



VSE-Roadmap Versorgungssicherheit

Massnahmenbeschrieb

Aarau, 9. September 2022

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Kontext und Prioritäten für die Versorgungssicherheit.....	3
1.1	Herausforderungen für die Energie- und Klimastrategie und die Versorgungssicherheit	3
1.2	Stromversorgungssicherheit funktioniert nur als Gesamtsystem	4
1.3	Die Grundlagen für alle Massnahmen sind sofort zu schaffen – ihre Umsetzung braucht Zeit	5
2.	Massnahmen für die Versorgungssicherheit im Detail.....	7
2.1	Verbrauch.....	7
2.2	Produktion und Speicher zentral und dezentral.....	17
2.3	Handel.....	41
2.4	Netze	51
2.5	Verfahren und Akzeptanz	68
2.6	Stromzusammenarbeit CH–EU.....	85
3.	Massnahmentabelle	92
4.	Bearbeitungs-Chronologie	94

1. Kontext und Prioritäten für die Versorgungssicherheit

1.1 Herausforderungen für die Energie- und Klimastrategie und die Versorgungssicherheit

Die Voraussetzungen für die Energie- und Klimastrategie der Schweiz sind gut. Die Schweiz verfügt über eine gute Produktions- und Netzinfrastruktur und ist auf technischer Ebene ins europäische Netz integriert. Sie droht jedoch ins Hintertreffen zu geraten. Zielkonflikte zwischen Schutz und Nutzung und lange Bewilligungsverfahren behindern den raschen Ausbau der erneuerbaren Energien. Zudem gefährdet die Erosion der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit die Importfähigkeit und die Netzstabilität.

Um die gesellschaftlich und politisch gewünschte Versorgungssicherheit zu gewährleisten, braucht es Investitionen ins Gesamtsystem, welche unter funktionierenden Rahmenbedingungen über den Markt geleistet werden. Die Realität zeigt aber, dass der Markt die notwendigen mittel- bis langfristigen Preissignale und Investitionsanreize nicht setzt.

Die Vorschläge des Bundesrates für die Versorgungssicherheit und den Ausbau der erneuerbaren Energien (Mantelerlass, Verfahrensbeschleunigungsgesetz, kurzfristige Massnahmen Wasserkraftreserve und Reservkraftwerke) gehen in die richtige Richtung. Sie müssen optimiert und zügig umgesetzt werden. Sie werden aber alleine nicht ausreichen. Es braucht weitere Massnahmen.

Der VSE präsentiert in der vorliegenden *VSE-Roadmap Versorgungssicherheit (Massnahmenbeschrieb)* eine Gesamtsicht der aus seiner Sicht notwendigen Massnahmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Diese Massnahmen basieren auf Positionen und Stellungnahmen des VSE und von Mitgliedsunternehmen. Zudem greift die Roadmap auch von der EICom vorgeschlagene Massnahmen (Kurzbericht vom 13. Oktober 2021) auf.

Die Energiewirtschaft und ihr nationales und internationales Umfeld entwickeln sich stetig weiter. Diese Veränderungen werden sich auch auf die Versorgungssicherheit auswirken und müssen laufend in die Gesamtsicht der notwendigen Massnahmen einfließen.

Die Gesamtsicht wurde erstmals am 9. Dezember 2021 veröffentlicht¹. Seit dem 24. Februar 2022 hat sich die Welt verändert. Russland hat die Ukraine angegriffen und der Krieg auf dem europäischen Kontinent hat zu einer weltweiten Energiekrise mit Fokus in Europa geführt. Dies just zu einem Zeitpunkt, in der sich die Schweiz und Europa im grössten Umbruch ihrer Energiesysteme befinden und grosse Herausforderungen zu bewältigen haben. In vielen europäischen Ländern waren Gaskraftwerke als Überbrückungstechnologie beim Umbau des Energiesystems vorgesehen. Der VSE hat seine über 40 Massnahmen überprüft. Und sie sind immer noch richtig. Nur wurde ihre Dringlichkeit mit der Energiekrise nur noch dringender.

Im vorliegenden Massnahmenbeschrieb werden die Massnahmen vertieft und mit Umsetzungsvorschlägen konkretisiert. *Die Roadmap hat nicht zum Ziel, Notfallmassnahmen zur Bewältigung einer allfälligen Krisensituation im Winter 2022/2023 aufzuzeigen.*

¹ VSE Roadmap: Gesamtsicht auf die Versorgungssicherheit, Medienmitteilung des VSE, 9.12.2021
<https://www.strom.ch/de/nachrichten/vse-roadmap-gesamtsicht-auf-die-versorgungssicherheit>

1.2 Stromversorgungssicherheit funktioniert nur als Gesamtsystem

Die Versorgungssicherheit kann nur in einem engen Zusammenspiel aller Akteure als Gesamtsystem auf der gesamten Wertschöpfungskette untrennbar gewährleistet werden (End-to-end).

Die verschiedenen Akteure (Energiewirtschaft, Bund, Kantone, ElCom) teilen sich die Verantwortung für dieses Gesamtsystem Versorgungssicherheit. Die Strombranche steht zu ihrer Verantwortung. Geeignete politische und regulatorische Rahmenbedingungen legen die Basis.

Das Gesamtsystem Stromversorgungssicherheit funktioniert nur, wenn alle involvierten Akteure zusammenspielen. Deshalb zeigt die VSE-Roadmap eine Gesamtsicht der notwendigen Massnahmen über die ganze Wertschöpfungskette: vom Verbrauch über Produktion und Speicher zentral-dezentral hin zu Handel und Netze. Ebenfalls berücksichtigt die Roadmap Fragen der Akzeptanz, die Themen Verfahren und Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.

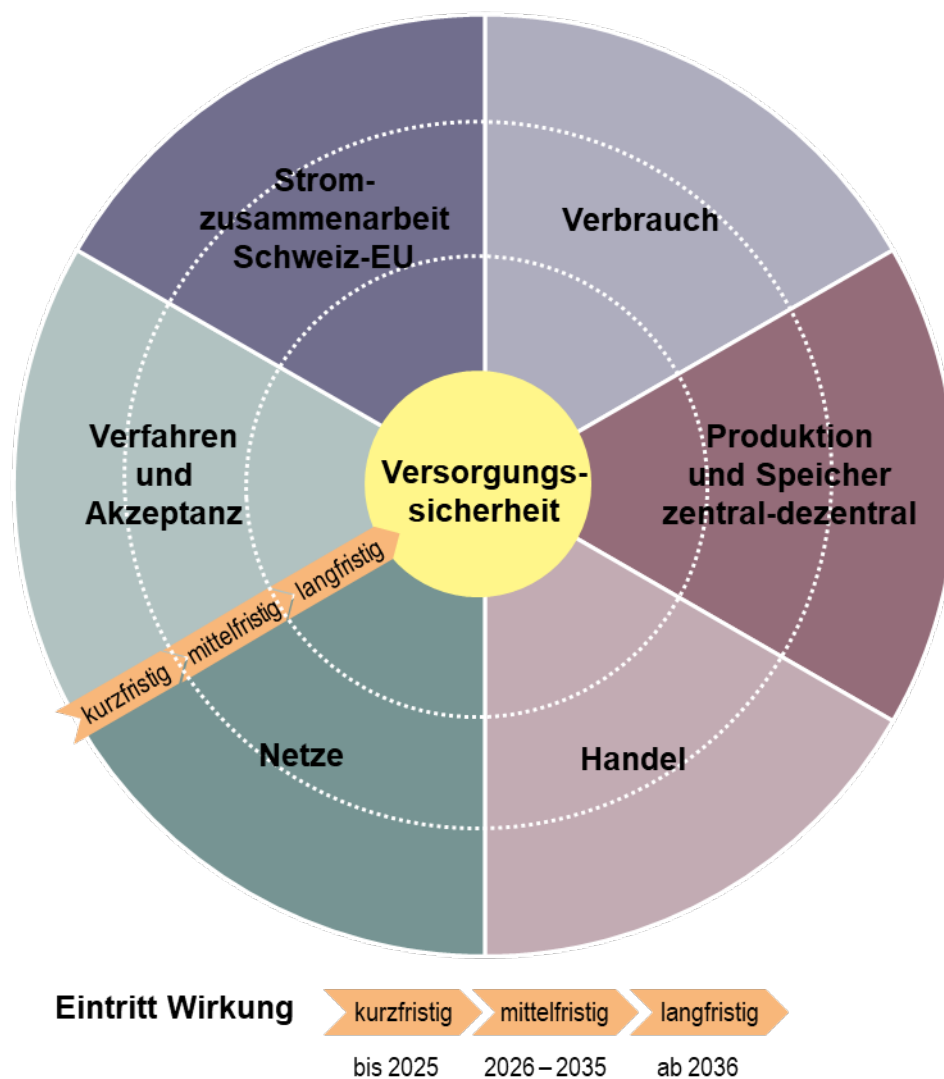


1.3 Die Grundlagen für alle Massnahmen sind sofort zu schaffen – ihre Umsetzung braucht Zeit

Massnahmen für die Versorgungssicherheit sind sofort zu prüfen und einzuleiten, denn sie wirken sich ggf. erst mittel- oder langfristig auf die Versorgungssicherheit aus.

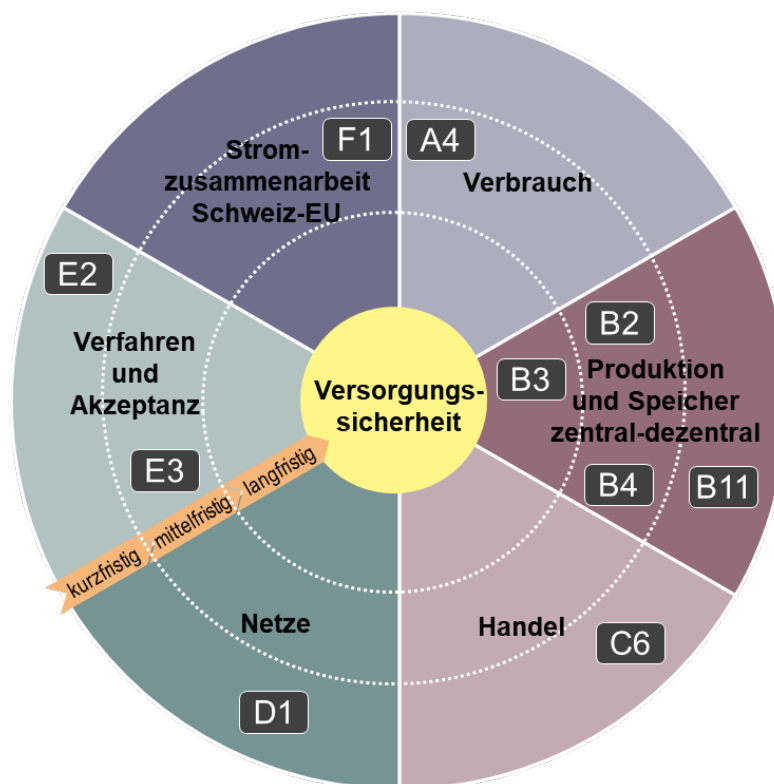
Grösstenteils ist zunächst die Schaffung regulatorischer Grundlagen nötig, bevor Massnahmen konkret umgesetzt werden können. Während Optimierungen und Anpassungen von bestehenden Systemen kurzfristig möglich sind und umgehend wirken, brauchen Gesetzgebungsprozesse sowie die Umsetzung von Infrastrukturanlagen (Projektierung, Finanzierung, Bewilligung, Bau) Zeit, so dass die effektive Wirkung frühestens mittelfristig spürbar wird.

Die Massnahmen sind in der VSE-Roadmap entsprechend ihrer kurz-, mittel- und langfristigen Wirkung auf die Versorgungssicherheit dargestellt.



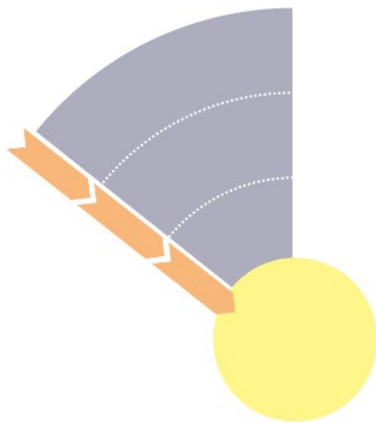
Die 10 prioritären Massnahmen für die Versorgungssicherheit

- A4** Ausweitung Zielvereinbarungen Energieeffizienz
- B2** Zubau Winterproduktion mit alpiner Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasserkraft
- B3** Ausbau Winter-Speicherwasserkapazität
- B4** Technologieoffene Ausschreibung Strom- und Wärmeproduktion dezentral und/oder zentral
- B11** Rasche Etablierung Energiereserve
- C6** Erhöhung Transparenz Netztransferkapazität (NTC) im Verbundnetz
- D1** Sicherheit für Investitionen in Um-/Ausbau und Digitalisierung der Netze aufrechterhalten
- E2** Moderate Umsetzung Umwelt- und Gewässerschutzvorschriften
- E3** Vorgängige übergeordnete Interessenabwägung Schutz/Nutzung
- F1** Bilaterales Abkommen Schweiz-EU



2. Massnahmen für die Versorgungssicherheit im Detail

2.1 Verbrauch



Die Zielerreichung der Energie- und Klimastrategie erfordert eine weitgehende Dekarbonisierung und Dezentralisierung inkl. einer Optimierung des Gesamtenergiesystems mittels Sektorkopplung. Das Schlüsselement dazu ist eine starke Elektrifizierung. Der Stromverbrauch steigt dadurch stark (min. + 28%). Durch den Ausbau der Photovoltaik im Siedlungsgebiet, werden Verbraucher zunehmend auch zu Produzenten (Prosumer). Für die Vermarktung dieser Energie sind innovative Ansätze nötig. Eine hohe Energieeffizienz wird zu einem Pfeiler der Versorgungssicherheit. Die Nutzung des Flexibilitätpotenzials wird zunehmend wichtig.

Liste der Massnahmen

- Vollständige Strommarktöffnung zur Integration der dezentralen erneuerbaren Energien (Massnahme A1)
- Nutzung Flexibilität (Massnahme A2)
- Ausweitung Zielvereinbarungen Energieeffizienz (Massnahme A4)
- Effizienz- und Gebäudestandards (Massnahme A5)
- Ermöglichen der Sektorkopplung (Massnahme A6)

■ Vollständige Strommarktöffnung* zur Integration der dezentralen erneuerbaren Energien (Massnahme A1)

Massnahme A1	
Vollständige Strommarktöffnung* zur Integration der dezentralen erneuerbaren Energien: Ermöglichung marktbasierter Lösungen	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Innovative Lösungen für die Dezentralisierung	kurzfristig

**Position VSE neutral*

Es gibt gute Gründe für, wie auch gute Gründe gegen eine vollständige Strommarktöffnung, diese sind abhängig vom Gesamtkontext. Eine schleichende, indirekte Marktöffnung gilt es jedoch zu vermeiden. Sie führt zu Fehlanreizen, Überregulierung und Ineffizienzen.

Um die Transformation der Energieversorgung zu beschleunigen und zu unterstützen, braucht es innovative Lösungen und Treiber für neue zukunftsorientierte Lösungsansätze. Diese sollen insbesondere auch eine aktive Teilnahme der Endverbraucher an der Energieversorgung ermöglichen und die Energielieferanten bei der Optimierung des Eigenverbrauchs und der Versorgung unterstützen. Die Öffnung des Marktes würde solche innovativen Lösungen grossflächig erst ermöglichen, wie beispielsweise Quartierstrom. Mit einer Marktöffnung könnte jeder Endverbraucher, auch mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh, den Energielieferanten und die von ihm angebotenen auf Kundenwünsche zugeschnittene Produkte (Produktion aus spezifischen Kraftwerken, Speicher, Pooling, etc.) frei wählen.

Aus regulatorischer Sicht wäre bei einer vollständigen Marktöffnung ein vollständiger Verzicht auf eine Grundversorgung sinnvoll, was zu einem echten Regulierungsabbau für die Versorger führen würde. In einem liberalisierten Markt machen die Versorger von sich aus marktkonforme, d.h. kundenbedürfnisorientierte Angebote, um die Kunden halten zu können. Der Markt führt zu angemessenen Angeboten und gibt dem Kunden die Möglichkeit, jederzeit seinen Anbieter zu wählen. Dies hat eine disziplinierende Wirkung auf die Anbieter.

Der VSE anerkennt, dass es ein gewisses politisches Bedürfnis für eine Grundversorgung gibt, soweit die nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes in der Volksabstimmung 2002 erfolgte Lagebeurteilung nach wie vor Gültigkeit hat. Wird an der Grundversorgung festgehalten, ist auf eine Preisregulierung zu verzichten, da sie Gestaltungsmöglichkeiten einschränkt: Dem grundversorgten Kunden stünde ein jährliches Wahlrecht zwischen der Belieferung in der Grundversorgung oder einer Belieferung auf dem freien Markt zu. Der Grundversorger verpflichtet sich im Gegenzug jährlich, den Kunden zu einem fixen und vorgängig publizierten Preis zu beliefern.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht kann bei einer vollständigen Strommarktöffnung nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers bleiben. Die Stromproduktion aus Photovoltaik wird massiv zunehmen (gemäss Energieperspektiven 2050+ von 2.6 TWh im 2020 auf ca. 34 TWh im 2050). Die Mehrheit der PV-Anlagen werden kleine, auf Dachflächen installierte Anlagen sein. Bei derartigen Mengen muss die heute beim Verteilnetzbetreiber angesiedelte Pflicht zur Abnahme und Vergütung dieses Stroms überdacht werden. Statt 600 unterschiedlichen Lösungen sollte es künftig nur noch eine geben, indem eine zentrale Abnahmestelle schweizweit abnimmt und einheitlich vergütet.

Umsetzung Massnahme A1

Begleitmassnahmen bei vollständiger Strommarktöffnung:

Preisregulierung

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 6 Grundversorgung

- 1 Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nicht oder nicht mehr Gebrauch machen, haben Anspruch, vom Netzbetreiber ihres Netzgebiets jederzeit zu angemessenen Tarifen mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden (Grundversorgung).
- 3 Die Grundversorgungstarife müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartigem Bezugsprofil einheitlich sein. Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.
- 4 Der Bundesrat regelt die Grundsätze für die Ermittlung der Vergleichsmarktpreise. Er kann Vorgaben zur Zusammensetzung des Standardstromprodukts machen.

Abnahme- und Vergütungspflicht

Energiegesetz:

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

- 1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.
- 2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.
- 4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.
- 5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).
- 6 Dieser Artikel gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.

■ Nutzung Flexibilität (Massnahme A2)

Massnahme A2	
Nutzung Flexibilität	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Temporäre Verschiebung von Verbrauch und dezentraler Produktion	kurzfristig

Die Nutzung vorhandener Flexibilitäten spielt namentlich eine wichtige Rolle für die Systemintegration der dezentralen und erneuerbaren Energien. Die Flexibilität trägt zu einem effizienten Umbau hin zu dezentralen Strukturen bei.

Auf der Verbraucherseite stellen Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Anlagen in Kombination mit Batterien zukünftig ein relevantes Flexibilitätspotential dar. Damit die Inhaber dieser Flexibilitäten sich als Akteure aktiv an der Optimierung des Energiesystem beteiligen können, braucht es den Abbau regulatorischer Hürden, neue Tarifmodelle sowie die Digitalisierung und Automatisierung von Steuerungen und Prozessen. Die Energie- und Netznutzungskosten von Haushalten und kleinen Unternehmen waren in der Vergangenheit bezogen auf das Haushalts-/Unternehmensbudget eher im unteren Bereich und teilweise bei den Nutzern nicht von grosser Relevanz. Eine Nutzung von Flexibilität beim Anbieter/Inhaber muss deshalb eine einfach verständliche und günstige Lösung sein.

Gemäss den Vorschlägen des Bundesrates im Mantelerlass steht es den Flexibilitätsinhabern frei, ihre Flexibilität selbst zu nutzen (Selbstoptimierung mit PV, etc.) oder diese zur markt-, system- oder netzdienlichen Nutzung anzubieten. Es besteht somit kein Vertragszwang und die verschiedenen Nutzungen stehen zu einander in einem Konkurrenzverhältnis (zur besonderen Bedeutung der netzdienlichen Flexibilität siehe Massnahme D7). Auf regulatorische Vorgaben an die Vergütung der Flexibilität und an entsprechende vertragliche Regelungen ist daher zu verzichten.

Für den Einsatz solcher intelligenter Steuer- und Regelsysteme braucht es seit 2018 die explizite Zustimmung der Inhaber der Flexibilität². Da das Einholen dieser Zustimmung sehr aufwändig ist, ist seit Einführung dieser Regelung ein rückläufiger Einsatz von Steuersystemen zu beobachten³. Das Funktionieren dieses Flexibilitätsmarktes steht und fällt daher mit der Bereitschaft und dem Interesse der Flexibilitätsinhaber, die Flexibilität anzubieten. Die Einführung einer Opt-Out Lösung für die Nutzung von Flexibilitäten für die Netzeffizienz würde es ermöglichen, diese Hürde zu senken, ohne die Rechte der Flexibilitätsinhaber einzuschränken.

Umsetzung Massnahme A2

- Eine gesetzliche Detailregulierung behindert die Entstehung eines Flexibilitätsmarktes und die Entwicklung neuer Lösungen, die den zukünftigen Bedürfnissen der Kunden, der Netzbetreiber sowie weiterer Nutzer entsprechen.

² Art. 17b Abs 3 StromVG: Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern bedarf der Zustimmung der Betroffenen.

³ Energiestrategie 2050, Monitoring-Bericht 2021, Langfassung, BFE, Dezember 2021; s. Kapitel Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität) <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGijYX/Rpb24vZG93bmXvYVQvMTA3NzQ=.html>

■ Ausweitung Zielvereinbarungen Energieeffizienz (Massnahme A4)

Massnahme A4	
Ausweitung Zielvereinbarungen Energieeffizienz: Neu auch für Immobilien und Mobilität	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Energieeffizienz	mittelfristig

Energieeffizienz- und Energiesparmassnahmen unterstützen die Versorgungssicherheit. Aus diesem Grund sollten die erfolgreichen Zielvereinbarungen (Energie-, Stromverbrauch und CO₂-Ausstoss) auf alle Sektoren und Verbraucher ausgeweitet werden.

Der VSE erachtet Verminderungsverpflichtungen als ein zielführendes Instrument. Dazu gehören u.a. Energieeffizienz- und CO₂-Reduktionsmassnahmen, welche zur Versorgungssicherheit beitragen. Die erreichte Lenkungswirkung in Verbindung mit der Möglichkeit zur Abgabebefreiung mittels Zielvereinbarung zeigt sich an der Erreichung der gesteckten Zwischenziele der Wirtschaft.⁴⁵ Die Gesetzgebung sollte daher so ausgestaltet sein, dass auch andere Endverbraucher aus allen Sektoren (z.B. auch Immobilien und Mobilität) eine Zielvereinbarung abschliessen können. Dies soll einerseits die Möglichkeit umfassen, bei Einhaltung einer Emissionsminderungsverpflichtung die CO₂-Abgabe zurückerstattet zu erhalten und andererseits, bei Einhaltung einer Stromeffizienz- oder Stromsparverpflichtung den Netzzuschlag ganz oder teilweise rückerstattet zu erhalten.

Die Prozesse für den Abschluss einer Zielvereinbarung und die Rückerstattung von Abgaben sind möglichst unbürokratisch und schlank auszugestalten, um keine unnötigen Hürden aufzubauen.

Der Geltungsbereich und die Wirkungsweise von Zielvereinbarungen könnten in den Bereichen Energieeffizienz und CO₂-Reduktion einerseits und Stromeffizienz andererseits wie folgt umgesetzt werden:

Energieeffizienz / CO₂-Reduktion

- Ausweitung der bereits bewährten freiwilligen Zielvereinbarungen auf alle (die vielen kleinen) Betriebe (KMU) in der Schweiz und weitere Verbraucher in allen Sektoren (CO₂-Gesetz)
- Energieeffizienz oder Reduktion CO₂: Einhaltung des vereinbarten Reduktionspfads
- Rückerstattung (Befreiung) CO₂-Abgabe bei Zielerreichung

Stromeffizienz

- Ausweitung der bereits bewährten freiwilligen Zielvereinbarungen auf alle (die vielen kleinen) Unternehmen (KMU) in der Schweiz und gegebenenfalls weitere Verbraucher in allen Sektoren (Energiegesetz)
- Stromeffizienz: Umsetzung aller wirtschaftlichen Massnahmen (allenfalls Wiederholungen möglich)
- Rückerstattung (Befreiung) Netzzuschlag bei Zielerreichung
- Finanzierung über Netzzuschlag wettbewerbliche Ausschreibungen 0,1 Rp. Anstelle bzw. zu Lasten Budget Wettbewerblche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen.

⁴ Ziele der Klimapolitik, Überprüfung Ziel 2020, Webseite BAFU
<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/emissionsverminderung/zielerreichung/ziel-2020.html>

⁵ Leistungsausweis Zielvereinbarungen, Webseite EnAW
<https://enaw.ch/ueber-uns/erfolge/>

Der Bundesrat prüft ein System mit einer Lenkungsabgabe auf den Strompreis («Stromlenkungssystem»)⁶. Ein Stromlenkungssystem setzt aus Sicht VSE aber am falschen Ort an. Konsistenter mit der Klima- und Energiestrategie ist ein Hebel, welcher beim Verbrauch von fossilen und nicht jenem von erneuerbaren Energien ansetzt. Entsprechend wurden bisher Anreize gesetzt, fossile durch elektrische Anwendungen zu substituieren. Ein Stromlenkungssystem wäre daher auch problematisch, da zumeist keine Ausweichmöglichkeiten zum Stromverbrauch bestehen. Zudem kann bei einer Erhebung einer Abgabe nicht unterschieden werden zwischen dem erwünschten (Elektrifizierung) und nicht erwünschten Stromverbrauch.

Umsetzung Massnahme A4

CO₂-Gesetz:

Art. 31 Verpflichtung zur Verminderung der Treibhausgasemissionen

- 1 Betreibern von Anlagen ~~bestimmter Wirtschaftszweige~~ wird die CO₂-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet, sofern sie sich gegenüber dem Bund verpflichten, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr ~~2030~~ 2020 in einem bestimmten Umfang zu vermindern (Verminderungsverpflichtung) und jedes Jahr darüber Bericht zu erstatten.
- 2 Der Bundesrat ~~bezeichnet die Wirtschaftszweige und~~ berücksichtigt dabei insbesondere:
 - a. wie sich die Belastung durch die CO₂-Abgabe und die Wertschöpfung des betreffenden Wirtschaftszweigs zueinander verhalten;
 - b. wie stark die CO₂-Abgabe die internationale Wettbewerbsfähigkeit des betreffenden Wirtschaftszweigs beeinträchtigt.

CO₂-Verordnung:

Anhang 7

Streichen

Energiegesetz:

Artikel 39 Anspruchsberechtigte

Streichen

Alternativ:

Art. 39 Anspruchsberechtigte

- 1 Unternehmen wird der bezahlte Netzzuschlag ganz oder teilweise zurückerstattet, sofern sie sich gegenüber dem Bund verpflichten, ihren Elektrizitätsverbrauch zu verringern ~~Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten den bezahlten Netzzuschlag vollumfänglich zurückerstattet.~~
- 2 ~~Endverbraucherinnen und Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 5, aber weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten den bezahlten Netzzuschlag teilweise zurückerstattet; der Betrag richtet sich dabei nach dem Verhältnis zwischen Elektrizitätskosten und Bruttowertschöpfung.~~

⁶ Botschaft des Bundesrates zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, 18.6.2021; s. Kapitel 3.1.5.1 <https://www.admin.ch/opc/de/federal-gazette/2021/1666.pdf>

~~3 Keinen Anspruch auf Rückerstattung haben Endverbraucherinnen oder Endverbraucher des öffentlichen oder privaten Rechts, die überwiegend eine ihnen gesetzlich oder vertraglich übertragene öffentlich-rechtliche Aufgabe wahrnehmen. In Ausnahme dazu erhalten solche Endverbraucherinnen oder Endverbraucher unabhängig von ihrer Stromintensität den Netzzuschlag zurückerstattet, den sie für den Betrieb von Grossforschungsanlagen in Forschungseinrichtungen mit nationaler Bedeutung bezahlt haben; der Bundesrat bezeichnet diese Grossforschungsanlagen.~~

Art. 40 Voraussetzungen

Der Netzzuschlag wird ~~nur~~ zurückerstattet, wenn:

- a. sich die Endverbraucherin oder der Endverbraucher in einer Zielvereinbarung mit dem Bund dazu verpflichtet hat, alle wirtschaftliche Energieeffizienzmassnahmen umzusetzen die Energieeffizienz zu steigern;
- b. die Endverbraucherin oder der Endverbraucher dem Bund regelmässig darüber Bericht erstattet;
- c. die Endverbraucherin oder der Endverbraucher für das betreffende Geschäftsjahr ein Gesuch stellt;
- d. ~~der Rückerstattungsbetrag im betreffenden Geschäftsjahr mindestens 20 000 Franken beträgt.~~

Energiegesetz (Mantelerlass):

Art. 32 Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen

~~3 Er kann in Ergänzung zu Absatz 1 schweizweite Programme für die direkte Ausschreibung von Massnahmen nach Absatz 1 Buchstabe a vorsehen.~~

■ Effizienz- und Gebäudestandards (Massnahme A5)

Massnahme A5	
Effizienz- und Gebäudestandards: Prüfung Verschärfung bestehender oder Einführung neuer Standards	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Energieeffizienz	mittelfristig

Mit der Elektrifizierung rückt der Stromverbrauch immer mehr in den Fokus. Um den Verbrauchsanstieg möglichst zu dämpfen, braucht es die Effizienz einerseits im Gebäudebereich und andererseits beim Elektrizitätsverbrauch (bei Raumwärme, Mobilität, Beleuchtung, Prozessenergie, etc.).

Der Gebäudebereich weist ein grosses Sparpotenzial aus und ist volkswirtschaftlich von grossem Interesse. Die technischen Potentiale im Gebäudebereich werden durch den Gebäudeausweis der Kantone (GEAK) visualisiert. Umsetzungsmassnahmen werden durch das Gebäudeprogramm gefördert. Die Basis dazu bilden die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN). Die Massnahmen beziehen sich auf die Gebäudehülle, resp. auf den Ersatz der Heizsysteme. Diese sind weiter voranzutreiben auch unter Berücksichtigung der Stromeffizienz.

Die elektrischen Widerstandsheizungen verbrauchen derzeit im Winter rund 2,8 TWh Strom. Bei einem weitgehenden Ersatz dieser Widerstandsheizungen durch Wärmepumpen könnten rund 2 TWh eingespart werden. Es sollen keine neuen Elektroheizungen installiert werden, zudem ist dafür zu sorgen, dass der Ersatz von bestehenden Elektroheizungen rasch vorangeht. Die Kantone verfolgen derzeit bereits verschiedene Anstrengungen, um den Verbrauch zu reduzieren. Zudem sieht der Bund einen Massnahmenkatalog vor (insbesondere Verbot neuer Elektro-Heizungen, Sanierungspflicht, Erhöhung Fördermittel für Ersatz, Beratungsangebote)⁷.

Da es im Bereich der Gebäudewärme gleichwertige Alternativen zu den Widerstandsheizungen gibt, welche eine bessere Energieeffizienz aufweisen, erachtet der VSE ein Verbot von Neuanlagen und eine Ersatzpflicht von Elektroheizungen als tragbar im Sinne der Versorgungssicherheit. Dies, obwohl es sich um ein Technologieverbot handelt.

Elektrische Anlagen sind auf den jeweiligen Gegebenheiten und die Nutzung auszurichten, und müssen eine hohe technische Güte aufweisen. Einfach zugängliche und verständliche Informationen und Beratungsangebote (Energie- und Effizienzberater) sind daher relevant, um eine optimale und effiziente Stromnutzung zu erreichen. Zudem ist anzustreben, dass möglichst viele Anlagen (z.B. Heiz- und Kühlsysteme) die technischen Voraussetzungen für Fernsteuerbarkeit aufweisen. Die Nutzung durch Dritte zur Optimierung des Energiesystems sowie Smart-Home Anwendungen setzen eine entsprechende Zugriffsmöglichkeit und die Kompatibilität der verschiedenen Komponenten voraus. Dies ist über Standards sicherzustellen.

Die Energieeffizienzvorschriften und -kategorien für Geräte und Anlagen sind laufend zu überprüfen und anzupassen (Energieetikette, Energieeffizienzverordnung).

⁷ Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reservekraftwerke, Medienmitteilung des UVEK, 17.2.2022
<https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-87202.html>

Die öffentliche Hand verfügt über ein grosses Effizienzpotential (Infrastrukturen, Regiebetriebe und Immobilien) und kann so eine Vorbildfunktion wahrnehmen. Beispielsweise kann mit dem Ersatz von herkömmlichen Leuchten durch LED bei der Strassenbeleuchtung 50% Strom eingespart werden⁸. Durch Steuerung und Reduktion des Lichtstroms in verkehrsarmen Zeiten, kann der Strombedarf um weitere 35% gesenkt werden⁹.

Umsetzung Massnahme A5

- Weiterentwicklung Gebäudeeffizienzvorschriften unter Berücksichtigung der Stromeffizienz.
- Beschleunigung Ersatz und Verbot neuer elektrischer Widerstandsheizungen.
- Möglichst hohe technische Güte von Geräten und Anlagen und Standardisierung Fernsteuerbarkeit (inkl. Beratung und Sensibilisierung).
- Überprüfung und Anpassung Effizienzvorschriften (Energieetikette).
- Vorbildfunktion der öffentlichen Hand.

⁸ Effiziente Strassenbeleuchtung mit LED, Energie Schweiz, BFE, Juli 2016
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8361>

⁹ Effiziente Strassenbeleuchtung, Empfehlungen für Gemeindebehörden und Beleuchtungsbetreiber, Energie Schweiz, S.A.F.E, Nr. 14/2020
https://www.topstreetlight.ch/uploads/ratgeber/SB_Flyer_2020_d.pdf

■ Ermöglichen der Sektorkopplung (Massnahme A6)

Massnahme A6	
Ermöglichen der Sektorkopplung: Regulatorische Integration der Sektoren	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Optimierung des Gesamtenergiesystems (Sektorkopplung von Strom, Gas, Wärme, Mobilität)	mittelfristig

Die Sektorkopplung ist eines der Schlüsselemente, um die Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft einen grossen Schritt voranzubringen. Die Sektorkopplung umfasst unter anderem die Elektrifizierung und die Umwandlung erneuerbarer Energieträger ineinander und deren Verwendung in verschiedenen Sektoren. Damit bietet sie weitere Möglichkeiten für eine erneuerbare Energieversorgung und trägt zu mehr Effizienz und Flexibilität bei. Dies unterstützt die Optimierung der Energieversorgung als Ganzes.

Heute stellen insbesondere die unterschiedliche CO₂-Bepreisung in den verschiedenen Sektoren und der Umstand, dass die erneuerbare und/oder CO₂-neutrale Qualität und Herkunft nicht für alle Energieträger nachgewiesen und anerkannt wird, hohe Hürden für die Entwicklung der Sektorkopplung dar.

Für eine Entwicklung und vermehrte Anwendung von Technologien der Sektorkopplung wäre insbesondere eine sektorübergreifend äquivalente Regulierung notwendig (Abstimmung der einschlägigen Gesetzgebungen auf Bundesebene sowie der kantonalen Vorschriften). Dies bedingt eine vollständige Internalisierung der externen Kosten des Ausstosses von CO₂ und eine äquivalente CO₂-Bepreisung aller Sektoren, auch derjenigen, in denen der CO₂-Ausstoss bisher noch nicht direkt bepreist wird.

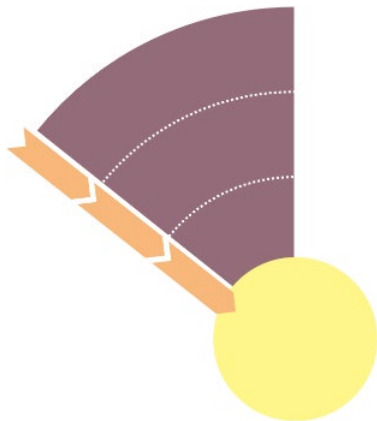
An die Stelle von Erdgas werden künftig verstärkt Biogas und erneuerbares, strombasiertes Synthesegas treten. Die Gasnetzinfrastruktur wird daher auch künftig gebraucht. Rückbauten von Gasinfrastrukturen sind daher kritisch zu hinterfragen, denn eine Stilllegung von Gasverteilnetzen erschwert die dezentrale Sektorkopplung und damit auch die Nutzung der entsprechenden Flexibilitätspotentiale.

Die Etablierung und die Wettbewerbsfähigkeit der Sektorkopplung wird zudem von einer Vielzahl weiterer – regulatorischer und marktlicher – Faktoren bestimmt. Dazu gehören eine Vergütung von Flexibilitätsbereitstellung (siehe z.B. Vorschlag Mantelerlass) sowie häufigere und stärkere Strompreisschwankungen (aufgrund des Zubaus fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien und des Abbaus von Bandenergie wie Kern- und Kohlekraftwerke).

Umsetzung Massnahme A6

- Es braucht eine äquivalente Internalisierung der externen Kosten des Ausstosses von CO₂-Emissionen in allen Sektoren.
- Es braucht aufeinander abgestimmte Rahmenbedingungen in den verschiedenen einschlägigen Gesetzgebungen (StromVG, EnG, CO₂-Gesetz, GasVG). In diesem Sinn ist auch eine Abstimmung der kantonalen Gesetzgebungen (MuKE) notwendig.

2.2 Produktion und Speicher zentral und dezentral



Alle erneuerbaren Energien müssen ihren Beitrag leisten. Die grosse Menge des Ausbaus der erneuerbaren Energien entfällt auf PV (34 von 39 TWh), grossmehrheitlich dezentral. Für eine weitgehend erneuerbare Stromversorgung ist ferner der Erhalt und weitere Ausbau der Wasserkraft zwingend. Die Winterversorgung als Herausforderung für die Versorgungssicherheit erfordert eine Optimierung des Ausbaus auf Winterproduktion. Nebst dem starken Ausbau aller erneuerbaren Energien ist der Zubau von zentraler sowie von dezentraler Winterkapazität nötig. Zudem werden Lösungen für die saisonale Speicherung benötigt.

Neben diesen Kraftwerken, welche am Markt agieren, müssen für ausserordentliche Situationen aussermarktliche Reserven vorgehalten werden. Zu unterscheiden sind die Energiereserve (im Sinn des Mantelerlasses) und Back-up Kraftwerken (im Sinn einer strategischen Reserve).

Zur Vermeidung von Wechselwirkungen mit dem Markt müssen eine unabhängige Organisationsstruktur (Rollen und Aufgaben) und ein objektiver Abrufmechanismus definiert und eingerichtet werden.

Liste der Massnahmen

- Optimierung dezentrale PV auf Winterproduktion (Massnahme B1)
- Zubau Winterproduktion mit alpiner Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasserkraft (Massnahme B2)
- Ausbau Winter-Speicherwasserkapazität (Massnahmen B3)
- Technologieoffene Ausschreibung Strom- & Wärmeproduktion dezentral und/oder zentral (Massnahme B4)
- Weiterführung Marktprämie Grosswasserkraft (Massnahme B5)
- Investitionsbeiträge für Erneuerungen Wasserkraft (Massnahme B6)
- Anpassung Wasserzins an die ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen (Massnahme B7)
- Gleichbehandlung Speichertechnologien (Massnahme B8)
- Lösungen Saisonspeicher (Massnahme B9)
- Sicherer Weiterbetrieb Kernkraftwerke (Massnahme B10)
- Rasche Etablierung Energiereserve (Massnahme B11)
- Ausschreibung von Back-up Kraftwerken (Massnahme B12)
- Schaffung neuer Rollen für aussermarktliche Reserven (Massnahme B13)

Einordnung der Massnahmen für den Ausbau der Stromproduktion in den Kontext

Bereitstellung Instrumente	über Markt (am Energy-only-Markt verkauft / gehandelt, Normalfall)	ausserhalb Markt (Back-up) (Abruf erst wenn der Markt nicht schliesst, d.h. Nachfrage über Angebot liegt; wenige Stunden pro Jahr)
Ausbau erneuerbare Energien (Produktion nach Dargebot)	<ul style="list-style-type: none"> – Investitionsbeiträge Wasserkraft, Wind, Biomasse, Geothermie, Photovoltaik, Art. 25, 26, 27 EnG → s. Massnahmen B1, B2 – Ausschreibungen grosse PV-Anlagen, Art. 25a EnG → s. Massnahmen B1, B2 	
Sichere Versorgung (Speicher und sicher abrufbare Leistung)	<ul style="list-style-type: none"> – Investitionsbeiträge Speicherwasserkraftwerke für Winterspeicher (Projektliste Runder Tisch), Art. 9^{bis} Abs. 2 StromVG → s. Massnahme B3 – Ausschreibung Stromproduktion im Winter (sicher abrufbar und klimaneutral), Art. 9^{bis} Abs. 3 StromVG → s. Massnahme B4 	<ul style="list-style-type: none"> – Ausschreibung Energiereserve (vorgezogene Wasserkraftreserve, später auch weitere Technologien und Verbrauch), Art. 8a StromVG und neue WResV → s. Massnahme B11 – Bereitstellung Reservekraftwerke, vorerst basierend auf Art. 9 StromVG, Art. 5 LVG → s. Massnahme B12

S. Massnahmen B1, B2, B3, B4, B11, B12

■ Optimierung dezentrale PV auf Winterproduktion (Massnahme B1)

Massnahme B1	
Optimierung dezentrale PV auf Winterproduktion: Fokus der Förderbeiträge auf Winterproduktion und maximale Flächennutzung	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Starker Zubau erneuerbare Energien mit Fokus Winterproduktion	kurzfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Ein grosser Teil, d.h. 34 TWh von 39 TWh des Zubaus an erneuerbaren Energien soll gemäss Energieperspektiven 2050+ aus Photovoltaikanlagen stammen. Um 34 TWh Energie aus PV-Anlagen zu erzeugen, braucht es abhängig von der Ausrichtung und der geographischen Lage ca. eine installierte Leistung von total 37.5 MW¹⁰. Dazu müssten im Mittelland moderne PV-Module mit einer hohen Leistungsdichte auf einer Fläche von gut 200 km² (bei 100% Auslastung) flach installiert werden. Standard PV-Anlagen produzieren 72% ihrer Jahresproduktion im Sommer und nur 28% im Winter. Das heisst, der Grossteil fällt just in die Jahreszeit, in welcher der Stromverbrauch gering ist. Um den Anteil der Winterproduktion zu erhöhen, sind die PV-Module (wo sinnvoll) so auszurichten, dass mehr als 30% der Jahresproduktion im Winter anfällt.

Somit ist einerseits eine maximale und andererseits eine optimale Ausnutzung geeigneter Flächen, d.h. eine Ausrichtung der PV-Module auf einen hohen Winteranteil, notwendig. Projekte, die diese Bedingungen erfüllen, gilt es voranzutreiben. Sie scheitern jedoch oft an den höheren Kosten. Der Fokus der Förderung des Ausbaus sollte daher auf der Maximierung und der Optimierung hinsichtlich Winter gelegt werden.

Für die Ermittlung des Förderbeitrages sollen für grosse PV-Anlagen künftig Auktionen stattfinden. Die Auktionen sind auf Winterproduktion auszurichten. Neben dem Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung sollte der Beitrag zur Stromproduktion im Winter als weiteres Kriterium für den Zuschlag vorgesehen werden.

Bei kleinen Anlagen < 150 kWp ist die Einmalvergütung so auszugestalten, dass die Dachflächen bei Photovoltaik maximal ausgenutzt und auf Winterproduktion ausgerichtet werden. Auch sind marknähere Preissignale (Entgelte) zuzulassen (saisonale Rückliefervergütung). Anlagen mit einem hohen Winteranteil sind bei der Förderung zu priorisieren. Über den Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen (Anlagegruppen) sollen diese auch an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Umsetzung Massnahme B1

Energiegesetz (Mantelerlass):

- Differenzierung der Fördersätze: Projekte mit hoher Winterproduktion respektive hohem Anteil an Winterproduktion sollen höhere Fördersätze erhalten; die Möglichkeit zur Ausschöpfung der maximalen Fördersätze ist zu nutzen.

¹⁰ Energieperspektiven 2050+, Website BFE
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

- Priorisierung: Projekte mit hoher Winterproduktion respektive hohem Anteil an Winterproduktion sollen bei der Gesuchsbearbeitung priorisiert werden.
- Ermöglichung marktlicher und saisonaler Preissignale: Die Höhe der Rückliefervergütung ist saisonal zu differenzieren und schweizweit einheitlich über eine zentrale Stelle abzuwickeln.

Energiegesetz (Mantelerlass):

Art. 15 EnG, Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität

1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.

5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis (Art. 23).

Energieförderungsverordnung (Pa.lv. Girod):

Art. 38 Berechnung der Einmalvergütung und Ansätze

¹~~bis~~ Für ~~integrierte~~ Anlagen mit einem Anteil Winterproduktion von 40 Prozent und mehr oder einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad, die ab dem 1. Januar 2022 in Betrieb genommen wurden, wird der Leistungsbeitrag um einen Bonus erhöht.

¹~~er~~ *Streichen*

Anhang 2.1 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen

2.7 Winterbonus Neigungswinkelbonus

2.7.1 Der Bonus für integrierte Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 200 250 Franken pro kW. Weist die Anlage keinen Eigenverbrauch auf, beträgt der Bonus 250 Franken pro kW.

2.7.2 Der Bonus für angebaute oder freistehende Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad beträgt 100 Franken pro kW.

2.7.3 Der Bonus für Anlagen mit einem Anteil an Winterproduktion von 40 bis 50 Prozent beträgt 250 Franken pro kW, für Anlagen mit über 50 Prozent 450 Franken pro kW. Weist die Anlage Eigenverbrauch auf, wird der Bonus um 50 Prozent gekürzt.

Weitere Anträge s. Stellungnahme des VSE¹¹

¹¹ Umsetzung der Änderung vom 1. Oktober 2021 des Energiegesetzes auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der Energieverordnung, der Energieeffizienzverordnung, der Energieförderungsverordnung und der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten Anfang 2023, Stellungnahme VSE, 7.7.2022
<https://www.strom.ch/de/media/13749/download>

■ **Zubau Winterproduktion mit alpiner Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasserkraft (Massnahme B2)**

Massnahme B2	
Zubau Winterproduktion mit alpiner Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasserkraft: Fokus Förderbeiträge auf Winterproduktion	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Starker Zubau erneuerbarer Energien mit Fokus Winterproduktion	mittelfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Die Schweiz weist seit jeher im Winter ein strukturelles Eigenversorgungsdefizit auf. Dieses wird durch den Ausstieg aus der Kernenergie und die Elektrifizierung, welche im Rahmen der Dekarbonisierung eine zentrale Rolle spielen wird (Wärmepumpen und Elektromobilität), weiter akzentuiert. Gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes steigen die Importe im Winter Mitte der 2030er-Jahre auf bis zu 15 TWh. Dies liegt über dem vom VSE und der ECom empfohlenen Wert von maximal ca. 10 TWh. Zudem ist eine Importstrategie riskant aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der verfügbaren Grenzkapazitäten (70%-Regel innerhalb EU ab 2025) und der Entwicklung der Produktionskapazitäten in den Nachbarländern (Exportfähigkeit).

Ein rascher und effizienter Ausbau der erneuerbaren Energien ist daher notwendig. Es braucht dazu den Beitrag aller in der Schweiz verfügbaren erneuerbaren Technologien. Um diesen Ausbau zu finanzieren, braucht es Investitionen, welche unter funktionierenden Rahmenbedingungen über den Markt geleistet werden. Die Realität zeigt aber, dass der Markt die notwendigen mittel- bis langfristigen Preissignale und Investitionsanreize nicht setzt. Dies liegt einerseits daran, dass die Preissignale des Grosshandelsmarktes für einen vergleichweisen kurzen Zeithorizont wirken (liquider Handel für jeweils die nächsten drei Jahre). Andererseits lagen die Marktpreise in den vergangenen Jahren deutlich unter den Gestehungskosten. Die Weiterführung der Förderung mit Investitionsbeiträgen und Auktionen (Pa.IV. Girod 19.443/Mantelerlass) ist daher ein pragmatischer Weg.

Da vor allem das Winterhalbjahr für die Versorgung eine Herausforderung darstellt, muss der Fokus der Förderung auf der Winterproduktion liegen. Aufgrund des potenziellen Produktionsvolumens stehen für die Winterproduktion vor allem Photovoltaik in höheren Lagen, Windenergie, Biomasse und Wasserkraft, ab 2040 allenfalls auch Geothermie, im Vordergrund. Diese Diversifizierung bietet zusätzliche Resilienz.

Anlagen mit einem höheren Anteil an Winterproduktion sind tendenziell teurer (u.a. teure Planungs- und Bewilligungsverfahren bei Wind- und Wasserkraft, geringere Gesamtproduktion bei höherem Neigungswinkel, Erschliessungskosten alpine Standorte, hohe Investitionskosten bei Wasserkraft, Kosten erneuerbare Brennstoffe). Trotzdem müssen diese realisierbar werden und wirtschaftlich betrieben werden können. Dazu sind im Rahmen des Energiegesetzes die Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien zu optimieren unter effizientem Einsatz der Fördermittel. Die Wirkung für die Winterproduktion wird wie folgt erzielt:

- Priorisierte Auswahl und Förderung von Projekten mit höherem Anteil Winterproduktion
- Höhe Investitionsbeitrag abhängig von Anteil Winterstrom (wirtschaftlicher Betrieb)
- Keine Leistungsuntergrenze für Förderung Kleinwasserkraft bei substanzieller anteilmässiger Winterproduktion
- Alternativ Ausschreibung für alle Technologien mit Zuschlagskriterium Winterproduktion

Umsetzung Massnahme B2

Energiegesetz (Mantelerlass):

Ausgestaltung Investitionsbeiträge für Wasserkraft, Biomasse, Wind, Geothermie (EnG, EnFV)

- Sicherstellen der Zuschlag-Fähigkeit und Priorisierung bei der Bearbeitung der Anträge (Gesetz).
- Fördersatz steigt (graduell) mit dem Anteil an Winterproduktion bis zum maximalen Fördersatz (Gesetz).
- Ausnutzung der maximalen Investitionsbeiträge bei Anlagen mit hoher Winterproduktion (Verordnung).
- Keine Leistungsuntergrenze für Förderung Kleinwasserkraft bei substantiell hohem Anteil an Winterproduktion (Gesetz).

Ausgestaltung der Auktionen Photovoltaik (EnG, neue Bestimmungen auf Verordnungsebene)

- Berücksichtigung der Winterproduktion in der Auktion (Gesetz).
- Zuschlag auf Gebotspreise nach Anteil an Winterproduktion (Verordnung).

Eventualiter:

Ausschreibung Förderbeiträge für alle Anlagen und Technologien (ausser kleine PV-Anlagen) mit Winteranteil als Zuschlagskriterium im Rahmen EnG (pro Technologie oder technologieneutral) anstelle der im Mantelerlass vorgesehenen Investitionsbeiträge für Wasserkraft, Biomasse, Wind, Geothermie.

Art 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen

- 6 Der Bundesrat bezeichnet kann weitere Wasserkraftanlagen, die von den Leistungsuntergrenzen nach Absatz 1 ausgenommen sind ausnehmen, sofern sie:
- a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; ~~oder~~
 - b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind; oder
 - c. einen substantiellen Teil der Produktion im Winter erbringen.

Energieförderungsverordnung (Pa.lv. Girod):

Vgl. a. Massnahme B2

Art. 38a Festsetzung der Einmalvergütung durch Auktionen

- 3 Weist eine Anlage einen Anteil Winterproduktion von 40 Prozent und mehr Neigungswinkel von mindestens 75 Grad auf, so wird zusätzlich zum Ansatz, der im Gebot angegeben wurde, der Winterbonus Neigungswinkelbonus gemäss Artikel 38 Absatz 1^{bis} Absätze 1^{bis} oder 1^{ter} gewährt.

Art. 39 Reihenfolge der Berücksichtigung

- 2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte mit der grössten zusätzlichen erwarteten Produktion im Winter Leistung zuerst berücksichtigt.

Art. 48 Ansätze

- 1 Für Neuanlagen und erhebliche Erweiterungen beträgt der Investitionsbeitrag 50 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für Anlagen mit einem Anteil Winterproduktion über 40 Prozent beträgt er 60 Prozent.

Art. 49 Reihenfolge der Berücksichtigung

2 Können nicht alle am gleichen Tag eingereichten Gesuche berücksichtigt werden, so werden die Projekte zuerst berücksichtigt, die die grösste Mehrproduktion im Winter im Verhältnis zum Investitionsbeitrag aufweisen.

Weitere Anträge s. Stellungnahme des VSE¹²

¹² Umsetzung der Änderung vom 1. Oktober 2021 des Energiegesetzes auf Verordnungsstufe und weitere Änderungen der Energieverordnung, der Energieeffizienzverordnung, der Energieförderungsverordnung und der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten Anfang 2023, Stellungnahme VSE, 7.7.2022
<https://www.strom.ch/de/media/13749/download>

■ Ausbau Winter-Speicherwasserkapazität (Massnahmen B3)

Massnahme B3	
Ausbau Winter-Speicherwasserkapazität: +2 TWh bis 2040 mittels Förderbeiträgen für ausgewählte Kraftwerke	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Ausbau Kapazität für Winter	langfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Wesentliches Element einer hohen Versorgungssicherheit beim Strom in allen Jahreszeiten ist das Sicherstellen einer angemessenen heimischen Produktion. Diese dient als Absicherung gegen das steigende Risiko unzureichender Importmöglichkeiten. Der VSE empfiehlt eine Selbstversorgungsfähigkeit der Schweiz zu jedem Zeitpunkt im Jahr für mindestens 14 Tage. Der Anteil an Eigenversorgung (also der Anteil der inländischen Nettoerzeugung am Landesverbrauch) sollte im Winterhalbjahr im Durchschnitt fünf aufeinander folgender Jahre nicht unter 80 % fallen. Daher braucht es neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien, die volatil anfallen, auch einen Ausbau von Produktion, welche im Winter sicher abrufbar ist. Die Speicherwasserkraft steht dabei im Vordergrund. Zudem schafft sie die Möglichkeit, Energiemengen in Form von Wasser vom Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr zu verschieben (Vergrösserung vom Speichervolumen).

Der Bundesrat sieht im StromVG einen Zubau von Speicherwasserkraft von 2 TWh (für den Einsatz am Markt) vor. Die Projekte, welche in Frage kommen, wurden im Rahmen eines Runden Tisches Wasserkraft identifiziert.¹³ Fünfzehn Projekte wurden als energetisch meistversprechende Projekte ausgewiesen, die gleichzeitig mit möglichst geringen Auswirkungen auf die Biodiversität und Landschaft umgesetzt werden können. Ergänzend wurden allgemeine Ausgleichsmechanismen sowie projektspezifische Ausgleichsmassnahmen eruiert. Diese Projekte können einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen, welcher durch einen «Winterzuschlag» von 0.2 Rp./kWh (Netzzuschlag) finanziert wird.

Der Bundesrat sieht vor, dass diese Projekte mit Investitionsbeiträgen von maximal 40% und in Ausnahmefällen von 60 % der anrechenbaren Kosten unterstützt werden. Somit würden diese Projekte schlechter gestellt als Anlagen, welche gestützt auf das Energiegesetz (Investitionsbeiträge bis 60%) gefördert werden, obwohl diese für die Versorgungssicherheit bedeutend und zudem planungs- und kostenintensiv sind. Es handelt sich bei diesen Projekten typischerweise um Saison-Speicher ohne zusätzliche Stromproduktion (Vergrösserung der saisonalen Umlagerung z. B. durch Staumauererhöhung), bei denen das Wasser nur einmal im Jahr turbinert werden kann. Bei solchen Anlagen dürften selbst 60% für einen langfristig rentablen Betrieb nicht ausreichen, so dass in Ausnahmefällen auch höhere Beiträge bis zu 80% möglich sein müssen (Nachweispflicht).

¹³ Runder Tisch Wasserkraft mit gemeinsamer Erklärung abgeschlossen, Medienmitteilung des UVEK, 13.12.2021 <https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-86432.html>

Umsetzung Massnahme B3

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 9^{bis} Zubau für die Stromproduktion im Winter

2 [...]

- b. Das BFE gewährt für auf der Liste enthaltene Projekte einen Investitionsbeitrag und allenfalls einen Beitrag an die Projektierungskosten. Der Projektierungsbeitrag beträgt von je höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Kosten, der Investitionsbeitrag höchstens 60 Prozent. In Ausnahmefällen und sofern nicht mit einem unverhältnismässigen Mitteleinsatz verbunden, ist ein Investitionsbeitrag bis zu 80 Prozent ~~60 Prozent~~ möglich. [...]

6 Die Empfänger eines Zuschlags in der Auktion müssen auf Investitionsbeiträge nach EnG verzichten.

■ **Technologieoffene Ausschreibung Strom- & Wärmeproduktion dezentral und/oder zentral (Massnahme B4)**

Massnahme B4	
Technologieoffene Ausschreibung Strom- & Wärmeproduktion dezentral und/oder zentral (klimaneutral und abrufbar): Vorgezogene Einführung Ausschreibung (Zielwert und Finanzierung zu definieren)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Ausbau Kapazität für Winter	mittelfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundes ist im Jahr 2035 selbst bei einem plangemässen Ausbau der erneuerbaren Energien und bei einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren eine hohe Importabhängigkeit im Winter von bis zu 9 TWh zu erwarten. Dies stellt ein Versorgungsrisiko dar, welches sich massiv verschärft, falls die Kernkraftwerke weniger lang betrieben werden und/oder der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht vorankommt. So könnte sich die Importabhängigkeit im Winter im Jahr 2035 auf bis zu 15 TWh erhöhen (40% der Bruttoverbrauchs). Der von der EICOM empfohlene Grenzwert von 10 TWh würde so massiv überschritten. Das Fehlen eines bilateralen Stromabkommens mit der EU (welches von den Energieperspektiven als gegeben angenommen wird), kommt erschwerend hinzu («Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU»)¹⁴.

Artikel 9^{bis} StromVG verfolgt das Ziel, die Versorgungssicherheit im Winter mit abrufbaren Kraftwerken zu erhöhen. Dazu sollen gemäss Vorschlag des Bundesrates bis 2040 in erster Linie Speicherwasserkraftwerke im Umfang von 2 TWh zugebaut werden (s. Massnahme B3). Es zeichnet sich jedoch bereits heute ab, dass dieser Speicherwasserzubaue (nach StromVG) und der Ausbau der erneuerbaren Energien (nach EnG) allein nicht ausreichend sein werden, um die Winterversorgung durch eine angemessene Winterproduktion zu gewährleisten.

Es ist daher angezeigt, nicht 2030 und den Fortgang des Zubaus der Speicherwasserkraft abzuwarten, sondern die vom Bundesrat in Art. 9^{bis} StromVG bereits vorgesehene Möglichkeit zur Ausschreibung von zusätzlicher Stromproduktion im Winter vorgezogen einzuführen. Entsprechend ist bereits mit Inkrafttreten der Gesetzesänderung die technologieoffene Ausschreibung für weitere Stromproduktion im Winter vorzusehen, zusätzlich zum zwingend notwendigen Zubau der Speicherwasserkraft um 2 TWh. Der über die 2 TWh hinausgehende Ausbau ist bedarfsgerecht festzulegen und die Finanzierung über einen entsprechende (plafonierte) Erhöhung des Winterzuschlags (Netzzuschlag) sicherzustellen.

Auch diese weiteren Kraftwerke müssen die Kriterien «sicher abrufbar und klimaneutral» gemäss Art. 9^{bis} Abs. 1 StromVG erfüllen. Zu denken ist insbesondere an WKK-Anlagen mit Wärmenutzung, wobei dank der Technologieoffenheit auch andere Technologien an den Ausschreibungen teilnehmen können, sofern sie die Ausschreibungskriterien erfüllen. Soweit thermische Kraftwerke anbieten, sollen diese im Sinn des Klimaschutzes weitere Anforderungen zu erfüllen haben (z.B. über die Zeit steigender Mindestanteil an erneuerbaren Energieträgern, Einhaltung CO₂-Budget, CO₂-Abscheidung).

Der Investitionsbeitrag beträgt pro Anlage maximal 60 % der anrechenbaren Kosten.

¹⁴ Bundesrat treibt Vorsorgeplanung für Stromversorgungssicherheit voran, Medienmitteilung des Bundesrates, 13.10.2021 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mmm-test.msg-id-85447.html>

Umsetzung Massnahme B4

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 9^{bis} Zubau für die Stromproduktion im Winter

- 1 Zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Winter soll per 2040 ein Kraftwerkszubau von mindestens 2 TWh realisiert und unterstützt werden. Der Bundesrat legt diesen fest. Die Produktion der Kraftwerke muss im Winter sicher abrufbar und klimaneutral sein.
- 2 Ein Zubau um 2 TWh ~~Dieser Zubau ist in erster Linie~~ mit Speicherwasserkraftwerken zu erreichen. Es ist wie folgt vorzugehen: [...]
- 3 Zusätzlich zum ~~Zeichnet sich ab, dass der angestrebte~~ Zubau mit Speicherwasserkraftwerken ~~nicht erreichbar ist, so~~ führt das BFE Ausschreibungen zur Unterstützung weiterer Kraftwerke durch. ~~können auch andere, mittels Ausschreibungen ermittelte Kraftwerke unterstützt werden.~~ Das UVEK ordnet den Übergang zu Ausschreibungen an und das BFE führt sie durch. Die Projekte müssen die Kriterien nach Absatz 1 sowie allfällige auktionsspezifische Eignungskriterien ~~und Preisobergrenzen~~ einhalten. Der Bundesrat legt weitere Anforderungen zum Klimaschutz an diese Projekte fest und er kann pro Technologie separate Ausschreibungen durchführen. Projekte, die den Zuschlag erhalten, können einen Investitionsbeitrag von je höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Kosten in Anspruch nehmen.
- 4 Für diese Unterstützungen (Abs. 2 Bst. b und Abs. 3) und den Vollzugsaufwand wird der Zuschlag nach Artikel 9 Absatz 4 im Umfang von höchstens 0,2 Rp./kWh erhoben (Winterzuschlag). Dieser kann um höchstens 0,2 Rp./kWh erhöht werden, wenn dies für die Erreichung eines höheren Ziels als 2 TWh nach Abs. 1 notwendig ist; der Bundesrat legt ~~den Zuschlag in~~ bedarfsgerecht fest. [...]
- 5 [...]
- 6 Die Empfänger eines Zuschlags in der Auktion müssen auf Investitionsbeiträge nach EnG verzichten.

■ Weiterführung Marktprämie Grosswasserkraft (Massnahme B5)

Massnahme B5	
Weiterführung Marktprämie Grosswasserkraft	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bestandserhalt heimischer, erneuerbarer Produktion	kurzfristig

Über eine sehr lange Zeitspanne im vergangenen Jahrzehnt verharrten die Preise auf rekordtiefem Niveau. Bei einer erheblichen Anzahl Wasserkraftanlagen war dadurch kein kostendeckender Betrieb möglich und waren gar die Investitionen in den langfristigen Substanzerhalt in Frage gestellt. Die Unternehmen mussten in dieser Zeit milliardenhohe Abschreibungen vornehmen. Seit Mitte 2021 sind die Strompreise stark gestiegen¹⁵. Das Marktpreisumfeld zeichnet sich jedoch durch eine hohe Volatilität aus. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Preise wieder nach unten bewegen.

Die Wasserkraft bildet heute wie auch künftig das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert heute den weitaus grössten Anteil an der erneuerbaren Stromproduktion. Bei der Wasserkraft trägt daher nicht allein der Zubau, sondern vor allem der langfristige Erhalt der bestehenden Produktion zu den Zielen der Energie- und Klimastrategie bei. Bei ungenügender Rentabilität und fehlenden Mitteln während längeren Phasen tiefer Preise können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden und werden zu Gunsten von Notreparaturen unterlassen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit. Es braucht daher Massnahmen, welche die Bestandserneuerung sicherstellen.

Zur Unterstützung von nachweislich defizitären Grosswasserkraftwerken wurde 2018 befristet die Marktprämie eingeführt (Art. 30 EnG).¹⁶ Dafür stehen jährlich rund 100 Mio. Franken aus dem Netzzuschlag zur Verfügung (Anteil 0,2 Rp./kWh gem. Art. 36 EnG). Da die Strommarktpreise auf den internationalen Märkten volatil sind (und entsprechend auch die Einnahmen der Produzenten), hängt der Mittelbedarf von der Marktpreisentwicklung ab¹⁷.

Um allfällige künftige anhaltende Tiefpreisphasen ohne Einschnitte beim Bestandserhalt überbrücken zu können, ist die Marktprämie als Absicherung weiterzuführen.¹⁸ In Anlehnung an die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien (Mantelerlass) ist die Marktprämie sicher bis Ende 2035 aufrecht zu erhalten. Der Mittelbedarf für die Marktprämie ist abhängig von der Preisentwicklung an den Strommärkten und reduziert sich im Fall einer anhaltenden preislichen Erholung, im Fall anhaltend hoher Marktpreise auch auf null.

Umsetzung Massnahme B5

- Weiterführung der Marktprämie bis 2035 in Kongruenz zur Dauer der Förderinstrumente für erneuerbare Energien (Mantelerlass).

¹⁵ Steigende CO₂- und Gaspreise (tiefe Speicherstände), hohe Nachfrage nach Covid-Krise, tiefe Verfügbarkeit KKW Frankreich, Abschaltungen KKW Deutschland, ab Februar Krieg Ukraine mit tiefer Gasverfügbarkeit.

¹⁶ In Verbindung mit der Möglichkeit nach Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG, Strom aus erneuerbaren Energien kostendeckend in die Grundversorgung abzusetzen.

¹⁷ Förderung, Erneuerbare Energien, Marktprämie Grosswasserkraft, Website BFE

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/marktpraemie-grosswasserkraft.html#kw-95096>

Ausschüttungen (jeweils basierend auf den Geschäftszahlen des Vorjahres): 2018 119 Mio. CHF, 2019 65,4 Mio. CHF (seit 2019 gilt auch Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG), 2020 84 Mio. CHF, 2021 157 Mio. CHF.

¹⁸ Mit der Pa.Iv. Girod 19.443 wurde die Marktprämie vorerst bis Ende 2030 verlängert.

■ **Investitionsbeiträge für Erneuerungen Wasserkraft (Massnahme B6)**

Massnahme B6	
Investitionsbeiträge für Erneuerungen Wasserkraft	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bestandserhalt heimischer, erneuerbarer Produktion	kurzfristig

Nicht nur Neuinvestitionen in die Stromproduktion tragen zu den Zielen der Energie- und Klimastrategie bei. Ebenso relevant sind Bestandserneuerungen von Anlagen erneuerbarer Energie. Sie sind daher grundsätzlich vergleichbar zu unterstützen.

Die Wasserkraft bildet heute wie auch künftig das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und liefert den weitaus grössten Anteil an der erneuerbaren Stromproduktion. Zudem bietet sie Flexibilität und Speicherkapazität – für den Umbau des Energiesystems zentrale Funktionen. Aufgrund ihrer Systemrelevanz muss nicht nur der Zubau, sondern vor allem der langfristige Erhalt der bestehenden Produktion angestrebt werden. Zudem schätzt das BFE das Produktionspotenzial von Erneuerungen und Erweiterungen höher ein als dasjenige von Neubauten.

Können Erneuerungsinvestitionen nicht amortisiert werden oder bestehen aufgrund des nahenden Konzessionsendes Unsicherheiten über das Restwertentgelt (Verhandlungen zur Heimfallverzichtsentschädigung), werden diese Investitionen auf das notwendige Minimum beschränkt. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit und der Produktionsmenge der Anlagen und damit letztlich der Versorgungssicherheit. Erneuerungsinvestitionen sind daher ebenso wichtig und vergleichbar zu unterstützen wie Neuinvestitionen (Investitionsbeiträge). Im Hinblick auf die im Energiegesetz anvisierten Ausbauziele ist eine verbindliche gesetzliche Regelung für die Ermittlung des Restwerts wichtig und dringend, damit Investitionen in Erneuerungen und Erweiterungen in bestehende Kraftwerksanlagen nicht blockiert werden. Das geltende Wasserrechtsgesetz beschreibt in Art 67 Abs. 4, wie der Restwert von Investitionen gegen Ende der Konzessionslaufzeit bemessen werden könnte. Der Vorschlag ist jedoch unverbindlich.

In den nächsten Jahrzehnten wird der Grossteil der bestehenden Wasserkraftwerke das Ende der Konzessionsdauer erreichen. Im Hinblick auf die Neukonzessionierungen müssen grosse Investitionen getätigt werden. Gleichzeitig führt die Umsetzung der Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes zu Einbussen. Allein aufgrund der Restwasserbestimmungen rechnet der Bundesrat bis 2050 mit Einbussen von 1900 GWh. Dem Schutz von Natur und Umwelt dient auch die Nutzung bestehender Standorte statt der Erschliessung neuer Standorte. Die Erneuerung bestehender Anlagen ist daher nicht nur energiewirtschaftlich und ökonomisch, sondern auch aus ökologischer Sicht sinnvoll.

Bei der Berechnung der Investitionsbeiträge sind zudem die Bemessungskriterien anzupassen. Die aktuelle Methodik hat dazu geführt, dass der Bund für die Projektanten unzureichende Beiträge an die Investitionen ausbezahlt hätte, was dazu führte, dass kaum investiert wurde. Die Methodik soll nun mit den Verordnungsanpassungen überarbeitet werden. Wichtig ist, dass die künftigen Preiserwartungen nicht erneut Teil der Bemessungsmethodik sind, da sonst die Gefahr bestehen bleibt, dass aufgrund der unterschiedlichen Preiserwartungen von Bund und Unternehmen auch künftig nicht ausreichend Investitionen ausgelöst werden.

Umsetzung Massnahme B6

- Erneuerungsinvestitionen in die Wasserkraft >5 MW nicht von der Förderung ausschliessen (EnG/Mantelerlass).

Energieförderungsverordnung (Pa.lv. Girod):

Art. 61 Anrechenbare Investitionskosten

3 Eigenleistungen des Betreibers wie eigene Planungs- oder Bauleistungen sind nur anrechenbar, wenn sie üblich sind, direkte Einzelkosten ~~und~~ mittels detailliertem Arbeitsrapport nachgewiesen werden können und Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zugeordnet werden. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.

4 *Streichen*

Wasserrechtsgesetz:

Art. 67

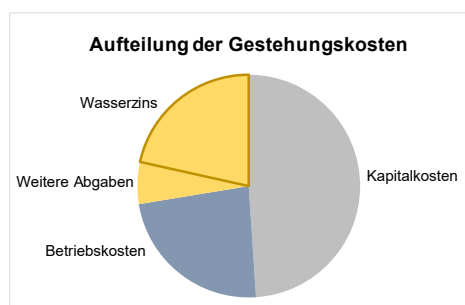
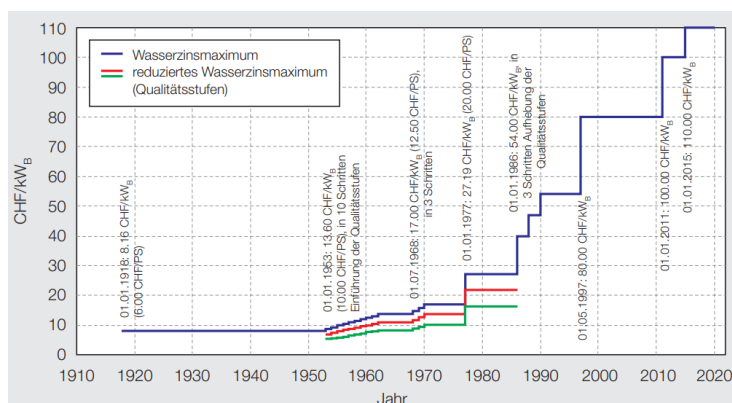
4 Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen werden beim Heimfall dem Konzessionär vergütet, sofern er die Modernisierung oder Erweiterung in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen hat. Die Vergütung, auch für Anlageteile gemäss Art. 67 Abs. 1a, entspricht ~~höchstens~~ dem Restwert der Investition bei branchenüblicher Abschreibung unter Berücksichtigung der Veränderung des Geldwertes.

■ **Anpassung Wasserzins an die ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen (Massnahme B7)**

Massnahme B7	
Anpassung Wasserzins an die ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bestandserhalt heimischer, erneuerbarer Produktion	mittelfristig

Die Wasserkraft ist und bleibt das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Sie muss insbesondere wirtschaftlich sein, um an internationalen Märkten bestehen zu können. Dabei ist das heutige Wasserzinsregime aus Monopolzeiten einer der grossen ungelösten Knackpunkte.

Der Wasserzins wurde seit der Einführung des bundesrechtlichen Maximums im Jahr 1916 um den Faktor 13 erhöht (von 40 auf 110 CHF/ kW_B). Die Wasserzinseinnahmen der (die Wasserrechte verleihenden) Gemeinwesen belaufen sich heute jährlich auf rund 550 Mio. CHF. Für die Kraftwerke macht der Wasserzins fast ein Viertel der gesamten durchschnittlichen Gestehungskosten aus. Im internationalen Vergleich steht diese Abgabehöhe in keinem Verhältnis.



Infolge der starren Struktur des Wasserzinssystems, welche zu einer nicht wertorientierten bzw. marktorientierten Besteuerung des Inputfaktors des Wassers führt, wird die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft gegenüber ihren Konkurrenztechnologien zu einem gewissen Grad geschwächt.¹⁹ Dies fällt insbesondere in Phasen tiefer Marktpreise, wie sie in den 2010er-Jahren auftraten und auch künftig wieder eintreffen können, stark ins Gewicht.

Die Diskussionen zum Wasserzins haben bisher in die Sackgasse geführt: Seit Jahren wurden verschiedene Ansätze diskutiert – und allesamt verworfen. Aus der Not wurde das geltende Regime bereits mehrfach verlängert. Die Diskussionen über den Wasserzins müssen wieder aufgenommen werden, um eine zeitgemässe Nachfolgeregelung zu finden.

¹⁹ Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht 2014, BFE, 1.12.2014
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkY5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GijYX/Rpb24vZG93bmxyVWQvNzY2Mw==.html>

Nebst den bereits in Diskussion stehenden Ansätzen der Flexibilisierung (mit einem fixen Sockel und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil) wäre auch denkbar, den Wasserzins konsequent in den kantonalen Kontext einzuordnen. Dies würde es ermöglichen, den Wasserzins in die Entscheidungsgrundlagen im Rahmen von Heimfall und Konzessionserneuerung einzubetten.

Umsetzung Massnahme B7

- Wiederaufnahme der Diskussion und Prüfung von zeitgemässen Lösungen (z.B. Flexibilisierung, kantonaler Wasserzins).

■ Gleichbehandlung Speichertechnologien (Massnahme B8)

Massnahme B8	
Gleichbehandlung Speichertechnologien: Befreiung Speichertechnologien ohne Endverbrauch vom Netzentgelt	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Ausbau grössere dezentrale und zentrale Speicher	kurzfristig

Stromspeicher spielen für das Austarieren des Energiesystems eine zunehmend wichtige Rolle und unterstützen die Sicherstellung der Energieverfügbarkeit. Nebst der Wasserkraft werden künftig auch weitere Speichertechnologien zum Einsatz kommen. Die geltenden regulatorischen Bedingungen stellen dabei eine hohe Hürde dar. Die Vorschläge des Bundesrates im Rahmen des Mantelerlasses führen ungeachtet gleicher Voraussetzungen verschiedener Speichersysteme zu einer Ungleichbehandlung.

Das Anschlusspunktmodell mit ausspeiseseitiger Kostentragung, wie es seit Inkrafttreten des StromVG zur Anwendung kommt, wird von niemandem grundsätzlich in Frage gestellt. Die Entrichtung der Netznutzungsentgelte durch die Endverbraucher ist in Art. 14 Abs. 2 StromVG geregelt. Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG definiert Endverbraucher als Kunden, welche Elektrizität zum eigenen Verbrauch kaufen. Energie, die mit dem Ziel des späteren Weiterverkaufs aus dem Netz bezogen, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt am Ort der Entnahme wieder eingespeist wird, wurde nicht für den eigenen Verbrauch beschafft. Aus diesem Grund gelten Pumpspeicherkraftwerke explizit nicht als Endverbraucher und sind entsprechend vom Netzentgelt befreit.

Die subsidiären Brancheregeln sehen bereits heute vor, dass alle Speicher, die ihren Energiebezug aus dem Netz nachweislich nicht zum Eigenverbrauch nutzen, sondern wieder in das Netz einspeisen, gleich wie Pumpspeicherkraftwerke behandelt und vom Netzentgelt befreit werden.²⁰ Auch die ECom unterstützt diese Interpretation. Diese Speicher stehen in keiner direkten Verbindung mit Endverbrauch und haben üblicherweise einen eigenen Netzanschluss. Endverbraucher, welche ihren Energiebezug mittels Speicher optimieren, werden dagegen als Endverbraucher betrachtet. Sie kaufen die Energie in erster Linie für den eigenen Endverbrauch, auch wenn sie ihren Speicher teilweise oder temporär für andere Zwecke zur Verfügung stellen. Wird die Energie aus dem Stromnetz bezogen und in einer anderen Form weiterverteilt (z.B. Wasserstoff, Wärme, etc.) verhält sich das aus Sicht des Stromnetzes wie Endverbrauch. Diese Differenzierung soll weiterhin anwendbar bleiben. Der Bundesrat schlägt in Art. 4 Abs. 1 StromVG jedoch vor, künftig mit Ausnahme der Pumpspeicher alle Speicher explizit als Endverbraucher zu definieren. Dies wäre ein Rückschritt.

²⁰ Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz, Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz, NNMV – CH 2021, Branchenempfehlung des VSE, September 2021
<https://www.strom.ch/de/media/13220/download>

Umsetzung Massnahme B8

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 4 Begriffe

1 In diesem Gesetz bedeuten:

- b. Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen ~~oder zur Speicherung aus dem Netz beziehen~~; ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken und für reine Speicher;

■ Lösungen Saisonspeicher (Massnahme B9)

Massnahme B9	
Lösungen Saisonspeicher: Forschungs- und Innovationsgelder für Saisonspeicher	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Ausbau grössere dezentrale und zentrale Speicher	langfristig

Die saisonalen Unterschiede werden zunehmen, infolge der zunehmenden Elektrifizierung (insbesondere des Heizens mittels Wärmepumpen) und aufgrund der Veränderung im Produktionsmix hin zu sommerlastiger PV. Es braucht Lösungen, um die Überproduktion im Sommer in den Winter zu verlagern.

Heute eignen sich zur saisonalen Speicherung hauptsächlich Wasser-Speicherkraftwerke, welche derzeit den Kraftwerkspark in der Schweiz dominieren und über die grösste Kapazität verfügen. Das Ausbaupotential der Wasserkraft ist jedoch weitgehend ausgeschöpft. Es gibt nur noch beschränkt Möglichkeiten, etwa durch Erhöhung der Talsperren oder potenziell auch Periglazialseen die Kapazitäten zu erhöhen (vgl. Massnahme B3).

Power-to-X (PtX, wobei X für chemische Energieträger steht) bietet sich als Alternative an und verfügt neben den Wasser-Speichern über das grösste Potenzial für die saisonale Speicherung. Dieser Methode stehen jedoch regulatorische wie hohe wirtschaftliche Hürden im Weg und nötiger technischer Fortschritt bevor. Power-to-X Anlagen weisen heute noch sehr tiefe Wirkungsgrade auf und lassen sich kaum wirtschaftlich betreiben. Zudem kann die Lagerung des Wasserstoffs in grossen Mengen im Inland eine Herausforderung darstellen. Die EU setzt sich in diesem Bereich mit der «Wasserstoff-Initiative» speziell für die Entwicklung von Power-to-Hydrogen ein. Preissignale von Netz und Energie spielen eine gewichtige Rolle hinsichtlich Wirtschaftlichkeit der Speicheranlagen: Leistungsbasierte und dynamische Netznutzungs- und Energietarife können einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit leisten bei netz- und/oder systemdienlichen Verhalten der Speicheranlagen.

Um den technischen Fortschritt bei der Saisonspeichertechnologien zu beschleunigen, sind in diesem Bereich vermehrt Forschungs- und Innovationsgelder von Nöten (z.B. im Rahmen der Energieforschungsprogramme des Bundes).

Umsetzung Massnahme B9

- Die Wirtschaftlichkeit aller Speicher hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Entscheidend wirken die Höhe und Struktur der Energie- und Netzkosten sowie die Erlöse aus SDL. Bei Speichern soll das Gleichbehandlungsprinzip gelten. Reine Speicher gehören analog zu Pumpspeichern von Netznutzungsentgelten befreit.
- Verschiebung der Fördergelder des BFE zu PtX Technologien.

■ Sicherer Weiterbetrieb Kernkraftwerke (Massnahme B10)

Massnahme B10	
Sicherer Weiterbetrieb Kernkraftwerke: Vermeidung von (nicht sicherheitsrelevanten) Massnahmen, welche die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Sicherer und wirtschaftlicher Weiterbetrieb bestehender Kernkraftwerke	kurzfristig

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz kommt bislang weniger schnell voran, als geplant und für die Zielerreichung der Energie- und Klimastrategie des Bundes notwendig. Die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke werden daher vorderhand ein wichtiges Standbein der Schweizer Stromversorgung bleiben. Gemäss Energiestrategie 2050 dürfen die Kraftwerke so lange weiterbetrieben werden, als sie sicher sind.

Die Vorgabe eines sicheren Betriebs bedingt eine sorgfältige Instandhaltung, vorausschauende Nachrüstungen und Modernisierungen sowie höchste Sicherheitsstandards. Die Betreiber gewährleisten dies u.a. im Rahmen eines umsichtigen Alterungsmanagements. Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat ENSI formuliert dazu entsprechende regulatorische Anforderungen und überprüft die Sicherheit der Kernkraftwerke ständig. Es attestierte den Schweizer Kernkraftwerken bisher ein sehr hohes Sicherheitsniveau.

Zwei der bestehenden Kernkraftwerke befinden sich bereits im Langzeitbetrieb (d.h. über 50 Betriebsjahre). Damit die Betreiber die Anlagen bis zu 60 Jahre und bei Bedarf auch länger am Netz behalten und wirtschaftlich betreiben können, ist gemäss Swissnuclear Folgendes elementar²¹:

- Ein weiter Planungshorizont. Die Planung der Verlängerung des Langzeitbetriebs muss aus technischen und betrieblichen Gründen mit mindestens zehn Jahren Vorlauf erfolgen. Eine kurzfristige Verlängerung des Betriebs wäre, wenn die Weichen auf Ausserbetriebnahme gestellt sind, nicht mehr möglich.
- Stabil gute Rahmenbedingungen. Der Langzeitbetrieb erfordert erneute finanzielle Investitionen. Hierfür ist es notwendig, dass die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Kernkraftwerke stabil und fair sind und bleiben. Rechts- und Investitionssicherheit sind zentral.
- Partnerschaftliche Verständigung. Ein offener Dialog zwischen Bund und Betreibern ist die Basis für eine gute Zusammenarbeit im Interesse der sicheren Versorgung.

Umsetzung Massnahme B10

- Die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke sollen so lang betrieben werden, als ihre Sicherheit gewährleistet ist.
- Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollen so weit als möglich eine langfristige Planung ermöglichen.
- Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und Investitionen in den Langzeitbetrieb soll nicht durch nicht sicherheitsrelevante Vorgaben geschmälert werden.

²¹ Langzeitbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke, Versorgungssicherheit mit Kernkraft benötigt Verbindlichkeit, Medienmitteilung von swissnuclear, 9.8.2021
https://www.swissnuclear.ch/upload/cms/news/20210809MMLZBVerbindlichkeitfinal_DE.pdf

■ **Rasche Etablierung Energiereserve (Massnahme B11)**

Massnahme B11	
Rasche Etablierung Energiereserve: Technologieoffene Ausschreibungen für aussermarktliche Energiereserve (zentrale und dezentrale Produktion sowie Verbraucher)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Schaffung aussermarktlicher Reserven zur Überbrückung von ausserordentlichen Situationen	kurzfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Der Abbau gesicherter Kapazitäten (Kernenergie, Kohle) verändert den Strommarkt europaweit grundlegend. Die Produktion wird volatil und stärker abhängig von den Witterungsbedingungen. Diese Veränderungen wirken sich grundsätzlich negativ auf die Exportfähigkeit der Nachbarländer aus. Bei ungünstigen Wetterbedingungen können unsere Nachbarn die Schweiz unter Umständen künftig nicht mitversorgen, selbst wenn sie wollten. In ausserordentlichen Situationen, in denen der Markt die Nachfrage nicht decken kann, müssen daher Reserven zur Verfügung gestellt werden. Diese müssen sicherstellen, dass sich die Schweiz im Extremfall während mindestens 14 Tagen aus eigener Kraft versorgen kann.

Die Einrichtung einer Energiereserve ist ein geeignetes Instrument, um kurz- bis mittelfristige Knappheitssituationen zu überbrücken. Die Energiereserve ist möglichst offen auszugestalten, damit sie auch künftigen Anforderungen genügt. Insbesondere ist sicherzustellen, dass die Reserve technologieneutral ausgestaltet wird. Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sein sollen nebst Speicherkraftwerks- und Speicherbetreibern insbesondere auch Verbraucher. Alle teilnehmenden Anlagen und Verbraucher müssen an das Schweizer Stromnetz angeschlossen sein. De facto dürfte die Energiereserve vornehmlich aus Speicherwasserkraft bereitgestellt werden. Ziel ist es dabei, ein zu frühes Leeren der Speicherseen im Laufe des Winters zu verhindern.

Der VSE unterstützt die rasche Einrichtung einer Wasserkraftreserve als Beitrag zur Sicherstellung der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit und befürwortet deren vorgezogene Einführung auf dem Verordnungsweg. Dies macht jedoch die gesetzliche Regelung nicht obsolet. Es ist im Rahmen des Mantelerlasses zügig eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, um die Rechtssicherheit zu stärken und die Reserve für weitere Anbieter zu öffnen. Die Reserve ist technologieoffen auszugestalten und auch Verbraucher sollen daran teilnehmen können.

Es ist zentral, die Wasserkraftreserve marktbasiert zu beschaffen und die Entschädigung für den Abruf der Reserve marktnah zu gestalten. Die Rollen der verschiedenen Akteure, insbesondere diejenigen der EICom und von Swissgrid, sind klar zu definieren und zu trennen. Erstere hat die materiellen Fragen zur Ausgestaltung und Dimensionierung zu beantworten und Aufsichtsfunktionen wahrzunehmen, letztere ist ausschliesslich für die operative Durchführung zuständig. Datenlieferungen, insbesondere solche von sensiblen Geschäftsdaten, sind auf ein vernünftiges Mass und in erster Linie auf konkrete Auskunftsfragen der EICom zu begrenzen. Auf die Weitergabe von Daten ist zu verzichten.

Den Anbietern der Reserve sind die Vorhaltung und ein allfälliger Abruf zu entschädigen. Je höher die Entschädigung für den Abruf ausfallen darf, umso geringer kann das Entgelt für die Vorhaltung sein. Daher soll

die Entschädigung beim Abruf dem zum Zeitpunkt des Abrufs geltenden Marktpreis entsprechen und nicht administrativ tiefer angesetzt werden. So werden die jährlichen Vorhaltekosten, welche durch die Netznutzer finanziert werden, minimiert. Das ist anzustreben, weil das Entgelt für die Vorhaltung auch in Jahren ohne Reserveabruf anfallen wird, was gemäss Erwartung des VSE in den meisten Jahren der Fall sein dürfte.

Umsetzung Massnahme B11

- Umsetzung der Wasserkraftreserve auf Verordnungsstufe (basierend auf Art. 9 StromVG)
- Rasche Erweiterung zu einer Energiereserve gemäss Vorschlag des Bundesrates (Art. 8a StromVG/ Mantelerlass).

Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve:

Art. 2 Eckwerte

- 1 Die Elektrizitätskommission (EiCom) legt jährlich bis zum 30. Juni die Eckwerte der Reserve und deren Ausschreibung fest und veröffentlicht sie.
- 3 Zu den Eckwerten gehören insbesondere:
- a. Vorgaben für die Ausschreibung:
 4. allfällige Kostenobergrenzen für die Vorhaltung, mit einer transparenten und nachvollziehbaren Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen Reservevorhaltung und Gefährdung der Versorgungssicherheit als Bemessungsgrundlage ~~Obergrenzen für das Vorhalteentgelt~~;
 - d. Vorgaben zum Abruf und zur Berechnungsmethodik ~~zu~~ dessen Entschädigung;
 - e. der Umgang mit Partnerwerken und dem ein allfälliges Pooling von Angeboten;
 - h. (neu) Vorgaben zur Berechnungsmethodik des Aufgelds bei einem Abruf der Reserve analog zur Ausgleichsenergie, so dass kein Anreiz besteht, Energie anstatt am Markt aus der Reserve zu beschaffen;
 - i. (neu) Eignungs- und Zugangskriterien für die Teilnahme an der Ausschreibung;
 - j. (neu) Informationspflicht gegenüber der EiCom für die an der Reserve beteiligten Betreiber.
- 4 ~~3~~ Die EiCom kann bei der Festlegung der Eckwerte Informationen und Unterlagen von der die nationalen ~~en~~ Netzgesellschaft (Netzgesellschaft) beziehen.

Weitere Anträge s. Stellungnahme des VSE²²

²² Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve, Stellungnahme VSE, 17.6.2022
<https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-verordnung-ueber-die-errichtung-einer-wasserkraftreserve>

■ Ausschreibung von Back-up Kraftwerken (Massnahme B12)

Massnahme B12	
Ausschreibung von Back-up Kraftwerken: Schaffung Voraussetzungen für aussermarktliche Reservekraftwerke (Back-up) komplementär zur Energiereserve	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Reserven schaffen zur Überbrückung von kurz und länger dauernde Knappheitssituationen	mittelfristig

Zur Einordnung dieser Massnahmen in den Kontext s.a. Matrix zu Beginn von Kapitel 2.2

Unter Back-up Kraftwerken werden Kraftwerke (insbes. Gas- und auch Ölkraftwerke) verstanden, welche im Knappheitsfall zum Einsatz kommen, wenn der Markt nicht mehr funktioniert. Sie müssen jederzeit verfügbar sein. Im Falle von Gaskraftwerken braucht es auch eine Regelung zur Reservelagerungen für Erdgas in der Schweiz, da zwischen Gas- und Strommangellagen eine hohe Korrelation bestehen dürfte.

Die Back-up Kraftwerke sollen die Energiereserve ergänzen. Das Zusammenspiel zwischen den beiden Reserven bei einem Abruf gilt es noch zu definieren. Der Bundesrat hat an seiner Sitzung vom 16. Februar 2022 neben der Wasserkraftreserve weitere Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit beschlossen²³. In diesem Zusammenhang hat er das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, die für den Bau und Betrieb von Spitzenlast-Kraftwerken (gemäss Konzept ElCom²⁴) notwendigen Bestimmungen zu erarbeiten. Am 17. August 2022 hat der Bundesrat an seiner Sitzung beschlossen, dass das UVEK und das WBF Vertragsverhandlungen zum Einsatz von Reservekraftwerken führen können.

Umsetzung Massnahme B12

- *In Erarbeitung: Grundlagen und Positionierung VSE zur Ausgestaltung der Ausschreibung der Reservekraftwerke.*

²³ Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reserve-Kraftwerke, Medienmitteilung des Bundesrates, 17.2.2022

<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-87202.html>

²⁴ Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk, ElCom, 30.11.2021

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>

■ **Schaffung neuer Rollen für aussermarktliche Reserven (Massnahme B13)**

Massnahme B13	
Schaffung neuer Rollen für aussermarktliche Reserven: Definition und Zuweisung Zuständigkeiten für Monitoring, Dimensionierung und Auflösung Reserve sowie für Organisation und Ausführung Ausschreibung Energiereserve und ggf. Back-up Kraftwerke	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Reserven schaffen zur Überbrückung von kurz und länger dauernde Knappheitssituationen	kurzfristig

In Zusammenhang mit der Energiereserve und den Back-up Kraftwerken ergeben sich verschiedene neue strategische Aufgaben. Einerseits müssen Bedarf, Dimensionierung und Auflösung der Reserven festgelegt, andererseits die neuen operativen Aufgaben wie die Organisation und Ausführung von Ausschreibungen der Energiereserven definiert werden.

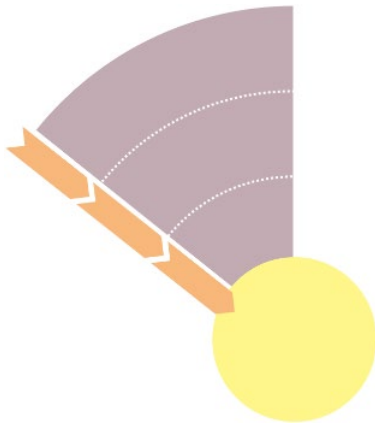
Die Dimensionierung und die Ausgestaltung der Reserve ist bei der Wasserkraftreserve Aufgabe der ECom. Dazu gehört insbesondere auch die Festlegung von Berechnungsmethoden für die Abrufentschädigung und den Abrufpreis (inkl. Aufgeld) sowie von allfälligen Auskunftpflichten. Die operative Umsetzung obliegt der Swissgrid. Diese Rollentrennung ist strikte einzuhalten und hat auch für andere Reserven zu gelten.

Der Abrufpreis, den die Bilanzgruppen bei einem Abruf der Reserve zahlen, ist so auszugestalten, dass er zu möglichst geringen Marktverzerrungen führt. Er hat sich am Marktpreis im Zeitpunkt des Reserveabrufs zu orientieren und ein Aufgeld zu umfassen, welches einen Fehlanreiz zulasten einer Marktbeschaffung vermeidet.

Umsetzung Massnahme B13

- Klare Definition der Rollen: strikte Trennung der Verantwortung der materiell relevanten Entscheide und Vorgaben für Methodik einerseits und der operativen Abwicklung andererseits.

2.3 Handel



Der Strommarkt dient der effizienten Preisbestimmung der gehandelten Produkte. Die Marktinstrumente tragen zu einer effizienten Versorgung bei. Sie sind so zu optimieren, dass der Markt verstärkt zur gesellschaftlich und politisch gewünschten Versorgungssicherheit beiträgt.

Liste der Massnahmen

- Ermöglichung Preissignale (Massnahme C1)
- Weiterentwicklung Schweizer Balancing und Redispatching Plattform (Massnahme C2)
- Teilnahme an europäischen Handelsplattformen (Massnahme C3)
- Internationaler, wirksamer CO₂-Markt (Massnahme C4)
- Ausweitung Emissionshandelssystem auf weitere Sektoren (Massnahme C5)
- Erhöhung Transparenz Netztransferkapazität (NTC) im Verbundnetz (Massnahme C6)

■ Ermöglichung Preissignale (Massnahme C1)

Massnahme C1	
Ermöglichung Preissignale: Stärkung der kurzfristigen Handelsmärkte	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Optimierung von Marktmechanismen	kurzfristig

Aus Sicht des VSE soll das Strommarktdesign effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, marktbasiert sein und möglichst ohne marktverzerrende Einflüsse auskommen. Der Grosshandelsmarkt (Energy-only-Markt) ist nach wie vor das zentrale Element zur effizienten Preisbestimmung der gehandelten Produkte. Optimierungen des Systems wie beispielsweise die Verlegung des Handelsschlusses möglichst nah an den Lieferzeitpunkt und die Ermöglichung von Preisspitzen bilden die Realität besser ab und stärken so die Handelsplätze.

Die Energiewirtschaft der Schweiz ist geprägt von Investitionsentscheiden, welche unter einem anderen Ordnungsrahmen getätigt wurden. Anreize für Investitionen in den Schweizer Kraftwerksbestand und den Ausbau der erneuerbaren Energien bleiben unter dem aktuellen Strommarktdesign aus. Dies liegt einerseits daran, dass die Preissignale des Grosshandelsmarktes für einen vergleichweisen kurzen Zeithorizont wirken (liquider Handel für jeweils die nächsten drei Jahre). Zudem sind aufgrund des Wettbewerbs nur die variablen Kosten und nicht die Vollkosten preisbestimmend. Kraftwerke, deren variable Kosten tiefer sind als der Market Clearing Price, erwirtschaften in diesem Moment einen kleinen Deckungsbeitrag an die Investitionskosten. Kraftwerke mit hohen Investitionskosten (wie die Wasserkraft) brauchen sehr lange, bis die Investitionskosten über diese Beiträge gedeckt werden können, falls überhaupt. In einem Markt mit einem sehr hohen Anteil an nicht steuerbaren, erneuerbaren Energien (mit variablen Kosten gegen Null) ist davon auszugehen, dass die Preise in vielen Stunden niedrig sein werden und sich damit die Vollkosten kaum decken lassen. Das reicht nicht, um die Investitionsunsicherheiten zu überwinden. Umso wichtiger ist es, dass in Knappheitssituationen auch die entsprechend Knappheitspreise zugelassen werden. In diesen wenigen Stunden mit Knappheitspreisen, müssen die Anlagen einen relevanten Deckungsbeitrag erzielen.

Umsetzung Massnahme C1

- Verlegung des Handelsschlusses möglichst nah an den Lieferzeitpunkt.
- Ermöglichung von Preisspitzen (Knappheitspreise).

■ Weiterentwicklung Schweizer Balancing und Redispatching Plattform (Massnahme C2)

Massnahme C2	
Weiterentwicklung Schweizer Balancing und Redispatching Plattform: Ermöglichen effizienter Zugang Swissgrid zu flexiblen Ressourcen mit unterschiedlichen Zeithorizonten	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Optimierung von Marktmechanismen	mittelfristig

Systemdienstleistungen (SDL) sorgen für einen ständigen Ausgleich zwischen Verbrauch und Produktion. Als SDL werden in der Elektrizitätsversorgung alle Hilfsdienste bezeichnet, die Netzbetreiber für Kunden neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen und die den zuverlässigen Systembetrieb gewährleisten. Dazu gehören u.a. Redispatch-Massnahmen und Balancing.

Grundsätzlich sind (meist regional organisierte) Bilanzgruppen verantwortlich, die Nachfrage und das Angebot zu prognostizieren (sog. Fahrpläne). Der tatsächliche Stromverbrauch und die Produktion können jedoch von der Prognose abweichen oder es kann unerwartet zum Ausfall eines Kraftwerkes oder Verbrauchers kommen. Diese Differenzen zwischen effektivem Verbrauch und Erzeugung werden von Swissgrid mittels Balancing (positive oder negative Regelenergie) ausgeglichen.

Zeichnen sich aufgrund der Fahrpläne Engpässe ab, stehen der Nationalen Netzgesellschaft Swissgrid unterschiedliche Massnahmen zur Verfügung, um eine Netzüberlastung zu vermeiden. Unter anderem kann Swissgrid vorgängig kontrahierte Dienstleistungen, in einem bestimmten Zeitraum und in bestimmtem Ausmass die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren (Redispatch), abrufen. Dies kann auch über Landesgrenzen hinweg erfolgen.

Swissgrid hat die gesetzlich festgelegte Aufgabe, SDL in marktbasierter Verfahren zu beschaffen. Dazu schliesst Swissgrid insbesondere nach einer technischen und betrieblichen Prüfung der Anbieter und deren Kraftwerke einen Rahmenvertrag mit diesen ab. Auf dieser Grundlage können Anbieter an den Ausschreibungen für Systemdienstleistungen teilnehmen.

Durch den fortschreitenden Ausschluss von Swissgrid aus dem europäischen Strombinnenmarkt droht auch den einheimischen Produzenten ein Ausschluss von zahlreichen Marktsegmenten. Dies betrifft insbesondere die grenzüberschreitenden Kurzfrist- und Balancing-Märkte.

Um innerhalb der Schweiz einen effizienten Zugang zu SDL sicherzustellen, wird der Aufbau einer universellen Plattform-Struktur («Meta-Plattform») für den zukünftigen Netz- und Marktbetrieb angestrebt. Auf dieser Plattform werden verschiedene Flexibilitätsprodukte ausgetauscht, um Dienstleistungen bereitzustellen. Eine Verbindung zu anderen spezifischen Plattformen (z.B. für die Aggregation verteilter Flexibilitätsquellen) wäre möglich. Sie würde effiziente Lösungen für Dienstleistungen für den ÜNB (der als einziger Käufer auftritt) bereitstellen. Diese Dienstleistungen würden die Hauptaufgaben Frequenzhaltung und Engpassmanagement abdecken.

Die Meta-Plattform würde Swissgrid einen effizienten Zugang zu flexiblen Ressourcen für Redispatch & Balancing mit unterschiedlichen Zeithorizonten ermöglichen. Damit würde das Schweizer Übertragungsnetz zu

einem Hub, der sowohl eine optimale Nutzung des Netzes ermöglichen sowie klare Preissignale für inländische Investitionen setzen würde.

Umsetzung Massnahme C2

- Reform des Systemdienstleistungs-Marktes (SDL) zur Stabilisierung des Netztes sowie Optimierung von Balancing und Redispatch (Swissgrid mit Schweizer Produzenten).

■ Teilnahme an europäischen Handelsplattformen (Massnahme C3)

Massnahme C3	
Teilnahme an europäischen Handelsplattformen: Erhalt bzw. Wiederherstellung Möglichkeit zur gleichberechtigten Teilnahme (u.a. Regelenergie TERRE, Intraday XBID)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Optimierung von Marktmechanismen	kurz- und mittelfristig

Um ein funktionierendes Stromversorgungssystem zu ermöglichen, braucht es eine Kaskade von verschiedenen Märkten und Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergiemarkt) und eine intensive Zusammenarbeit über Landesgrenzen hinweg. Die Schweizer Stromversorgung ist seit jeher auf den Austausch mit den Nachbarländern ausgerichtet. Die Schweizer Stromversorgung lässt sich daher nicht als Inselsystem betreiben.

Aufgrund eines fehlenden Abkommens mit der EU ist die Schweiz jedoch von den wichtigen Handelsplattformen ausgeschlossen, welche einen einfachen und effizienten Zugang zu diesen Märkten ermöglichen:

- Day Ahead Market Coupling: Das Day Ahead Flow Based Market Coupling (FBMC) stellt den optimierten Handel (Strom für den nächsten Tag) zwischen den europäischen Ländern sicher (Maximierung der Wohlfahrt über die verschiedenen Länder mittels impliziter Auktionen der Grenzkapazitäten). Gemeinsames Ziel ist die bestmögliche Kalkulation der Strompreise und die effiziente Verwertung grenzüberschreitender Allokationen. Nach aktuellem Stand sind die Märkte von 23 europäischen Ländern aneinander gekoppelt. Die Schweiz war von Beginn an ausgeschlossen.
- Intraday Market Coupling: Nach dem Day Ahead Handel folgt zeitlich der Intraday Handel (Strom für den aktuellen Tag). XBID ist eine IT-Plattform und ermöglicht den grenzüberschreitenden harmonisierten Intraday-Handel. Nach aktuellem Stand sind die Märkte von 14 europäischen Ländern aneinander gekoppelt. Ursprünglich konnte die Schweiz am Intraday Market Coupling teilnehmen, wurde jedoch aufgrund des fehlenden bilateralen Abkommens von der entsprechenden Plattform (XBID) ausgeschlossen.
- Regelenergiemärkte: Nach diesen Kurzfristmärkten setzt der Markt für Regelenergie (oder Regelleistung) ein. Die Regelenergie (bzw. -leistung) wird bei unvorhergesehenen Leistungsschwankungen im Netz, d.h. bei Abweichungen von den Fahrplänen (Day Ahead und Intraday) sowie bei ungeplanten Ereignissen (Kraftwerksausfälle) für den Ausgleich benötigt. Dazu stehen drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung, welche auch auf den digitalen europäischen Energiebinnenmarkt-Plattformen PICASSO, MARI und TERRE auktioniert, verrechnet und überwacht werden (sollen):
 - Primärregelenergie: Sie muss innert 30 Sekunden abrufbar sein. Sie setzt automatisch ein und wird nur im ersten Moment gebraucht. Die Primärregelenergie muss schnellstmöglich von der Sekundärregelung abgelöst werden.
 - Sekundärregelenergie: Sie muss innert 5 Minuten abrufbar sein. Die digitale Plattform PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) ist seit Juni 2022 in Betrieb.
 - Tertiärregelenergie: Sie ist die langsamste Form und wird nach 15 Minuten manuell aktiviert, sofern die Primär- und Sekundärregelenergie nicht ausreichen. TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) ist seit 2020 in Betrieb. Die Schweiz kann zurzeit noch teilnehmen, ihr droht jedoch der Ausschluss. MARI (Manually Activated Reserves Initiative), welche eine Aktivierungszeit von

12.5 Minuten hat, soll 2022 in Betrieb genommen werden. Swissgrid hat gegen einen allfälligen Ausschluss von TERRE beim Europäischen Gerichtshof (EuGH) vorsorglich Klage eingereicht. Ein negatives Urteil (noch hängig) würde vermutlich auch den Ausschluss aus den Plattformen PICASSO und MARI bedeuten. Die Herausforderungen der Schweiz hinsichtlich Netzsicherheit in der Schweiz und Systemsicherheit in der Region würden damit noch weiter zunehmen.

Umsetzung Massnahme C3

- Die effiziente Strombeschaffung auf den Märkten und effiziente Systemdienstleistungen sind nur aufgrund einer Zusammenarbeit mit den Nachbarländern möglich. Die Schweizer Stromversorgung ist (seit 1959) auf eine über ihre Grenze hinausgehende Zusammenarbeit ausgelegt. Diese wird mit dem steigenden Anteil an volatiler Stromproduktion und Knappheitssituationen gar noch wichtiger.
- In wenigen Märkten (wie TERRE) kann die Schweiz noch teilnehmen, ein Ausschluss aus diesen wenigen Märkten gilt es zu verhindern.
- Die Integration in die Märkte, aus denen die Schweiz ausgeschlossen ist, gilt es (schrittweise) wiederherzustellen

■ Internationaler, wirksamer CO₂-Markt (Massnahme C4)

Massnahme C4	
Internationaler, wirksamer CO ₂ -Markt: Konsequente, wirksame und europäisch abgestimmte Klimapolitik (Emissionshandelssystem)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Marktbasierte Stärkung der Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Technologien	mittelfristig

Der VSE anerkennt und unterstützt das Ziel der Klimaneutralität ab 2050. Das Ziel der Klimaneutralität und die zu seiner Erreichung erforderlichen Rahmenbedingungen sind möglichst international abzustimmen, damit Fehlanreize, die durch ein regulatorisches Gefälle entstehen können, möglichst vermieden werden können.

Eine langfristige Dekarbonisierung kann nur durch die vollständige Internalisierung der Kosten der CO₂-Emissionen erreicht werden. Dies hat über ein umfassendes und wirksames Emissionshandelssystem bzw. für allfällig noch nicht dem Emissionshandelssystem unterliegende Sektoren über eine CO₂-Abgabe zu erfolgen. Ein ambitioniertes Emissionshandelssystem trägt zur Wettbewerbsfähigkeit von CO₂-neutralen Kraftwerken bei. Ein umfassendes Lenkungssystem sollte mittel- bis langfristig die Fördermassnahmen ablösen und gleichzeitig sicherstellen können, dass für die benötigten grossen Investitionen das erforderliche Kapital zur Verfügung gestellt werden kann.

Das Schweizer Emissionshandelssystem (EHS) ist seit 1. Januar 2020 mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) gekoppelt. Das Emissionshandelssystem verzeichnete in den letzten 2 Jahren einen deutlichen Preisanstieg auch dank den notwendigen Korrekturen durch die EU (u.a. Market Stability Reserve). Die Market Stability Reserve (MSR) wurde als Reaktion auf den strukturellen und langfristigen Überschuss an Emissionszertifikaten, welcher aufgrund der Auswirkungen der globalen Finanzkrise ab Mitte 2009 entstand, konzipiert und 2015 eingeführt. Die EU plant einen Carbon Border Adjustment Mechanismus, CBAM (Fit for 55) einzuführen. Die Schweiz ist dank der Kopplung der beiden Emissionshandelssysteme vorerst nicht davon betroffen. Es ist dafür zu sorgen, dass das System und die Kopplung mit Europa beibehalten wird.

Das vorherrschende Emissionshandelssystem ist geeignet, um die gewünschte Wirkung zu erzielen, wie auch die beiden letzten Jahre zeigten. Die Handelssysteme umfassen bislang jedoch vor allem die treibhausgasintensivsten Industrieanlagen. Davon betroffen sind unter anderem die Sektoren Zement, Chemie und Pharma, Raffinerien, Papier, Fernwärme und Stahl. Das System ist alle Sektoren auszuweiten (vgl. Massnahme C5).

Umsetzung Massnahme C4

- Umfassendes und wirksames Emissionshandelssystem.
- Sicherstellung Kopplung des Schweizer Emissionshandelssystems mit dem Europäischen Emissionshandelssystem.

■ **Ausweitung Emissionshandelssystem auf weitere Sektoren (Massnahme C5)**

Massnahme C5	
Ausweitung Emissionshandelssystem auf weitere Sektoren	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Marktbasierte Stärkung der Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Technologien	mittelfristig

Damit die Entwicklung in Richtung eines CO₂-neutralen Gesamt-Energiesystems gelingt, sind geeignete Instrumente nötig, die über alle Sektoren hinweg Anreize zur Senkung der CO₂-Emissionen setzen. Aus Sicht des VSE stellt zu diesem Zweck eine vollständige Internalisierung der externen Kosten der CO₂-Emissionen in allen Sektoren nach wie vor das geeignetste Instrument dar. Dies sollte über ein umfassendes und wirksames Emissionshandelssystem bzw. für allfällig noch nicht dem Emissionshandelssystem unterliegende Sektoren über eine CO₂-Abgabe erfolgen (vgl. Massnahme C4).

Im Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität ab 2050 müssen früher oder später alle Sektoren ihre Emissionen auf netto null senken. Daher ist es notwendig, dass alle Verbrauchssektoren, also Gebäude, Verkehr, Industrie (u.a. auch die Abfallentsorgung) und Landwirtschaft, baldmöglichst gleichermassen zur Senkung der CO₂-Emissionen beitragen. Solange aus realpolitischen Gründen ein umfassendes Lenkungssystem nicht umgesetzt werden kann, muss eine vergleichbare Wirkung über die anderen gesetzlich vorgesehenen Massnahmen erzielt werden. Um diese Massnahmen konsequent sowohl auf das Reduktionsziel von 2030 wie auch auf das längerfristige Klimaneutralitäts-Ziel auszurichten, erachtet es der VSE als notwendig, verschiedene Korrekturen am heutigen Instrumentarium vorzunehmen.

Alle Verbrauchssektoren, also Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft, müssen gleichermassen zur Senkung der CO₂-Emissionen beitragen. Deshalb wäre grundsätzlich eine Ausweitung des Emissionshandelssystems auf weitere Sektoren notwendig. Die EU plant für die Emissionen der Sektoren Strassenverkehr und Gebäude ein separates Emissionshandelssystem einzuführen.

Umsetzung Massnahme C5

- Ausweitung CO₂-Lenkungssystem (Emissionshandel oder CO₂-Abgaben) möglichst auf alle Sektoren.
- Alternativ (falls fehlende Akzeptanz): Wirksame Massnahmen zur effektiven Senkung der CO₂-Emissionen in allen Sektoren (Zielvereinbarungen, Unterstützung von Systemlösungen Elektromobilität, etc.).

■ Erhöhung Transparenz Netztransferkapazität (NTC) im Verbundnetz (Massnahme C6)

Massnahme C6	
Erhöhung Transparenz Netztransferkapazität (NTC) im Verbundnetz: Bereitstellung von Daten, Schulung Marktteilnehmer	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Erhöhung Vorhersehbarkeit Importmöglichkeiten	kurzfristig

In der Europäischen Union hat sich mit der Einführung der Marktkopplung die Bestimmung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten verändert. Diese werden zwischen EU-Ländern seit einiger Zeit implizit (d.h. gleichzeitig mit den im Land und über Landesgrenzen hinweg ausgetauschten Strommengen im Rahmen der Day-Ahead-Auktionen) festgelegt. Ziel der Marktkopplung ist eine grenzüberschreitende Optimierung der Nutzung verfügbarer Produktionsmittel und Transportkapazitäten und somit die Maximierung der Wohlfahrt über alle Länder.

Die Schweiz ist von dieser Marktkopplung mangels eines bilateralen Abkommens mit der EU ausgeschlossen. Die für den Handel maximal zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten der Schweiz müssen dadurch weiterhin explizit festgelegt und verauktioniert (getrennt von den gehandelten Strommengen) werden müssen. Die entsprechenden verfügbaren Mengen werden als Netztransferkapazitätswerte (Net Transfer Capacity, NTC) berechnet und den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt. Die NTC-Prognosen ermöglichen es den Marktteilnehmern, in Kenntnis der Import- und Exportmöglichkeiten die Angebotsseite des Marktes zu beurteilen und sind daher mitbestimmend für die Nachfrage nach Produktion in der Schweiz und für die Strompreisbildung in der Schweiz.

Swissgrid bestimmt zusammen mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern die NTC-Werte aller vier Schweizer Grenzen auf halbjährlicher, monatlicher und täglicher Basis und publiziert diese auf ihrer Webseite.²⁵ Für auf längere Sicht prognostizierte NTC-Werte werden die bereits bekannten Ausserbetriebnahmen von Leitungen, Transformatoren und Kraftwerken berücksichtigt. Bei den kurzfristigen Prognosen auf täglicher Basis werden zudem betriebliche Aspekte berücksichtigt, wie Netztopologie, Wetter- und Windprognose, Temperatur sowie aussergewöhnliche Produktions- und Lastverteilungen.

Die verfügbare NTC kann durch zusätzliche exogene Faktoren situativ stark reduziert werden, die sich aus der Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes ohne Einbindung der Schweiz ergeben²⁶. Empfindliche NTC-Kürzungen können sich insbesondere ergeben durch ungeplante Flüsse (loop flows). Es handelt sich dabei um unangemeldete Flüsse, die durch das Schweizer Netz fließen, jedoch nicht für die Versorgung der Schweiz vorgesehen oder Teil von Transitflüssen durch die Schweiz sind. Beispielsweise fliesst bis zu 30% des zwischen Deutschland und Frankreich direkt gehandelten Stroms ungeplant (physisch) über die Schweiz. Solche Flüsse haben mit dem zunehmenden europaweiten Handel zugenommen. Ein weiteres Element, das künftig die NTC stark kürzen könnte, ist die Anwendung der 70%-Regel in der EU ab spätestens 2025. Im Rahmen dieser Regel müssen die EU-Mitgliedstaaten 70% ihrer Grenzkapazitäten für den Handel zur Verfügung halten. Es besteht das Risiko, dass die Nachbarländer der Schweiz zur Einhaltung

²⁵ NTC-Werte, Website swissgrid
<https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/congestion-mgmt/ntc.html>

²⁶ Die 70%-Regel und die Schweiz, Oder warum 100 minus 70 nicht immer 30 ergibt, Beitrag von Stephanie Bos auf Website swissgrid
<https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2022/die-siebzig-prozent-regel.html>



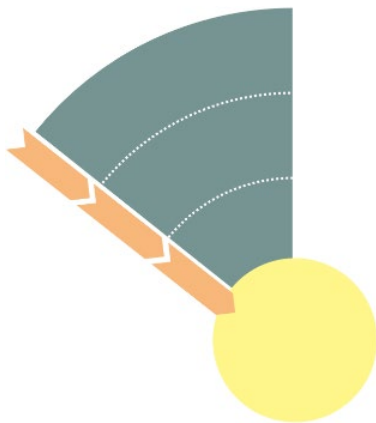
dieser Regel einseitig die NTC-Kapazität zur Schweiz stark reduzieren, um inländische Engpässe zu kompensieren.

Es ist fraglich, ob diese Entwicklungen für die Marktteilnehmer hinreichend transparent und nachvollziehbar sind. Dies verfälscht die Markteinschätzung mit der Folge, dass die Preise die effektiven Gegebenheiten und allfällige Knappheitssignale nicht korrekt wiedergegeben werden. Daher ist die Nachvollziehbarkeit der NTC-Entwicklungen für die Marktteilnehmer durch erhöhte Transparenz und Kommunikation zu verbessern. Dies könnte beispielsweise durch Bereitstellung von Daten, Workshops für Marktteilnehmer, Erläuterungen zu Einflussfaktoren erfolgen.

Umsetzung Massnahme C6

- Verbesserter Austausch und Erhöhung der Transparenz bezügl. NTC-Werten innerhalb der Branche: Bereitstellung von Daten, Angebot von Workshops und Erläuterungen für Marktteilnehmer durch die Übertragungsnetzbetreiberin.

2.4 Netze



Das Stromnetz ist der Enabler der Energie- und Klimastrategie und die Lebensader der Stromversorgung. Die Netze aller Ebenen müssen störungsfrei betrieben werden können. Dazu muss das Netz um- und ausgebaut werden und auch vor Angriffen aus dem Cyberraum geschützt sein.

Durch die Elektrifizierung und Dezentralisierung verändern sich vor allem die Anforderungen an das Verteilnetz (dezentrale Produktion, Ladestationen für Elektromobilität, veränderte Stromflüsse). Die Digitalisierung ist Teil der Lösung für die Bewältigung dieser Herausforderung. Diese erleichtert auch die Optimierung des Systems unter Berücksichtigung der Bedürfnisse und Ansprüche sowohl der Kunden als auch der Netzbetreiber. Das Übertragungsnetz ermöglicht den überregionalen und grenzüberschreitenden Stromaustausch und stellt die Systemstabilität sicher. Um dies weiterhin zu gewährleisten, müssen Massnahmen für die Netzstabilität ergriffen werden.

Liste der Massnahmen

- Sicherheit für Investitionen in Um-/Ausbau und Digitalisierung der Netze aufrechterhalten (Massnahme D1)
- Keine Anreizregulierung (Massnahme D2)
- Schutz kritischer Netzinfrastrukturen aller Ebenen vor Cyberangriffen (Massnahme D3)
- Rechtssicherheit bei manuellem Lastabwurf sicherstellen (Massnahme D4)
- Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität (Massnahme D5)
- Handlungsspielraum für Netztarifizierung (Massnahme D6)
- Möglichkeit zum Last- und Einspeisemanagement (Massnahme D7)
- Einführung Möglichkeit zu Peak Shaving (Massnahme D11)
- Datengestützte Steuerung der Verteilnetze (Massnahme D8)
- Automatisierung der Prozesse (Massnahme D9)
- Rollout Smart Meter ohne Liberalisierung des Messwesens (Massnahme D10)

■ **Sicherheit für Investitionen in Um-/Ausbau und Digitalisierung der Netze aufrechterhalten (Massnahme D1)**

Massnahme D1	
Sicherheit für Investitionen in Um-/Ausbau und Digitalisierung der Netze aufrechterhalten: Beibehaltung WACC-Methodik und -Grenzwerte	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung Massnahme
Investitionsfähigkeit in den Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur sicherstellen	kurzfristig

Zur Gewährleistung einer sicheren und effizienten Netzinfrastruktur müssen hohe Summen investiert werden. Die jährlichen, regulären Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen liegen gemäss Elektrizitätsstatistik im Schnitt bei deutlich über 1.2 Mia. CHF jährlich; dies wohlgermerkt vor dem grossen Umbau des Energiesystems. Dieser setzt einen starken Um- und Ausbau v.a. der Verteilnetze voraus, um die Basis für die Dezentralisierung (Integration der erneuerbaren Energien) und der Elektrifizierung (Substitution fossile durch elektrische Anwendungen im Mobilitäts- und Wärmebereich) legen zu können. Da dafür Kapital auf bis zu 80 Jahre gebunden ist, sind für die Kapitalgeber langfristige Sicherheiten nötig (Vermeidung unnötiger Regulierungsrisiken). Entscheidend ist, dass stabil und angemessen Zinsen anfallen.

Die Verzinsung steht für eine risikogerechte Entschädigung; einerseits für die Bereitstellung des Kapitals, wobei die alternativen Investitionsoportunitäten zu berücksichtigen sind, und andererseits für das eingegangene Risiko. Da das Netz ein natürliches Monopol darstellt, wird für dieses ein kalkulatorischer Zinssatz festgesetzt (WACC, Weighted Average Cost of Capital). Wenn dieser WACC und damit die zu erzielende Rendite zu klein ist, besteht für Kapitalgeber kein ausreichender Anreiz, zu investieren. Dies gefährdet die Versorgungssicherheit.

Eine Anpassung der WACC-Methodik, wie beim Bund jüngst diskutiert, die eine Senkung der Kapitalverzinsung zur Folge hätte, würde den Systemumbau und die notwendigen Investitionen in die Netze bremsen. Ausserdem hätte dies auch Auswirkungen auf die Investitionen in erneuerbare Energien, da auch deren Kapitalkostensatz und damit deren Wirtschaftlichkeit automatisch gesenkt würde.²⁷ Dies ist nicht mit der Energie- und Klimastrategie kompatibel, respektive läuft ihr vielmehr diametral zuwider.

Für die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit steht die Investitionssicherheit für die Stromnetzbetreiber sowie eine nachhaltige, stabile Entwicklung des WACC im Zentrum. Die bestehende Methodik und die eingesetzten Grenzwerte dürfen dementsprechend nicht bereits wieder eine Anpassung erfahren. Die kurzfristige Betrachtung des aktuellen Zinsumfeldes greift für eine adäquate Festlegung des geltenden WACC respektive die Konditionen des Fremdkapitals zu kurz.

²⁷ Die WACC-Berechnung für die Förderung der erneuerbaren Energien (inkl. Grosswasserkraft) in der Energieförderungsverordnung ist direkt an die Methodik des Netz-WACC gekoppelt.

Umsetzung Massnahme D1

- Die Netzverzinsung soll weiterhin auf Basis der bewährten WACC-Methodik sowie der definierten Grenzwerte erfolgen (Art. 13 und Anhang 1 StromVV). Der resultierende WACC muss eine angemessene Höhe für die kalkulatorische Verzinsung (Art. 15 StromVG) widerspiegeln.

■ **Keine Anreizregulierung (Massnahme D2)**

Massnahme D2	
Keine Anreizregulierung	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Investitionsfähigkeit in den Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur sicherstellen	kurzfristig

Der Umbau der Energieversorgung wird insbesondere infolge der Dezentralisierung und Elektrifizierung zu einem hohen Anpassungsbedarf im Verteilnetzbereich führen: Das Netz muss ausgebaut, verstärkt und mit intelligenten Steuersystemen ausgerüstet werden. Auf regulatorischer Seite braucht es dazu möglichst hohe Stabilität und Vorhersehbarkeit. Es ist daher sinnvoll, das heutige Cost+-Regulierungssystem aufrechtzuerhalten und mit der geplanten Sunshine-Regulierung (Art. 22a StromVG/Mantelerlass) weiterzuentwickeln und mit der erhöhten Transparenz Anreize für die Effizienz zu schaffen. Der Bundesrat sieht dagegen bereits jetzt vor, allenfalls auf eine Anreizregulierung umzuschwenken (Art. 22a Abs. 3 StromVG/Mantelerlass). Der VSE erachtet dies nicht als sinnvoll.

Die ECom unterstreicht in ihren Tätigkeitsberichten (2018²⁸, 2019²⁹), dass «eine Anreizregulierung erhebliche Risiken mit sich bringt. Einerseits besteht die grosse Gefahr, dass zu wenig investiert wird. Zudem würde diese Umstrukturierung zu Rechtsunsicherheit und langen Gerichtsverfahren führen, was für den Regulator und die Netzbetreiber einen grossen zusätzlichen Aufwand bedeutet. Der Blick ins Ausland zeigt schliesslich, dass eine Anreizregulierung häufig nicht zu sinkenden Netzpreisen führt.» Die Schweiz nimmt zudem hinsichtlich Netz-Versorgungsqualität seit Jahren unverändert einen Spitzenplatz ein und hat ihre Kennwerte bezüglich der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrüche (SAIDI und SAIFI) in den vergangenen Jahren sogar weiter verbessert.

Für eine Weiterentwicklung des heutigen Regulierungssystems hat der Gesetzgeber zudem bereits in der Netzplanung entsprechende Vorgaben beschlossen, denen zufolge das Netz zunächst optimiert werden soll, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird (Art. 9b Abs. 2 StromVG). Diese Bestimmung ist seit Mitte 2019 in Kraft, so dass ihre Wirkung noch nicht quantifiziert werden kann. Auch mit der nun einzuführenden Sunshine-Regulierung sind zunächst konkrete Erfahrungen zu sammeln.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist es daher verfrüht, bereits schärfere Massnahmen in Form einer Anreizregulierung anzukündigen. Zudem fehlt Transparenz, nach welchen Kriterien Ziele festgelegt und die tatsächlich erzielten Effizienzsteigerungen als genügend oder ungenügend beurteilt würden.

²⁸ Tätigkeitsbericht der ECom 2018, ECom, Juni 2019
https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ECom%202018.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_ECom_2018-DE.pdf

²⁹ Tätigkeitsbericht der ECom 2019, ECom, Juni 2020
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf.download.pdf/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ECom%202019.pdf>

Umsetzung Massnahme D2

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 22a Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen
3 Streichen

■ **Schutz kritischer Netzinfrastrukturen aller Ebenen vor Cyberangriffen (Massnahme D3)**

Massnahme D3	
Schutz kritischer Netzinfrastrukturen aller Ebenen vor Cyberangriffen: Weiterentwicklung Branchenstandards	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Resilienz des Netzbetriebs gegenüber Cyberangriffen	kurzfristig

Den Chancen der Digitalisierung und der datengestützten Steuerung der Verteilnetze stehen neue Risiken durch Cyber-Angriffe gegenüber. Durch organisatorische und technische Massnahmen müssen die Cybersicherheit und die Resilienz von Energieinfrastrukturen gestärkt werden. Dies bedingt zum Teil hohe Aufwendungen, welche vor allem kleinere und mittlere Unternehmen vor Herausforderungen stellen. Für den Fall, dass trotz Vorsichtsmassnahmen und Sorgfalt eine Cyber-Attacke erfolgt, sind entsprechende Business Continuity-Massnahmen vorzusehen. Die Aus- und Weiterbildung der Mitarbeitenden in der digitalen Transformation ist ein wichtiges, erfolgsrelevantes Kriterium, welches nicht unterschätzt werden darf.

Um die Branchenunternehmen möglichst effektiv vor den zunehmenden Cyberbedrohungen zu schützen, engagiert sich der VSE durch die Erarbeitung von Branchendokumenten und unterstützt sie in Belangen der Cybersicherheit. Die erforderlichen Schutzmassnahmen sind weiterhin in subsidiären Branchenregelungen festzulegen, da so eine schnelle Anpassung an sich verändernde Bedrohungslagen, technische Entwicklungen sowie internationale Normen und Best practices besser möglich ist.

Auf Seiten des Bundes muss das National Cyber Security Center (NCSC) als zentrale Anlaufstelle für die Wirtschaft, einschliesslich der Energiewirtschaft, bei Cyberfragen und als Unterstützerin bei der Bewältigung von Cyberangriffen dienen. Das NCSC muss im Ernstfall eines Cyberangriffs schnell verfügbare Computer Emergency Response Team (CERT) Dienstleistungen zur Unterstützung bei der Analyse und präzisen Erfassung der Lage sowie bei der Initiierung der nötigen Schritte zur schnellen Abwehr und zur Bewältigung eines Vorfalls zur Verfügung stellen können. Mit der vorgesehenen Meldepflicht von Cybervorfälle bei kritischen Infrastrukturen erhält das NCSC zukünftig die dafür notwendigen Informationen. Das NCSC soll als GovCERT einen Schirm über die privatwirtschaftlichen CERTs bilden und diese bei der Krisenbewältigung je nach Situation und Bedarf unterstützen. Dabei dürfen privatwirtschaftliche Angebote nicht konkurrenziert werden. Die zu erwartenden Unterstützungsleistungen des NCSC sowie das Zusammenspiel zwischen dem NCSC als CERT für kritische Infrastrukturen und privaten Anbietern von CERT Dienstleistungen sind noch festzulegen und an die Erfordernisse für den Schutz kritischer Infrastrukturen anzupassen.

Umsetzung Massnahme D3

- Zusammenarbeit der Branche und des NCSC für die Ausgestaltung der Meldepflicht und der Unterstützungsleistungen bei Cyber-Security Vorfällen.
- Überarbeitung des Branchendokuments «Grundschutz für Operational Technology (OT)» auf Basis des neuen BWL-Dokuments zu Minimalanforderungen für Betreiber von kritischer Infrastruktur.
- Analyse EU Network Code on Cybersecurity sowie dessen Auswirkungen auf die Schweiz.

■ **Rechtssicherheit bei manuellem Lastabwurf sicherstellen (Massnahme D4)**

Massnahme D4	
Rechtssicherheit bei manuellem Lastabwurf sicherstellen: Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für die Umsetzung von Entlastungsmassnahmen	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabilität Übertragungsnetz und effizienter Betrieb	kurzfristig

Für den Fall potenziell angespannter Energie- und Netzsituationen müssen vorgängig Massnahmen für die Bewältigung definiert werden. Manuelle Lastabwürfe, die von Swissgrid bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs als Ultima Ratio angeordnet werden, können nach übereinstimmender Auffassung der Branche und der EICom eine solche Massnahme für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sein.

Für die Einführung des manuellen Lastabwurfs in der Schweiz sind zwei Voraussetzungen wesentlich: Einerseits muss die technisch-organisatorische Umsetzung definiert sein. Andererseits muss ein geeigneter rechtlicher Rahmen vorliegen.

Bezüglich der technisch-organisatorischen Umsetzung hat der VSE die notwendigen Grundlagen erarbeitet und in der Branchenempfehlung «Manueller Lastabwurf (MLS)» dargestellt.³⁰ Der rechtliche Rahmen ist jedoch für eine Durchführung manueller Lastabwürfe ungenügend. Es ist eine explizite Rechtsgrundlage notwendig.

Umsetzung Massnahme D4

- Schaffung einer Rechtsgrundlage für den manuellen Lastabwurf (gem. Art. 8 und 20a StromVG/Mantelerlass).

³⁰ Manueller Lastabwurf, Technische und organisatorische Umsetzung des manuellen Lastabwurfes in der Schweiz, MLS - CH 2019, Branchenempfehlung des VSE, Mai 2019
<https://www.strom.ch/de/media/7355/download>

■ **Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität (Massnahme D5)**

Massnahme D5	
Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität: Umsetzung gemäss Kurzbericht EICom vom 13. Oktober 2021	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabilität Übertragungsnetz und effizienter Betrieb	kurz- und mittelfristig

Die EICom hat am 13. Oktober 2021 einen Kurzbericht veröffentlicht zu netzseitigen Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität.³¹ Der Bundesrat hatte die EICom zu entsprechenden Abklärungen in Zusammenarbeit mit Swissgrid beauftragt.

Die Stromhandelsaktivitäten innerhalb der EU werden weiter zunehmen. Solange die Schweiz mangels Abkommen mit der EU nicht adäquat in die Kapazitätsberechnungsprozesse einbezogen wird, die für die Gewährleistung der grenzüberschreitenden Stromflüsse notwendig sind, wird die Schweiz mit einer weiteren Zunahme der heute schon erheblichen Menge ungeplanter Stromflüsse konfrontiert werden. Die Situationen, in denen Netzelemente von Swissgrid überlastet werden, werden dadurch häufiger werden und der Systemstress nimmt entsprechend zu.

Bereits seit mindestens 2015 werden die operativen Massnahmen zur Optimierung des Imports mit hohem Aufwand vorangetrieben. Mit den Weiterentwicklungen im EU-Raum (Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung, Umsetzung 70%-Regel bis spätestens 2025, Einführung der Balancing-Plattformen, Ausserbetriebnahme von steuerbarer Erzeugungskapazität und Trend hin zu kurzfristigen Märkten bis kurz vor Lieferung) und mit Blick auf den zunehmenden Importbedarf der Schweiz wurde der Aufwand für netzseitige Massnahmen sukzessive erhöht.

Der Kurzbericht der EICom weist sechs Massnahmenpakete aus, die mit Blick auf diese potenziellen Probleme per 2025 weiter vertieft werden:

1. Internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (SAFA)
2. Vorzeitiger Ersatz Kuppeltransformatoren
3. Optimierung Unterhaltsarbeiten
4. Spannungserhöhungen Übertragungsnetz
5. Koordination Übertragungsnetz mit Netzebene 3
6. Anpassung Betriebskonzept

Die EICom weist darauf hin, dass die wichtigsten kurzfristigen Massnahmen bereits ergriffen wurden oder sich in der Umsetzung befinden. Es gehe daher vor allem darum, diese zu beschleunigen und wenn möglich noch vor 2025 zu realisieren.

³¹ Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität, Bericht zuhanden UVEK / Bundesrat, EICom, 13.10.2021
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/kurzberichtnetzseitigemassnahmen.pdf>

Umsetzung Massnahme D5

- Umsetzung der Massnahmen gemäss Kurzbericht der ECom vom 13. Oktober 2021.

■ **Handlungsspielraum für Netztarifierung (Massnahme D6)**

Massnahme D6	
Handlungsspielraum für Netztarifierung: Tarifliche Anreize zur Entlastung der Verteilnetze	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabilität Verteilnetz und effizienter Betrieb	mittelfristig

Das Verteilnetz ist zentral für die Umsetzung der Energie- und Klimastrategie und muss für diesen Zweck um- und ausgebaut werden. Der heutige Rahmen der Netztarifierung wird den realen Gegebenheiten und Entwicklungen schon seit Langem nicht mehr gerecht. Das Tarifmodell muss die Marktteilnehmer in die Verantwortung für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb nehmen.

Die Netzkosten werden in erster Linie durch die zur Verfügung gestellte Kapazität bestimmt. Da das Verteilnetz so dimensioniert sein muss, dass es die maximale Belastung (also jederzeit den gesamten Strombedarf aus dem Netz bzw. die gesamte dezentrale Stromeinspeisung) abdecken kann, werden künftig hohe Investitionen anfallen. Die wachsende Anzahl an Endverbrauchern mit hohen Leistungsbezügen (z.B. Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität) macht es daher notwendig, bei den Netznutzungstarifen hauptsächlich bei der Kapazitätsnachfrage und nicht an der durchgeleiteten Energiemenge anzusetzen. Eine Tarifierung der bezogenen Leistung wird immer unausweichlicher, um die gemäss StromVG vorgeschriebene effiziente Netznutzung (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungstarifen (Art. 14 Abs. 3 StromVG) sicherzustellen und die politisch gewünschte Entwicklung hin zu dezentralen Strukturen und Eigenverbrauchslösungen abzubilden. Es braucht deshalb in der Netztarifierung dringend mehr Handlungsfreiheit für die Netzbetreiber, damit die Finanzierung der Netzkosten an die realen Gegebenheiten angepasst werden kann. Damit sich dezentrale Märkte und Produkte etablieren können, braucht es dynamische und flexible Tarife.

Die Netznutzungstarife sollen für alle Kunden gleichermaßen Anreiz für eine effiziente Netznutzung und bzw. situativ für eine Netzentlastung setzen sowie Einsparungen durch entsprechendes Bezugsverhalten ermöglichen. Die Tarife sollten somit primär vom Bezugsprofil am Ausspeisepunkt abhängen. Die Vermischung der Netztarifierung mit energiepolitischen Zielen (effiziente Energieverwendung) ist aufzuheben.

Umsetzung Massnahme D6

Stromversorgungsgesetz:

Art. 14 Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

3 Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

- e. Sie müssen den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und ~~Elektrizitätsverwendung~~ Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen.

■ Möglichkeit zum Last- und Einspeisemanagement (Massnahme D7)

Massnahme D7	
Möglichkeit zum Last- und Einspeisemanagement: Beeinflussung Ladevorgänge e-Mobilität, Photovoltaik, Speicher	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabilität Verteilnetz und effizienter Betrieb	mittelfristig

Der Netzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und nur entsprechende Kosten sind anrechenbar (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Ein bedarfsgerechter, wirtschaftlich zumutbarer und damit effizienter Netzausbau muss die Auslastung der Kapazität in den Vordergrund stellen. Wird Kapazität nur sehr sporadisch benötigt, ist es ineffizient, das Netz auszubauen und diese Kosten den Endverbrauchern aufzubürden. Die Netzbetreiber setzen deshalb beispielsweise mit der Rundsteuerung bereits seit Langem erfolgreich auf die Nutzung von Flexibilität. Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen und verstärkt fluktuierender Einspeisung nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Zudem hat der Netzbetreiber ab Inkrafttreten der Strategie Stromnetze das NOVA-Prinzip zu beachten, welches vorschreibt, dass das Netz zunächst zu optimieren ist, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird.

Flexibilität kann für marktdienliche, systemdienliche oder netzdienliche Zwecke genutzt werden, welche allerdings zueinander in einem Konkurrenzverhältnis stehen können. Kann der Netzbetreiber nicht genügend Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz kontrahieren, muss er in seinem Netz Kapazität zubauen, was einen Anstieg der Netzkosten und damit der Netznutzungstarife bedeutet. Der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung kommt daher eine zentrale Bedeutung zu, damit der Netzbetreiber sowohl den oben erwähnten gesetzlichen Vorgaben entsprechen als auch die gesamtwirtschaftlich zentrale Netzstabilität gewährleisten kann. Zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. Insbesondere in Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen Flexibilitäten eine prioritäre Bedeutung zu, welche gesetzlich sicherzustellen ist. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving) vornehmen zu können (vgl. Massnahme D11).

Auch die Leistung von Ladestationen oder Ladeanlagen muss bei einer unmittelbaren Gefährdung des sicheren Netzbetriebs temporär reduziert werden können. Diese müssen daher ab einer gewissen Leistungsgrösse mit einer Steuermöglichkeit für den Verteilnetzbetreiber ausgerüstet werden. Diese Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber geht der Nutzung der Flexibilität durch Dritte vor.

Umsetzung Massnahme D7

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 17b^{bis} Nutzung von Flexibilität

2 Die Verteilnetzbetreiber können in ihrem Netzgebiet Flexibilität netzdienlich nutzen. Dazu schliessen sie mit den Flexibilitätsinhabern Verträge ab zu ~~Bedingungen, die pro unterschiedliche Konstellation von~~

~~Flexibilität einheitlich sind.~~ Sie sorgen für eine diskriminierungsfreie Flexibilitätsnutzung und Anwendung der Verträge.

5 Streichen

Art. 22 Aufgaben

2 Gemäss geltendem Recht, sowie:

Sie ist insbesondere zuständig für:

d. den Entscheid im Streitfall über die netzdienliche Nutzung von Flexibilität.

■ Einführung Möglichkeit zu Peak Shaving (Massnahme D11)

Massnahme D11	
Einführung Möglichkeit zu Peak Shaving	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Temporäre Verschiebung von Verbrauch und dezentraler Produktion	mittelfristig

Die Abregelung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen (Peak Shaving) leistet einen wichtigen Beitrag an ein kosteneffizientes Netz. Wenn jederzeit die gesamte produzierte Energiemenge an das Netz abgegeben werden könnte, wäre ein starker und kostenintensiver Netzausbau nötig. Durch Peak Shaving kann dieser um bis zu zwei Drittel verringert werden (zwischen 5,8 und 8,1 Mrd. CHF bis 2035). Die Einspeiseleistung soll explizit auf 70% der DC-Modulleistung festgelegt werden. Ähnlich wird die Abregelung auch in Deutschland gehandhabt. Da Photovoltaikanlagen ihre maximale Einspeiseleistung nur an wenigen Tagen im Jahr erreichen, ist der Energieverlust minimal und bewegt sich im tiefen einstelligen Prozentbereich. Zudem findet die Abregelung lediglich zu Zeiten statt, wo typischerweise ein Energieüberangebot herrscht mit entsprechend tiefen oder negativen Marktpreisen. Da die Abregelung auf den Netzanschlusspunkt (Einspeiseleistung in das Verteilnetz) und nicht auf die Produktionsleistung der Anlage bezogen ist, kann der lokale Eigenverbrauch trotzdem optimiert und der Energieverlust des Produzenten somit reduziert werden. Da diese Abregelung kaum Energieverluste generiert und nicht mit wirtschaftlichen Einbussen für den Produzenten einhergeht, hat sie kostenfrei zu erfolgen. Nur eine weitergehende Abregelung (d.h. über 70% hinaus) sollte vertraglich als Flexibilität vereinbart und entsprechend entschädigt werden.

Umsetzung Massnahme D11

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 17b^{bis} Nutzung von Flexibilität

3 Den Verteilnetzbetreibern stehen in ihrem Netzgebiet ~~ohne gegen angemessene~~ Vergütung die folgenden garantierten Nutzungen netzdienlicher Flexibilität zu:

- a. Abregelung der Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen auf 70% der maximalen Produktionsleistung eines bestimmten Anteils der Einspeisung;
- b. Nutzung bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs; ~~diese Nutzung muss nur vergütet werden, wenn die Abwendung der Gefährdung zumutbar gewesen wäre.~~

■ **Datengestützte Steuerung der Verteilnetze (Massnahme D8)**

Massnahme D8	
Datengestützte Steuerung der Verteilnetze	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Automatisierung von Steuerung und Prozessen	mittelfristig

Mit dem Zubau von dezentralen erneuerbaren Energien wird die Stromproduktion volatiler. Ein «Smart Grid» soll dieser Herausforderung gerecht werden und das Stromnetz intelligent an die jeweilige Situation anpassen. Die Übertragungsnetze sind heute bereits gut mit Sensorik ausgestattet und werden entsprechend intelligent bewirtschaftet. Auf Stufe Verteilnetz aber sind heute noch wenige Zustandsinformationen bekannt. Mit vernetzten Sensoren können zukünftig Lastflüsse und Spannungen in Echtzeit überwacht werden. Damit wird es möglich, dass der Ausbaubedarf des Verteilnetzes reduziert oder zumindest zeitlich verzögert werden kann und die Netzstabilität trotz volatiler Stromquellen auf dem heutigen hohen Level bleibt. Die Digitalisierung des Netzzustands liefert wichtige Erkenntnisse für die strategische Netzplanung.

Durch die Vervielfachung der Erzeugereinheiten steigt die Komplexität der Steuerung des Netzbetriebs. Rückspeisungen auf Netzebene 7 führen zu Spannungserhöhungen. Die digitale Erfassung der dezentralen Produktionsanlagen erlaubt ein intelligentes Monitoring der Netzauslastung. Mit intelligenten Betriebsmitteln (z. B. regelbarer Ortsnetztransformator, dezentrale Speicherkapazitäten) kann das Stromnetz dynamisch gemanagt und innerhalb der Normen und Toleranzen in einem stabilen Zustand gehalten werden. Zukünftig eröffnen intelligente Algorithmen die Chance, blitzschnell einzugreifen und zumindest temporär eine Entstörung vorzunehmen. IT-Systeme werden in vielen Situationen die Fehlerquelle schneller als der Mensch lokalisieren können.

Digitalisierung basiert stark auf Skaleneffekten. Deshalb sind besonders bei Digitalisierungsbestrebungen Kostensenkungseffekte durch die Nutzung von Synergien und Bündelung von Ressourcen zu erwarten. In jenen Bereichen, wo keine Differenzierung zu erzielen ist, bietet es sich an, Branchenlösungen anzustreben.

Umsetzung Massnahme D8

- Erstellung Datennutzungs-Matrix als weiteres Werkzeug zur Data Policy.
- Harmonisierung der Daten und Schnittstellen für die Nutzung durch die Netzbetreiber.
- Grobkonzept für VSE Open Data Universum.
- Benchmarkingstudien zum Digitalen Reifegrad mit internationalen Partnern.

■ Automatisierung der Prozesse (Massnahme D9)

Massnahme D9	
Automatisierung der Prozesse: Subsidiäre Datahubs als wichtige Grundlage	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Automatisierung von Steuerung und Prozessen	mittelfristig

In der Automatisierung der Prozesse liegt einer der Hauptnutzen der Digitalisierung. Entlang der Wertschöpfungskette können Prozesse optimiert, automatisiert bis hin zu selbst organisiert werden

Die Stromversorgung in der Schweiz ist vielerorts noch traditionell organisiert – mit vielen kleinen kommunalen Verteilnetzbetreibern. Diese Tatsache führte bereits bei der Teilmarktliberalisierung dazu, dass Grosskunden, insbesondere Bündelkunden, bei einem Lieferantenwechsel viele unterschiedliche Ansprechpartner hatten. Die Ansprechpartner sind zudem nicht immer leicht zu ermitteln, weil kleine Verteilnetzbetreiber zum Erfüllen ihrer Aufgaben häufig auf Dienstleister angewiesen sind. In der Anfangsphase der Teilmarktöffnung hat dies bei den erwähnten Bündelkunden den Eindruck einer Marktbehinderung erweckt. Mit der Einführung eines bzw. mehrerer Datenhubs entfällt die Suche nach Ansprechpartnern – diese Aufgabe kann an den Datenhub delegiert werden.

Im Hinblick auf die vollständige Strommarktöffnung, unterstützt der VSE den Aufbau von Datenhubs mit Messpunktregister (Datenhub light – nur Stammdaten). Die Verteilnetzbetreiber haben im Aufbau und der Etablierung eine gewichtige Rolle. Der VSE unterstützt den Wettbewerb bei Datenhubs und verlangt eine standardisierte Kommunikation (SDAT) zwischen den Datenhubs untereinander. Bei einer vollständigen Marktöffnung begrüsst der VSE eine gesetzliche Pflicht der involvierten Marktakteure zur Teilnahme. Die Beteiligten haben Wahlfreiheit. Marktakteure mit einem Vertragsverhältnis dürfen auf die Daten des Datenhubs zugreifen. Der Endkunde hat auch zukünftig Zugang zu seinen Daten. Eine weitergehende Entwicklung ist nur unter Einbezug der vorhandenen Systeminfrastruktur der Verteilnetzbetreiber und der involvierten Marktakteure sinnvoll und wirtschaftlich, und soll deshalb schrittweise und modular erfolgen. Damit können auch zukünftige Anforderungen weiterer Anspruchsgruppen berücksichtigt werden.

Es sind bereits Initiativen der Branche am Laufen, Datenhubs zu realisieren. Subsidiären Lösungen ist der Vorzug gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften zu geben.

Umsetzung Massnahme D9

Stromversorgungsgesetz (Mantelerlass):

Art. 17b^{quater} Datenaustausch über das Datenregister

1 Der Austausch von Mess- und Stammdaten zwischen den Beteiligten nach Artikel 17b^{ter} erfolgt insbesondere für die Abwicklung der Wechselprozesse nach den Artikeln 13a und 17a Absatz 5 folgenden Zwecke über zentrale ein-zentrales Datenregister:

- a. Abwicklung der Wechselprozesse nach den Artikeln 13a und 17a Absatz 5;
- b. Abrechnung der Netz-, Elektrizitäts- und Messkosten;

- e. Prognose im Rahmen des Bilanzmanagements;
- d. Erfassung der Elektrizität mittels Herkunftsnachweisen.

2 Die Stammdaten nach Absatz 1 werden in den Datenregistern im Datenregister in der Schweiz gespeichert. Die Der Datenregisterbetreiber verwalten die gespeicherten Daten und gewährleisten den diskriminierungsfreien Austausch der Mess- und Stammdaten zwischen den Beteiligten.

3 Den Bundesbehörden und den kantonalen Behörden wird nach Massgabe ihrer Berechtigung Zugang zu den Datenregistern zum Datenregister gewährt.

4 *Streichen*

Art. 17b^{quinquies} (neu) Organisation und Finanzierung der Datenregisterbetreiber

1 Die Datenregisterbetreiber sind privatrechtliche Kapitalgesellschaften oder Genossenschaften mit Sitz in der Schweiz. Sie sind schweizerisch beherrscht.

2 Sie beschränken sich auf die Erfüllung der in diesem Gesetz und seinen Ausführungsbestimmungen vorgesehenen Aufgaben und sind nicht gewinnorientiert tätig.

3 Sie decken ihre Kosten durch ein verursachergerechtes und kostendeckendes Entgelt, das sie pro Messpunkt von den Verteilnetzbetreibern erheben.

4 Wird kein Datenregisterbetreiber innert einer vom Bundesrat vorgegebenen Frist konstituiert, so überträgt der Bundesrat die Aufgaben zur Errichtung und zum Betrieb des Datenregisters einer öffentlich-rechtlichen Stelle.

Art. 17b^{sexies} Organisation und Finanzierung des Datenregisterbetreibers

Streichen

Art. 17c Datenschutz und Datensicherheit

2 Die Der Datenregisterbetreiber können kann zur Erfüllung ihrer seiner Aufgaben Daten juristischer Personen sowie Personendaten bearbeiten. Die Beteiligten nach Artikel 17b^{ter} erteilen ihnen ihm die für den Vollzug ihrer seiner Aufgaben notwendigen Auskünfte und stellen die dazu notwendigen Unterlagen zur Verfügung.

3 Der Bundesrat kann besondere Bestimmungen zum Datenschutz, zur Datensicherheit und zur Prüfung ihrer Einhaltung vorsehen, namentlich für die intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsysteme, einschliesslich damit verbundener Einrichtungen, und für die das Datenregister.

■ Rollout Smart Meter ohne Liberalisierung des Messwesens (Massnahme D10)

Massnahme D10	
Rollout Smart Meter ohne Liberalisierung des Messwesens	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Automatisierung von Steuerung und Prozessen	mittelfristig

Der VSE unterstützt die Entwicklung von Smart Metering und ist der Meinung, dass der vermehrte Einsatz von intelligenten Zählern (Smart Meters) eine interessante Option darstellt, die das Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Automatisierung der betrieblichen Prozesse hat und einen Beitrag zu mehr Innovationen bei Energiedienstleistungen leisten kann. Ausserdem kann Smart Metering die Entwicklung von intelligenten Netzen (Smart Grids) unterstützen und die Anforderungen des offenen Marktes abdecken. Die Branchendokumente des VSE stellen einen schweizweit harmonisierten Roll-out sowie effiziente Prozesse für den notwendigen Zugriff und Austausch der Daten zwischen den berechtigten Akteuren sicher.

Die Energiestrategie 2050 verpflichtet die Netzbetreiber, den Rollout intelligenter Messsysteme umzusetzen. Gleichzeitig wurden durch Gesetz und Verordnung die entsprechenden Kosten den Netzkosten und somit dem Monopol zugeordnet. Netzbetreiber, die diesen gesetzlichen Auftrag nach Treu und Glauben umsetzen, laufen Gefahr, bei einer Liberalisierung mit nicht-amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden. Auch für die Stromproduzenten wird mit der Liberalisierung gegen das Prinzip der Rechtssicherheit verstossen. So wurden mit der Energiestrategie 2050 zubauende Stromproduzenten von Messkosten befreit, neu sollen sie wieder belastet werden. Das kann die Rentabilität von Investitionen massiv beeinträchtigen und kann letztlich den Zubau der erneuerbaren Energien hemmen. Zudem gehen durch eine Liberalisierung Synergien mit anderen leitungsgebundenen Energien (Gas, Wärme) verloren, so dass eine energieträgerübergreifende Optimierung des Gesamtsystems (Sektorkopplung) erschwert wird.

Eine Liberalisierung im Bereich des Messwesens bringt einen erheblichen Mehraufwand, der in keinem Verhältnis zum Marktvolumen steht. Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotenzial. Dies bestätigen auch sowohl nationale Studien³² als auch internationale Erfahrungen. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Das Ausmass der staatlichen Intervention bei einer Teilliberalisierung ist zudem unverhältnismässig in Anbetracht des geringen Nutzens.

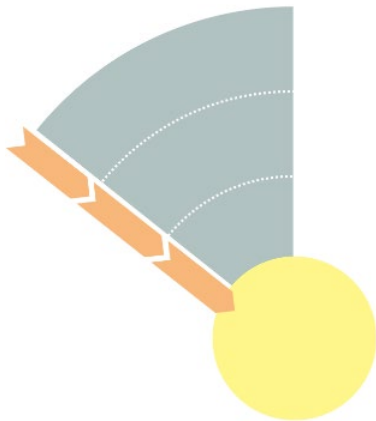
Umsetzung Massnahme D10

- Keine Liberalisierung im Bereich des Messwesens (Streichen Art. 17a und 17a^{bis} StromVG/Mantelerlass).
- Laufende Aktualisierung der VSE-Branchendokumente zu Intelligenten Messsystemen.

³² Etude de la libéralisation du marché du comptage électrique, rapport final, E-Cube Strategy Consultants (im Auftrag des BFE), März 2020 (in Französisch, deutsche Zusammenfassung S. 16 ff.)
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZnVlcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA1MTY=.html>



2.5 Verfahren und Akzeptanz



Die Standorte für Energieinfrastrukturanlagen (erneuerbare Energie, Speicher und zur Erschliessung notwendige Netze) hängen vom jeweiligen Energieangebot und der Lage der Endverbrauchsstätten ab. Sie erstrecken sich daher über das Bau- und Nichtbaugelände. Dadurch entstehen vermehrt Konflikte mit dem Umwelt- und Raumplanungsrecht, die für die Zielerreichung geklärt werden müssen.

Zudem dauern Planungs- und Bewilligungsverfahren für Produktionsanlagen (Wind, Wasser, PV ausserhalb der Bauzonen) und Netze unverhältnismässig lang und bieten zahlreiche Möglichkeiten für Einsprachen und Beschwerden. Es bedarf einer Straffung und Beschleunigung. Der Regulierungsrahmen für die Energieversorgung, z.B. für die Kapitalbeschaffung, ist nach Möglichkeit schlank zu halten, um nicht unnötige Hürden aufzubauen.

Liste der Massnahmen

- Prüfen von Beteiligungsmodellen bei Ausbau Wind und Photovoltaik (Massnahme E1)
- Moderate Umsetzung Umwelt- und Gewässerschutzvorschriften (Massnahme E2)
- Vorgängige, übergeordnete Interessenabwägung Schutz/Nutzung (Massnahme E3)
- Ablehnung Volksinitiativen Biodiversität und Landschaft (Massnahme E4)
- Bewilligungsfähigkeit im Raumplanungsrecht sicherstellen (Massnahme E5)
- Generelle Ermöglichung Güterabwägung (Massnahme E6)
- Nationales Interesse für grossflächige Photovoltaik-Anlagen (Massnahme E9)
- Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen (Massnahme E10)
- Beschleunigung der Bewilligungs- und Beschwerdeverfahren (Massnahme E7)
- Keine ungerechtfertigten Eingriffe in die Eigentumsfreiheit der Elektrizitätsunternehmen (Massnahme E8)

■ **Prüfen von Beteiligungsmodellen bei Ausbau Wind und Photovoltaik (Massnahme E1)**

Massnahme E1	
Prüfen von Beteiligungsmodellen bei Ausbau Wind und Photovoltaik: Fallweise Einbindung privater Stakeholder	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Erhöhung Akzeptanz	kurzfristig

Die Akzeptanz von Anlagen ist einer der grossen Knackpunkte für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Beteiligungsmodelle können hierbei eine interessante Option darstellen. Sie werden von vielen EVUs auch bereits getestet. Der Gestaltungsfreiraum für individuelle und den jeweiligen Verhältnissen angepasste Lösungen sollte dabei erhalten bleiben.

Umsetzung Massnahme E1

- Prüfung von Beteiligungsmodellen durch EVUs.

■ **Moderate Umsetzung Umwelt- und Gewässerschutzvorschriften (Massnahme E2)**

Massnahme E2	
Moderate Umsetzung Umwelt- und Gewässerschutzvorschriften	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Auflösung von Zielkonflikten (Schutz/ Nutzung)	kurzfristig

Die Wasserkraft stellt das Rückgrat der Energie- und Klimastrategie dar und muss weiter ausgebaut werden.³³ Dieses Ausbauziel steht im Spannungsfeld zu den steigenden ökologischen Anforderungen an die Wasserkraft.

Die Restwassersanierungen bei bestehenden Nutzungsrechten (gem. GSchG von 1992) sind inzwischen fortgeschritten. Hinzu kommen in den nächsten Jahrzehnten zahlreiche Konzessionserneuerungen mit weitergehenden Massnahmen zur Einhaltung der Restwasserbestimmungen sowie bis Ende 2030 Sanierungsmassnahmen in den Bereichen Fischgängigkeit, Geschiebehaushalt und Schwall/Sunk-Abflüsse (gem. GSchG von 2011). Diese Massnahmen sind mit erheblichen Energieeinbussen verbunden.

Gemäss einer gesamtschweizerischen Untersuchung des SWV aus dem Jahr 2018³⁴ über die bisher angefallenen und die je nach ökologischen Anforderungen künftig zu erwartenden Energieeinbussen aus den Restwasserbestimmungen muss selbst unter Annahme von Vorgaben mit tiefen Einbussen bis ins Jahr 2050 mit einer Minderproduktion von 2280 GWh pro Jahr gerechnet werden (810 GWh/a bis 2035 und weitere 1470 GWh/a bis 2050). Das entspricht rund 6 % der heutigen Wasserkraftproduktion. Bei schärferer Auslegung der Anforderungen nehmen die Energieverluste entsprechend zu.

Zeitperiode	Energieeinbussen je nach Szenario in GWh/a			
	Szenario 1 Anforderungen wie bisher	Szenario 2 Erhöhte Anforderung Wassertiefe	Szenario 3 Erhöhte Anforderung Auenschutz	Szenario 4 Simultan-dynamische Dotierung
2018-2035	810	860	1'110	1'620
2036-2050	1'470	1'660	2'540	4'790
2051-2070	230	280	440	780
Total 2018-2070	2'510	2'800	4'090	7'190
<i>zzgl. 1992-2017</i>	<i>560</i>	<i>560</i>	<i>560</i>	<i>560</i>
Total 1992 -2070	3'070	3'360	4'650	7'750

Tabelle 1: Anstieg der Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen für die vier untersuchten Szenarien ab dem Jahr 2018 bis ins Jahr 2070 in GWh/a (Werte betreffen jeweils die Einbussen am Ende der Zeitperiode; kursive Zeile: Ergänzung mit bisherigen Einbussen).

Soll das angestrebte Produktionsziel Wasserkraft nicht massiv verfehlt werden, braucht es eine massvolle Auslegung und Umsetzung der ökologischen Anforderungen. Diese obliegt insbesondere den Kantonen als verfügungsberechtigte Gemeinwesen (Gewässerhoheit). Diese massvolle Auslegung orientiert sich an den gesetzlichen Mindestrestwassermengen ohne zusätzliche Erhöhungen. Zudem sind insbesondere bei

³³ Produktionsziel 2035: 37,4 TWh (Art. 2 EnG); Produktionsziel 2050: 38,6 TWh (Art. 2 EnG/Mantelerlass)

³⁴ Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, Studien-Kurzfassung, SWV, 2018 https://www.swv.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/Kurzfassung-Studie-Energieeinbussen_lq.pdf

Sanierungsmassnahmen die Energieeinbussen auszuweisen und zu minimieren, die ökologischen Anforderungen auf den effektiven Zusatznutzen auszurichten und mit den Energieeinbussen abzuwägen. Variantenentscheide sind aus Sicht des Gesamtinteresses der Gesellschaft (erneuerbare Energien = Klimaschutz = Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen/Biodiversität) und nicht nur mit Blick auf das Einzelvorhaben oder Einzelinteresse zu fällen.

Umsetzung Massnahme E2

- Auf eine bundesrechtliche Verschärfung der ökologischen Anforderungen ist zu verzichten.
- Die Kantone als verfügungsberechtigte Gemeinwesen achten auf eine massvolle Auslegung und Umsetzung der ökologischen Anforderungen und nutzen den Spielraum bei der Variantenabwägung im Sinn einer gesamtgesellschaftlichen Güterabwägung unter Berücksichtigung des Klimaschutzes.

■ **Vorgängige, übergeordnete Interessenabwägung Schutz/Nutzung (Massnahme E3)**

Massnahme E3	
Vorgängige, übergeordnete Interessenabwägung Schutz/Nutzung: Frühzeitige Abstimmung Schutz/Nutzung in den Planungsprozessen und konsequente Umsetzung in Bewilligungsverfahren	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Auflösung von Zielkonflikten (Schutz/Nutzung)	mittelfristig

Für eine nachhaltige Energieversorgung braucht es Erzeugungsanlagen (insb. Winterproduktion wie alpine Photovoltaik, Biomasse, Windenergie und Wasserkraft), Speicher und die dazu notwendige Netzinfrastruktur. Diese erstrecken sich über das Baugebiet und das Nichtbaugebiet. Ihre Standorte können nicht beliebig gewählt werden. Für diese Anlagen muss die Rechts- und Planungssicherheit verbessert werden. Dazu braucht es ein zeitlich absehbares und inhaltlich verlässliches Vorgehen zur Güterabwägung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen.

Heute wird die Güterabwägung erst am konkreten Projekt und in jedem Einzelfall vorgenommen. Praktikable Lösungen können so nur zum Preis von jahrelangen Verfahren und Verhandlungen gefunden werden. Die Klärung von grundlegenden Interessenskonflikten wird heute implizit an die Gerichte delegiert. Dies kann nicht im Interesse einer zügigen Umsetzung der Energie- und Klimastrategie des Bundes sein und bedarf einer politischen Klärung. Die 2018 eingeführte Regelung des gleichwertigen nationalen Interesses (Art. 12 EnG) hat bisher nicht zu einer Deblockierung geführt.

Die Ziele der Energie- und Klimastrategie liegen im nationalen Interesse. Um dies angemessen zu berücksichtigen und die Rechts- und Planungssicherheit zu stärken, ist eine vorgängige übergeordnete Güterabwägung nötig (Erneuerbare Energien = Klimaschutz = Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen/Biodiversität): In diesem Rahmen sind die übergeordneten Interessen am Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen und am Schutz des Klimas gemeinsam mit anderen, ebenfalls im nationalen Interesse liegenden Aufgaben in einer vorgängigen politischen Güterabwägung ausgewogen zu berücksichtigen. Die klima- und energiepolitischen Interessen sowie das Interesse an einer sicheren Energieversorgung sind dabei immer als mindestens gleichwertig mit dem Interesse am Schutz der Biodiversität zu betrachten und miteinzubeziehen. Anschliessend braucht es eine konsequente und frühzeitige Abstimmung zwischen den unterschiedlichen Schutzinteressen und den Nutzungsinteressen, die in den raumplanerischen Planungsprozessen und Bewilligungsverfahren auf allen Entscheidungsebenen bindend sein sollen. Dabei kommt den Kantonen eine zentrale Rolle zu. Sie müssen die nötigen Planungsprozesse und Bewilligungsverfahren zielorientiert und konsequent vorantreiben.

Die übergeordnete Güterabwägung ist durch eine gemeinsame Strategie auf Ebene Bund zu klären und mit verbindlichen Vorgaben auf Gesetzes- bzw. Verordnungsebene zu konkretisieren. Vor einer Ausweitung der Schutzgebiete ist immer eine entsprechende Interessenabwägung vorzunehmen, falls Standorte mit Energienutzungspotential betroffen sind. Um der Relevanz der Gesamtheit der Anlagen und Infrastrukturen für die Zielerreichung Rechnung zu tragen, sind die Schwellenwerte für die Zuerkennung des nationalen Interesses für die einzelnen Energieerzeugungsanlagen herabzusetzen.

Umsetzung Massnahme E3

Energiegesetz:

Art. 12 Nationales Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien

2^{bis} (neu) Hat eine Behörde über den Schutz eines Objekts nach dem Bundesgesetz vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG), nach dem Jagdgesetz vom 20. Juni 1986 zu entscheiden, so ist eine Interessensabwägung mit den Zielen nach Art. 2 dieses Gesetzes sowie nach Art. 3 des Bundesgesetzes vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen sowie mit Art. 15d des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 vorzunehmen. Der Bundesrat definiert die Kriterien, die bei dieser Interessenabwägung zu berücksichtigen sind, sowie deren Gewichtung.

Raumplanungsgesetz:

Art. 1 Ziele

2 Sie unterstützen mit Massnahmen der Raumplanung insbesondere die Bestrebungen:

- d. die ausreichende Versorgungsbasis einschliesslich einer erneuerbaren Energieversorgung des Landes zu sichern;

Art. 3 Planungsgrundsätze

4 Für die öffentlichen oder im öffentlichen Interesse liegenden Bauten und Anlagen sind sachgerechte Standorte zu bestimmen. Insbesondere sollen:

- d. frühzeitig die massgebenden öffentlichen Interessen, namentlich betreffend die erneuerbare Energieproduktion und die notwendige Netzinfrastruktur, bestimmt und mit anderen Nutzungen sowie entgegenstehenden Interessen abgestimmt werden.

Energieverordnung:

Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse

1 Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 12 GWh ~~20 GWh~~ verfügen; oder
- b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 200 Stunden ~~800 Stunden~~ Stauinhalt bei Volleistung verfügen.

2 Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:

- b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh und über mindestens 100 Stunden ~~400 Stunden~~ Stauinhalt bei Volleistung verfügen.

4 Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn die Pumpen sie über eine installierte Leistung von mindestens 50 MW ~~400 MW~~ verfügen. Das nationale Interesse der Produktion aus natürlichen Zuflüssen wird gemäss Art. 8 Abs. 1 oder Abs. 2 beurteilt.

■ **Ablehnung Volksinitiativen Biodiversität und Landschaft (Massnahme E4)**

Massnahme E4	
Ablehnung Volksinitiativen Biodiversität und Landschaft	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Auflösung von Zielkonflikten (Schutz/Nutzung)	mittelfristig

Im September 2020 wurden zwei Volksinitiativen eingereicht, die im diametralen Widerspruch zu einer sicheren und erneuerbaren Energieversorgung stehen.

Volksinitiative «Für die Zukunft unserer Natur und Landschaft (Biodiversitätsinitiative)»:

Die Biodiversitätsinitiative strebt an, zum Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen Schutzflächen auszuweiten und den Schutzstatus dieser Flächen zu erhöhen. Die Initiative würde dazu führen, dass grundsätzlich die ganze Schweiz unter Schutz gestellt oder als Schongebiet hinsichtlich Biodiversität definiert würde. Sie ist somit allein gestützt auf diese Ziele unvereinbar mit den Zielen der Energie- und Klimastrategie des Bundes und der Notwendigkeit, eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten.

Müsste der «Kerngehalt der Schutzwerte» analog dem Kerngehalt der verfassungsmässigen Grundrechte als absoluter Wert ungeschmälert erhalten bleiben, würde dadurch die Umsetzung der Energie- und Klimastrategie gänzlich verunmöglicht, denn bei einem derart absoluten Schutz würden faktisch jegliche Vorhaben in ausgewiesenen Schutzgebieten nicht mehr realisiert werden können. Jahrelange gerichtliche Klärungen wären vorprogrammiert.

Verschiedene für die Winterversorgung unabdingbare Ausbauprojekte wie Speicherwasserkraftwerke und Windkraftwerke wären von der Initiative direkt betroffen. Auch der Ersatz bestehender Anlagen wäre in Frage gestellt oder würde gar ganz verunmöglicht. Insbesondere bestehende Wasserkraftwerke, welche aktuell und auch in Zukunft das Rückgrat der erneuerbaren Energieversorgung der Schweiz bilden, sowie die Netzinfrastruktur würden weder die notwendigen Erneuerungen noch mögliche Effizienzsteigerungen durchführen können.

Volksinitiative «Gegen die Verbauung unserer Landschaft (Landschaftsinitiative)»:

Die Landschaftsinitiative sieht eine noch striktere Durchsetzung des Grundsatzes der Trennung von Bau- und Nichtbaugebiet vor, als dies mit dem geltenden Raumplanungsrecht der Fall ist. Sie führt somit zu einer Zementierung der bereits heute auftretenden Konflikte mit einer erneuerbaren Energieversorgung. Die von der Initiative vorgesehenen, kumulativ zu erfüllenden Ausnahmevoraussetzungen würden faktisch ein absolutes Verbot für jegliche Ausweitung der Nutzung darstellen. Damit steht die Initiative im diametralen Widerspruch zu den Bedürfnissen einer erneuerbaren und zunehmend dezentralen Energieversorgung.

Die Initiative würde nicht nur die Umnutzung und Erweiterung von bestehenden Bauten mit Potential zur energiewirtschaftlichen Nutzung verunmöglichen, sondern auch die Erweiterung und den Ersatz von bestehenden energiewirtschaftlichen Nutzungen im Nichtbaugebiet verhindern. Die Folge wäre, dass bestehen-

de, nicht standortgebundene Erzeugungsanlagen und Netzinfrastrukturen nicht mehr erneuert werden könnten und gegebenenfalls ausser Betrieb genommen werden müssten.

Gemäss Argumentation der Initianten wäre der Ausbau erneuerbarer Energien von der Initiative nicht betroffen. Dem muss klar widersprochen werden. Denn entgegen der Argumentation der Initianten unterscheidet das Raumplanungsrecht generell nicht zwischen Bauten und Anlagen. Der Wortlaut der Initiative kann daher nicht dahingehend uminterpretiert werden, dass Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien ausserhalb der Bauzone nicht als Bauten qualifiziert würden.

Umsetzung Massnahme E4

- Ablehnung der Volksinitiative «Für die Zukunft unserer Natur und Landschaft (Biodiversitätsinitiative)» und der Volksinitiative «Gegen die Verbauung unserer Landschaft (Landschaftsinitiative)».

■ **Bewilligungsfähigkeit im Raumplanungsrecht sicherstellen (Massnahme E5)**

Massnahme E5	
Bewilligungsfähigkeit im Raumplanungsrecht sicherstellen: Ausnahmen von der Trennung Bau-/Nichtbaugebiet im Sinn der Standortgebundenheit	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bewilligungsfähigkeit von geeigneten Ausbauprojekten und Netzvorhaben	mittelfristig

Für eine nachhaltige Energieversorgung braucht es Erzeugungsanlagen (insb. Winterproduktion wie alpine Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft), Speicher und die dazu notwendige Netzinfrastruktur. Diese erstrecken sich über das Baugebiet und das Nichtbaugebiet. Ihre Standorte können nicht beliebig gewählt werden. Für Wind- und Wasserkraftanlagen sowie (gestützt auf den Sachplan im weiteren Sinn auch) für Übertragungsleitungen gilt heute eine Standortgebundenheit. Für weitere erneuerbare Erzeugungsanlagen wie Biomasse, landwirtschaftliche und alpine PV, die insbesondere der Winterproduktion dienen, sowie das Energieverteilnetz inkl. Fernwärmenetze gilt dies jedoch nicht. Die Landwirtschaft verfügt über ein erhebliches Potenzial für die Gewinnung erneuerbarer Energien (Photovoltaik, Biomasse, Fernwärme). Die Nutzung von bestehenden Bauten ausserhalb der Bauzone (inklusive Umschwung) für die Energieversorgung wäre sinnvoll und ohne erhebliche zusätzliche Bodennutzung möglich. Gestützt auf geltendes Recht und die heutige Auslegung der Standortgebundenheit sind solche Anlagen indes nicht automatisch bewilligungsfähig und ihre Realisierung führt zu Konflikten mit den Grundsätzen der Raumplanung.

Die für eine sichere und auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung notwendigen Anlagen müssen daher bewilligungsfähig sein und für sie ist Rechts und Planungssicherheit sicherzustellen. Entsprechend ist für Anlagen, die der sicheren Energieversorgung und der Umsetzung der Energie- und Klimastrategie dienen, im Sinne der Standortgebundenheit eine Ausnahmeregelung vom strikten Grundsatz der Trennung des Baugebiets und des Nichtbaugebiets vorzusehen.

Zudem ist sicher zu stellen, dass die verschiedenen Nutzungen und Interessen künftig verstärkt und vor allem frühzeitig aufeinander abgestimmt werden. Den Kantonen kommt bei der Ausarbeitung der Planungsgrundlagen und der konkreten Güterabwägung eine zentrale Rolle zu. Grundsätzlich bietet ihnen das Raumplanungsrecht für diese Aufgaben heute bereits das geeignete Instrumentarium. Dieses ist auf allen Entscheidungsebenen konsequent anzuwenden und deren Resultate in den anschliessenden Genehmigungsverfahren zu beachten. So kann die Rechts- und Planungssicherheit für Projektanten verbessert werden.

Werden Mehr- oder Umnutzungen ausserhalb des Baugebiets zugelassen, ist zu bedenken, dass diese auch erschlossen werden müssen. Bereits auf Ebene der Planung sind daher die notwendigen Erschliessungsanlagen zu berücksichtigen.

Umsetzung Massnahme E5

- Die Raumplanung muss verstärkt und frühzeitig die verschiedenen Nutzungen und Interessen aufeinander abstimmen. (s. Art. 1, 3 und 16)
- Für Anlagen, die der sicheren Energieversorgung und der Umsetzung der Energie- und Klimastrategie dienen, sollen im Sinne der Standortgebundenheit Ausnahmeregelungen vom Grundsatz der Trennung des Baugebiets und des Nichtbaugebiets gelten. (s. Art. 24^{ter})
- Werden Mehr- oder Umnutzungen ausserhalb des Baugebiets zugelassen, ist auch deren Erschliessung einzuplanen. (s. Art. 18)

Raumplanungsgesetz (Revision 2. Etappe):

Art. 1 Ziele

2 Sie unterstützen mit Massnahmen der Raumplanung insbesondere die Bestrebungen:

- d. die ausreichende Versorgungsbasis einschliesslich einer erneuerbaren Energieversorgung des Landes zu sichern;

Art. 3 Planungsgrundsätze

4 Für die öffentlichen oder im öffentlichen Interesse liegenden Bauten und Anlagen sind sachgerechte Standorte zu bestimmen. Insbesondere sollen:

- d. frühzeitig die massgebenden öffentlichen Interessen, namentlich betreffend die erneuerbare Energieproduktion und die notwendige Netzinfrastruktur, bestimmt und mit anderen Nutzungen sowie entgegenstehenden Interessen abgestimmt werden.

Art. 16 Landwirtschaftszonen

3 Die Kantone tragen in ihren Planungen den verschiedenen Funktionen der Landwirtschaftszone und der Energieversorgung angemessen Rechnung.

Art. 18 Weitere Zonen und Gebiete

1^{bis} In solchen Nutzungszonen ausserhalb der Bauzonen können Bauten oder Anlagen für standortgebundene Nutzungen einschliesslich der für deren Erschliessung notwendigen Infrastruktur zugelassen werden, soweit damit die Vorgaben des Richtplans umgesetzt werden.

Art. 24^{ter} Bauten und Anlagen für die Energieversorgung thermische Netze

Bauten und Erschliessungsanlagen, die zur Erzeugung, zur Speicherung, zum Transport oder zur Verteilung von Energie notwendig sind Thermische Netze, die für die Reduktion des Verbrauchs nicht erneuerbarer Energien einen Beitrag erbringen, können wenn nötig ausserhalb der Bauzonen bewilligt werden, wenn sie den Zielen des Energiegesetzes vom 30. September 2016 und des Bundesgesetzes vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen sowie des Elektrizitätsgesetz vom 24. Juni 1902 dienen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

■ **Generelle Ermöglichung Güterabwägung (Massnahme E6)**

Massnahme E6	
Generelle Ermöglichung Güterabwägung: Auch in Biotopen sowie Wasser- und Zugvogelreservaten	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bewilligungsfähigkeit von geeigneten Ausbauprojekten und Netzvorhaben	mittelfristig

Mit der Änderung des Energiegesetzes im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde den erneuerbaren Energien ein nationales Interesse zugewiesen mit dem Ziel, dass bei Projekten ab einer gewissen Grösse eine Güterabwägung möglich wird, sofern der Standort ein anderweitiges nationales Interesse betrifft.

Gemäss geltendem Energiegesetz (Art. 12 Abs. 2 EnG zweiter Satz) wird in Biotopen von nationaler Bedeutung sowie in Wasser- und Zugvogelreservaten diese Interessenabwägung von vornherein ausgeschlossen. Diese Regelung erschwert bereits heute den Bestandserhalt der Wasserkraft und den Ausbau der für die Winterproduktion benötigten erneuerbaren Energien stark.

In der Umgebung sich zurückziehender Gletscher entstehen Gletscherendseen, die ein Potenzial für Stauseen und neue Wasserkraftwerke aufweisen. Stauseen unterhalb sich zurückziehender Gletscher könnten die Stromproduktion in der Schweiz gemäss Schätzungen der ETH Zürich (NFP 70) um ungefähr 3 Prozent erhöhen. Etwa die Hälfte davon könnte zur saisonalen Speicherung und damit zur Stromproduktion im Winter beitragen. Die theoretische Speicherkapazität der 7 am besten geeigneten Standorte beträgt 1,3 TWh (14 Prozent der Speicherkapazität der heutigen Stauseen).^{35,36} Mit Ausnahme des Triftgletschers liegen jedoch alle diese Standorte in geschützten Gebieten, so dass ohne Änderung der aktuellen Schutzbestimmungen kaum eine rechtliche Chance für einen neuen Stausee besteht. Soweit die Gletscher nicht ohnehin unter nationalem Schutz stehen oder Teil des UNESCO-Welterbes sind, geniessen die Standorte vorsorglichen Schutz.³⁷

Auch der Kanton Wallis hat im Rahmen seiner Wasserkraftstrategie festgestellt, dass 80% des Winterausbaupotenzials in Schutzgebieten (elf Standorte) und 20% ausserhalb (acht Standorte) liegt.³⁸

Gemäss Schweiz. Wasserwirtschaftsverband bestehen auch bei den bereits existierenden Wasserkraftwerken zahlreiche Überschneidungen mit Schutzgebieten.³⁹ In verschiedenen Fällen ist zudem gerade die energiewirtschaftliche Nutzung verantwortlich dafür, dass ein Schutzobjekt entstanden ist.⁴⁰ Liegen Kraftwerke in

³⁵ Neue Chancen in der Umgebung schmelzender Gletscher, Website NFP Energie
<https://nfp-energie.ch/de/key-themes/200/synthese/23/cards/189>

³⁶ Wasserkraftpotential in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz, Bericht von Daniel Ehrbar/Lukas Schmocker/David Vetsch/Robert Boes, Wasser Energie Luft, 2019
<https://api.nfp-energie.ch/api/de/content/file/57a54c9be66e450e9c794aee9de000cd>

³⁷ Art. 3a und Art. 7 Auenverordnung

³⁸ Grundlagenstudie zum Potenzial der Wasserkraft im Wallis, Bericht FMV, DFE, 27.10.2020
https://www.fmv.ch/fileadmin/user_upload/Grundlagenstudie_zum_Potenzial_der_Wasserkraft_im_Wallis_-_FMV_20201027.pdf

³⁹ Revision Biotop-Inventare, Stellungnahme SWV, 2.11.2015
https://www.swv.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/2015d_Stellungnahme-Revision-Biotop-Inventare_SWV.pdf

⁴⁰ Beispiele sind etwa das Grimsel- und Oberaarschutzgebiet, der Klingnauer Stausee, der Lac de la Gruyère, der Wohlensee, der Stausee Niederried, Teile des Val d'Arolla sowie das Val Ferret (s. Stellungnahme VSE zur Revision des Bundesgesetzes über den Natur- und Heimatschutz (NHG) als indirekter Gegenvorschlag zur Biodiversitätsinitiative, 17.6.2021, <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-revision-des-bundesgesetzes-ueber-den-natur-und-heimatschutz-nhg-als>)



Schutzobjekten, erschwert dies die Erneuerung oder Erweiterung der Anlage. Sofern diese nicht als nicht unzulässig beurteilt wird, geht sie mit umfassenden Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen einher.

Unabhängig von der Art der betroffenen Schutzobjekte sollte daher immer eine Güterabwägung möglich sein, so dass im Einzelfall zwischen zusätzlicher Energieproduktion insb. im Winter mit Umsetzung von Ausgleichsmassnahmen und Aufrechterhaltung des absoluten Schutzes entschieden werden kann.

Umsetzung Massnahme E6

Art. 12 Nationales Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien

2 Einzelne Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, namentlich auch Speicherkraftwerke, sowie Pumpspeicherkraftwerke sind ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung von einem nationalen Interesse, das insbesondere demjenigen nach Artikel 6 Absatz 2 des Bundesgesetzes vom 1. Juli 1966 über den Natur- und Heimatschutz (NHG) entspricht. ~~In Biotopen von nationaler Bedeutung nach Artikel 18a NHG und in Wasser- und Zugvogelreservaten nach Artikel 11 des Jagdgesetzes vom 20. Juni 1986 sind neue Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ausgeschlossen.~~

■ Nationales Interesse für grossflächige Photovoltaikanlagen (Massnahme E9)

Massnahme E9	
Nationales Interesse für grossflächige Photovoltaikanlagen: Bei substanziellem Winterstromproduktionsanteil	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bewilligungsfähigkeit von geeigneten Ausbauprojekten und Netzvorhaben	kurzfristig

Gemäss geltender Rechtslage können einzelne Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ab einer bestimmten Grösse und Bedeutung von einem nationalen Interesse sein. Dadurch wird bei Vorhandensein von anderen nationalen Interessen (namentlich solchen nach NHG) die Möglichkeit einer Güterabwägung geschaffen. Das Energiegesetz sieht ein solches nationales Interesse heute nur für Wasserkraft- und Windenergieanlagen vor (Art. 12 Abs. 4 EnG sowie Art. 8 und 9 EnV).

Insbesondere grossflächige Photovoltaikanlagen in höheren Lagen können ebenfalls einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energie- und Klimastrategie und zur Stromversorgungssicherheit im Winter leisten. Diese können nicht mittels eines einfachen Baubewilligungs- oder gar nur Meldeverfahrens realisiert werden. Sie müssen wie z.B. die Windenergie in aller Regel ein Raumplanungsverfahren durchlaufen und eine Umweltverträglichkeitsprüfung beibringen. Zudem erfordern gerade alpine Standorte auch eine aufwändige Güterabwägung oder können Schutzinteressen von nationaler Bedeutung tangieren.

Für grossflächige Photovoltaikanlagen mit einem substanziellen Winterproduktionsanteil (mind. 50%) ist daher ebenfalls ein nationales Interesse vorzusehen. Auf Verordnungsstufe ist der entsprechende Schwellenwert auf eine Jahresproduktion von 8 bis 10 GWh festzulegen.

Umsetzung Massnahme E9

- Aufnahme von Photovoltaik in Art. 12 Abs. 4 EnG.
- Definition eines Schwellenwerts von 8 bis 10 GWh sowie eines Mindestanteils von 50% Winterstromproduktion für die Aufnahme des nationalen Interesses bei Photovoltaik in der Energieverordnung.

■ **Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen (Massnahme E10)**

Massnahme E10	
Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen: Bei Produktions- und Netzanlagen von nationalem Interesse	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bewilligungsfähigkeit von geeigneten Ausbauprojekten und Netzvorhaben	kurz- und mittelfristig

Um die Entwicklung der erneuerbaren Energien zu beschleunigen, sind weitere Massnahmen nötig. Diese müssen insbesondere bei der Güterabwägung zwischen Schutz und Nutzung ansetzen. Die derzeitige Gesetzeslage gerade im Umweltbereich und darauf gestützt die Praxis von Behörden und Gerichten trägt der Notwendigkeit, einheimische Ressourcen zum Zweck der Energieversorgung zu nutzen, zu wenig Rechnung. Es braucht mindestens vorübergehend eine Priorisierung der erneuerbaren Energieversorgung inkl. der notwendigen Netze. Das nationale Interesse an der Realisierung von Vorhaben zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie von Stromnetzanlagen, soweit diese von nationalem Interesse sind (Art. 12-13 EnG, Art. 15d EleG), ist somit als vorrangig zu betrachten gegenüber anderen nationalen Interessen.

Ergänzend könnte eine Einschränkung von Beschwerderechten bei solchen Projekten geprüft werden.

Umsetzung Massnahme E10

- Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen bei Produktions- und Netzanlagen von nationalem Interesse (Art. 12 - 13 EnG und Art. 15d EleG).

■ **Beschleunigung der Bewilligungs- und Beschwerdeverfahren (Massnahme E7)**

Massnahme E7	
Beschleunigung der Bewilligungs- und Beschwerdeverfahren: Straffung der Verfahren für Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik und Stromnetze	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Bewilligungsfähigkeit von geeigneten Ausbauprojekten und Netzvorhaben	mittelfristig

Die Bewilligungsverfahren dauern heute unverhältnismässig lang und tragen massgeblich dazu bei, dass der für die Energie- und Klimastrategie und die Versorgungssicherheit notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien nur schleppend vorankommt.

Die mehrstufigen Bewilligungsverfahren für Energieproduktions- und Netzanlagen sind hochkomplex. Jene für Produktionsanlagen umfassen zunächst u.a. ein Raumplanungs- oder Konzessionsverfahren und anschliessend das eigentliche Baubewilligungsverfahren. Bei Stromnetzen ist ein bundesrechtliches Plangenehmigungsverfahren, sowie vorgängig allenfalls ein Sachplanverfahren notwendig. Die benötigten Bewilligungen für die Produktionsanlagen müssen zudem in aller Regel bei den unterschiedlichen Behörden des Bundes und der Kantone, je nach dem auch auf Ebene der Gemeinden, eingeholt werden. Gegen jede einzelne stehen Rechtsmittelverfahren offen, die über mehrere Instanzen weitergezogen werden können.

Für die Realisierung von Projekten im Bereich Wasser, Wind und Übertragungsnetz vergehen so schnell einmal 10 bis 20 Jahre, bis sämtliche Fragen geklärt sind. Beispielhaft genannt werden können der Windpark auf dem Gotthard, der 2020 nach 18 Jahren in Betrieb genommen werden konnte, die Vergrösserung des Grimselsees durch eine Erhöhung der Talsperren, die auch nach über 20 Jahren Verfahren noch weit von einer Baubewilligung entfernt ist, die Höchstspannungsleitung zwischen Chamoson und Chippis, für welche 2018 nach über 30 Jahren der Spatenstich erfolgen konnte, oder der Windpark Les Quatre Bornes, welchem 2020 nach 14 Jahren in einer der beiden Standortgemeinden an der Urne die Baubewilligung verweigert wurde und der nun in der verbleibenden Gemeinde neu projektiert werden muss.

Es braucht daher eine rasch wirksame Beschleunigung dieser Verfahren, und zwar für alle Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien, unabhängig von ihrer Grösse, und für die dazu notwendigen Netze. Dazu sind zumindest im Rahmen des ordentlichen Planungs- und Baubewilligungsverfahrens Optimierungen vorzunehmen. Denkbar ist auch ein konzentriertes Verfahren als Alternative zum ordentlichen Verfahren, wie sie auf kantonaler teilweise bereits Ebene bestehen, oder allgemein anwendbare Verfahrensstandards des Bundes.

Die Verfahrensschritte müssen fristgerecht erfolgen. Dazu sind nach Möglichkeit verbindliche Fristen vorzugeben sowie ausreichende Ressourcen bereit zu stellen. Stellungnahmen von Fachbehörden sind zu koordinieren, um Widersprüche zu vermeiden.

Ergänzend sind für eine tatsächliche Beschleunigung der Verfahren auch auf materiellrechtlicher Ebene Anpassungen nötig (s.a. Massnahmen E2, E3, E5, E6, E9 und E10).

Umsetzung Massnahme E7

- Straffung und Vereinfachung der Bewilligungsverfahren für alle Projekte zur Nutzung erneuerbaren Energien und die dazu notwendigen Netze

Weitere Anträge s. Stellungnahme des VSE⁴¹

⁴¹ Änderung des Energiegesetzes (Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion), Stellungnahme VSE, 17.5.2022
<https://www.strom.ch/de/dokument/aenderung-des-energiegesetzes-beschleunigung-des-ausbaus-der-erneuerbaren-stromproduktion>

■ **Keine ungerechtfertigten Eingriffe in die Eigentumsfreiheit der Elektrizitätsunternehmen (Massnahme E8)**

Massnahme E8	
Keine ungerechtfertigten Eingriffe in die Eigentumsfreiheit der Elektrizitätsunternehmen: Ablehnung der Parl. Initiative «Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» (16.498)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Schlanke Regulierung	kurzfristig

Die im Nationalrat eingereichte parlamentarische Initiative «Unterstellung der strategischen Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» (16.498)⁴² möchte verhindern, dass das Eigentum an strategisch sensiblen Infrastrukturen, die für das reibungslose Funktionieren der Schweiz wesentlich sind, zulasten inländischer Investoren an Private oder Unternehmen im Ausland oder ausländische staatliche Akteure abgetreten werden kann, und dass Renditen ins Ausland abfliessen. Der Erwerb strategischer Infrastrukturen der Energiewirtschaft durch Personen im Ausland soll daher ausgeschlossen werden, sofern er nicht die gesamtwirtschaftlichen oder versorgungspolitischen Interessen der Schweiz stärkt.

Eine solche Regelung würde jedoch Investitionen in die Energieinfrastruktur massiv erschweren und somit die Versorgungssicherheit schwächen, statt sie zu stärken. Die Versorgungssicherheit steht und fällt mit den notwendigen Investitionen in den Bestand und Ausbau von Netz-, Produktions- und Speichereinrichtungen. Sie ist daher vor massgeblich abhängig von den Rahmenbedingungen, welche die Rentabilität der Anlagen sicherstellen. Durch ein Verkaufsverbot an einen bestimmten Kreis potenzieller Investoren würde jedoch just die Kapitalbeschaffung erschwert. Der erschwerte Wiederverkauf von Anlagen hätte zudem höhere Refinanzierungskosten zur Folge, denn potenzielle Investoren würden die Restriktionen mit einem Abschlag auf den Anlagewert quittieren. Somit würde sich die Initiative insgesamt negativ auf Investitionen in Anlagen auswirken, die für die Versorgung der Schweiz von zentraler Bedeutung sind. Die Versorgungssicherheit würde dadurch geschwächt.

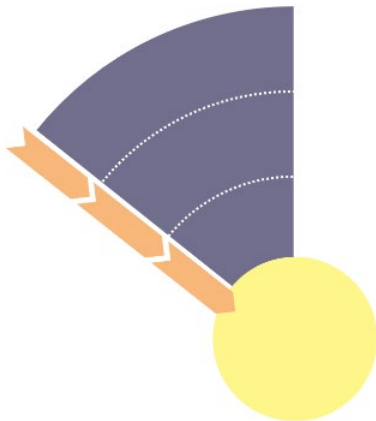
Das Anliegen nach einer möglichst schweizerischen Beherrschung des Energiesektors deckt das geltende Recht bereits hinreichend ab. Die Strominfrastruktur befindet sich schon zum überwiegenden Teil im Besitz der öffentlichen Hand. Bei der Wasserkraft stellt insb. der Heimfall nach Ablauf der Konzessionsdauer sicher, dass die Kraftwerke langfristig dem Willen der öffentlichen Hand nicht entgleiten können. Für das Stromübertragungsnetz ist gesetzlich vorgegeben, dass das Kapital der Nationalen Netzgesellschaft und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören. Zudem ist für Eigner jedweder Nationalität das Schweizer Recht massgebend und sind die Anlagen standortgebunden.

Umsetzung Massnahme E8

- Die parlamentarische Initiative 16.498 «Unterstellung strategische Infrastrukturen der Energiewirtschaft unter die Lex Koller» ist abzulehnen.

⁴² Parlamentarische Initiative 16.498, Unterstellung der strategischen Infrastruktur der Energiewirtschaft unter die Lex Koller, 16.12.2016 <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20160498>

2.6 Stromzusammenarbeit CH–EU



Ohne Stromabkommen oder andere Vereinbarungen erodiert die grenzüberschreitende Zusammenarbeit zunehmend (Ausschluss aus europäischen Prozessen, Mechanismen und Gremien). Dies wirkt sich negativ auf den sicheren Übertragungsnetzbetrieb und die Versorgungssicherheit der Schweiz aus. Eine längerfristige Lösung erfordert eine Klärung auf politischer Ebene und eine möglichst übereinstimmende Entwicklung von relevanten Regeln und Standards. Ein bilaterales Abkommen Schweiz-EU bleibt weiterhin die anzustrebende Lösung. Ohne marktseitige Integration wird die Schweiz stärker auf eigene Kapazitäten (inkl. Back-up) angewiesen sein und ist der ökonomisch effiziente Energieaustausch mit den Nachbarländern nur begrenzt möglich.

Liste der Massnahmen

- Bilaterales Abkommen Schweiz-EU (Massnahme F1)
- Zwischenzeitlich bis zum bilateralen Abkommen staatsvertragliche Lösung und internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (Massnahme F2)
- Bildung «Klima-Club» mit EU und weiteren Ländern (Massnahme F3)

■ **Bilaterales Abkommen Schweiz-EU (Massnahme F1)**

Massnahme F1	
Bilaterales Abkommen Schweiz-EU: Gewährleistung Marktzugang (ggf. mit institutionellen Regelungen)	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabile Grundlage für die Zusammenarbeit Schweiz-EU und gegenseitiger Marktzugang	mittelfristig

Am 26. Mai 2021 hat der Bundesrat die Verhandlungen mit der EU über ein institutionelles Abkommen abgebrochen. Damit ist auch ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bis auf Weiteres vom Tisch. Eine geregelte Stromkooperation mit ihrem wichtigsten Handelspartner ist aber für die Schweiz zentral.

Die Schweiz ist mit ihren Nachbarländern physisch stark verbunden. Nicht nur ist sie mit dem Stern von Laufenburg die Wiege des europäischen Verbundnetzes, sie verfügt auch über 41 Grenzkuppelstellen, die die netzseitige Basis für einen regen Stromaustausch legen. Diese enge Verbindung ist ein wichtiger Pfeiler für die Stromversorgungssicherheit und ein zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung. Sie ermöglicht es der Schweiz, bei Bedarf Strom zu importieren oder Überschüsse zu exportieren.

Doch die Rahmenbedingungen in der Schweiz und in der EU driften immer weiter auseinander. Die EU hat die Regulierung zum europäischen Strom-Binnenmarkt in den letzten 25 Jahren stark weiterentwickelt. Ziel der EU ist es, den Stromaustausch in der ganzen EU zu verstärken und den Markt zu konsolidieren. Durch diese Konsolidierung wird die Schweiz aus immer mehr Bereichen, die den EU-Mitgliedsländern vorbehalten sind, ausgeschlossen – ungeachtet dessen, dass das Schweizer Übertragungsnetz integraler Bestandteil des europäischen Verbundnetzes ist. Obwohl sich die Schweiz auf technischer Ebene laufend weitestgehend an die europäische Regulierung angleicht, hat die fehlende Zusammenarbeit gravierende und sich verschärfende Systemrisiken zur Folge. Dies wirkt sich negativ auf die Netzstabilität, die Importfähigkeit und somit die Versorgungssicherheit aus und führt zu hohen Kosten für die Schweizer Stromkonsumentinnen und -konsumenten.⁴³ Zudem hat das Beratungsunternehmen Frontier Economics im Auftrag des BFE Analysen zur Stromzusammenarbeit CH–EU durchgeführt und dazu in Kooperation mit der TU Graz und unter beratendem Beizug von Fachexpertinnen und -experten der Branche Szenarien für die bessere Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU im Bereich Strom erarbeitet.⁴⁴ Die Studie untersucht anhand von drei unterschiedlich engen Zusammenarbeitsszenarien die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 und kommt zum Schluss, dass ohne Kooperation eine Gefährdung der Versorgung und beträchtliche wirtschaftliche Einbussen zu erwarten sind:

⁴³ Konsequenzen eines fehlenden Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU, Mitteilung des VSE, 12.07.2021 https://www.strom.ch/system/files/media/documents/20210712_VSE_Botschaften_fehlendes_Stromabkommen_de.pdf

⁴⁴ Bundesrat treibt Vorsorgeplanung für Stromversorgungssicherheit voran, Medienmitteilung des Bundesrates, 13.10.2021 <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mmm-test.msg-id-85447.html>

		S1 Keine Kooperation	S2 (Variante a/b) Technische Kooperation		S3 Stromabkommen
QUANTITATIV	Wohlfahrtseffekte (volkswirtschaftlicher Mehrwert)	-150 Mio. €	-10 Mio. €	+136 Mio. €	+150 Mio. €
	Versorgungssicherheit im Jahr 2025	im Extremfall nicht gesichert	gesichert		gesichert
QUALITATIV	Operative Netzbetriebssicherheit	im Extremfall gefährdet	mit hohem Aufwand gewährleistet		gewährleistet
	Marktzugang für Schweizer Unternehmen zu den benachbarten Strommärkten	Marktzugang stark eingeschränkt	Marktzugang mit hohem Aufwand möglich		Marktzugang möglich

Das Ziel der Schweiz ist weiterhin eine möglichst effiziente und hindernisfreie Kooperation mit der EU – je intensiver diese Kooperation ist, desto besser für die Schweiz. Ein bilaterales Abkommen ist für die Schweiz daher unabdingbar, da nur es diese Kooperation (markt- und netzseitig) überhaupt ermöglicht.

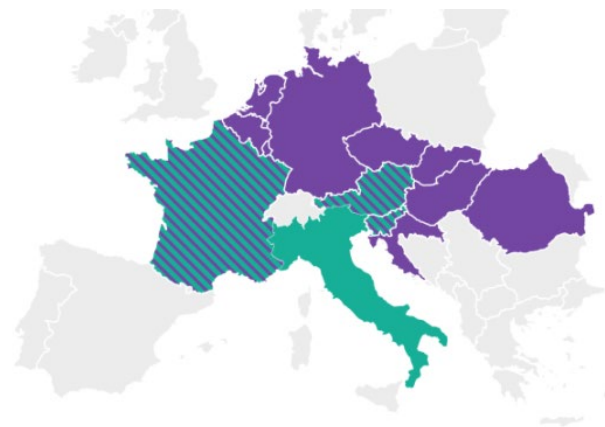
Umsetzung Massnahme F1

- Verhandlung und Abschluss eines bilateralen Abkommen als stabile Grundlage für die Stromzusammenarbeit Schweiz-EU und zur Gewährleistung des gegenseitigen Marktzugangs (ggf. mit institutionellen Regelungen). Die Strombranche ist dabei eng einzubeziehen.

■ **Zwischenzeitlich bis zum bilateralen Abkommen staatsvertragliche Lösung und internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (Massnahme F2)**

Massnahme F2	
<p>Zwischenzeitlich bis zum bilateralen Abkommen staatsvertragliche Lösung und internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb</p> <ul style="list-style-type: none"> • Staatsvertragliche Lösung als Basis für technische Einbindung der Schweiz (Bessere Berücksichtigung der Schweiz bei den Kapazitätsberechnungen, Reduktion der ungeplanten Flüsse und damit letztlich höhere oder zumindest gleichbleibende Grenzkapazitäten); • Privatrechtliche Vereinbarung mit Übertragungsnetzbetreibern zur Harmonisierung netztechnischen Normen (Synchronous Area Framework Agreement SAFA mit Genehmigung der jeweiligen Behörden) 	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
Stabile Grundlage für die Zusammenarbeit Schweiz-EU und gegenseitiger Marktzugang	kurzfristig

Die EU strebt die Schaffung eines europaweiten Strombinnenmarkts an. Dazu vereinheitlicht sie mit sogenannten Network Codes die grenzüberschreitenden technischen und handelsbezogenen Regeln. Mit der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement⁴⁵ werden die Bedingungen auf Übertragungsnetzseite für den grenzüberschreitenden Day-Ahead- und Intraday-Handel festgelegt (Marktkopplung). Die Umsetzung dieser Regulierung erfolgt in sog. Kapazitätsberechnungsregionen. Für die Schweiz relevant sind die Region CORE (violett) und Italy North (grün). In diesen wird die Kapazitätsberechnung und Kapazitätsvergabe schrittweise sogenannten implizit und lastflussbasiert vorgenommen.⁴⁶ Indem die grenzüberschreitenden Kapazitäten gleichzeitig mit den Handelsgeschäften für Energie vergeben werden, können diese effizienter genutzt werden.



Ohne Marktzugangsabkommen kann die Schweiz nicht mehr an allen europäischen Stromhandelsmärkten teilnehmen. Die Schweizer Netzelemente werden somit in der Berechnung der Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel nicht ausreichend berücksichtigt. Dies erhöht das Risiko von ungeplanten Stromflüssen (Loop Flows) und beeinträchtigt somit die Netzsicherheit.

Die Netzstabilität ist für die Versorgungssicherheit vital. Massnahmen zur minimalen Absicherung der technischen Zusammenarbeit über Landesgrenzen hinweg sind daher unumgänglich. Dazu müssen in Ermangelung eines zeitnah realisierbaren bilateralen Abkommens vorübergehend privatwirtschaftliche Lösungen gefunden werden. Diese müssen die Akteure der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion mit einbeziehen (Übertragungsnetzbetreiber und nationale Regulierungsbehörden).

⁴⁵ Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)

⁴⁶ Flowbased Market Coupling in der Region CORE ab 2015 erfolgt; Integration Region Italy North per 2025 vorgesehen

Ende 2021 konnte Swissgrid einen entsprechenden Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion Italy North unterzeichnen.⁴⁷ Dadurch wird Swissgrid vollständig in die grenzüberschreitenden Kapazitätsberechnungsmethoden sowie in die Redispatch- und Sicherheitskoordinationsprozesse einbezogen. Auch mit der Kapazitätsberechnungsregion CORE sind Verhandlungen für eine entsprechende Vereinbarung im Gang, jedoch noch nicht abgeschlossen.

Solche privatrechtlichen Abkommen müssen durch Massnahmen politischer Ebene flankiert werden. Durch staatsvertragliche Lösungen könnte eine höhere Stabilität und Legitimation erreicht werden. Dies erfordert ein entschlossenes Handeln des Bundesrates. Dabei können auch kleine Schritte, wie die gemeinsame Unterzeichnung eines gemeinsamen Memorandum of Understanding zur Stromkrisenvorsorge der Penta-Länder (Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz) hilfreich sein⁴⁸. Langfristig kann jedoch nur ein bilaterales Abkommen zwischen der Schweiz und der EU die Stromzusammenarbeit und den Marktzugang inkl. Einbezug in die Kapazitätsberechnung sicherstellen.

Umsetzung Massnahme F2

- Verhandlung und Abschluss privatrechtlicher Verträge zwischen Swissgrid und den Akteuren der Kapazitätsregionen Italy North (erfolgt) und CORE sowie nach Bedarf Aufdatierung und Neuverhandlung.
- Flankierend Verfolgung staatsvertraglicher Lösungen zur Unterstützung der privatrechtlichen Vereinbarungen.
- Sobald als möglich Ersatz durch bilaterales Abkommen Schweiz-EU im Strombereich

⁴⁷ Swissgrid unterzeichnet Vertrag mit der Kapazitätsberechnungsregion Italy North, Newsfeed von swissgrid, 7.1.2022
<https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20220107-01.html>

⁴⁸ MoU zur Zusammenarbeit in der Stromkrisenvorsorge mit sechs europäischen Ländern, Medienmitteilung des UVEK, 1.12.2021
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-86210.html>

■ **Bildung «Klima-Club» mit EU und weiteren Ländern (Massnahme F3)**

Massnahme F3	
Bildung «Klima-Club» mit EU und weiteren Ländern	
Ziel der Massnahme	Eintritt Wirkung
International abgestimmte Klimapolitik	mittelfristig

Der Klimawandel ist eine globale Herausforderung. Bei globalen öffentlichen Gütern wie dem Klimaschutz besteht ein hohes Risiko zur Verlagerung von CO₂-Emissionen in Gebiete mit weniger strengen Anforderungen. Dieses Risiko betrifft insbesondere Europa, das seit Jahren hohe Klimaschutzanforderungen kennt und diese stetig weiter verschärft. Um ein Trittbrettfahren zu vermeiden, wären global möglichst einheitliche Klimaschutzanforderungen bzw. ein einheitlicher globaler Preis für Treibhausgasemissionen notwendig. Als Schritt in diese Richtung wird seit 2021 in Politik und Öffentlichkeit die Bildung von «Klima-Clubs» (multinationale Handelsabkommen in der Klimapolitik) diskutiert.

Die EU geht nun in diese Richtung. Sie will, dass Drittländer ein ähnliches klimapolitisches «Level of ambition» haben und plant deshalb einen Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Mit diesem sollen künftig Importe mit einem finanziellen Ausgleich (CBAM-Zertifikat) belegt werden⁴⁹. Dieser finanzielle Ausgleich entspricht dem CO₂-Preis, der gezahlt worden wäre, wenn die Waren nach den EU-Regeln für die Bepreisung von CO₂-Emissionen hergestellt worden wären. Gemäss dem aktuellen Entwurf, der im Rahmen des Fit-for-55-Projekts vorgeschlagen wird, betrifft der vorgesehene CO₂-Grenzausgleich nur Länder, die nicht Teil des EU-ETS sind.

Das CBAM wird zunächst für die Einfuhr folgender Waren gelten: Zement, Eisen und Stahl, Aluminium, Düngemittel, Strom. In diesen Sektoren besteht ein grosses Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen und eines hohen Ausstosses von Treibhausgasen. Das CBAM wird für die direkten Emissionen von Treibhausgasen während des Herstellungsverfahrens der betroffenen Produkte gelten.

Bis zum Ende des Übergangszeitraums (2023-2025) wird die Kommission bewerten, wie das CBAM funktioniert, ob sein Anwendungsbereich auf weitere Produkte und Dienstleistungen ausgeweitet werden soll und ob sogenannte indirekte Emissionen (d. h. CO₂-Emissionen aus dem zur Herstellung der Ware verwendeten Strom) erfasst werden sollen. Für 2026 ist die volle Funktionsfähigkeit geplant (Meldung Wareneinfuhr, inkl. grauer Emissionen und Zahlung von entsprechenden CBAM-Zertifikaten).

Die Schweiz verfolgt ein ähnlich ambitioniertes Ziel bis 2050 wie die EU. Sie will bis dann Klimaneutral sein. Zudem ist die Schweiz bereits Teil des EU-ETS. Damit hat die Einführung des CBAM im Stromsektor für die Schweiz vorerst keinen negativen Effekt.

Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die EU die Schweiz hier als nicht genügend ambitioniert einstufen könnte – vor allem aufgrund der klimapolitischen Unsicherheit nach der Ablehnung des CO₂-Gesetzes im Juni 2021.

⁴⁹ CO₂-Grenzausgleichssystem Fragen und Antworten, Pressemitteilung der Europäischen Kommission, 14.7.2021 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_3661

Die Schweiz ist auf Energieimporte aus der EU und weiteren Ländern, welche diese Energieträger verfügen, angewiesen. Insbesondere unterhält sie eine intensive Handelsbeziehung im Bereich Strom mit der EU: Die Schweiz importiert und exportiert Strom aus der und in die EU, dabei hat sie keine EU-Aussengrenze. Zudem importiert sie weitere Energieträger und wird künftig auch vermehrt erneuerbare und strombasierte Energieträger (wie Wasserstoff) aus der EU sowie weiteren Ländern importieren. Damit die Schweiz auch im Sinn der Versorgungssicherheit in Zukunft ungehinderter Zugang zu den Handelsströmen hat, ist sicherzustellen, dass sie Teil des CBAMs bleibt, auch bei einer potenziellen Ausweitung auf weitere Produkte.

Es ist denkbar, dass weitere Länder vergleichbare Mechanismen einführen oder sich der EU anschliessen und klimapolitische orientierte Handelsmärkte etablieren. Es ist im Interesse der Schweiz Teil dieser Märkte zu bleiben, um den Zugang zu den erneuerbaren Energieträgern sicherzustellen und zum Innovationspotential beizutragen und an diesem zu partizipieren.

Umsetzung Massnahme F3

- Aufrechterhaltung der Kopplung zwischen Schweizer- und EU-Emissionshandelssystem.
- Konsequente Umsetzung der Klimaneutralität bis 2050 durch einen Absenkungspfad für die CO₂-Emissionen.
- Allfällige Anpassung des Klimaziels basierend auf internationalen, insbesondere europäischen Standards.

3. Massnahmentabelle

	kurzfristig / bis 2025	mittelfristig / 2026 – 2035	langfristig / ab 2036
Verbrauch	A1: Vollständige Strommarktöffnung zur Integration der dezentralen erneuerbaren Energien A2: Nutzung Flexibilität	A4: Ausweitung Zielvereinbarungen Energieeffizienz A5: Effizienz- und Gebäudestandards A6: Ermöglichung der Sektorkopplung	
Produktion und Speicher zentral und dezentral	B1: Optimierung dezentrale PV auf Winterproduktion B5: Weiterführung Marktprämie Grosswasserkraft B6: Investitionsbeiträge für Erneuerungen Wasserkraft B8: Gleichbehandlung Speichertechnologien B10: Sicherer Weiterbetrieb Kernkraftwerke B11: Rasche Etablierung Energiereserve B13: Schaffung neuer Rollen für aussermarktliche Reserven	B2: Zubau Winterproduktion mit alpiner Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasserkraft B4: Technologieoffene Ausschreibung Strom- und Wärmeproduktion dezentral und/oder zentral B7: Reduktion Abgabelastung B12: Ausschreibung von Back-up Kraftwerken	B3: Ausbau Winter-Speicherwasserkapazität B9: Lösung Saisonspeicherung
Handel	C1: Ermöglichung Preissignale C2: Weiterentwicklung Schweizer Balancing und Redispatching Plattform C3: Teilnahme an europäischen Handelsplattformen C6: Erhöhung Transparenz Netztransferkapazität (NTC) im Verbundnetz	C3: Teilnahme an europäischen Handelsplattformen C4: Internationaler, wirksamer CO ₂ -Markt C5: Ausweitung Emissionshandelssystem auf weitere Sektoren	
Netze	D1: Sicherheit für Investitionen in Um-/Ausbau und Digitalisierung der Netze aufrechterhalten D2: Keine Anreizregulierung D3: Schutz kritischer Netzinfrastrukturen aller Ebenen vor Cyberangriffen D4: Rechtssicherheit bei manuellem Lastabwurf sicherstellen D5: Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der	D5: Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität D6: Handlungsspielraum für Netztarifierung D7: Möglichkeit zum Last- und Einspeisemanagement D8: Datengestützte Steuerung der Verteilnetze D11: Einführung Möglichkeit zu Peak Shaving	

	kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität	D9: Automatisierung der Prozesse D10: Rollout Smart Meter ohne Liberalisierung des Messwesens	
Verfahren und Akzeptanz	<p>E1: Prüfen von Beteiligungsmodellen bei Ausbau Wind und Photovoltaik</p> <p>E2: Moderate Umsetzung Umwelt- und Gewässerschutzvorschriften</p> <p>E8: Keine unentrechtigten Eingriffe in die Eigentumsfreiheit der Elektrizitätsunternehmen</p> <p>E9: Nationales Interesse für grossflächige Photovoltaikanlagen</p> <p>E10: Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen</p> <p>E8: Keine unentrechtigten Eingriffe in die Eigentumsfreiheit der Elektrizitätsunternehmen</p>	<p>E3: Vorgängige, übergeordnete Interessenabwägung Schutz/Nutzung</p> <p>E4: Ablehnung der Volksinitiativen Biodiversität und Landschaft</p> <p>E5: Bewilligungsfähigkeit im Raumplanungsrecht sicherstellen</p> <p>E6: Generelle Ermöglichung Güterabwägung</p> <p>E7: Beschleunigung der Bewilligungs- und Beschwerdeverfahren</p> <p>E10: Höhergewichtung des Nutzungsinteresses gegenüber anderen nationalen Interessen</p>	
Stromzusammenarbeit Schweiz-EU	F2: Zwischenzeitlich bis zum bilateralen Abkommen staatsvertragliche Lösung und internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb	<p>F1: Bilaterales Abkommen Schweiz-EU</p> <p>F3: Bildung «Klima-Club» mit EU und weiteren Ländern</p>	

4. Bearbeitungs-Chronologie

Version	9.9.2022	Aktualisierung Massnahmentitel B12 Neue Massnahmen: E9 und E10
Version	14.2.2022	Verschiebung von Massnahme A3 zu D11 Neue Massnahmen: E7 und E8
Version	9.12.2021	Erstpublikation