerungen nötig. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung für die Dekarbonisierung des Energiesystems nimmt der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf längerfristig zu und liegt 2050 noch 5 Prozent unter dem Verbrauch von 2000. Die Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie die neuen Stromverbraucher im Umwandlungssektor erschweren im Szenario ZERO Basis langfristig die Zielerreichung. Um den zusätzlichen Stromverbrauch zu kompensieren, sind langfristig weitere deutliche Effizienzsteigerungen in allen Bereichen nötig. Im Szenario WWB werden die Zielwerte dagegen deutlich unterschritten. Die stärkere Reduktion ist hier im Gegensatz zum Szenario ZERO Basis nicht auf die höhere Effizienz, sondern auf den geringeren Einsatz von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, CCS und die tiefere Wasserstoffproduktion zurückzuführen. Damit einher geht eine deutlich schwächere Dekarbonisierung des Energiesystems, welche mit der Netto-Null-Zielsetzung nicht mehr kompatibel ist. Für die Beurteilung in Bezug auf die Erreichung der Zielwerte müssen die Effizienzentwicklung und die Entwicklung der oben genannten Technologien zur Dekarbonisierung des Energiesystems unabhängig voneinander beurteilt werden. Im Szenario WWB werden aus heutiger Sicht weder die nötigen Effizienzsteigerungen noch die nötige Durchdringung der Technologien zur Dekarbonisierung des Energiesystems erreicht.

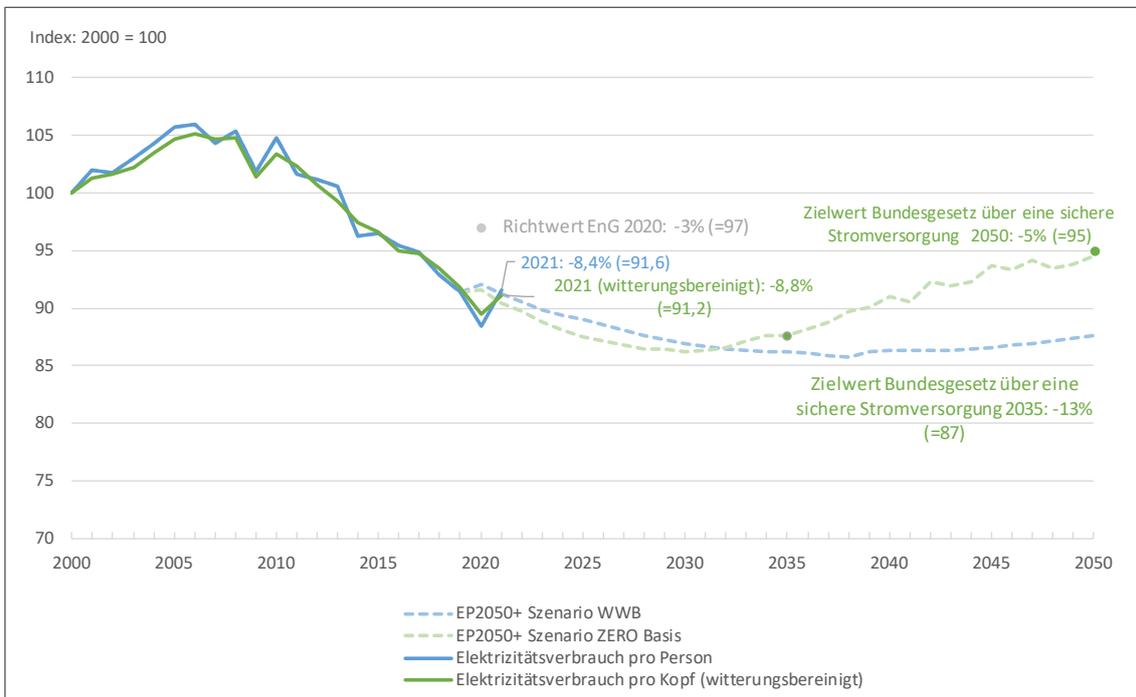


Abbildung 6: Entwicklung Elektrizitätsverbrauch pro Kopf bis 2050

Künftige Treiber des Stromverbrauchs: Wie Abbildung 7 zeigt, steigt der gesamte Stromverbrauch (inkl. Stromverbrauch von Teilen des Umwandlungssektors) im Szenario ZERO Basis bis 2050 auf 254.4 PJ (70.7 TWh), was einem Anstieg um knapp 22 Prozent gegenüber 2021 entspricht. Der höhere Stromverbrauch im Szenario ZERO Basis im Vergleich zu WWB ist einerseits auf die höhere Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zurückzuführen und andererseits auf den Stromverbrauch durch Verbraucher im Umwandlungssektor. Die Verbraucher im Umwandlungssektor umfassen den Verbrauch für die inländische Herstellung von Wasserstoff (Elektrolyse), von Grosswärmepumpen und den Stromverbrauch für NET/CCS-Technologien. Ein Grossteil dieses zusätzlichen Stromverbrauchs wird im Szenario ZERO Basis kompensiert durch deutliche Effizienzsteigerungen in allen Bereichen. Dadurch ist der Elektrizitätsverbrauch 2050 im Szenario ZERO Basis mit 18.5 PJ nur unwesentlich höher als im Szenario WWB.



Abbildung 7: Stromverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verbrauchern, in PJ

Die Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verwendungszwecken (ohne Verbraucher im Umwandlungssektor) im Szenario ZERO Basis zeigt, dass sich der Verbrauch für den Verwendungszweck Mobilität im Zeitraum 2021 bis 2050 um rund 49 PJ erhöht (13.5 TWh). Damit wird 2050 am meisten Strom für den Verwendungszweck Mobilität aufgewendet. Der Bestand an Batterieelektrischen-Personenwagen beträgt im Jahr 2050 rund 3.6 Mio. Fahrzeuge. Trotz des starken Anstiegs der elektrischen Wärmepumpen – im Jahr 2050 sind rund 1.5 Mio. Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme im Einsatz – erhöht sich der Stromverbrauch für Raumwärme im Zeitraum 2021 bis 2050 lediglich um 5 PJ (1.5 TWh). Dies ist neben Effizienzmassnahmen an den Gebäudehüllen und den effizienter werdenden Wärmepumpen insbesondere auch auf den Ersatz konventioneller Stromdirektheizungen und Elektroboiler zurückzuführen. Der Stromverbrauch für die Verwendungszwecke Mobilität, Raumwärme und Prozesswärme ist im Szenario ZERO Basis aufgrund der Elektrifizierung des Energiesystems höher als im Szenario WWB. In den übrigen Verwendungszwecken nimmt der Stromverbrauch dank Effizienzfortschritten ab.

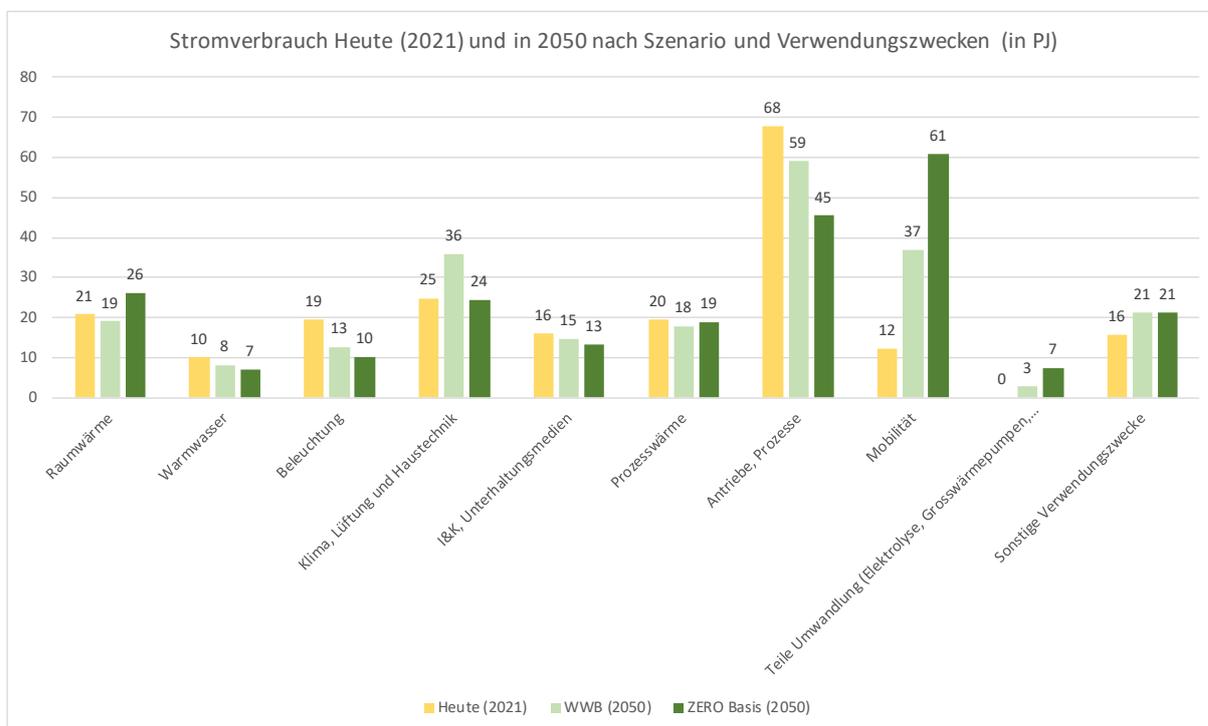


Abbildung 8: Stromverbrauch 2021 und im Jahr 2050 nach Szenario und Verwendungszwecken, in PJ

Integriertes Energiesystem (Sektorkopplung)

Um die Ziele der Energie- und Klimapolitik zu erreichen, werden verschiedene Sektoren des Energiesystems zunehmend miteinander verbunden. Dies beispielsweise durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors oder die Produktion von strombasierten Energieträgern wie Wasserstoff oder anderen flüssigen oder gasförmigen Brenn- und Treibstoffen. Dabei wird Energie aus einem Sektor bedarfsgerecht umgewandelt und in einen anderen Sektor überführt, dort gespeichert, transportiert und genutzt oder – soweit sinnvoll – zu einem späteren Zeitpunkt oder an einem anderen Ort in den ursprünglichen Energiesektor zurückgeführt. Ziel dieser sogenannten «Sektorkopplung» ist ein integriertes Energiesystem, in dem alle Teile aufeinander abgestimmt werden.

Insbesondere in den Bereichen Wärme und Mobilität kann die Sektorkopplung zu einem grossen Teil über die direkte Nutzung des erneuerbaren Stroms mittels Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen erfolgen. In Bereichen, in denen eine direkte Nutzung des erneuerbaren Stroms nicht möglich ist, können Wasserstoff und seine Nachfolgeprodukte (beispielsweise synthetisches Methan) als flexible Energieträger ein zentrales Element für die Sektorkopplung und die Dekarbonisierung des Energiesystems bilden. Dabei ist allerdings jeder Umwandelungsschritt mit Verlusten verbunden, was zu zusätzlichen Kosten und Umweltauswirkungen führt und eine entsprechende Infrastruktur benötigt. Es ist daher sinnvoller, den Strom direkt zu nutzen, soweit dies technisch möglich ist.

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass auch in der Schweiz Wasserstoff und andere strombasierte Treib- und Brennstoffe zur Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050 wichtig sein werden. Verschiedene parlamentarische Vorstösse verlangen, dass der Bundesrat aktiv wird: In der Frühlings-session 2021 hat der Nationalrat das Postulat 20.4709 Candinas «Wasserstoffauslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz» überwiesen. Weiter hat der Bundesrat die Annahme der Motion 20.4406 Suter «Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz» sowie der Motion 22.3376 der UREK-S (Strategie für Wasserstoff in der Schweiz) beantragt. Das BFE erarbeitet zurzeit eine Wasserstoffstrategie, welche die Rolle von Wasserstoff im künftigen Schweizer Energiesystem aufzeigt und den

künftigen Wasserstoffbedarf in der Schweiz mit dem heimischen Produktionspotenzial und den nötigen Importen sowie der dazu nötigen Infrastruktur (Produktion, Transport, Speicherung, Verteilung, Konsum) abstimmt. Auch in anderen für die Sektorkopplung relevanten Bereichen ist das BFE tätig: So erarbeitet es eine Strategie zur Wärmeversorgung 2050 und verfolgt verschiedene Aktivitäten im Bereich Mobilität, beispielsweise die Roadmap Elektromobilität.

Neben der Sektorkopplung leisten auch Energiespeicher in einem integrierten Energiesystem einen Beitrag zur Flexibilität sowie zur Versorgungssicherheit. Eine Studie im Auftrag des BFE hat verschiedene Speichertechnologien im Strom-, Gas- und Wärmesektor und ihre Anwendung im Energiesystem untersucht (DNV 2021). Im Wärmebereich stehen verschiedene zentrale und dezentrale Technologien zur Verfügung. Die Studie kommt zum Schluss, dass Investitionen in Wärmespeicher auf längere Sicht überwiegend in Nah- und Fernwärmenetzen und dort vorwiegend in Form von Kurzfristspeichern sinnvoll sein werden. Ein wirtschaftliches Potenzial für saisonale Wärmespeicherung ist dagegen erst langfristig wahrscheinlich. Im Bereich Gas werden heute vor allem Kurzzeitspeicher genutzt. Diese bieten zusammen mit der Möglichkeit, Gas in variablen Mengen aus der Transitleitung zu entnehmen, genügend Flexibilität für das Schweizer Gasnetz. Aufgrund der erwarteten Abnahme der Gasnachfrage sowie längerfristig der voraussichtlich direkten Nutzung von synthetischen Gasen im Industrie- und Transportsektor geht die Studie nicht von einem zusätzlichen Speicherbedarf aus. Im Strombereich verfügt die Schweiz mit der steuerbaren Wasserkraft und Pumpspeicherwerken bereits heute über grosse Flexibilitäten. In Zukunft könnten diese vermehrt durch Batteriespeicher ergänzt werden. Um die Flexibilität von Stromspeichern künftig noch besser zu nutzen, schlägt die Revision des StromVG im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eine Regulierung zur Nutzung und Vergütung von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz vor (vgl. auch Kapitel 4.4); neben Speichern gehören dazu auch andere Quellen von Flexibilitäten.

2.2 Energieproduktion

2.2.1 Beurteilung der Zielerreichung der kurzfristigen Richtwerte

Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

Auf der Produktionsseite steht mit dem künftigen stufenweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sieht die Energiestrategie 2050 vor, die neuen erneuerbaren Energien auszubauen und gleichzeitig die ökologischen Anforderungen zu berücksichtigen. Der jährliche Monitoringbericht 2021 hat aufgezeigt, dass der Richtwert von 4'400 GWh erreicht wurde und der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion an der Landeserzeugung auf 7.2 Prozent angestiegen ist. Insgesamt belief sich die erneuerbare Stromproduktion 2020 auf 4'712 GWh. Der wichtigste Treiber dafür war die starke Zunahme der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen: Diese ist zwischen 2010 und 2020 von 94 GWh auf 2'599 GWh angestiegen.

Die Gründe für den deutlichen Ausbau der Photovoltaik sind aus technischer Sicht die vielseitige Anwendbarkeit dieser Technologie, da quasi beliebige Grössen und Anbringung auf unterschiedlichen Flächen möglich sind, die hohe technologische Reife sowie ihre vergleichsweise einfache und schnelle Installation und ihr quasi wartungsfreier Betrieb. Aus Sicht der Bauherren wurde die Attraktivität für Investitionen in Photovoltaik in den letzten Jahren durch die stark gesunkenen Preise und die stabilen gesetzlichen Förder- und sonstige Rahmenbedingungen erheblich gesteigert. Zudem dürfte die Möglichkeit für Gebäudeeigentümer, mittels Photovoltaik selbst Strom zu erzeugen, einen wichtigen Anteil an dem starken Ausbau der Photovoltaik haben. Aus Sicht Raumplanung und Umweltschutz ist es ein

entscheidender Vorteil der Photovoltaik, dass sie im besiedelten Gebiet realisiert werden kann, wo das Konfliktpotenzial mit anderen Interessen äusserst gering ist, eine Erschliessung oft nicht unnötig ist und die Produktion verbrauchsnahe erfolgt. Die Erkenntnisse aus der Förderung der Photovoltaik mittels Einmalvergütung sowie die Möglichkeiten zum Eigenverbrauch sind in Kapitel 5.1 zusammengefasst.

Im Gegensatz zur Photovoltaik fiel das Wachstum bei den anderen Technologien geringer aus: Die Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen ist von 928 GWh auf 1184 GWh angestiegen und trug 2020 rund 25 Prozent zur erneuerbaren Stromproduktion bei. Die Stromproduktion aus Feuerungen mit Holz- und Holzanteilen hat um 260 GWh zugenommen (Anteil 2020: 9 %), diejenige aus Biogasanlagen um 180 GWh (Anteil 2020: 8 %). Die erneuerbare Stromproduktion aus Windenergieanlagen ist 2020 mit einem Anteil von 3 Prozent noch von geringer Bedeutung, obwohl mit 108 GWh auch bei dieser Technologie ein deutliches Wachstum verzeichnet werden konnte.

Ausbau Wasserkraft

Die Wasserkraft trägt den Grossteil zur Schweizer Stromversorgung bei und soll gemäss Energiestrategie 2050 weiter ausgebaut werden. Bis 2035 hält das Energiegesetz für die inländische Stromproduktion aus Wasserkraft einen Richtwert von 37'400 GWh fest (EnG Art. 2 Abs. 2). Zwischen 2000 und 2020 ist die mittlere Netto-Stromproduktion aus Wasserkraft um 2278 GWh angestiegen. Dies ist primär auf den Zubau neuer Anlagen, vornehmlich der Kleinwasserkraft (< 10 MW Bruttoleistung) sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen, vornehmlich der Grosswasserkraft zurückzuführen. Rund 1526 GWh der Zunahme sind auf die Laufwasserkraftwerke zurückzuführen, 799 GWh auf Speicherkraftwerke. Die Produktion aus Kleinstwasserkraftwerken (< 300 kW installierte Leistung, mehrheitlich Laufwasserkraftwerke) hat um 72 GWh zugenommen. Die Netto-Produktion der Pumpspeicherkraftwerke (nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse) ist um 122 GWh gesunken. Ein Teil des Zuwachses, insbesondere bei der Speicherwasserkraft, ist auch bedingt durch die Zunahme der Abflüsse infolge verstärktem Gletscherabschmelzens.

Die Zunahme der Produktion erfolgte insbesondere auch aufgrund der Inbetriebnahme neuer Zentralen. Zwischen 31.12.2000 und 31.12.2020 wurden 164 neue Wasserkraftanlagen (>300 kW installierte Leistung) mit einer Produktion von 1137 GWh in Betrieb genommen, davon 24 Anlagen bis 2008 und 140 Anlagen zwischen 2009 und 2020. Per 1. Januar 2009 trat das Energiegesetz mit einer Förderung mittels kostendeckender Einspeisevergütung in Kraft und hat zu einer deutlichen Zunahme der Bautätigkeit geführt. Mit einer Ausnahme liegen alle neuen Kraftwerke unter 10 MW Bruttoleistung und zählen damit zu den Kleinwasserkraftwerken. In diesen Zahlen nicht enthalten sind die Kraftwerke, welche an Stelle einer bestehenden Anlage neu gebaut wurden und die Produktion damit teilweise signifikant steigern konnten.

2.2.2 Mittel- bis langfristige Zielerreichung

Der schrittweise Wegfall der Kernenergie muss durch den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen teilweise kompensiert werden. Zudem wird der Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch aufgrund der Dekarbonisierung des Energiesektors zunehmen. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien muss daher massiv ausgebaut werden. Die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass die inländischen Potenziale ausreichen, um den jährlichen Elektrizitätsbedarf 2050 vollständig mit erneuerbaren Energien zu decken (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Allerdings sind im Jahr 2050 weiterhin Importe nötig, um in gewissen Zeiten die stündliche Stromnachfrage zu decken. Neben den Potenzialen erneuerbarer Energien zur Stromversorgung müssen auch die inländischen Potenziale für Biomasse, Umwelt- oder Abwärmequellen umfassend genutzt werden.

Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)

Das Ausbautempo der erneuerbaren Energien im Szenario WWB – also ohne neue Massnahmen wie im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien oder in der Vorlage

zur Verfahrensbeschleunigung vorgesehen – ist zu langsam, um die mittel- und langfristigen Zielwerte gemäss Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Im Jahr 2035 beträgt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenario WWB 9'518 GWh, was 7'482 GWh unter dem Zielwert von 17'000 GWh liegt. Allerdings ist anzumerken, dass das tatsächliche Ausbautempo in den Jahren 2020 und 2021 deutlich zugenommen hat und sich die Gesuche für Fördermittel für erneuerbare Produktionsanlagen in den ersten Monaten 2022 weiter beschleunigten. Die Entwicklung der Marktpreise und die angespannte Versorgungssituation dürften diese Entwicklung verstärken. Grund für den zu langsamen Ausbau im Szenario WWB ist insbesondere der Wegfall der Förderung im Jahr 2030. Der notwendige Ausbau für eine ausgeglichene Jahresbilanz im Szenario ZERO Basis ist gross. Im Vergleich zum Szenario WWB ist eine zusätzliche Stromproduktion von 25'692 GWh bis 2050 nötig. Der Bundesrat sieht deshalb unter anderem das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sowie die Vorlage zur Verfahrensbeschleunigung vor. Das Parlament hat wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem bereits in der Herbstsession 2021 mit der Annahme der parlamentarischen Initiative 19.443 «Erneuerbare Energien einheitlich fördern. Einmalvergütung auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie» beschlossen.

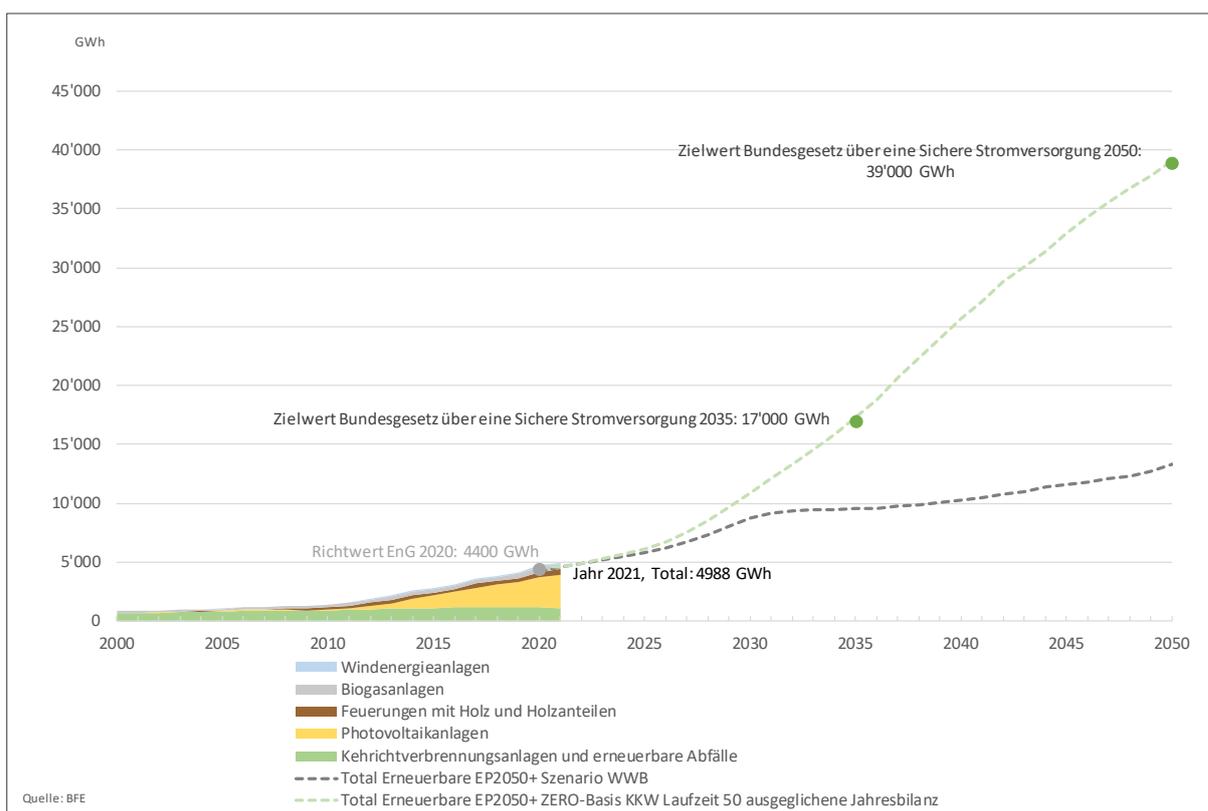


Abbildung 9: Entwicklung Ausbau erneuerbarer Energien bis 2050

Ausbau Wasserkraft

Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken ist im Szenario ZERO Basis unter optimierten Rahmenbedingungen durch den stärkeren Ausbau höher als im Szenario WWB. Im Szenario WWB liegt die Netto-Produktion aus Wasserkraft im Jahr 2035 bei 36'567 GWh, womit das Ausbauziel von 37'400 GWh, wie es im Energiegesetz und in der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Energieversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehen ist, nicht erreicht wird. Auch das Ausbauziel von 38'600 GWh für eine ausgeglichene Jahresbilanz im Jahr 2050 wird mit den aktuellen Rahmenbedingungen nicht erreicht. Die Netto-Produktion im Szenario WWB liegt 2050 bei 35'691 GWh. Die Gründe für den

langfristigen Rückgang der Netto-Produktion im Szenario WWB liegen einerseits in den angenommenen Produktionseinbussen durch Restwasserbestimmungen: Die Restwassermengen sind seit Inkrafttreten des Gewässerschutzgesetzes im Jahr 1992 bei Neukonzessionierungen oder bei Erneuerungen bestehender Konzessionen einzuhalten. Ein grosser Teil der gegenwärtigen Konzessionen wird zwischen 2030 und 2050 ablaufen und anschliessend den neuen Restwasserbestimmungen unterstehen. Zusätzlich muss mit einem Wegfall geplanter oder bestehender Kleinwasserkraftwerke gerechnet werden, die ohne Förderung nicht rentabel sind oder vom Netz gehen, sobald eine grössere Erneuerungsinvestition ansteht. Um den Ausbau der Wasserkraft zu ermöglichen, sind verschiedene Massnahmen beschlossen bzw. aufgelegt. Dazu gehören die Verlängerung der Förderung, die Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren sowie die Einigung am Runden Tisch Wasserkraft, wo sich Kantone, Energiebranche und Schutzorganisationen auf 15 Speicherwasserkraftprojekte verständigt haben.

2.2.3 Beschleunigung der Verfahren für den Ausbau der erneuerbaren Energien

Eine grosse Hürde für den Ausbau der erneuerbaren Energien sind die oft langwierigen Bewilligungsverfahren für Bau, Erweiterung oder Erneuerung von Anlagen. Insbesondere bei grossen Energieanlagen können zwischen Projektierungsbeginn und Projektrealisierung über zwanzig Jahre vergehen. Seit 2018 enthält das Energiegesetz verschiedene Regelungen, um die Verfahren zu beschleunigen. So müssen die Kantone rasche Bewilligungsverfahren vorsehen und die Kommissionen für Natur- und Heimatschutz ihre Gutachten innert drei Monaten bei den Bewilligungsbehörden einreichen (Art. 14 Abs. 1 und 3 EnG). Die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission (ENHK) konnte die seit 2018 geltende Frist bisher bei all ihren Gutachten zu Wasserkraft- und Windenergieprojekten einhalten. Weiter sollen die Kantone dafür sorgen, dass insbesondere die für die Nutzung der Wasser- und Windkraft geeigneten Gebiete und Gewässerstrecken in den Richt- und Nutzungsplänen festgelegt werden (Art. 10 EnG). Dies soll den Investoren und Behörden signalisieren, dass bestimmte Gebiete grundsätzlich für Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energie geeignet sind.

Für die Windenergie existiert seit 2018 der Guichet Unique Windenergie. Dieser bildet eine zentrale Anlaufstelle des Bundes für Anliegen zu dieser Produktionstechnologie. Der Guichet Unique wird von der Arbeitsgruppe Windenergie begleitet, welche sich aus Vertreterinnen und Vertretern der von Windkraftprojekten betroffenen Bundesstellen zusammensetzt. Er soll dazu beitragen, die Beurteilung der Verträglichkeit von konkreten Windenergieprojekten mit verschiedenen anderen Bundesinteressen besser zu koordinieren. Diese umfassen die zivile und militärische Luftfahrt, den Natur- und Heimatschutz, die Meteorologie, die zivile und militärische Kommunikation sowie die Raumplanung. Seit der Einführung des Guichet Unique wurden zahlreiche Dossiers zu einer Vielzahl von Projekten geprüft, wobei die Anfragen insbesondere die technische Beurteilung von Vorprojekten betrafen. Zudem beantwortet der Guichet Unique regelmässig Anfragen zur Windenergie von Bürgerinnen und Bürgern sowie von Fachpersonen aus den Kantonen. Der Guichet Unique ist mittlerweile als Ansprechstelle für Projektierende, Kantone und Bundesstellen weitgehend bekannt. Die Koordination der Stellungnahmen von Bundesstellen ist etabliert und senkt den organisatorischen Aufwand für alle Beteiligten.

Für den Bericht zum Postulat 19.3730 «Effizientere und kürzere Verfahren für den Bau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien» hat das BFE eine Bestandsaufnahme von Projekten zur Produktion erneuerbarer Energie erstellen lassen (IC Infraconsult AG, 2021). Gemäss der entsprechenden Studie wird die Dauer vom Projektstart bis zur Baubewilligung generell davon beeinflusst, ob Einsprachen und Beschwerden gegen ein Projekt eingehen, ob das Projekt zu einer Umweltverträglichkeitsprüfung verpflichtet ist und wie rasch die zuständigen Behörden das Baugesuch bearbeiten können. Bei Biogasprojekten dauert es zwischen Projektbeginn und Inbetriebnahme sechs bis zehn Jahre, bei Windenergieprojekten mindestens dreizehn Jahre. Ebenfalls lange dauern die Verfahren mit durchschnittlich vierzehn Jahren bei Wasserkraftprojekten. Bei allen Technologien wird häufig der Rechtsweg beschritten, und insbesondere Windkraftprojekte werden regelmässig bis vor Bundesgericht gebracht. Bei der Was-

ser- und der Windkraft wurden insbesondere Zusatzabklärungen zum Naturschutz (divergierende Ansichten über den Umfang der Ersatzpflicht) als Grund für Verzögerungen genannt. Photovoltaikanlagen im Gebäudebereich erfahren mehrheitlich keine Probleme oder Verzögerungen in den Verfahren, meistens sind sie sogar bewilligungsfrei, d.h. eine Baumeldung reicht. Bei Photovoltaikanlagen ausserhalb von Bauzonen kann es dagegen aufgrund von Einsprachen mehrere Jahre bis zur Inbetriebnahme dauern. Bei der Geothermie gibt es noch wenig Projekte und Erfahrungen, zudem verfügen nicht alle Kantone über eine gesetzliche Grundlage sowie definierte Verfahren und Prozesse für Geothermie-Projekte. Potentiale für kürzere Verfahren identifizierte die Studie bei allen erneuerbaren Energieträgern in einer schweizweit möglichst einheitlichen Vollzugspraxis im Rahmen des geltenden Rechts, einheitlichen Vorgaben an die einzureichenden Dokumente und die Präzisierung gewisser Vorschriften. Die elektronische Einreichung der Verfahrensunterlagen wird zudem noch nicht von allen Kantonen angeboten; digitale Lösungen reduzieren erfahrungsgemäss den Aufwand für die Projektträgerschaften und erleichtern die zeitgleiche Bearbeitung durch verschiedene Behörden.

Der Bundesrat hat das Problem der langwierigen Verfahren erkannt und eine entsprechende Vorlage zur Beschleunigung der Verfahren erarbeitet. Er schlägt vor, die Planungs- und Bewilligungsverfahren für die bedeutendsten Anlagen der Wasserkraft und der Windenergie zu vereinfachen und zu straffen. Dazu soll der Bund ein Konzept mit den Standorten der bedeutendsten Wasserkraft- und Windenergieanlagen erarbeiten, das als Vorgabe für die kantonale Richtplanung dient. Für die Bewilligung dieser Anlagen soll auf Kantonsebene ein konzentriertes kantonales Plangenehmigungsverfahren eingeführt werden. Es soll - neben der Ordnung der zulässigen Nutzung des Bodens gemäss Artikel 14 des Raumplanungsgesetzes und der Baubewilligung – auch sämtliche anderen Bewilligungen umfassen, wie zum Beispiel die Rodungsbewilligung, gewässerschutzrechtlichen Bewilligungen sowie das Enteignungsrecht. Damit will der Bundesrat verhindern, dass ein Projekt in mehrere zeitlich auseinanderfallende Etappen aufgeteilt wird und das Projekt in jeder Etappe bis vor Bundesgericht angefochten werden kann. Künftig soll es nur noch einen Rechtsmittelzug geben, der sämtliche Rechtsfragen klärt. Zusätzlich will der Bundesrat den Ausbau der Photovoltaik vorantreiben, indem die Investitionen für Photovoltaikanlagen auch bei Neubauten steuerlich abgezogen werden können und die Zulassung von Solaranlagen an Fassaden vereinfacht wird, indem die Bewilligungspflicht durch ein Meldeverfahren abgelöst wird. In Schutzzonen sollen die Kantone weiterhin eine Bewilligungspflicht vorsehen können. Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 2. Februar 2022 eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung geschickt.

Im Rahmen der Vernehmlassung, die bis am 23. Mai 2022 dauerte, gingen insgesamt 258 Stellungnahmen ein. Die Auswertung der Stellungnahmen ist in Bearbeitung. In den bereits ausgewerteten Stellungnahmen wird die Stossrichtung der Vernehmlassungsvorlage begrüsst, den Zubau von Stromproduktionsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien in der Schweiz zu beschleunigen bzw. die Planungs- und Bewilligungsverfahren zu optimieren. Häufig wird jedoch eingewendet, dass der vorgelegte Gesetzesentwurf nicht oder nur sehr beschränkt zum gewünschten Ziel führen wird und die Vorlage entsprechend überarbeitet werden sollte. Die in der Vorlage vorgesehene Vereinfachung und Förderung des Ausbaus von Solaranlagen wird grundsätzlich unterstützt.

2.2.4 Stand des Ausstiegs aus der Kernenergie

Mit der Annahme der Energiegesetzgebung im Mai 2017 hat das Schweizer Stimmvolk den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen: Die bestehenden Kernkraftwerke dürfen solange weiterbetrieben werden, wie sie sicher sind, es dürfen jedoch keine Rahmenbewilligungen für neue Kernkraftwerke erteilt werden. Alle Kernkraftwerke der Schweiz – Beznau I und II, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt – verfügen über eine unbefristete Betriebsbewilligung und dürfen so lange betrieben werden, wie sie sicher sind. Der Langzeitbetrieb der Kernkraftwerke stellt dabei eine technische Herausforderung dar. Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) kontrolliert, ob die Bedingungen für

einen sicheren Betrieb erfüllt sind und ist befugt, alle zur Gewährleistung der nuklearen Sicherheit notwendigen und verhältnismässigen Massnahmen anzuordnen.

Ende 2019 stellte das Kernkraftwerk Mühleberg nach 47 Jahren Betrieb als erstes der fünf Kernkraftwerke den Leistungsbetrieb ein. Der Entscheid zur Stilllegung des Werkes wurde von der Betreiberin, der BKW, im Oktober 2013 aus unternehmerischen Gründen getroffen. Anfang 2020 wurde mit dem Rückbau gestartet. Die Brennelemente wurden vom Reaktor in ein Brennelementlagerbecken verlagert, wo sie abkühlen, bis sie ab 2022 in das Zwischenlager nach Würenlingen transportiert werden. Bis Ende 2024 sollen alle Brennelemente aus dem Kernkraftwerk abtransportiert werden. Das Areal des Kernkraftwerks Mühleberg soll ab Ende 2030 komplett frei von radioaktivem Material sein. Gemäss aktueller Planung kann das Areal ab 2034, nach Freigabe des Geländes durch die Behörden, neu genutzt werden (BKW, 2021). Weitere Rückbaupläne sind zurzeit nicht bekannt.

Die Berichterstattung zu den aktuellen Entwicklungen auf dem Gebiet der Kerntechnologie nach Art. 74a KEG erfolgt in Kapitel 8.4.

2.3 Fazit

Aus dem übergeordneten Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis 2050 ergeben sich grosse Herausforderungen für das Energiesystem. Die am 1. Januar 2019 geltenden Massnahmen reichen nicht aus, um die Ziele gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Dies zeigen die Energieperspektiven 2050+ deutlich auf. Aufgrund der langen Investitionszyklen im Energiesystem ist der Handlungsdruck in allen Sektoren gross. Zentral für die Erreichung des Netto-Null Ziels ist eine *umfassende Nutzung der Effizienzpotenziale* bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen und Geräten sowie im Verkehr. Eine wichtige Rolle wird in Zukunft auch die *Sektorkopplung* spielen: Strom wird zum zentralen Energieträger in den Bereichen Wärmeerzeugung (Gebäude) und Mobilität. Zudem kann Strom mittels Power-to-X in flüssige oder gasförmige Energieträger umgewandelt und damit zeitlich und räumlich flexibel eingesetzt werden. Die Marktdurchdringung dieser Schlüsseltechnologien muss schnell und deutlich zunehmen. Beim *Ausbau der erneuerbaren Energien* sind grosse zusätzliche Anstrengungen nötig. Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien muss massiv gesteigert werden, damit die Zielwerte 2050 erreicht werden. Das aktuell dynamische Tempo bei einigen der neuen erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, sollte weiter beschleunigt und auf alle neuen erneuerbaren Energien ausgeweitet werden. Auch bei der Wasserkraftproduktion ist ein weiterer Zubau nötig. Der Runde Tisch Wasserkraft hat 15 Projekte der Speicherwasserkraft identifiziert, welche gemäss heutigem Kenntnisstand energetisch am meistversprechenden sind und gleichzeitig mit möglichst geringen Auswirkungen auf die Biodiversität und Landschaft umgesetzt werden können. Ihre Realisierung würde eine saisonale Speicherproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 ermöglichen. Parallel dazu müssen Zielkonflikte im Spannungsfeld Schutz-Nutzen minimiert werden. Bremsend auf den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energie wirken auch die oft sehr langen Verfahrensdauern. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, den geplanten Anpassungen im Energiegesetz zur Verfahrensbeschleunigung sowie zu administrativen und steuerlichen Erleichterungen für den Ausbau der Photovoltaik, dem Runden Tisch Wasserkraft, den Arbeiten zu weiteren Stromeffizienzmassnahmen sowie dem revidierten CO₂-Gesetz hat der Bundesrat respektive das UVEK umfassende Massnahmen in den Bereichen Energieverbrauch- und -produktion beschlossen, um die mittelfristigen Ziele bis 2035 zu erreichen; die Massnahmen befinden sich teilweise bereits in der parlamentarischen Beratung. Zudem hat das Parlament wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem mit der Annahme der parlamentarischen Initiative 19.443 in der Herbstsession 2021 bereits beschlossen. Die entsprechenden Verordnungsrevisionen treten per 1. Januar 2023 in Kraft. Die Entwicklung gegenüber den langfristigen Zielen bis 2050 gilt es im Rahmen des Monitorings und weiterer Analysen weiterhin genau zu verfolgen und gegebenenfalls sind zusätzliche Massnahmen zu ergrei-

fen. Auch wichtige Arbeiten des Bundes im Wärmebereich sowie der Sektorkopplung (Wasserstoff, Negative Emissionstechnologien, nationales Register für erneuerbare Treib- und Brennstoffe) sind voranzutreiben.

3 Versorgungssicherheit

Die Schweiz konnte sich bisher auf eine zuverlässige und sichere Energieversorgung verlassen. Die Energiestrategie 2050 soll gewährleisten, dass dies auch in Zukunft so bleibt. Damit folgt sie den Aufträgen der Bundesverfassung⁸ sowie des Zweckartikels des Energiegesetzes⁹, gemäss welchen der Bund im Rahmen seiner Zuständigkeit für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu sorgen hat. Um die Klimaziele zu erreichen, muss die Energieversorgung längerfristig fast vollständig dekarbonisiert werden. Auch unter den neuen Gegebenheiten muss eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Für die Beurteilung der Energieversorgungssicherheit wird der Fokus in den folgenden Kapiteln auf die für die Schweiz mengenmässig bedeutendsten Energieträger Strom, Öl und Gas gelegt. Weitere wichtige Aspekte zum Thema Versorgungssicherheit wie Energieeffizienz, Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und Energieinfrastrukturen werden in den entsprechenden Themenfeldern behandelt (siehe auch Kapitel 2 und 4). Die Folgen des Ukraine-Krieges auf die kurzfristige Energieversorgungslage werden im Bericht nicht vertieft analysiert, sondern sind Bestandteil laufender Arbeiten. Soweit als möglich wird auf die vom Bundesrat getroffenen Massnahmen verwiesen. Der Bericht fokussiert derweil wie die Energieperspektiven 2050+ auf die mittel- und langfristigen Entwicklungen.

3.1 Versorgungssicherheit energieübergreifend

Eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Versorgungssicherheit spielt die Diversifizierung der Energieversorgung. Durch die Verwendung verschiedener Energieträger kann die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern reduziert werden. Die Energieversorgung der Schweiz ist insgesamt breit zusammengesetzt¹⁰: 2021 wurden rund 43 Prozent des Endenergieverbrauchs über Erdölprodukte¹¹ gedeckt, ungefähr 15 Prozent mit Gas und etwa ein Viertel mit Strom. Der restliche Verbrauch setzt sich aus verschiedenen weiteren Energieträgern zusammen (Holz und Holzkohle, übrige erneuerbare Energien, Fernwärme, Industrieabfälle, Kohle und Koks). Der Anteil der Erdölbrennstoffe konnte im Zeitraum von 2015 bis 2019 leicht reduziert werden, während der Anteil der erneuerbaren Energien Holz, Fernwärme, Industrieabfälle sowie andere erneuerbare Energien leicht gestiegen ist. Der Anteil der restlichen Energieträger blieb über die beobachtete Periode relativ konstant. Infolge der Covid-19-Pandemie hat der Anteil von Erdöltreibstoffen 2020 gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent abgenommen. Diese Abnahme hat zur Folge, dass die Anteile von allen anderen Energieträgern zugenommen haben, auch wenn deren absoluter Verbrauch wegen der Covid-19-Pandemie gesunken ist. Im Jahr 2021 ist die Verteilung der Energieträger am Endverbrauch ähnlich wie im Jahr 2020.

Aufgrund des hohen Anteils an fossilen Energien am Endenergieverbrauch ist die Energieversorgung der Schweiz nach wie vor stark vom Ausland abhängig. Im Zeitraum von 2009 bis 2021 sind die Bruttoimporte – heute im Wesentlichen fossile Energieträger und Kernbrennstoffe – gesunken. Die inländische Produktion von Primärenergieträgern konnte dank des Zubaus von erneuerbaren Energien laufend

⁸ Art. 89 der Bundesverfassung, Absatz 1: Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ein für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationalen Energieverbrauch.

⁹ Art. 1 des Energiegesetzes, Absatz 1: Dieses Gesetz soll zu einer ausreichenden, breit gefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung beitragen.

¹⁰ Detaillierte Informationen zu den Anteilen der einzelnen Energieträger sowie der Entwicklung seit dem Jahr 2000 finden sich im jährlichen Monitoringbericht im Themenfeld Versorgungssicherheit (BFE, 2021a).

¹¹ Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr

gesteigert werden. Die Auslandabhängigkeit über alle Energieträger nahm im entsprechenden Zeitraum deshalb ab (von 79.7 % im Jahr 2009 auf 70.3 % im Jahr 2021). Bis 2050 soll die Energieversorgung fast vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden (Netto-Null Ziel). Dies bedingt den schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energien und trägt dazu bei, die hohe Auslandabhängigkeit zu verringern: neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien muss dazu auch die Energieeffizienz gesteigert werden. Gemäss den Energieperspektiven 2050+ kann die Auslandabhängigkeit bis 2050 auf unter 25 Prozent gesenkt werden¹². Die Schweiz wird jedoch weiterhin Teil des weltweiten Energiemarkts bleiben; eine Energieautarkie wird nicht angestrebt.

Die Schweiz ist gut ins europäische Gasfernleitungsnetz eingebunden und hat unter normalen Umständen Zugang zu den Grosshandelsmärkten in den Nachbarstaaten. Die Transitgasleitung bildet die Hauptversorgungsader der Schweiz und leitet normalerweise Gas von Frankreich und Deutschland nach Italien. Seit 2017 kann in der Transitleitung auch Gas von Italien in die Schweiz transportiert werden (Reverse-Flow), was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Allerdings ist die Schweiz bei den fossilen Energieträgern stark der internationalen Versorgungslage und den Preisentwicklungen auf den europäischen bzw. globalen Märkten ausgesetzt. Der Krieg in der Ukraine zeigt deutlich auf, dass die Schweiz ihr Gas zwar direkt aus den europäischen Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien einführt, diese jedoch ihrerseits auf Importe angewiesen sind. Die Schweiz verfügt über keine grossen Gasspeicher und damit über keine Pflichtlager mit Erdgas und ist daher von kontinuierlichen Importen abhängig. Allerdings können im Ausland gewisse Speicherkapazitäten gekauft werden. Der Bundesrat hat am 18. Mai 2022 die Voraussetzungen zur Stärkung der Versorgung für den kommenden Winter geschaffen und die Gasbranche verpflichtet, Speicherkapazitäten in den Nachbarländern und Optionen für zusätzliche Gaslieferungen zu sichern. Der Bundesrat hat dazu eine dringliche Verordnung in Kraft gesetzt und das von der Branche und den Bundesbehörden erarbeitete Konzept zur Schaffung einer Winter-Gasreserve zur Kenntnis genommen. Zusätzlich wurden Verhandlungen für ein Solidaritätsabkommen zwischen Deutschland und der Schweiz aufgenommen. Ebenfalls laufen hierzu Gespräche mit Italien. Der Bundesrat beobachtet die Entwicklungen laufend und trifft bei Bedarf weitere Massnahmen. Einen Beitrag zur Versorgungssicherheit können auch sogenannte Zweistoffanlagen von Grossverbrauchern leisten, die bei Bedarf von Erdgas auf Erdöl umgestellt werden können. Dies hilft, die Gasversorgung der übrigen Verbraucher weiter zu gewährleisten. Im weltweiten Vergleich ist der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen hoch, hat jedoch in den letzten Jahren kontinuierlich abgenommen (von 39 % im Jahr 2009 auf knapp 20 % im Jahr 2021). Die Verteilung dieser Kunden und Umschaltungspotentialen innerhalb der Schweiz ist nicht einheitlich; zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass einige Kunden aus preislichen Gründen bereits auf Erdöl umgestellt haben. Für die Zweistoffkunden werden Ersatz-Pflichtlager (Heizöl) für 4.5 Monaten gehalten. Um bei den Vorbereitungen auf eine allfällige schwere Gasmangellage den geänderten Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen, hat die wirtschaftliche Landesversorgung (WL) ein Konzept für die Kontingentierung von nicht-geschützten Verbraucher entwickelt. Am 30. März 2022 hat die Schweiz mit den anderen im Pentilateralen Energieforum vertretenen Länder eine politische Erklärung unterzeichnet, um ihre Koordination bei der Erdgasspeicherung zu verstärken. Damit wollen die Penta-Länder zu einer sicheren Gasversorgung im Winter und zum reibungslosen Funktionieren des europäischen Energiemarktes beitragen. Die Deklaration zieht für die Schweiz keine rechtlich verbindliche Verpflichtung nach sich, unterstreicht aber die Absicht der Schweiz, ihren Beitrag zu den Anstrengungen zur Stärkung der Gasversorgungssicherheit in Europa zu leisten. So hat der Bundesrat am 24. August 2022 analog zur EU ein freiwilliges Gassparziel von 15 Prozent im Winterhalbjahr 2022/2023 verabschiedet.

Im Gegensatz zum Strombereich ist der Gasmarkt in der Schweiz gesetzlich kaum reguliert. Das BFE erarbeitet daher ein Gasversorgungsgesetz (GasVG), das einheitliche und klare Regeln zur Sicherstellung eines effizienten Gasmarktes vorsieht. Der Bundesrat hat das UVEK am 18. Mai 2022 beauftragt,

¹² Szenario ZERO Basis

den Vernehmlassungsentwurf zum Gasversorgungsgesetz Erkenntnissen aus den Folgen des Ukraine-Krieges zu überarbeiten und ihm die neuen Eckwerte der Vorlage 2023 in einem Aussprachepapier vorzulegen.

Beim Erdöl wird die Versorgungssicherheit durch eine breite Diversifikation der Transportmittel (Pipeline, Schiene, Rheinschiffahrt, Strasse) und Herkunftsländer gestärkt. Erdöl lässt sich zudem gut im Inland lagern. Um Versorgungsengpässe abzufangen, werden in der Schweiz Pflichtlager an Treib- und Brennstoffen im Umfang von 4.5 Monaten sowie Flugpetrol für 3 Monate Vollversorgung gehalten.

3.2 Versorgungssicherheit im Bereich Strom

Eine sichere Stromversorgung bildet eine zentrale Grundlage für das Funktionieren von Wirtschaft und Gesellschaft: Ohne Elektrizität funktionieren weder Trinkwasserversorgung noch Kommunikationseinrichtungen und auch das Verkehrssystem oder die Gesundheitsversorgung sind davon abhängig. Die Bedeutung einer funktionierenden Stromversorgung zeigt sich auch in der neusten nationalen Risikoanalyse des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz, die eine andauernde und schwere Strommangelage als grösstes Risiko für die Schweiz identifizierte (BABS, 2020). Die Stromversorgungssicherheit ist abhängig von dem Zusammenspiel zwischen Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, das die produzierte Energie transportiert und verteilt.

Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern kann Strom in der Schweiz produziert werden. Auch hier trägt eine Diversifizierung der Produktionsarten zu einer guten Versorgungssicherheit bei. Im Jahr 2021 stammte der in der Schweiz produzierte Strom zu rund 62 Prozent aus Wasserkraftwerken und zu 29 Prozent aus Kernkraftwerken. Der restliche Teil stammt mehrheitlich aus neuen erneuerbaren Energien (8%), wobei diese ihren Anteil seit dem Jahr 2000 kontinuierlich steigern konnten. Aufgrund des beschlossenen schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie (vgl. Kapitel 2.2.4) ist längerfristig mit einer substantiellen Abnahme des Anteils der Kernkraftwerke an der Stromproduktion zu rechnen.

Der Ukraine-Krieg und die damit verbundenen möglichen Gaslieferunterbrechungen in Europa beeinflussen die Energieversorgung Europas negativ. Die Stromproduktion aus Frankreich verschärft die schwierige Situation, da viele Kernkraftwerke infolge von Sicherheitsprüfungen ausser Betrieb sind. Entsprechend kann die Stromversorgung im Winter 2022/2023 angespannt werden. Die Versorgungssicherheit der Schweiz ist derzeit aber gegeben und war bis zum Ausbruch des Ukraine-Krieges hoch, wie verschiedene Indikatoren im jährlichen Monitoringbericht¹³ (BFE, 2021a) sowie im Stromversorgungssicherheitsbericht der EICom (EICom, 2020c) zeigen. Die Verfügbarkeit von Strom ist in der Schweiz insgesamt sehr gut: Gemäss dem international üblichen Index SAIDI¹⁴, der die jährliche Dauer von Versorgungsunterbrüchen angibt, hatten Schweizer Endverbraucher 2019 im Durchschnitt lediglich während rund zwanzig Minuten keinen Strom, wobei gut die Hälfte davon auf geplante Unterbrüche zurückzuführen ist. Eine Herausforderung bleibt der zeitgerechte Ausbau und die Verstärkung des Übertragungsnetzes (vgl. auch Kapitel 4). In den letzten Jahren haben Netzüberlastungen im Schweizer Übertragungsnetz zugenommen. Dies dürfte im Winterhalbjahr insbesondere auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa (AT, DE, LU, NL, BE) zurückzuführen sein. Die Swissgrid strebt daher den Abschluss technischer Verträge an, um in die grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnungsmethoden einbezogen zu werden und somit auch das Problem der ungeplanten Transitflüsse zu entschärfen. An der Schweizer Südgrenze wurde ein derartiger technischer Vertrag schon abgeschlossen. Im Sommerhalbjahr ist der zunehmende Anteil an stochastischer Produktion ein Grund für steigende Belastungswerte. Die kurzfristige Stromversorgungssicherheit wird wie einleitend erwähnt in diesem Bericht nicht analysiert. Die

¹³ Kapitel Stromversorgungssicherheit im Themenfeld Versorgungssicherheit

¹⁴ System Average Interruption Duration Index

Situation wird aber von der Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit unter Leitung der EICom laufend beobachtet. Bei Bedarf werden zusätzliche Massnahmen eingeleitet.

Die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke, der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die grundlegenden Veränderungen im Energiesystem aufgrund der Klimapolitik führen zu neuen Herausforderungen. Zur Beurteilung der mittel- und langfristigen Stromversorgungssicherheit sind daher regelmässige Analysen notwendig. Wichtig ist hierbei auch eine enge internationale Abstimmung, denn die Stromversorgung der Schweiz ist stark mit dem Ausland vernetzt und damit auch abhängig von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten und der EU. Durch den Abbruch der Verhandlungen für ein institutionelles Abkommen mit der EU ist ein Stromabkommen bis auf weiteres nicht absehbar, weshalb sich auch hier neue Herausforderungen stellen (vgl. auch nächster Abschnitt). Das BFE veröffentlicht regelmässig Versorgungssicherheitsstudien mit längerfristigem Fokus (bis 2040), um auf zukünftige Entwicklungen frühzeitig reagieren zu können. Die Ergebnisse der 2019 aktualisierten Studie stufen die zukünftige Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes als unkritisch ein, sofern die Schweiz ausreichend Strom mit dem europäischen Ausland austauschen kann (BFE, 2020a). Weitere Studien wurden durch das Pentilaterale Energieforum (Penta-Forum) und die EICom durchgeführt¹⁵. Die mittelfristigen Analysen durch das Penta-Forum mit Zeithorizont bis 2025 zeigen für die Schweiz keine relevanten Versorgungsengpässe (PLEF SG2, 2020). Die Studie der EICom betrachtet den Zeitraum bis 2030 und kommt zum Schluss, dass in den wahrscheinlichen Szenarien¹⁶ ebenfalls in jeder Stunde ausreichend Energie aus in- und ausländischer Produktion zur Deckung der Schweizer Stromnachfrage zur Verfügung steht. Allerdings zeigten die Ergebnisse der Analyse auch, dass bei einer Verkettung von unglücklichen Umständen Versorgungsengpässe im Jahr 2025 nicht ausgeschlossen werden können (EICom, 2020a).

Generell deuten die bisher vom Bund durchgeführten Modellierungen der Erzeugungs- und Systemkapazität grundsätzlich auf eine stabile Versorgungssituation bis 2035 hin. Allerdings ist hierzu der Stromaustausch mit den Nachbarländern und ein gut funktionierender Strommarkt mit genügend Produktionskapazitäten entscheidend. Herausforderungen ergeben sich aufgrund des erhöhten Strombedarfs im Zuge der Dekarbonisierung sowie des Wegfalls von steuerbarer, fossiler Stromerzeugung im Ausland, unter anderem aufgrund des bevorstehenden Ausstiegs aus der Kernenergie und Kohlekraft in Deutschland. Unsicherheiten und Risiken bestehen bei einem dauerhaft hohen Importbedarf sowie in Bezug auf die technische Integration der Schweiz in Prozesse des europäischen Strombinnenmarkts (EICom, 2020b). Eine weitere Untersuchung der mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit ist derzeit in Arbeit. Seit klar ist, dass ein Stromabkommen mit der EU nach dem Abbruch der Verhandlungen für ein institutionelles Abkommen nicht in nützlicher Frist zustande kommen dürfte, steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit besonders im Fokus. Die im folgenden beschriebenen Elemente zu den grenzüberschreitenden Handelskapazitäten im Hinblick auf den Abbruch der Verhandlungen werden in der Studie untersucht. Betroffen ist die Schweiz unter anderem von der 70-Prozent-Regel, gemäss welcher alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber ab 2025 mindestens 70 Prozent der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel innerhalb der EU freihalten müssen. Wie dabei die Grenzkapazitäten zu Drittstaaten wie der Schweiz berücksichtigt werden sollen, ist in der EU-Gesetzgebung nicht geregelt. Die Importkapazitäten der Schweiz könnten durch die Vorgabe aber deutlich eingeschränkt werden, und dies bei steigendem Importbedarf insbesondere im Winterhalbjahr. Das UVEK hat den Bundesrat im Oktober 2021 über zwei Berichte zum Thema Versorgungssicherheit im Strombereich informiert¹⁷. Der erste Bericht wurde von der EICom zusammen mit der Swissgrid erstellt. Er beschreibt Massnahmen, mit denen die Netz- und Versorgungssicherheit kurz- bis mittelfristig erhöht werden können. Der zweite Bericht analysiert die Auswirkungen von verschiedenen Zusammen-

¹⁵ Detailliertere Informationen zu den beiden Berichten sind im jährlichen Monitoringbericht im Themenfeld Versorgungssicherheit aufgeführt (BFE, 2021a)

¹⁶ Basisszenario 2030 und Stressszenario 1-2030

¹⁷ Eine Zusammenfassung der beiden Berichte ist im jährlichen Monitoringbericht des Jahres 2021 (ausführliche Fassung) auf S. 52-54 (BFE, 2021a)

arbeitsszenarien zwischen der Schweiz und der EU. Die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung ist für die Schweiz von zentraler Bedeutung. Die Berichte dienen dem Bundesrat dazu, weitere Schritte zur Stärkung der Versorgungssicherheit vorzubereiten. Im Februar 2022 hat der Bundesrat das UVEK beauftragt, im Hinblick auf die Versorgungssicherheit die Wasserkraftreserve auf dem Verordnungsweg vorzuziehen und die Unterstützung von Reservekraftwerken als Versicherungslösung zu prüfen. Im August 2022 hat der Bundesrat beschlossen, dass das UVEK und das WBF Vertragsverhandlungen zum Einsatz von Reservekraftwerken führen können. Diese sollen ergänzend zur Wasserkraftreserve bereits im Spätwinter 2023 zur Bewältigung von ausserordentlichen Knappheitssituationen bereitstehen (s. unten). Weiter hat der Bundesrat per 1. Januar 2023 die Revision der Energieeffizienzverordnung verabschiedet, um die bestehenden Effizienzpotentiale zu nutzen. Zudem wurde die im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehene Energiereserve (vgl. unten) in Form einer Wasserkraftreserve auf dem Verordnungsweg vorgezogen. Sie ist bereits im Winter 2022/23 einsatzbereit. Weiter hat das Parlament im «Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit» für Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz beschlossen.

Rettungsschirm für Strombranche

Wegen der starken Preisausschläge auf den europäischen Energiemärkten, die sich mit dem in der Ukraine Krieg verschärft haben, brauchen die Stromunternehmen mehr Mittel, um die mit dem Stromhandel verbundenen Sicherheitsleistungen zu decken. Damit steigt das Risiko von Liquiditätsengpässen und von unkontrollierten Kettenreaktionen, welche auch die Schweizer Stromversorgungssicherheit beeinträchtigen können. Der Bundesrat hat daher am 18. Mai 2022 die Botschaft für ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen an das Parlament überwiesen. Das Parlament hat entschieden, das Gesetz nicht im dringlichen Verfahren zu behandeln. Das präventive Instrument soll sicherstellen, dass die Stromversorgung in der Schweiz auch dann funktioniert, wenn es durch weitere starke Preisaufschläge im internationalen Stromhandel zu einer unkontrollierten Kettenreaktion in der Strombranche kommen sollte, die einen Systemkollaps zur Folge haben könnte. Systemkritische Schweizer Stromunternehmen sollen im Fall von aussergewöhnlichen Marktentwicklungen beim Bund Darlehen zur Überbrückung von Liquiditätsengpässen beziehen können. Das Gesetz ist auf Ende 2026 befristet und soll danach von anderen Regeln abgelöst werden. Dazu gehören Vorschriften, die dafür sorgen, dass wichtige Funktionen wie die Stromproduktion jederzeit weiterbetrieben werden können (Business Continuity Management), ein Gesetz zur Aufsicht und Transparenz des Grosshandels von Strom und Gas sowie Vorgaben zur Liquidität und Kapitalausstattung. Nach dem Ständerat hat in der Herbstsession 2022 auch der Nationalrat der Vorlage zugestimmt. Das Gesetz ist am 1. Oktober 2022 dringlich in Kraft getreten.

Im September 2022 hat die Axpo Holding AG beim Bundesrat ein Gesuch um temporäre Liquiditätsunterstützung eingereicht. Der Bundesrat hat entschieden, gestützt auf eine Notverordnung den Rettungsschirm zu aktivieren und der Axpo Holding AG einen Kreditrahmen im Umfang von 4 Milliarden Franken zur Verfügung zu stellen. Der Bundesrat hat sich dabei auf die Modalitäten abgestützt, die in der Botschaft zum Bundesgesetz für subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen enthalten sind. Mit der Unterstützung will der Bundesrat verhindern, dass die Axpo Holding AG in Liquiditätsprobleme gerät, die im schlimmsten Fall die Energieversorgung der Schweiz gefährden könnten.

Wenn die Energiepolitik konsequent auf das Netto-Null Ziel ausgerichtet werden soll, müssen die Ausbauziele gemäss geltendem Energiegesetz für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erhöht und die Energie- und Stromverbrauchsziele angepasst werden. Insbesondere das Winterhalbjahr verdient dabei Aufmerksamkeit: Schon heute zeigt sich hier in der Regel ein Nettoimportbedarf. Durch den Wegfall der Bandenergie aus der Kernkraftproduktion wird sich dies noch verschärfen. Um während des ganzen Transformationsprozesses und darüber hinaus weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen weiterentwickelt und spezifisch

für die Wintermonate Massnahmen vorgesehen werden. Der Bundesrat hat daher am 18. Juni 2021 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet und an das Parlament überwiesen. Es ist seither im Parlament hängig. Das Gesetz umfasst Teilrevisionen des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes. Ein zentrales Anliegen ist die Aufrechterhaltung und Stärkung der Versorgungssicherheit. Vorgesehen sind dazu insbesondere die folgenden Massnahmen:

Rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien

Die bereits heute im Energiegesetz verankerten Richtwerte für das Jahr 2035 für den Ausbau der Wasserkraft und anderer erneuerbarer Energien sowie die Richtwerte zur Reduktion des Energie- und Elektrizitätsverbrauchs pro Kopf werden zu verbindlichen Zielen erklärt und durch verbindliche Ziele für das Jahr 2050 ergänzt. Damit setzt der Bund frühzeitig ein klares Signal zum Umfang der notwendigen Anpassungen im Schweizer Energiesystem und stärkt damit die Planungssicherheit von Investorinnen und Investoren. Marktmechanismen alleine genügen allerdings nicht, um den Ausbau in genügend hohem Tempo voranzubringen. Der Bundesrat hat bereits früher darauf hingewiesen, dass längerfristig weitere Massnahmen notwendig sein werden.

Zur Erreichung der mittelfristigen Richtwerte bis 2035 sind deutliche zusätzliche Anstrengungen notwendig (vgl. auch Kapitel 2). Die bisherigen Förderinstrumente für die erneuerbare Stromproduktion sind gemäss geltendem Recht bis Ende 2022 (Einspeisevergütung) und 2030 (Investitionsbeiträge) befristet. Der Bundesrat will sie bis 2035 verlängern – zeitlich abgestimmt auf den gesetzlichen Zielwert 2035 – und marktnäher ausgestalten. Grosse Photovoltaikanlagen sollen beispielweise mittels wettbewerblicher Ausschreibungen gefördert werden. Das Einspeisevergütungssystem läuft wie geplant aus und wird durch Investitionsbeiträge ersetzt. Das sorgt für administrative Entlastung und ermöglicht mehr Zubau pro Förderfranken. Für grosse Wasserkraftanlagen stehen mehr finanzielle Mittel zur Verfügung. Die Finanzierung der Unterstützungsinstrumente erfolgt weiterhin über den Netzzuschlag von 2.3 Rappen pro Kilowattstunde. Der Netzzuschlag wird nicht erhöht, er wird aber länger erhoben. Zu beachten ist, dass das Parlament wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem bereits in der Herbstsession 2021 beschlossen hat. Das am 1. Januar 2023 in Kraft tretende neue Recht sieht Investitionsbeiträge für alle Technologien zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2030 vor, bei Photovoltaik-Anlagen ohne Eigenverbrauch werden Auktionen durchgeführt. Das Parlament hat die bisher bis 2022 befristete Marktprämie für bestehende Grosswasserkraftwerke verlängert. Sie soll ebenfalls bis 2030 ausbezahlt werden. Als zusätzliches Förderelement ermöglicht das neue Recht Verteilnetzbetreibern auch künftig (bis 2030), inländisch produzierten Strom aus erneuerbaren Energien zu den vollen Gestehungskosten an ihre gebundenen Kundinnen und Kunden zu verkaufen. Erfasst ist nicht nur die Eigenproduktion eines Grundversorgers, sondern auch dessen Beschaffung bei Dritten, etwa bei Produzenten ohne eigene Grundversorgung.

Zusätzlich zu den hier beschriebenen Massnahmen will der Bundesrat auch die Verfahren für den Ausbau von erneuerbaren Energien beschleunigen und hat eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung geschickt (vgl. Kapitel 2.2.3).

Ausbau von im Winter sicher abrufbarer, klimaneutraler Erzeugungskapazität im Umfang von 2 TWh bis 2040

Zur Stärkung der Selbstversorgungsfähigkeit wird ein Instrument für den Ausbau von sicher abrufbarer, ans Schweizer Netz angeschlossener und CO₂-freier Elektrizität im Winter implementiert und ein Ausbauziel von 2 TWh/a bis im Jahr 2040 im StromVG verankert. Im Zusammenspiel mit einer strategischen Energiereserve soll damit die heutige Selbstversorgungsfähigkeit von rund 22 Tagen erhalten bleiben.

Der Ausbau setzt prioritär bei der grossen Speicherwasserkraft an: Projekte, die den im StromVG festgelegten Kriterien zur Eignung und zum Beitrag an das Winterstromziel genügen, erhalten auf Gesuch hin eine finanzielle Unterstützung in Form eines Investitionsbeitrags. Der Runde Tisch Wasserkraft hat bereits 15 Projekte der Speicherwasserkraft identifiziert und der Ständerat hat diese ins Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien aufgenommen. Werden die Projekte realisiert, bringen sie gesamthaft eine zusätzliche, steuerbare Winterproduktion im Umfang von 2 TWh/a bis ins Jahr 2040. Sollte sich bis 2030 abzeichnen, dass das Ausbauziel mit der Grosswasserkraft nicht erreicht werden kann, sollen technologieoffene Ausschreibungen für zusätzliche, den festgelegten Kriterien genügenden Kapazitäten durchgeführt werden. Das Instrument soll gemäss Botschaft des Bundesrates über den Zuschlag auf das Übertragungsnetz finanziert werden. Dieser ist in Artikel 9 Absatz 4 StromVG zur Vorbeugung gegen mögliche Versorgungssicherheitsdefizite bereits angelegt. Der Bundesrat soll diesen «Winterzuschlag» bedarfsgerecht auf maximal 0,2 Rp./kWh festlegen können.

Einführung einer Energiereserve

Als zusätzliche Absicherung soll mit dem Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eine strategische Energiereserve eingerichtet werden. Normalerweise ist die Versorgung der Schweiz mit Energie durch die Bewirtschaftung der Kraftwerkskapazitäten am Markt sowie im Austausch mit den benachbarten Strommärkten sicher und wirtschaftlich optimiert. In ausserordentlichen, von den Marktakteuren nicht vorhersehbaren Situationen könnte es aber vorkommen, dass die Versorgungssicherheit gefährdet wäre. Dann bietet die Energiereserve eine effektive Absicherung: Sie hält dann noch Energie bereit, wenn die Marktmechanismen versagen würden («eiserne Reserve») und kann zur Schweizer Selbstversorgungsfähigkeit beitragen. Für die Beschaffung der Reserve führt die Swissgrid ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren durch. Wer einen Zuschlag erhält, verpflichtet sich, während einer festgelegten Dauer eine bestimmte Mindestenergiemenge im Speicher vorzuhalten beziehungsweise auf deren Bezug zu verzichten.

Der Bundesrat hat am 16. Februar 2022 entschieden, bereits auf den Winter 2022/23 eine Wasserkraftreserve einzurichten. Diese dient als erste Versicherungslösung für den Fall von Knappheitssituationen. Die Wasserkraftreserve wird auf dem Verordnungsweg eingeführt und später von der in der laufenden Revision des Stromversorgungsgesetzes vorgesehenen Regelung abgelöst werden. Der Bundesrat hat die entsprechende Verordnung an seiner Sitzung vom 7. September 2022 verabschiedet. Diese ist bis Mitte 2025 befristet. Als zweite Versicherungslösung und Ergänzung zur Wasserkraftreserve sind Reservekraftwerke vorgesehen. Das BFE arbeitet zurzeit die entsprechenden Bestimmungen über den Bau und den Betrieb von Reservekraftwerken als Versicherungslösung für Ausnahmesituationen aus. Der Einbezug in den Emissionshandel stellt sicher, dass die Mehremissionen dieser Anlagen innerhalb des Emissionshandelssystems ausgeglichen werden. Anfang September hat das UVEK mit der Firma General Electric Gas Power einen Vertrag zur Beschaffung von Gasturbinen unterzeichnet. Der Bund beschafft damit acht mobile Gasturbinen, welche für die kritische Zeit gegen Ende des Winters 2022/23 bis Ende April 2026 zur Verfügung stehen sollen. Sie werden auf dem Firmengelände von General Electric Gas Power in Birr im Kanton Aargau aufgebaut. Die Turbinen können neben Gas auch mit Öl oder Wasserstoff betrieben werden. Zudem will der Bundesrat Notstromaggregate nutzen, da auch diese einen wertvollen Beitrag als Reserve leisten können. Deren Betreiber sollen sich darum ebenfalls an den Ausschreibungen beteiligen können. Die Grundlage dazu bildet die Verordnung zur Winterreserve, in der alle drei genannten Reserven zusammengeführt werden. Die Verordnung regelt die Schaf-

fung einer Stromreserve, die als Absicherung gegen ausserordentliche Knappheitssituationen dient, die am ehesten im Winter bis Frühling auftreten können und macht Vorgaben zum Einsatz, Abruf und zum Zusammenspiel der Reserven, falls ein Abruf nötig wird. Die Verordnung soll spätestens Mitte Februar 2023 in Kraft treten.

3.3 Fazit

Bei den fossilen Energieträgern war die Versorgungssicherheit trotz der vollständigen Auslandabhängigkeit bisher grundsätzlich gut. Der Ukraine-Krieg hat allerdings die Risiken, welche die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und Produktionsländern mit sich bringt, deutlich aufgezeigt. Der Bundesrat beobachtet die Entwicklungen aufgrund des Ukraine-Krieges laufend und trifft bei Bedarf kurzfristig die nötigen Massnahmen oder hat diese insbesondere im Gasbereich, bezüglich systemkritischer Stromunternehmen und für eine Wasserkraftreserve und Reservekraftwerke ab dem Winter 2022/2023 bereits in die Wege geleitet. Aufgrund des Netto-Null-Ziels muss der Verbrauch von Erdöl und Erdgas längerfristig stark sinken und 2050 nahezu vollständig durch erneuerbare Energieträger ersetzt sein. Der Stromsektor wird dabei stark an Bedeutung gewinnen. Durch das fehlende Stromabkommen zwischen der EU und der Schweiz stellen sich hier *kurz- bis mittelfristig zusätzliche Herausforderungen*: Der Bundesrat zieht deshalb die im Gesetz vorgesehen Wasserkraftreserve als erste Versicherungslösung für ausserordentliche Knappheitssituationen auf dem Verordnungsweg vor, damit diese für den Winter 2022/2023 bereitsteht. Sie soll koordiniert sein mit dem geplanten Bau und Betrieb von Reservekraftwerken und dem Einsatz von Notstromgruppen als zweite Versicherungslösung. Der Einbezug in den Emissionshandel stellt sicher, dass die Mehremissionen dieser Anlagen innerhalb des Emissionshandelssystems ausgeglichen werden. Zudem will der Bundesrat zusätzliches Stromeffizienzpotenzial rasch erschliessen, was ebenfalls einen Beitrag zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit leistet (u.a. Erhöhung der Fördermittel für den Ersatz von Elektroheizungen oder Auflagen für die Beleuchtung von Zweckbauten sowie Erhöhung der Mindestanforderungen an die Effizienz von verschiedenen elektrischen Geräten). Herausforderungen ergeben sich auch bezüglich der *langfristigen Versorgungssicherheit* aufgrund des erhöhten Strombedarfs im Zuge der Dekarbonisierung (steigender Importbedarf) sowie des Wegfalls von steuerbarer, fossiler Stromerzeugung im Ausland (Importmöglichkeiten). Hinzu kommt der bevorstehende Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und mittel- bis längerfristig auch in der Schweiz. Massnahmen zur Sicherung der langfristigen Versorgungssicherheit sind mit dem neuen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehen (rascher und konsequenter Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion im Inland gemäss den vorgesehenen Zielwerten, Ausbau der Winterproduktion primär Speicherwasserkraft, Energiereserve, Energieeffizienz). Auch die vorgesehenen Massnahmen zur Verfahrensbeschleunigung für Anlagen der erneuerbaren Stromproduktion und die Nutzung bestehender Effizienzpotenziale tragen langfristig zur Versorgungssicherheit bei. Die mittel- und langfristige Entwicklung der Stromversorgungssicherheit ist weiterhin eng zu verfolgen und die nötigen Analysen sind regelmässig zu aktualisieren.

4 Netzentwicklung

Stromnetze verbinden Produktion und Verbrauch und sind damit von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung. Mit Blick auf den Umbau des Energiesystems in der Schweiz und in Europa ist es wichtig, die Stromnetze auf die veränderten Gegebenheiten auszurichten. Dies betrifft veränderte Lastflüsse im Übertragungsnetz und Rückspeisungen aus den Verteilnetzen, welche gegenüber heute eine abweichende Verteilung der Importe/Exporte über die verschiedenen Landesgrenzen verursachen. Zudem muss mit der Abschaltung der schweizerischen Kernkraftwerke die Netzinfrastruktur den Transport des Stroms innerhalb der Schweiz in ausreichendem Mass sicherstellen können.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde daher das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)¹⁸ erarbeitet. Das Gesetz verbessert die Rahmenbedingungen für die Optimierung und Entwicklung der Stromnetze. Darüber hinaus gilt es für die Zukunft, die Effizienz der Stromnetze mittels Sunshine-Regulierung stetig zu steigern und die Flexibilität im Stromsystem besser zu nutzen. Zudem müssen Rahmenbedingungen für Wasserstoff- und Wärmenetze entwickelt werden.

4.1 Strategie Stromnetze

Das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») verbessert die Rahmenbedingungen und damit die Voraussetzungen für die Optimierung und die erforderliche Entwicklung der Stromnetze. Die neuen Gesetzes- und Verordnungsbestimmungen sind mehrheitlich seit Juni 2019, die restlichen seit Juni 2020 und 2021 in Kraft.

Die vier Kernpunkte der Strategie Stromnetze sind:

1. Vorgaben für die Optimierung und Entwicklung der Schweizer Stromnetze
2. Optimierung Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte
3. Kriterien und Vorgaben für Entscheidungsfindung «Kabel oder Freileitung»
4. Verbesserung der Akzeptanz und Transparenz von Leitungsprojekten

Szenariorahmen für die Stromnetzplanung

Ein wichtiges Element der Strategie Stromnetze bildet der energiewirtschaftliche Szenariorahmen: das BFE erstellt diesen gemäss Artikel 9a StromVG als Grundlage für die Planung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1, 380/220 kV) als auch der überregionalen Verteilnetze (Netzebene 3, ab 36 und unter 220 kV). Ziel ist, die Stromnetze möglichst optimal auf die künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Schweiz auszurichten. Angesichts der langen Planungs-, Bewilligungs- und Realisierungsphasen der Übertragungsnetze und der überregionalen Verteilnetze ist dies von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Berücksichtigt werden dabei die energiepolitischen Ziele des Bundes und die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie das internationale Umfeld. Somit verwenden die Netzbetreiber dieselben Annahmen bezüglich Ausbau der Erzeugungsanlagen, der Entwicklung des Stromverbrauchs und den weiteren Treibern des Netzausbaus. Basierend auf dem Szenariorahmen resultieren in den Markt- und Netzsimulationen der Netzbetreiber die Lastflüsse, welche ggf. zusätzlichen Stromimport im Winterhalbjahr beinhalten. Der Szenariorahmen wird alle vier Jahre überprüft und bei Bedarf aktualisiert. Am 23. November 2022 hat der Bundesrat den ersten Szenariorahmen genehmigt. Das BFE hat diesen unter Einbezug einer breit abgestützten Begleitgruppe¹⁹ erarbeitet. Die Vorgaben fliessen in die anschliessende periodische Mehrjahresplanung der Netzbetreiber ein. So beginnt die nationale Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid nach der Genehmigung des Szenariorahmens mit der Aktualisierung ihres Mehrjahresplans für die langfristige Netzplanung, dem so genannten «Strategische Netz 2040», welches die vorgesehenen Netzprojekte für das Zieljahr 2040 beschreibt und begründet.

Optimierung Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte

Die Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren für die Anlagen des Übertragungsnetzes nehmen oft mehrere Jahre in Anspruch. Die Massnahmen der Strategie Stromnetze sollen dazu führen, dass die

¹⁸ vgl. www.netzentwicklung.ch

¹⁹ Vertretung u.a. der Kantone (EnDK), der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid AG), der übrigen Netzbetreiber (VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Swisstopower), der Wasserkraftwerkbetreiber (SWV), der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), der Umweltverbände (SES/Umweltallianz), der erneuerbaren Energien (AEE), der Gaswirtschaft (VSG) und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EICOM).

Verfahrensdauer für Leitungsvorhaben auf Netzebene 1, von heute durchschnittlich 5 bis 13 Jahre, auf 4 bis 8 Jahre verkürzt werden.

Das BFE beobachtet Dauer und Stand der Umsetzung von Netzvorhaben aus der aktuellen strategischen Netzplanung von Swissgrid («Strategisches Netz 2025») sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Detaillierte Informationen sind in den jährlichen Monitoringberichten unter dem Themenfeld «Netzentwicklung» aufgeführt (BFE, 2021a). Da die gesetzlichen Anpassungen im Rahmen der Strategie Stromnetze erst seit kurzem in Kraft sind, konnte die Wirksamkeit der neuen Regelungen in der Praxis noch nicht umfassend geprüft werden. Allgemein kann jedoch festgehalten werden, dass das Eidgenössische Starkstrominspektorat (ESTI) und das BFE aufgrund der Einführung von Ordnungsfristen für das Sachplan- und das Plangenehmigungsverfahren neu die Möglichkeit haben, mit Verweis auf eben diese neuen Ordnungsfristen kürzere Fristen für die Einreichung z. B. von Stellungnahmen oder Projektergänzungen anzusetzen oder Fristerstreckungsgesuche zu kürzen oder abzulehnen. Dies kann tendenziell zu etwas kürzeren Verfahren führen. Allerdings ist die Wirksamkeit dieser Massnahme auf jene Fälle beschränkt, in denen die notwendigen Abklärungen tatsächlich innert kürzerer Frist möglich sind. Weiter können geringfügige technische Änderungen und Instandhaltungsarbeiten an elektrischen Anlagen neu unter bestimmten Umständen ohne Plangenehmigung durchgeführt werden. Damit können gewisse Sanierungsarbeiten oder Anpassungen an den Anlagen des Übertragungsnetzes bewilligungsfrei und damit rascher realisiert werden. Bewilligungsfreie Vorhaben fallen jedoch nicht unter das Monitoring. Die Wirksamkeit dieser Massnahme kann daher im Hinblick auf die Beschleunigung des Netzausbaus nicht quantifiziert werden.

Kriterien für die Entscheidungsfindung «Kabel oder Freileitung»

Im Elektrizitätsgesetz (EleG) ist festgehalten, dass Leitungen mit einer Spannung von unter 220 kV verkabelt, also in den Boden verlegt werden müssen, soweit dies technisch und betrieblich möglich ist (EleG Art. 15c). Die Gesamtkosten einer Verkabelung dürfen aber im Vergleich zu einer Freileitung nur um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor MKF) höher sein. Soll eine Leitung trotz einer Überschreitung dieses Faktors verkabelt werden, so können die Mehrkosten den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern nicht in Rechnung gestellt werden.

Um die Auswirkungen des MKF auf den Verkabelungsgrad und die Kosten zu beobachten und daraus allfällige Anpassungen abzuleiten, verfolgt das BFE zusammen mit dem ESTI die Entwicklung der Verkabelungsprojekte, insbesondere der Netzebene 3. Zurzeit besteht ein grosser Unterschied zwischen der Netzebene 3 (Hochspannungsnetze) und den Netzebenen 5 und 7 (Mittel- und Niederspannungsnetze). Während bei den Hochspannungsnetzen nur etwas mehr als 20 Prozent verkabelt sind, liegt der Wert bei den Mittelspannungsnetzen bei fast 80 Prozent, bei Niederspannungsnetzen bei über 90 Prozent (EiCom, 2020d, Tabelle 4 S. 22). Da das Instrument erst per 1. Juni 2020 in Kraft getreten ist, können die Auswirkungen auf den Verkabelungsgrad noch nicht beurteilt werden. Die Entwicklung der Werte wird über die nächsten Jahre jedoch weiterhin beobachtet und der MKF-Grenzwert bei Bedarf angepasst.

Verbesserung der Akzeptanz und Transparenz von Leitungsprojekten

Zur Verbesserung der Information der Öffentlichkeit über die wichtigen Aspekte der Netzentwicklung und die Möglichkeiten zur Mitwirkung im Verfahren gemäss Artikel 9e StromVG hat das BFE seine Webseiten zum Thema Stromnetze²⁰ vollständig überarbeitet. Die Inhalte und Informationen zur Strategie Stromnetze wurden aufbereitet, wesentliche Aspekte wie der energiewirtschaftliche Szenariorahmen und die Themen «Freileitung oder Kabel», Bündelung Infrastrukturen und Smart Grids vertieft aufgezeigt. Ein wesentliches Augenmerk wurde auf die Informationen zu den Bewilligungsverfahren gelegt: die verschiedenen Phasen im Bewilligungsverfahren sowie die Mitwirkungsmöglichkeiten im Sachplan

²⁰ www.bfe.admin.ch > Versorgung > Stromversorgung > Stromnetze

und Plangenehmigungsverfahren wurden dargelegt. Zu den einzelnen Aspekten sind die relevanten Dokumente, die rechtlichen Grundlagen, die Medienmitteilungen und weiterführende Links verfügbar.

4.2 Intelligentes Netz

Der steigende Anteil an dezentraler Stromerzeugung stellt die Stromnetze vor neue Herausforderungen. Intelligente Netze, sogenannte Smart Grids, tragen dazu bei, diesen Herausforderungen zu begegnen. Durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien können Stromerzeuger, -verbraucher und Speicher vernetzt und aufeinander abgestimmt werden. Netzbetreiber erhalten in kurzen Abständen Informationen zur Energieproduktion und -verbrauch und können die Netzauslastung dadurch einfacher optimieren. Smart Grids gewährleisten einen sicheren, effizienten und zuverlässigen System- und Netzbetrieb und tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. Der Umbau der Netze zu einem Smart Grid ist daher eine weitere wichtige Stossrichtung der Energiestrategie 2050.

Um die Fortschritte dieses Umbaus zu verfolgen, beobachtet das BFE seit 2018 die Entwicklung wichtiger Komponenten²¹ dieses intelligenten Netzes. Die detaillierten Ergebnisse sind im jährlichen Monitoringbericht im Themenfeld Netzentwicklung aufgeführt (BFE, 2021a). Aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums ist es noch nicht möglich, Rückschlüsse auf das Tempo der Umsetzung zu ziehen. Eine zentrale Komponente intelligenter Netze sind Smart Meter. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart Grid gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Die Überwachung des Rollouts von intelligenten Zählern (Smart Meter Rollout) zeigt allerdings, dass derzeit etwa 20 Prozent der Schweizer Kunden einen intelligenten Zähler für ihren Stromanschluss haben.

Ein weiteres zentrales Merkmal von Smart Grids ist der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbraucherinnen und Erzeugern. Über diese kann aus der Ferne der Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom gesteuert werden, bspw. um den Eigenverbrauch zu optimieren oder um den stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Herkömmliche Rundsteueranlagen sind im Netz derzeit weit verbreitet: 2021 wurden rund 1,4 Millionen Fernbedienungsempfänger erfasst. Im Gegensatz dazu sind intelligenten Steuer- und Regelsystemen noch wenig verbreitet. Mit dem steigenden Bedarf an Flexibilität zur Anpassung der Nachfrage an die zunehmend fluktuierende Energieerzeugung werden intelligente Steuer- und Regelsysteme in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Das vom Bundesrat vorgeschlagene Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht hierzu diverse Bestimmungen vor, welche das Anbieten von solchen Flexibilitäten beanreizen sollen (siehe Kapitel 4.4).

4.3 Tarifierung

Die Kosten für Bau, Betrieb und Unterhalt der Stromnetze werden über die Netztarifierung an die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwält. Die Netztarife setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen: einem Grundpreis, einem Arbeitspreis (bezogen auf die entnommene Energiemenge in kWh) und einem Leistungspreis (meist bezogen auf die maximal in einem Monat auftretende Entnahmeleistung in kW). Die Netztarife werden durch die jeweiligen Netzbetreiber festgelegt. Aufgrund der grossen Anzahl an Stromverteilnetzbetreibern unterscheiden sich die Netztarifierungsmodelle teils erheblich. Die Grundsätze für die Tarifierung sind in der Stromversorgungsgesetzgebung (StromVG und

²¹ Betrachtet werden die folgenden Indikatoren: Intelligente Zähler (Smart Meter), Spannungsregelungsinstrumente (Transformation), neue netzdienliche Steuer- und Regelungsinstrumente inklusive Anteil der steuerbaren Leistung im Netz (Flexibilität).

StromVV) festgelegt. Auf der untersten Netzebene 7 (Niederspannung), wo die Kleinverbraucherinnen und -verbraucher mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh angeschlossen sind, müssen die Netznutzungstarife gemäss StromVV grundsätzlich mindestens einen Arbeitsteil von 70 Prozent aufweisen. Bei den Tarifen auf höheren Netzebenen sind die Grund- und Leistungspreise prominenter.

Mit der geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes sollen mehr Freiräume in der Netztarifierung geschaffen werden. In einem ersten Schritt sollen die Möglichkeiten der dynamischen Netztarifierung weiter verbessert (v.a. zeitlich variable Tarife) und damit die Verursachergerechtigkeit der Tarifierung erhöht werden. Zudem wird der Schutz der Eigenverbraucherinnen und -verbraucher vor einer Diskriminierung gestärkt. Weitergehende Leistungspreismodelle sollen über die StromVV möglich werden, diese setzen allerdings einen Roll Out von Smart Metern voraus. Zudem soll bei der Kostenwälzung zwischen den Netzebenen stärker berücksichtigt werden, dass ein zunehmender Teil der Erzeugung dezentral erfolgt. Bei der Kostenwälzung werden die Kosten der höher liegenden Netzebenen anteilig auf die nachgelagerten Netzebenen verteilt. Netze mit hoher lokaler Einspeisung beim Arbeitsanteil sollen daher künftig weniger stark durch die Kosten der höher liegenden Netzebenen belastet werden.

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Netztarifierung wird politisch im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien diskutiert, ob sie stärker distanzabhängig ausgestaltet werden soll; darunter würde neben der vom Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber vorgeschlagenen Umstellung der Netztarifierungsprinzipien ein (allfällig nicht kostenorientierter) lokaler Ortstarif fallen. Aktuell vorliegende Studien des BFE kommen zu geringen Einspareffekten (Fritz et al, 2021). Insbesondere sind die netzeinsparende Effekte der lokalen PV-Erzeugung sehr begrenzt. Etwaige distanzabhängige Tarife wären zudem nicht kompatibel mit dem europäischen Rechtsrahmen.

4.4 Flexibilitäten

Mit dem zunehmenden Anteil an dezentraler Erzeugung steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem. Die Nutzung der Flexibilität von Stromerzeugerinnen und -verbrauchern erlaubt es, Angebot und Nachfrage besser aufeinander abzustimmen. Dies kann im Bereich der Netze dazu beitragen, Engpässe zu vermeiden und die dezentrale Produktion besser zu integrieren. Im Übertragungsnetz nutzt die nationale Netzgesellschaft Swissgrid bereits heute Flexibilitäten, um Schwankungen der Stromfrequenz auszugleichen und das Stromnetz zu stabilisieren. Sie kauft diese so genannten Systemdienstleistungen am Regenergiemarkt ein. In Zukunft braucht es aber auch im Verteilnetz einen Zuwachs an netzdienlicher Flexibilität, um einen effizienten und damit kostengünstigeren Netzausbau zu stützen. Ein eigentlicher Markt existiert hier heute noch nicht, auch weil die Verteilnetze sehr gut ausgebaut sind.

Auf der Erzeugungsseite bietet vor allem der Zubau von Photovoltaikanlagen ein Potenzial an netzdienlicher Flexibilität. Durch das Abregeln von PV-Anlagen (sog. Peakshaving) können Produktionsspitzen und damit Netzüberlastungen vermieden werden. Durch das Zu- oder Abschalten von Verbrauchsanwendungen, bspw. Elektroboiler oder Wärmepumpen, besteht auch auf Verbrauchsseite ein Flexibilitätspotenzial. In Zukunft kommen weitere Angebote wie bspw. die Elektromobilität hinzu.

Heute werden diese Flexibilitätspotenziale noch wenig genutzt. Damit die Flexibilitäten kurz- bis mittelfristig im Markt integriert und zugleich als Mittel gegen Engpässe im Netz eingesetzt werden können, sind an der Schnittstelle zwischen den Verteilnetzbetreibern und den Flexibilitätsanbietern geeignete regulatorische Rahmenbedingungen notwendig. Im Rahmen des geplanten Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien soll daher eine solche Regulierung im StromVG eingeführt werden. Grundsätzlich soll das Recht, die Flexibilitäten zu nutzen, den jeweiligen Erzeugern, Speicherbetreibern oder Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zustehen. Wenn Dritte, auch Verteilnetzbetreiber, die Flexibilitäten nutzen wollen, müssen sie sich diese grundsätzlich vertraglich sichern. Um den Netzausbau über die Nutzung von Flexibilitäten kostenseitig zu optimieren, sollen es Netzbetreiber vermeiden, andere, teurere netzseitige Massnahmen umzusetzen, indem sie in ihrem

Netzgebiet das Flexibilitätpotenzial in ihre Netzplanung einbeziehen. Dieser Punkt wird in dem gesetzlichen NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) durch eine Ergänzung verdeutlicht. Nach diesem Prinzip soll zunächst der aktuelle Netzbetrieb – einschliesslich der Flexibilitätsnutzung – optimiert werden, bevor eine Verstärkung der vorhandenen Leitungen und als letzte Massnahme ein Ausbau erfolgt.

Speicher und ihre Rolle im Stromsystem

Mit den Veränderungen im Energiesystem wird zunehmend auch mehr Flexibilität benötigt. Die Herausforderung besteht darin, dass dann genug Energie bereitsteht, wenn sie auch gebraucht wird und die Netzstabilität gesichert ist. Energiespeicherung kann hier eine wichtige Rolle spielen. Grosse Speicher können für Stabilität im Netz sorgen, wenn die Produktion tief und die Nachfrage hoch, beziehungsweise wenn die Nachfrage niedrig und die Produktion hoch ist. Im Strombereich werden heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke genutzt. In Zukunft werden die herkömmlichen Speicher vermehrt durch Batterien oder die chemische Speicherung über Power-to-Gas ergänzt.

Beim Elektrizitätsbezug aus dem Netz zwecks Speicherung muss ein Netznutzungsentgelt bezahlt werden. Dies, weil in der Schweiz das Ausspeiseprinzip gilt: Die Kosten des Netzes werden dort belastet, wo Elektrizität aus dem Netz ausgespeist wird. Ein rein eigenständiger Speicher ohne zugehörige Endverbraucher bezieht den Strom zwar nicht «für den eigenen Verbrauch», nutzt aber beim Einspeichern das Stromnetz trotzdem. Explizit ausgenommen hiervon sind heute die Pumpspeicherkraftwerke.

Um zu gewährleisten, dass bei einem netzdienlichen Zugriff auf dezentrale Speicher und andere Flexibilitätsquellen eine angemessene Vergütung für deren Inhaber erfolgt, schlägt der Bundesrat im Rahmen des geplanten Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien deshalb eine Regulierung zur Nutzung und Vergütung von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz vor; dazu gehören Speicher sowie andere Quellen von Flexibilitäten. Die neue Regelung weist die folgenden Eigenschaften auf:

- Die Inhaberschaft bei den Flexibilitäten wird neu definiert, so dass es keine unangemessenen Vorgriffsrechte der Verteilnetzbetreiber mehr gibt.
- Flexibilitätsquellen, welche Strom aus dem Verteilnetz ausspeisen – und dazu gehören dezentrale Speicher – zahlen zwar Netznutzungsentgelte, erhalten aber zugleich eine Entschädigung für ihre Netzdienlichkeit (Mittel gegen Engpässe im Netz).
- Denkbar sind, bei vertraglicher Nutzung der Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber, vor allem reduzierte Netznutzungsentgelte im Rahmen der gewährten Zugriffsmöglichkeiten, davon können auch Speicher in erheblichem Umfang profitieren.

Durch die Flexibilitätsregulierung kann in Zusammenhang mit einer flexibleren Netztarifierung der Weg zu einer verursachergerechteren Bepreisung der Netznutzung durch die Speicher beschritten werden. Davon unbelassen sind die Möglichkeiten der markt- und systemdienlichen Vermarktung von Flexibilität. Die Kosten einer netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten sind für die Verteilnetzbetreiber anrechenbar. Die Flexibilitäten sollen dadurch gegenüber einem konventionellen Netzausbau vermehrt zum Einsatz kommen.

4.5 Sunshine-Regulierung und Effizienzsteigerung bei den schweizerischen Verteilnetzbetreibern

Die Kosten der Stromnetze machen fast die Hälfte der Stromkosten aus. Dies erfordert, auch vor dem Hintergrund des nötigen Ausbaus, eine effektive Regulierung dieser Monopoldienstleistungen. Die Zu-

verlässigkeit der Schweizer Stromnetze ist hoch, allerdings gibt es insbesondere aufgrund der unterschiedlichen topografischen Gegebenheiten der Versorgungsgebiete sowie Effizienzunterschieden erhebliche Unterschiede bei den Netzkosten der verschiedenen Verteilnetzbetreiber. Seit mehreren Jahren erprobt die EICom die sogenannte «Sunshine-Regulierung» und führt dazu umfassende Vergleiche zwischen den Verteilnetzbetreibern durch. Untersucht werden Kosten und Tarife, die Qualität der Versorgung und der Dienstleistungen sowie die Umsetzung von Veröffentlichungs- und Bekanntgabepflichten. Die Untersuchungen zeigen eine hohe Streuung der Kosten der Verteilnetzbetreiber, die nicht durch die unterschiedliche Unternehmensgrösse erklärt werden kann. Bisher erhalten nur die Netzbetreiber diese Vergleiche. Die Öffentlichkeit hingegen erhält bislang keine transparente Information darüber, wie wirtschaftlich der Strom verteilt wird, was den Druck zu Anpassungen mindert. Mit der Revision StromVG soll dies geändert und eine Sunshine-Regulierung als Transparenzinstrument eingeführt werden. Damit erhält die EICom die rechtliche Grundlage, um umfassende Vergleiche zwischen den Verteilnetzbetreiber durchzuführen und die Ergebnisse der Öffentlichkeit transparent zu präsentieren. Wird trotz Sunshine Regulierung die Effizienz des Netzbetriebs nicht besser, soll der Bundesrat eine Anreizregulierung einführen. Diese würde zusätzlich umfassendere finanzielle Anreize zur Effizienzsteigerung setzen.

4.6 Weitere Netze

Neben den Stromnetzen braucht der Umbau des Energiesystems auch andere Netze, welche in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden:

Thermische Netze

Thermische Netze sind ein wichtiger Bestandteil in der Umsetzung der Energiestrategie 2050 und zur Erreichung des Netto-Null-Ziels, insbesondere bei der Nutzung von ortsgebundenen Quellen von nicht vermeidbarer Abwärme und erneuerbaren Energien in Gebieten mit hoher Wärme- oder Kälte-dichte. In urbanen, wärmedichten Gebieten wurde bereits in grossem Umfang in thermische Netze investiert. Es besteht weiterhin ein grosses Potenzial, dessen Erschliessung vorangetrieben werden sollte. Die Energieperspektiven 2050+ rechnen annähernd mit einer Verdoppelung des Fern- und Nahwärmeverbrauchs gegenüber heute. Angesichts des begrenzten Potenzials an lokal verfügbaren erneuerbaren Energien sind Wärmenetze unumgänglich, um Energiequellen mit niedrigen Temperaturen wie Seen, Flüsse und mitteltiefe Geothermie zu nutzen. In diesem Sinne stellen thermische Netze eine grundlegende Technologie dar, um die Klimaziele zu erreichen und eine maximale Versorgungssicherheit für die Schweiz zu gewährleisten. Thermische Netze benötigen lange Planungs- und Realisationszeiten. Die Komplexität von Projekten, regionale, politische und rechtliche Unterschiede sowie Erwartungen an die Wirtschaftlichkeit stellen für die Umsetzer von Thermischen Netzen bedeutende Hindernisse dar. Daher ist vor allem der Faktor Zeit und nicht die Technologie eine grosse Herausforderung. Wegen des anstehenden Ersatzes von zahlreichen fossilen Heizungen steht die Entwicklung von Thermischen Netzen zurzeit in einer entscheidenden Phase. Der Abbau von Hemmnissen zur Beschleunigung des Ausbaus muss daher jetzt verstärkt an die Hand genommen werden. Städte, Gemeinden, Kantone und der Bund wollen den Ausbau der thermischen Netze in der Schweiz beschleunigen. Die Vorsteherin des UVEK sowie die Präsidenten der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK), des Schweizerischen Gemeindeverbandes (SGV) und des Schweizerischen Städteverbands (SSV) haben am 18. August 2022 eine entsprechende Charta unterzeichnet (GS-UVEK, 2022b). Zudem sind im neuen CO₂-Gesetz Massnahmen zur Förderung von thermischen Netzen vorgesehen.

Wasserstoffnetze

Die Energieperspektiven 2050+ zeigen, dass Wasserstoff und andere auf erneuerbarem Strom basierte Treib- und Brennstoffe einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels 2050 leisten können. Grüner Wasserstoff kann als flexibler Energieträger erneuerbare Energien in allen Sektoren nutzbar

machen und so die Sektorenkopplung als zentrales Element einer dekarbonisierten Energiewirtschaft ermöglichen. Grüner Wasserstoff bleibt allerdings knapp und sollte langfristig nur dort zum Einsatz kommen, wo es ökologisch und ökonomisch am sinnvollsten ist. Dies ist vor allem im Langstrecken-, Schwer-, Flug- und Schiffsverkehr sowie in der Industrie als Rohstoff und zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme der Fall. Die Schweiz dürfte künftig auf den Import von grünem Wasserstoff angewiesen sein, da die Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien künftig zunehmen wird und das Potenzial für deren Ausbau in der Schweiz beschränkt ist.

Neben der Verwendung und der Beschaffung respektive der Produktion von Wasserstoff, spielen auch der Transport und die Speicherung eine grosse Rolle. Der Transport kann einerseits oberirdisch per Strasse, Schiene oder Schiff geschehen oder er kann in Rohrleitungen als reiner Wasserstoff oder, bis zu einem bestimmten Anteil, beigemischt im bestehenden Gasnetz transportiert werden. Das BFE analysiert im Rahmen seiner Arbeiten zu einer Wasserstoff-Strategie ebenfalls Fragen zur Infrastruktur (Produktion, Transport, Speicherung, Verteilung, Konsum) sowie zur Ausgestaltung einer allfälligen Netzregulierung.

CO₂-Netze

Wie die Energieperspektiven 2050+ zeigen, lassen sich die Treibhausgasemissionen bis 2050 mit den heute bekannten Technologien senken. Allerdings werden schwer vermeidbare Restemissionen von rund 12 Millionen Tonne verbleiben, insbesondere in der Landwirtschaft, bei der thermischen Verwertung von Abfällen und bei der Zementproduktion sowie anderen industriellen Prozessen. Diese machen den Einsatz von Kohlenstoffabscheidung und -sequestrierung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) im In- und Ausland notwendig (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Die Entwicklung von NET und CCS in der Schweiz wird den Bau von Infrastrukturen für den Transport und die Speicherung von CO₂ erfordern. Eine kürzlich veröffentlichte Studie²² und ein laufendes Projekt²³ belegen die Machbarkeit des Baus solcher Infrastrukturen, zeigen aber, dass diese mit hohen Kosten und einem hohen Energieverbrauch verbunden sind. Darüber hinaus würde die Regulierung von CO₂-Netzwerken auf Bundesebene eine Änderung der Schweizer Verfassung erfordern. Im Rahmen der Motion 20.4063 «Schluss mit der Blackbox. Klimaschutz, Energiesicherheit und Infrastrukturnutzung dank Erforschung des Untergrunds» soll die schweizweite Erkundung des Untergrunds verbessert werden. Der Bundesrat hat am 18. Mai 2022 einen Bericht gutgeheissen, der Massnahmen und Rahmenbedingungen aufzeigt, damit CCS und NET im erforderlichen Umfang bis 2050 ausgebaut werden können (Bundesrat, 2022c). Weiter werden Fragen zu CCS/NET in der Energieforschung untersucht.

4.7 Fazit

Mit der Energiestrategie 2050 und dem damit verbundenen Umbau des Energiesystems sowie Entwicklungen im internationalen Umfeld stellen sich neue Anforderungen an die Netze. Mit der Strategie Stromnetze wurden die Rahmenbedingungen für den Netzausbau verbessert: die Netzplanung soll effizient und nach klar definierten Vorgaben umgesetzt werden. Die neuen Gesetzes- und Verordnungsbestimmungen sind mehrheitlich seit Juni 2019 respektive seit Juni 2020 und 2021 in Kraft, die Wirksamkeit der neuen Regelungen konnte in der Praxis daher noch nicht umfassend geprüft werden. Mit dem zunehmenden Anteil an dezentraler Erzeugung steigt der Bedarf an Flexibilität. Im Netzbereich kann diese dazu beitragen, Engpässe zu vermeiden und die dezentrale Produktion besser zu integrieren. Wichtig in Zukunft ist insbesondere, eine wirksame Flexibilitätsregulierung zu etablieren, was auch Anforderungen an die Entwicklung des allgemeinen Regulierungsmodells stellt. Entsprechende Neuerungen sind im geplanten Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vorgesehen. Zudem gewinnen neben Stromnetzen auch andere Netze (Wärme-, Wasserstoff- und CO₂-Netze)

²² CO2NET: Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz ([Link](#))

²³ DemoUpCARMA: Demonstration und Upscaling von Kohlenstoffdioxid-Management-Lösungen für Netto-Null-Schweiz ([Link](#))

an Bedeutung. Hierfür müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen erarbeitet werden. Diese Arbeiten hat der Bund im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung, des Gasversorgungsgesetzes, der Wärme-strategie, der Charta zur Beschleunigung des Ausbaus Thermischer Netze, der Auslegeordnung im Bereich Wasserstoff in Erfüllung des Postulats Candinas 20.4709 und im Bereich der Negativemissions-technologien aufgenommen.

5 Wirkungsanalysen der Instrumente und Massnahmen

Um die Ziele der Energiestrategie zu erreichen, stehen verschiedene Instrumente und Massnahmen zur Verfügung. Um diese zu finanzieren, wurde der Netzzuschlag mit der Inkraftsetzung des revidierten Energiegesetzes per 1.1.2018 von 1.5 auf 2.3 Rappen pro Kilowattstunde erhöht. Die Gelder fliessen in den Netzzuschlagsfond, aus dem verschiedene Fördermassnahmen sowie die Gewässersanierungen finanziert werden. Eine Übersicht über die wichtigsten Massnahmen und Instrumente mit einer kurzen Wirkungsanalyse ist im Anhang aufgeführt. In den nachfolgenden Kapiteln werden einige dieser Instrumente vertieft analysiert.

5.1 Förderung Photovoltaik

Wirkung der Einmalvergütung für Photovoltaik-Anlagen

Um den Ausbau der Photovoltaik zu beschleunigen, fördert der Bund PV-Anlagen mit so genannten Einmalvergütungen (EIV). Eine Einmalvergütung wird nach der Inbetriebnahme ausbezahlt und beträgt höchstens 30 Prozent der Investitionskosten von Referenzanlagen. Die EIV wird über den Netzzuschlag finanziert. Wie eine erste Evaluation für die Jahre 2014 bis 2017 zeigt, sind das Konzept und der Vollzug der EIV klar und konsistent. Die Einmalvergütung adressiert zudem die Wirtschaftlichkeit und die Investitionskosten und zielt damit auf die wichtigsten Hindernisse, die dem Ausbau der Photovoltaik entgegenstehen (INFRAS/Energie Zukunft Schweiz, 2020).

Bis zum Jahr 2018 wurden mit Einmalvergütungen nur kleine Photovoltaik-Anlagen von 2 bis 30 kWp gefördert. 2018 wurde das Förderinstrument erweitert und besteht seitdem aus zwei Teilprogrammen: Kleine und mittlere Photovoltaik-Anlagen zwischen 2 bis 99.9 kWp werden mit der kleinen Einmalvergütung (KLEIV) gefördert, grosse Anlagen ab 100 kWp mit der grossen Einmalvergütung (GREIV). Kleinanlagen spielen allerdings auch nach dieser Ausweitung eine grosse Rolle: Mengenmässig machen sie den Grossteil der Gesuche aus sowie, im Durchschnitt der Jahre 2018 bis 2020, auch 60 Prozent der projektierten Leistung (EBP/Planair, 2021).

Sowohl bei kleinen als auch bei grossen PV-Anlagen weist die Evaluation auf einen Mitnahmeeffekt von schätzungsweise rund 50 Prozent hin, auch wenn diese Effekte empirisch grundsätzlich schwierig zu messen seien (EBP/Planair, 2021): Nur die Hälfte der Anlagen ist nach den Angaben also wegen der Einmalvergütung gebaut worden, die andere Hälfte der Anlagen wären auch ohne Förderbeitrag in gleicher Weise realisiert worden. Ein wichtiger Grund für den hohen Mitnahmeeffekt liegt darin, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch den Eigenverbrauch des selber produzierten Stroms deutlich stärker verbessert wird als durch die Einmalvergütung, die maximal 30 Prozent der Investitionssumme beträgt. Der Mitnahmeeffekt bei Anlagen mit hohem Eigenverbrauch ist denn auch deutlich grösser als bei Anlagen mit geringem Eigenverbrauch. Zudem nimmt die Wirkung der Einmalvergütung mit der Grösse der Anlagen tendenziell zu. Am höchsten sind hingegen die Mitnahmeeffekte bei kleinen Anlagen von Privatpersonen, denn für diese haben nicht-wirtschaftliche Motive – vor allem die Ökologie – die grösste Bedeutung beim Entscheid für eine PV-Anlage.

Wirkung von Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Der wichtigste Anreiz für den Bau von Photovoltaik-Anlagen besteht darin, dass der produzierte Strom von den Anlagebetreibern direkt vor Ort verbraucht werden kann. Für diesen Strom müssen weder das Netznutzungsentgelt noch weitere Abgaben bezahlt werden. Das EnG schuf ab Anfang 2018 zudem die Möglichkeit zum sogenannten *Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)*: Verbraucherinnen und Verbraucher im gleichen Haus und aus anliegenden Grundstücken können den vor Ort produzierten Strom direkt beziehen. Eigenverbrauch sowie ZEV stehen grundsätzlich allen Produktionsanlagen für erneuerbare Energie offen, in der Praxis handelt es sich jedoch grossmehrheitlich um Photovoltaik-Anlagen. Die rechtlichen Vorgaben für den Eigenverbrauch und besonders für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch sind verständlich und ohne wesentliche Lücken oder Widersprüche (EBP/Planair, 2021). In der Konkretisierung und Umsetzung der Vorgaben bestehen jedoch noch diverse Unklarheiten. Die meisten Hindernisse für ZEV gibt es nicht im Neubau, sondern in bestehenden Gebäuden und bei der Bildung von ZEV über mehrere Grundstücke. Die wichtigsten Hürden sind der Aufbau der Zählerinfrastruktur, das Verbot der Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und der Aufwand zur Überzeugung der Mieterschaft.

Für die Wirtschaftlichkeit der meisten Anlagen sind der Eigenverbrauch bzw. der ZEV am wichtigsten. Fast alle Anlagenbesitzer verbrauchen einen Teil ihres produzierten Stroms selber. Ein kleiner Teil nutzt zudem die Möglichkeit des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch. Photovoltaik-Anlagen mit einem besonders hohen Eigenverbrauch, beispielsweise auf Schul- oder Industriegebäuden, können teilweise sogar ohne Einmalvergütungen wirtschaftlich betrieben werden. Die durchschnittlich gemessene Eigenverbrauchsquote, also der Anteil des selbst verbrauchten Stroms am gesamt produzierten Solarstrom, liegt bei den im Rahmen der Evaluation befragten Eigentümerinnen und Eigentümern bei 44 Prozent (EBP/Planair, 2021). Bei grossen Anlagen über 500 kW erreicht dieser Wert sogar bis zu 71 Prozent. Praktisch alle treffen Massnahmen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Hauseigentümerinnen und -eigentümer installieren beispielsweise Wärmepumpen und passen den Stromverbrauch verschiedener Haushaltsgeräte über intelligente Steuerungen an die Produktion an. Bei gewerblichen Betreibern von grossen PV-Anlagen kann der Betrieb von Maschinen und Anlagen mit hohen und kontinuierlichen Stromverbräuchen, meist sind dies Kälte-, Wärme- oder Lüftungsanlagen, an die Stromproduktion angepasst werden. Grosse PV-Anlagen werden vor allem dort gebaut, wo deren Wirtschaftlichkeit dank einer hohen Eigenverbrauchsquote gegeben ist. An Standorten ohne nennenswerte Möglichkeiten zum Eigenverbrauch werden hingegen kaum grössere Anlagen realisiert.

Bei den realisierten Photovoltaik-Anlagen, die in der Evaluation betrachtet wurden, ist in 80 Prozent der Fälle nicht die volle geeignete Dachfläche mit Photovoltaikmodulen belegt worden. Durchschnittlich wird knapp ein Drittel der geeigneten Fläche nicht genutzt, bei kleinen Anlagen sind es sogar rund 40 Prozent. Diese Flächen würden ein kostengünstiges Potenzial darstellen, da die Kosten für zusätzliche Einheiten mit der Grösse der Anlage sinken. Die Hauptgründe für die ungenügende Ausnutzung der verfügbaren Fläche waren die Verschattung, die Maximierung des Eigenverbrauchs, fehlende finanzielle Mittel oder eine andere Nutzung des Dachs.

Die Evaluation kommt zum Schluss, dass die Förderung der Photovoltaik mittels Einmalvergütung und der Möglichkeit zum Eigenverbrauch und ZEV gut funktioniert. Die Instrumente könnten allerdings noch dahingehend verbessert werden, dass die Mitnahmeeffekte bei der Einmalvergütung reduziert und die geeigneten Dachflächen besser genutzt werden. Um die Mitnahmeeffekte zu reduzieren, könnten die Förderbeträge besser gestaffelt und auf grössere Anlagen ausgerichtet werden. Ein möglicher Anreiz für die bessere Nutzung der Dachfläche besteht darin, den insbesondere für kleine Anlagen relevanten Grundbeitrag zu streichen und nur noch über einen Leistungsbetrag zu fördern. Zudem sollten verstärkt Anlagen gefördert werden, die keinen hohen Eigenverbrauch erzielen können (EBP/Planair, 2021). Zur gezielten Förderung von Anlagen ohne Eigenverbrauch hat das Parlament beschlossen, dass solche Anlagen eine höhere Einmalvergütung von bis zu 60 Prozent erhalten können. Ab 150 kW Leistung kann diese hohe EIV per Auktion vergeben werden. Der Bundesrat hat die entsprechenden Verordnungsanpassungen per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.

5.2 Gebäudeprogramm

Ein grosses Potenzial für die Steigerung der Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien liegt im Gebäudebereich. 2010 wurde das Gebäudeprogramm als ein zentrales Instrument der Schweizer Energie- und Klimapolitik im Gebäudebereich eingeführt. Mit dem Programm werden Liegenschaftsbesitzende finanziell unterstützt, wenn sie Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs und des CO₂-Ausstosses ihrer Liegenschaften umsetzen. Dazu zählen die Wärmedämmung der Gebäudehülle, der Ersatz fossiler oder konventionell-elektrischer Heizungen durch Heizsysteme mit erneuerbaren Energien oder der Anschluss an ein Wärmenetz. Auch umfassende energetische Sanierungen und hocheffiziente Neubauten, die sich stark von üblichen Neubauten abheben, werden unterstützt. Zudem werden seit 2018 auch indirekte Massnahmen im Bereich Beratung, Aus- und Weiterbildung sowie Qualitätssicherung und Betriebsoptimierung gefördert.

Grundlage für das Gebäudeprogramm bildet das CO₂-Gesetz. Darin ist verankert, dass ein Drittel der Einnahmen aus der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen, jedoch maximal 450 Mio. Fr. pro Jahr, für das Gebäudeprogramm zur Verfügung stehen (sogenannte Teilzweckbindung). Verantwortlich für die Umsetzung des Programms sind die Kantone. Einen Teil der verfügbaren Mittel erhalten die Kantone für ihre Förderprogramme direkt. Zudem erhalten sie für jeden darüber hinaus gehenden Förderfranken, den sie selber finanzieren, maximal zwei Franken zusätzlich aus der CO₂-Abgabe.

Im Jahr 2021 sind im Rahmen des Gebäudeprogramms rund 361 Mio. Fr. Förderbeiträge ausbezahlt worden. Die Auszahlungen lagen damit so hoch wie noch nie seit Bestehen des Programms. Besonders stark war die Zunahme bei Haustechnikprojekten (+75 %), primär Heizungersatz welcher eine hohe CO₂-Wirkung ausweist. Neben den positiven Auswirkungen auf den Energieverbrauch und den CO₂-Ausstoss hat das Gebäudeprogramm auch positive Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Infras, 2020). Im Zeitraum zwischen 2010 und 2021 wurden insgesamt 2.6 Mrd. Fr. Förderbeiträge ausbezahlt und dank den umgesetzten Massnahmen jährlich 2.8 Mrd. kWh Energie und 0.75 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen eingespart.

Ob die Sanierungen auch ohne die Förderung durch das Gebäudeprogramm in gleicher Qualität durchgeführt worden wären, wurde anhand einer Umfrage ermittelt (Umfrage M.I.S. Trend 2021). Die Resultate zeigen, dass aufgrund der Förderbeiträge umfassender und qualitativ besser saniert wurde.

In der Herbstsession 2022 hat das Parlament das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit verabschiedet. Das Gesetz ist der indirekte Gegenvorschlag zur Gletscherinitiative. Damit sollen während zehn Jahren jährlich 200 Millionen Franken mehr ins Gebäudeprogramm fliessen, damit fossil betriebener Heizungen und ortsfester elektrischer Widerstandsheizungen durch erneuerbare Heizsysteme ersetzt werden.

5.3 Marktprämie Grosswasserkraft

Die bestehende Grosswasserkraft wird seit 2018 mit einer Marktprämie gefördert: Betreiber und Eigentümer von Schweizer Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für den produzierten Strom, den sie am Markt nachweislich unter den Gestehungskosten absetzen müssen, eine Marktprämie beantragen. Diese beträgt pro Kraftwerk maximal 1 Rappen pro Kilowattstunde. Finanziert wird die Marktprämie aus dem Netzzuschlagsfond: 0.2 Rappen pro Kilowattstunde des Netzzuschlags sind für sie reserviert. Die Marktprämie für Grosswasserkraft wurde vom Parlament als Teil des neuen Energiegesetzes vom 30. September 2016 beschlossen und war auf fünf Jahre ab dessen Inkrafttreten (2018 bis 2022) befristet. Sie war in der entsprechenden Vorlage des Bundesrates zur Energiestrategie 2050 noch nicht enthalten gewesen und wurde während der parlamentarischen Beratungen in die Vorlage aufgenommen. Im Rahmen der parlamentarischen Initiative 19.443 hat das Parlament die Marktprämie bis 2030 verlängert. Der Bundesrat erachtete den Weiterbetrieb der Grosswas-

serkraft ohne Marktprämie als nicht gefährdet und hatte sich daher gegen die Verlängerung ausgesprochen.

Die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) hat eine Subventionsprüfung der Marktprämie Grosswasserkraft durchgeführt und Anfang 2022 über die Ergebnisse informiert (EFK, 2022). Die EFK hat ihre Prüfung auf die Ausgestaltung der Marktprämie fokussiert und im Hinblick auf mögliche Verbesserungen insbesondere die Ausführungsbestimmungen in der EnFV betrachtet. Diese können vom Bundesrat im Hinblick auf das Inkrafttreten der Verlängerung der Marktprämie angepasst werden. Die EFK stellte fest, dass der Bedarf und die Ziele der Marktprämie nicht transparent ausgewiesen sind und keine Zweckbindung vorgesehen ist. Zu den im Rahmen der Vorbereitung der Marktprämie explizit oder implizit angegebenen Zielen gehören insbesondere die Sicherstellung des Weiterbetriebs der bestehenden Kraftwerke und die Verhinderung von Konkursen einzelner Unternehmen aufgrund finanzieller Probleme im Bereich Wasserkraft. Aus Sicht der EFK ist die Ausgestaltung der Marktprämie nicht geeignet, um diese beiden Ziele auf wirtschaftliche und effiziente Weise zu fördern. Dies insbesondere deswegen, weil die Subventionierung grosser Teile der anrechenbaren Kapitalkosten für den Weiterbetrieb von Kraftwerken und die Verhinderung von Konkursen nicht notwendig ist. Der Bundesrat hat diese Einschätzung in der Vergangenheit geteilt. Da das Parlament die Marktprämie verlängert hat, ohne relevante Änderungen an den Gesetzesbestimmungen vorzunehmen, sieht das BFE dies als Auftrag, den Vollzug der Marktprämie nicht grundsätzlich zu ändern. Weiter hat die EFK bemängelt, dass bei den Ausführungsbestimmungen zur Anspruchsberechtigung die Anerkennung von Anlageverbunden anstelle einzelner Kraftwerkanlagen bei bestimmten Laufkraftwerken nicht klar begründbar ist und potenziell zu höheren Marktprämien führt. Das BFE wird im Sinne der EFK die Definition des Anlagenverbundes bei Flusskraftwerken strenger auslegen. Zudem wird das BFE in Zukunft genauer prüfen, ob die Erlöse aus der Marktprämie und die Verkäufe in der Grundversorgung bei einzelnen Gesuchstellern nicht zu einer Überdeckung führen können, was von der EFK ebenfalls kritisiert wurde.

5.4 Erfahrungen mit dem Nationalen Interesse für die Nutzung erneuerbarer Energien

Beim Bau von Infrastrukturanlagen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien können Nutzungsinteressen anderen Interessen wie dem Schutz von Natur, Landschaft oder Umwelt entgegenstehen. Bei der Planung und Bewilligung von Elektrizitätsproduktionsanlagen müssen daher die verschiedenen Interessen abgewogen werden.²⁴ Um die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu stärken, wird die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau seit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 1. Januar 2018 explizit im Gesetz als nationales Interesse bezeichnet. Zudem gilt für neue und bestehende Anlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung die Zuerkennung des nationalen Eingriffsinteresses (Art. 12 Abs. 2 EnG). Der Bundesrat hat entsprechende Schwellenwerte für Wasser- und Windkraftwerke in der Energieverordnung (EnV) festgelegt.²⁵

Wenn eine Behörde oder ein Gericht zwischen den Schutz- und Nutzungsinteressen entscheiden muss, geniessen beide Anliegen – Schutz und Nutzen – den Status eines nationalen Interesses. Schutz- und Nutzungsinteressen sind damit als grundsätzlich gleichwertig anzusehen und eine Interessenabwägung kann stattfinden. Denn oft ist eine Interessensabwägung erst möglich, wenn das konkrete Energievorhaben über ein gleich- oder höherwertiges Interesse von nationaler Bedeutung verfügt (vgl. Art. 6 Abs. 2 NHG und Art. 12 Abs. 3 EnG sowie Art. 5 Abs. 3^{bis} des Waldgesetzes²⁶). Dies gilt insbesondere für Gebiete, die im Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung aufgeführt sind (BLN-Gebiete). Aber auch bei anderen Interessenskonflikten, zum Beispiel mit dem Auen-schutz, Vogelreservaten, der Luftfahrt (zivil und militärisch), Kulturland / Fruchtfolgefleichen sowie mit

²⁴ Vgl. Art. 3 der Raumplanungsverordnung (SR 700.1)

²⁵ vgl. Art. 8 und 9 EnV.

Biotopen oder Wald, verlangt die Praxis für die Bewilligung eines Energievorhabens, dass dieses von erheblicher Bedeutung oder ebenfalls von nationaler Bedeutung ist, damit eine Anlage überhaupt bewilligungsfähig ist.

Die bisherige Wirkung des nationalen Interesses auf die Bewilligungsverfahren sowie die Investorinnen und Investoren lässt sich noch nicht generell beurteilen. Die Verfahren bei Wasserkraft- und Windenergieanlagen dauern sehr lange, bei einzelnen Anlagen mehrere Jahrzehnte, und definitive Entscheide liegen erst wenige vor. Das Bundesgericht hat im Bereich der Windenergie die Schwellenwerte für das nationale Interesse in mehreren Entscheiden anerkannt.²⁷ Im ersten Entscheid zum Windpark Sainte-Croix²⁸ hat das Bundesgericht den Schwellenwert von 20 GWh/a explizit als gesetzes- und verfassungskonform bestätigt. Weiter hat es ausgeführt, dass mit dem Inkrafttreten von Artikel 12 Absatz 2 und 3 EnG eine Verlagerung des nationalen Interesses zugunsten der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien stattgefunden habe. Der Gesetzgeber habe diesen Anlagen den Zugang zum selben Schutzniveau eröffnet wie beispielsweise den Objekten im BLN, was im konkreten Einzelfall zu einer besseren Realisierungschance im Vergleich zu vorher führen solle.

Im Bereich der Wasserkraft gab es in diesem Zeitraum mindestens acht Verfahren, bei denen Gutachten der ENHK²⁹ eingeholt wurden, d.h. bei denen das nationale Schutzinteresse potentiell erheblich beeinträchtigt werden kann. Allerdings handelte es sich um Projekte, bei denen das nationale Interesse an der Anlage nicht bestritten ist, da sie die Schwellenwerte entweder klar über- oder unterschritten.

Das Bundesgericht hat im Bereich Wasserkraft bislang folgenden Punkt konkret entschieden: Es hat in seinem Urteil zur Vergrößerung des Grimselsees³⁰ festgestellt, dass ein nationales Interesse am Projekt besteht. Es hat die Beschwerde gegen das Projekt allerdings aus anderen Gründen gutgeheissen (fehlende Festsetzung des Projekts im Richtplan). Im Zusammenhang mit dem nationalen Interesse kam das Bundesgericht zum Ergebnis, dass eine Erweiterung der Anlage nicht automatisch im nationalen Interesse liegt, auch wenn die bestehende Anlage aufgrund ihrer Grösse als nationales Interesse gilt. Die Erweiterung muss zu einer massgeblichen Vergrößerung der bestehenden Anlage führen, um ebenfalls im nationalen Interesse zu sein.³¹ Das Bundesgericht hat allerdings nicht definiert, ab welcher Grösse eine Erweiterung unter Artikel 12 EnG fallen würde. Um diese Rechtsunsicherheiten zu klären, hat der Bundesrat im November 2021 die EnV revidiert³²: Präzisiert wurde erstens, dass Wasserkraftanlagen auch dann bewilligt werden können, wenn in der kantonalen Richtplanung noch keine geeigneten Gewässerstrecken festgelegt worden sind. Zweitens braucht es für Projekte ohne gewichtige Auswirkungen auf Raum und Umwelt keine Grundlage im Richtplan. Drittens wurde festgelegt, ab welchen Schwellenwerten Erweiterungen und Erneuerungen von Wasserkraftwerken im nationalen Interesse sind, und es wurde ein neuer Schwellenwert für Speicherkraftwerke eingeführt. Die rechtlichen Präzisierungen sind seit dem 1. Januar 2022 in Kraft.

Das Parlament hat in der Herbstsession 2022 dringliche Massnahmen zur Erhöhung der Winterproduktion beschlossen und dabei Bestimmungen zur Erleichterung der Bewilligung von Vorhaben beim Projekt Grimsensee aufgenommen. Für die Erweiterung des Speicherwasserkraftwerks gilt, dass das Interesse an der Realisierung anderen nationalen, regionalen und lokalen Interessen grundsätzlich vorgeht. Die Bestimmungen sind seit dem 1. Oktober 2022 in Kraft und gelten bis zum 31. Dezember 2025.

²⁷ Vgl. die Urteile zu den Windparks Grenchenberg, Sainte-Croix, EolJorat Sud, Sur Grati.

²⁸ BGE 147 II 319

²⁹ Bei jedem Wasserkraftprojekt, welches zu einer erheblichen Beeinträchtigung eines Bundesinventarobjekts führen könnte, ist ein Gutachten der ENHK einzuholen (Art. 7 NHG).

³⁰ BGE 147 II 164

³¹ Das Verwaltungsgericht des Kantons Bern hatte im Mai 2019 dem Vorhaben das nationale Interesse zuerkannt aufgrund der erheblichen Gesamtproduktion sowie der Speicherkapazität der Anlage (Urteil des Verwaltungsgerichts des Kantons Bern vom 21. Mai 2019 [100.2017.125/126U]).

³² Vgl. Medienmitteilung des Bundesrats vom 24.11.2021 (BFE, 2021b)

Um die Verfahren zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen, hat der Bundesrat an seiner Sitzung vom 2. Februar 2022 eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung geschickt (vgl. Kapitel 2.2.3).

5.5 Erfahrungen mit den ausgeweiteten Steuererleichterungen für Gebäude

Mit der Energiestrategie 2050 wurden in der direkten Bundessteuer zwei Neuerungen eingeführt: Die Abzugsfähigkeit der Rückbaukosten für den Ersatzneubau sowie die Übertragbarkeit der energetischen Investitions- und Rückbaukosten auf mehrere Steuerperioden. Damit sollen anstelle von Teilsanierungen mehr Gesamtsanierungen realisiert werden, denn diese sind energetisch sinnvoller. Da die Neuerungen gleichzeitig für die direkte Bundessteuer und die Kantons- und Gemeindesteuern wirksam wurden, mussten auch die kantonalen Steuergesetze innert zweier Jahre angepasst werden. Auf den 1. Januar 2020 sind die neuen Bestimmungen in allen Kantonen ausser im Kanton Luzern eingeführt worden: Dieser Kanton kennt keine steuerliche Förderung des Energiesparens und des Umweltschutzes, weshalb er auch nicht verpflichtet ist, die ausgeweiteten Bestimmungen ins kantonale Steuergesetz aufzunehmen. Anfang 2021 wurden die Steuerpflichtigen in den Unterlagen zur Steuererklärung 2020 über die Neuerungen informiert.

Da die Steuerabzüge erstmals in den Steuern für das Jahr 2020 geltend gemacht werden konnten, kann die energetische Wirkung der neuen Massnahmen noch nicht abgeschätzt werden. Zudem kennt die Eidgenössische Steuerverwaltung (ESTV) das Volumen energetischer Gebäudesanierungen nicht, denn in der Steuererklärung erfolgt kein gesonderter Ausweis von Energiespar- und von Umweltschutzmassnahmen. Die Schätzungen der ESTV aus dem Jahr 2016 gingen von Mindereinnahmen für Bund und Kantone von jährlich 155 bis 275 Millionen Franken aus. Die Schätzungen basieren jedoch auf einer dünnen Datenlage und sind daher mit Unsicherheiten behaftet (siehe die Stellungnahme des Bundesrates zur Interpellation Badran 18.4293). Eine Abschätzung der energetischen Wirkung ist aus diesem Grund auch nicht möglich. Im Vergleich zur direkten Förderung kann lediglich erwähnt werden, dass die Mitnahmeeffekte bei Steuerabzügen für energetische Gebäudesanierungen auf 70 bis 80 Prozent geschätzt werden (ESTV, EFV, BFE, BWO, 2009; BFE, 2015) und damit viel höher sind als bei einer gezielten Objektförderung bspw. im Rahmen des Gebäudeprogramms.³³

5.6 Fazit

Das Ausbauziel für das Jahr 2020 von EnG Art. 2 Abs. 1 für die neuen erneuerbaren Energien konnte vor allem dank der Photovoltaik erreicht werden. Dafür war der Eigenverbrauch des selber produzierten Stroms wirtschaftlich wichtiger als die Förderung durch Einmalvergütungen. Das Fördersystem aus Einmalvergütungen und Eigenverbrauch hat sich insgesamt bewährt und sollte ohne grundlegende Änderungen weitergeführt werden. Um das Ausbauziel 2035 für erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) zu erreichen, müssen vermehrt auch Photovoltaik-Anlagen auf Gebäuden erstellt werden, in denen wenig Elektrizität verbraucht wird, wie beispielsweise Lagerhallen und landwirtschaftliche Gebäude. Die Förderung soll deshalb gezielt auf solche Gebäude ausgerichtet werden. Auch soll die Förderung so optimiert werden, dass vermehrt die gesamte, geeignete Dachfläche genutzt wird und nicht auf eine reine Maximierung des Eigenverbrauchs abgezielt wird. Dem wird bereits nachgekommen durch die Einführung der hohen Einmalvergütung ab 2023 (siehe unten), die für Anlagen ohne Eigenverbrauch bis zu 60 Prozent der Kosten von Referenzanlagen betragen kann (bisher maximal 30 %). Somit besteht ein starker Anreiz gut geeignete grosse Dächer vollständig mit Photovoltaik zu belegen. Zudem soll ab

³³ Die Aussagen beziehen sich nur auf Steuerabzüge für energetische Gebäudesanierungen und lassen sich nicht auf andere Abzüge, bspw. für Investitionen in PV-Anlagen, übertragen.

2023 der Grundbeitrag für die Einmalvergütung für alle Anlagen mit einer Leistung von mehr als 5 kW gestrichen werden, womit erreicht wird, dass sich grössere Anlagen tendenziell besser rentieren als kleinere. Daneben sollen Hürden für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch weiter abgebaut werden. Die bisherigen Förderinstrumente für die erneuerbare Stromproduktion sind gemäss geltendem Recht bis Ende 2022 (Einspeisevergütung) und 2030 (Investitionsbeiträge) befristet. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien will der Bundesrat die Förderung bis 2035 verlängern – zeitlich abgestimmt auf den gesetzlichen Zielwert 2035 – und marktnäher ausgestalten. Das Parlament hat wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem bereits in der Herbstsession 2021 beschlossen – dies in Folge der parlamentarischen Initiative 19.443 «Erneuerbare Energien einheitlich fördern. Einmalvergütung auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie». Der Bundesrat hat die entsprechenden Verordnungsrevisionen per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.

Während Photovoltaik-Projekte kaum durch Verfahren verzögert werden, dauert es bei Wasser- und Windkraftprojekten vom Start bis zur Inbetriebnahme oft über 15 Jahre. Der Bundesrat will die Verfahren für den Ausbau von erneuerbaren Energien beschleunigen und hat eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung geschickt.

Vor allem aufgrund der langen Dauer der Verfahren gibt es noch sehr wenig Erfahrungen zum Nationalen Interesse, welches seit 2018 für den Ausbau der erneuerbaren Energien vorgesehen wurde. Um die Auswirkungen des Nationalen Interesses auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, auf die Investitionsbereitschaft, auf die Umwelt oder auch die Raumplanung beurteilen zu können, sind mehr definitive Entscheide erforderlich. Ebenfalls noch nicht abschätzbar ist die energetische Wirkung der neuen Steuerabzüge für die Rückbaukosten von Ersatzneubauten sowie die Übertragbarkeit der energetischen Investitions- und Rückbaukosten auf mehrere Steuerperioden, weil diese Abzüge erstmals für die Steuererklärung des Jahres 2020 gewährt wurden.

Das Gebäudeprogramm unterstützt Liegenschaftsbesitzerinnen und -besitzer finanziell bei direkten Massnahmen, die den Energieverbrauch und den CO₂-Ausstoss von Liegenschaften reduzieren. Zudem werden seit 2018 auch indirekte Massnahmen im Bereich Beratung, Aus- und Weiterbildung sowie Qualitätssicherung und Betriebsoptimierung gefördert. Dank dem Gebäudeprogramms wurde umfassender und qualitativ besser saniert.

6 Wirtschaftlichkeit

Die Schweiz will ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 auf Netto-Null absenken. Der Bundesrat hat diesen Plan mit der «langfristigen Klimastrategie der Schweiz» konkretisiert (s. auch Kasten in Kapitel 1.1). Parallel entwickelt die Schweiz die Energiestrategie 2050 weiter. Diese beabsichtigt, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien zu steigern und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu senken. Dabei soll neben der bisher hohen Versorgungssicherheit die bezahlbare Energieversorgung der Schweiz beibehalten werden. Darum werden im jährlichen Monitoringbericht die Ausgaben und Preise beleuchtet.

Wichtig für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist aber auch, was der Umbau des Energiesystems sowie die Umsetzung des Netto-Null Ziels der Schweiz für die Schweizer Volkswirtschaft bedeuten. Die Energieperspektiven 2050+ zeigen anhand von Szenarien, dass das Netto-Null-Emissionsziel bis 2050 technisch erreichbar ist und die dafür nötigen zusätzlichen Investitionen bis 2050 tragbar sind: Letztere liegen im Szenario ZERO Basis 8 Prozent oder 109 Milliarden höher als die 1'400 Milliarden, die bis dahin ohnehin für die Erneuerung und den Ersatz der Elemente des Energiesystems anfallen³⁴.

³⁴ Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021) Energieperspektiven 2050+ - Technischer Bericht. Gesamtdokumentation der Arbeiten, i.A. des Bundesamts für Energie BFE, Bern.

Der Umbau des Energiesystems auf Netto-Null bis 2050 hat neben den direkten Kosten auch indirekte Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft. Denn es werden sich Wirtschaftsstruktur, Güterpreise, Konsum und der Aussenhandel an die weitgehend CO₂-freie Welt anpassen. Wie stark sind die zu erwartenden Auswirkungen auf Wohlfahrt, BIP und Beschäftigung? Diese Fragen wurden im Rahmen der Arbeiten *Energieperspektiven 2050+: Volkswirtschaftliche Auswirkungen* untersucht³⁵. Die wichtigsten Ergebnisse werden in diesem Abschnitt wiedergegeben.

Wie der Bundesrat in seiner langfristigen Klimastrategie³⁶ ausführt, ist das Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis 2050 die Vermeidung gefährlicher Störungen des Klimasystems und damit die Eindämmung der negativen Auswirkungen des Klimawandels und den damit verbundenen Kosten. Mit ihrer nationalen Klimapolitik leistet die Schweiz dazu ihren Beitrag. Die Studie berücksichtigt die Kosten, die durch die Klimaschäden entstehen (bzw. den Nutzen der Vermeidung dieser Kosten), nicht. Sie konzentriert sich auf die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Massnahmen zur Erreichung des weltweiten Netto-Null Ziels gemäss dem Übereinkommen von Paris für die Schweiz. Verschiedene Studien^{37,38,39} zeigen, dass die Kosten des globalen Nicht-Handelns potenziell sehr hoch wären. Die Studie vermittelt daher ein unvollständiges Bild, welches für eine Kosten-Nutzen-Abwägung einer ambitionierten Klima- und Energiepolitik für die Schweiz nicht ausreicht.

Gerechnet werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems und der Erreichung des Netto-Null Ziels in einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Neben dem Szenario «Weiter wie bisher» (WWB) wurden verschiedene KLIMA-MIX-Szenarien definiert, die eine Absenkung der Treibhausgas-Emissionen und einen Umbau des Energiesystems bewirken und – anders als das Szenario WWB – mit dem Übereinkommen von Paris kompatibel sind. Die KLIMA-MIX-Szenarien bilden keinen Alleingang der Schweiz ab, sondern reflektieren Anstrengungen aller Länder weltweit in Richtung Netto-Null (bis zum Jahr 2050 für die Schweiz und die Europäische Union, und bis 2070 für die anderen Weltregionen im Modell), da eine solche globale Reduktion der Treibhausgase notwendig ist, um die Auswirkungen des Klimawandels im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris zu begrenzen. Die Ergebnisse der KLIMA-MIX-Szenarien werden in der Studie immer als Abweichungen vom Vergleichsszenario WWB dargestellt. Sofern dabei von «negativen Wohlfahrts- oder BIP-Effekten» die Rede ist, bedeutet dies nicht, dass die Wohlfahrt oder das BIP absolut betrachtet sinken, sondern dass sie weniger stark ansteigen als im Szenario WWB. Dabei fliessen – wie oben ausgeführt – die negativen Auswirkungen des Klimawandels auf die Wohlfahrt und das BIP («Kosten des Nichtstuns») nicht in die Berechnungen ein. Ebenso sind mögliche positive Effekte auf die Wirtschaftsentwicklung von durch die Klimapolitik ausgelöster Innovation nicht berücksichtigt.

Es lässt sich feststellen, dass die Schweizer Wirtschaft in allen Szenarien, die auf Netto Null ausgerichtet sind, bis 2050 wächst: Wohlfahrt und Bruttoinlandprodukt (BIP)⁴⁰ steigen bis 2050 weiter an. Im Hauptszenario KLIMA MIX 1 steigt die Wohlfahrt zwischen 2020 und 2050 um insgesamt 36 Prozent und das BIP um 33 Prozent an. In den KLIMA MIX-Szenarien wachsen Wohlfahrt und BIP etwas weniger stark als in der Referenzentwicklung WWB: Im Hauptszenario KLIMA MIX 1 nehmen sie bis 2050 jährlich um 0.04% (Wohlfahrt) bzw. 0.07% (BIP) weniger zu als im Szenario WWB. Dieser Effekt ist jedoch

³⁵ Bundesamt für Energie (2022): *Energieperspektiven 2050+: Volkswirtschaftliche Auswirkungen*: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.

³⁶ Langfristige Klimastrategie, Bundesrat 2021, abrufbar unter: [Langfristige Klimastrategie 2050 \(admin.ch\)](#).

³⁷ Stern (2006): *Stern Review – The economics of climate change*: Der britische Ökonom Nicholas Stern schätzt die jährlichen Kosten einer ungebremsten Klimaerwärmung über die nächsten beiden Jahrhunderte auf rund 5-20 Prozent der globalen Wirtschaftsleistung.

³⁸ OECD (2015): *The Economic Consequences of Climate Change*. Die OECD geht je nach Erwärmung (+1.5 oder +4.5°C) von Kosten von 1 bis 3.3 BIP-Prozenten (2060) bzw. 2 bis 10 BIP-Prozenten (2100) aus.

³⁹ [AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014 – IPCC](#): Fünfter Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC.

⁴⁰ In den hier verwendeten ökonomischen Wohlfahrtsbegriff fliessen die Konsummöglichkeiten und die Freizeit der heimischen Bevölkerung ein. Das BIP misst hingegen den Wert der im Inland hergestellten Waren und Dienstleistungen, soweit diese nicht als Vorleistungen für die Produktion anderer Waren und Dienstleistungen verwendet werden.

sehr moderat angesichts des erforderlichen massiven Umbaus des gesamten Energiesystems und angesichts der Tatsache, dass ein ungebremster Klimawandel längerfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Vielfaches an Schadens- und Anpassungskosten verursachen würde. Rund die Hälfte der berechneten Wohlfahrts- und BIP-Effekte lassen sich auf die heimische Klimapolitik zurückführen, während die andere Hälfte von der ausländischen Klimapolitik ausgeht. Die Beschäftigungseffekte fallen für die Schweiz gesamthaft eher gering aus: 2050 liegt die Beschäftigung im Szenario KLIMA MIX 1 um 0,1 Prozent über dem Beschäftigungsniveau von WWB, in Vorjahren liegt sie leicht unter dem Niveau von WWB. Gesamthaft wächst die Beschäftigung bis 2050 sowohl im Szenario WWB wie auch im Szenario KLIMA MIX 1. In den verschiedenen KLIMA MIX Szenarien unterscheiden sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen wenig.

Die Struktureffekte werden anhand der Änderungen des Bruttoproduktionswerts⁴¹ in den Sektoren gemessen. Die Transformation zu Netto-Null führt zu einer leichten Verstärkung des bereits bestehenden Trends von der Industrie hin zu einer noch ausgeprägteren Dienstleistungsgesellschaft. Treibhausgas- und energieintensive Wirtschaftsbereiche sind stärker betroffen, weil sie zur Absenkung ihrer Emissionen hin zu Netto-Null grössere Anstrengungen leisten müssen. Bau- und Energiesektor profitieren vom Umbau des Energiesystems und den Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien in der Schweiz.

In den Energieperspektiven 2050+ wurden zudem verschiedene Stromvarianten untersucht. Zusätzlich zu der Variante «Ausgeglichene Jahresbilanz», die in den meisten Berechnungen im Rahmen der Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen hinterlegt ist, sind dies die Stromvarianten «Richtwerte/Ausbauziele» und «aktuelle Rahmenbedingungen». In den Stromvarianten «Richtwerte/Ausbauziele» und «aktuelle Rahmenbedingungen» wird die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz weniger rasch ausgebaut, als dies bei einer ausgeglichenen Jahresbilanz der Fall ist, und es wird mehr Strom importiert. Die volkswirtschaftliche Analyse dieser drei alternativen Stromvarianten in Kombination mit dem Szenario KLIMA MIX 1 zeigt, dass sich die Wohlfahrt in allen drei Varianten sehr ähnlich entwickelt. Grund dafür ist, dass die Kostenunterschiede zwischen Importen und heimischer Produktion eher klein sind. Bei dieser Gegenüberstellung der verschiedenen Stromvarianten ist zu beachten, dass die Thematik der Versorgungssicherheit im Wohlfahrtsmass nicht berücksichtigt wird.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems auf Netto-Null bis 2050 können somit zusammenfassend als moderat bezeichnet werden, insbesondere angesichts des notwendigen Ausmasses dieses Umbaus und der kurzen Zeit, die dafür zur Verfügung steht. Zudem sind der Nutzen eines gebremsten Klimawandels bzw. die Kosten eines ungebremsten Klimawandels nicht Teil der Analysen.

Auch die EU-Kommission hält in ihrer Folgenabschätzung ambitionierter Dekarbonisierungsszenarien fest⁴²: «Die Ergebnisse der Modellierungen unterscheiden sich wenig, und vermitteln eine konsistente Botschaft: die Auswirkungen der Dekarbonisierung auf das BIP werden begrenzt sein.» Die vorliegende Studie reiht sich auch in die vielen von IPCC analysierten Studien ein und kommt zu derselben Haupteckenerkenntnis: «Die Auswirkungen des Klimaschutzes auf das globale BIP sind gering im Vergleich zum projizierten globalen BIP-Wachstum».⁴³

⁴¹ Der Bruttoproduktionswert ist hier die Summe des Wertes aller in einem Sektor der Schweizer Volkswirtschaft produzierten Güter und Dienstleistungen.

⁴² European Commission (2018): In-depth analysis in support of the Commission communication COM(2018) 773 (https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf)

⁴³ IPCC (2022), AR 6 Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, Summary for Policymakers, C.12.2. IPCC analysiert dabei diverse Studien, welche sich – wie vorliegende Studie – vertieft mit den Auswirkungen des Klimaschutzes auseinandersetzen, die Kosten des Klimawandels aber nicht berücksichtigen.

6.1 Fazit

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel bis 2050 können für die Schweiz als moderat bezeichnet werden, insbesondere angesichts des Ausmasses dieses Umbaus und der kurzen Zeit, die dafür zur Verfügung steht. Zudem ist der Nutzen eines gebremsten Klimawandels bei diesen Analysen noch nicht eingerechnet. Das gleiche gilt für durch die Klimapolitik ausgelöste Innovation und mögliche Vorteile durch eine Vorreiterrolle in der Technologieentwicklung. Auch werden im WWB-Szenario die negativen Auswirkungen eines ungebremsten Klimawandels auf die Volkswirtschaft nicht berücksichtigt.

7 Umweltauswirkungen

Die Umweltdimension der Energieversorgung ist in Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes verankert, wonach eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung anzustreben ist. Die Energieversorgung und die Massnahmen der Energiestrategie 2050 haben verschiedene umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Diese Umweltaspekte sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es mit dem neuen Energiegesetz zu einer Akzentverschiebung zu Gunsten der erneuerbaren Energien und damit des Ausbaus entsprechender Anlagen kommen soll, ohne dass namentlich das Umweltschutz- und Gewässerschutzgesetz gelockert werden. Die Massnahmen der Energiestrategie 2050 leisten zudem einen wichtigen Beitrag zu den Klimazielen des Bundes. Der Ausbau der erneuerbaren Energien trägt entscheidend dazu bei, die energiebedingten Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Massnahmen zur Erreichung von Energie- und Umweltschutzziele können sich gegenseitig unterstützen und positiv beeinflussen. So macht der Bundesrat mit seinem Gegenvorschlag zur Biodiversitätsinitiative beispielsweise deutlich, dass es möglich ist, die Biodiversität zu fördern, ohne die Ziele der Energiestrategie in Frage zu stellen. Direkte Synergien ergeben sich beispielsweise bei Massnahmen, die die Emissionen von Treibhausgasen aus beeinträchtigten Ökosystemen reduzieren oder deren Aufnahme und Speicherung in Ökosystemen erhöhen (z. B. Regeneration von Lebensräumen, angepasste Grün- und Ackerlandbewirtschaftung, extensivere land- und forstwirtschaftliche Nutzung). Solche naturbasierten Lösungen ('nature-based solutions') nutzen das Potenzial der Natur gezielt für den Klimaschutz und sind kosteneffizient. Auch die ökologische Sanierung der Wasserkraft hat verschiedene positive Auswirkungen. Sie fördert die Biodiversität und verbessert gleichzeitig die Anpassung an den Klimawandel (Zugang zu Temperaturrefugien in höherliegenden Gewässern durch Wiederherstellung der Fischwanderung). Ein weiteres Beispiel ist die Förderung der Photovoltaik, die die CO₂-Emissionen reduziert und damit einen Beitrag zu den Energiezielen leistet.

Der Bundesrat hat 2019 beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf Netto-Null zu reduzieren. Dieses Ziel hat er in der 2021 verabschiedeten langfristigen Klimastrategie bekräftigt und konkretisiert. Notwendig ist unter anderem ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien. Energie- und Klimapolitik müssen deshalb gemeinsam betrachtet werden, da sie eng miteinander verknüpft sind und sich gegenseitig unterstützen. Zwischen der Energie- und der Umweltpolitik können aber auch Ziel- und Interessenskonflikte entstehen. Die Energieperspektiven 2050+ gehen beispielsweise von einer Steigerung der Wasserkraftproduktion von heute 36.7 TWh auf 38.6 TWh aus, was mit einer zusätzlichen Belastung der Gewässerökosysteme einhergeht.

Das UVEK erarbeitet Hilfsmittel zum Umgang mit diesen Interessenskonflikten. So sind BFE, ARE und BAFU aktuell daran, eine neue Vollzugshilfe «Empfehlung Wasserkraft» zu erarbeiten. Diese beschreibt das Vorgehen der Kantone zur gesetzeskonformen Festlegung der für die Wasserkraft geeigneten Ge-

wässerstrecken im Richtplan, wozu die Kantone gemäss Art. 10 EnG verpflichtet sind. Die Konsultation ist für Sommer 2023 vorgesehen.

7.1 Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen

Bei der energetischen Nutzung von fossilen Brenn- und Treibstoffen wie Heizöl, Erdgas, Kohle, Benzin oder Diesel entstehen energiebedingte CO₂-Emissionen: diese machen rund drei Viertel der gesamten Treibhausgasemissionen der Schweiz aus. Sie fallen vor allem bei der Beheizung von Gebäuden, bei der Produktion von industriellen Gütern sowie im Strassen- und Luftverkehr an. Dank des vermehrten Einsatzes von CO₂-armen und CO₂-freien Energieträgern sind die energiebedingten CO₂-Emissionen insbesondere in den letzten rund 10 Jahren sichtbar gesunken, dies trotz stetiger Zunahme der Bevölkerung und der Wirtschaftsleistung. Dies deutet auf eine zunehmende Entkoppelung von Bevölkerungswachstum und Wirtschaftswachstum und CO₂-Emissionen hin.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen werden im Treibhausgasinventar der Schweiz bilanziert. Das BAFU erstellt dieses Inventar jährlich gemäss den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention UNFCCC. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen gemäss dem aktuellen Treibhausgasinventar seit dem Jahr 2000, aufgeteilt nach den verschiedenen Verbrauchersektoren.

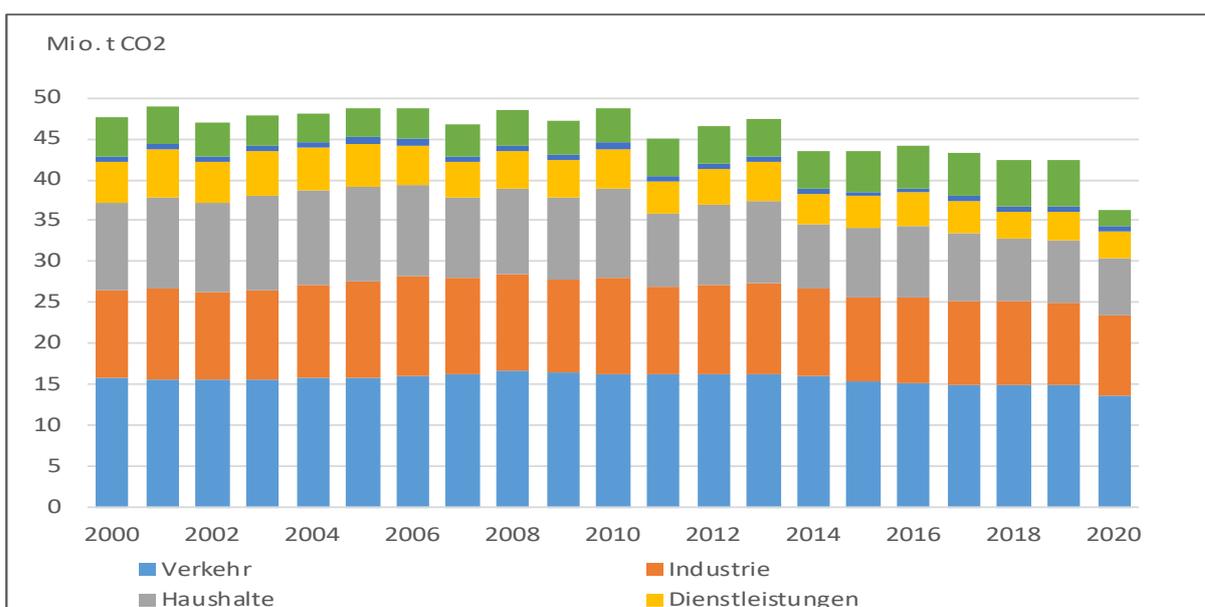


Abbildung 10: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen gemäss dem aktuellen Treibhausgasinventar seit dem Jahr 2000, aufgeteilt nach Verbrauchersektoren

Im Sektor Verkehr sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 um rund 2,3 Mio. Tonnen CO₂ gesunken. In den vergangenen Jahren hat die Beimischung von erneuerbaren Treibstoffen zugenommen; sie erreichte 2020 einen Anteil von fast 4 Prozent am gesamten Treibstoffabsatz. Auch effizientere Fahrzeuge und die Zunahme der Elektromobilität haben zu sinkenden CO₂-Emissionen pro Kilometer geführt. Der Anstieg der insgesamt zurückgelegten Kilometer hat diese positiven Effekte aber jeweils fast vollständig kompensiert. Im Jahr 2020 führte die Covid-19-Pandemie zu einer sprunghaften Abnahme der CO₂-Emissionen im Verkehr um rund 1,3 Mio. Tonnen gegenüber dem Vorjahr. In der Industrie ist vor allem in den letzten 10 Jahren ein gut sichtbarer Rückgang eingetreten. Die CO₂-Emissionen lagen 2020 rund 0,9 Mio. Tonnen tiefer als im Jahr 2000. Diese Entwicklung ist zwar positiv, sie muss sich aber in den kommenden Jahren beschleunigen. Gleiches gilt auch für die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, die oft gemeinsam als Sektor Gebäude betrachtet werden. Seit 2000 haben die

Gebäudeemissionen insgesamt um rund 5,3 Mio. Tonnen CO₂ abgenommen. Die jährlichen witterungsbedingten Schwankungen sind aber nach wie vor gross. In Jahren mit vergleichsweise kalten Wintern liegen die Emissionen jeweils deutlich höher. Dies verdeutlicht die nach wie vor starke Abhängigkeit von fossilen Heizungssystemen. In der Landwirtschaft sind die energiebedingten CO₂-Emissionen von vergleichsweise geringer Bedeutung. Relevant sind hier in erster Linie die Treibhausgase Methan und Lachgas, die beispielsweise bei der Nutztierhaltung oder dem Einsatz von Düngemitteln entstehen. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt dagegen der internationale Luftverkehr. Dessen Emissionen sind zwischen 2000 und 2019 um rund 1 Mio. gestiegen. Im Jahr 2020 erfolgte – ähnlich wie beim Landverkehr - pandemiebedingt ein starker Einbruch um rund 3,6 Mio. Tonnen gegenüber dem Vorjahr. Sie lagen damit sogar deutlich unter dem Wert von 1990. An die Schweizer Klimaziele für das Jahr 2030 werden die Emissionen des internationalen Luftverkehrs im Einklang mit den internationalen Vorgaben nicht angerechnet. Der Bundesrat will die Emissionen des Luftverkehrs – in Übereinstimmung mit der Gletscherinitiative – aber ebenfalls in das Netto-Null-Ziel für das Jahr 2050 einbeziehen, allerdings so weit, wie dies wissenschaftlich und technisch im Einklang mit den Angaben im Treibhausgasinventar möglich ist. Er sieht dies in seinem direkten Gegenentwurf zur Initiative vor. In dieselbe Richtung geht auch das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit.

Ihr Reduktionsziel für das Jahr 2020 (minus 20 Prozent über alle Treibhausgase verglichen mit dem Jahr 1990) hat die Schweiz trotz dem starken Einfluss der Covid-19-Pandemie verfehlt. Die Reduktion betrug rund 19 Prozent. Im Sektor Gebäude sanken die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 39 Prozent (Zielwert 40 Prozent), im Verkehr um 8 Prozent (Zielwert 10 Prozent) und in der Industrie um 17 Prozent (Zielwert 15 Prozent). Die übrigen Emissionen sanken um rund 2 Prozent (Zielwert 10 Prozent). Der Industriesektor hat damit als einziger Sektor seine Vorgabe erreicht.

7.2 Umweltauswirkungen der Stromproduktionstechnologien

Neben den Treibhausgasemissionen, die direkt bei der Produktion im Kraftwerk entstehen, haben die Stromproduktionstechnologien auch weitere Umweltauswirkungen. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt werden diese regelmässig untersucht (treeze, 2021).

Viele Stromproduktionstechnologien, insbesondere erneuerbare Energien und die Kernenergie, verursachen keine direkten Treibhausgasemissionen aus dem Kraftwerk. Für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen sind jedoch auch die indirekten Emissionen relevant. Diese entstehen in den sogenannten Vorketten, bspw. bei der Herstellung der Kraftwerksanlagen oder bei der Gewinnung und Bereitstellung von Primär- und Sekundärenergieträgern.

Am wenigsten Treibhausgasemissionen verursacht die Wasserkraft (12.4 g CO₂-eq⁴⁴) mit Ausnahme der Pumpspeicherkraft (169 g CO₂-eq). Da bei der Pumpspeicherkraft auch der Bedarf an Pumpenstrom und dessen Emissionen hinzugerechnet wird, sind die Emissionen hier deutlich höher. Auch bei der Geothermie (Heizkraftwerk; 30.9 g CO₂-eq), der Kernenergie (23.9 g CO₂-eq) sowie Windkraftwerken (28.4 g CO₂-eq) sind die Treibhausgasemissionen sehr tief. Etwas höher sind sie bei Solar- (37.1-72.0 g CO₂-eq) oder Holzkraftwerken (37.5 g CO₂-eq), wobei auch diese noch deutlich unter den Treibhausgasemissionen von fossilen Energien (Erdgas: 480-743 g CO₂-eq; Kohle: 1070-1360 g CO₂-eq) liegen.

Ein weiterer Indikator zur Beurteilung der Umweltauswirkungen ist die Gesamtumweltbelastung. Die Umweltwirkungen werden dabei nach der Methode der ökologischen Knappheit bewertet und in der Einheit «Umweltbelastungspunkte (UBP)» ausgewiesen. Berücksichtigt werden alle politisch regulierten Schadstoffemissionen und Ressourcenverbräuche von der Gewinnung der Rohstoffe bis zur Entsorgung der Abfälle. Neben den Treibhausgasemissionen sind dies weitere Schadstoff-Emissionen (bspw.

⁴⁴ g CO₂-eq pro kWh Elektrizität vom Netz, gemäss KBOB-Ökobilanzdaten 2022

Schwermetalle, Nitrat oder Phosphor), radioaktive Abfälle, Wasser- und Landverbrauch und weitere Belastungen. Die erneuerbaren Technologien der Stromerzeugung sind deutlich umweltfreundlicher als nicht erneuerbare Alternativen. Strom aus Pumpspeicherkraftwerken, Biogas und Holz weist mit Werten zwischen 172 und 666 UBP/kWh eine vergleichsweise hohe Umweltbelastung auf. Wasserkraftwerke verursachen mit weniger als 77 UBP/kWh die tiefste Umweltbelastung unter den betrachteten Technologien der Stromerzeugung. Zu beachten ist, dass die Stromqualität bei einem Pumpspeicherkraftwerk erhalten bleibt. Wird das Wasser mit Kernenergie hochgepumpt, so entspricht die Umweltbelastung des turbinieren Wassers derjenigen der Kernenergie (basierend auf Herkunftsnachweisen). Zudem müssen auch für die Pumpstromverluste Herkunftsnachweise entwertet werden. Die Pumpstromverluste betragen rund zwanzig Prozent der für das Pumpen verwendeten Energie; für die Verluste werden vorwiegend Kernenergie-HKN entwertet. Die Umweltbelastung von Elektrizität aus Kehrlichtverbrennungsanlagen beträgt 55 UBP/kWh. Der durchschnittliche Lieferanten-Strommix der Schweiz hat eine spezifische Gesamtumweltbelastung von 265 UBP/kWh. Detaillierte Informationen zu den Gesamtemissionen sowie der Gesamtumweltbelastung der verschiedenen Stromproduktionstechnologien findet sich ebenfalls im Anhang (Tabelle 7).

Der Schutz von Natur und Landschaft steht in manchen Fällen in Konflikt mit ihrer Nutzung für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Um die erneuerbaren Energien zu stärken, gilt ihre Nutzung und ihr Ausbau seit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 1.1.2018 als *nationales Interesse* (vgl. auch Kapitel 5.4). Wenn ein Gericht zwischen den Schutz- und Nutzungsinteressen entscheiden muss, geniessen damit beide Anliegen – Schutz und Nutzen – den Status eines nationalen Interesses und müssen gleichwertig gegeneinander abgewogen werden. Die Verfahren einzelner Projekte von Wasserkraft- und Windenergieanlagen dauern sehr lange und definitive Entscheide liegen erst wenige vor. Die bisherige Wirkung des nationalen Interesses auf den Schutz von Natur und Landschaft lässt sich daher noch nicht beurteilen.

Elektrofahrzeuge

Auf den Schweizer Strassen sind mehr und mehr Elektroautos unterwegs. Um die Klimaziele zu erreichen, muss ihr Anteil auch weiterhin stark steigen. Elektroautos bieten aufgrund ihrer hohen Effizienz, der Möglichkeit, sie mit erneuerbaren Energien zu betreiben sowie den geringen lokalen Emissionen von Luftschadstoffen grosse Vorteile. Von Relevanz ist bei Elektroautos allerdings auch die Umweltbelastung bei der Herstellung der Batterien. In einer Studie des Paul-Scherrer-Instituts wurden die Umweltauswirkungen von Personenwagen mit verschiedenen Antrieben untersucht und miteinander verglichen (Cox et al., 2020). Die Studie zeigt, dass die Herstellung von Elektroautos vor allem aufgrund der Batterieherstellung zwar mit höheren Umweltbelastungen und auch höheren Treibhausgasemissionen verbunden ist als jene von Autos mit Verbrennungsmotor. Allerdings können die höheren Treibhausgasemissionen aus der Produktion der Elektroautos dank tieferer Emissionen im Betrieb in der Schweiz dank des hohen Anteils erneuerbaren Stroms bereits nach ca. 30'000 Kilometern kompensiert werden. Elektrofahrzeuge verursachen zudem mit Ausnahme von Emissionen aus Strassen-, Reifen- und wenig Bremsabrieb keine direkten Schadstoffemissionen und helfen so, die Luftqualität in verkehrsbelasteten Ballungsräumen zu verbessern. Bei tieferen Geschwindigkeiten im städtischen Bereich sind sie auch deutlich leiser als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und reduzieren so die Lärmbelastung innerorts. Wichtige Faktoren hinsichtlich der Umweltbelastung der Batterieproduktion sind der Material- und Energieverbrauch sowie die Stromqualität bei der Herstellung der Batteriezellen: In Zukunft wird auch in Europa die Batterieproduktion mit erneuerbaren Energien deutlich zunehmen, sodass zusammen mit höheren Produktionsvolumina die Umweltbelastung bei der Herstellung nochmals deutlich sinken wird. Die Lebensdauer von Batterien reicht heute meist für ein ganzes Fahrzeugleben. Durch effiziente Recyclingverfahren oder eine Weiternutzung der ausgedienten Elektroauto-Batterien, etwa als stationäre Speicher in Gebäuden, kann die Ökobilanz der Batterien weiter verbessert werden.

7.3 Stand bzgl. der aus dem Netzzuschlag finanzierten Gewässersanierungen

In der Schweiz produzieren über 1300 Anlagen Strom aus Wasserkraft. Tausend dieser Anlagen behindern die freie Fischwanderung, hundert beeinträchtigen den Gewässerlebensraum durch künstliche Abflussschwankungen. Zudem stören fünfhundert Wasserkraftwerke und andere Anlagen (z. B. Kiessammler sowie die industrielle Entnahme von Kies) den Geschiebehaushalt, indem den Gewässern Gesteinsmaterial entnommen wird.

Nach den gesetzlichen Bestimmungen müssen bis 2030 Massnahmen zur Wiederherstellung der Fischwanderung, zur Dämpfung von Schwall-Sunk und zur Reaktivierung des Geschiebehaushaltes umgesetzt werden. In einer ersten Phase haben die Kantone die Massnahmen bis 2014 strategisch geplant und die sanierungspflichtigen Anlagen bestimmt. Seit 2015 planen und realisieren die Anlageinhaber nach Anordnung der Behörden die Sanierungsmassnahmen. Von den 2.3 Rp./kWh, welche als Zuschlag auf den Strompreis primär zur Förderung erneuerbarer Energien erhoben werden, stehen 0.1 Rp./kWh für Gewässersanierungen zur Verfügung. Bis Ende März 2021 wurden daraus Förderbeiträge für die Gewässersanierungen im Umfang von 297 Mio. Fr. zugesichert, davon ausbezahlt wurden bisher 133 Mio. Fr.

Gemäss der Berichterstattung der Kantone zum Stand der Umsetzung der Sanierungsmassnahmen (BAFU, 2020) wurde bis Ende 2018 erst ein kleiner Teil der geplanten Massnahmen abgeschlossen (Abbildung 11). Generell sind die Wasserkraftanlagen bei den Sanierungsprojekten schon deutlich weiter fortgeschritten als die Anlagen ohne Bezug zur Wasserkraft wie bspw. Kieswerke.

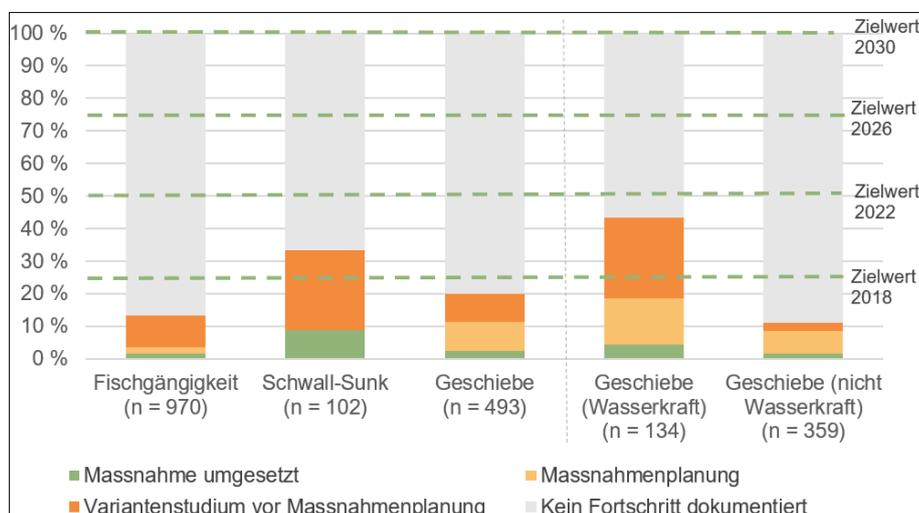


Abbildung 11: Übersicht zur Zielerreichung in den Bereichen Fischgängigkeit, Schwall-Sunk und Geschiebe (Stand Ende 2018); n = Gesamtanzahl Projekte, die gemäss strategischer Planung bis 2030 saniert werden sollten.

7.4 Fazit

Die Massnahmen der Energiestrategie leisten einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele des Bundes und umgekehrt. Die strategischen Grundsätze der Klimastrategie des Bundesrats zur Konkretisierung des Netto-Null-Ziels sind deshalb auch für die Weiterentwicklung der Energiestrategie wegweisend und wurden bereits mit der geplanten Neuauflage des CO₂-Gesetzes sowie des neuen Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien adressiert. Allerdings hat der

Umbau der Energieversorgung auch verschiedene umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Unter Betrachtung der Gesamtweltbelastung der verschiedenen Stromproduktionstechnologien sind erneuerbare Energien gemäss den aktuell verfügbaren wissenschaftlichen Grundlagen deutlich umweltfreundlicher als nicht-erneuerbare Alternativen. Deren Ausbau ist für die Erreichung der Ziele der Energiestrategie zentral. Seit dem Inkrafttreten des revidierten Energiegesetzes per 1.1.2018 gilt die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau deshalb als nationales Interesse. Damit geniessen sie in der Interessensabwägung den gleichen Status wie Schutzinteressen. Im Rahmen der geplanten Anpassungen des EnG zur Verfahrensbeschleunigung soll im Sinne einer Priorisierung für die bedeutendsten und geeignetsten Wasserkraft- und Windenergieanlagen ein Konzept für erneuerbare Energien im Sinne von Artikel 13 RPG geschaffen werden. Bei jeder Standortfestsetzung im Konzept ist eine stufengerechte Interessenabwägung durchzuführen. In diese Abwägung sind sämtliche Interessen einzubeziehen, die für die Beurteilung einer Anlage erheblich sind, also insbesondere die räumlichen, umweltbezogenen und wirtschaftlichen Interessen. Die Beschwerderechte der Natur- und Umweltschutzorganisationen bleiben gewahrt.

8 Forschung und Technologie

8.1 Mittel der öffentlichen Hand für die Energieforschung

Die langfristigen Ziele der Energiestrategie 2050 setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, hat die Schweiz seit 2005 die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich erhöht. Insbesondere seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Dieser Zuwachs an Mitteln ist erfreulich, da für die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 Technologien und Strategien weiterentwickelt werden müssen. Aufgrund des hohen Reifegrads vieler Technologien verteuert sich zudem der Forschungsfortschritt generell.

Im September 2020 genehmigte das Parlament das Forschungsförderungsinstrument «Swiss Energy Research for the Energy Transition» (SWEET), mit dem der Bundesrat die Forschung in den für die Energiestrategie 2050 zentralen Bereichen weiter vorantreiben will (Bundesrat, 2020). Das Programm ergänzt die bestehenden Forschungsförderungsinstrumente des Bundes und läuft während acht Jahren, von 2021 bis 2028. Durch die Genehmigung des Förderprogrammes anerkennt das Parlament die Notwendigkeit der Fortsetzung der Anstrengungen in der Energieforschung. Durch SWEET stehen nach dem Ende des Aktionsplans und damit dem Auslaufen des Nationalen Forschungsprogramms Energie (s.u.) sowie den Forschungskompetenzzentren Swiss Competence Centers for Energy Research SC-CER (s.u.) weiterhin Fördermittel für Energieforschung zur Verfügung. Damit konnte eine nahtlose Nachfolge für die Forschenden der SCCER geschaffen werden.

Die Verteilung der Mittel in der subsidiär unterstützten Energieforschung entspricht den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 und umfasst die Bereiche *Effiziente Energienutzung*, *Erneuerbare Energien*, *Energiewirtschaftliche Grundlagen und Transfer* sowie *Kernenergie*. Seit etwa 2005 zeigt sich trendmässig eine starke Zunahme der Aufwendungen in den Forschungsbereichen «Effiziente Energienutzung» und «Erneuerbare Energien». Seit dem Jahr 2014 wurde zudem die nicht-technische Energieforschung (Energiewirtschaftliche Grundlagen und Transfer), insbesondere an den kantonalen Universitäten stark ausgeweitet. Die Mittel, die für den Bereich Kernenergie aufgewendet werden, sind seit 2004 stabil; ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist aber gesunken.

In den letzten 10 Jahren hat sich die Energieforschungslandschaft deutlich diversifiziert. Während vor 2010 noch mehr als zwei Drittel der Gelder im ETH-Bereich verwendet wurden, hat der Anteil der Universitäten und Fachhochschulen seither zugenommen (SBFI, 2020). Dies wird auf eine veränderte Zusammensetzung der Disziplinen, die neu in der Energieforschung tätig sind (z. B. Teile der Geologie

und der Hydrologie, Informatik) und die Forschung im Nationalen Forschungsprogramm (NFP) Energie (s.u.) zurückgeführt (SBFI, 2020). Wie sich dieser erfreuliche Trend fortsetzen wird, ist noch nicht abzusehen. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 wird auch das Verhalten (z. B. Investitionen, Lebensweise) eine wichtige Rolle spielen, welches traditionell in den universitären Forschungsrichtungen wie Soziologie, Rechtswissenschaften, Volkswirtschaft oder Psychologie erforscht wird.

8.2 Erkenntnisse aus den Forschungsprogrammen im Bereich Energie

Zwischen 2014 und 2019 wurden im Rahmen des Nationalen Forschungsprogramms Energie (NFP 70 und 71) naturwissenschaftlich-technologische und gesellschaftlich-ökonomische Aspekte für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems untersucht. Das zusammengefasste Ergebnis aus über 100 Schlussberichten lautet: Der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern und der Kernenergie bis 2050 ist technisch möglich, wirtschaftlich interessant und sozialverträglich machbar. Für die Umsetzung wurden Empfehlungen erarbeitet und in einer Broschüre und auf einer Webseite der Allgemeinheit zugänglich gemacht: www.nfp-energie.ch.

Mit dem langfristig ausgelegten und themenorientierten Forschungsprogramm SWEET sollen die in den SCCER aufgebauten Kompetenzen und Kapazitäten an den Hochschulen gezielt genutzt werden. SWEET fördert wettbewerblich ausgeschriebene Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energie- und Klimastrategien bearbeiten und sich auf anwendungsorientierte Forschung und die Demonstration der erarbeiteten Ergebnisse konzentrieren. Um den gesellschaftlichen Dimensionen der Forschungsthemen Rechnung zu tragen, ist das SWEET-Programm bewusst transdisziplinär ausgerichtet. Deshalb setzen sich die Konsortien – unterschiedlich gewichtet je nach Forschungsthema und -schwerpunkt – aus Forschenden der technischen und sozial- und geisteswissenschaftlichen Disziplinen sowie Mitgliedern aus Industrie und öffentlicher Hand zusammen.

Im Juni 2020 hat das BFE die erste SWEET-Ausschreibung zum Thema «Integration erneuerbarer Energien» lanciert. Nach unabhängiger Prüfung der 13 eingegangenen Gesuche wurden im Januar 2021 vier Konsortien ausgewählt, die durch die ETH Zürich, die EPF Lausanne, die Universität Genf und das Paul-Scherrer-Institut geleitet werden. Die Konsortien setzen sich aus 16-22 Bewerbern und 15-34 Partnern zusammen und werden durch das SWEET-Programm während 6-8 Jahren mit insgesamt 30 Mio. Fr. unterstützt. Zusätzlich bringen die Konsortien insgesamt 40 Mio. Fr. an weiteren Mitteln ein und können beim Pilot- und Demonstrationsprogramm des BFE weitere 15 Mio. Fr. beantragen. Die erste SWEET-Ausschreibung wird durch die erste Ausschreibung des begleitenden «SWEET Outside-the-box Rethinking» (SOUR)-Programms unterstützt, in welchem unkonventionelle und originelle Ansätze während 6-18 Monaten erkundet werden können. Die zweite SWEET-Ausschreibung wurde im April 2021 veröffentlicht und ist dem Thema «Living and Working» gewidmet. Konsortien sind aufgefordert zu untersuchen, wie neue Lebens- und Arbeitsweisen, ein anderes Mobilitätsverhalten und steigendes Umweltbewusstsein den Energieverbrauch beeinflussen. Um die Praxisrelevanz zu steigern, müssen die Konsortien mit «Living Labs» zusammenarbeiten, in denen neue Ansätze und Produkte in einem realistischen Lebens- und Arbeitsumfeld entwickelt und erprobt werden können. Nach einer zweistufigen Beurteilung durch ein unabhängiges Expertenpanel wurden Anfang 2022 zwei Konsortien ausgewählt: LANTERN – Living IABs INterfaces for the Energy TRansition (Host Institution: HES-SO // Valais-Wallis) und SWICE – Sustainable Wellbeing for the Individual and the Collectivity in the Energy transition (Host Institution: EPFL) die mit insgesamt 20 Mio. Fr. unterstützt werden und ihre Forschungsarbeiten im Verlauf von 2022 aufgenommen haben. Im Herbst 2021 wurde zusammen mit dem National Centre for Climate Services (NCCS) eine dritte SWEET-Ausschreibung zum Thema «Kritische Infrastrukturen, Klimawandel und Resilienz des Schweizer Energiesystems» lanciert. Darin sollen die Verwundbarkeit und Resilienz des Energiesystems gegenüber technischen, natürlichen und gesellschaftlichen Gefahren untersucht werden. Gefahren, die durch den Klimawandel beeinflusst werden, sind dabei

von besonderem Interesse. Die vierte Ausschreibung mit dem Thema «Ko-Evolution des Schweizer Energiesystems und der Schweizer Gesellschaft und ihre Darstellung in koordinierten Simulationen» wurde im März 2022 veröffentlicht. Weitere SWEET-Ausschreibungen werden zurzeit ausgearbeitet. Im Herbst 2022 wurde gemeinsam mit dem Bundesamt für Zivilluftfahrt und Armasuisse eine Ausschreibung zum Thema «Nachhaltige Treib- und Brennstoffe» publiziert. Für Anfang 2024 ist geplant, mit dem Bundesamt für Umwelt eine Ausschreibung zum Netto-Null-Ziel zu veröffentlichen.

Parallel stehen die Instrumente der Innosuisse auch für den Energiebereich zur Verfügung. Ende 2020 wurde mit der «Flagship-Initiative» ein neues Förderprogramm der Innosuisse bewilligt. Gefördert werden Konsortialprojekte die für einen grossen Teil der Schweizer Wirtschaft oder Gesellschaft relevant sind. Dieses Förderprogramm ist somit nicht energiespezifisch, Calls können aber Energieaspekte enthalten und die Bewerbung um die Mittel steht auch Forschenden des Energiebereichs frei, sofern sie Teil eines passenden Konsortiums werden können.

Daneben wird die internationale Vernetzung im Bereich Energie insbesondere im Rahmen des Europäischen Rahmenprogramms für Forschung und Innovation gefördert. Zwar konnte eine Assoziierung an das neunte Rahmenprogramm noch nicht finalisiert werden, eine Teilnahme an Projekten ist jedoch auch als nicht assoziiertes Drittland möglich und wird für die Energieforschung in der Schweiz weiterhin von hoher Bedeutung bleiben. Eine grosse Rolle spielt dabei auch der Strategieplan für Energietechnologie (European Strategic Energy Technology Plan, SET Plan), der darauf abzielt die Technologie so weiterzuentwickeln, dass die Treibhausgasemissionen auf ein mit dem 2-Grad-Ziel kompatibles Niveau gesenkt werden können.

Das BFE betreut seit Mitte der 80er-Jahre in derzeit 20 Forschungsprogrammen anwendungsnahe Energieforschungsprojekte, unterstützt subsidiär und koordiniert die entsprechende Forschung national wie international. Eine grosse Stärke der Forschungsprogramme ist die langfristige strategische Ausrichtung die z. B. die starke Entwicklung der Photovoltaik oder der E-Bikes in der Schweiz ermöglichte. Auch in der jüngeren Geschichte hat die Expertise der Programmleitenden und die teilweise enge Begleitung der Forschungsprojekte Früchte getragen. Alle Forschungsprojekte finden sich in der Datenbank www.aramis.admin.ch mit Angaben zum Inhalt, zum Förderbeitrag und zu den Forschenden. Über erfolgreiche, aussichtsreiche oder interessante Projekte wird in der jährlich erscheinenden Broschüre «Energieforschung und Innovation» und in Fachartikeln berichtet (www.bfe.admin.ch --> Publikationen). Einige für die Energiestrategie 2050 besonders relevante Beispiele in den Bereichen «Netze», «Mobilität», «Erneuerbare Energien» und «Gebäude» befinden sich im Anhang zu diesem Bericht (vgl. 12.3).

8.3 Erkenntnisse betreffend sozioökonomische Aspekte

Aus sozioökonomischer Sicht erfordert eine erfolgreiche Transformation des schweizerischen Energiesystems eine Anpassung der politischen Rahmenbedingungen sowie breite Verhaltensänderungen in der Bevölkerung. Das Nationale Forschungsprogramm «Energie» (NFP 70 und NFP71) sowie das SCCER CREST (Competence Center for Research in Energy, Society and Transition) haben sich daher auch mit diesen Aspekten des Umbaus des Energiesystems befasst. Die involvierten Forschungsprojekte entwickelten spezifische Lösungsansätze und Politikempfehlungen über ein breites Spektrum an gesellschaftlich-ökonomischen Fragestellungen. Die Ergebnisse der beiden Forschungsprogramme wurden in den jeweiligen Schlussberichten, dem Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie» (Balthasar & Schalcher, 2020) und der End Communication des SCCER CREST (SCCER-CREST, 2021), zusammengetragen. Im Sinne einer Kurzsynthese sind hier ausgewählte Empfehlungen der Forschungsprogramme zusammengefasst:

- Es wird ein übergreifendes Bundeskonzept zur Transformation des Energiesystems benötigt, welches verschiedene Szenarien flexibel abdeckt, ein breites Spektrum an monetären und nicht monetären Massnahmen beinhaltet und geschaffene Anreize koordiniert.
- Die Transformation des Energiesystems muss holistisch angegangen werden. Die Reduktion von Energie aus fossilen Quellen, die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der Erneuerbaren müssen gleichermaßen priorisiert und zeitgleich geschehen.
- Die Entwicklungen im nahen internationalen Umfeld müssen genau beobachtet werden und das Verhältnis der Schweiz zur EU im Strombereich sollte im Interesse der Versorgungssicherheit rasch geklärt werden.
- Mit gezielter Regulierung sollen die Energieeffizienz gefördert und der Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben werden. Die neu geschaffenen Kapazitäten müssen innovativ in das Energiesystem integriert werden, z. B. durch flexible und dynamische Strom- und Netztarife und der Koppelung mit den Flexibilitätsmechanismen der Wasserkraftwerke. Die Wasserzinsen sollten nach Erträgen ausgerichtet werden.
- Eine umfassende CO₂-Lenkungsabgabe auf alle fossilen Energieträger ist theoretisch besonders effizient und deshalb besonders geeignet die Transformation des Energiesystems langfristig voranzutreiben. In der kurzen Frist, und in Situationen mit bestehenden anderen Abgaben sowie nicht-internalisierten anderen Umweltschäden, gibt es jedoch auch Argumente für nach Sektoren und Energieträgern differenzierte Ansätze.
- Die Bevölkerung soll von Beginn an aktiv an der Planung von Infrastrukturprojekten beteiligt werden und es müssen optimale Bedingungen für Finanzierungsmodelle, an denen sich die Bevölkerung beteiligen kann, geschaffen werden.
- Verhaltensveränderungen müssen ermöglicht und unterstützt werden. Dazu benötigt es eine zielgruppengerechte und neutrale Vermittlung von Wissen an die Bevölkerung.

Auch ausserhalb dieser Programme wird die sozioökonomische Forschung weiterhin unterstützt, beispielsweise durch die Programme Energie - Wirtschaft - Gesellschaft (EWG) und SWEET des Bundesamtes für Energie. EWG fördert angewandte sozioökonomische Forschung in den Themenbereichen *Energiekonsum und individuelles Verhalten, Unternehmen und Märkte, sowie Energie- und umweltpolitische Massnahmen und Instrumente*. Beispielsweise zeigen hier Studien der ETH Zürich und der Universität Genf, wie wichtig gezielte Wissensbildung und individuelle Erfahrungen bei der Zustimmung und Kaufentscheidung für Elektrofahrzeuge sind. Vor allem die sogenannte «Range Anxiety» (Reichweitenangst) kann mit besserem Wissen über die Fähigkeiten aktueller Elektrofahrzeuge und der guten Verfügbarkeit von öffentlichen Ladestationen reduziert werden. Anhand der Solarenergie zeigt eine Studie der Fachhochschule Genf (HES-SO Genève), dass wir uns auch stark am Verhalten unserer Mitmenschen orientieren. Das Beobachten von Solarinstallationen bei Nachbarn führt demnach zu einer gesteigerten Zustimmung und einer wahrscheinlicheren persönlichen Kaufentscheidung für eine ähnliche Technologie.

Wenn die Schweizer Bevölkerung bei der Transformation des Energiesystems einbezogen wird, so steigen Interesse und Wissen über nachhaltige Technologien langfristig. Dies zeigt das Kundenbarometer «erneuerbare Energien» der Universität St. Gallen. Waren im Jahr 2015 nur 47 Prozent der Befragten der Meinung, dass wir eines Tages ohne fossile Energie auskommen können, ist dieser Wert 2020 auf 67 Prozent gestiegen. Dieser Trend schlägt sich auch in der folgenden Aussage nieder: Mehr als die Hälfte der Befragten denken, dass die Umsetzung der Energiestrategie 2050 zu langsam vorangeht. Dennoch, so wird auch aus der wissenschaftlichen Umfrage SHEDS (Swiss Household Energy Demand Survey) des SCCER CREST ersichtlich, gibt es noch Aufklärungsbedarf bei der relativen Klimabelastung verschiedener Aktivitäten und der Wirkungsweise von Massnahmen. Nur 14 Prozent der Befragten wissen, wie die CO₂-Abgabe funktioniert, 61 Prozent wissen nicht, in welche Effizienzklasse ihr Auto

gehört, und im Kundenbarometer «erneuerbare Energien» geben 68 Prozent der Befragten an, nicht zu wissen wo sie ein elektrisches Auto Zuhause oder bei der Arbeit aufladen könnten.

Die Energiestrategie 2050 wird auf robuste quantitative Szenarien abgestützt und weiterentwickelt. Dazu werden regelmässig umfassende Analysen wie die Energieperspektiven 2050+ erarbeitet. Ein breit gefächertes Portfolio an Arbeiten ermöglicht eine fundierte und zielgerechte Umsetzung der langfristigen Transformation des schweizerischen Energiesystems. Weiter wird beispielsweise die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in den periodischen Analysen zur so genannten «System Adequacy» überprüft, und auch die Bevölkerung wird über das Programm «EnergieSchweiz» direkt in die Umsetzung der Schweizer Energiepolitik eingebunden. Die sozioökonomische Perspektive und die Erkenntnisse aus der sozioökonomischen Forschung sind Kernelemente all dieser Bestrebungen. Damit die gewünschte langfristige Transformation des schweizerischen Energiesystems sicher und effizient umgesetzt werden kann, wird auch weiterhin intensive sozioökonomische Forschung benötigt werden.

8.4 Entwicklung im Bereich der Kernenergie

Im Rahmen des vorliegenden Berichts erstattet der Bundesrat der Bundesversammlung gemäss Art. 74a des Kernenergiegesetzes Bericht über die Entwicklung der Kernenergie.

Der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromproduktion beträgt ungefähr zehn Prozent. Mehr als die Hälfte der weltweit in Betrieb stehenden Reaktoren sind älter als 30 Jahre und werden in absehbarer Zeit stillgelegt. Die Internationale Atomenergie-Agentur IAEA geht davon aus, dass die nukleare Stromproduktion bis zum Jahr 2050 weiter ansteigt. Aktuell werden in verschiedenen Ländern Reaktoren neu gebaut oder sind in Planung. Ein grosser Teil davon befindet sich in China, Indien und Russland (BFE, 2020c). In den OECD-Ländern wurden in den letzten Jahren nur wenige Kapazitäten zugebaut. Gründe dafür sind allen voran die hohen Kosten neuer Kernenergieprojekte, insbesondere in Ländern, in denen während der letzten Jahrzehnte keine Kernkraftwerke gebaut wurden. Diese so genannten First-of-a-kind-Projekte der Generation III waren von grossen Bauverzögerungen und Kostensteigerungen betroffen.

Kernenergieforschung zur Generation IV

Viele Kernkraftwerke, die sich heute im Bau oder in Planung befinden, gehören der dritten Generation an, die höchsten Sicherheitsstandards genügen müssen. In der Kernenergieforschung wird derweil an der vierten Generation geforscht. Kraftwerkkonzepte der Generation IV (GEN IV) sollen den Brennstoff effizienter nutzen, die Abfallproduktion reduzieren, wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein und Proliferationsresistenz erfüllen, während die bereits geltenden Sicherheitsstandard erfüllt werden.

2001 wurde das Generation IV International Forum (GIF) gegründet, das die Forschung im Bereich Gen IV koordinieren soll, um die Machbarkeit von Nuklearsystemen der vierten Generation zu verbessern und zu testen. Das GIF vereint dreizehn Länder (Argentinien, Australien, Brasilien, Kanada, China, Frankreich, Japan, Südkorea, Russland, Südafrika, die Schweiz, das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten) sowie Euratom, welches die 27 Mitglieder der Europäischen Union repräsentiert. Das Paul Scherrer Institut vertritt die Schweiz im GIF und leistet den Schweizer Beitrag zu den GIF-Forschungsaktivitäten.

Das GIF hat sechs Reaktortechnologien für die weitere Forschung und Entwicklung ausgewählt (GIF, 2021): den gasgekühlten schnellen Reaktor (GFR), den bleigekühlten schnellen Reaktor (LFR), den Flüssigsalzreaktor (MSR), den natriumgekühlten schnellen Reaktor (SFR), den mit überkritischem Wasser gekühlten Reaktor (SCWR) und den Hochtemperaturreaktor (VHTR). Mit einer grösseren Marktdurchdringung von Reaktoren der Generation IV wird nicht vor 2040 bis 2050 gerechnet.

Gen-IV-Technologien verwenden alternative Kühlmittel (d. h. Flüssigmetall, Flüssigsalz oder Gas) und andere Systemkonfigurationen im Vergleich zu Leichtwasserreaktoren (LWR). Die ausgereiftesten Gen-IV-Designs sind metallgekühlte und gasgekühlte Systeme und befinden sich bereits im Betrieb oder im Bau: Russland betreibt derzeit die beiden Natrium-gekühlten Reaktoren BN-600 und BN-800 (grosse Reaktoren, nicht SMR), während China den gasgekühlten Kugelhaufenreaktor (HTR-PM) Ende 2021 in Betrieb genommen hat und sich der natriumgekühlte CFR-600-Kernreaktor im Bau befindet. Generation-IV-Konzepte bieten dank ihrer höheren Reaktor-Betriebstemperaturen sowie fortschrittlicher Kernbrennstoffkreisläufe erweiterte Möglichkeiten für nichtelektrische Anwendungen, bspw. die Bereitstellung von Fern- und Prozesswärme oder die Erzeugung von Wasserstoff und Synthesebrennstoffen. Bereits heute wird an einigen Standorten die Elektrizität von Kernkraftwerken zur Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse eingesetzt, z. B. am schwedischen KKW Oskarshamn (Collins, 2022). Wasserstoff, bei dem der Strom für die Elektrolyse aus Atomenergie gewonnen wird, wird als «pinker Wasserstoff» bezeichnet. Auch Frankreich plant bei neuen Kernkraftwerken die Produktion von Wasserstoff. Die Effizienz der Wasserstoffproduktion kann durch höhere Temperaturen (Hochtemperaturelektrolyse) aber noch deutlich erhöht werden. Auch die Wasserstofferzeugung über den Schwefel-Iod Zyklus wird seit den 1970er Jahren durch die Japanische Atomenergie Agentur erforscht.

Forschungsaktivitäten zu kleinen modularen Reaktoren (Small Modular Reactors SMR)

SMR werden heute als Kernreaktoren mit einer Leistung zwischen 10 Megawatt elektrisch (MWe) und 300 MWe definiert und finden ihren Ursprung in mobilen Anwendungen wie U-Boot-Antrieben. Sie integrieren per Design eine höhere Modularisierung, Standardisierung und Massenanfertigung, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und das Investitionsrisiko im Vergleich zu grossen, nicht standardisierten Reaktoren zu verringern. SMR sind somit eher ein wirtschaftliches Konzept der Massenproduktion und beziehen sich nicht auf eine bestimmte Technologie. Somit können SMR entweder der Generation III oder IV angehören. Nach Angaben der Internationalen Atomenergiebehörde (IAEA) befinden sich derzeit etwa siebzig SMR-Konzepte in der Entwicklung, wobei es erhebliche Unterschiede zwischen den Konzepten gibt. Die SMR-Designs verwenden beispielsweise eine Vielzahl von Kühlmitteln und Brennstoffen und haben unterschiedliche Technologie- und Lizenzreifegrade. Der SMR-Einsatz kann auch verschiedene Konfigurationen annehmen, die von Installationen mit einer Einheit und Anlagen mit mehreren Modulen bis hin zu mobilen Antriebsaggregaten auf Schiffen reichen. Einen Überblick der sich weltweit in Entwicklung befindlichen SMR-Konzepte gibt die Tabelle 8 im Anhang. Ebenfalls im Anhang aufgeführt ist der Entwicklungsstand von neuartigen Reaktoren (SMR und Gen IV) nach Ländern.

Die derzeit ausgereiftesten SMR-Konzepte sind evolutionäre Varianten von Leichtwasserreaktoren der Generation II und Generation III/III+ (LWR-SMRs), die weltweit betrieben werden und von mehreren Jahren Betriebs- und Regulierungserfahrung profitieren. Sie machen ungefähr die Hälfte der in der Entwicklung befindlichen SMR-Designs aus. Mehrere Konzepte sind im Bau (z. B. CAREM in Argentinien, ACPR50S in China) oder im kommerziellen Betrieb (z. B. KLT-40S in Russland). Andere Designs machen erhebliche Fortschritte bei der Lizenzierung und könnten bis 2030 als Demonstrationsanlagen gebaut werden, unter anderem auch in Europa. So plant Rumänien die Inbetriebnahme einer mehrmoduligen Anlage des amerikanischen NuScale-Reaktors bis 2028 (WNN, 2021a). Die anderen SMR-Designs entsprechen Reaktoren der Generation IV (Gen IV SMR), die auf alternativen Kühlmitteln (Flüssigmetall, Gas oder Flüssigsalze) sowie neuartigen Brennstoffen und innovativen Systemkonfigurationen beruhen.

In der Schweiz wird Generation-IV- und SMR-Forschung auf niedrigem Niveau im Rahmen des Technologie-Monitorings und einiger weniger Euratom-Projekte weitergeführt. Die Arbeiten konzentrieren sich auf generische Analysen zu Sicherheits- und Nachhaltigkeitsaspekten von Flüssigsalz- und natriumgekühlten Reaktoren sowie auf die Erforschung von neuen Materialien für Hochtemperaturreaktoren (HTR bzw. VHTR). Die Mitarbeit an Reaktorkonzeptstudien und die Teilnahme am GIF sowie die Beteiligung an Euratom-Projekten leisten allerdings einen wichtigen Beitrag zur Ausbildung der nächsten

Generation von Fachpersonen, z. B. im Rahmen des Master-Studiums in Nuclear Engineering, das die ETH Zürich und EPF Lausanne in Kooperation mit dem Paul Scherrer Institut gemeinsam anbieten.

Kostenschätzungen zu den seit 1990 weltweit gebauten Anlagen

Für aktuelle und zukünftige Kernenergieanlagen gibt es nur wenige öffentliche Kostendaten. Gerade bei neuartigen Anlagen (first of a kind, FOAK-Anlagen) sind die Kosten sehr unsicher und können erst im Laufe der Kommerzialisierung gesenkt werden. Jüngste Kernenergieprojekte in Nordamerika und Europa waren anfällig für Terminverzögerungen und Kostensteigerungen⁴⁵. In Asien konnten im gleichen Zeitraum die Planungen dagegen besser eingehalten werden.

Eine Studie aus dem Jahr 2018 im Auftrag der englischen Regierung hat 33 konventionelle Kernenergieprojekte bezüglich Kosten untersucht und mit einem Druckwasserreaktor in den USA als Referenz verglichen (ETI, 2018). Die Stromgestehungskosten im Referenzprojekt lagen bei rund 80 Dollar pro MWh. Die Stromgestehungskosten von neueren europäischen und nordamerikanischen Projekten liegen dagegen bei rund 115 Dollar pro MWh, während jene in Asien und anderswo (ROW) bei gut 50 Dollar pro MWh liegen. Zu bedenken gilt, dass Kernkraftwerke im Dauerbetrieb (Bandlast) betrieben werden müssen und wenig Flexibilität aufweisen, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Mit der gleichzeitigen Produktion von Wasserstoff kann die Flexibilität allenfalls erhöht werden.

Kernfusionsforschung

Seit Jahrzehnten wird an einem weiteren Kernenergie-Konzept geforscht: der Kernfusion. Im Gegensatz zur Kernspaltung, welche in herkömmlichen Kernkraftwerken genutzt wird, werden bei der Kernfusion zwei Atomkerne miteinander verschmolzen. Die Kernfusion ist inhärent sicher, sauber, nachhaltig und soll den erhöhten Strombedarf einer Gesellschaft mit geringer Kohlenstoffbilanz decken, ohne radioaktive oder langlebige nukleare Abfälle zu erzeugen. Helium, das Produkt der Fusionsreaktion, ist weder ein Treibhausgas noch radioaktiv. Die radioaktiven Komponenten, die sich hauptsächlich im Reaktorbehälter befinden, haben eine sehr kurze Lebensdauer von 50 bis 100 Jahren.

Die Fusionsforschung stösst allerdings auf sehr grosse wissenschaftliche und technische Hindernisse. Sie bindet erhebliche Ressourcen und erfordert ein sehr hohes Mass an internationaler Koordination. Die weltweiten und europäischen Forschungs- und Entwicklungsbemühungen konzentrieren sich auf den Bau des internationalen thermonuklearen Versuchsreaktors ITER und auf die Durchführung von Forschungsprogrammen zur Vorbereitung des Baus des ersten Fusionsreaktors zu Demonstrationszwecken (DEMO). Hauptziel des von der EU, China, Südkorea, den USA, Indien, Japan und Russland getragenen ITER ist es zu zeigen, dass die Energieerzeugung durch Kernfusion in grossem Massstab technisch machbar und sicher ist. ITER wird seit 2007 am Standort Cadarache in Frankreich gebaut. Der aktuelle Zeitplan sieht vor, dass die entscheidenden Nuklearexperimente ungefähr 2035 durchgeführt werden.

Die im gemeinsamen europäischen Kernfusionsforschungsprogramm zusammengeschlossenen europäischen Forschungseinrichtungen setzen ihre Aktivitäten gemäss den im europäischen Fahrplan für die Verwirklichung der Fusionsenergie festgelegten Prioritäten fort. Die wichtigsten Schritte sind die folgenden:

1. Nachweis der wissenschaftlichen und technologischen Machbarkeit der Energieerzeugung in grossem Massstab (Hauptziel von ITER);
2. Entwicklung der wissenschaftlichen, technologischen, innovativen und industriellen Grundlagen für den Übergang von ITER zu einem Demonstrationsfusionskraftwerk, das für den kommerziellen Einsatz in grossem Massstab geeignet ist;

⁴⁵ Bei den in Europa sich im Bau befindenden Kernkraftwerken wie Flamanville (Frankreich) oder dem kürzlich in Betrieb genommenen KKW Olkiluoto (Finnland) gibt resp. gab es grosse zeitliche Verzögerungen und Kostenüberschreitungen.

3. Erzeugung und Einspeisung von Strom in das Netz aus einem Demonstrationskraftwerk, das auf der Grundlage eines geschlossenen Brennstoffkreislaufs betrieben wird, dessen Merkmale von den ersten kommerziellen Kraftwerken genutzt werden können.

Die wichtigsten Entscheidungen über das konzeptionelle Design eines europäischen Demonstrationskraftwerks sollten bis 2027 getroffen werden. Ein formeller Baubeschluss könnte gefasst werden, sobald die Ergebnisse der Deuterium-Tritium-Hochleistungsexperimente am ITER vorliegen. Ein solches Kraftwerk könnte dann etwa 20 Jahre später in Betrieb gehen. Bis dahin sind umfangreiche Arbeiten in vielen Bereichen erforderlich, die in der Roadmap in acht Hauptaufgaben zusammengefasst sind: Plasmaoperationssysteme, Wärmegewinnung, Entwicklung von Materialien, die gegen Neutronenbestrahlung resistent sind, Tritiumautarkie, Zertifizierung von Fusionstechnologien, integriertes Design des Demonstrationskraftwerks DEMO, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und Entwicklung der alternativen Reaktorarchitektur «Stellarator».

Die Entwicklung der industriellen und kommerziellen Nutzung der Fusion ist ein sehr langwieriger Prozess, dennoch werden jedes Jahr grosse Fortschritte erzielt. 2021 erzeugte die National Ignition Facility (USA) durch Trägheitsfusion die erste selbsterhaltende Kernfusionsreaktion: Die freigesetzte Fusionsenergie dient dabei als erste Energiequelle, die das Plasma erhitzt. Der chinesische supraleitende Tokamak EAST hielt das Plasma 101 Sekunden lang bei einer Temperatur von 120 Millionen Grad Celsius stabil. 2021 testete das Unternehmen Commonwealth Fusion Systems in Zusammenarbeit mit dem Massachusetts Institute of Technology MIT (USA) den stärksten supraleitenden Hochtemperaturrelektromagneten der Welt mit einer gemessenen Feldstärke von 20 Tesla. 2022 stellte der Joint European Torus JET einen neuen Rekord auf, indem er fünf Sekunden lang ein Deuterium-Tritium-Plasma mit einer Gesamtenergie von 59 Megajoule aufrechterhielt. Diese Ergebnisse bestätigen viele der Hypothesen und Modelle, die bei der Konzeption von ITER verwendet wurden.

Die Schweizer Kernfusionsforschung ist weltweit führend und wird hauptsächlich am Swiss Plasma Center SPC der EPFL (an den Standorten der EPFL und des PSI) sowie an der Universität Basel betrieben. Mit etwa 160 Mitarbeitenden verfolgt das SPC sechs Forschungsschwerpunkte: Tokamak-Physik, Theorie und numerische Simulation, grundlegende Plasmaphysik, Supraleitung für die Fusion, Plasmaanwendungen und internationale Kooperationen. Es betreibt den Variable Configuration Tokamak TCV, eine der drei mittelgrossen Infrastrukturen, die in Europa vom EUROfusion-Konsortium für die Umsetzung der Europäischen Roadmap ausgewählt wurden. Der TCV leistet damit einen wichtigen Beitrag zum gemeinsamen europäischen Fusionsforschungsprogramm, aber auch zu ITER, indem er ein besseres Verständnis der Physik des zukünftigen Reaktors ermöglicht. Das SPC leistet zahlreiche weitere Beiträge über Verträge mit der internationalen ITER-Organisation und der gemeinsamen europäischen Organisation Fusion for Energy, die den europäischen Beitrag zum ITER liefern soll. Das Programm unterstützt auch die Beteiligung der Schweizer Industrie am Bau von ITER, die Komponenten und Dienstleistungen wie Kryogenie, Supraleiter, hochmoderne elektrotechnische Anlagen und Heizsysteme liefert.

Auf institutioneller Ebene ist die Schweiz seit 1979 an der europäischen Kernfusionsforschung beteiligt. Zwischen 2004 und 2020 war die Schweiz formell mit dem Euratom-Forschungsprogramm assoziiert, seit Januar 2021 setzt sie ihre Teilnahme am gemeinsamen europäischen Programm für Kernfusionsforschung als Drittstaat fort. Als Mitglied von Fusion for Energy war die Schweiz seit der Gründung von ITER im Jahr 2007 an der Realisierung des Projekts beteiligt. Mangels eines Abkommens, das die Schweiz mit dem EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation Horizon Europe und dem Forschungs- und Ausbildungsprogramm 2021–2025 von Euratom assoziiert, ist die Schweizer Beteiligung an den Aktivitäten von Fusion for Energy und ITER Organization seit Anfang 2021 suspendiert. Das erklärte Ziel des Bundesrates bleibt die volle Assoziierung der Schweiz an Horizon Europe, das Euratom-Programm 2021–2025 und die volle Beteiligung an ITER als Mitglied von Fusion for Energy.

8.5 Entwicklung der übrigen Technologien

Das BFE lässt die erwarteten Entwicklungen der Stromproduktionstechnologien regelmässig evaluieren (Bauer et al., 2017). Bei der Grosswasserkraft werden keine substanziellen Technologiefortschritte erwartet. Bei der Kleinwasserkraft besteht noch ein gewisses Entwicklungspotenzial für die bessere Nutzung von kleinen Fallhöhen und geringen Abflussmengen, was Gegenstand der aktuellen Forschung ist. Auch bei den Onshore-Windenergieanlagen handelt es sich um eine weit entwickelte Technologie. Hier geht die Technologieentwicklung in Richtung erhöhter Anlagenleistung und Steigerung der Verlässlichkeit. Leistungen von bis zu 20 MW scheinen machbar. Heute verfügen moderne Turbinen in der Schweiz üblicherweise über eine installierte Leistung von 1 bis 3 MW. In Zukunft werden grössere Nabhöhen zu einer besseren Nutzung der Windenergie führen, da die Windgeschwindigkeiten mit der Höhe über dem Boden zunehmen. Bei der Photovoltaik wird der Markt heute von kristallinen Siliziumzellen dominiert. Die Technologieentwicklung im Bereich der Photovoltaik zielt hauptsächlich auf eine Reduktion der Herstellungskosten und auf eine Steigerung der Wirkungsgrade und Lebensdauer der Photovoltaik-Module ab. Bei der Biomasse zielt die aktuelle Forschung und Entwicklung darauf ab, die Stromproduktion aus einem beschränkten Angebot durch eine Erhöhung der Wirkungsgrade der heute vorhandenen Technologien und durch die Entwicklung neuer Technologien zu maximieren. Energie aus Geothermie zur Stromproduktion kann aus zwei verschiedenen Arten tiefer geothermischer Ressourcen (>400 m Tiefe, >120°C) gewonnen werden: entweder aus hydrothermalen oder aus petrothermalen Systemen, so genannten "Enhanced Geothermal Systems (EGS)". Hydrothermale Systeme benötigen relativ hohe Temperaturen im Untergrund (>100°C), wasserführende geologische Schichten und geeignete Erzeugung von heissem Wasser in diesen geologischen Formationen. Diese Voraussetzungen scheinen in der Schweiz nur an wenigen Orten gegeben zu sein. Die Kosten von Tiefengeothermie-EGS hängen entscheidend von der Geologie und dem potenziellen Wärmeabsatz ab. Das PSI schätzt, dass die Stromgestehungskosten aus Tiefengeothermie im Jahr 2050 je nach Ertrag aus dem Wärmeabsatz rund 13 bis 47 Rp/kWh betragen werden, da die Bohrungen relativ teuer und mit technischen Risiken verbunden sind.

Auch die Gestehungskosten der verschiedenen Stromproduktionstechnologien in der Schweiz und Europa für den Zeitraum von heute bis zum Jahr 2050 werden in der PSI-Studie ausgewiesen (Bauer et al., 2017). Strom aus neuen Wasserkraftwerken wird in Zukunft tendenziell eher teurer, da die besten Standorte bereits genutzt sind. Auch Strom aus Biomasseanlagen, Erdgas- und Kohlekraftwerken wird in Zukunft eher mehr kosten, da die steigenden Brennstoffkosten nicht durch sinkende Technologiekosten kompensiert werden können. Das Gleiche gilt für die fossile Stromerzeugung. Die grösste Reduktion der Produktionskosten wird für Strom aus Brennstoffzellen, Windenergie und Photovoltaik erwartet. Tabelle 6 zeigt die erwarteten Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz auf.

Tabelle 6: Gestehungskosten für neu gebaute Stromproduktionsanlagen für erneuerbare Energien in der Schweiz (Rp./kWh)

Technologie	Neuanlagen		
	heute	2035	2050
Grosswasserkraft	7-30	7-30	7-30
Kleinwasserkraft	12-28	14-33	14-34
Windenergie	13-21	10-17	9-15
Photovoltaik			
- 10 kW	18-31	9-22	8-19
- 1000 kW	8-13	4-10	3-9
Holz-BHKW	18-36	18-41	18-45
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	20-49	18-50	16-51
Tiefengeothermie	Nicht vorhanden	16-58	13-47

Eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem wird auch Wasserstoff spielen. Die zukünftigen Produktionspreise von Wasserstoff sind von vielen Faktoren abhängig und daher schwer vorauszusagen. Wichtige Einflussfaktoren sind die genutzte Technologie, die «Farbe» von Wasserstoff⁴⁶, die Strompreise oder die zukünftige Förderung.

Das PSI hat im Auftrag des BFE die Produktionspreisspannen von Wasserstoff für die Schweiz, produziert mittels verschiedenen Elektrolyseur-Technologien, untersucht (Bauer et al., 2022). Betrachtet wurden die möglichen Preise von einem Kilogramm Wasserstoff, produziert mittels Alkalischer-, PEM⁴⁷- und Festoxid-Elektrolyse (SOEC). Alkalische und PEM-Elektrolyse sind heute marktreif, die Festoxid-Elektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium und hat trotz grossem Potenzial günstig grosse Mengen Wasserstoff zu produzieren, noch keine Antwort auf ihre limitierte Haltbarkeit im Lastwechselmodus gefunden. Momentan sind jedoch die Investitionskosten noch sehr hoch und die Elektrolyseure bezüglich ihrer Lebensdauer limitiert. Daher ist der Kilopreis von mittels Festoxid-Elektrolyse produziertem Wasserstoff im Verhältnis zu den anderen Elektrolyseur-Technologien heute noch hoch.

Durchschnittliche Wirkungsgrade liegen heute bei Alkalischen-Elektrolyseuren bei etwa 67 Prozent, bei PEM-Elektrolyseuren bei 61 Prozent und bei Festoxid-Elektrolyseuren bei 82 Prozent. Diese Wirkungsgrade und auch die Lebensdauern der Anlagen werden in Zukunft steigen – die in der erwähnten PSI-Studie ermittelten Durchschnittswerte für 2050 liegen bei Alkalischen-Elektrolyseuren bei 71 Prozent, bei PEM-Elektrolyseuren bei 73 Prozent und bei Festoxid-Elektrolyseuren bei 90 Prozent. Dementsprechend wird der Strombedarf sinken. Investitionskosten für Elektrolyseure liegen heute bei rund 1000 CHF/kW bei Alkalischen-Elektrolyseuren, 1200 CHF/kW bei PEM-Elektrolyseuren und 2700 CHF/kW bei Festoxid-Elektrolyseuren. Bis 2050 wird mit einer Reduktion auf etwa 300-400 CHF/kW bei Alkalischen- und PEM-Elektrolyseuren bzw. 600 CHF/kW bei Festoxid-Elektrolyseuren gerechnet. Je länger der Zeitraum tiefer Strompreise ist, umso mehr wirtschaftliche Betriebsstunden können erzielt werden und entsprechend kostengünstiger ist die Elektrolyse. Daraus ergeben sich gemäss der PSI-Studie für die Schweiz grosse Bandbreiten in den abgeschätzten Kosten für die Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff mit den drei vorgestellten Elektrolyseur-Technologien und betrieben mit dem prognostizierten Strommix der Schweiz: Diese bewegen sich in Bereichen von etwa 3.5-12 CHF/kg_{H₂} heute (entspricht 10.5-36 Rp./kWh_{H₂}) sowie 3-9.5 CHF/kg_{H₂} im Jahr 2050 (9-28.5 Rp./kWh_{H₂}) bei Strompreisen von 5-15 Rp./kWh. Heute liegen die Produktionskosten für Wasserstoff mit Elektrolyse deutlich über jenen von Erdgasreformierung (mit und ohne CCS). Bis 2050 wird erwartet, dass Wasserstoff aus Elektrolyse zu ähnlichen Kosten hergestellt werden kann wie aus Erdgas mit CCS, während Erdgasreformierung ohne CCS bei hohen CO₂-Preisen teurer sein könnte. Unsicherheitsfaktoren sind einerseits künftige Erdgas-, CO₂- und Strompreise sowie Preise von Elektrolyseuren andererseits, wobei die Preise letzterer dank verstärkter Massenproduktion in Zukunft sinken dürften.

8.6 Fazit

Die Energieforschung bringt wertvolle Erkenntnisse und Technologien hervor, welche die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik ermöglichen. Die Erkenntnisse müssen jedoch angewendet und die Technologien eingesetzt werden. Dies verlangt geeignete Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Anpassungen. Für die mittel- und langfristige Erreichung der Energie- und Klimaziele braucht es weitere grosse Forschungsanstrengungen, um die nötigen Innovationen voranzutreiben. Forschung ist dabei sowohl zu technischen als auch zu sozioökonomischen Fragestellungen nötig. Offene Fragen bestehen z. B. immer noch bei der saisonalen Speicherung, der langzeitigen, gesellschaftlich akzeptierbaren, sicheren Einlagerung von radioaktivem Material oder mit welchen Mitteln

⁴⁶ Wasserstoff selbst ist ein farbloses Gas. Je nach Produktionsart wird jedoch zwischen grünem (produziert mit Strom aus erneuerbaren Energien), grauem (produziert aus fossilen Energien), blauem (grauer Wasserstoff, dessen Kohlendioxid bei der Ent-stehung abgeschieden und gespeichert wird) und weiteren Farben unterschieden.

⁴⁷ Proton Exchange Membrane

das angestrebte Ziel Netto-Null erreicht werden kann. Die bisherige Forschung – im Speziellen auch die Ressortforschung des BFE – muss daher weitergeführt werden. Das Technologie-Monitoring der Entwicklung der Kerntechnologie (KEG Art. 74a) zeigt, dass in absehbarer Zeit keine Durchbrüche zu erwarten sind, die das im Gesetz verankerte Verbot für die Erteilung von Rahmenbewilligungen für neue Kernkraftwerke in Frage stellen. Die globale Entwicklung im Bereich der Kerntechnologien und die Forschung in diesem Bereich wird weiterverfolgt.

9 Weitere Themen

9.1 Digitalisierung

Die Transformation des Energiesystems und die Umsetzung der Energiestrategie 2050 werde durch die Möglichkeiten der Digitalisierung unterstützt bzw. forciert. Digitalisierung ist entsprechend ein Werkzeug, das zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050 beitragen kann und der steigenden systemischen Komplexität begegnet. Vor diesem Hintergrund hat die Energiestrategie 2050 erste wichtige Schritte unternommen, um das Energiesystem zunehmend digitaler zu gestalten. Die Einführung intelligenter Messsysteme ist eine Massnahme, welche dafür sorgt, dass bisher nicht verfügbare Daten zunehmend digital verfügbar werden und die Automatisierung im Bereich ihrer Verarbeitung steigt. Das Gleiche lässt sich auch über intelligente Steuer- und Regelsysteme sagen, welche zunehmend dafür sorgen werden, dass dezentrale Flexibilität verfügbar wird. Die «Internet-of-Things»-Technologie ermöglicht dabei fortgeschrittene Funktionalitäten, welche die Stromnetze zu intelligenten Netzen werden lassen.

Doch Digitalisierung im Energiesystem geht wesentlich weiter als die Verbreitung intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme im Netzbereich. Damit innovative und digitale Lösungen, Dienstleistungen und Marktapplikationen insbesondere im Sinne der Energiestrategie 2050 entstehen können, ist die diskriminierungsfreie Verfügbarkeit von digitalen Daten und Informationen auf unterschiedlichen Stufen entscheidend. Heute sind Daten zu Energieverbrauch, -produktion, Speicherung, etc. z.B. auf Stufe Gemeinde, Kanton, oder Grossregion verfügbar. Offene Daten im öffentlichen Interesse, oft auch als Open Data bezeichnet, sind noch kein Thema in der Energiewirtschaft. Während der Bund mit gutem Beispiel vorangeht und im Rahmen seiner Open Government Data Strategie digitale nutzbare Daten veröffentlicht bleibt die Energiewirtschaft zurück. Offene Daten mit hoher Aggregationsstufe sind noch nicht verfügbar für Innovation und Dienstleistungen. Weiter können Kunden nicht einfach ihr Recht auf Datenportabilität ausüben und innovative Drittunternehmen berechtigen, z.B. ihre Verbrauchsdaten oder Daten zu ihrem Gebäude für innovative Dienstleistungen und Energieberatungen zu verwenden bzw. Dritten bereit zu stellen. Die Daten bleiben oft verschlossen in Silos der Unternehmen der Energiewirtschaft. Ebenso ist der komplexe Datenaustausch für den Energiemarkt historisch gewachsen und eher ineffizient organisiert. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien macht hier bereits einen wesentlichen Schritt, in dem eine zentrale Plattform – ein Datahub – aufgebaut werden soll, welche die dezentralen Datenquellen digital erschliesst und die Daten wesentlich einfacher verfügbar macht, auch für innovative Unternehmen ausserhalb des inneren Kerns der Energiewirtschaft, sofern sie berechtigt worden sind durch die Konsumenten bzw. Dateninhaber. Damit werden Konsumenten aktiviert und der Gedanke von Open Data mit einer hohen Aggregationsstufe erstmals unterstützt. Aufgrund seiner Bedeutung für den Energie- und Dienstleistungsmarkt muss der Datahub neutral sein und den Datenzugang diskriminierungsfrei sicherstellen.

Sobald mehr digitale Daten verfügbar sein werden ist von einem Ruck im Bereich Sensibilisierung und Transparenz im Sinne der Energiestrategie 2050 auszugehen. Die Nutzung neuer Möglichkeiten der Digitalisierung wie Data Science, Künstlicher Intelligenz, Blockchain, Flexibilisierungen, Peer-to-Peer Marktmodelle, etc. kann der Energiedienstleistungssektor mit heute noch kaum absehbaren Ansätzen

aufwarten. Bei alledem darf die Cyber-Sicherheit und die Resilienz gegenüber Cyber-Angriffen nicht vernachlässigt werden. Die aktuellen Aktivitäten zielen darauf ab, das – wie eine aktuelle Studie zeigt – momentan eher tiefe Cybermaturitätsniveau innerhalb der Energieversorgung zügig zu erhöhen. Bei einem Zuwachs von unterschiedlichen digitalen Systemen gilt es kontinuierlich auf ihre sichere Systemintegration zu achten.

9.2 Vorbildfunktion der Bundesverwaltung

Zur Unterstützung der Energiestrategie 2050 soll auch die Bundesverwaltung einen Beitrag leisten und eine Vorbildfunktion einnehmen. Zur Umsetzung der verschiedenen Bestrebungen in den Bereichen Umwelt, Energie und Klima betreibt die Bundesverwaltung seit rund 20 Jahren zwei verschiedene Umweltmanagementsysteme. Im Eidgenössischen Departement für Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport (VBS) ist dafür das Raumordnungs- und Umweltmanagementsystem RUMS VBS verantwortlich (VBS, kein Datum). Alle anderen Departemente sowie die Bundeskanzlei sind im Ressourcen- und Umweltmanagement der Bundesverwaltung RUMBA zusammengefasst (RUMBA, kein Datum). RUMBA und RUMS VBS arbeiten eng zusammen und nutzen vorhandene Synergien, damit die Bundesverwaltung ihrer Rolle als Vorbild gerecht werden kann.

Die Initiative «Vorbild Energie und Klima» ist eine von zwölf Massnahmen der Energiestrategie 2050. Sie richtet sich an die wichtigsten Schweizer Anbieter von öffentlich relevanten Dienstleistungen, die im Bereich Energie innovativ und vorbildlich handeln wollen. Dazu gehört auch die Bundesverwaltung. Mit der Unterzeichnung einer Absichtserklärung verpflichten sich die Akteure zu einem ambitionierten Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau von erneuerbaren Energien in der Schweiz. Während der ersten Phase von 2013 bis 2020 steigerte die zivile Bundesverwaltung (RUMBA) ihre Energieeffizienz um 67,4 Prozent gegenüber 2006, das VBS (RUMS-VBS) um 7,6 Prozent. 2021 ist die Initiative in die zweite Phase bis 2030 gestartet. Die Ziele für diese zweite Phase sind wiederum auf die Energiestrategie 2050 ausgerichtet und rücken nebst der Energieeffizienz neu auch den Klimaschutz in den Fokus (VBE, BFE, 2021).

Ein weiteres klares Zeichen hat der Bundesrat 2019 mit der Verabschiedung des «Klimapaket Bundesverwaltung» ausgesendet (BFE, 2020b). Anknüpfend an die Energiestrategie 2050 hat das «Klimapaket Bundesverwaltung» zum Ziel, die THG-Emissionen bis 2030 signifikant zu senken. Die restlichen THG-Emissionen werden vollständig kompensiert durch Emissionsminderungszertifikate (bis 2021) respektive durch internationale Bescheinigungen (ab 2022). Dazu gibt das «Klimapaket Bundesverwaltung» Stossrichtungen für Massnahmen hinsichtlich Flugverkehr, Fahrzeugflotte und Gebäudebereich vor. 2020 trat in diesem Zusammenhang der «Aktionsplan Flugreisen» in Kraft, der eine Reduktion der durch Flugreisen der Bundesverwaltung verursachten THG-Emissionen von 30 Prozent bis 2030 durch verschiedene Massnahmen vorsieht (Bundesrat, 2019b). Weiter beschafft die Bundesverwaltung seit 2021 grundsätzlich nur noch elektrische Verwaltungsfahrzeuge. Im Gebäudebereich wird der Ersatz von fossilen Heizungsträgern sowie der Ausbau von Photovoltaikanlagen forciert. Erste Auswirkungen auf die Umweltbilanz durch das Klimapaket wurden im Rahmen der Berichterstattung 2021 durch das BFE und VBS publiziert. Weiter will der Bundesrat dafür sorgen, dass das Potenzial entlang der Lärmschutzwände künftig besser ausgeschöpft werden kann. Im Rahmen der Umsetzung des «Klimapakets Bundesverwaltung» wird das ASTRA bis 2030 rund 35 GWh pro Jahr ausbauen und dafür 65 Millionen Franken investieren.

Die Vorbildfunktion der Bundesverwaltung wird auch immer wieder in parlamentarischen Vorstössen thematisiert. Das Parlament beobachtet die Fortschritte der Bundesverwaltung genau und stellt selber Forderungen, die den Bundesrat darin bestärken, dass die Bundesverwaltung auch künftig ihre THG-Emissionen reduziert, ihre Energieeffizienz steigert und die Selbstversorgung durch erneuerbare Energieträger optimiert.

9.3 EnergieSchweiz

EnergieSchweiz ist die zentrale Plattform des Bundes für Sensibilisierung, Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung sowie für die Qualitätssicherung in den Themengebieten Energieeffizienz und erneuerbare Energien. EnergieSchweiz ist ein integraler Bestandteil des Massnahmenmix der Schweizer Energiepolitik. Dabei orientiert sich das Programm an den im Energiegesetz festgelegten Zielvorgaben für den Energie- und den Stromverbrauch sowie der Strom- und Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energien. Das Programm verstärkt und ergänzt mittels freiwilliger Massnahmen die Wirkungen der anderen Fördermassnahmen.

In der Phase von 2011–2020 hat sich EnergieSchweiz Ziele und Massnahmen in acht Schwerpunkten gesetzt. Im Jahr 2012 verstärkte der Bundesrat im Rahmen des ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 das Programm EnergieSchweiz und definierte dieses als integralen Bestandteil der Energiestrategie 2050. Dabei wurde das Budget auf 55 Millionen Franken erhöht und Massnahmen namentlich in den Themengebieten energieeffiziente und emissionsarme Mobilität, elektrische Geräte und Motoren, Industrie und Dienstleistungen, Städte und Gemeinden sowie Aus- und Weiterbildung verstärkt. Für die Phase 2021–2030 wurde vom Bundesrat eine inhaltliche Fokussierung auf die drei prioritären Handlungsfelder «Gebäudeeffizienz und erneuerbare Energien für private Haushalte», «Mobilität von privaten Haushalten und Unternehmen» und «Anlagen und Prozesse in Industrie und Dienstleistungen» sowie eine Reduktion des Budgets auf 44 Millionen Franken vorgegeben. Für 2022 wurde das Budget vom Parlament auf 49 MCHF erhöht. Die prioritären Handlungsfelder werden durch weitere Handlungsfelder, u.a. Grossanlagen für erneuerbare Energie und Netze und Speicher ergänzt. Die Handlungsfelder werden durch Querschnittsthemen unterstützt. Diese umfassen die Aus- und Weiterbildung, Städte, Gemeinden, Quartiere und Regionen sowie Digitalisierung. Die Querschnittsthemen sind zentral, um die prioritären Handlungsfelder zu adressieren. EnergieSchweiz führt ein Portfolio mit durchschnittlich 700 Projekten, welches sie zusammen mit etwa 350 externen Partnern und Dienstleistern umsetzt.

10 Gesamt-Fazit und Handlungsempfehlungen

Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 hat der Bundesrat die Rahmenbedingungen für eine sichere und klimaneutrale Stromversorgung in den letzten Jahren Schritt für Schritt verbessert und weiterentwickelt. Wichtige Stossrichtungen dabei sind der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erhöhung der Energieeffizienz sowie den Um- und Ausbau der Stromnetze. Da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden, sind die Ziele der Energiepolitik eng mit jenen der Klimapolitik verknüpft. Die Dekarbonisierung des Energiesystems spielt daher eine wichtige Rolle für die Erreichung des Netto-Null-Ziels bis 2050. Gleichzeitig soll die Versorgungssicherheit gestärkt und weiterhin eine preiswerte Energieversorgung gewährt werden.

Die im Energiegesetz verankerten Verbrauchs- und Produktionsrichtwerte für das Jahr 2020 konnten erreicht werden. Längerfristig sind jedoch zusätzliche Anstrengungen nötig. Die Energieperspektiven 2050+ des BFE zeigen auf, dass die Schweiz ihre Energieversorgung bis 2050 im Einklang mit dem Netto-Null-Ziel umbauen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Allerdings reichen die heute geltenden Massnahmen nicht aus, um die Ziele gemäss Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Die inzwischen aufgegleisteten und geplanten Massnahmen sowie die Entwicklungen an den Energiemärkten dürften mittelfristig die Anreize für den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und einen sparsamen Energieverbrauch zwar wesentlich stärken. Der Handlungsbedarf zur Erreichung der Energie- und Klimaziele bis 2050 bleibt aber hoch: Zentral für die Erreichung des Netto-Null Ziels bleibt eine *umfassende Nutzung der Effizienzpotenziale* bei Gebäuden, Prozessen, Anlagen, Geräten und im Verkehr sowie

eine starke Beschleunigung beim *Ausbau der erneuerbaren Energien*. Auch bei der *Wasserkraftproduktion* ist ein weiterer Zubau nötig. Zentral bei der notwendigen Transformation des Energiesystems ist der Erhalt einer zuverlässigen und sicheren Energieversorgung. Längerfristig muss der Verbrauch von fossilen Energieträgern wie Erdöl und Erdgas stark sinken und 2050 nahezu vollständig durch erneuerbare Energieträger ersetzt sein. Im künftigen Energiesystem werden daher Strom und strombasierte Energieträger eine wichtige Rolle spielen. Die bisher vom Bund durchgeführten Modellierungen der Erzeugungs- und Systemkapazität deuten hier grundsätzlich auf eine stabile Versorgungssituation bis 2035 hin. Allerdings ist hierzu der Stromaustausch mit den Nachbarländern und ein gut funktionierender Strommarkt entscheidend. Durch das fehlende Stromabkommen zwischen der EU und der Schweiz können sich daher kurz- bis mittelfristig zusätzliche Herausforderungen stellen. Die Swissgrid strebt den Abschluss technischer Verträge an, um in die grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnungsmethoden einbezogen zu werden und somit auch das Problem der ungeplanten Transitflüsse zu entschärfen. Kurzfristig ist es in den vergangenen Monaten zu starken Preisaufschlägen auf den europäischen Energiemärkten gekommen, die sich mit dem Ukraine-Krieg noch verschärft haben. Obwohl die Schweizer Stromunternehmen gut aufgestellt sind, kann es in dieser Situation im schlimmsten Fall zu einer unkontrollierten Kettenreaktion kommen, welche die Liquidität eines systemkritischen Stromkonzerns und damit auch die Schweizer Stromversorgung gefährden könnte. Herausforderungen ergeben sich auch längerfristig aufgrund des erhöhten Strombedarfs durch die Dekarbonisierung sowie des Wegfalls von steuerbarer, fossiler Stromerzeugung im Ausland. Bei den fossilen Energieträgern war die Versorgungssicherheit trotz der vollständigen Auslandabhängigkeit bisher grundsätzlich gut. Die angespannte Energieversorgungslage aufgrund des Ukraine-Krieges hat jedoch die Risiken deutlich aufgezeigt, welche die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und Produktionsländern mit sich bringt. Die Entwicklungen aufgrund des Krieges wurden im Bericht nicht vertieft betrachtet. Der Bundesrat beobachtet diese jedoch laufend und trifft bei Bedarf kurzfristig die nötigen Massnahmen oder hat diese bereits ergriffen.

Mit dem Entwurf zu einem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, den geplanten Anpassungen im Energiegesetz zur Verfahrensbeschleunigung sowie zu administrativen und steuerlichen Erleichterungen für den Photovoltaik-Ausbau, dem Runden Tisch Wasserkraft und den Arbeiten zu zusätzlichen Stromeffizienzmassnahmen hat der Bundesrat respektive das UVEK bereits umfassende Massnahmen in den Bereichen Energieverbrauch und -produktion beschlossen. Die Massnahmen befinden sich teilweise bereits in der parlamentarischen Beratung. Die bisherigen Fördermassnahmen haben sich bewährt und sollen daher mit dem genannten Bundesgesetz verlängert und marktnäher ausgestaltet werden. Das Parlament hat wesentliche Teile der vom Bundesrat beantragten Anpassungen beim Fördersystem bereits in der Herbstsession 2021 beschlossen. Auch zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wurden bereits Massnahmen ergriffen: Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien will der Bundesrat die Versorgungssicherheit mittel- und längerfristig stärken. Aufgrund der aktuellen Lage wurden einige Instrumente wie der Einsatz von Wasserkraftreserve, Reservekraftwerken und Notstromgruppen vorgezogen, damit sie bereits für den Winter 2022/2023 bereitstehen. Zudem will der Bundesrat zusätzliches Stromeffizienzpotenzial rasch erschliessen, was ebenfalls massgeblich zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit beiträgt. Die entsprechenden Massnahmen tragen auch dazu bei, die heute hohe Auslandabhängigkeit namentlich von fossilen Energien langfristig zu reduzieren. Das veränderte Marktumfeld bringt ebenfalls eine neue Dynamik für den Umbau des Energiesystems. Es ist allerdings unklar, wie sich dies in Zukunft weiterentwickeln wird. Schliesslich ist im Oktober 2022 das Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) dringlich in Kraft getreten. Das präventive Instrument soll sicherstellen, dass die Stromversorgung in der Schweiz auch dann funktioniert, wenn es durch weitere starke Preisaufschläge im internationalen Stromhandel zu einer Kettenreaktion in der Strombranche kommen sollte, die einen Systemkollaps zur Folge haben könnte. Auch im Gasbereich hat der Bundesrat im Mai 2022 aufgrund der Folgen des Ukraine-Krieges die Vorsorgemassnahmen konkretisiert und die Voraussetzungen zur Stärkung der Versorgung für den kommenden Winter 2022/2023 geschaffen.

Mit dem Umbau des Energiesystems stellen sich auch neue Anforderungen an die Netze. Mit der Strategie Stromnetze wurden die Rahmenbedingungen für den Netzausbau verbessert. Die neuen Gesetzes- und Verordnungsbestimmungen sind mehrheitlich am 1. Juni 2019 in Kraft getreten. Am 23. November 2022 hat der Bundesrat den Szenariorahmen für die Stromnetzplanung 2030/2040 genehmigt. Die Wirksamkeit der neuen Regelungen konnte in der Praxis daher noch nicht umfassend geprüft werden und wird weiterhin beobachtet. Mit dem zunehmenden Anteil an dezentraler Erzeugung steigt der Bedarf an Flexibilität, weshalb im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien Neuerungen bei der Flexibilitätsregulierung geplant sind. Neben den Stromnetzen werden in Zukunft auch andere Netze, beispielsweise Wasserstoff-, CO₂-, oder Wärmenetze, an Bedeutung gewinnen. Auch hier ist der Bund bereits daran, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu erarbeiten.

Wie bereits verschiedentlich erwähnt sind Energie- und Klimapolitik eng miteinander verknüpft. Die Massnahmen der Energiestrategie leisten einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele des Bundes und umgekehrt. Allerdings hat der Umbau der Energieversorgung verschiedene umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Die Gesamtumweltbelastung der erneuerbaren Energien ist jedoch deutlich geringer als bei nicht erneuerbaren Energien. Durch Effizienzmassnahmen können zusätzlich negative Umweltauswirkungen vermieden werden. Die Wirkung des nationalen Interesses auf den Schutz von Natur und Landschaft kann zurzeit noch nicht beurteilt werden. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik wird durch die Erkenntnisse aus der Energieforschung unterstützt. Im Rahmen dieses Berichts wurde auch die Entwicklung der Kerntechnologie gemäss Kernenergiegesetz (KEG, Art. 74a) aufgezeigt. Hier werden in absehbarer Zeit keine Durchbrüche erwartet.

Im Hinblick auf die nächste Berichterstattung des Bundesrats in fünf Jahren gilt es, insbesondere die Wirkung der Instrumente, welche erst seit kurzem in Kraft sind, genauer zu beobachten. Im vorliegenden Bericht wurden keine Aussagen über das Zusammenspiel der verschiedenen Instrumente und deren relativen Fördereffizienz gemacht. Diesbezüglich muss geprüft werden, ob zusätzliche Analysen sinnvoll sind und entsprechend angestossen werden sollen.

Handlungsempfehlungen

Das Energiegesetz (EnG, Art. 55 Abs. 3) beauftragt den Bundesrat, zusätzliche Massnahmen zu beantragen, sofern sich abzeichnet, dass die Richtwerte nicht erreicht werden. Aus heutiger Sicht besteht zwar grosser Handlungsbedarf, um eine klimaneutrale und sichere Energieversorgung bis 2050 zu erreichen. Seit dem Inkrafttreten des neu ausgerichteten Energiegesetzes Anfang 2018 hat der Bundesrat die Rahmenbedingungen im Sinne der Energiestrategie 2050 allerdings bereits umfassend weiterentwickelt und zahlreiche Massnahmen aufgleist (s. oben). Dies gilt auch in Bezug auf die derzeit angespannte Situation auf den Energiemärkten, wo der Bundesrat bereits entsprechende Vorsorgemassnahmen beschlossen hat und die Lage weiterhin eng verfolgt. Auch hat sich das Marktumfeld verändert. Die beobachteten Energiepreissteigerungen dürften die Anreize zum Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung, zu einem sparsamen Verbrauchsverhalten und zu einer verbesserten Energieeffizienz stärken.

Der Bundesrat verzichtet daher darauf, zum jetzigen Zeitpunkt weitere Massnahmen vorzuschlagen. Der weitere Verlauf der Diskussion über die bereits eingeleiteten Massnahmen sowie deren spätere Umsetzung gilt es jedoch genau zu verfolgen. Dies gilt auch für die Entwicklung gegenüber den langfristigen Zielen bis 2050, welche im Rahmen des Monitorings und weiterer Analysen weiterhin genau zu beobachten sind. Auch sind wichtige Arbeiten des Bundes im Wärmebereich sowie der Sektorkopplung (Wasserstoff, Negativemissionstechnologien, nationales Register für erneuerbare Treib- und Brennstoffe) weiter voranzutreiben.

11 Literaturverzeichnis

ARAMIS, 2021. *CO2NET Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO2 Sammel-Netzwerk in der Schweiz*. [Online]

Available at: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47346>

[Zugriff am 13 April 2022].

ARAMIS, 2022. *DemoUpCARMA - Demonstration und Upscaling von Kohlenstoffdioxid-Management-Lösungen für Netto-Null-Schweiz*. [Online]

Available at: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49400>

[Zugriff am 13 April 2022].

BABS, 2020. *Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020 - Bericht zur nationalen Risikoanalyse*, Bern: Bundesamt für Bevölkerungsschutz.

BAFU, 2020. *Renaturierung der Schweizer Gewässer: Stand ökologische Sanierung Wasserkraft 2018*, Bern: Bundesamt für Umwelt.

Balthasar, A. & Schalcher, H., 2020. *Forschung für die Schweizer Energiezukunft. Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie»*, Bern: Leitungsgruppen der Nationalen Forschungsprogramme «Energiewende» (NFP 70) und «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71), Schweizerischer Nationalfonds.

Bauer et al., 2017. *Potentials, costs and environmental assesement of electricity generation technologies*, Villigen: Paul Scherrer Institut.

BFE, 2015. *Wirkung steuerlicher Anreize für energetische Gebäudesanierungen und mögliche Hemmnisse bei deren Finanzierung - Zusatzbericht zur Ausgestaltung eines Mindeststandards*, Bern: Bundesamt für Energie.

BFE, 2020a. *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*, Bern: Bundesamt für Energie.

BFE, 2020b. *Weitere Massnahmen*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/erstes-massnahmenpaket/weitere-massnahmen.html>

[Zugriff am 20 Juli 2021].

BFE, 2020c. *Weltweite Kernenergienutzung*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/kernenergie/aufgaben-des-bfe/weltweite-kernenergienutzung.html>

BFE, 2021a. *Energiestrategie 2050 - Monitoringbericht 2021 (ausführliche Fassung)*, Bern: Bundesamt für Energie.

BFE, 2021b. *Medienmitteilung vom 24. November 2021 - Bundesrat setzt revidierte Verordnungen im Energiebereich in Kraft*. [Online]

Available at: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-86027.html>

[Zugriff am 09 August 2022].

BKW, 2021. *Die Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg*. [Online]

Available at: <https://www.bkw.ch/de/energie/energieproduktion/stilllegung-kernkraftwerk-muehleberg>

[Zugriff am 07 Mai 2021].

Bundesrat, 2020. *Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032*, BBI 2020 1961, Bern: Der Bundesrat.

Bundesrat, 2021a. *Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*, BBI 2021 1666, Bern: Der Bundesrat.

Bundesrat, 2021b. *Botschaft zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik)*, BBI 2021 1972., Bern: s.n.

Bundesrat, 2021c. *Langfristige Klimastrategie der Schweiz*, Bern: Der Bundesrat.

Collins, L., 2022. *World first for nuclear-powered pink hydrogen as commercial deal signed in Sweden*. [Online]

Available at: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/world-first-for-nuclear-powered-pink-hydrogen-as-commercial-deal-signed-in-sweden/2-1-1155202>

[Zugriff am 12 August 2022].

Cox et al., 2020. Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. *Applied Energy* 269, p. 115021 (13 pp.).

EBP/Planair, 2021. *Externe Evaluation Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch 2018 bis 2020*, Bern: Bundesamt für Energie.

EFK, 2022. *Ergebnisse der Subventionsprüfung der Eidgenössischen Finanzkontrolle zur Marktprämie für Grosswasserkraft*, Bern: Eidgenössische Finanzkontrolle EFK.

EICom, 2020a. *EICom System Adequacy 2030 - Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2030*, Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

EICom, 2020b. *Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion - Einschätzung der EICom*, Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

EICom, 2020c. *Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020*, Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission.

EICom, 2020d. *Tätigkeitsbericht der EICom 2020*, Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom.

ESTV, EFV, BFE, BWO, 2009. *Steuerliche Anreize für energetische Sanierungen von Gebäuden - Studie der interdepartementalen Arbeitsgruppe*, Bern: Schweizer Eidgenossenschaft.

ETI, 2018. *The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report*, s.l.: Energy Technologies Institute LLP.

Fritz et al, 2021. *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*, Bern: Bundesamt für Energie.

GIF, 2021. *GIF 2020 Annual Report*, Paris: Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA).

IC Infraconsult AG, 2021. *Bestandesaufnahme von Projekten für die Produktion erneuerbarer Energie - Kurzevaluation*, Bern: i.A. des Bundesamtes für Energie.

INFRAS/Energie Zukunft Schweiz, 2020. *Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und der Erfahrungen mit dem Eigenverbrauch in den Jahren 2014 bis 2017*, Bern: Bundesamt für Energie.

Infras, 2020. *Jahresbericht 2019 des Gebäudeprogramms*, Bern: Bundesamt für Energie.

Nagra, 2016. *Entsorgungsprogramm 2016 (NAB 16-01)*, Wettingen: Nagra.

NEA, 2021. *Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities*, Paris: Nuclear Energy Agency.

Nuclear Asia, 2021. *World's first high temperature gas-cooled reactor connected to grid in China*. [Online]

Available at: <https://www.nuclearasia.com/news/worlds-first-high-temperature-gas-cooled-reactor-connected-to-grid-in-china/4505/>

[Zugriff am 20 Oktober 2022].

PENTA, 2021. *Joint position paper of the Pentilateral Energy Forum on* , s.l.: Pentilateral Energy Forum.

PLEF SG2, 2020. *Generation Adequacy Assessment April 2020 - Final Report*, s.l.: Pentilateral Energy Forum.

powermag.com, 2021. *Terrestrial Energy Launches 390-MW Molten Salt Nuclear Reactor Design*. [Online]

Available at: <https://www.powermag.com/terrestrial-energy-launches-390-mw-molten-salt-nuclear-reactor-design/>

[Zugriff am 12 August 2022].

Prognos/TEP Energy/Infras, 2020. *Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht*, Bern: Bundesamt für Energie.

Prognos/TEP/INFRAS, 2022. *Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2021*, Bern: Bundesamt für Energie.

Reuters, 2019. *France drops plans to build sodium-cooled nuclear reactor*. [Online]

Available at: <https://www.reuters.com/article/us-france-nuclearpower-astrid-idUSKCN1VK0MC>

[Zugriff am 12 August 2022].

RUMBA, kein Datum *Die Ziele von RUMBA*. [Online]

Available at: <https://www.rumba.admin.ch/rumba/de/home.html>

[Zugriff am 20 Juli 2021].

SBFI, 2020. *Öffentlich finanzierte Energieforschung in der Schweiz*, Bern: Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation.

SCCER-CREST, 2021. *SCCER CREST Endcommunication*, Basel: Swiss Competence Center for Energy Research - Competence Center for Research in Energy, Society and Transition.

treeze, 2021. *Umweltbilanz Strommixe Schweiz 2018*, Bern: Bundesamt für Umwelt.

VBE, BFE, 2021. *Bericht 2013-2020*, Bern: Geschäftsstelle Vorbild Energie und Klima VBE, Bundesamt für Energie BFE.

VBS, kein Datum *Umweltmanagement - Raumordnungs- und Umweltmanagementsystem VBS*. [Online]

Available at: <https://www.vbs.admin.ch/de/umwelt/umweltschutz/umweltmanagement.html>

[Zugriff am 20 Juli 2021].

Westinghouse, kein Datum *Lead-cooled Fast Reactor (LFR): The Next Generation of Nuclear Technology*. [Online]

Available at: <https://www.westinghousenuclear.com/energy-systems/lead-cooled-fast-reactor>

[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2017. *Xe-100 HTGR moves to conceptual design*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Xe-100-HTGR-moves-to-conceptual-design>

[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021a. *NuScale SMR planned for Romania*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/NuScale-SMR-planned-for-Romania>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021b. *Wyoming site chosen for Sodium plant*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Wyoming-site-chosen-for-Natrium-plant>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021c. *Moltex SMR clears first phase of regulatory review*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Moltex-SMR-clears-first-phase-of-regulatory-review>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021d. *Rolls-Royce submits SMR design for UK assessment*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Rolls-Royce-submits-SMR-design-for-UK-assessment>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021e. *Russia starts building lead-cooled fast reactor*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Russia-starts-building-lead-cooled-fast-reactor>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021f. *Japanese gas-cooled reactor restarts*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Japanese-gas-cooled-reactor-restarts>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2021g. *Demonstration HTR-PM connected to grid*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Demonstration-HTR-PM-connected-to-grid>
[Zugriff am 12 August 2022].

WNN, 2022. *Macron sets out plan for French nuclear renaissance*. [Online]

Available at: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Macron-announces-French-nuclear-renaissance>
[Zugriff am 12 August 2022].



12 Anhang

12.1 Übersicht Massnahmen

12.1.1 Massnahmen im Bereich Energieeffizienz

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
Verbrauchsrichtwerte (Art. 3 EnG)	Die Richtwerte zum durchschnittlichen Energie- und Elektrizitätsverbrauch im Energiegesetz dienen Wirtschaft und Gesellschaft als eine wichtige Orientierung und ermöglichen eine einfache Überprüfung der effektiven Entwicklung der Umsetzung der Energiestrategie. Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Person und Jahr soll gegenüber dem Stand im Jahr 2000 bis 2035 um 43 Prozent, der Elektrizitätsverbrauch um 13 Prozent gesenkt werden.	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Die im Energiegesetz (EnG) festgehaltenen Richtwerte für das Jahr 2020 für den Endenergieverbrauch (-16 Prozent) wie auch für den Elektrizitätsverbrauch (-3 Prozent) wurden erreicht⁴⁸.</p> <p>Der Bundesrat hat am 18.6.2021 mit der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien beschlossen, die im EnG verankerten Richtwerte für das Jahr 2035 zu verbindlichen Zielen zu erklären und teilweise anzupassen. Zudem sollen Zielwerte für das Jahr 2050 ebenfalls im Gesetz verankert werden. Die Zielwerte für den durchschnittlichen Energieverbrauch pro Kopf bis 2035 bleiben unverändert bei -43 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 und bei -53 Prozent bis 2050. Der Zielwert für den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Kopf bleibt bis 2035 unverändert bei -13 Prozent gegenüber 2000. Aufgrund der für das Netto-Null-Ziel erforderlichen verstärkten Elektrifizierung wird der Zielwert für 2050 auf -5 Prozent reduziert</p>

⁴⁸ Der Richtwert zum Endenergieverbrauch pro Kopf wurde bereits in den letzten drei Jahren vor der Covid-19-Pandemie erreicht. Der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf liegt seit 2015 unter dem Richtwert. Die Richtwerte 2020 wären daher mit grosser Wahrscheinlichkeit auch ohne den pandemiebedingten Verbrauchsrückgang erreicht worden.

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		(bisher -18 Prozent). Die Vorlage wird zurzeit im Parlament beraten.
Gebäudeprogramm (Art. 51 und 52 EnG und 34 CO ₂ -Gesetz)	Bund und Kantone unterstützen mit dem Gebäudeprogramm energetisch wirksame bauliche Massnahmen im Gebäudebereich. Dadurch soll der Energieverbrauch im Schweizer Gebäudepark erheblich reduziert und der CO ₂ -Ausstoss gesenkt werden.	<p>Das Gebäudeprogramm gemäss Art. 34 des CO₂-Gesetzes ist seit 2010 in Kraft.</p> <p>Seit 2010 wurden im Rahmen des Gebäudeprogramms rund 2,6 Mia. Franken Förderbeiträge ausbezahlt (Stand 2021). Dadurch verbraucht der Schweizer Gebäudepark heute jährlich 2,8 Mia. Kilowattstunden weniger Energie und stösst 753'000 Tonnen weniger CO₂ aus. Die Wirkung der geförderten Massnahmen kumuliert sich über deren gesamte Lebensdauer auf rund 72 Mia. Kilowattstunden und über 18 Mio. Tonnen CO₂.</p> <p>Im Rahmen der ES2050 wurde das Gebäudeprogramm 2018 weiterentwickelt (Verordnungsänderung bereits 2017). Die bisherige Zweiteilung in einen nationalen, zentral gesteuerten Teil zur Förderung der Modernisierung der Gebäudehülle und in einen kantonalen Teil zur Förderung der erneuerbaren Energien im Gebäude, der Gebäudetechnik und der Abwärmenutzung wurde aufgehoben und die Zuständigkeit für die Förderung der energetischen Modernisierung der Gebäudehülle ebenfalls den Kantonen übertragen.</p> <p>In der Herbstsession 2022 hat das Parlament das Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit verabschiedet. Das Gesetz ist der indirekte Gegenvorschlag zur Gletscherinitiative. Damit sollen während zehn Jahren jährlich 200 Millionen Franken mehr ins Gebäudeprogramm fliessen, damit fossil betriebener Heizungen und ortsfester elektrischer Widerstandsheizungen durch erneuerbare Heizsysteme ersetzt werden.</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
Steuererleichterungen für energetische Gebäudesanierungen (DBG Art. 32 Abs. 2 zweiter und dritter Satz und 2bis; StHG Art. 9 Abs. 3 Bst. a und 3bis)	Investitionen in energetische Gebäudesanierungen konnten bereits früher von den Einkommenssteuern abgezogen werden. Mit der Energiestrategie 2050 wurden in der direkten Bundessteuer zwei Neuerungen eingeführt: Die Abzugsfähigkeit der Rückbaukosten für den Ersatzneubau sowie die Übertragbarkeit der energetischen Investitions- und Rückbaukosten auf die zwei nachfolgenden Steuerperioden, wenn sie im Jahr, in dem sie angefallen sind, steuerlich nicht vollständig berücksichtigt werden können. Die Massnahme hat zum Ziel, dass anstelle von Teilanierungen mehr Gesamtsanierungen realisiert werden, da diese energetisch sinnvoller sind.	Seit 1.1.2020 in Kraft. Da die Steuerabzüge erstmals in den Steuern für das Jahr 2020 geltend gemacht werden konnten, kann die energetische Wirkung der neuen Massnahmen noch nicht abgeschätzt werden. Methodisch ist es wohl erst nach etwa zehn Jahren möglich, die Wirkung basierend auf Steuerdaten abzuschätzen.
Wettbewerbliche Ausschreibungen (Art. 32 EnG)	Mit wettbewerblichen Ausschreibungen («ProKilowatt») werden Programme und Projekte zur Senkung des Stromverbrauchs in Industrie- und Dienstleistungsunternehmen sowie Haushalten unterstützt. Mit finanziellen Anreizen soll Effizienzmassnahmen zum Durchbruch verholfen werden, die noch nicht wirtschaftlich sind oder denen andere Hemmnisse entgegenstehen. Die Umsetzung erfolgt über ein Auktionsverfahren, um möglichst hohe Stromeinsparungen pro eingesetzte Fördermittel zu erzielen.	Seit 1.1.2009 in Kraft. Seit dem Inkrafttreten des Instruments wurden die verfügbaren Fördermittel in mehreren Schritten sukzessive von CHF 9 Mio./Jahr auf bis zu CHF 50 Mio./Jahr erhöht. Zudem wurde im Rahmen der Energiestrategie 2050 das Spektrum an förderbaren Massnahmen durch Massnahmen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen zur Elektrizitätsproduktion und -verteilung sowie durch Massnahmen zur Nutzung nicht anders nutzbarer Abwärme für die Elektrizitätsproduktion erweitert. Wirkung (Stand Ende 2021): Zwischen 2010 und 2021 wurden über 800 Projekte und Programme mit einem Fördervolumen von rund 333 Millionen Franken unterstützt. Dadurch konnten über die Nutzungsdauer der geförderten Massnahmen Stromeinsparungen in der Höhe von 11.9 TWh realisiert werden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien soll neu eine Grundlage für schweizweite

Massnahme / Artikel	Kurzbeschreibung	Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung
		Programme zur Förderung von Standard-Stromeffizienzmassnahmen geschaffen werden, welche die ProKilowatt-Programme ergänzen könnten.
Emissionsvorschriften Fahrzeuge (Art. 10 bis 13 CO ₂ -Gesetz) und Effizienzvorschriften Fahrzeuge (Art. 44 EnG)	<p>Durch CO₂-Emissionsvorschriften soll die Effizienz von Personwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern erhöht werden. In der Schweiz gelten analog zur EU CO₂-Emissionsvorschriften für Neufahrzeuge. Bis Ende 2020 durften neu in Verkehr gesetzte Personwagen durchschnittlich nur noch 95 g CO₂/km ausstossen; neu in Verkehr gesetzte Lieferwagen und leichte Sattelschlepper 147 g CO₂/km. Nach neuem Messverfahren WLTP⁴⁹ betragen ab 2021 die Zielwerte 118 g bzw. 186 g CO₂/km.</p> <p>Zur Unterstützung der angestrebten Absenkung des durchschnittlichen Treibstoffverbrauchs neuer Personwagen wird mit einer Energieetikette über den Treibstoffverbrauch in Liter/100 km, den CO₂-Ausstoss in g/km und die Energieeffizienz informiert.</p>	<p>Die CO₂-Emissionsvorschriften sind seit 1.7.2012 in Kraft. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden die Zielwerte in Anlehnung an jene in der EU auf 1.1.2020 hin angepasst. Im Jahr 2021 erfolgte eine Anpassung der Zielwerte auf das realistischere Messverfahren WLTP.</p> <p>Die Zielwerte wurden bisher immer und meist deutlich verfehlt, was insbesondere in den Jahren 2019 und 2020 zu Sanktionen im hohen zwei- bis dreistelligen Millionenbereich führte. Gleichzeitig wurden starke Anreize für Elektrofahrzeuge gesetzt, deren Anteil 2020 und insbesondere 2021 stark zunahm.</p> <p>Mit Ablehnung des totalrevidierten CO₂-Gesetzes 2021 sind die weitere Absenkung der Zielwerte auf 2025 und 2030 hin im Moment ausgesetzt. In der neuen Vorlage zum revidierten CO₂-Gesetz schlägt der Bundesrat die Fortführung und weitere Absenkung der CO₂-Zielwerte für Neufahrzeuge in Anlehnung an die EU-Gesetzgebung vor.</p>
Energieverbrauch in Unternehmen (Art. 46 EnG)	Zielvereinbarungen zwischen dem Bund und Unternehmen sind ein Instrument, um die Energieeffizienz in Industrie und Dienstleistungsunternehmen zu steigern und die CO ₂ -Emissionen zu vermindern. Unternehmen können entweder eine freiwillige Zielvereinbarung eingehen oder sind dazu verpflichtet, um sich von der CO ₂ -Abgabe zu befreien (Art. 31 Abs. 1 CO ₂ -Gesetz). Zudem sind sie eine Voraussetzung für die Rückerstattung des Netzzuschlags.	<p>Seit 1.1.1999 in Kraft.</p> <p><i>Freiwillige Zielvereinbarungen (Art. 46 Abs. 2)</i></p> <p>Die freiwilligen Zielvereinbarungen finden keinen grossen Absatz. Die Auftragnehmerinnen des Bundes, die Cleantech Agentur Schweiz (act) und die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) haben zusammen den Auftrag, mindestens 2000 freiwillige Zielvereinbarungen abzuschliessen. Stand Ende 2021 betrug die Anzahl rund 265. Act und EnAW sind – trotz vertraglicher Verpflichtung –</p>

⁴⁹ Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure

Massnahme / Artikel	Kurzbeschreibung	Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung
	<p>Das Instrument umfasst freiwillige Zielvereinbarungen (Art. 46 Abs. 2) und die Zielvereinbarungen, welche die Kantone einsetzen (Art. 46 Abs. 3). Die meisten Kantone setzen drei Instrumente ein: Zielvereinbarungen des Bundes, eigene kantonale Zielvereinbarungen und die Energieverbrauchsanalyse.</p>	<p>nicht in der Lage, die freiwilligen Zielvereinbarungen breit anzuwenden.</p> <p><i>Zielvereinbarungen in den Kantonen (Art. 46 Abs. 3)</i></p> <p>Die Kantone haben aus dieser Vorgabe und deren Vorgänger im alten EnG das Grossverbrauchermodell der Kantone entwickelt. Damit werden Grossverbraucher verpflichtet, ihre Energieeffizienz zu steigern. Das Grossverbrauchermodell wird von den meisten Kantonen umgesetzt.</p>
<p>Rückerstattung Netzzuschlag (Art. 39 bis 43 EnG)</p>	<p>Stromintensive Unternehmen erhalten den bezahlten Netzzuschlag zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien auf Gesuch hin und bei Erfüllung bestimmter Anforderungen teilweise oder vollständig rückerstattet.</p>	<p>Seit 1.1.2014 in Kraft.</p> <p>2020 betrug die Rückerstattungssumme rund 102 Mio. Franken. Anspruchsberechtigt waren rund 230 Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Als Gegenleistung für die Rückerstattung müssen diese die Energieeffizienz steigern. Die Steigerung der Energieeffizienz ist gegenüber dem technischen Fortschritt unterdurchschnittlich: Die Steigerung der Energieeffizienz ist gegenüber dem Ziel von mind. 2 Prozent pro Jahr unterdurchschnittlich: die Zielvereinbarungen mit Rückerstattung Netzzuschlag führten zu einer Effizienzsteigerung von ca. 1.2 Prozent pro Jahr.</p>
<p>Effizienzvorschriften Anlagen und Geräte (Art. 44 EnG)</p>	<p>Zur Reduktion des Energieverbrauchs erlässt der Bundesrat für serienmässig hergestellte Anlagen und Geräte und für deren serienmässig hergestellte Bestandteile Vorschriften über den Energieverbrauch, die Energieeffizienz und weitere energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften, das energietechnische Prüfverfahren sowie Anforderungen an das Inverkehrbringen.</p>	<p>Seit 1.1.2005 in Kraft.</p> <p>Die Kombination aus Mindestanforderungen und Energieverbrauchskennzeichnung wirkt als <i>Push & Pull</i>-Effekt auf den Markt, indem sie die am wenigsten effizienten Geräte aus dem Verkehr zieht (Push) und die Entwicklung effizienterer Geräte anreizt (Pull).</p> <p>Obwohl der Bestand von Elektro- und elektronischen Geräten in den Jahren 2002 bis 2020 gesamthaft um 41.8 Prozent zugenom-</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		<p>men hat, ist dessen Stromverbrauch um rund 1.2 TWh (-15.6 %) zurückgegangen.</p> <p>Die Verordnung wird regelmässig revidiert, um neue ecodesign und energy labelling Verordnungen sowie deren Revisionen aufzunehmen. Die neueste Revision tritt am 1. Januar 2023 in Kraft und erhöht die Mindestanforderungen deutlich. Damit werden ineffiziente Geräte vom Markt genommen und Stromeinsparungen realisiert.</p>

12.1.2 Massnahmen im Bereich Erneuerbare Energien

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Art. 2)	Die Richtwerte im Energiegesetz für den Ausbau der Produktion aus erneuerbaren Energien dienen Wirtschaft und Gesellschaft als eine wichtige Orientierung und ermöglichen eine einfache Überprüfung der effektiven Entwicklung der Umsetzung der Energiestrategie. Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, soll bis 2035 bei mindestens 11,4 TWh liegen, die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft bei mindestens 37,4 TWh.	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Der im EnG festgehaltene Richtwert für das Jahr 2020 für den Ausbau der Produktion aus erneuerbaren Energien, ohne Wasserkraft, (mind. 4,4 TWh) wurde vollständig erreicht.</p> <p>Der Bundesrat hat am 18.6.2021 mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien beschlossen, die im EnG verankerten Ausbau-Richtwerte für das Jahr 2035 zu verbindlichen Zielen zu erklären und teilweise anzupassen, damit sie mit dem Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 kompatibel sind. Das gilt neu auch für die Zielwerte für das Jahr 2050. Der Zielwert zum Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, ohne Wasserkraft, bis 2035 beträgt neu 17 TWh (bisher 11,4 TWh). Für 2050 liegt der Zielwert bei 39 TWh (bisher 24,2 TWh). Die Zielwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft bleiben unverändert (37,4 TWh)</p>

Massnahme / Artikel	Kurzbeschreibung	Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung
		für 2035, 38,6 TWh für 2050. Die Vorlage wird zurzeit im Parlament beraten.
Einspeisevergütungssystem (Art. 19 bis 23 EnG) und Mehrkostenfinanzierung (Art. 73 Abs. 4 EnG)	Das Einspeisevergütungssystem (KEV) wurde 2009 eingeführt, um die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie zu fördern. Es vergütet Produzenten den Strom aus Sonne, Wind, Biomasse, Geothermie oder Kleinwasserkraftwerken, den sie in das Stromnetz einspeisen. Die Finanzierung erfolgt über den Netzzuschlag. Neue Zusagen dürfen noch bis Ende 2022 erfolgen, jedoch können bereits heute keine neuen Anlagen mehr in die Förderung aufgenommen werden. Die Mehrkostenfinanzierung (MKF) ist das Vorgängermodell der Kostendeckenden Einspeisevergütung.	Seit 1.8.2008 in Kraft. Zwischen 2018 und 2021 betrugen die Fördermittel rund 2.3 Mia. CHF. Die geförderte Stromproduktion betrug im Jahr 2021 rund 4'000 GWh/a. Im Rahmen der Totalrevision des EnG mit Inkrafttreten auf den 1.1.2018 wurde das Einspeisevergütungssystem kostenorientiert ausgestaltet. Für grosse Anlagen wurde die Direktvermarktung eingeführt. Das Einspeisevergütungssystem läuft Ende 2022 aus und wird durch Investitionsbeiträge ersetzt.
Einmalvergütung Photovoltaik (Art. 25 sowie 24, 28 und 29 EnG)	Die einmaligen Investitionsbeiträge (Einmalvergütungen) sind ein Instrument des Bundes zur Förderung der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen). Es gibt Einmalvergütungen für kleine PV-Anlagen (KLEIV) und Einmalvergütungen für grosse Anlagen (GREIV). Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.	Seit 1.1.2018 in Kraft. Zwischen 2018 und 2022 konnte der Zubau an Photovoltaik stark gesteigert werden: 2018 wurden 271 MW an PV Leistung verkauft, 2020 waren es bereits 493 MW und 2021 705 MW. Die jahrelang bestehenden Wartelisten für die Förderung konnten im September 2021 abgebaut werden. Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 901 Mio. CHF an Einmalvergütung ausbezahlt. Die Stromproduktion der durch die Einmalvergütung geförderten Anlagen betrug 2021 knapp 2'000 GWh. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sollen Anlagen ohne Eigenverbrauch bis zu 60 Prozent der Investitionskosten von Referenzanlagen erhalten können. Diese Förderung soll per Auktion vergeben werden können. Das Parlament hat diese Förderung mit der und der parla-

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		<p>mentarischen Initiative 19.443 vorgezogen. Die entsprechende Verordnungsrevisionen hat der Bundesrat per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.</p>
<p>Marktprämie (Art. 30 und 31)</p>	<p>Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW haben Anspruch auf eine Marktprämie, sofern sie die Elektrizität aus diesen Anlagen am Markt zu Preisen unterhalb der Gestehungskosten verkaufen müssen. Die Marktprämie ist bei 1 Rp./kWh gedeckelt.</p>	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 406 Mio. CHF an Marktprämie ausbezahlt.</p> <p>Das Instrument war ursprünglich bis Ende 2022 befristet. Mit der parlamentarischen Initiative 19.443 wurde die Marktprämie bis Ende 2030 verlängert.</p>
<p>Investitionsbeiträge Grosswasserkraft (Art. 26 sowie 24, 28 und 29 EnG)</p>	<p>Betreiber von Grosswasserkraftanlagen können für Neuanlagen sowie für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MWbr (mittlere mechanische Bruttoleistung) einen Investitionsbeitrag beantragen. Damit sollen der Zubau und die Flexibilisierung der Wasserkraft gefördert werden. Bis 2030 stehen jährlich 50 Mio. CHF zur Verfügung.</p>	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Die EnFV-Verordnung wurde jährlich revidiert. Insbesondere wurden die Erweiterungskriterien und die Anrechenbarkeit von Geldzuflüssen präzisiert. Zudem wird neu die Speicherung von zusätzlicher Energie stärker beanreizt (40 Prozent statt 35 Prozent).</p> <p>Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 147 Mio. CHF an Investitionsbeiträgen für Grosswasserkraftwerke zugesprochen. Die erwartete Produktion der Anlagen nach der Investition beträgt ca. 4'469 GWh/a.</p> <p>Im Rahmen der parlamentarischen Initiative 19.443 werden die zur Verfügung stehenden Mittel für die Grosswasserkraft auf jährlich 100 Mio. CHF (0.2 Rp./kWh/a) verdoppelt. Zudem werden Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen maximal 60 Prozent der Investitionskosten (bisher 40%) und erhebliche Erneuerungen maximal 40 Prozent (wie bisher) erhalten können. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) werden für die Deckelung des Investitionsbeitrags nicht mehr massgebend sein. Der Bundesrat hat die entsprechenden Verordnungsrevision per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		<p>Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind zudem Projektierungsbeiträge und eine Verlängerung der Förderung mittels Investitionsbeiträgen bis 2035 vorgesehen.</p>
<p>Investitionsbeiträge Kleinwasserkraft (Art. 26 sowie 24, 28 und 29 EnG)</p>	<p>Betreiber von Kleinwasserkraftanlagen können für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kWbr und maximal 10 MWbr einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen. Damit soll der Zubau und die Flexibilisierung der Wasserkraft gefördert werden. Bis 2030 stehen jährlich ca. 10 bis 20 Mio. CHF zur Verfügung.</p>	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Die EnFV-Verordnung wurde jährlich revidiert. So wurden insbesondere die Erweiterungskriterien, die Anrechenbarkeit von Geldzuflüssen präzisiert. Neu gelten zudem Kraftwerke an bestehenden Ausleit- und Unterwasserkanälen als selbstständig betreibbar.</p> <p>Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 64 Mio. CHF an Investitionsbeiträgen für Kleinwasserkraftwerke zugesprochen. Die erwartete Produktion der Anlagen nach der Investition beträgt ca. 191 GWh/a.</p> <p>Im Rahmen der parlamentarischen Initiative 19.443 sollen Neuanlagen ab 1 MW Leistung maximal 60 Prozent der Investitionskosten – als Ablösung der KEV – erhalten können. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten (NAM) sollen für die Deckelung des Investitionsbeitrags nicht mehr massgebend sein. Für erhebliche Erneuerungen und Erweiterungen gelten die gleichen Maximalsätze wie für die Grosswasserkraft (40 % bzw. 60 %). Der Bundesrat hat die entsprechenden Verordnungsrevision per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.</p> <p>Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind zudem Projektierungsbeiträge und eine Verlängerung der Förderung mittels Investitionsbeiträgen bis 2035 vorgesehen.</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
<p>Investitionsbeiträge Biomasseanlagen (Art. 27 sowie 24, 28 und 29 EnG)</p>	<p>Kehrichtverbrennungsanlagen, Klärgasanlagen sowie Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung können einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen. Der Investitionsbeitrag beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten (d. h. derjenigen Investitionskosten, die in einem direkten Zusammenhang mit der Stromerzeugung stehen) und maximal 100 Prozent der nicht amortisierbaren Mehrkosten.</p>	<p>In Kraft seit 1.1.2018</p> <p>Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 13 Mio. CHF an Investitionsbeiträgen für Biomasseanlagen zugesprochen. Die erwartete Produktion beträgt ca. 109 GWh/a.</p> <p>Im Rahmen der parlamentarischen Initiative 19.443 soll der Anreiz für Biomasseanlagen auf maximal 60 Prozent der Investitionskosten erhöht werden. Es ist also zu erwarten, dass die Zahl der Gesuche ansteigen wird. Der Investitionsbeitrag für Kläranlagen und Kehrichtverbrennungsanlagen soll bei 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten bleiben. Der Bundesrat hat die entsprechenden Verordnungsrevision per 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt.</p> <p>Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind zudem Projektierungsbeiträge und eine Verlängerung der Förderung mittels Investitionsbeiträgen bis 2035 vorgesehen.</p>
<p>Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien (Art. 33 EnG)</p>	<p>Für Geothermie-Projekte zur Stromerzeugung werden Beiträge für die Erkundungs- und Explorationsphase entrichtet oder Geothermie-Garantien gewährt. Damit sollen die geologischen Risiken, denen Geothermie-Projekte ausgesetzt sind (d.h. das Risiko, keine geeigneten geothermischen Ressourcen für die geplante Nutzung an der Oberfläche zu finden) gemindert werden. Diese Beiträge stehen also für die Prospektions- und Explorationsphasen zur Verfügung, in denen die geologischen Risiken am höchsten sind, und decken bis zu 60 Prozent der Investitionskosten der Anlagen im Untergrund ab. Für Garantien und Beiträge stehen bis 2030 jährlich max. 50 Millionen Franken zur Verfügung.</p>	<p>Seit 1.1.2018 in Kraft.</p> <p>Zwischen 2018 und 2021 wurden rund 107 Mio. CHF an Geothermie-Erkundungsbeiträgen und -Garantien freigegeben. Die erwartete Produktion beträgt ca. 109 GWh/a.</p> <p>Im Rahmen der parlamentarischen Initiative 19.443 sollen Geothermie-Anlagen neu Investitionsbeiträge anstatt Erkundungsbeiträge erhalten. Geltend gemacht werden können auch die Kosten der Erschliessung des Untergrunds und gewisse Planungskosten in der Prospektions- und Erschliessungsphase. Nach erfolgreichem Abschluss der Erkundungsphase können neu auch Investitionsbeiträge für den Bau von Geothermie-Anlagen zur Stromerzeugung beantragt werden.</p> <p>Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist vorgesehen, dass neu auch</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		für die Erschliessung des Untergrunds Investitionsbeiträge geleistet werden. Die Erschliessung geht weiter als die bisherige Erkundung; sie umfasst die Bestätigung eines vermuteten Geothermie-Reservoirs und die Bestimmung des Ertragspotenzials (Exploration) sowie eine allfällige Rückführung des entnommenen Wassers in das Geothermie-Reservoir.
Eigenverbrauch/Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Art. 16 bis 18 EnG)	Wer selber Strom produziert, kann diesen selber verbrauchen oder sich auch mit Endverbrauchern in einer gewissen räumlichen Nähe zu einer dezentralen Stromproduktionsanlage zum Eigenverbrauch zusammenschliessen. Nebst dem Grundstück, auf welcher die Produktionsanlage liegt, gelten auch umliegende Grundstücke als Ort der Produktion. Der Eigenverbrauch ermöglicht Einsparungen bei den Energiebezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selber Energie zu produzieren.	Seit 1.1.2014 (Eigenverbrauch), resp. seit 1.1.2018 (ZEV) in Kraft. Da die Erträge aus dem Eigenverbrauch für die Rentabilität von Photovoltaik-Anlagen wichtiger sind als die finanzielle Förderung mit der EIV, ist der Zubau der letzten Jahre vor allem auf den die Möglichkeiten des Eigenverbrauchs zurückzuführen. Dabei spielen ZEV eine wichtige Rolle, da so mehrere Verbraucher von der solaren Stromproduktion profitieren können. Im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sind Optimierungen wie die Ausweitung der Möglichkeiten zur Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch vorgesehen.
Richt- und Nutzungspläne der Kantone (Art. 10 und 11 EnG sowie Art. 6 und 8b RPG)	Indem die Kantone Richt- und Nutzungspläne erstellen, signalisieren sie den Entscheidbehörden, dass bestimmte Gebiete grundsätzlich für Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energie geeignet sind. Dies soll dazu beitragen, dass Bauprojekte für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie schneller bewilligt werden.	Seit 1.1.2018 in Kraft. Bereits vor Inkrafttreten des revidierten EnG haben einige Kantone eine Gesamtplanung gemacht, in der die geeigneten Gewässerstrecken ausgeschieden wurden. ARE/BAFU/BFE sind daran, eine Vollzugshilfe für die Umsetzung auszuarbeiten, welche die bestehende Empfehlung Kleinwasserkraft ablösen soll und eine Hilfestellung für die Interessenabwägung auf Stufe Richtplan geben soll. Bisläng haben erst wenige Kantone die neue Bestimmung umgesetzt. Mit der EnV-Revision

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
		22a wurde zudem präzisiert, dass neue Bewilligungen nicht eine kantonale Gesamtplanung voraussetzen müssen.
Nationales Interesse (Art. 12 und 13 EnG)	Neue und bestehende Wasserkraft- und Windenergieanlagen ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung erhalten den Status eines nationalen Interesses. Damit ziehen die Energieanlagen grundsätzlich mit anderen Interessen von nationaler Bedeutung gleich, insbesondere mit dem Schutzniveau von Objekten in den Bundesinventaren des Natur-, Landschafts-, Heimat- oder Ortsbildschutzes (BLN-Gebiete). Damit sollen Projekte zur Produktion erneuerbarer Energie bei der im Bewilligungsverfahren nötigen Interessenabwägung gestärkt und für Investoren attraktiver werden.	Seit 1.1.2018 in Kraft. Verfahren für Projekte von Wasserkraft- und Windenergieanlagen dauern teilweise mehrere Jahrzehnte. Aus diesen Gründen ist es noch verfrüht für eine generelle Aussage zur Wirkung der neuen Bestimmungen.
Bewilligungsverfahren und Begutachtungsfrist (Art. 14 EnG)	Indem die Kantone rasche Bewilligungsverfahren vorsehen und die Kommissionen für Natur- und Heimatschutz ihre Gutachten innert drei Monaten bei den Bewilligungsbehörden einreichen müssen, sollen Bauprojekte für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie schneller bewilligt werden. Für Stellungnahmen und Bewilligungen des Bundes wurden eine koordinierende Verwaltungseinheit eingerichtet (Guichet Unique) und Fristen vorgesehen.	Seit 1.1.2018 in Kraft. Die Eidgenössische Kommission für Natur- und Heimatschutz hat all ihre Gutachten zu Bauprojekten für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie fristgerecht eingereicht. 2018 nahm der Guichet Unique seine Arbeit auf. Seit Anfang 2021 besteht eine Datenbank zu den geplanten, realisierten und abgebrochenen Windenergieprojekten sowie zu Windenergie-Richtplangebieten. Die Koordination der Stellungnahmen von Bundesstellen ist etabliert und verringert den organisatorischen Aufwand für die Projektierenden und die Bundesstellen.
Herkunftsnachweise / Stromkennzeichnung (Art. 9 EnG)	Herkunftsnachweise erleichtern den internationalen Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien und stellen sicher, dass der von Endkunden verbrauchte Strom bis zu seinem Ursprung zurückverfolgt werden kann. Sie dienen der Elektrizitätswirtschaft als Nachweis für die Stromkennzeichnung: Die vollständige Kennzeichnung der Produktionsart des bezogenen Stromes (Volldeklaration, Wegfall von Graustrom) soll gegenüber den	Seit 1.1.2018 in Kraft (Volldeklaration). 2021 stammte der Strom aus Schweizer Steckdosen zu rund 80 Prozent (2020: 76 %) aus erneuerbaren Energien: Zu 68 Prozent aus Grosswasserkraft und zu rund 11.5 Prozent aus Photovoltaik, Wind, Kleinwasserkraft und Biomasse. 18.5 Prozent stammten

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
	Konsumentinnen und Konsumenten mehr Transparenz schaffen.	aus Kernenergie und knapp 2 Prozent aus Abfällen und fossilen Energieträgern.
Beschleunigung der Planungs- und Bewilligungsverfahren	Die Verfahren für den Bau grosser Wasser- und Windkraftanlagen dauern heute oft lange. Der Bundesrat schlägt deshalb vor, die Planungs- und Bewilligungsverfahren für die bedeutendsten Anlagen der Wasserkraft und der Windenergie zu vereinfachen und zu straffen, ohne Abstriche beim Natur-, Umwelt- und Denkmalschutz zu machen. Zudem will er den Ausbau der Photovoltaik vorantreiben, indem die Investitionen für Photovoltaikanlagen auch bei Neubauten steuerlich abgezogen werden können und die Zulassung von Solaranlagen an Fassaden vereinfacht wird (Meldeverfahren statt Bewilligungspflicht).	Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 2. Februar 2022 eine entsprechende Vorlage in die Vernehmlassung gegeben. Aktuell läuft die Auswertung der Vernehmlassung.

12.1.3 Massnahmen im Bereich der Stromnetze

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
Szenariorahmen (Art. 9a StromVG)	Das BFE erstellt einen Szenariorahmen (SZR) als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungsnetze (380/220 kV, Netzebene 1) und des überregionalen Verteilnetzes (36-220 kV, Netzebene 3). Es stützt sich dabei auf die energiepolitischen Ziele des Bundes und auf die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld. Der SZR geht von einer Gesamtenergiebetrachtung aus. Die Vorgaben des SZR CH fliessen in die anschliessende periodische Mehrjahresplanung der Netzbetreiber ein. Der Szenariorahmen soll energie-	Seit 1.1.2019 in Kraft Der Bundesrat hat den ersten Szenariorahmen am 23. November 2022 genehmigt.. Der Szenariorahmen wird alle vier Jahre überprüft und bei Bedarf aktualisiert.

Massnahme / Artikel	Kurzbeschreibung	Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung
	politisch abgestützte Vorgaben für eine zukünftige Netzentwicklung liefern, welche den Transport des Stroms in unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Szenarien gewährleisten kann.	
Mehrkostenfaktor «Kabel – Freileitung (Art. 15c EleG)	Gemäss Elektrizitätsgesetz müssen Leitungen mit einer Spannung von unter 220 kV verkabelt werden, soweit dies technisch und betrieblich möglich ist. Die Gesamtkosten einer Verkabelung dürfen aber im Vergleich zu einer Freileitung nur um einen bestimmten Faktor (Mehrkostenfaktor MKF) höher sein. Der Bundesrat hat den MKF in der Leitungsverordnung (LeV; SR 734.31) auf 2,0 festgelegt.	Seit 1.1.2020 in Kraft Da das Instrument erst per 1. Juni 2020 in Kraft getreten ist, können die Auswirkungen auf den Verkabelungsgrad noch nicht beurteilt werden. Die Entwicklung der Werte wird über die nächsten Jahre beobachtet und der MKF bei Bedarf angepasst.
Beschleunigung der Verfahren mittels Ordnungsfristen im Sachplanverfahren (Art 15f Abs. 3 EleG) sowie im Plangenehmigungsverfahren (Art. 16a EleG)	Als Beschleunigungsmassnahmen mit direkter Auswirkung auf die Verfahrensdauer wurde die Einführung von Ordnungsfristen umgesetzt. So gelten heute für das Sachplan- und das Plangenehmigungsverfahren Regelfristen von jeweils zwei Jahren. Zudem legte der Bundesrat in der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA; SR 734.25) – zusätzlich zu den bereits vorhandenen Behandlungsrufen für das Plangenehmigungsverfahren – diverse neue Fristen für die einzelnen Verfahrensschritte im Sachplanverfahren fest (vgl. Art. 1e ff. EleG). Dadurch werden die Leitbehörden (ESTI/BFE) aber auch die Verfahrensbeteiligten angehalten, die Verfahren innerhalb der vorgegebenen Fristen abzuwickeln. Die Parteien haben ihren Mitwirkungsrechten und -pflichten ohne Verzug nachzukommen.	Seit 1.6.2019 in Kraft Da die gesetzlichen Anpassungen im Rahmen der Strategie Stromnetze erst seit kurzem in Kraft sind, konnte die Wirksamkeit der neuen Regelungen in der Praxis noch nicht umfassend geprüft werden.
Smart Metering (Art. 17a und 17c StromVG)	Bis Ende 2027 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet auf Smart Meter umgerüstet werden. Die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz bleiben. Daten aus dem Einsatz von Mess-, Steuer- und Regelsystemen dürfen von den Netzbetreibern ohne Einwilligung der betroffenen Person lediglich für die Mes-	Seit 1.1.2018 in Kraft Aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums ist es noch nicht möglich, Rückschlüsse auf das Tempo der Umsetzung zu ziehen. Die Überwachung des Rollouts von intelligenten Zählern (Smart Meter Rollout) zeigt allerdings, dass derzeit etwa 20 Prozent der

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
	<p>sung, Steuerung und Regelung, für den Einsatz von Tarifsyste- men sowie für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb, die Netzbilanzierung und die Netzplanung, für die Abrechnung der Energielieferung, des Netznutzungsentgelts und der Vergütung für den Einsatz von Steuer- und Regelsyste- men verwendet werden.</p>	<p>Schweizer Kunden (Stand 2020) einen intelligenten Zähler für ih- ren Stromanschluss haben.</p>
<p>Regel- und Steuer- systeme (Art.17b und 17c StromVG)</p>	<p>Netzbetreiber dürfen intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern oder Erzeugern nur mit deren Zustimmung in- stallieren, ausser wenn dies zur Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs notwendig ist. Bereits installierte intelligente Steuer- und Regelsysteme darf der Netzbetreiber solange einsetzen, bis der Endverbrau- cher den Einsatz ausdrücklich untersagt. Nicht untersagen kann der Endverbraucher den Einsatz zur Abwendung einer unmittel- baren und erheblichen Gefährdung des Netzes</p>	<p>Seit 1.6.2019 in Kraft</p> <p>2020 hat nach Angaben der Verteilnetzbetreiber auf Seiten der Stromverbraucher der Einsatz herkömmlicher Rundsteuerungs- anlagen gegenüber dem Jahr 2019 etwas abgenommen. Auch neuartige Steuerungsanlagen bei den Verbrauchern gingen zu- rück. ein möglicher Grund ist der Rückbau von Rundsteuerungs- anlagen bei gleichzeitigem Einbau von einfachen Schaltungs- möglichkeiten im Smart Meter selber. In deutlich geringerer Zahl sind solche neuartigen Steuerungsanlagen auf Seiten der Stromerzeuger vorhanden, diese haben gegenüber 2019 zuge- nommen.</p>
<p>Flexibilitätsregulie- rung</p>	<p>Ein Gesetzesrahmen für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung soll eingeführt werden. Vorab wird ein Eigentumsrecht definiert, um die Flexibilitäten zu nutzen. Dies soll den jeweiligen Erzeu- gern, Speicherbetreibern oder Endverbraucherinnen und End- verbrauchern zustehen. Grundsätze der Nutzung sollen neu über Verträge mit den Netzbetreibern und Dritten geregelt wer- den. Die Verträge sollen diskriminierungsfrei und für kleinere Flexibilitäten möglichst einheitlich sein. Die Bereitstellung von Flexibilität erhält so einen finanziellen Wert. Verteilnetzbetrei- bern werden – in beschränktem Rahmen – ermächtigt, bei de- zentraler Einspeisung einen gewissen Teil der Einspeisung ab-</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine si- chere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parla- mentarischen Beratung.</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
	<p>zuregeln. Damit wird das Netz entlastet. Die nicht eingespeiste Energie müssen sie vergüten. In Notsituationen dürfen Netzbetreiber auf Flexibilitäten kostenfrei zugreifen (ohne Vertrag). Flexibilitäten sind von den Netzbetreibern bei der Netzplanung zu berücksichtigen, damit sich die Netze kostengünstiger (und intelligenter) entwickeln. Die Kontrolle der Marktentwicklung erfolgt über die Missbrauchsaufsicht durch die EICom.</p>	
Sunshine Regulierung	<p>Ergänzend zur Kostenregulierung soll eine Sunshine-Regulierung (=Transparenzinstrument) eingeführt werden. Damit kann die EICom umfassende Vergleiche der Verteilnetzbetreiber durchführen und diese auf ihrer Webseite veröffentlichen. Die EICom verfolgt bei der Anwendung des Transparenzinstrumentes einen mehrdimensionalen Ansatz, der v.a. Indikatoren für angemessene Kosten und Tarife, die Qualität der Versorgung und der Dienstleistungen sowie die Umsetzung von Veröffentlichungs- und Bekanntgabepflichten umfasst. Es soll auch einen Indikator für intelligente Netze geben. Ansonsten bleibt die Kostenregulierung bestehen. Das BFE wird die Entwicklung der Netzkosten unter der Sunshine-Regulierung alle vier Jahren evaluieren. Kommt es nicht zu genügenden Effizienzsteigerungen im Netzbereich mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten, so unterbreitet der Bundesrat eine Gesetzesvorlage zur Einführung einer Anreizregulierung</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.</p>
Netztarifierung	<p>Im Gesetz soll zunächst eine Verbesserung für dynamische Netztarife geschaffen und die (negative) Diskriminierung der Eigenverbraucher / ZEVs verboten werden. Zudem wird festgehalten, dass Deckungsdifferenzen zeitnah auszugleichen sind. Unterdeckungen «verfallen», wenn sie nicht innert vorgegebener Frist ausgeglichen werden. Für die Verordnung werden grössere Tarifierungsfreiheiten skizziert, v.a. höhere Leistungs-, Kapazitäts- oder Grundpreise bei den leistungsgemessenen</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.</p>

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
	Kunden und mehr Freiheiten für eine dynamische Tarifierung. Zudem soll über die Verordnung die Kostenwälzung zwischen den Netzebenen partiell verbessert werden. Diese Massnahmen sollen die Verursachungsgerechtigkeit in der Netztarifierung verbessern.	
Regulatorische Sandbox	Zur experimentellen Gesetzgebung im Stromversorgungsrecht soll neu eine gesetzliche Grundlage, eine sogenannte regulatorische Sandbox, eingeführt werden. Sie ermöglicht, für eine beschränkte Zeit in einem sachlich und örtlich abgegrenzten Bereich Erfahrungen mit Regelungen zu sammeln, die von gewissen Vorgaben der Stromversorgungsgesetzgebung (StromVG / StromVV) abweichen. Ausnahmen für Vorgaben ausserhalb des StromVG (etwa EnG, EleG oder DSG) sind nicht möglich. Gestützt auf die Erfahrungen in der Sandbox kann anschliessend beurteilt werden, ob, und gegebenenfalls wie, die Stromversorgungsgesetzgebung angepasst werden soll.	Verabschiedung der Botschaft durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.
Sicherer Netzbetrieb / Kaskade	Zur Vermeidung oder Beseitigung einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs soll die Swissgrid im Sinne eines Grundsatzes verpflichtet werden, notwendigen Massnahmen vertraglich vorzubereiten. Dazu werden vertragliche Vereinbarungen zwischen Swissgrid und VNB/Endverbraucher/Erzeuger abgeschlossen. Kommt dies nicht zustande, kann die EICom einen Vertragsabschluss verfügen. Die VNB schliessen entsprechende Verträge mit Akteuren in ihrem Netz (Kaskade). Bei einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs besteht die Pflicht zur Befolgung der Anweisungen gemäss den abgeschlossenen Vereinbarungen. Ausnahmefall: bei unmittelbarer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs und	Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.

<i>Massnahme / Artikel</i>	<i>Kurzbeschreibung</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
	<p>fehlen vertragliche Regelungen, kann die Swissgrid Massnahmen einseitig anordnen.</p> <p>Regelung der Kostentragung: Die Kosten für die Vorbereitung und Durchführung der Massnahmen werden den Netzkosten der Swissgrid zugeordnet. Kosten allfälliger Ersatzmassnahmen tragen die Säumigen. Haftung: Allfällige Schäden bei betroffenen Endverbrauchern gehören nicht zu den Kosten der Durchführung. Es besteht bereits heute kein Anspruch auf ein völlig störungsfreies Netz. Endverbraucher welche in besonderem Masse auf eine ununterbrochene, störungsfreie Stromversorgung angewiesen sind, haben geeignete Vorkehrungen zu treffen (z. B. Notstromaggregat in einem Spital).</p>	

12.1.4 Massnahmen im Bereich Versorgungssicherheit und Markt

<i>Massnahme</i>	<i>Kurzbeschreibung, Ziel und erwartete Wirkung der Massnahme</i>	<i>Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung</i>
Ausbau Erneuerbare Energien	<p>Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien soll rascher Ausgebaut werden. Dies leistet auch im Winter einen bedeutenden (Basis-) Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die bereits heute im EnG verankerten Richtwerte bis 2035 werden dazu zu verbindlichen Zielen erklärt und teilweise erhöht. Neu werden zudem bis 2050 zu erreichende Ausbauziele im EnG aufgenommen. Um die Ziele zu erreichen, erhalten Projektanten Beiträge an ihre Investitionen. Dabei können auch spezifische Kriterien zum Ausbau des Winterstroms vorgesehen werden. Die Beiträge werden von den Stromkonsumenten über den (bestehenden) Netzzuschlag finanziert.</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.</p>

Erzeugungskapazität Winter	Um die heutige Selbstversorgungsfähigkeit von rund 22 Tagen auch nach dem Ausstieg aus der Kernkraft zu erhalten, soll die Speicherproduktion bis 2040 um rund 2 TWh Winterstrom ausgebaut werden. Geeignete Speicherprojekte sollen spezifische Investitionsbeiträge erhalten. Diese werden mit einem zusätzlichen Zuschlag auf das Übertragungsnetz von 0.2 Rp./kWh finanziert. Sollte das Ausbauziel von 2 TWh bis 2040 alleine mit der Grosswasserkraft nicht erreicht werden können, können Ausschreibungen für Kapazitäten aus anderen Technologien durchgeführt werden, die in kürzerer Frist realisierbar und ebenfalls sicher abrufbar und CO2-neutral sind.	Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.
Energiereserve	Zur Absicherung der Energieverfügbarkeit in ausserordentlichen, nicht vorhersehbaren Situationen, soll eine strategische Energiereserve eingerichtet werden. Die Reserve soll über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren durch die Swissgrid kontrahiert werden. Die teilnehmenden Kraftwerksbetreiber verpflichten sich bei Zuschlag, während einer festgelegten Zeitdauer eine bestimmte Mindestenergiemenge im Speicher vorzuhalten bzw. zur Abschaltung bereitzuhalten. Sie erhalten dafür ein Entgelt, welches die Stromkonsumenten über das Netznutzungsentgelt bezahlen.	Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung. Der Bundesrat hat am 16. Februar 2022 entschieden, bereits auf den Winter 2022/23 eine Wasserkraftreserve einzurichten. Die Wasserkraftreserve wurde auf dem Verordnungsweg eingeführt und ist am 1. Oktober 2022 in Kraft getreten. Sie soll später von der in der laufenden Revision des Stromversorgungsgesetzes vorgesehenen Regelung abgelöst werden.
Strommarktöffnung	Bisher ist der Strommarkt in der Schweiz nur für Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh geöffnet. Mit der vollständigen Marktöffnung soll für sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher wie auch für Produzenten und Stromlieferanten eine gleiche Ausgangslage geschaffen werden. Kleine Endverbraucherinnen und Endverbraucher (Haushalte, kleine Unternehmen) werden somit auch von den Vorteilen der freien Wahl profitieren können.	Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.

	<p>Die Neugestaltung des Strommarktes soll die dezentrale Produktion stärken und die Integration der erneuerbaren Energien im Strommarkt verbessern sowie neue, innovative Geschäftsmodelle ermöglichen. So werden beispielsweise Energiegemeinschaften möglich, bei welchen lokal produzierte erneuerbare Elektrizität über Plattformen («Quartierstrom») direkt verkauft werden kann. Dies erlaubt eine bessere Wertschöpfung direkt bei der dezentralen Produktion und verringert damit den Förderbedarf.</p>	
<p>Datahub</p>	<p>Die Dateninfrastruktur im Stromsektor soll gestärkt werden, indem eine leistungsfähige, digitale und nationale Plattform – der Datahub (DH) – aufgebaut wird. Es gilt das Subsidiaritätsprinzip: die Unternehmen der Wirtschaft sollen den Aufbau und den Betrieb des Datahubs in die Wege zu leiten. Der Bund erlässt dazu Governance-Grundsätze. Wird von dieser Möglichkeit nicht innert vordefinierter Frist Gebrauch gemacht, sorgt der Bund für die Einführung eines Datahubs. Alle Marktakteure und die Kunden haben Zugang zum Datahub. Die grundlegenden, wichtigen energiewirtschaftlichen Prozesse werden einheitlich über diesen Datahub abgewickelt. Nur wenige Daten werden zentral vorgehalten (Stammdaten). Stattdessen bindet der DH die dezentralen Datensilos an und vereinfacht die heute komplexen und langsamen Prozesse.</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.</p>
<p>Teilmarktöffnung Messwesen</p>	<p>Für das Messwesen sollen die Verantwortlichkeiten und die gesetzlichen Wahlfreiheiten geklärt werden: Grosse Endverbraucher sowie alle Erzeuger und Speicherbetreiber sollen ihren Anbieter für den Messstellenbetrieb und für die Messdienstleistungen frei wählen können. Zudem soll unabhängig vom jährlichen Elektrizitätsverbrauch die Wahlfreiheit für alle Eigenverbraucher und bestimmte Endverbrauchergruppen gelten, die im Zusammenhang mit verbrauchsseitiger Flexibilität oder Energiesparmassnahmen Zugriff auf ihre Messdaten benötigen (relevant für die Entwicklung neuer Energiedienstleistungen).</p>	<p>Verabschiedung der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien durch den Bundesrat am 18.6.2021. Die Vorlage befindet sich in der parlamentarischen Beratung.</p>

<p>Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen</p>	<p>Die starken Preisausschläge auf den Energiemärkten haben dazu geführt, dass Stromunternehmen mehr finanzielle Mittel brauchen, um die mit dem Stromhandel verbundenen Sicherheitsleistungen zu decken. Um zu vermeiden, dass ein unkontrollierter Ausfall eines grösseren Unternehmens die Versorgungssicherheit der Schweiz gefährdet, hat der Bundesrat beschlossen, hat der Bundesrat am 18. Mai 2022 die Botschaft für ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen an das Parlament überwiesen. Mit diesem Rettungsschirm soll sichergestellt werden, dass die Stromversorgung in der Schweiz auch dann funktioniert, wenn es durch weitere starke Preisaufschläge im internationalen Stromhandel zu einer Kettenreaktion in der Strombranche kommt, die einen Systemkollaps zur Folge haben könnte. Systemkritische Schweizer Stromunternehmen sollen im Fall von aussergewöhnlichen Marktentwicklungen beim Bund Darlehen zur Überbrückung von Liquiditätsengpässen beziehen können. Der Rettungsschirm soll nur temporär bis Ende 2026 zur Verfügung stehen. Anschliessend sind weitere Massnahmen geplant, um die Strombranche widerstandsfähiger zu machen. Dazu gehören Vorschriften, die dafür sorgen, dass wichtige Funktionen wie die Stromproduktion jederzeit weiterbetrieben werden können (Business Continuity Management), ein Gesetz zur Integrität und Transparenz des Grosshandels von Strom und Gas sowie allfällige Vorgaben zur Liquidität und Kapitalausstattung.</p>	<p>Der Bundesrat hat am 18. Mai 2022 die Botschaft für ein dringliches Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen für Stromunternehmen an das Parlament überwiesen. Das Parlament hat die Vorlage in der Sommer- und Herbstsession 2022 beraten und sie auf den 1. Oktober 2022 dringlich in Kraft gesetzt.</p>
--	--	--



12.2 Umweltauswirkungen

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen und Umweltbelastungspunkte der verschiedenen Technologien (KBOB 2022)

Ökobilanzdaten im Baubereich		KBOB / ecobau / IPB 2009/1:2022		
ENERGIE	Bezug		UBP ²¹	Treibhausgas- emissionen
	Grösse	Einheit Unité		
			UBP	kg CO ₂ -eq
Elektrizität vom Netz				
Atomkraftwerk	Endenergie	kWh	675	0.024
Erdgaskombikraftwerk GuD	Endenergie	kWh	622	0.480
Erdgaskraftwerk	Endenergie	kWh	945	0.743
Braunkohlekraftwerk	Endenergie	kWh	1'610	1.36
Steinkohlekraftwerk	Endenergie	kWh	1'530	1.23
Kraftwerk Schweröl	Endenergie	kWh	1'570	1.07
Kehrichtverbrennung	Endenergie	kWh	55.6	0.007
Heizkraftwerk Holz	Endenergie	kWh	172	0.038
Blockheizkraftwerk Diesel	Endenergie	kWh	1'180	0.841
Blockheizkraftwerk Gas	Endenergie	kWh	826	0.648
Blockheizkraftwerk Biogas	Endenergie	kWh	511	0.364
Photovoltaik	Endenergie	kWh	151	0.048
Photovoltaik Schrägdach	Endenergie	kWh	176	0.055
Photovoltaik Flachdach	Endenergie	kWh	161	0.053
Photovoltaik Fassade	Endenergie	kWh	221	0.072
Photovoltaik Schrägdach Mono-Si	Endenergie	kWh	177	0.055
Photovoltaik Schrägdach Multi-Si	Endenergie	kWh	179	0.055
Photovoltaik Schrägdach CdTe	Endenergie	kWh	144	0.037
Photovoltaik Schrägdach CIS	Endenergie	kWh	164	0.048
Windkraft	Endenergie	kWh	110	0.028
Wasserkraft	Endenergie	kWh	77.0	0.012
Pumpspeicherung	Endenergie	kWh	666	0.169
Heizkraftwerk Geothermie	Endenergie	kWh	143	0.031
CH-Verbrauchermix	Endenergie	kWh	513	0.125
CH-Produktionsmix	Endenergie	kWh	329	0.032
Mix Stromprodukte aus erneuerbaren Energien	Endenergie	kWh	81.8	0.015
CH-Lieferantenmix HKN	Endenergie	kWh	265	0.054
ENTSO-E-Mix (ehemals UCTE-Mix)	Endenergie	kWh	935	0.523
Elektrizität am Standort erzeugt, inkl. erneuerbare Energien				
Photovoltaik	Endenergie	kWh	86.7	0.037
Photovoltaik Schrägdach	Endenergie	kWh	110	0.044
Photovoltaik Flachdach	Endenergie	kWh	96.0	0.042
Photovoltaik Fassade	Endenergie	kWh	149	0.059
Photovoltaik Schrägdach Mono-Si	Endenergie	kWh	111	0.043
Photovoltaik Schrägdach Multi-Si	Endenergie	kWh	112	0.043
Photovoltaik Schrägdach CdTe	Endenergie	kWh	80.0	0.027
Photovoltaik Schrägdach CIS	Endenergie	kWh	98.8	0.037
Photovoltaik Mono-Si in Hybridkollektor	Endenergie	kWh	111	0.049
Windkraft	Endenergie	kWh	49.8	0.019
Biogas	Endenergie	kWh	411	0.322
Biogas, Landwirtschaft	Endenergie	kWh	232	0.155
Kleinblockheizkraftwerk, Erdgas	Endenergie	kWh	943	0.768
Kleinblockheizkraftwerk, Biogas	Endenergie	kWh	569	0.432

12.3 Beispiele Forschungsprojekte

Netze: Lösungen für intelligente Verteilnetze

Die Stromproduktion wandelt sich durch den vermehrten Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien. Die Stromproduktion findet immer mehr auch im Verteilnetz statt. Die Anforderungen an die Spannungsqualität bleiben bestehen, sie aber jederzeit einzuhalten, erfordert eine neuartige Überwachung und Steuerung der Stromnetze. Das Start-up «Depsys» der Fachhochschule Yverdon hat mit «GridEye» und dazugehörigen Algorithmen eine solche Möglichkeit entwickelt, Smartgrids und der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien werden dadurch unterstützt und die Notwendigkeit des Netzausbaus reduziert. GridEye-Module messen die Spannung an Knotenpunkten im Verteilnetz und können vielerorts steuernd eingreifen. Sie kommunizieren über das Stromnetz oder drahtlos mit umliegenden Modulen und können auch ohne einen zentralen Server das umliegende Netz innerhalb der Grenzwerte sicher betreiben. Durch die Weitergabe der Daten an ein Netzleitsystem wird eine optimale Steuerung des Verteilnetzes ermöglicht. Zur Entwicklung beigetragen haben Projekte im BFE-Forschungsprogramm «Netze» sowie ein Innosuisse- und ein Pilot- und Demonstrationsprojekt. Ausserdem profitierte Depsys seit 2017 von insgesamt sieben Fellowships für Nachwuchsforschende im Rahmen der Marie Skłodowska-Curie Aktionen des achten EU-Rahmenprogramms, Horizon 2020. In der 2015er-Ausgabe von «Energieforschung und Innovation» wurde GridEye vorgestellt; weitere Informationen: [BFE-Broschüre «Energieforschung und Innovation» \(Ausgabe 2015\)](#), www.depsys.ch.

Photovoltaik: Spitzentechnologie aus der Schweiz

Seit den 80er-Jahren unterstützt das BFE den Aufbau der Photovoltaik (PV) am Standort Neuenburg, bis 2009 an der Universität Neuenburg, heute an der dortigen EPFL und am CSEM (PV-Center seit 2013). 2009 baute die Roth & Rau Research, welche heute zu Meyer Burger Technology (MBT) gehört, ein Forschungszentrum bei Neuenburg aufgebaut. In den letzten 10 Jahren wurde mit Unterstützung des BFE und der Innosuisse eine Spitzentechnologie im Bereich kristalliner Solarzellen erforscht, entwickelt und auf Pilotmassstab erprobt. Bis 2019 hat MBT hierfür Produktionsanlagen am Markt angeboten, seit 2020 wird eine eigene 400 MW-Produktion aufgebaut im ehemaligen «Solar Valley» der deutschen Solarindustrie in Sachsen-Anhalt. Ausbaupläne bestehen bis zu 5 GW. Es gibt auch Ideen für eine mögliche Produktion am Standort Schweiz.

Grundlage hierfür bildet die in der Schweiz mitentwickelte so genannte Heterojunction-Technologie (HJT) in Kombination mit einer speziellen Zellverbindungstechnologie (SmartWire). Die MBT-Technologie gehört mit 25.4% Wirkungsgrad auf industriellen Anlagen zu den Rekordhaltern im Bereich kristalliner Solarzellen. Hohe Wirkungsgrade sind entscheidend zur weiteren Absenkung der Gestehungskosten von PV. Der norwegische Hersteller REC produziert bereits seit 2019 mit einer 600 MW-Linie von MBT und bietet HJT-Hochleistungsmodule («REC Alpha») erfolgreich am Markt an. Diese Entwicklung ging massgeblich dank der langjährigen BFE-Unterstützung vonstatten im Bereich Forschung und Pilot, speziell mit der vom BFE geförderten Swiss Inno HJT-Pilotproduktionslinie. Der Entwicklungsstandort in der Schweiz bleibt auch in Zukunft von zentraler Bedeutung.

Mobilität: Elektrifizierung des Schwerverkehrs

Die Elektrifizierung des Schwerverkehrs bringt sowohl technische Herausforderungen neuer Antriebsarten mit sich, aber auch Fragen nach der Wirtschaftlichkeit (Anschaffungskosten, Infrastrukturkosten). In einem Leuchtturmprojekt hat das BFE die Entwicklung von batterieelektrischen 26-Tonnen-Fahrzeugen zur Abfallentsorgung vorangetrieben. Diese bieten dank eines ökologischen und effizienten Antriebs mit leisem und emissionsfreiem Betrieb und zusätzlich tiefen Unterhaltskosten wesentliche Vorteile gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen. Aus dem Projekt ging die Firma Designwerk Products AG hervor, welche inzwischen eine ganze Reihe von elektrischen Nutzfahrzeugen anbietet (<https://www.futuricum.com/>).

Für längere Fahrstrecken bietet sich Wasserstoff (H₂) in Kombination mit einer Brennstoffzelle zur on-board-Stromerzeugung für elektrischen Lastwagen an. Mit verschiedenen BFE-Projekten konnte die nachhaltige Produktion von Wasserstoff, die technischen und regulatorischen Fragen für eine öffentliche Wasserstofftankstelle und die erfolgreiche Demonstration eines 36-Tonnen-Brennstoffzellenlastwagen als Prototyp aufgezeigt werden. Diese Projekte mit privaten Institutionen und Schweizer Hochschulen bildeten die Grundlagen, dass heute ein auf privatwirtschaftlicher Initiative basierender Roll-Out von sauberen Brennstoffzellen-Lastwagen im Verteilbetrieb im Gange ist, was so weltweit einzigartig ist. Gleichzeitig wird ein landesweites H₂-Tankstellennet aufgebaut (Förderverein <https://h2mobilitaet.ch>, <https://h2energy.ch>, <https://hydros spider.ch>). Die Weiterentwicklung von Brennstoffzellen wird dabei beispielweise von EH Group Engineering vorangetrieben, das als eines der vielversprechendsten europäischen Start-Ups im Rahmen des European Innovation Council-Pilot in Horizon 2020 gefördert wurde.

Gebäude und Städte: Altbauten energetisch optimieren

Die Gebäudesanierung gilt als Schlüsselement zur Erreichung der Schweizerischen Energie- und Klimaziele. Die Herausforderung besteht allerdings darin, die Hausbesitzenden zu einer entsprechenden Investition zu bewegen. Entsprechende finanzielle Anreize werden durch das Gebäudeprogramm gesetzt. Auf der technologischen Seite braucht es aber auch attraktive und innovative Lösungen, sowie Planungssicherheit.

Auf letztere zielte das BFE Forschungsprojekt «Compare Renove», worin die energetischen Sanierungen von 26 Mehrfamilienhäusern mit 3000 Wohnungen aus energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten untersucht wurden. Basierend auf der Analyse des Wärme-Performance Gaps wurde ein realistisches Optimierungspotential ermittelt und allgemeine Empfehlungen zur Vermeidung eines solchen abgeleitet. Anhand von Fallbeispielen wurden spezifische energetische Sanierungsmassnahmen hinsichtlich ihrer Funktionalität, Kosten und Nutzungseffizienz analysiert. Schliesslich wurden auf umfangreichen Simulationen basierende Empfehlungen für das Design und die Dimensionierung solcher Anlagen erarbeitet.

Beispielhaft für eine technologische Innovation können Vakuumfenster genannt werden. Eine solche Entwicklung förderte das BFE 2009 im Projekt «Development of vacuum glazing with advanced thermal properties». Hier wurde das Grundlagenwissen erarbeitet, das 10 Jahre später wiederum mit BFE-Unterstützung als P+D-Projekt «Entwicklung hochisolierender Fenstersysteme mit Vakuumgläsern und ultraschlanker opaker Fassadenteile» realisiert wurde. Damit konnte bewiesen werden, dass eine Minerergie-A Gebäudehülle mit Vakuumgläsern (12mm, U-Wert 0.4 W/m²K) und mit ultraschlanken Wänden (10 cm dank Aerogel-Dämmung) realisiert werden kann. Vakuum-Isolierglas wird heute für grosse Fensterflächen (>85% Glasanteil) sowie zur Sanierung historischer Fenster empfohlen.

12.4 Überblick der sich in Entwicklung befindlichen SMR-Konzepte

Design	Net output per module (MWe)	Number of modules (if applicable)	Type	Designer	Country	Status
Single unit LWR-SMRs						
CAREM	30	1	PWR	CNEA	Argentina	Under construction
SMART	100	1	PWR	KAERI	Korea	Certified design
ACP100	125	1	PWR	CNNC	China	Construction began in 2019
SMR-160	160	1	PWR	Holtec International	United States	Conceptual design
BWRX-300	300	1	BWR	GE Hitachi	United States-Japan	First topical reports submitted to the US NRC and to the CNSC as part of the licensing process
CANDU SMR	300	1	PHWR	SNC-Lavalin	Canada	Conceptual design
UK SMR	450	1	PWR	Rolls Royce	United Kingdom	Conceptual design
Multi-module LWR-SMRs						
NuScale	50	12	PWR	NuScale Power	United States	Certified design. US NRC design approval received in August 2020
RITM-200	50	2	PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Land-based nuclear power plant – conceptual design
Nuward	170	2 to 4	PWR	CEA/EDF/Naval Group/TechnicAtome	France	Conceptual design
Mobile SMRs						
ACPR50S	60	1	Floating PWR	CGN	China	Under construction
KLT-40S	35	2	Floating PWR	OKBM Afrikantov	Russia	Commercial operation
Gen IV SMRs						
Xe-100	80	1 to 4	HTGR	X-energy LLC	United States	Conceptual design
ARC-100	100	1	LMFR	Advanced Reactor Concepts LLC	Canada	Conceptual design
KP-FHR	140	1	MSR	Kairos Power	United States	Pre-conceptual design
IMSR	190	1	MSR	Terrestrial Energy	Canada	Basic design
HTR-PM	210	2	HTGR	China Huaneng/CNEC/Tsinghua University	China	Under construction
EM2	265	1	GMFR	General Atomics	United States	Conceptual design
Stable Salt Reactor	300	1	MSR	Moltex Energy	United Kingdom	Pre-conceptual design
Natrium	345	1	SFR	Terrapower/GE Hitachi	United States	Conceptual design
Westinghouse Lead Fast Reactor	450	1	LMFR	Westinghouse	United States	Conceptual design
MMRs						
eVinci	0.2-5	1	Heat pipe reactor	Westinghouse	United States	Basic design
Aurora	2	1	LMFR	Oklo	United States	Licence application submitted to the US NRC
U-Battery	4	1	HTGR	Urenco and partners	United Kingdom	Basic design
MMR	5-10	1	HTGR	USNC	United States	Basic design

Tabelle 8: Überblick der sich in Entwicklung befindlichen SMR-Konzepte, aufgeteilt nach Leichtwasserreaktoren mit einer oder mehreren Einheiten (LWR-SMR), mobile SMR, SMR der Generation IV sowie Mikromodular-Reaktoren (MMRs) gemäss (NEA, 2021).

Legende: SWR = Siedewasserreaktor; PWR = Druckwasserreaktor; MSR = Flüssigsalzreaktor; LMFR = Schneller Flüssigmetall-Reaktor; GMFR = Schneller Gas moderierter Reaktor; HTGR = Hochtemperatur-Gasreaktor; SFR = schneller Natrium gekühlter Reaktor; PHWR = Schwerwasserreaktor.

CEA = Kommission für alternative Energien und Atomenergie; CGN = China General Nuclear; CNEA = Comisión Nacional de Energía Atómica; CNEC = China Nuclear Engineering Corporation; CNNC = China National Nuclear Corporation; KAERI = Korea

Atomic Energy Research Institute; Wenn nicht anders angegeben, sind alle Reaktoren landgestützt. RITM-200-Einheiten wurden bereits für die Eisbrecher „Arktika“, „Sibir“ und „Ural“ gebaut, allesamt nuklearbetriebene Eisbrecher.

12.5 Entwicklungsstand von neuartigen Reaktoren (SMR und der Generation IV) nach Ländern

Die hier aufgeführten Informationen stammen im Wesentlichen aus den Pressemitteilungen der in obiger Tabelle aufgeführten Unternehmen; aus diesem Grund sind die Einschätzungen als eher optimistisch einzustufen.

In den **USA** gab es im vergangenen Jahrzehnt eine «Renaissance» von Reaktoren mit geringen Leistungen. So wurde 2015 berichtet, dass alleine in Nordamerika rund 50 Unternehmen, unterstützt durch 1,3 Milliarden US-Dollar an privatem Kapital, an SMR-Reaktortechnologien forschen. Eine nähere Analyse legt nahe, dass von diesen Unternehmen rund ein Dutzend an Fusionsreaktoren oder neuen Brennstoffen arbeitet und sie somit eher langfristige Konzepte verfolgen.

So konzipiert die Firma TerraPower mit Bill Gates und Warren Buffett als Hauptinvestoren zwei Reaktorbaulinien, den sog. Traveling Wave Reactor, und einen schnellen Flüssigsalzreaktor (basierend auf Chloriden), beide mit langem Entwicklungshorizont. Zudem hat TerraPower verkündet, dass bis 2029 ein natriumgekühlter Reaktor am Standort Kemmerer im Bundesstaat Wyoming fertiggestellt werden soll (WNN, 2021b). Dieser Reaktor soll gemäss Herstellerangaben den Kernbrennstoff bis zu viermal besser ausnutzen als LWR und durch höhere Betriebstemperaturen (um 550 °C) einen höheren thermischen Wirkungsgrad haben. Die 345 MW_e-Anlage ist zudem mit einem thermischen Flüssigsalz-Wärmespeicher ausgestattet, in dem in Niedriglastzeiten überschüssige Energie zwischengespeichert und dann zu Spitzenlastzeiten verstromt werden kann. Damit können schnelle Lastwechsel gefahren werden.

Der schnelle Blei-gekühlte Reaktor (LMFR) von Westinghouse ist gemäss Unternehmensangaben ein mittelgrosser, passiv sicherer modularer Reaktor. Die Verwendung von Blei als Kühlmittel mit einem Siedepunkt von über 1700 °C ermöglicht einen Hochtemperaturbetrieb bei atmosphärischem Druck, ohne Bedenken hinsichtlich des Siedens des Kühlmittels. Dies erhöht den thermodynamischen Wirkungsgrad und erleichtert das Erreichen einer inhärenten Sicherheit im Vergleich zu Druckwasser-Systemen (Westinghouse, kein Datum).

Der Xe-100 ist ein Hochtemperatur-Kugelhaufen-Gasreaktor der Firma X-Energy mit einer geplanten Leistung von etwa 300 MWe, welcher gemäss Unternehmensangaben bis 2027 realisiert werden soll (WNN, 2017).

Die **kanadische** Firma Terrestrial Energy entwickelt einen Flüssigsalz-Reaktor (IMSR). Der IMSR ist ein „Brenner“-Reaktor, der einen flüssigen Brennstoff anstelle eines herkömmlichen festen Brennstoffs verwendet; diese Flüssigkeit enthält den Kernbrennstoff und dient auch als Primärkühlmittel. Der Abschluss der ersten Phase des Vorverkaufs-Reviews bei der kanadischen Aufsichtsbehörde Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) als erstes Generation IV System erfolgte 2017. Gemäss Unternehmensangaben könnte der erste Reaktor im Jahr 2028 ans Netz gehen (powermag.com, 2021). Weiter hat die kanadische Aufsichtsbehörde im Mai 2021 die erste Phase des Vorverkaufs-Reviews für den kleinen modularen 300 MWe-Flüssigsalzreaktors (SSR-W 300, waste burner) der Firma Moltex Energy abgeschlossen (WNN, 2021c), welcher in Point Lepreau gebaut werden soll.

Im Bereich der SMR-Konzepte kann das **britische** Unternehmen Rolls-Royce, welches auch die Antriebe für Atom-U-Boote baut, Entwicklungsaktivitäten im Bereich Druckwasserreaktoren, welche aller-

dings nicht zur Generation IV gehören, vorweisen (WNN, 2021d). Weiter ist der „U-Battery“-Kleinst-Reaktor zu erwähnen, ein Hochtemperatur-Gas-Reaktor, welcher im Jahr 2028 realisiert sein soll.

Frankreich ist in Europa führend in der Kernenergieindustrie. Die drei EPR-Kraftwerke (Olkiluoto, Flammenville, Hinkley Point C), die sich in Europa im Bau oder bereits in Betrieb befinden, basieren auf französischer Technologie der Generation III+. Frankreich musste aber im Jahr 2019 einen wichtigen Rückschlag bei der Entwicklung eines Generation-IV-Reaktors verzeichnen. So wurde die Entwicklung eines Natrium-gekühlten Schnellen-Brüter-Reaktors (Projekt ASTRID) eingestellt, nachdem das Projekt seit 2010 mit 653 Mio. Euro unterstützt worden war (Reuters, 2019). Gemäss der französischen Kommission für alternative Energien und Atomenergie (CEA) sind keine weiteren neuen Konzepte in der Entwicklung. Im Februar 2022 kündigte Präsident Macron an, bis zu einer Milliarde Euro staatliche Unterstützung für die Entwicklung des Nuward SMR bereitzustellen, damit ein erster Prototyp bis 2030 erstellt werden kann (WNN, 2022).

Die Pläne in **Russland** für natriumgekühlte Schnellreaktoren der BN-Serie sind Teil von Rosatoms „Breakthrough“-Projekt zur Entwicklung schneller Reaktoren mit einem geschlossenen Brennstoffkreislauf, dessen Mischoxid-Brennstoff wiederaufbereitet und recycelt wird. Neben dem BN-600-Reaktor ging im Oktober 2016 der 789-MWe-BN-800-Neutronenreaktor für schnelle Neutronen – gebaut als Beloyarsk-Block 4 – in den kommerziellen Betrieb. Dies sind grosse Reaktoren auf dem Weg zur Generation IV, welche nicht den SMR zugerechnet werden können. Der russische Kernbrennstoffhersteller TVEL hat im Juni 2021 den Beginn des Baus eines 300-MW-Kernkraftwerks bekannt gegeben, das mit dem innovativen bleigekühlten Schnellreaktor BREST-OD-300 am Standort des Sibirischen Chemiekombinats in Seversk ausgestattet wird. Dieser Reaktor wird mit gemischtem Uran-Plutonium-Nitrid-Brennstoff (MNUP) betrieben, mit welchem bereits abgebrannter Brennstoff recycelt und somit der Restabfall reduziert wird (WNN, 2021e).

In **Japan** befindet sich der „High Temperature Engineering Test Reactor“ (HTTR) in Betrieb. Die Entwicklung dieses Reaktors reicht in das Jahr 1969 zurück. Der Bau erfolgte in den Jahren von 1991 bis 1997, die Erstkritikalität wurde 1998 erreicht. Beim HTTR handelt es sich um einen Hochtemperaturreaktor, der bei 950 Grad Celsius betrieben wird. Nach dem Unfall von Fukushima im Jahr 2011 wurde der Versuchsreaktor abgeschaltet. Mit dem Erfüllen der neuen Sicherheitsauflagen konnte die Versuchsanlage im Jahr 2021 den Betrieb wieder aufnehmen (WNN, 2021f).

Bereits in den 1980er Jahren hat **China** das Hochtemperatur (HTR)-Konzept aus Deutschland und Südafrika importiert und darauf aufbauend den gasgekühlten Kugelhaufenreaktor (HTR-PM) entwickelt. Der Demonstrationsreaktor in der Provinz Shandong wurde im November 2021 hochgefahren und wurde inzwischen ans Netz angeschlossen (Nuclear Asia, 2021). Die Anlage verfügt über zwei kleine Reaktoren, die eine einzelne 210-MWe-Turbine antreiben. Der HTR-PM folgt auf Chinas HTR-10, einen gasgekühlten 10-MWth-Hochtemperatur-Experimentalreaktor am Institute of Nuclear & New Energy Technology der Tsinghua-Universität, der im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurde und 2003 seine volle Leistung erreichte.

Die Bauarbeiten für den zweiten natriumgekühlten CFR-600-Kernreaktor in der chinesischen Provinz Fujian haben im Dezember 2020 begonnen. Der CFR-600 ist Teil von Chinas Plan, einen geschlossenen Kernbrennstoffkreislauf zu erreichen.

Die staatliche Forschungseinrichtung KAERI (**Korea Atomic Energy Research Institute**) hat in 1997 mit der Entwicklung des SMART-Konzepts begonnen, welches allerdings noch nicht der Generation IV zugeordnet werden kann. Ursprüngliche Motivlage war damals schon der Export insbesondere mit dem Ziel, es in Länder mit kleinen Stromnetzen und Wasserversorgungsproblemen (Meerwasserentsalzung) zu exportieren. Jedoch ist der Bau eines Prototypreaktors in Südkorea gegenwärtig nicht geplant. Nachdem Südkorea ursprünglich 2017 einen schrittweisen Atomausstieg entschieden hatte, hat die Regierung im Juli 2022 angekündigt, an der Kernenergie festzuhalten und zwei neue Reaktoren zu bauen.

Zu betonen ist, dass zurzeit weltweit verschiedene Unternehmen mit unterschiedlichsten Konzepten Investoren für die Weiterentwicklung von Kernenergie suchen. Zu erwähnen sind beispielsweise die Genfer Firma Transmutex oder die beiden dänischen Startups Copenhagen Atomics und Seaborg Technologies, welche aus universitären Spin-offs entstanden sind.