



**School of
Management and Law**
Zentrum für Energie und Umwelt



Zukünftiges Marktdesign für erneuerbare Energien in der Schweiz

Studie im Auftrag von AEE SUISSE

Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Reto Schleiniger

Christian Winzer

Winterthur, September, 2018

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis.....	4
Management Summary	5
1 Einleitung.....	7
2 Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.....	10
2.1 Bestehende Massnahmen	10
2.1.1 Ökonomische Einordnung und Analyse der Massnahmen	10
2.1.2 Bisherige Entwicklung und Wirkung der bestehenden Fördermassnahmen.....	21
2.1.3 Ökonomische Beurteilung der bestehenden Förderpolitik.....	26
2.2 Ergänzende Massnahmen.....	27
2.2.1 Gewichtung Investitionsbeitrag mit De-Rating Faktor	28
2.2.2 Automatische Anpassung Fördersatz an Zielerreichung.....	30
2.3 Fazit zum Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien	33
3 Gewährleistung Versorgungssicherheit	34
3.1 Bestehende Massnahmen	34
3.1.1 Übersicht der Massnahmen.....	34
3.1.2 Zielerreichung der Massnahmen	36
3.1.3 Effizienz der Massnahmen	39
3.2 Ergänzende Massnahmen.....	43
3.2.1 Effiziente Einbindung der Nachfrage in eine strategische Reserve	44
3.2.2 Kompensationen für Netztrennungen	45
3.2.3 Individuelle Sicherheitsniveaus und Kosten	46
3.3 Fazit zu Gewährleistung Versorgungssicherheit	48
4 Minderung CO₂-Emissionen	49
4.1 Bestehende Massnahmen	49
4.1.1 Übersicht der Massnahmen.....	50
4.1.2 Zielerreichung der Massnahmen	51
4.1.3 Effizienz der Massnahmen	53
4.2 Ergänzende Massnahmen.....	56
4.2.1 Die leistungsabhängige Personenwagenabgabe	57
4.2.2 Zertifikatspreise im Rahmen des Emissionshandelssystems.....	58
4.2.3 Massnahmen beim Flugverkehr	58
4.3 Fazit zu Minderung CO ₂ -Emissionen.....	59
5 Interdependenzen	60
5.1 Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien.....	60
5.2 Auswirkungen auf Versorgungssicherheit	62
5.3 Auswirkungen auf CO ₂ -Emissionen.....	62
5.4 Fazit zu Interdependenzen	64
6 Anhang.....	65
7 Literatur und Statistiken	66
8 Gesetze und Verordnungen.....	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufteilung des Netzzuschlags (Rp./kWh)	10
Abbildung 2: Förderung des erneuerbaren Stroms.....	11
Abbildung 3: Abgabebelastung des nicht-erneuerbaren Stroms	12
Abbildung 4: Preisverlauf Einspeisevergütung für PV (Q1, 2018)	17
Abbildung 5: Preisverlauf Einspeisevergütung für PV (Mittwochs, März 2018).....	17
Abbildung 6: Erwarteter Nettobarwert der Förderung in Abhängigkeit des Diskontsatzes.....	20
Abbildung 7: Die Entwicklung der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien	22
Abbildung 8: Zusätzlich geförderte Stromproduktion 2018 bis 2030: Neue Erneuerbare	22
Abbildung 9: Zielpfad und zusätzlich geförderte Stromproduktion: Neue Erneuerbare.....	23
Abbildung 10: Zusätzlich geförderte Stromproduktion: Wasser.....	25
Abbildung 11: Vergleich mit BFE-Prognose.....	25
Abbildung 12: Übersicht der Rollenverteilung im Unbundling.....	34
Abbildung 13: Aktuelle Leistungsreserven im Jahr 2016.....	36
Abbildung 14: Anteil Schadensursache an Gesamtwert.....	38
Abbildung 15: Summe der lang andauernden Unterbrechungen	39
Abbildung 16: Trade-off bei der Wahl von Kapazitätsmechanismen	41
Abbildung 17: Netzkosten in der Schweiz und in Europa	42
Abbildung 18: Nachfragekurven für verschieden Sicherheitsniveaus.....	47
Abbildung 19: Bisherige Emissionsentwicklung und Zielpfad 2020 bis 2030	49
Abbildung 20: Geschätzte Wirkung der Massnahmen und Zielvorgaben.....	52
Abbildung 21: Beispiel positiver bzw. negativer impliziter CO ₂ -Preis	55
Abbildung 22: Übersicht der Interdependenzen.....	60
Abbildung 23: Der Waterbed-Effekt im Rahmen eines Cap und Trade Systems	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bewertung aktueller Massnahmen und Vorschlag ergänzender Massnahmen.....	5
Tabelle 2: Ziele der Energiestrategie 2050	7
Tabelle 3: Inhaltliche Struktur des Berichts.....	8
Tabelle 4: Zahlenbeispiel zur Äquivalenz	13
Tabelle 5: Kategorisierung der Förderinstrumente	14
Tabelle 6: Zahlenbeispiel Erlösrisiko	19
Tabelle 7: Beispiel Förderbeiträge auf Basis der aktuellen PV-Fördersätze	29
Tabelle 8: Vergleich Automatismus	31
Tabelle 9: Kosteneffizienz einer strategischen Reserve	40
Tabelle 10: Kurzausschnitt der Massnahmen zur Verminderung der CO ₂ -Emissionen.....	51
Tabelle 11: Abgabenbelastung der verschiedenen Verwendungen von fossiler Energie	54
Tabelle 12: Resultate implizite CO ₂ -Preise Schweiz	56
Tabelle 13: Verbrauch- und leistungsabhängige Abgabe Personenwagen.....	57
Tabelle 14: Einfluss des Zertifikatspreises auf die variablen Stromgestehungskosten	61

Management Summary

Die Schweizerische Energiestrategie 2050 verfolgt einen etappenweisen Umbau des Energiesystems in Richtung einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern. Ein erstes Massnahmenpaket dazu ist bereits in Kraft.

Die vorliegende Studie beurteilt die bestehende Energie- und Klimapolitik aus ökonomischer Sicht und erörtert ergänzenden Vorschläge für ein weiteres Massnahmenpaket. Im Einzelnen werden Massnahmen zum Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Minderung der CO₂-Emissionen analysiert. Die Hauptergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst und werden nachfolgend für jedes der politischen Ziele erörtert.

Tabelle 1: Bewertung aktueller Massnahmen und Vorschlag ergänzender Massnahmen

	Politisches Ziel	Erreichung	Effizienz	Ergänzend Massnahme
1	Ausbau erneuerbare Energien			Automatisch angepasster, technologieneutraler Investitionsbeitrag für Erneuerbare
2	Gewährleistung Versorgungssicherheit			Durch Verbraucher individuell wählbare Entschädigung für Versorgungseinschränkungen
3	Minderung CO ₂ -Emissionen			Leistungsabhängige Personenverkehrsabgabe

Die bestehenden Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion, namentlich die Einspeisevergütung mit flexibler Prämie und die Investitionsbeihilfen, können allgemein als effizient beurteilt werden. Allerdings ist ökonomisch nicht ohne Weiteres nachzuvollziehen, warum welche Technologie mit welchem der beiden Instrumente gefördert wird. Zudem besteht durch die Deckelung des Netzzuschlags sowie wegen der zeitlichen Limitierung der Förderung keine Garantie, dass die im Energiegesetz für das Jahr 2035 festgeschriebenen Ausbauziele erreicht werden können (Abschnitt 2.1). Als Alternative schlagen wir einen technologieneutralen Investitionsbeitrag vor, dessen Beitragssatz mit den Vollaststunden der jeweiligen Technologie gewichtet wird. Zudem soll die absolute Höhe der Beiträge automatisch an die Zielerreichung, deren Überprüfung periodisch vorgenommen wird, gekoppelt werden (Abschnitt 2.2).

Die Wirksamkeit und die Effizienz der seitens des BFE vorgeschlagenen Einführung einer strategischen Reserve hängt stark von deren Ausgestaltung ab. Um eine spürbare Verbesserung der Versorgungssicherheit und der Investitionsanreize zu erreichen, ist es wichtig, dass der Preis für Ausgleichsenergie während Reserveabrufen mindestens in Höhe der Preisobergrenze angesetzt wird. Zur Vermeidung eines ineffizienten Beschaffungsvolumens sollte darüber hinaus eine

Obergrenze für die Beschaffungskosten der strategischen Reserve in Höhe der dadurch vermiedenen Kosten für Stromausfälle eingeführt werden (Abschnitt 3.1). Noch effizienter wäre es, ergänzend oder anstelle der Einführung einer zentralen strategischen Reserve einen dezentralen, marktbasieren Ansatz für Versorgungssicherheit zu wählen. Hierfür sollte eine standardisierte Entschädigung für Versorgungseinschränkungen eingeführt werden. In einem zweiten Schritt sollten Verbraucher mit intelligenten Mess- und Steuergeräten davon abweichende höhere oder tiefere Entschädigungen wählen können und einen entsprechend höheren oder tieferen Anteil der Kosten und Risiken tragen (Abschnitt 3.2). Da es sich hierbei um einen neuartigen Ansatz handelt, sollte die konkrete Ausgestaltung zunächst in Pilotregionen getestet werden.

Die Schweizerische Klimapolitik zeichnet sich durch eine stark segmentierte Regulierung verschiedener Verwendungen von fossiler Energie aus. So wird die CO₂-Abgabe, welche vom Bund als Herzstück der Klimapolitik bezeichnet wird, nur gerade auf 30% der gesamten CO₂-Emissionen erhoben. Zur Beurteilung der Effizienz der Minderungsmaßnahmen eignet sich allerdings die Einheitlichkeit der expliziten CO₂-Abgabe weniger, weil dabei weder andere Abgaben auf dem Verbrauch von fossiler Energie noch die lokalen Externalitäten, die dabei entstehen, berücksichtigt werden. Der implizite CO₂-Preis, welcher diese Aspekte einbezieht, ist daher ein besserer Effizienzindikator (Abschnitt 4.1.1). Die Abschätzungen der impliziten CO₂-Preise für die Schweiz zeigen, dass diese je nach Verwendung der fossilen Energie sehr unterschiedlich und teilweise sogar negativ sind. Als erste Massnahme zur Korrektur der bestehenden Ineffizienz drängt sich eine fahrleistungsabhängige Personenwagenabgabe auf (Abschnitt 4.2).

Zwischen den drei politischen Zielen, also dem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion, der Gewährleistung von Versorgungssicherheit und der Minderung von CO₂-Emissionen, bestehen verschiedene Interdependenzen. Höhere CO₂-Preise steigern die Attraktivität von Erneuerbaren, während die Wahl der Mechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und den benachbarten Ländern das Marktrisiko und damit die Attraktivität von Investitionszahlungen im Vergleich zu Einspeiseprämien beeinflusst (Abschnitt 5.1). Die in diesem Bericht vorgeschlagene Einführung von verbindlichen Ausbaupfaden für Erneuerbare könnte die Investitionssicherheit erhöhen und damit auch die Versorgungssicherheit verbessern (Abschnitt 5.2). Die Erreichung der Klimaziele ihrerseits wird durch nationale Politiken zur Förderung Erneuerbarer und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit jedoch kaum beeinflusst (Abschnitt 5.3).

1 Einleitung

Mit der Energiestrategie ES2050 verfolgt die Eidgenossenschaft einen umfassenden Umbau des Schweizer Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Namentlich sollen damit der Verbrauch von fossilen Energieträgern sukzessive reduziert, die Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue ersetzt sowie die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen ausgebaut werden.

Allgemein verlangt das neue Energiegesetz eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung. Die Tabelle 2 zeigt konkreter, welche quantitativen Ziele im Rahmen der Energiestrategie festgelegt worden sind. Bis ins Jahre 2035 sind diese gesetzlich verankert. Die längerfristigen Ziele bis ins Jahr 2050 wurden vom Bundesrat in der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie formuliert, haben aber bis dato noch keinen gesetzlichen Charakter.

Tabelle 2: Ziele der Energiestrategie 2050

Jahr	2020 ¹	2030 ²	2035 ¹	2050 ³
Energieverbrauch p. c.	-16%		-43%	-54%
Stromverbrauch p. c.	-3%		-13%	-18%
Neue erneuerbare Stromproduktion	4.4 TWh		11.4 TWh	24.2 TWh
Stromproduktion aus Wasserkraft	-		37.4 TWh	38.6 TWh
Treibhausgas-Emissionen		-50% ⁴		
Treibhausgas-Emissionen p. c.				1-1.5 t

1) Energiegesetz

2) Revidiertes CO₂-Gesetz

3) Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der ES2050 (4. Sept. 2013)

4) Dabei mindestens 30% im Inland gegenüber 1990 (alle anderen Veränderungen gegenüber 2000)

Ein erstes Massnahmenpaket der ES2050 ist bereits in Kraft. So regelt das revidierte Energiegesetz, das im Mai 2017 in einer Referendumsabstimmung angenommen wurde, u.a. die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion, während das bestehende CO₂-Gesetz u.a. über die CO₂-Abgabe, das Gebäudeprogramm und CO₂-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen zu einem Verbrauchsrückgang von fossiler Energie führen soll.

Die Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion sind zeitlich begrenzt. So werden im Jahre 2022 letztmals Anlagen ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen und nach 2030 keine Einmalvergütungen bzw. Investitionsbeiträge mehr zur Auszahlung kommen. Ursprünglich war geplant, dass das bestehende

Fördersystem durch das Klima und Energielenkungssystem KELS abgelöst werden soll. Da die eidgenössischen Räte 2017 entschieden haben, nicht auf die KELS-Vorlage einzutreten, wird dieser Vorschlag nicht weiterverfolgt.

Das hat zur aktuellen politischen Situation geführt, dass einerseits mit der anstehenden Totalrevision des CO₂-Gesetzes eine Nachfolgeregelung bzw. Weiterführung der bestehenden Massnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen absehbar ist, während andererseits bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion unklar ist, wie es nach dem Auslaufen der aktuell geltenden Förderung weitergehen soll.

Die vorliegende Studie hat zum Ziel, im Sinne eines Überblicks bzw. eines Grundlagenpapiers, die verschiedenen Optionen eines Marktdesigns ökonomisch zu erörtern, welche einer Erreichung der ES2050 Ziele dienlich sind. Die inhaltliche Struktur der Studie ist in Tabelle 3 dargestellt. So werden die bestehenden und geplanten Massnahmen sowie alternative Instrumente und der Massnahmenmix hinsichtlich der drei Ziele Ausbau Erneuerbare Stromproduktion, Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Reduktion der Treibhausgas-Emissionen analysiert.

Tabelle 3: Inhaltliche Struktur des Berichts

1 Einleitung			
	Ausbau Erneuerbare	Versorgungs- sicherheit	Dekarbonisierung
Bestehende Massnahmen	2.1 Zielerreichung, Effizienz	3.1 Zielerreichung, Effizienz	4.1 Zielerreichung, Effizienz
Alternative Massnahmen	2.2 Anpassung bestehende Massnahmen, Neue Massnahmen	3.2 Anpassung bestehende Massnahmen, Neue Massnahmen	4.2 Anpassung bestehende Massnahmen, Neue Massnahmen
5 Interdependenz			

Bei der erneuerbaren Stromproduktion und der Reduktion der Treibhausgas-Emissionen wird von den gesetzlich quantifizierten Zielvorgaben ausgegangen, namentlich einem Ausbau der neuen erneuerbaren Stromproduktion auf mindestens 11.4 TWh und der Stromproduktion aus Wasserkraft auf 37.4 TWh bis ins Jahr 2035 und einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 50%, wovon mindestens 30% im Inland bis 2030 (vgl. gelb markierte Zellen in Tabelle 2). Inwiefern diese

quantitativen Ziele ausreichen, um eine rechtzeitige und vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen, wird in dieser Studie nicht weiter erörtert.

Versorgungssicherheit ist zwar ebenso ein grundsätzlich unbestrittenes Ziel der ES2050, allerdings ist damit noch nicht geklärt, was Versorgungssicherheit genau bedeutet bzw. bedeuten soll. Um dieser Ambivalenz Rechnung zu tragen, werden im Rahmen dieser Studie daher sowohl die Effizienz der aktuellen Massnahmen zur Erreichung eines politisch vorgegebenen Versorgungssicherheitsniveaus als auch neue Ansätze für eine marktbasierende Festlegung der gewünschten Versorgungsqualität auf Endverbraucherstufe diskutiert.

Abschliessend werden zudem Interdependenzen zwischen den Massnahmen zur Erreichung der verschiedenen Ziele erörtert. Dabei zeigt sich, dass die gegenseitigen Abhängigkeiten sehr unterschiedlich sind.

Die angewandte Methode ist hauptsächlich qualitativ ökonomisch. Quantitative Angaben werden, wo vorhanden, von bestehenden Studien übernommen. Eigene quantitative Abschätzungen lassen sich in Bezug auf das verbleibende Ausbaupotenzial aus den Mitteln des geltenden Netzzuschlags von maximal 2.3 Rappen pro kWh machen. Zudem werden eigene Berechnungen über implizite Preise von CO₂-Emissionen verwendet.

2 Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

2.1 Bestehende Massnahmen

Mit dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes auf 2018 wird ein erhöhter Netzzuschlag von 2.3 Rappen/kWh erhoben, der wie in Abbildung 1 dargestellt auf die verschiedenen Fördermassnahmen aufgeteilt werden soll (UVEK 2017).

Die Abbildung weist aus, dass der grösste Teil des Netzzuschlags ins Einspeisevergütungssystem fliessen soll. Weitere Anteile finanzieren Einmalvergütungen für Photovoltaikanlagen und Investitionsbeiträge für Wasserkraft und Biomasse.

Im neuen Energiegesetz wurde zudem eine zeitliche Befristung der Förderung festgeschrieben. So werden im Jahr 2022 letztmals Anlagen ins Einspeisevergütungssystem aufgenommen und Investitionsbeiträge werden bis spätestens ins Jahr 2030 ausgerichtet.

Abbildung 1: Aufteilung des Netzzuschlags (Rp./kWh)

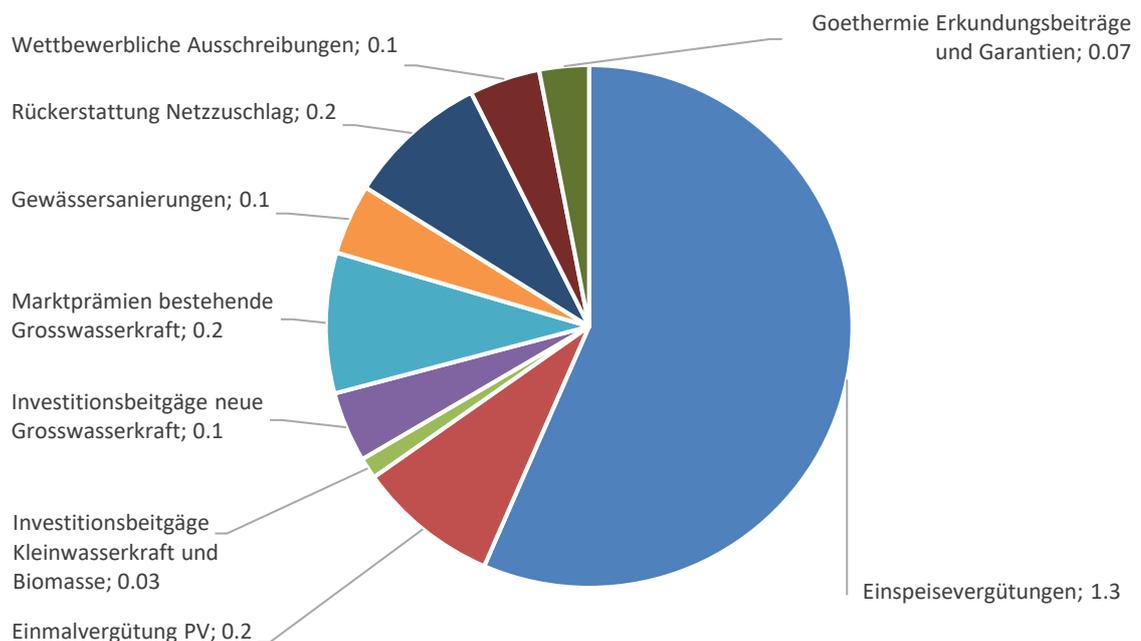


Abbildung übernommen aus UVEK 2017

Auf eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Massnahmen wird hier verzichtet, da weitergehende Ausführungen zu einzelnen Massnahmen im Zusammenhang mit deren Beurteilung im nächsten Abschnitt erfolgen.

2.1.1 Ökonomische Einordnung und Analyse der Massnahmen

Bevor die verschiedenen Fördermassnahmen erörtert werden, wird der Förderansatz zuerst dem Lenkungsansatz gegenübergestellt. Im Zusammenhang mit dem

ursprünglich geplanten Übergang von einem Fördersystem zum Lenkungssystem KELS (Klima- und Energielenkungssystem) wurde häufig erwähnt, dass das Lenkungssystem gegenüber der Förderung grundsätzlich vorteilhafter sei. Diese Argumentation ist allerdings irreführend und übersieht, dass die beiden Systeme bei entsprechender Ausgestaltung ökonomisch vollkommen äquivalent sind.

Förderung versus Lenkung: Ökonomische Äquivalenz

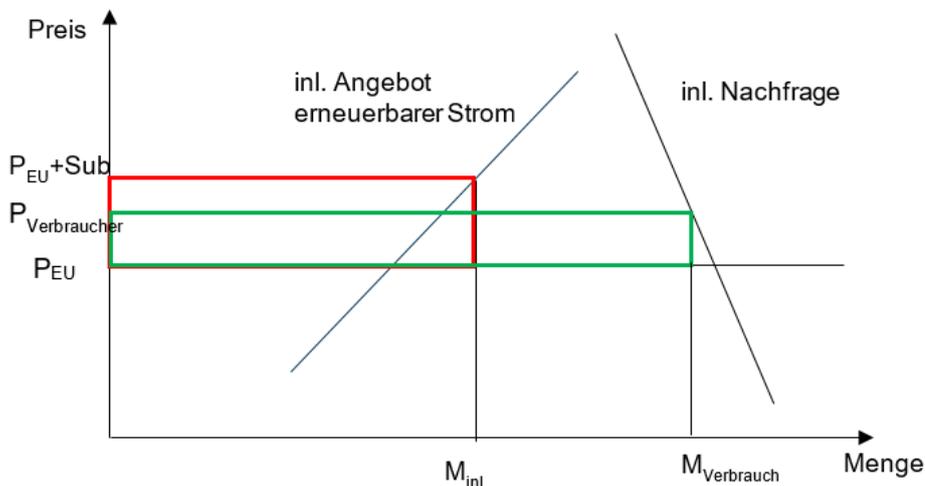
Voraussetzung für die ökonomische Äquivalenz von Förderung und Lenkung ist einzig, dass die Einnahmen einer Lenkungsabgabe bzw. die Ausgaben für die Förderung über den Endverbraucherpreis zurückverteilt bzw. finanziert werden.

Da die Äquivalenz nicht ohne weiteres einsichtig ist, wird sie an dieser Stelle grafisch und an einem Zahlenbeispiel illustriert. Im Anhang wird die Äquivalenz zudem allgemein formal aufgezeigt.

Abbildung 2 und Abbildung 3 stellen jeweils den Förderungs- und den Lenkungsansatz dar, wobei der Einfachheit halber davon ausgegangen wird, dass der inländisch produzierte Strom erneuerbar ist und darum gefördert wird (Abbildung 2) bzw. der importierte Strom nicht erneuerbar ist und darum mit einer Abgabe belastet wird (Abbildung 3). Zudem ist der europäische Strompreis P_{EU} unabhängig von der Nachfrage in der Schweiz.

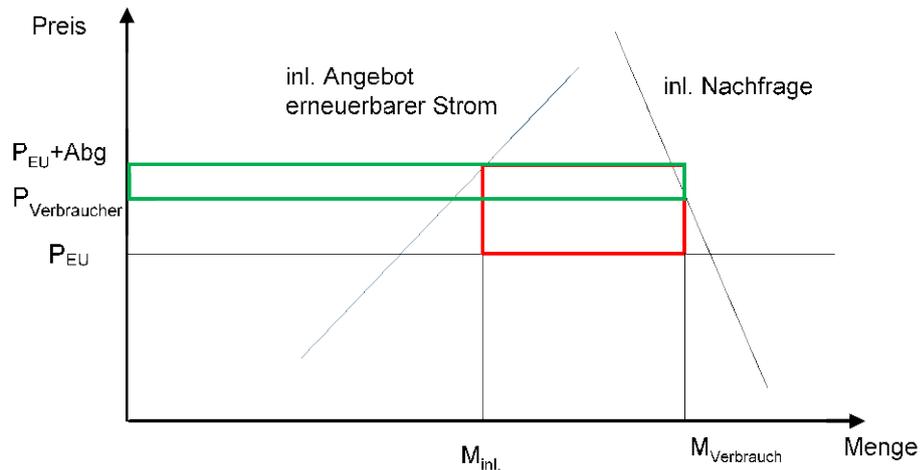
Im Falle der Förderung erhalten die inländischen Produzenten einen Aufschlag (Sub) auf den europäischen Preis und bieten daher die Menge $M_{inl.}$ an. Dies führt zu Subventionsausgaben, welche den Verbrauchern angelastet werden, so dass diese den Preis $P_{Verbraucher}$ bezahlen und die Menge $M_{Verbrauch}$ nachfragen. Aufgrund dieser Kostenanlastung entspricht in Abbildung 2 die Fläche des roten Rechtecks derjenigen des grünen Rechtecks.

Abbildung 2: Förderung des erneuerbaren Stroms



Bei der Abgabelösung wird der importierte Strom mit einer Abgabe belastet, so dass der Preis des Importstroms auf $P_{EU} + Abg$ ansteigt (Abbildung 3). Damit wird der inländische erneuerbare Strom wettbewerbsfähiger und bietet die Menge $M_{inl.}$ an. Die Abgabeeinnahmen werden nun an die Verbraucher zurückverteilt, so dass für diese der Preis $P_{Verbraucher}$ und die Menge $M_{Verbrauch}$ resultiert. Wegen der Rückverteilung entspricht die Fläche des roten Rechtecks wieder derjenigen des grünen Rechtecks.

Abbildung 3: Abgabebelastung des nicht-erneuerbaren Stroms



Die Äquivalenz der beiden Ansätze zeigt sich grafisch darin, dass in den beiden Abbildungen $M_{inl.}$, $M_{Verbrauch}$ sowie $P_{Verbraucher}$ gleich gross sind.

Tabelle 4 zeigt diesen Sachverhalt anhand eines Zahlenbeispiels, wobei die inländische erneuerbare produzierte Strommenge 40 TWh/a, der Gesamtverbrauch 60TWh/a, folglich der Import 20 TWh/a und der europäische Strompreis 50 CHF/MWh beträgt. Die letzte Spalte der Tabelle zeigt zudem – in Ergänzung zur obigen grafischen Darstellung - den Fall, in dem nur die neue erneuerbare inländische Stromproduktion in der Höhe von 10 TWh/a bevorzugt behandelt wird.

Bei einem Fördersatz von 70 CHF/MWh ergeben sich nun jährliche Subventionsausgaben in der Höhe von 2'800 Mio. CHF (700 Mio. CHF bei Beschränkung auf neue Erneuerbare). Wird dieser Betrag auf die Verbraucher überwält, so ergibt sich ein Netzzuschlag von 46.67 CHF/MWh (11.67 CHF/MWh) und ein Verbraucherpreis von 96.67 CHF/MWh (61.67 CHF/MWh).

Tabelle 4: Zahlenbeispiel zur Äquivalenz

		nur neue Erneuerbare
Erneuerbare Strommenge (TWh/a)	40	10
Verbrauch Strommenge (TWh/a)	60	60
Import Strommenge (TWh/a)	20	20
Marktpreis Europa (CHF/MWh)	50	50
Förderung		
Subventionssatz (CHF/MWh)	70	70
Subventionsausgaben (Mio. CHF/a)	$70 \cdot 40 = 2'800$	$70 \cdot 10 = 700$
Netzzuschlag (CHF/MWh)	$2'800/60 = 46.67$	$700/60 = 11.67$
Strompreis inkl. Netzzuschlag	$50 + 46.67 = 96.67$	$50 + 11.67 = 61.67$
Lenkung		
Abgabesatz (CHF/MWh)	70	70
Abgabeeinnahmen (Mio. CHF/a)	$70 \cdot 20 = 1'400$	$70 \cdot (60 - 10) = 3'500$
Netzabschlag (CHF/MWh)	$1'400/60 = 23.33$	$3'500/60 = 58.33$
Strompreis inkl. Netzabschlag	$120 - 23.33 = 96.67$	$120 - 58.33 = 61.67$

Bei einem Lenkungsabgabesatz von 70 CHF/MWh erhöht sich der Importpreis und damit auch der Preis, den die inländischen Anbieter erhalten, auf 120 CHF/MWh. Dabei ergeben sich jährliche Einnahmen in der Höhe von 1'400 Mio. CHF (3'500 Mio. CHF, wenn nur die neuen Erneuerbaren von der Abgabe ausgenommen sind). Werden diese Einnahmen an die Stromverbraucher zurückverteilt reduziert sich der Preis um 23.33 CHF/MWh auf 96.67 CHF/MWh 858.33 CHF/MWh auf 61.67 CHF/MWh).

Es zeigt sich also auch an diesem Zahlenbeispiel, dass bei der Förderung und der Lenkung, die inländischen Anbieter 120 CHF/MWh erhalten und die Verbraucher 96.67 CHF/MWh (61.67 CHF/MWh) bezahlen. Entsprechend sind auch die produzierten, verbrauchten und importierten Mengen gleich gross.

Die Analyse lässt sich erweitern, indem inländisch nicht-erneuerbarer Stromproduktion berücksichtigt wird, die gleich behandelt wird wie importierter Strom. Die grundsätzliche Äquivalenz des Förder- und des Lenkungsansatzes bleibt dabei erhalten.

Bemerkenswert in diesem Zusammenhang ist, dass die juristische Beurteilung der beiden Ansätze trotz ihrer ökonomischen Äquivalenz weniger klar ist. So bestehen

gegenüber dem Lenkungsansatz grössere Bedenken, ob dieser mit den bestehenden Freihandelsabkommen vereinbar sind, als gegenüber dem Förderansatz.¹

Die Förderinstrumente im Überblick

Eine mögliche Kategorisierung der Fördermassnahmen ist in Tabelle 5 aufgelistet². Dabei wird unterschieden zwischen preis- und mengengetriebenen sowie zwischen investitions- und produktionsbezogenen Massnahmen. In der Schweiz dominieren die preisgetriebenen Massnahmen wie Einspeisevergütung, Einmalvergütung und Investitionsbeiträge. Dennoch werden hier zuerst auch die mengengetriebenen Massnahmen kurz erörtert.

Tabelle 5: Kategorisierung der Förderinstrumente

	preisgetrieben	mengengetrieben
investitionsbezogen	Investitionsbeihilfen	Spezifische Kapazitätsauktionen
produktionsbezogen	Einspeisevergütung	Quoten und grüne Zertifikate

i) Mengengetriebene Instrumente:

Der grosse Vorteil der mengenbasierten Massnahmen liegt in ihrer Treffsicherheit, indem politische Mengenziele wie der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion direkt in die Massnahme übernommen wird, während sich der Preis bei den hier vorgestellten Varianten als Folge davon im Markt bildet.

Das typische mengenbasierte Instrument zum Aufbau eines bestimmten Investitionsvolumens ist eine spezifische Kapazitätsauktion, d.h. ein speziell für erneuerbare Stromerzeugung ausgestalteter Kapazitätsmechanismus. Dabei wird eine bestimmte Stromerzeugungsleistung zur Auktion ausgeschrieben, wobei die potentiellen Investoren angeben, wie viel Kapazität sie zu welchem Preis anbieten.

Bei der ökonomischen Beurteilung des Instruments sind zwei Aspekte hervorzuheben. Ein Auktionsverfahren ist ein komplexer Vorgang, der speziell auf der Anbieterseite relativ hohe Transaktionskosten verursacht. Diese Transaktionskosten, die in Form von fixen Kosten anfallen, können für kleine Anbieter prohibitiv hoch sein, so dass sich das Instrument eher für grosse Anbieter lohnt und die Gefahr besteht, dass kleine Anbieter davon ausgeschlossen werden. Zwar besteht die Möglichkeit, dass

¹ BFE 2016, S. 27 und allgemein Cottier et al. 2015 sowie Hettich et al. 2017

² In Anlehnung an Resch et al. 2007

verschiedene kleine Anbieter ihr Gebot über einen Intermediär bündeln, allerdings verursacht diese Bündelung selbst wieder Transaktionskosten.

Wie bei allen Auktionen muss festgelegt werden, welches Verfahren gelten soll. Grundsätzlich gibt es dabei die Möglichkeit, dass die Anbieter den markträumenden Gleichgewichtspreis (Pay as Clear) oder den von ihnen gebotenen Preis (Pay as Bid) ausbezahlt bekommen. Auf den ersten Blick scheint aus Sicht des Regulators bzw. der Nachfrager das Pay as Bid Verfahren den Vorteil zu haben, dass dabei die Anbieter nur gerade ihre Kosten abgegolten bekommen und damit keine so genannten Mitnahme-Gewinne für kostengünstige Anbieter entstehen. Das Argument übersieht allerdings, dass die Anbieter beim Pay as Bid Verfahren ihr Verhalten ändern, indem sie nicht mehr einen kostendeckenden Preis bieten, sondern den erwarteten markträumenden Preis. Aufgrund des strategischen Bieterverhaltens kann das Verfahren auch zu Ineffizienzen führen, wenn Anbieter mit relativ tiefen Kosten einen zu hohen Gleichgewichtspreis prognostizieren, diesen bieten und damit nicht berücksichtigt werden (Kahn et al. 2001).

Bei der Vorgabe von Quoten für grüne Zertifikate erhalten die Erzeuger von erneuerbarem Strom pro eingespeister Kilowattstunde eine entsprechende Bescheinigung. Auf der anderen Marktseite werden z.B. die Versorgungsunternehmen zum Erwerb einer minimalen Quote an erneuerbarem Strom verpflichtet. Damit ergibt sich neben dem Strommarkt ein zweiter Markt für Zertifikate und damit auch ein in diesem Markt bestimmter Zertifikatspreis. Die Quote kann für alle erneuerbaren Energien zusammen oder auch technologiespezifisch festgelegt werden. Als Mischform lassen sich die einzelnen Technologien unterschiedlich unterstützen, indem mit einem so genannten Banding je nach Erzeugungsart eine andere Menge an Zertifikaten ausgegeben wird. Dies führt im Unterschied zu getrennten Märkten zu einer grösseren Marktliquidität und damit zum Vorteil, dass die Preise weniger stark schwanken und einzelne Marktteilnehmer weniger Marktmacht besitzen.

Das Quotensystem mit grünen Zertifikaten gilt allgemein als sehr marktnah. Dies ist zusammen mit der bereits erwähnten Treffsicherheit von mengengetriebenen Ansätzen der Grund dafür, warum es z.B. von der deutschen Monopolkommission in einer technologieutralen Ausgestaltung als Förderinstrument für erneuerbare Energien favorisiert wird (Monopolkommission 2013, S 142).

Neben diesen Vorteilen weist das System mit grünen Zertifikaten aber aus Sicht der Stromerzeuger den Nachteil auf, dass diese einem doppelten Preisrisiko ausgesetzt sind, also dem Risiko eines schwankenden Strompreises und eines volatilen Zertifikatspreises. Das höhere Risiko führt zu einem Aufschlag auf die Verzinsung und damit zu höheren Gestehungskosten. So hält die International Energy Agency in ihren

Schlussfolgerungen zum Einsatz von erneuerbaren Energien fest, dass ausser in einem von 35 untersuchten Ländern “the quota obligation systems applied showed higher transaction costs and turned out to be much less effective and more costly than expected (in terms of specific level of remuneration per kWh)” (IEA 2008, S. 176). In einer anderen Studie kommen Rathmann et al. zum Schluss, dass das Quotensystem gegenüber einer Einspeiseprämie um über 10% höhere Gestehungskosten aufweist (Rathmann et al. 2011, S. 4).

Bei einer gesamtwirtschaftlichen Risikoanalyse der einzelnen Förderinstrumente muss allerdings nicht nur das Risiko der Stromerzeuger berücksichtigt werden. Denn ein kleineres Risiko bei diesen führt u.U. zu einem höheren Risiko bei den Stromverbrauchern oder den Steuerzahlern. Falls dabei jedoch das Risiko auf eine grössere Anzahl Personen verteilt wird, kann durchaus von einer Risikominderung gesprochen werden.

ii) Preisgetriebene Instrumente:

Die kostendeckende Einspeisevergütung in Form eines fixen Abnahmepreises pro kWh war ursprünglich das typische Förderinstrument für erneuerbare Energien – in der Schweiz und z.B. auch in Deutschland. Der fixe Abnahmepreis verbunden mit einer Abnahmegarantie garantiert zwar eine grosse Investitionssicherheit auf Erzeugerseite. Andererseits ist das Instrument wenig marktnah, da von den Spotmarktpreisen keine Dispatch-Anreize ausgehen. Das führte dann auch zu den bekannten Problemen, dass (v.a. in Deutschland) der Strom auch bei negativen Spotmarktpreisen weiter eingespeist wurde.

Ein marktnäheres Modell ist die Einspeiseprämie, welche die Differenz zwischen dem Marktpreis und den Gestehungskosten ausgleichen soll. Da der Erzeuger den Strom zum Marktpreis verkauft, ist eine eigentliche Abnahmegarantie (neben dem diskriminierungsfreien Netzzugang) nicht mehr nötig. Bei einer fixen Prämie trägt der Erzeuger das Marktpreisrisiko selber, wodurch die Investitionssicherheit vermindert wird. Aus diesem Grund wurde mit dem neuen Energiegesetz in der Schweiz eine flexible Prämie eingeführt, welche als Differenz zwischen einem vorgegebenen Vergütungssatz und dem über drei Monate gemittelten Day Ahead Preis bestimmt wird. Der Vorteil dieser Flexibilisierung ist, dass der Erzeuger aufgrund des vorgegebenen Vergütungssatzes langfristig gegen Preisschwankungen abgesichert ist, aber der Dispatch-Anreiz bestehen bleibt, Strom dann zu produzieren bzw. einzuspeisen, wenn die Marktpreise hoch sind. Gleichzeitig reduziert eine flexible Prämie auch das Preisrisiko für die Nachfrager, da allfällige Anstiege des Strompreises zu einer Reduktion der Prämie führen.

Abbildung 4 zeigt exemplarisch den Preisverlauf für eine Photovoltaikanlage im ersten Quartal 2018. Dabei beträgt der Vergütungssatz 110 CHF/MWh und der über das erste Quartal gemittelte Referenzmarktpreis 61.75 CHF/MWh. Daraus ergibt sich für die Periode eine Prämie von 48.25 CHF/MWh. Man sieht nun, dass die Marktpreise um den 26. Februar herum relativ hoch waren, so dass es für den Stromerzeuger – im Rahmen seiner technischen Möglichkeiten – attraktiv war, den Strom zu dieser Zeit einzuspeisen.

Abbildung 4: Preisverlauf Einspeisevergütung für PV (Q1, 2018)

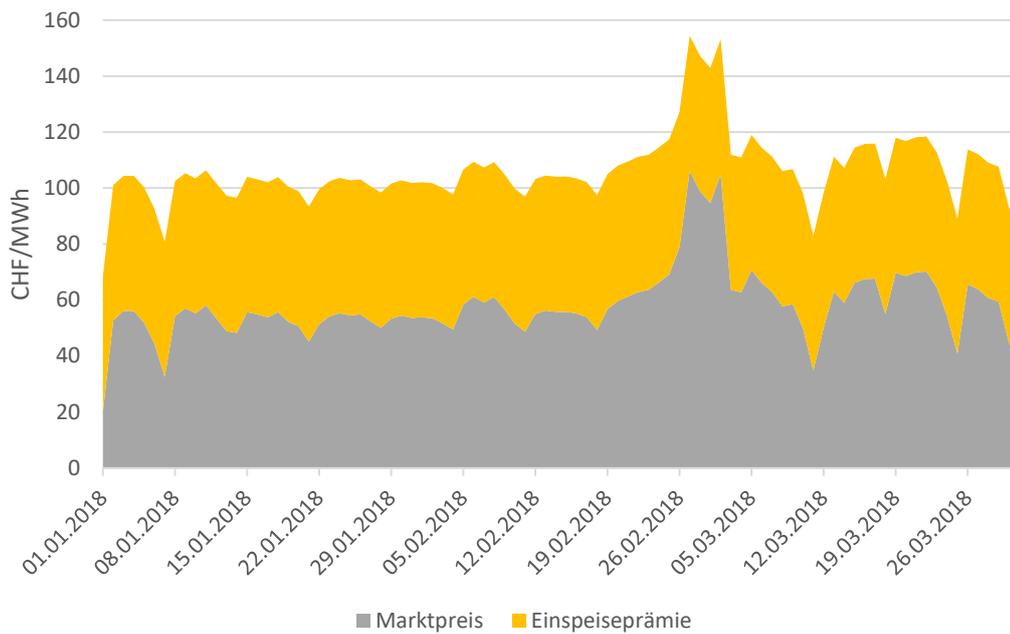


Abbildung 5: Preisverlauf Einspeisevergütung für PV (Mittwochs, März 2018)

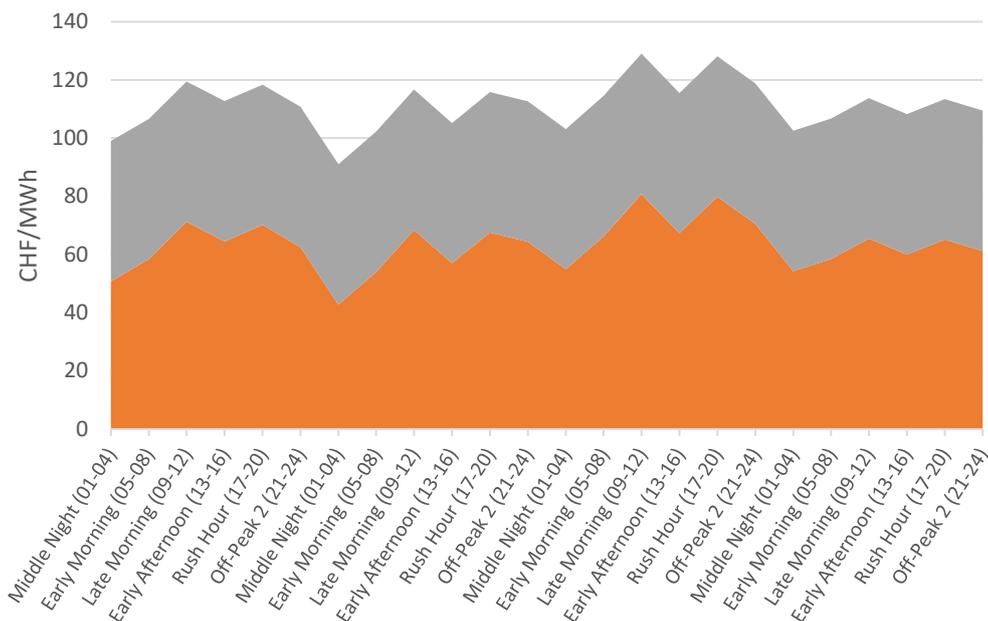


Abbildung 5 zeigt denselben Sachverhalt mit den Preisschwankungen für die vier Mittwochtage des Monats März 2018. Man erkennt, dass die Preise zwischen 09 und 12 Uhr (Late Morning) sowie zwischen 17 und 20 Uhr (Rush Hour) jeweils am Höchsten waren, so dass es sich wiederum lohnte, zu diesen Zeiten einzuspeisen.

Mit dem neuen Energiegesetz findet eine Verlagerung der Förderung weg von der produktionsbezogenen Unterstützung hin zu den investitionsbezogenen Einmalvergütungen statt. Das zeigt sich darin, dass für Photovoltaikanlagen mit weniger als 100 kW Nennleistung nur noch die Einmalvergütung vorgesehen ist und dass auch grössere Anlagen ein Wahlrecht zwischen Einmalvergütung und Einspeisevergütung mit Direktvermarktung haben³. Zudem wird neu die Stromproduktion in Kehrichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen nur noch mit Investitionsbeiträgen gefördert.

Die Frage, welche ökonomischen Vor- und Nachteile produktionsbezogene Einspeisevergütungen gegenüber investitionsbezogenen Einmalvergütungen aufweisen, hängt davon ab, wie hoch der Anteil von Preis- und Mengenrisiken an dem Investitionsrisiko ist und mit welchem Satz diese Risiken abdiskontiert werden. Dieser Aspekt wird im nächsten Abschnitt eingehender behandelt.

Einspeisevergütung versus Investitionsbeitrag

Sowohl beim Einspeisevergütungssystem mit flexibler Prämie und Direktvermarktung wie auch beim Investitionsbeitrag wird der Strom zum Marktpreis verkauft, so dass sich bezüglich Dispatch-Anreiz kein Unterschied ergibt.⁴

Die beiden Fördersysteme unterscheiden sich aber auf den ersten Blick dadurch, dass die finanzielle Unterstützung in einem Fall zukünftig und im anderen Fall gegenwärtig ausbezahlt wird. Wenn nun der Nettobarwertwert der zukünftigen Einspeiseprämien dem Investitionsbeitrag entspricht, dann sind die beiden Ansätze auch bezüglich Investitionsanreiz aus Sicht der Investoren äquivalent. Eine Voraussetzung für die Äquivalenz ist allerdings, dass der Diskontsatz zur Berechnung des Nettobarwert das unterschiedliche Investitionsrisiko der beiden Ansätze richtig abbildet.

³ Das Pronovo Cockpit des ersten Quartals 2018 führt in der Warteliste für das Einspeisevergütungssystem gar keine Photovoltaikanlagen mehr auf. Die Anlagen wurden alle in die Warteliste für die Einmalvergütung transferiert.

⁴ Der einzige Unterschied ergibt sich, wenn die Strommarktpreise negativ sind, ihr Absolutwert aber kleiner als die Marktprämie ist. Dabei erwirtschaften Anlagen in der Einspeisevergütung, dadurch dass sie einspeisen, immer noch einen positiven Erlös, Anlagen mit Einmalvergütung jedoch nicht. Aus diesem Grund wurde in Deutschland die so genannte 6 Stunden Regel eingeführt, wonach die Förderung insbesondere größerer EEG-geförderter Anlagen im Einspeisevergütungsmodell ausgesetzt wird, wenn der Börsenstrompreis im Day-Ahead-Handel der Strombörse im Verlauf von sechs Stunden oder mehr negativ ist. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/6-stunden-regel>

Das unterschiedliche Risiko ergibt sich durch unterschiedliche Schwankungen der zukünftigen Erlöse. Diese wiederum setzen sich aus Preis- und Mengenschwankungen zusammen, welche an einem Zahlenbeispiel in Tabelle 6 illustriert werden.

In der ersten Spalte der Tabelle sind die Werte so vorgegeben, dass der Erwartungswert der beiden Ansätze gleich gross ist. Mit einem erwarteten Marktpreis von 0.05 CHF/kWh und einer erwarteten produzierten Strommenge über die gesamte Lebensdauer der Anlage von 15'000 kWh/kWp ergibt sich bei der Einspeisevergütung ein Markterlös von 750 CHF und ein Prämienerelös von 900 CHF, zusammen also ein Gesamterlös von 1'650 CHF.

Der Einfachheit halber wird ein risikoloser Zinssatz von Null unterstellt, so dass dieser Gesamterlös auch gerade dem Nettobarwert bei risikoloser Verzinsung entspricht. (Alternativ könnte man auch mit einem risikolosen Zinssatz von grösser Null rechnen. Das machte aber nur die Berechnung komplizierter, ohne das Resultat zu verändern.) Auch bei der Einmalvergütung fällt ein Markterlös von 750 CHF an. Wenn nun die Einmalvergütung 900 CHF (=Prämienerelös bei Einspeisevergütung) beträgt, dann ergibt sich bei beiden Ansätze im Erwartungswert derselbe Erlös.

Tabelle 6: Zahlenbeispiel Erlösrisiko

		Fälle			
	Erwartungs- wert	1	2	3	4
Vergütungssatz (CHF/kWh)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Marktpreis (CHF/kWh)	0.05	0.03	0.07	0.05	0.05
produzierte Strommenge (kWh/kWp)	15'000	15'000	15'000	12'000	18'000
Markterlös Einspeisevergütung (CHF)	750	450	1050	600	900
Prämienerelös Einspeisevergütung (CHF)	900	1'200	600	720	1'080
Summe Erlös Einspeisevergütung (CHF)	1'650	1'650	1'650	1'320	1'980
Differenz zu Erwartungswert	-	0	0	-330	+330
Markterlös Einmalvergütung (CHF)	750	450	1'050	600	900
Einmalvergütung (CHF)	900	900	900	900	900
Summe Erlös Einmalvergütung	1'650	1'350	1'950	1'500	1'800
Differenz zu Erwartungswert	-	-300	+300	-150	+150

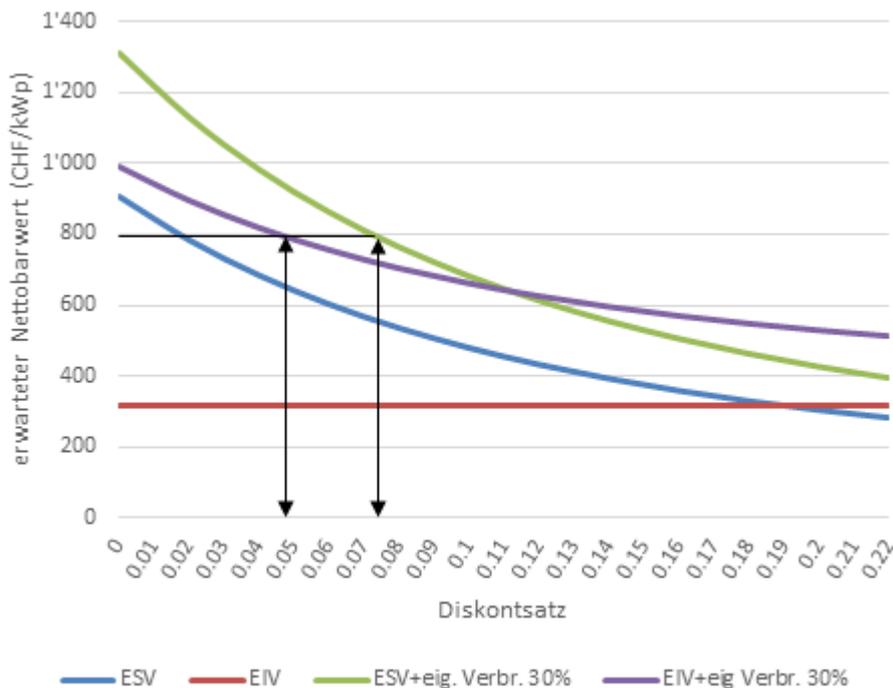
Als nächstes werden jetzt in den Fällen 1 und 2 die Marktpreise und in den Fällen 3 und 4 die Absatzmengen variiert, um damit die Auswirkungen auf die Erlöschwankungen zu untersuchen. Aufgrund der flexiblen Einspeiseprämie führt die

Preisschwankung nicht zu einer Erlösschwankung, da die Prämie den schwankenden Preis vollkommen ausgleicht. Bei der Einmalvergütung führt die Marktpreisvolatilität dagegen zu einer Veränderung des Erlöses um +/- 300 CHF.

Falls nicht die Preise, sondern die abgesetzte Menge schwankt, so ersieht man aus der Tabelle, dass dies bei der Einspeisevergütung zu grösseren Erlösveränderungen führt als bei der Einmalvergütung. Der Grund dafür ist, dass sich eine kWh mehr oder weniger bei der Einspeisevergütung auf den Erlös in Höhe des Vergütungssatzes von 0.11 CHF/kWh durchschlägt, während dies bei der Einmalvergütung nur in Höhe des Marktpreises von 0.05 CHF/kWh der Fall ist

Welches der beiden Fördersysteme aus Sicht des Stromproduzenten ein höheres Erlörisiko enthält, hängt daher davon ab, ob die Preis- oder die Mengenschwankungen einen grösseren Einfluss auf den Erlös haben. Es gibt allerdings Evidenz, dass das Preisrisiko deutlich grösser ist als das Mengenrisiko (Öko-Institut 2014). Zudem ist es bei der Risikoabschätzung von Bedeutung, welche Korrelation zwischen Preis- und Mengenschwankungen besteht.

Abbildung 6: Erwarteter Nettobarwert der Förderung in Abhängigkeit des Diskontsatzes



Berechnung für PV-Anlage mit 100kWp

Am Beispiel einer Photovoltaikanlage mit 100 kW Nennleistung illustriert Abbildung 6 wie gross der erwartete Nettobarwert in CHF/kWp der aktuell gültigen Förderzahlungen mit und ohne den aus 30% Eigenverbrauch resultierenden Ersparnissen für

verschiedene Diskontsätze wäre⁵. Die Zusatzerlöse aus der Vermarktung der produzierten Strommenge sind dabei nicht enthalten, da diese in den beiden betrachteten Fördersystemen identisch ausfallen.

Es zeigt sich, dass ohne Eigenverbrauch die Einspeisevergütung zu den aktuellen Fördersätzen bis zu einem Diskontsatz von fast 20% einen höheren Nettobarwert als die geltende Einmalvergütung aufweist. Bei einem Eigenverbrauch von 30% ergeben sich allgemein höhere Nettobarwerte. Zudem macht der Eigenverbrauch die Einmalvergütung relativ attraktiver, weil die Opportunitätskosten des Eigenverbrauchs bei der Einmalvergütung (Marktpreis) tiefer sind als bei der Einspeisevergütung (Vergütungssatz).

Allgemein kann man aber feststellen, dass für grosse Anlagen über 100 kW die Einspeisevergütung bei den heute geltenden Ansätzen relativ zur Einmalvergütung attraktiv ist bzw. wäre, dass die Attraktivität aber mit zunehmendem Eigenverbrauchsanteil abnimmt.

2.1.2 Bisherige Entwicklung und Wirkung der bestehenden Fördermassnahmen

Im Jahr 2017 lag der Stromverbrauch in der Schweiz ohne Übertragungs- und Verteilungsverlusten bei 58.5 TWh, während die Nettoproduktion nach Abzug des Verbrauchs für Speicherpumpen 57.3 TWh betrug (BFE, 2018a). Davon wurden 3.65 TWh aus neuen erneuerbaren Energiequellen erzeugt. Abbildung 7 zeigt, dass sich diese Stromproduktion seit 2010 mehr als verdoppelt hat. Der grösste Teil stammt dabei aus Photovoltaikanlagen und aus der Abfallverbrennung. Aufgrund der Zusammensetzung des Abfalls wird die Hälfte der Stromerzeugung von Kehrichtverbrennungsanlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung gezählt. Inwiefern die Zunahme der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energiequellen auf die entsprechende Förderung zurückzuführen ist, wird an dieser Stelle nicht weiter erörtert, weil der Fokus auf die zukünftige Entwicklung gerichtet ist.

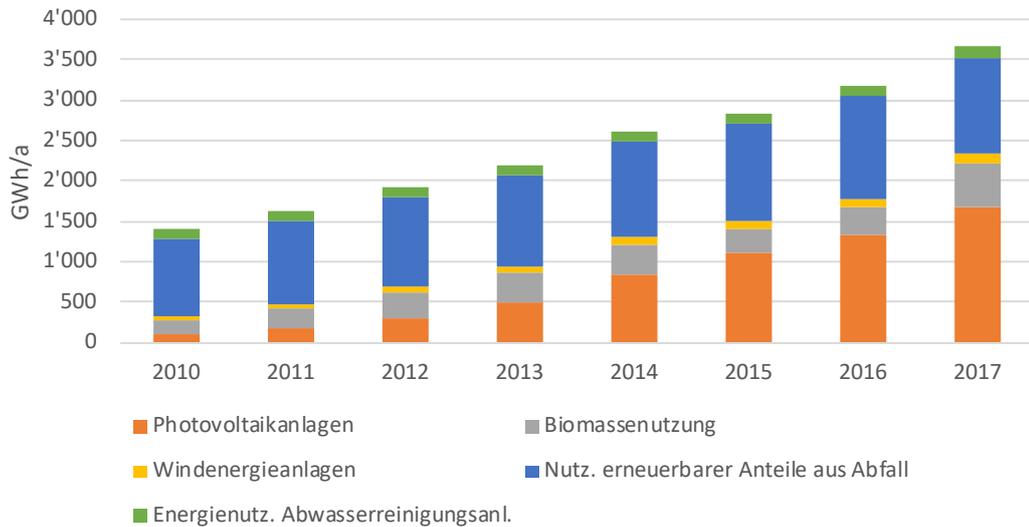
Die aktuelle Politik zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion zeichnet sich dadurch aus, dass einerseits mit den Richtwerten Mengenziele vorgegeben sind, andererseits die Fördermittel gedeckelt und zeitlich limitiert sind. Dabei ergibt sich die

⁵ Lesebeispiel: Ein Nettobarwert von rund 800 CHF ergibt sich bei der Einmalvergütung mit Eigenverbrauch bei einem Diskontsatz von ca. 5%, bei der Einspeisevergütung mit Eigenverbrauch bei einem Diskontsatz von ca. 7.5%. Die beiden Förderinstrumente würden deshalb den gleichen Investitionsanreiz schaffen, wenn die beiden Diskontsätze das unterschiedliche Risiko der beiden Förderinstrumente richtig abbildeten.

Bezüglich zukünftiger Marktpreise wurde dabei in Anlehnung an die Preisszenarien des Bundesamts für Energie angenommen, dass sich diese bis 2032 auf 0.0605 CHF/kWh erhöhen.

Frage, inwiefern die so begrenzten Mittel zu einem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion und damit zur Zielerreichung beitragen.

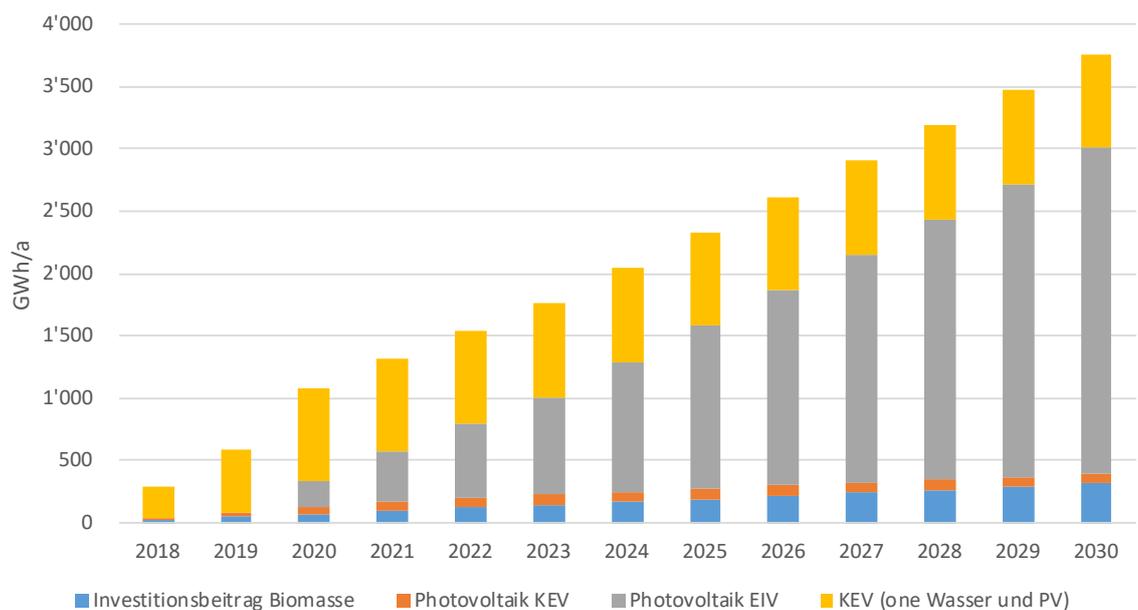
Abbildung 7: Die Entwicklung der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien



Neue Erneuerbare

Abbildung 8 zeigt in einer eigenen Abschätzung, wie viel Strom aus neuen erneuerbaren Energiequellen durch den Netzzuschlag von 2.3 Rappen/kWh in den Jahren 2018 bis 2030 zusätzlich gefördert werden kann. Im Jahre 2030 beträgt der Wert rund 3.75 TWh, wobei der grösste Beitrag in Höhe von 2.6 TWh von der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ausgeht.

Abbildung 8: Zusätzlich geförderte Stromproduktion 2018 bis 2030: Neue Erneuerbare

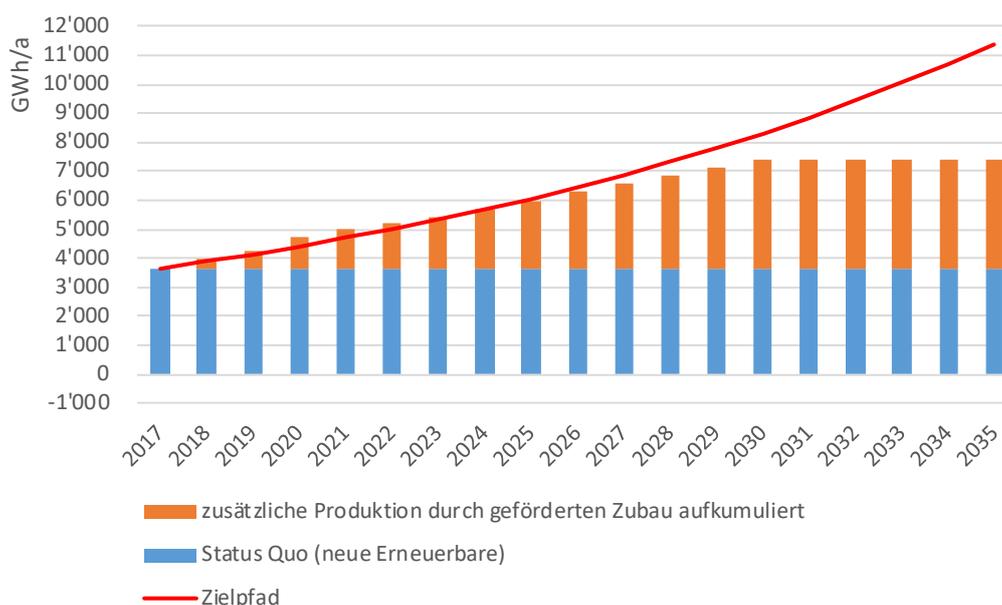


Der vergleichsweise geringe Anteil der Einspeisevergütung (KEV) erklärt sich damit, dass von den rund 700 Mio. CHF, die jährlich zur Verfügung stehen, rund 500 Mio. an bestehende Anlagen fließen, die bereits gefördert werden, und von den restlichen 200 Mio. ein Teil an Anlagen geht, die einen positiven KEV-Bescheid erhalten haben und bereits realisiert sind.

Natürlich sind solche Schätzungen mit einigen Unwägbarkeiten verbunden. So ist etwa schwierig abzuschätzen, wie die Fördergelder für die Einmalvergütung PV zwischen Gross- und Kleinanlagen aufgeteilt werden oder wie viele Vollaststunden die geförderten Biomasseanlagen aufweisen. Die ausgewiesenen Resultate basieren auf den Annahmen, dass jährlich 20 Mio. CHF in die Einmalvergütung für Grossanlagen (GREIV) und 100 Mio. CHF in die Einmalvergütung für Kleinanlagen (KLEIV) fließen⁶ sowie dass die Biomasseanlagen rund 2'700 Vollaststunden aufweisen.

Die zusätzlich geförderte Strommenge kann nun zur bestehenden erneuerbaren Stromerzeugung im Jahre 2017 in der Höhe von 3.65 TWh dazugerechnet werden. Das Ergebnis ist in den blauen und roten Balkensegmenten in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9: Zielpfad und zusätzlich geförderte Stromproduktion: Neue Erneuerbare



Zudem ist in der Abbildung der Zielpfad eingezeichnet, der bei einer jährlichen Zunahme der erneuerbaren Stromproduktion um 6.5% im Jahre 2035 zu den vorgegebenen 11.4 TWh führt. Es zeigt sich, dass bis ins Jahr 2024 die Förderwirkung den Zielpfad übertrifft. Ab 2025 liegt sie allerdings zunehmend darunter, so dass für das Jahr 2035 eine Lücke von 4 TWh resultiert.

⁶ Gemäss BFE 2018b stehen im Jahr 2018 20 Mio. CHF für Grossanlagen zur Verfügung.

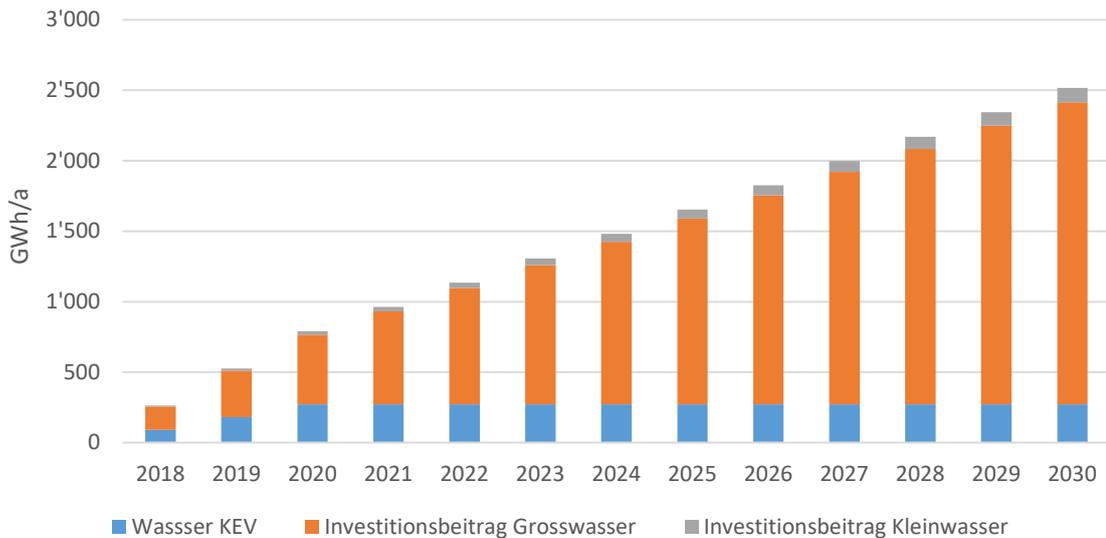
Als Hauptergebnis dieser Abschätzung lässt sich deshalb folgern, dass der Richtwert von 11.4 TWh im Jahr 2035 mit der bestehenden Förderung der neuen erneuerbaren Stromproduktion nur dann erreicht wird, wenn zusätzlich zu dem geförderten Zubau erneuerbarer Stromproduktion auch rund 4 TWh nicht-geförderte Stromproduktion aus neuen Erneuerbaren zugebaut wird. Wie wahrscheinlich dies der Fall sein wird lässt sich nur schwer abschätzen. Eine Erreichung der politischen Ziele ist ohne weitere Massnahmen jedoch nicht garantiert.

Wasser

Bei der Wasserkraft beträgt der im Energiegesetz festgehaltene Richtwerte für das Jahr 2035 37.4 TWh. Das entspricht im Vergleich zur aktuellen Produktionserwartung von 35.4 TWh (BFE 2018a, Tab. 32) lediglich einer Zunahme von 2 TWh. Die im Vergleich zum Ausbauziel bei den neuen erneuerbaren Energien moderate Zunahme erklärt sich dadurch, dass die Wasserkraft eine in der Schweiz schon seit langem genutzte Energiequelle ist, deren Potenzial bereits stark ausgereizt ist. Zusätzlich gilt es zu beachten, dass aufgrund der Vorgaben über die Restwassermengen, welche bei Neukonzessionierungen einzuhalten sind, bis 2050 mit einer Produktionseinbusse von 1.4 TWh zu rechnen ist (BFE, 2012). Bei einer gleichmässigen Verteilung dieser Einbusse über die Jahre hinweg, ergibt dies bis 2035 ein Minus von rund 0.7 TWh, so dass ein Zubau von 2.7 TWh (2TWh + 0.7TWh) benötigt wird, um den Richtwert von 37.4 TWh zu erreichen.

Eine eigene Abschätzung zur zukünftigen Förderwirkung der Einspeisevergütung für Kleinwasser sowie der Investitionsbeiträge für Gross- und Kleinwasser ist in Abbildung 10 dargestellt. Bis ins Jahr 2030 ergibt sich dabei eine Total von rund 2.5 TWh, wobei der grösste Teil auf den Investitionsbeitrag für Grosswasser zurückgeht. Auch bei dieser Schätzung mussten verschiedene Annahmen getroffen werden. V.a. wurde davon ausgegangen, dass Wasserkraftprojekte im Ausmass der zur Verfügung stehenden Fördermittel auch realisiert werden, dass also alle Fördermittel ausgeschöpft werden. Die Annahme ist besonders kritisch, weil sie das Problem der politischen Akzeptanz von neuen Kraftwerken ausklammert. Zudem wurde mit spezifischen Investitionskosten von 5'300 CHF/kW bei Grosswasser und 10'000 CHF/kWh bei Kleinwasser sowie mit einem Investitionskostenbeitrag von 30% bzw. 50% gerechnet. Die jährlichen Vollaststunden wurden auf knapp 4'400 Stunden festgesetzt. Unter diesen Annahmen würde also die bestehende Förderung nicht ausreichen, um die jährliche Stromproduktion aus Wasserkraft um die geforderten 2.7 TWh zu erhöhen.

Abbildung 10: Zusätzlich geförderte Stromproduktion: Wasser



Das Bundesamt für Energie (BFE) hat eine eigene Schätzung zur Wirkung des ersten Massnahmenpakets auf die Förderung der erneuerbaren Energien veröffentlicht. Aus Abbildung 11 wird ersichtlich, dass in der Zeit von 2018 bis 2030 mit einer Zunahme von rund 7.5 TWh gerechnet wird. Diese Prognose liegt also etwa 1.2 TWh über dem von uns geschätzten Wert, aber auch unter den Richtwerten des neuen Energiegesetzes. Der grösste Unterschied zeigt sich bei der Wirkung der Einmalvergütung für grosse PV-Anlagen. Da die der Berechnung des BFE zugrunde gelegten Annahmen nicht veröffentlicht wurden, lassen sich die Gründe für die unterschiedlichen Ergebnisse nicht nachvollziehen.

Abbildung 11: Vergleich mit BFE-Prognose

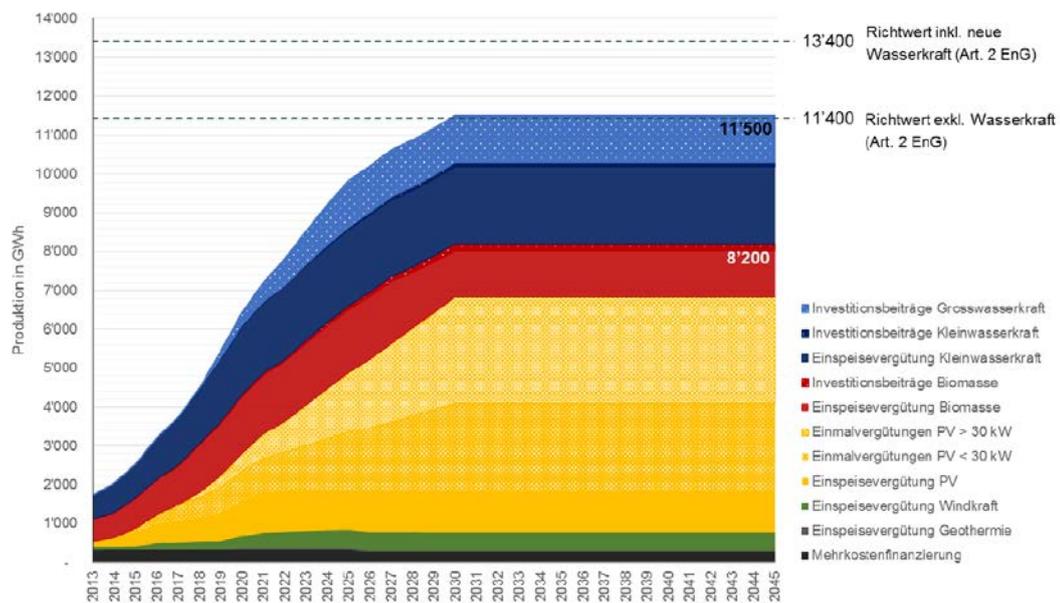


Abbildung übernommen aus BFE 2015

2.1.3 Ökonomische Beurteilung der bestehenden Förderpolitik

In Bezug auf die Wirkung und Finanzierung der bestehenden Förderpolitik besteht insofern eine Inkonsistenz, als einerseits Mengenziele für die erneuerbare Stromproduktion im Jahre 2035 festgelegt werden, andererseits aber die finanziellen Mittel zu deren Erreichung gedeckelt sind. Ob mit dieser finanziellen Restriktion die vorgegebenen Ziele erreicht werden können, ist deshalb zumindest unklar. Konsequenter wäre es, eine Priorisierung vorzunehmen, indem man entweder die Fördermittel begrenzt, dann aber auf die gleichzeitige Festlegung von Mengenzielen verzichtet, oder indem man die Werte für die zukünftige erneuerbare Stromproduktion vorgibt, ohne gleichzeitig deren Finanzierung zu begrenzen. Im ersten Fall ergibt sich dann die geförderte Strommenge als Folge der zur Verfügung stehenden Mittel, im zweiten Fall richtet sich die Höhe der benötigten finanziellen Mittel an der Zielerreichung aus.

Mit der Einspeiseprämie zusammen mit der Direktvermarktung und den Investitionsbeihilfen sind in der Schweiz zwei preisbasierte Fördermassnahmen in Kraft, deren Effizienz grundsätzlich positiv zu beurteilen ist, v.a. darum, weil die Produzenten bei beiden Massnahmen den erzeugten Strom zu Marktpreisen verkaufen und damit die richtigen Dispatch-Anreize ausgelöst werden.

Aus ökonomischer Sicht ist es jedoch wenig nachvollziehbar, wie die verschiedenen Technologien über die beiden Fördersysteme verteilt sind. So können neue Wasserkraftwerke ab einer bestimmten Grösse sowie Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen nur Investitionsbeiträge beantragen. Dagegen besteht für grosse Photovoltaikanlagen eine Wahlmöglichkeit zwischen den beiden Fördermodellen, während Windkraftanlagen ausschliesslich über die Einspeisevergütung gefördert werden.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die aktuelle indirekte Förderung durch die Regelungen zum Eigenverbrauch sowie die Vorgaben für Eigenverbrauchsgemeinschaften zu Marktverzerrungen führen. Die Regelung des Eigenverbrauchs führt zu ineffizientem Dispatch, da die Endkundenpreise in der Regel nicht den aktuellen Marktwert der eingespeisten oder verbrauchten Energie widerspiegeln (Jägermann et al. 2013). Eine Möglichkeit dies zu vermeiden wäre beispielsweise die verpflichtende Einführung von zeitvariablen Endkundertarifen, welche den tatsächlichen Kosten für die Bereitstellung der Energie und des Netzes in der jeweiligen Abrechnungsperiode widerspiegeln. Die Regelung zu Eigenverbrauchsgemeinschaften hingegen können zu ineffizienten Investitionsentscheidungen im Netzbereich, wie z.B. dem Aufbau paralleler, lokaler Netze führen.

Typisch für die Schweizerische Förderpolitik ist zudem, dass die Fördersätze technologiespezifisch sind und sich an den Stromgestehungskosten von Referenzanlagen ausrichten. Das hat den Vorteil, dass die benötigten Fördermittel für günstige Technologien im Vergleich zu einer technologieneutralen Förderung geringer sind, weil sich weniger Mitnahme-Gewinne ergeben. Es kann aber auch sein, dass deswegen Projekte einer bestimmten Technologie, die höhere Kosten als die entsprechende Referenzanlage aufweisen, nicht realisiert werden, obwohl die Kosten tiefer sind als diejenigen der Referenzanlage einer anderen Technologie. Das ist ineffizient. Bei der Frage nach einer technologiespezifischen oder technologieneutralen Förderung besteht deshalb ein Zielkonflikt zwischen möglichst geringen Transfers an die Stromerzeuger einerseits und Effizienz im Sinne der kostengünstigsten Produktion andererseits.

Unabhängig von der gewählten Förderpolitik gewinnen bestimmte Anforderungen an die Gestaltung von Strommärkten aufgrund der spezifischen Charakteristika von neuen erneuerbarer Energien und dezentralen Flexibilitäten zunehmend an Bedeutung. Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungstechnologien, die aufgrund der längeren Anfahrtszeiten und teilweise unflexiblen Produktion entsprechende Vorlaufzeiten (bis zu 12 Stunde) und komplexe Produkte (z.B. Block-Produkte) benötigen, nimmt die Prognosequalität der Stromnachfrage und der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien näher an Echtzeit stark zu. Durch Massnahmen, wie eine kurzfristigere Beschaffung von Regelennergie, die Verkleinerung der Produktgrössen, oder die Ermöglichung des Handels näher an Echtzeit liesse sich die Effizienz der Strommärkte daher verbessern. Um einen Handel näher an Echtzeit zu ermöglichen, ohne die Stabilität der Stromnetze zu gefährden, müssten Netzengpässe dabei bereits in den vorgelagerten Märkten, durch Einführung nodaler Preise, berücksichtigt werden. Im Rahmen dieses Berichtes wird auf diese Massnahmen aus Platzgründen nicht näher eingegangen. Eine Übersicht der erforderlichen Anpassungen ist jedoch in (Neuhoff, Karsten et al., 2016) enthalten. Viele dieser Massnahmen wurden auch bereits auch schon im Ausland erprobt.

2.2 Ergänzende Massnahmen

Wie in Abschnitt 2.1.1 und 2.1.3 erläutert, liessen sich die Ausbauziele für neue erneuerbare Energien aus ökonomischer Sicht – je nach den von den Investoren zur Bewertung der verschiedenen Risiken angesetzten Diskontsätzen – sowohl durch eine Einspeisevergütung, als auch durch Investitionsbeiträge effizient erreichen.

Da auf politischer Ebene bereits entschieden wurde, die Einspeisevergütung bis 2022 zu befristen, während die Investitionsbeiträge bis 2030 weiter bezahlt werden

fokussieren wir bei der nachfolgenden Analyse somit auf Vorschläge für eine möglichst effiziente Ausgestaltung der Investitionsbeiträge.

Dies hätte den Vorteil, dass hierfür nur eine kleinere Anpassung der politischen Rahmenbedingungen erforderlich wäre, was auch aus ökonomischer Hinsicht – zur Minimierung des Regulierungsrisikos – von Vorteil wäre. Resch et al. bezeichnen in ihren Empfehlungen im Rahmen des Intelligent Energy Europe Projektes zuhanden der Europäischen Kommission die Kontinuität und die langfristige Investitionsstabilität eines Förderprogrammes als Schlüsselfaktor für dessen Erfolg.⁷ Auch die International Energy Agency hält dazu Folgendes fest: "... policy risk itself is another key determinant factor. Stop-and-go situations, e.g. due to government and sudden policy changes, are extremely detrimental to the deployment of renewables." (IEA 2008, S. 175)

Unter diesem Gesichtspunkt scheint es sinnvoll, weil einfacher, nur ein System für alle Technologien und Anlagegrößen zu implementieren. Da gemäss neuem Energiegesetz ab 2023 neue Anlagen nur noch von Investitionszuschüssen profitieren können, schlagen wir vor, dieses System zu übernehmen und anzupassen. Die Anpassung bezieht sich dabei auf die relative Höhe des Vergütungssatzes für verschiedene Technologien und auf die Endogenisierung der absoluten Höhe des Satzes in Abhängigkeit der Zielerreichung.

Damit wird im Vergleich zur bestehenden Politik ein System vorgeschlagen, dessen Förderung sich nicht an den Kosten von Referenzanlagen, sondern an den politisch vorgegebenen Zielen orientiert. Wie dies allgemein der Fall ist bei technologieneutraler Förderung, wird somit bei der Abwägung zwischen höherer Effizienz und geringeren Transfers bzw. kleineren Mitnahmeeffekten mehr Gewicht auf Ersteres gelegt.

2.2.1 Gewichtung Investitionsbeitrag mit De-Rating Faktor

Das politische vorgegebene Ziel ist die Menge an erneuerbar erzeugten Strom in der Zukunft. Im Rahmen einer technologieneutralen Förderung für installierte Leistung kann der Beitrag zu der Erreichung dieses Ziels durch ein entsprechendes De-Rating der verschiedenen Technologien berücksichtigt werden. Der Förderbeitrag pro Leistung wird somit mit einem technologiespezifischen De-Rating Faktor multipliziert, welcher ausdrückt, wie viele Vollaststunden pro Jahr und welche Lebensdauer die jeweiligen technologiespezifischen Anlagen aufweisen.

In Tabelle 7 sind in der ersten Spalte die jahresdurchschnittlichen De-Rating Faktoren aufgelistet. Die Daten dazu stammen aus den Quartalszahlen der KEV und der BFE-

⁷ Resch et al. 2007, S. 36

Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz. Zusätzlich wird für Photovoltaik und Windkraft mit einer zukünftigen Zunahme des Wirkungsgrades gerechnet, welche in der Tabelle in den Zeilen PV (2025) und Wind (2025) speziell ausgewiesen sind.

Tabelle 7: Beispiel Förderbeiträge auf Basis der aktuellen PV-Fördersätze

	Vollast- stunden	De-Rating Jahr	Investitions- kosten	Förder- betrag 10 kW	Anteil Förd. an Inv.kosten 10 kW	Förder- betrag 100 kW	Anteil Förd. an Inv.kosten 100 kW
	h/a		CHF/kW	CHF/kW		CHF/kW	
PV	921	10.52%	2'600	540	20.77%	314	12.08%
PV (2025)	1'106	12.62%	2'400	648	27.00%	377	15.70%
Wind	1'700	19.40%	2'500	996	39.84%	579	23.17%
Wind (2025)	2'000	22.83%	2'000	1'172	58.61%	682	34.08%
Biomasse Holz	2'681	30.61%	8'300	1'571	18.93%	914	11.01%
Kleinwasser	4'386	83.36% ¹⁾	10'000	4'280	42.80%	2'489	24.89%
Grosswasser	4'386	83.36% ¹⁾	5'300	4'280	80.75%	2'489	46.95%

¹⁾ Unter Berücksichtigung der längeren Lebensdauer von Wasserkraftanlagen (50 Jahre)

Zur Illustration des Vorschlags werden als Anker die aktuellen Fördersätze pro kW von Photovoltaikanlagen mit 10 kW bzw. mit 100 kW Nennleistung verwendet, welche 540 CHF bzw. 314 CHF betragen⁸ (in der Tabelle jeweils grün eingefärbt). Ausgehend von diesem Betrag ergeben sich für die anderen Technologien höhere Fördersätze, weil deren De-Rating Faktoren grösser sind. Am höchsten sind die Faktoren bei Wasserkraft, einerseits wegen den relativ vielen Vollaststunden, andererseits wegen der längeren Lebensdauer dieser Anlagen⁹.

Zusätzlich ist in der Tabelle auch der Anteil des Förderbeitrags an den Investitionskosten je Technologie abgetragen. Auch hier ergeben sich grosse Unterschiede, was jedoch nicht als Negativpunkt des Vorschlags interpretiert werden sollte, da dessen Zweck nicht die anteilmässige gleiche Unterstützung der Investitionen, sondern die gleiche Unterstützung pro erzeugte Strommenge ist.

Wie in Abschnitt 2.1.3 erörtert, hat die technologie neutrale Förderung Vor- und Nachteile. Wenn man unseren Vorschlag weiter spezifizieren möchte, dann würden wir eine Unterscheidung in neue erneuerbare Technologien einerseits und Wasserkraft andererseits favorisieren. Die Gründe dafür sind ein ökonomischer und ein politischer. Einmal ist Wasserkraft eine seit langem angewandte und ausgereifte Technologie, bei

⁸ Die Werte pro Nennleistung unterscheiden sich darum, weil sich die aktuelle Förderung aus einem Grund- und einem Leistungsbetrag zusammensetzt und weil der Leistungsbetrag für grössere Anlagen kleiner ist (Energieförderungsverordnung Anhang 2.1)

⁹ Die längere Lebensdauer von Wasserkraftanlagen führt dazu, dass die Vollaststunden in der Tabelle nicht proportional zu den De-Rating Faktoren sind.

deren Einsatz es kaum mehr zu Lerneffekten kommt. Diese Lerneffekte können bei den anderen, relativ neuen Technologien noch eine Rolle spielen und falls diese Effekte in Form von positive Externalitäten anfallen, rechtfertigt sich eine höhere finanzielle Unterstützung dieser Technologien. Der politische Grund ist, dass für Wasserkraft eigene Ausbauziele festgelegt wurden. Falls man diese Ziele unabhängig vom Ausbau der neuen erneuerbaren Technologien verfolgt, dann rechtfertigt sich auch ein eigenständiger Fördersatz.

Bei der Bestimmung des De-Rating Faktors könnten auch noch weitere Aspekte wie etwa der Standort der Anlage und als Folge davon die Netzbeanspruchung einbezogen werden. Dabei ergibt sich allerdings das Problem, dass das Instrument überladen wird, indem damit Ziele verfolgt werden, die nicht direkt der zusätzlichen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dienen. In diesem Zusammenhang stellt sich allgemein die Frage, inwiefern die Verfeinerung und Differenzierung der Fördersätze bestehende ineffiziente Stromproduktions- und Netznutzungstarife korrigieren soll. Ein direkterer Korrekturansatz wäre dabei sicherlich die Anpassung der Tarife an die tatsächlichen Knappheiten.

2.2.2 Automatische Anpassung Fördersatz an Zielerreichung

Im Unterschied zu den mengenbasierten Förderinstrumenten ist bei den preisbasierten Instrumenten eine mengenmässige Zielerreichung nicht garantiert. Darüber hinaus besteht die Gefahr von Mitnahme-Gewinnen, falls die Förderhöhe zu hoch angesetzt wird. Dieser Makel kann allerdings umgangen werden, indem die Zielerreichung laufend überprüft und die Fördersätze periodisch angepasst werden. Wir schlagen vor, dass der Anpassungs-mechanismus ex ante als Automatismus ins System aufgenommen wird.

Solche Automatismen sind in der Schweizer Gesetzgebung nicht unbekannt. Tabelle 8 vergleicht summarisch die Anpassungsmechanismen bei der bestehenden Förderregelung gemäss Energiegesetz, im Rahmen des CO₂-Gesetzes und bei der Schuldenbremse. Am ausgeprägtesten ist der Automatismus bei der Schuldenbremse geregelt, indem die Ausgaben des folgenden Jahres die – konjunkturbereinigten – prognostizierten Einnahmen nicht übersteigen dürfen. Gemäss CO₂-Gesetz kann der Bundesrat die CO₂-Abgabe bei Nicht-Erreichung der Zwischenziele im Rahmen der gesetzlichen Limiten erhöhen. Die Höhe der Anpassung in Abhängigkeit der Zielverfehlung ist jedoch nicht festgelegt. Im Rahmen des Energiegesetzes ist kein eigentlicher Automatismus vorgesehen, da der Bundesrat nur «zusätzliche

Massnahmen» vorschlagen muss, falls sich abzeichnet, dass die Richtwerte nicht erreicht werden¹⁰.

Tabelle 8: Vergleich Automatismus

	Energiegesetz	CO ₂ -Gesetz (Revision)	Finanzhaushaltsgesetz
Ziele	Art. 2, Absatz 1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11 400 GWh liegt.	Art. 3, Absatz 1 Die Treibhausgasemissionen dürfen im Jahr 2030 höchstens 50 Prozent der Treibhausgasemissionen im Jahr 1990 betragen. Im Durchschnitt der Jahre 2021 bis 2030 müssen die Treibhausgasemissionen um mindestens 35 Prozent gegenüber 1990 vermindert werden.	Art. 12, Absatz 1 Bundesversammlung und Bundesrat halten die Ausgaben und Einnahmen auf Dauer im Gleichgewicht; dabei richten sie sich nach Artikel 126 der Bundesverfassung (Schuldenbremse).
Zwischenziele	Art. 2, Absatz 3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenrichtwerte festlegen.	Art. 3, Absatz 4 Der Bundesrat kann Ziele und Zwischenziele festlegen für: a. einzelne Sektoren; b. Emissionen aus Brennstoffen.	
Anpassung bei Nicht-Erreichung Zwischenziele	Art. 55 Absatz 3. Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3. Zeichnet sich ab, dass die Richtwerte nicht erreicht werden können, so beantragt er gleichzeitig die zusätzlich notwendigen Massnahmen.	Art. 31 Absatz 3 Werden die nach Artikel 3 Absatz 3 Buchstabe b für fossile Brennstoffe festgelegten Zwischenziele nicht erreicht, so erhöht er den Abgabesatz innerhalb des Rahmens nach Absatz 2. Bei der Erhöhung berücksichtigt er Verminderungsziele, die der Bund mit Organisationen der Wirtschaft vereinbart hat..	Art. 13, Absatz 1 Der Höchstbetrag für die im Voranschlag zu bewilligenden Gesamtausgaben nach Artikel 126 Absatz 2 der Bundesverfassung entspricht dem Produkt aus den geschätzten Einnahmen und dem Konjunkturfaktor.

¹⁰ Eine Anpassung der Förderfinanzierung ist nur im Zusammenhang mit dem Auslaufen der Fördermassnahmen in der Energieverordnung geregelt, welche in Art. 35, Absatz 3 folgendes festhält: «Ergibt sich aufgrund der Regelung von Artikel 38 EnG (Auslaufen der Unterstützungen) eine Änderung des Mittelbedarfs von mindestens 0,05 Rappen/kWh, so stellt das UVEK dem Bundesrat Antrag auf eine entsprechende Neufestlegung des Netzzuschlags.»

Der von uns vorgeschlagene Automatismus würde dagegen bedeuten, dass bei einer Abweichung von den Zielen die Fördersätze nach einer vorgegebenen Formel automatisch angepasst würden.¹¹ Das hätte zur Folge, dass der Netzzuschlag nicht mehr fest vorgegeben sein könnte, sondern sich in Abhängigkeit der Finanzierungsbedürfnissen des Systems ergibt. Im Gegensatz zur Schuldenbremse würden also hier die Ausgaben nicht durch die Einnahmen, sondern die Einnahmen durch die nötigen Ausgaben bestimmt.

Wir schlagen zudem vor, dass die Grosswasserkraft von der Anpassung der Fördersätze ausgenommen wird, weil dabei einerseits die Gefahr des strategischen Verhaltens besteht, indem grosse Projekte bewusst verzögert werden, um damit ein Verfehlen der Zwischenziele zu provozieren und als Folge davon von höheren Vergütungssätzen profitieren zu können. Andererseits dauert die Planung von Grosswasserkraftwerken sehr lange, was eine Einbettung in ein System mit periodisch angepassten Fördersätzen zumindest erschwert.

Da Investitionsbeihilfen gemäss bestehender Gesetzgebung bis höchstens im Jahre 2030 gewährt werden, könnte man sich eine abgeschwächte Form des vorgeschlagenen Automatismus vorstellen, indem das Fördersystem automatisch solange verlängert wird, bis die vorgegebenen Ziele erreicht sind. Falls allerdings die Zielwerte für die Zeit nach 2035 auch angepasst werden, besteht bei diesem Ansatz die Gefahr, dass die Realisierung permanent hinter den gesteckten Zielen zurückbleibt.

¹¹ Eine solche Regelung kennt Deutschland unter dem Begriff des atmenden Deckels, wobei die Fördersätze im Rahmen der Einspeisevergütung für kleinere Photovoltaik-, Wind- und Biomassenanlagen in Abhängigkeit des Ausbaupfades angepasst werden. Dazu ist allerdings zu bemerken, dass mit der Einführung des atmenden Deckels eher eine zu starke Zunahme der erneuerbaren Stromproduktion verhindert werden sollte.

2.3 Fazit zum Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

- Die bestehenden Förderinstrumente der Investitionsbeihilfen sowie der Einspeisevergütung in Form einer flexiblen Prämie mit Direktvermarktung können als grundsätzlich effizient beurteilt werden. Bei beiden Instrumenten verkaufen die Erzeuger den Strom direkt am Markt, wodurch richtige Dispatch-Anreize geschaffen werden.
- Die Höhe der vorgesehenen Finanzmittel reicht voraussichtlich alleine nicht aus, um die Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion zu erreichen.
- Wenn das unterschiedliche Investitionsrisiko von Investitionsbeihilfen und Einspeisevergütungen bei der Festlegung der Fördersätze korrekt berücksichtigt wird, lassen sich die beiden Instrumente bezüglich Investitions- und Dispatch-Anreiz praktisch äquivalent ausgestalten.
- Als Förderinstrument im Rahmen eines zweiten Massnahmenpakets der ES2050 schlagen wir einen technologieneutralen Investitionsbeitrag vor mit einem Fördersatz, der:
 - mit einem De-Rating Faktor der verschiedenen Technologien gewichtet wird, der auf den jahresdurchschnittlichen Vollaststunden der Technologien basiert.
 - periodisch und automatisch in Abhängigkeit der Zielerreichung angepasst wird.

3 Gewährleistung Versorgungssicherheit

3.1 Bestehende Massnahmen

3.1.1 Übersicht der Massnahmen

Seit der organisatorischen Trennung der Netze von der Stromproduktion und Lieferung im Rahmen des Unbundling ist die Verantwortung für Versorgungssicherheit in der Schweiz über verschiedene Akteure verteilt. Eine Übersicht der Aufgabenteilung ist in der von Scholl (2016) übernommenen Abbildung 12 enthalten, die im Folgenden für die Bereiche Energie und Netze getrennt kommentiert wird.

Abbildung 12: Übersicht der Rollenverteilung im Unbundling

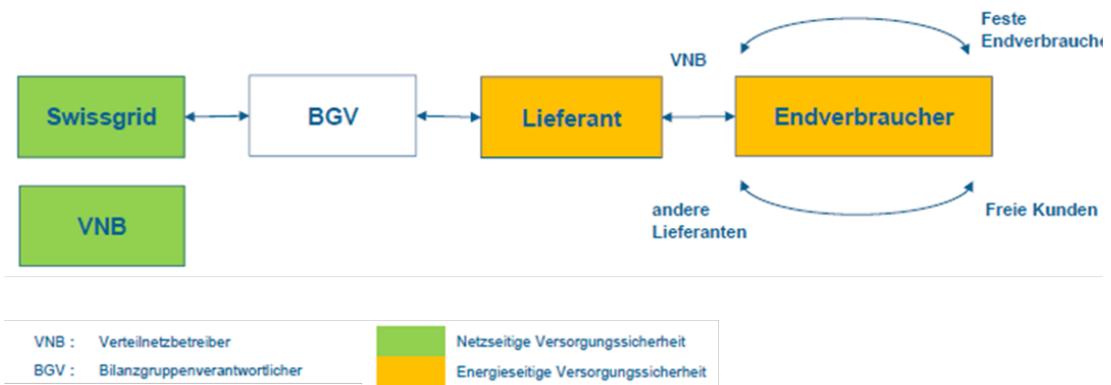


Abbildung übernommen aus Scholl, 2016

Energie

Die Bereitstellung ausreichender Energiemengen ist grundsätzlich die Aufgabe der Stromlieferanten. Gemäss Artikel 6 StromVG sind Verteilnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, die erforderlichen Massnahmen zu treffen, um den festen Verbrauchern in ihrem Netzgebiet jederzeit die gewünschte Menge an Strom liefern zu können. Im Zuge der vollständigen Liberalisierung soll diese Regelung in das sogenannte Wahlmodell der abgesicherten Stromversorgung (WAS-Modell) überführt werden, bei dem die Kunden zwischen einer abgesicherten Stromversorgung zu regulierten Preisen und dem freien Markt wählen können (INFRAS et al., 2017). Bei freien Kunden ist sowohl die zu liefernde Menge als auch die Entschädigung von Lieferausfällen vertraglich geregelt. Gemäss Rahmenvertrag der European Federation of Energy Traders (EFET) sind Lieferanten verpflichtet, Nichtlieferungen der vertraglich vereinbarten Mengen in Höhe des Marktpreises für Ersatzlieferungen zu entschädigen (EFET, 2007). Der maximale Preis für Stromlieferungen beläuft sich in der Schweiz aktuell auf 10'000 EUR pro Megawattstunde. Im Falle von höherer Gewalt sind die Lieferanten jedoch

von Ihrer Lieferpflicht befreit. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn Lieferungen aus dem Ausland aufgrund von plötzlich auftretenden Netzengpässen durch den Netzbetreiber unterbunden werden.

Da die Schweizer Wasserkraftwerke im Winter weniger produzieren und gleichzeitig mehr Strom verbraucht wird, ist die Schweiz während dieser Zeit von Importen abhängig. Um sicher zu stellen, dass die Schweizer Stromnachfrage auch im Fall eines länger andauernden Importstopps vollständig gedeckt werden kann, plant das BFE aktuell die Einführung einer strategischen Reserve (BFE, 2018c). Diese sollte jeweils im Herbst für den folgenden Winter, bzw. ggf. auch mehrjährig, ausgeschrieben werden und für Betreiber verschiedener Speichertechnologien inkl. Nachfrageflexibilität offen sein. Bei kritischen Situationen könnte die EICOM die vorgehaltene Reserveenergie für den Einsatz freigeben, so dass Swissgrid diese bei Bedarf, ähnlich wie tertiäre Regelenergie (TRE) nach Handelsschluss kurzfristig für den Ausgleich der Bilanz einsetzen kann. Die Betreiber der strategischen Reserve sind verpflichtet, die entsprechenden Energiemengen vorzuhalten und deren kurzfristigen Bereitstellung mit einer gewissen Mindestleistung zu garantieren, können darüberhinausgehende Energiemengen ausserhalb von kritischen Situationen jedoch frei vermarkten. Viele Details bezüglich Präqualifikation, Abruf und Vergütung der Reserve sind aktuell noch offen und können die Effektivität und Effizienz der strategischen Reserven beeinflussen. Wie nachfolgend dargestellt gehen die aktuellen Überlegungen des BFE zu diesen Punkten jedoch in die richtige Richtung (BFE, 2018c).

Netze

Die Netzbetreiber sind gemäss Artikel 5 StromVG dazu verpflichtet, die Endverbraucher und Elektrizitätserzeuger in ihrem Netzgebiet anzuschliessen. Zudem müssen sie gemäss Art. 8 StromVG ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz gewährleisten und die benötigten Reserveleitungskapazitäten bereitstellen. Sie müssen ihre Netze daher soweit ausbauen, wie dies effizient ist, um die gewünschten Entnahmen der angeschlossenen Verbraucher sowie die Einspeisungen der angeschlossenen Erzeuger unterbrechungsfrei zu ermöglichen.

Die dafür anfallenden Kosten werden über Netznutzungsentgelte den Endverbrauchern in Rechnung gestellt (Art. 14 StromVG). Dabei kann gemäss Art. 15 StromVG neben den Betriebs- und Kapitalkosten auch ein angemessener Betriebsgewinn angerechnet werden (sogenannte Cost+ Regulierung). Da der Betriebsgewinn sich als ein fester Prozentsatz des eingesetzten Kapitals berechnet, haben die Netzbetreiber somit einen starken Anreiz, das Netz ausreichend auszubauen. Um sicher zu stellen, dass der Netzausbau die Kosten eines effizienten

Netzes nicht übersteigt, dürfen die Aufwendungen der Netzbetreiber bis zu 10 Jahre rückwirkend durch die EICom überprüft werden. Darüber hinaus hat die EICom im Rahmen der sogenannten Sunshine Regulierung damit begonnen, verschiedene Statistiken zur Kosteneffizienz der Netzbetreiber – zunächst noch in aggregierter Form – auf ihrer Website zu veröffentlichen.

Im Gegensatz zu der innerschweizerischen Netzkapazität, bei der die aktuellen Regeln für den Spotmarkt eine engpassfreie Kupferplatte unterstellen, werden die grenzüberschreitenden Netzengpässe von Swissgrid bewirtschaftet. Dabei wird das Recht zur Nutzung der grenzüberschreitenden Kapazität aktuell in verschiedenen Tranchen – von einem Jahr im Voraus bis zu einem Tag im Voraus – versteigert. Um sicher zu stellen, dass selbst dann genügend inländische Produktion vorhanden ist, wenn die bereits versteigerten Importrechte z.B. aufgrund eines Leitungsausfalls kurzfristig gekürzt werden müssen, hat Swissgrid im Winter 2015/16 damit begonnen, Energiemengen für entsprechende Redispatchmassnahmen vorzuhalten (EICom, 2016).

3.1.2 Zielerreichung der Massnahmen

Energie

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz liegt aktuell auch ohne die Kernkraft weit über der historischen Spitzenlast (Abbildung 13). Zu einem Energieengpass würde es in der Schweiz daher nur dann kommen, wenn die Speicherseen vollständig entleert wären und gleichzeitig ein Teil der Netto-Importkapazität gekürzt werden müsste (Szenario «ohne SPKW»).

Abbildung 13: Aktuelle Leistungsreserven im Jahr 2016

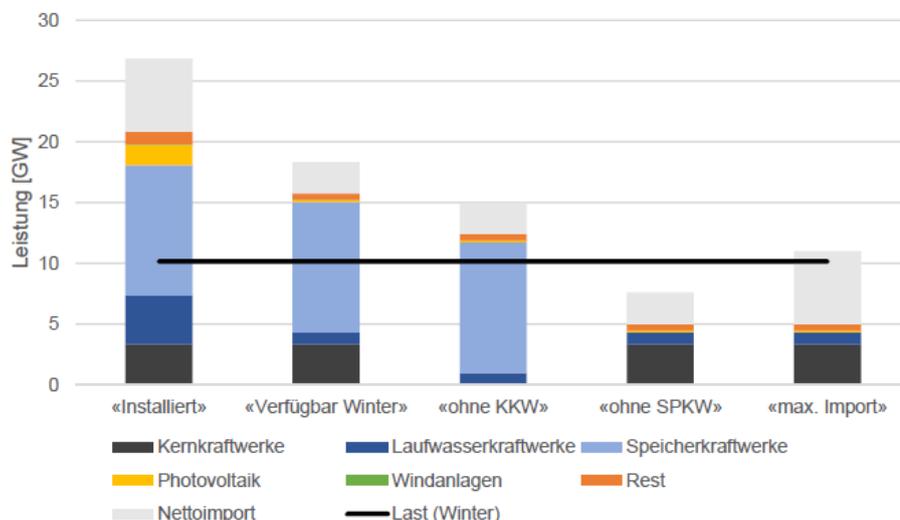


Abbildung übernommen aus EICom, 2018a

Da die Lieferanten freier Endkunden sich in einem solchen Fall gegebenenfalls auf höhere Gewalt berufen könnten (siehe Abschnitt 3.1.1), besteht seitens der Politik die Sorge, dass hierfür keine ausreichenden Vorkehrungen getroffen werden. Das BFE hat daher die Vorbereitung einer strategischen Reserve vorgeschlagen. Wie verschiedene Studien belegen (Beer, 2018; BFE und Frontier, 2017), könnte eine strategische Reserve – bei entsprechender Ausgestaltung - das Risiko einer frühzeitigen Speicherentleerung wirksam vermeiden. Voraussetzung hierfür ist, dass über Präqualifikationsregeln sichergestellt wird, dass die Reserve bei Bedarf auch tatsächlich verfügbar ist und über Anlagen mit ausreichender Abrufleistung verteilt ist, um die Spitzennachfrage decken zu können. In den aktuellen Überlegungen des BFE (BFE, 2018c) sind diese Punkte auch enthalten. Die Gestaltung entsprechender Umsetzungsregeln steht jedoch noch aus.

Die meisten Langfristprognosen gehen davon aus, dass die Stromnachfrage in der Schweiz aufgrund der Sektorkopplung zukünftig stark wachsen wird. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie müssten für die Deckung der Stromnachfrage in der Schweiz bis 2050 daher in den meisten Studien weitere Kraftwerke zugebaut werden, wenn die Importabhängigkeit nicht zusätzlich erhöht werden soll (Densing et al., 2014, 2016). Die Einführung einer strategischen Reserve würde es ermöglichen, dass die Strompreise bei Energieengpässen stark ansteigen können, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Voraussetzung hierfür ist, dass der Preis für Ausgleichsenergie bei Abruf der Reserve ausreichend hoch angesetzt wird, um die Strompreise im Fall einer sich anbahnenden Knappheit nicht zu dämpfen. Falls es aufgrund zunehmender Nachfrage in einem Jahr während mehrerer Stunden bzw. Tage zu Reserveabrufen käme, würden die hohen Preise für Ausgleichsenergie sich auch auf die Preise im vorgelagerten Day-Ahead Markt und auf den Terminmärkten für das Folgejahr auswirken. Über die Auswirkung auf die Spot- und Forward-Preise würde die Einführung einer strategischen Reserve daher bei zunehmender Knappheit auch die Investitionsanreize verbessern.

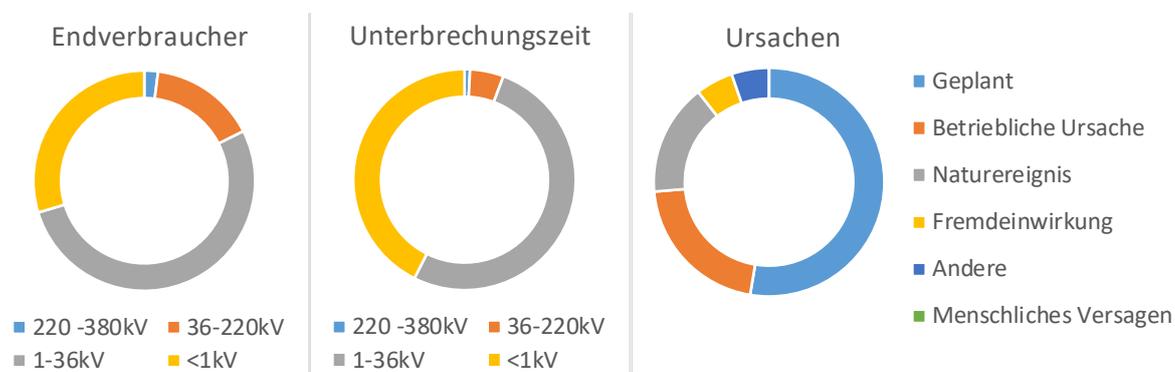
Die Überlegungen des BFE scheinen eine derartige Regelung nahe zu legen, da die Reserve lediglich in Form zusätzlicher Ausgleichsenergie, nach Erschöpfung aller übrigen Möglichkeiten, eingesetzt würde (BFE, 2018c). In einem solchen Fall ist davon auszugehen, dass die Preise für Ausgleichsenergie bereits den maximalen Wert erreicht haben. Die Preisauswirkung – und damit die Investitionsanreize – könnten allenfalls noch verbessert werden, in dem der Preis für Ausgleichsenergie bei Abruf der Reserve von vorneherein auf einen Mindestpreis in Höhe der technischen Preisobergrenze des Börsenhandels oder darüber festgelegt wird (Frontier et al., 2018).

Die steigenden Markterlöse würden dazu führen, dass die Kapazität dort zugebaut würde, wo dies am effizientesten ist. Dies kann – aber muss nicht – in der Schweiz sein. Für die Versorgungssicherheit wäre dies jedoch kein Problem, da die zur Absicherung von Importausfällen benötigte Reservekapazität und -Energie durch die strategische Reserve bereitgestellt wird. Eine strategische Reserve ist somit ein geeignetes Instrument für die Gewährleistung eines politisch motivierten, höheren Sicherheitsniveaus.

Netze

Obwohl die Diskussion zu Versorgungssicherheit häufig auf die Frage der Energie-Verfügbarkeit und des Übertragungsnetzes fokussiert, werden Stromausfälle in der Schweiz zumeist durch Netzprobleme im Verteilnetz verursacht. Eine beispielhafte Aufschlüsselung der Ursachen von Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2016 ist in Abbildung 14 dargestellt. Aus den beiden linken Schaubildern lässt sich ablesen, dass im Jahr 2016 Stromausfälle bei rund 80% der betroffenen Endverbraucher und nahezu 90% der gesamten Unterbrechungszeit auf Probleme in den unteren Verteilnetzebenen (<1kV und 1-36kV) zurückzuführen sind. Wie in der Abbildung ganz rechts dargestellt, wurden darüber hinaus rund die Hälfte der Netztrennungen von geplanten Ausserbetriebnahmen verursacht.

Abbildung 14: Anteil Schadensursache an Gesamtwert



Eigene Abbildung auf Basis der Daten von EICOM, 2017b

Insgesamt war das Versorgungssicherheits-Niveau der Schweiz in den letzten Jahren deutlich höher als in den meisten europäischen Ländern. In Abbildung 15 ist dargestellt, während wieviel Minuten pro Jahr es in verschiedenen Ländern zu länger andauernden Stromausfällen kam. Die Schweiz, Deutschland und Niederlanden weisen dabei eine deutlich niedrigere Ausfalldauer auf als die übrigen Länder.

Abbildung 15: Summe der lang andauernden Unterbrechungen

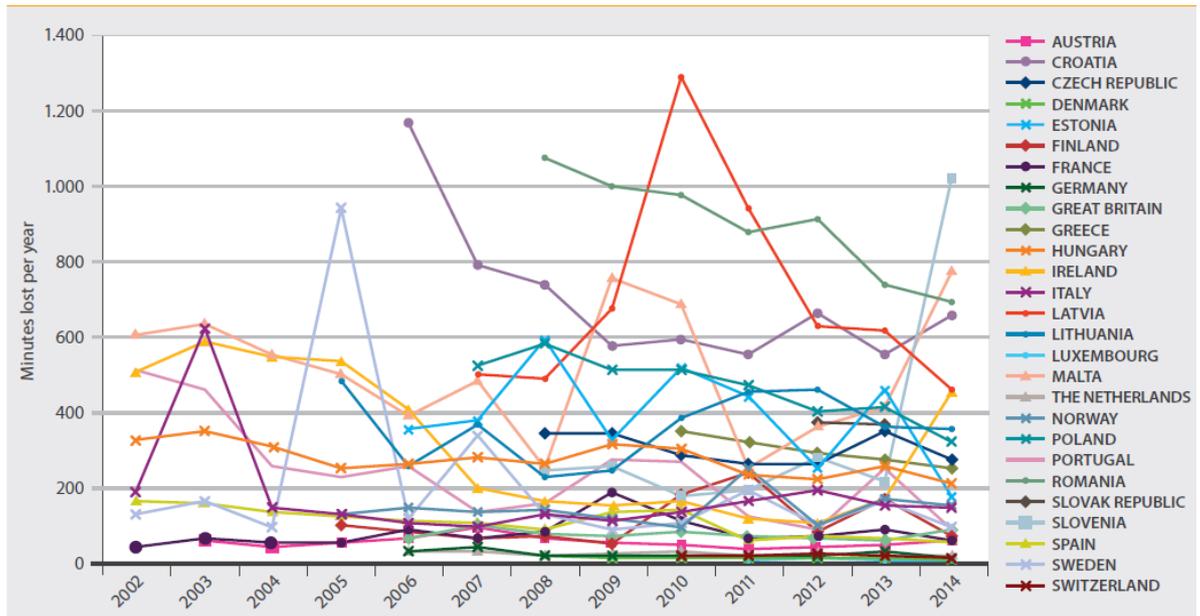


Abbildung übernommen aus CEER, 2016

Ein wichtiger Grund für dieses hohe Sicherheitsniveau ist, dass in der Schweiz für einen deutlich höheren Anteil der Leitungen auf der mittleren Spannungsebene (>70%) und der tieferen Spannungsebene (>90%) die teurere, aber weniger schadensanfällige Erdverkabelung gewählt wird (CEER, 2016). Die bisherige Zielerreichung der Anreize für die Netzseitige Versorgungssicherheit kann somit als sehr gut bewertet werden.

Für eine zukünftige Zielerreichung sind ist, neben der Akzeptanz des benötigten Leitungsausbaus, die Einbindung in den europäischen Binnenmarkt und insbesondere die Berücksichtigung des Schweizer Stromnetzes bei der Berechnung grenzüberschreitender Handelskapazitäten (ECom, 2017c) von ausschlaggebender Bedeutung.

3.1.3 Effizienz der Massnahmen

Die Effizienz von Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann nur schwer beurteilt werden, da sich sowohl der durch Stromausfälle entstehende Schaden als auch die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Stromausfällen nur sehr ungenau beziffern lassen. Der Rest dieses Abschnittes verweist zur Einschätzung der Effizienz zwar auf Ergebnisse aus verschiedenen Studien. Da diese zumeist auf Risikoschätzungen und unverbindlichen Umfragen basieren, sind die Schlussfolgerungen jedoch mit entsprechender Unsicherheit verbunden.

Das Grundproblem hinsichtlich der Effizienz ist, dass kein Markt für Versorgungssicherheit existiert, über den der tatsächliche Wert verschiedener Sicherheitsniveaus ermittelt und der Strom bei Knappheit zu minimalen Kosten

rationiert wird. Die Politik zielt daher darauf ab, ein Sicherheitsniveau bereitzustellen, dass allen Bedürfnissen gerecht wird und sich tendenziell an den kritischsten Anwendungen orientiert. In Abschnitt 3.2 erläutern wir daher Vorschläge zur Behebung dieses grundsätzlichen Problems.

Energie

Gemäss der Risikoeinschätzung des Bundes zählt das Auftreten einer Strommangellage (i.e. 30% Unterversorgung während 12 Wochen im Winter) mit einem Schadensausmass von über 100 Mrd. CHF und einer geschätzten Eintrittswahrscheinlichkeit von rund einmal alle 30 Jahre zu den bedeutendsten nationalen Risiken für die Schweiz (BABS, 2015).

Studien für die Schweiz gehen davon aus, dass die Kosten für Versorgungsunterbrechungen bei Haushalten zwischen 6 und 14 CHF/kWh liegen. Die Kosten für Versorgungsunterbrechungen hängen darüber hinaus stark davon ab, bei welcher Kundengruppe, zu welchem Zeitpunkt sowie mit welcher Vorwarnzeit, Dauer und Häufigkeit diese erfolgen (BFE, 2008).

Wie in Tabelle 9 dargestellt, ergibt sich aus den seitens EICOM berechneten jährlichen Verbrauchseinschränkungen und deren unterstellten Eintrittswahrscheinlichkeit im Erwartungswert eine Verbrauchseinschränkung von 22.4 GWh pro Jahr. Wenn wir diese mit einem Value of Lost Load (VOLL) von 6 CHF/kWh (bzw. 14 CHF/kWh) bewerten, entspricht dies im Erwartungswert einer Schadenssumme von 134.4 Mio. CHF pro Jahr (bzw. 313.6 Mio. CHF pro Jahr).

Tabelle 9: Kosteneffizienz einer strategischen Reserve

Szenario	Verbrauchseinschränkung (GWh)	Wahrscheinlichkeit
Basis	0.3	80%
Stressszenario 1	17	10%
Stressszenario 2	320	4%
Stressszenario 3	383	2%
Durchschnitt(GWh)	22.4	
	High Value of Lost Load (VOLL)	High Value of Lost Load (VOLL)
VOLL (CHF/kWh)	6.00	14.00
Max. Back-up Kosten (Mio. CHF/a)	134.4	313.6

Um aus ökonomischer Sicht als effizient eingestuft zu werden, dürfte eine strategische Reserve diese maximalen Back-up Kosten nicht überschreiten. Eine Möglichkeit, dies

sicher zu stellen, wäre beispielsweise die Einführung von Preisobergrenzen in Höhe der geschätzten Schadenssumme. Auch dieser Punkt ist in den Überlegungen des BFE bereits enthalten (BFE, 2018c), müsste jedoch noch weiter präzisiert werden.

In den bisherigen Studien wurden die Kosten einer strategischen Reserve in der Schweiz auf 15 bis 30 Mio. CHF pro Jahr (Frontier et al., 2018) bzw. 9 bis 56 Mio. CHF pro Jahr geschätzt (Beer, 2018), sie wäre somit prinzipiell effizient. Umgerechnet auf die jährliche Stromnachfrage von 58 TWh entstünden dadurch zusätzliche Kosten in Höhe von 0.26 bis 0.52 CHF pro MWh. Dies deckt sich auch mit den Erfahrungen aus dem Ausland. Im internationalen Vergleich waren strategische Reserven in der Vergangenheit mit deutlich niedrigeren direkten Kosten (0.1 – 0.3 EUR/MWh) verbunden als Kapazitätsmärkte (5.5 EUR/MWh) und administrative Kapazitätzahlungen (0.5 – 14.9 EUR/MWh) (Thema et al., 2013).

Da Kapazitätsmärkte und administrative Kapazitätzahlungen im Gegensatz zu strategischen Reserven zu einer Absenkung der Energiepreise führen, muss dies jedoch nicht zwingend heissen, dass eine strategische Reserve effizienter ist als die anderen Kapazitätsmechanismen. Die Effizienz der verschiedenen Kapazitätsmechanismen hängt neben deren konkreten Ausgestaltung auch stark von dem Wert der Versorgungssicherheit, der Eintrittswahrscheinlichkeit von Stromausfällen und weiteren schwer quantifizierbaren Annahmen ab, wie z.B. der Risikoaversion von Investoren, der Effizienz der von zentraler Stelle gesetzten Kapazitätsziele und den von Investoren erwarteten Dispatch-Preisen für strategische Reserven (BMW i, 2015; Winzer, 2013).

Der grundsätzliche Trade-off, der sich bei der Entscheidung zwischen verschiedenen Kapazitätsmechanismen ergibt, ist in Abbildung 16 dargestellt.

Abbildung 16: Trade-off bei der Wahl von Kapazitätsmechanismen

	Beschreibung	Käufer	Zeitraum	
Markt für Individuelle Sicherheitsniveaus	Endkunden wählen und bezahlen das gewünschte Sicherheitsniveau	Verbraucher	Stunden-Monate	
Strategische Reserve	Zentrale Vorhaltung eines Energie-Notvorrats	Zentrale Behörde	Monate-Jahre	
Dezentraler Kapazitätsmarkt	Verpflichtung der Lieferanten zur Vorhaltung von Kapazitätscertifikaten	Lieferant	Wenige Jahre	
Zentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Einkauf von Kapazitätscertifikaten	Zentrale Behörde	Mehrere Jahre	

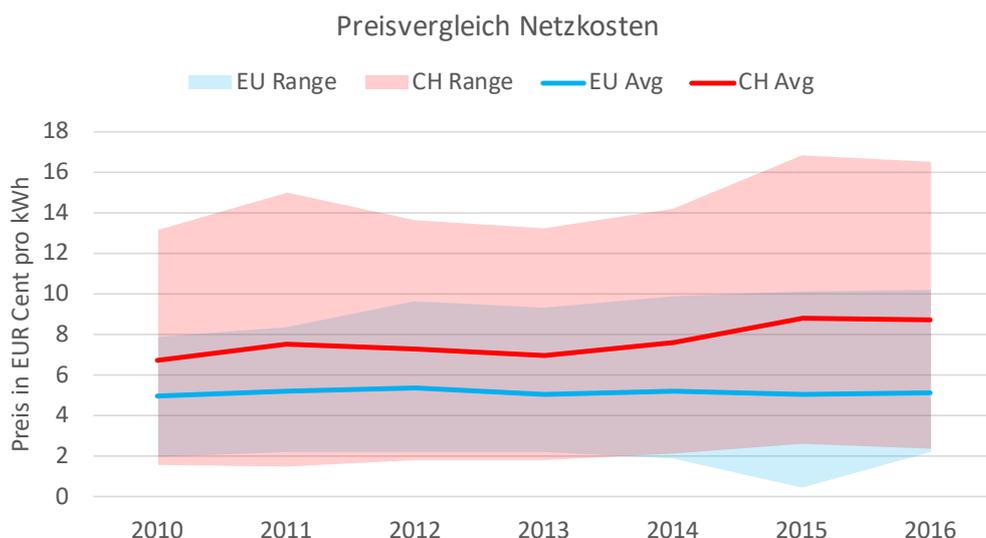
Je weiter sich die Wahl in Richtung eines zentralen Kapazitätsmarktes bewegt, umso mehr steigt das Risiko einer regulatorischen Fehlsteuerung, da der Kaufentscheid über die zu beschaffende Kapazitätsmenge sich weiter von den Endverbrauchern entfernt und ein zunehmendes Zahlungsvolumen über Kapazitätsmechanismen mit langer Vertragslaufzeit verteilt wird. Je weiter die Vorschläge sich in Richtung eines marktbasierten Ansatzes bewegen, umso stärker nimmt auf der anderen Seite das Marktrisiko zu, da viele Endverbraucher nicht bereit sind, sich für einen längeren Zeitraum vertraglich zu binden. Die Wahl eines geeigneten Mechanismus hängt somit letzten Endes davon ab, welche Bedeutung den verschiedenen Risiken beigemessen wird.

Abgesehen von der Einführung einer Preisobergrenze und der Bewertung der verschiedenen Risiken hängt die Effizienz einer strategischen Reserve schliesslich stark von der konkreten Ausgestaltung der Präqualifikation, des Produktes und der Vergütung ab. Wir werden dies in Abschnitt 3.2.1 stichpunktartig anhand von Vorschlägen für eine effiziente Einbindung der Nachfrageseite illustrieren.

Netze

Im Vergleich zu Europa verfügt die Schweiz über ein überdurchschnittliche hohes Sicherheitsniveau (Abschnitt 3.1.2), bezahlt dafür aber tendenziell auch höhere Netzkosten. Ein exemplarischer Vergleich der Netzkosten für Haushalte in der Schweiz (Kundengruppe H3) und in Europa (Kundengruppe DC) ist in Abbildung 17 dargestellt.

Abbildung 17: Netzkosten in der Schweiz und in Europa



Eigene Abbildung auf Basis der Daten von EICom, 2018b (Kundengruppe H3) und Eurostat, 2017 (Kundengruppe DC)

Darin lässt sich erkennen, dass die von Haushalten der Kundengruppe H3 (4 Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler, 4'500 kWh pro Jahr) in der Schweiz

bezahlten Netzentgelte sowohl im Durchschnitt als auch bezüglich der maximalen Zahlungshöhe deutlich höher ausfallen als die von Haushalten der Kundengruppe DC (Verbraucher mit 2'500 bis 5'000 kWh pro Jahr) in verschiedenen europäischen Ländern bezahlten Netzentgelte. Für andere Kundengruppen ergibt sich in ähnliches Bild.

In wie weit das gewählte Sicherheitsniveau effizient ist hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab und lässt sich somit nur sehr schwer beziffern. Grundsätzlich ist das Benchmarking der Kosteneffizienz von Netzinvestitionen aufgrund der Unterschiede zwischen Netzgebieten ein sehr schwieriges Unterfangen, da jegliche Vergleiche Gefahr laufen, Unterschiede hinsichtlich wichtiger Kostentreiber wie der Nachfragestruktur, der landschaftlichen Gegebenheiten oder auch der Lohnniveaus zu vernachlässigen.

Die im Auftrag des BFE erstellten Studien kommen jedoch zu dem Schluss, dass eine Verstärkung der Effizianzanreize für den Netzausbau in der Schweiz gegebenenfalls langfristige Kostensenkungen bewirken könnte (Frontier and BFE, 2015). Einen ersten Schritt in diese Richtung hat die ElCom mit der Einführung der Sunshine Regulierung bereits unternommen. Mögliche Erweiterungen werden in den nachfolgenden Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 beschrieben.

3.2 Ergänzende Massnahmen

Die bisher erläuterten energie- und netzseitigen Massnahmen zielen darauf ab, innerhalb der Schweiz ein möglichst einheitliches Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Die Motivation dahinter ist verständlich, da die Solidarität zwischen verschiedenen Bevölkerungsgruppen ein wichtiges politisches Ziel ist. Angesichts der aktuellen Entwicklungen im Strommarkt ist die Gewährleistung eines politisch vorgegebenen, einheitlichen Sicherheitsniveaus – für alle Regionen, Verbraucher und Lastkategorien – jedoch zunehmend ineffizient.

Die Sektorkopplung und die Verbreitung von Batterien führen dazu, dass ein wachsender Anteil der Lasten zu deutlich niedrigeren Kosten vom Netz getrennt werden könnte als bisher. Darüber hinaus ermöglichen die sinkenden Kosten für intelligente Steuerung eine zunehmende Differenzierung zwischen verschiedenen Lasten. Anstelle der aktuell als Letztmassnahme im Notfall vorgesehenen komplette Trennung von Verteilnetzgebiete im Rahmen von manuellen Lastabwürfen (Elcom, 2017a) und dem System Defence Plan (ENTSO-E, 2015) wäre es somit auch denkbar, die Nachfrage einer grösseren Anzahl von Verbrauchern in Notfällen lediglich teilweise einzuschränken. Anstelle weiterhin für alle Lasten ein möglichst einheitliches Sicherheitsniveau anzustreben, könnte die Effizienz des Systems somit verbessert

werden, indem unterbrechbare Lasten ein entsprechend niedrigeres Sicherheitsniveau zu tieferen Kosten wählen können.

Der Vorschlag des BFE zur Einbindung von flexiblen Lasten in eine strategische Reserve ist ein erster Schritt in diese Richtung. Um die Effizienz der strategischen Reserve nicht zu beeinträchtigen, müssten die bisherigen Ausgestaltungsvorschläge geeignet weiterentwickelt werden. In dem nachfolgenden Abschnitt 3.2.1 werden wir erste Ideen hierzu skizzieren. Darüber hinaus könnte die Effizienz sowohl der energie- als auch der netzseitigen Versorgungssicherheit durch die in Abschnitt 3.2.2 und Abschnitt 3.2.3 beschriebenen Schritte in Richtung eines marktbasierten Ansatzes weiter erhöht werden. Weitere Details und Vorschläge hierzu sind in verschiedenen Artikeln in (Rosetto (Ed.), 2017, S. 27, 49 und 54) enthalten.

Die damit einhergehende Differenzierung zwischen verschiedenen Nachfragesegmenten muss dabei nicht zu Lasten der Solidarität gehen. Zum einen belaufen sich die Ausgaben für Elektrizität des Hauptwohnsitzes selbst bei Haushalten mit niedrigem Einkommen (unter 5021 CHF pro Monat) aktuell nur auf 1.6% der Gesamtausgaben (BFS, 2016). Dies ist fast um eine Größenordnung kleiner als die Ausgaben für die Krankenversicherung (ca. 12%) oder für Mobilität (ca. 8%). Die aus Veränderungen bei der Stromrechnung entstehende Umverteilung wären somit wahrscheinlich recht gering. Bei Bedarf liessen sich politisch unerwünschte Umverteilungen aber auch über verteilungspolitische Instrumente kompensieren. Letztendlich wäre einkommensschwachen Haushalten damit mehr gedient, als mit einer Subvention über spezielle Tarife für die Grundversorgung, da sie bei einer Korrektur über verteilungspolitische Instrumente frei entscheiden könnten, ob sie ihr Einkommen lieber für eine sichere Stromversorgung oder andere Konsumausgaben verwenden wollen.

3.2.1 Effiziente Einbindung der Nachfrage in eine strategische Reserve

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugern können die Anbieter vieler flexibler Lasten Ihre Leistung nur kurze Zeit im Voraus und für vergleichsweise seltene und kurze Aktivierungen garantieren. In dem Bericht zu Händen des BFE wurde daher empfohlen, flexible Lasten durch den Einkauf einer separaten, nur für flexible Lasten zugängigen Tranche umzusetzen (Frontier et al., 2018). Wie die Erfahrung aus dem Ausland zeigt, wäre dies jedoch vermutlich mit höheren Kosten verbunden als eine technologie neutrale Ausschreibung (BEIS, 2017).

Ein Vorschlag zur Öffnung der strategischen Reserve für flexible Lasten, der dieses Problem vermeidet, wäre die Möglichkeit eines Opt-Out für abschaltbare Lasten (Dümmler and Winzer, 2017). Beispielsweise in Form der seitens des BFE (BFE,

2018c) angedeuteten Möglichkeit für Grossverbraucher, für den Bedarfsfall mehrtägige Lastabschaltungen anzubieten.

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Anreize für flexible Lasten könnte darin bestehen, den Gesamtreservebedarf in technologieneutralen Auktionen für verschiedene Reserveprodukte zu beschaffen. Falls eine strategische Reserve zum Einsatz käme, müsste sie der residualen¹² Nachfrage folgen. Da die Reserve aus Gründen der Risikominimierung richtigerweise über mehrere Anlagen verteilt beschafft würde (BFE, 2018c), ist davon auszugehen, dass ein Teil dieser Anlagen lediglich zur Deckung der Spitzennachfrage benötigt würden und daher relativ selten und vor allem für kurze Dauer zum Einsatz kämen, während andere Segmente – im Fall eines Energie-Engpasses – nahezu kontinuierlich im Einsatz wären. Die Beschaffung des Reservebedarfes über eine separate, technologieneutrale Auktion für entsprechende Produkte könnte die effiziente Einbindung der Nachfrageseite daher erleichtern.

Die Gestaltung, Dimensionierung und Beschaffung verschiedener Reserveprodukte wäre in der Durchführung allerdings mit einem erhöhten Aufwand verbunden. Ein positiver Kosten-Nutzen Saldo einer solchen Produktdifferenzierung ist angesichts des geringen Marktvolumens somit nicht garantiert. Eine weitaus wirkungsvollere Massnahme zur Aktivierung flexibler Lasten wären daher vermutlich die nachfolgend dargestellten Schritte zur Einführung eines marktbasierten Ansatzes für Versorgungssicherheit.

3.2.2 Kompensationen für Netztrennungen

Um die Entwicklung eines Marktes für verschiedene Sicherheitsniveaus in Gang zu bringen, könnte zunächst eine standardisierte Vergütung der Verbraucher für Versorgungseinschränkungen und - Unterbrechungen eingeführt werden. Verschiedene Vorschläge hierzu wurden bereits im Zusammenhang mit der Qualitätsregulierung analysiert (Polynomics and BFE, 2015).

Die Kosten für diese Vergütung sollten von den jeweiligen Verursachern getragen werden. In dem wahrscheinlicheren Fall von Versorgungseinschränkungen aufgrund von Problemen im Verteilnetz, wären die Kosten hierfür somit zunächst von den Verteilnetzbetreibern zu tragen. Je nach Anreizsystem könnten die Netzbetreiber ihrerseits einen mehr oder weniger grossen Anteil der Kosten über die Netzentgelte an die Endverbraucher weiterreichen. Falls Versorgungseinschränkungen hingegen zum

¹² nach Abzug der inländischen Produktion sowie der noch möglichen Importe

Ausgleich der Systembilanz eingesetzt werden, sollten die Kosten hierfür – über den Ausgleichsenergiepreis – von den verantwortlichen Bilanzgruppen getragen werden¹³. Die Höhe der Zahlungen für Versorgungsunterbrechungen sollte sich an deren geschätzten Kosten orientieren. Die Zahlungshöhe müsste somit je nach Verbraucher, Jahreszeit, Umfang-, Dauer und Vorwarnzeit der Lasteinschränkung unterschiedlich hoch ausfallen.

3.2.3 Individuelle Sicherheitsniveaus und Kosten

Verbraucher, die über die entsprechende intelligente Mess- und Steuergeräte verfügen, könnten auch davon abweichende individuelle Zielwerte (z.B. bezüglich Häufigkeit, Dauer und Vorwarnzeit von Unterbrechungen) und Vergütungsniveaus für Verbrauchseinschränkungen wählen (Dümmler and Winzer, 2017).

Auf der einen Seite könnten Verbraucher, wie z.B. Gewerbe, die auf eine höhere Versorgungsqualität angewiesen sind, diese zu einem entsprechenden Aufpreis als zusätzlichen Service buchen. Auf der anderen Seite könnten flexible Verbraucher, wie z.B. Power-to-Gas Anlagen oder Haushalte mit Batteriespeichern, ihre Netztrennung aber auch zu einem tieferen Preis anbieten. In Abbildung 18 entspricht dies der Nachfragekurve A) mit einem – je nach Präferenz höherem oder tieferen - einheitlichen Preis für die Netztrennung der gesamten Last, unabhängig davon wie hoch die gelb eingezeichnete aktuelle Last zum Zeitpunkt der Netztrennung ist.

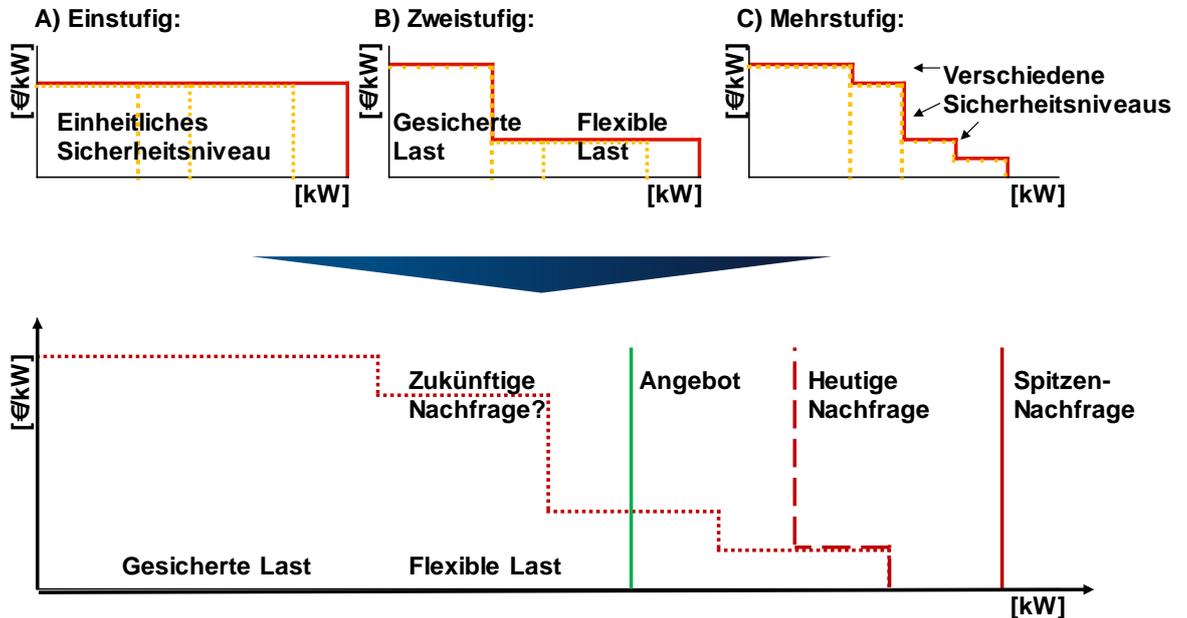
Wie eingangs erwähnt, könnten Verbraucher mit entsprechenden Steuergeräten aber auch für verschiedene Lasten unterschiedliche Sicherheitsniveaus wählen. Beispielsweise indem sie die Unterbrechung thermischer Lasten oder den in Batterien gespeicherten Strom zu deutlich niedrigeren Kosten anbieten als die übrige Nachfrage. In Abbildung 18 entspricht dies den Nachfragekurven B) und C), bei denen die Trennung von zwei oder mehreren verschiedenen Lastsegmenten zu unterschiedlichen Preisen angeboten wird.

In Summe gehen wir davon aus, dass die aus einer Aggregation derartiger Nachfragekurven entstehende zukünftigen Nachfragekurven deutlich flexibler ausfallen würden, als die nach Abzug der aktuell erschlossenen Flexibilität von der Spitzennachfrage resultierende heutige Nachfragekurve. Die zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage würde somit auch im Fall von Energieengpässen eine marktbasierete Zuteilung des Angebots ermöglichen. Gleichzeitig könnten die dabei entstehenden (hohen) Knappheitspreise effiziente Investitionsanreize senden. Im

¹³ Dies wäre vermutlich effizienter, als die in der ECom Mitteilung (Ecom, 2017a) vorgeschlagene Verteilung der Kosten für manuelle Lastabwürfe über die Netzentgelte.

unteren Teil von Abbildung 18 ist dies durch eine schematische Gegenüberstellung der verschiedenen Nachfragekurven illustriert.

Abbildung 18: Nachfragekurven für verschiedenen Sicherheitsniveaus



Um den Verbrauchern einen effizienten Anreiz für die Bereitstellung ihrer Flexibilität zu geben, sollten ihre Entgelte für die Netznutzung und allfällige Kapazitätsmechanismen in dem Masse reduziert werden, wie die Bereitstellung von Flexibilität eine Reduktion der Kosten ermöglicht.

Prinzipiell wäre dies heute schon möglich. Da Netzbetreiber den Verbrauchern für Versorgungsunterbrechungen aktuell jedoch keine Entschädigung zahlen müssen, haben Sie kaum einen Anreiz, Flexibilitätspotenziale zu erschliessen, deren Abruf mit nennenswerten variablen Kosten verbunden wären. In der Regel beschränken sie sich daher auf die Erschliessung von Flexibilität, durch deren Aktivierung keine Komfort-Einbussen und damit keine signifikanten variablen Kosten entstehen. So beschränkt sich die Steuerung von Wärmepumpen durch die Netzbetreiber aktuell auf ein Ausmass, welches nicht zu spürbaren Absenkungen der Raumtemperatur führt.

Flexibilität, deren Abruf mit hohen variablen Kosten verbunden ist, wie z.B. eine spürbare Absenkung der Raumtemperatur oder die Verzögerung von Ladevorgängen über die gewünschte Zielzeit hinaus, werden aktuell kaum erschlossen. Dabei ist es gerade diese Art von Flexibilität, die in zukünftigen – von Technologien mit tiefen variablen Kosten geprägten – Märkten die Preissignale setzen könnte, welche für eine Optimierung der Dispatch- und Investitionsentscheidungen benötigt werden.

3.3 Fazit zu Gewährleistung Versorgungssicherheit

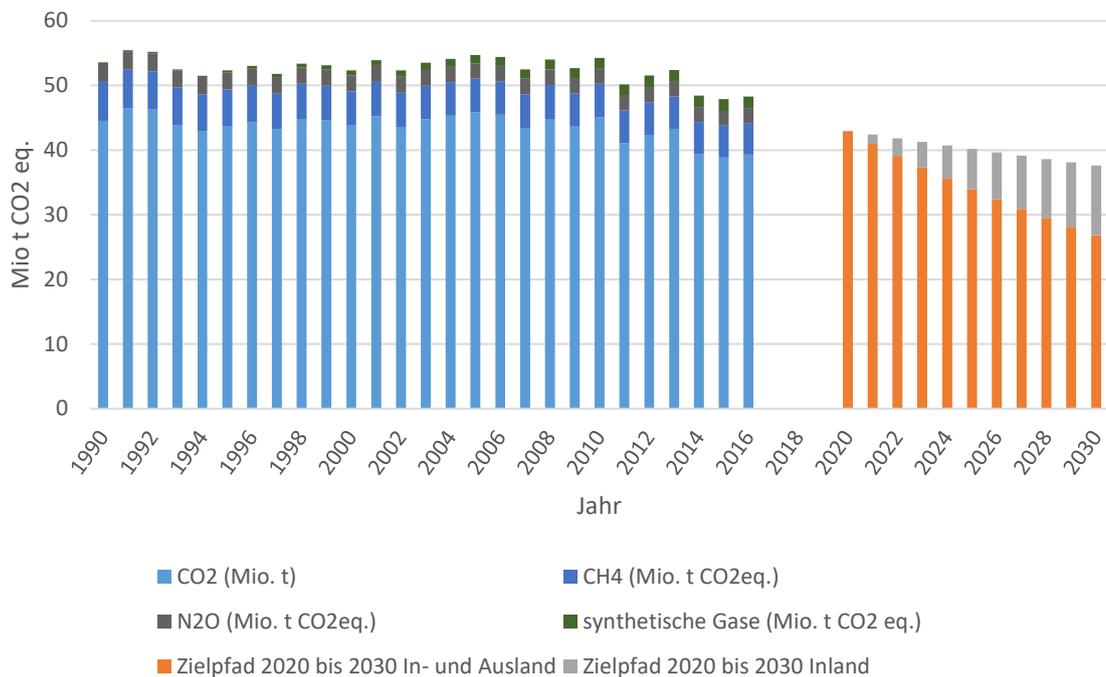
- ⇒ Die Schweiz verfügt über eines der höchsten Sicherheitsniveaus in Europa. Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Energieengpässen sind – auch ohne die Einführung einer strategischen Reserve – sehr unwahrscheinlich.
- ⇒ Die Auswirkung einer strategischen Reserve hängt stark von deren Ausgestaltung ab. Um Investitionsanreize zu stärken und das Risiko von Energieengpässen weiter zu reduzieren, sollte der Preis für Ausgleichsenergie während Reserveabrufen in Höhe der Preisobergrenze für Regelleistung oder darüber festgelegt werden. Darüber hinaus sollten die Kosten für die Beschaffung der strategischen Reserve den - ohne Reserve aufgrund von Energieengpässen - erwarteten Schaden nicht übersteigen.
- ⇒ Aufgrund der stark unterschiedlichen Präferenzen bezüglich Versorgungssicherheit und der zunehmenden Flexibilität vieler Lasten lässt sich die Effizienz des aktuellen Systems durch die Einführung eines marktbasierten Ansatzes weiter verbessern.
- ⇒ In einem ersten Schritt sollte hierfür eine standardisierte Vergütung für Versorgungseinschränkungen eingeführt werden. In einem zweiten Schritt sollten Verbraucher mit entsprechenden Mess- und Steuergeräten schliesslich auch davon abweichende höhere (bzw. tiefere) Vergütungen für Versorgungseinschränkungen wählen und entsprechend höhere (bzw. tiefere) Netzentgelte bezahlen.
- ⇒ Die daraus entstehenden Verteilungseffekte entsprechen vermutlich weniger als 1% der Ausgaben von einkommensschwachen Haushalten. Bei Bedarf könnten diese Effekte durch verteilungspolitische Instrumente korrigiert werden.

4 Minderung CO₂-Emissionen

4.1 Bestehende Massnahmen

Das aktuell gültige CO₂-Gesetz regelt die Verminderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020. Bis dann sollen die inländischen Emissionen im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 20% reduziert werden. Abbildung 19 zeigt die bisherige Entwicklung der Emissionen bis 2016 und den Zielwert im Jahre 2020 in der Höhe von knapp 43 Mio. t CO₂ eq. Zur Erreichung der 2020-Emissionsziele schreibt das Bundesamt für Umwelt BAFU folgendes: «Dieses Ziel kann erreicht werden, wenn sich die Einflussfaktoren der Emissionen günstig entwickeln und die Emissionswerte damit am unteren Rand der Schätzungen des BAFU zu liegen kommen. Das am 13. April 2017 veröffentlichte Treibhausgasinventar für 2015 zeigt, dass die Industrie und der Gebäudesektor ihre Emissionen um 26 Prozent respektive um 17 Prozent gegenüber 1990 gesenkt und ihre Zwischenziele damit übertroffen haben. Im Verkehr dagegen liegen die Emissionen nach wie vor höher als im Jahr 1990.»¹⁴

Abbildung 19: Bisherige Emissionsentwicklung und Zielpfad 2020 bis 2030



Mit der Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens im Oktober 2017 hat sich die Schweiz verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis im Jahre 2030 um 50% zu vermindern. Zur Umsetzung dieser Verpflichtung wird das CO₂-Gesetz totalrevidiert. In der revidierten Version ist vorgesehen, dass mindestens drei Fünftel der

¹⁴ <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/recht/totalrevision-co2-gesetz/faq-co2.html>

Emissionsminderung (also 30% der Emissionsmenge von 1990) im Inland und maximal zwei Fünftel im Ausland realisiert werden. Die darauf basierenden Zielpfade für die Jahre 2020 bis 2030 sind ebenfalls in Abbildung 19 dargestellt. Die jährlichen Absenkungsraten ab 2020 betragen dabei 1.3% für das Ziel im Inland und 4.6% für das Ziel im In- und Ausland.

Obwohl die Totalrevision des CO₂-Gesetzes im Parlament noch nicht behandelt wurde, beziehen sich die folgenden Ausführungen auf die Massnahmen in der revidierten Version, weil diese zur Einhaltung der Verpflichtung im Rahmen des Pariser Klimaabkommens von Bedeutung sind.

4.1.1 Übersicht der Massnahmen

Das revidierte CO₂-Gesetz enthält keine eigentlich neuen Massnahmen, sondern baut auf der bestehenden Gesetzgebung auf, indem die bestehenden Massnahmen verschärft und erweitert werden. Obwohl das revidierte Gesetz mit vollem Namen Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen heisst, konzentrieren sich die darin erwähnten Massnahmen auf CO₂-Emissionen, die in der Schweiz rund 80% der gesamten Treibhausgasemissionen ausmachen. Tabelle 10 listet in einem Überblick die wichtigsten Massnahmen und ihre Anpassungen auf.

Zum europäischen Flugverkehr ist anzumerken, dass die Verpflichtung zur Teilnahme am Emissionshandelssystem im Gesetz zwar festgeschrieben ist, dass aber die Emissionen des internationalen Flugverkehrs bei den Minderungsvorgaben nach wie vor nicht berücksichtigt werden.

Dazu kommen die Vorschriften im Gebäudebereich, für welche gemäss Bundesverfassung die Kantone zuständig sind und die in den so genannten Musterverschriften der Kantone für den Energiebereich (MuKE) eine gemeinsame Basis bilden. Ein zentrales Element der MuKE sind Grenzwerte für den Wärmeenergieverbrauch von Neubauten und umfassend sanierten Gebäuden. Diese Grenzwerte wurden seit 1975 um über 75% gesenkt. Die aktuellste Version ist die MuKE 2014, die von den Kantonen bis 2020 umgesetzt sein sollte.

Tabelle 10: Kurzzabriss der Massnahmen zur Verminderung der CO₂-Emissionen

CO ₂ -Abgabe auf Brennstoffe	<p>Wird praktisch in unveränderter Form weitergeführt.</p> <p>Maximalsatz neu 210 CHF/t CO₂ (bisher: 120 CHF)</p> <p>Aktueller Satz: 96 CHF/ t CO₂</p> <p>Satz kann vom Bundesrat angehoben werden, wenn die auf Verordnungsstufe festgelegten Zwischenziele für fossile Brennstoffe nicht erreicht werden.</p>
Zielvereinbarung	<p>Möglich für ortsfeste Anlagen, deren jährlicher CO₂-Abgabebetrag 15'000 CHF übersteigt.</p> <p>Anstelle der Abgabe tritt eine Zielvereinbarung mit dem Bund, welche die Anlagen zu einer bestimmten Emissionsvermeidung verpflichtet.</p>
Emissionshandelssystem	<p>Teilnahme für rund 50 grosse und emissionsintensive Anlagen obligatorisch. Diese Anlagen sind von der CO₂-Abgabe befreit.</p> <p>Ein Teil der Emissionsrechte wird kostenlos zugeteilt, wobei Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität kein Anrecht auf eine freie Zuteilung haben.</p> <p>Es ist geplant, das bisher nationale Handelssystem mit dem Europäischen Handelssystem zu verknüpfen. Dadurch passt sich der Zertifikatspreis dem europäischen Preis an.</p>
Gebäudeprogramm	<p>Höchstens ein Drittel der Einnahmen aus der CO₂-Abgabe und maximal 450 Mio. CHF können im Rahmen des Gebäudeprogramms zur energetischen Sanierung von Gebäuden verwendet werden.</p> <p>Das Programm läuft im Jahre 2025 aus. Danach wird das gesamte Abgabeaufkommen an Wirtschaft und Bevölkerung zurückverteilt.</p>
Gebäudevorschriften	<p>In Ergänzung zu den Kantonen (MuKEN) erlässt der Bund weitergehende Vorschriften, falls im Durchschnitt der Jahre 2026 und 2027 die CO₂-Emissionen, welche durch den fossilen Brennstoffverbrauch in Gebäuden entstehen, um weniger als die Hälfte gegenüber 1990 zurückgegangen sein werden.</p> <p>In dem Fall würden für Neubauten keine mit fossilen Brennstoffen betriebene Wärmeerzeugungsanlagen für Heizungen und Warmwasser mehr erlaubt.</p>
Flugverkehr	<p>Emissionen von Flügen zwischen der Schweiz und dem Europäischen Wirtschaftsraum EWR sollen in das spezielle Emissionshandelssystem für den innereuropäischen Flugverkehr integriert werden.</p> <p>Für den aussereuropäischen Flugverkehr besteht zur Zeit noch keine Regelung.</p>
Strassenverkehr	<p>Wie bisher wird auf Treibstoffe keine CO₂-Abgabe erhoben.</p> <p>Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen für neu in Verkehr gesetzte Personewagen dürfen in den Jahren 2021 bis 2024 jährlich höchstens 95 g CO₂/km betragen (bisher: 130 g CO₂/km).</p> <p>Neu gilt auch ein solcher Grenzwert für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper bis zu einem Gewicht von 3.5 Tonnen in der Höhe von 147 g CO₂/km.</p>
Kompensation Emissionen von Treibstoffen	<p>Händler von fossilen Treibstoff müssen maximal 90% der Emissionen kompensieren, wobei mindestens 15% im Inland realisiert werden müssen.</p>

4.1.2 Zielerreichung der Massnahmen

Inwiefern die Massnahmen der CO₂-Gesetzgebung zur Erreichung der Ziele beitragen, wird ausführlich im so genannten VOB-Report¹⁵ des BAFU behandelt. Die

¹⁵ VOB-Report steht für volkswirtschaftliche Beurteilung. BAFU, 2017

Ergebnisse des Berichts werden hier kurz wiedergegeben, ohne dass dazu eigene Abschätzungen vorgenommen werden.

Abbildung 20 zeigt in der linken Spalte, dass im Jahre 2030 zur Erreichung des Inlandzieles jährlich rund 16 Mio. t CO₂ eq. und gesamthaft knapp 27 Mio. CO₂ eq. weniger als im Jahre 1990 emittiert werden dürfen. Die rechte Spalte weist aus, dass auch ohne Revision des CO₂-Gesetzes schätzungsweise rund 11 Mio t weniger emittiert werden, weil die bestehenden Massnahmen wie die CO₂-Abgabe oder das Gebäudeprogramm auch in ihrer aktuellen Ausgestaltung weiter eine Wirkung entfalten. Die Verstärkung der Massnahmen durch das revidierte Gesetz führt gemäss VOB-Report zu einer zusätzlichen inländischen Emissionsreduktion von 6.6 Mio. t. In der Summe ergibt dies ein Verminderungsmenge von 18.5 Mio t, womit das Inlandziel übertroffen würde. Zur Einhaltung des 50%-Reduktionszieles verbliebe damit eine Menge von 8.5 Mio t, welche v.a. über die Kompensation der Emissionen aus Treibstoffen im Ausland realisiert werden soll. In welchem Ausmass dabei Emissionen vermindert werden, hängt allerdings entscheidend davon ab, wie additional die Kompensation wirkt, ob also ohne die Kompensation tatsächlich mehr CO₂ emittiert würde. Dies ist nicht immer garantiert, u.a. darum weil die Situation ohne Kompensation hypothetisch ist und nicht durch ein fixiertes Cap begrenzt ist.

Abbildung 20: Geschätzte Wirkung der Massnahmen und Zielvorgaben

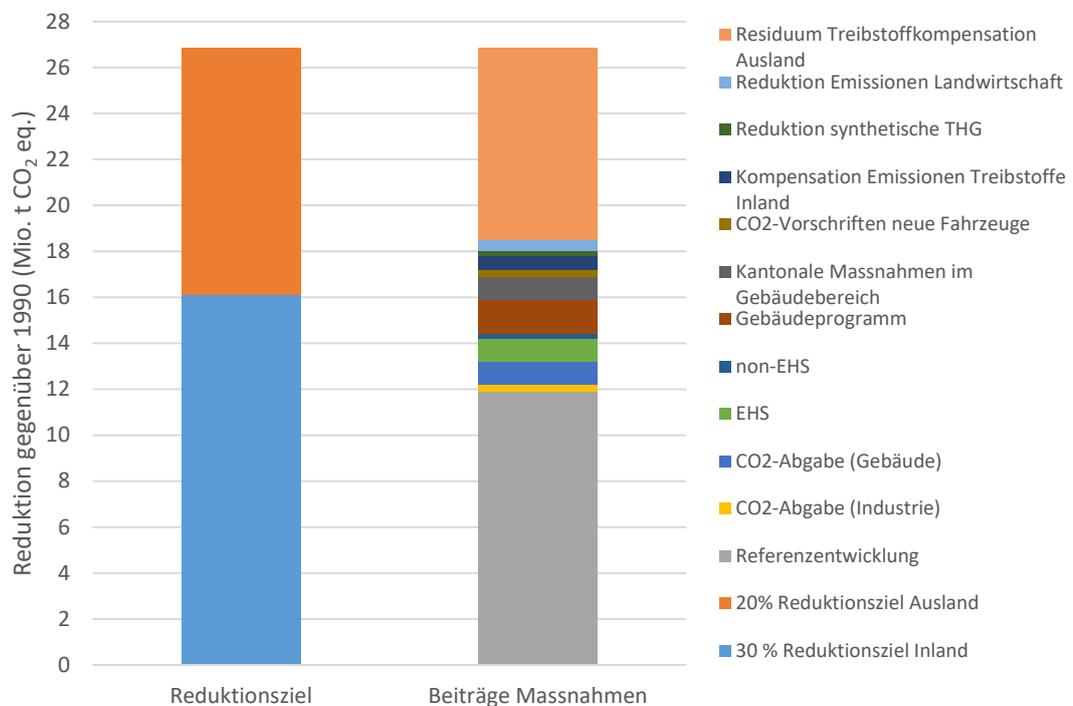


Abbildung auf Basis der Daten von BAFU 2017

4.1.3 Effizienz der Massnahmen

Als Effizienzkriterium zur Beurteilung der Schweizerischen Klimapolitik verwenden wir die Kosten-Wirksamkeit. Danach ist ein Massnahmenmix dann effizient, wenn eine bestimmte Wirkung, also hier die Emissionsminderung, zu möglichst geringen Kosten realisiert wird. Marktwirtschaftliche Instrumente im Umweltschutz zeichnen sich in der Regel durch eine hohe Effizienz aus. Sie vermitteln in Form eines Emissionspreises die Knappheit der Umwelt an die Marktteilnehmer. Emittenten, deren Emissionsvermeidungskosten unterhalb des Preises liegen, werden Emissionen vermeiden, während Emittenten mit Vermeidungskosten oberhalb des Preises nicht vermeiden, sondern den Preis in Form einer Umweltabgabe bezahlen. Als Folge ergibt sich, dass die Emittenten mit relativ tiefen Kosten Emissionen vermeiden und damit die Gesamtkosten der Vermeidung minimal sind.

Eine - zumindest notwendige - Bedingung für die Effizienz von marktwirtschaftlichen Instrumenten in der praktischen Anwendung ist, dass der Emissionspreis über alle Emissionen hinweg gleich hoch ist.

Tabelle 11 zeigt, dass diese Bedingung im Rahmen der Schweizerischen Klimapolitik nicht erfüllt ist. So wird die CO₂-Abgabe, die vom Bund als Herzstück der Klimapolitik bezeichnet wird, gerade einmal auf 30% der gesamten CO₂-Emissionen erhoben. Die Tabelle zeigt aber auch, dass die verschiedenen Verwendungen von fossiler Energie mit einer Reihe von anderen Abgaben direkt und indirekt belastet werden. Auf Treibstoffe wird bekanntlich keine CO₂-Abgabe erhoben, allerdings werden diese mit einer substantiellen Mineralölsteuer belastet. Zudem gilt für den Schwerverkehr die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe LSVA, welche vom Grundsatz her die ungedeckten Wegekosten, also die externen Kosten, internalisieren soll.

Die Tabelle zeigt, dass bei der Beurteilung der Effizienz der Emissionsverminderung nicht alleine auf die Uniformität der CO₂-Abgabe über die verschiedenen Verwendungen hinweg abgestützt werden kann, weil dabei die Vielfalt der anderen Abgaben nicht berücksichtigt würde.

Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich daraus, dass beim Verbrauch von fossiler Energie nicht nur globale externe Kosten in Form der globalen Erwärmung verursacht werden, sondern eine Reihe von lokalen externen Kosten entstehen, die je nach Verwendungsart unterschiedlich hoch sind. Dazu gehört die lokale Luftverschmutzung. So wird etwa auf Basis des Leitschadstoffs PM10 (Feinstaub) geschätzt, dass es aufgrund der Luftbelastung in der Schweiz jährlich zu knapp 3'000 frühzeitigen Todesfällen kommt, was einem Verlust von 29'000 Lebensjahren entspricht.¹⁶

¹⁶ Zur monetären Abschätzung der externen Kosten, s. Ecoplan und Infrac 2014

Tabelle 11: Abgabenbelastung der verschiedenen Verwendungen von fossiler Energie

Jahr 2016	Mio. t CO ₂	Anteil	Mehrwertsteuer		spezifische Abgaben				
				CO ₂ -Abgabe	Zertifikatspreis	Mineralölsteuer	LSVA	Kompensationsabgabe	Lärmgebühr und Emissionsabgabe
CO ₂ -Abgabe (Brennstoffe)	13.57	30.51%	✓	✓	-	Brennstoffe	-	-	-
EHS (Brennstoffe und Prosessem.)	5.42	12.19%	✓	-	✓	Brennstoffe	-	-	-
Zielvereinbarung (Brennstoffe und Prosessem. Inkl. KVA)	4.11	9.24%	✓	-	-	Brennstoffe	-	-	-
Nicht-LSVA (Treibstoffe)	14.05	31.59%	✓	-	-	Treibstoffe	-	✓	-
LSVA (Treibstoffe)	1.87	4.21%	✓	-	-	Treibstoffe	✓	✓	-
Flugtreibstoff Europa	2.86		-	-	✓	-	-	-	✓
Flugtreibstoff aussereurop.	2.60	5.85%	-	-	-	-	-	-	✓
total	44.48	100.00%							

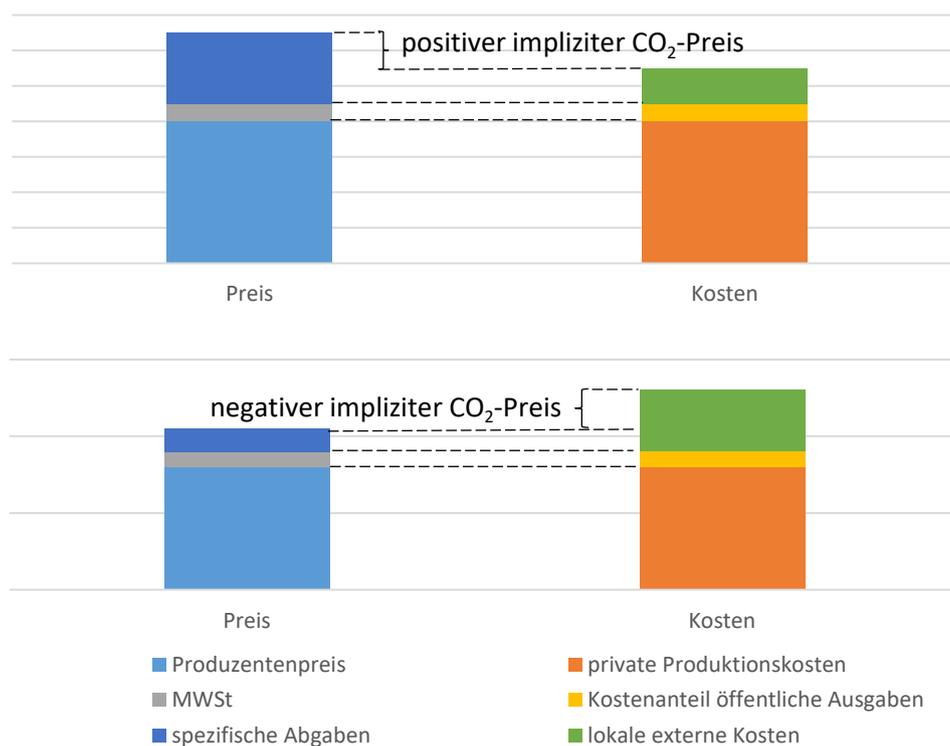
Im Strassenverkehr können auch die Kosten der Strassenabnutzung als externe Kosten verstanden werden, solange sie nicht über eine Benützungsgebühr internalisiert sind. Dazu kommen externe Lärm-, Unfall und Staukosten.

All diese Faktoren können mittels Bestimmung eines so genannten impliziten CO₂-Preises berücksichtigt werden. Davon lässt dann eine bessere Effizienzbeurteilung ableiten. Im Folgenden wird das Konzept des impliziten CO₂-Preises kurz erklärt.¹⁷

Das Konzept des impliziten CO₂-Preises

Der implizite CO₂-Preis entspricht der Differenz zwischen dem Bruttoverbraucherpreis inkl. aller Abgaben und dem effizienten Preis aus nationaler Sicht. Der effiziente nationale Preis enthält alle verbrauchsabhängigen internen und lokalen externen Kosten, nicht aber die globalen externen Kosten aufgrund der globalen Erwärmung. Die Abbildung 21 illustriert das Konzept für die beiden Fälle eines positiven und eines negativen impliziten Preises.

Abbildung 21: Beispiel positiver bzw. negativer impliziter CO₂-Preis



Ist der Verbraucherpreis höher als der effiziente inländische Preis, so lässt sich die Differenz als der Teil des Verbraucherpreises interpretieren, der nicht zur Deckung der inländischen Kosten benötigt wird und deshalb als – implizite – Lenkungsabgabe zur Verminderung der CO₂-Emissionen dient. Ist die Differenz dagegen negativ, dann deckt der Verbraucherpreis nicht einmal die national anfallenden Kosten. In dem Fall

¹⁷ Nähere Ausführungen dazu finden sich in Schleiniger 2016a.

würde sich eine Erhöhung des Preises auch ohne Berücksichtigung des Klimawandels lohnen.

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse von eigenen Berechnungen des impliziten CO₂-Preises. Dabei fällt auf, dass die Preise je nach Verwendung der fossilen Energie stark variieren. Das ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass die CO₂-Emissionen in der Schweiz wenig effizient, um nicht zu sagen ineffizient, vermieden werden. Zudem zeigt sich, dass die impliziten Preise im Flugverkehr, bei den Personenwagen (Treibstoffe nicht-LSVA) und im Rahmen des Emissionshandelssystems negativ sind. Das bedeutet, dass die bestehenden Abgaben in diesen Bereichen die inländisch verursachten externen Kosten nicht decken.

Tabelle 12: Resultate implizite CO₂-Preise Schweiz

	CHF/t CO ₂
CO ₂ -Abgabe (Brennstoffe)	65
EHS (Brennstoffe)	-31
Zielvereinbarung (Brennstoffe)	<57
Nicht-LSVA (Treibstoffe)	-87
LSVA (Treibstoffe)	72
Flugtreibstoff Europa	-64
Flugtreibstoff aussereuropäisch	-71

Der implizite Preis im Bereich der CO₂-Abgabe für Brennstoffe ist kleiner als die explizite CO₂-Abgabe, weil ein Teil dieser Abgabe zur Deckung der externen Kosten der lokalen Luftbelastung gezahlt wird. Der implizite Preis bei den Zielvereinbarungen lässt sich nicht genau abschätzen, weil die Kosten der Einhaltung der Zielvereinbarung je nach Vereinbarung unterschiedlich hoch und nicht bekannt sind. Die LSVA hat wie erwähnt das Ziel, die externen Kosten des Schwerverkehrs zu internalisieren. Entsprechend überrascht es nicht, dass der implizite Preis für den Schwerverkehr positiv ist.

4.2 Ergänzende Massnahmen

Eine effiziente Klimapolitik zeichnet sich durch ausgeglichene implizite CO₂-Preise aus. Ein wichtiger Schritt in diese Richtung im Rahmen der Schweizerischen Klimapolitik ist die Anhebung der Preise in den Bereichen, wo der gegenwärtige implizite Preis negativ ist. Bei den Personenwagen ist dies im nationalen Alleingang möglich. Beim Emissionshandelssystem und v.a. beim internationalen Flugverkehr ist

eine internationale Koordination unumgänglich und die politische Umsetzung entsprechend problematischer.

4.2.1 Die leistungsabhängige Personenwagenabgabe

Während die externen Kosten der globalen Erwärmung direkt in Abhängigkeit des Treibstoffverbrauchs anfallen, gilt es zu beachten, dass ein grosser Teil der restlichen externen Kosten vielmehr fahrleistungsabhängig anfallen. Eine konsequente Internalisierungsstrategie sollte dies berücksichtigen. D.h. dass neben der Abgabe auf Treibstoffen eine fahrleistungsabhängige Personenwagenabgabe analog zur LSVA eingeführt werden sollte.

Tabelle 13: Verbrauch- und leistungsabhängige Abgabe Personenwagen

	CHF/l	CHF/Fzkm	CHF/t CO ₂
lokale externe Kosten verbrauchsabhängig	0.13		52
CO ₂ -Abgabe	0.23		96
Mehrwertsteuer	0.13		52
lokale externe Kosten fahrleistungsabh. (ohne Staukosten)		0.061	316
variable Kosten Strassenbenutzung		0.056	289
Total	0.49	0.117	806

Tabelle 13 zeigt anhand von eigenen Abschätzungen, wie hoch diese Abgaben ausfallen. Die verbrauchsabhängigen externen Kosten der Luftbelastung betragen rund 0.13 CHF/l und der aktuell gültige CO₂-Abgabesatz beträgt umgerechnet 0.23 CHF/l. Zusammen mit der Mehrwertsteuer von 0.13 CHF/l ergibt dies ein Total von 0.49 CHF/l. Das ist zwar deutlich geringer als die aktuelle Mineralölsteuer von rund 0.75 CHF/l, welche aber ergänzt würde durch eine leistungsabhängige Abgabe in der Höhe von rund 0.12 CHF/Fzkm.

Von einer fahrleistungsabhängigen Abgabe wären natürlich auch Elektrofahrzeuge betroffen und als Nebeneffekt könnte das Problem umgangen werden, dass sich mit dem stetig abnehmenden spezifischen Verbrauch der Personenwagenflotte immer weniger Einnahmen zur Finanzierung des Strassennetzes ergeben.

Wie bei der LSVA ist auch bei den Personenwagen eine Abstufung der leistungsabhängigen Abgabesätze möglich. Am Ehesten bietet sich hier eine Differenzierung zwischen Benzin-, Diesel- und Elektrofahrzeugen an.

Die externen Staukosten sind bewusst aus den obigen Abschätzungen ausgenommen worden, weil dabei ein Road-Pricing zur zeit- und ortsspezifischen Internalisierung der externen Staukosten eine bessere Option darstellt.

Zudem gilt es zu bemerken, dass in den obigen Kosten nur ein Teil der Abschreibungen der Strasseninfrastruktur enthalten ist, weil der andere Teil fix, also unabhängig von der Fahrleistung anfällt. Eine verursachergerechte Finanzierung dieser Kosten könnte über die bestehende Motorfahrzeugsteuer und Autobahnvignette erfolgen.

4.2.2 Zertifikatspreise im Rahmen des Emissionshandelssystems

Die negativen impliziten Preise im Rahmen des Emissionshandelssystems ergeben sich aufgrund der tiefen Zertifikatspreise. Wenn sich die Schweiz wie geplant an das Europäische Handelssystem anbindet, dann würde sie dessen Preise übernehmen. Diese sind zwar in den letzten Monaten etwas angestiegen, bewegen sich aber mit 15 EUR/t CO₂ immer noch weit unter dem Schweizerischen CO₂-Abgabesatz. Der Grund für die tiefen Preise war und ist die Festlegung der Emissionsobergrenze, des so genannten Caps. Aus Schweizer Sicht wäre eine deutliche Verknappung dieses Caps wünschenswert, damit sich der Zertifikatspreis erhöht und sich damit der implizite CO₂-Preis angleicht. In diesem Zusammenhang wird oft das Argument vorgebracht, dass dadurch die Wettbewerbsfähigkeit von energieintensiven Unternehmen gefährdet und das Risiko von CO₂-Leaking erhöht werde. Der Gefahr kann allerdings begegnet werden, indem, wie dies heute schon geschieht, energieintensiven Unternehmen Zertifikate frei zugeteilt werden. Damit erhöhen sich die Produktionskosten kaum, aber der Anreiz zur Vermeidung bleibt wegen des hohen Preises dennoch bestehen.

Im Rahmen des Europäischen Handelssystems bleibt der Schweiz nur wenig Raum für unilaterale Lösungen. Ein nationaler Mindestpreis für Zertifikate wie dies in Grossbritannien eingeführt wurde, kann zwar die CO₂-Emissionen im Inland vermindern, allerdings würde dies durch höhere ausländische Emissionen kompensiert (s. dazu Ausführungen im Abschnitt 5.2). Sinnvoll wäre allerdings ein Mindestpreis in Höhe der lokalen Externalitäten. Damit würde die Schweiz zwar keine Klimapolitik, aber nationale Umweltpolitik betreiben.

4.2.3 Massnahmen beim Flugverkehr

Beim Flugverkehr drängt sich unabhängig von klimapolitischen Fragen die Belastung von Flugtreibstoffen mit der Mehrwertsteuer auf. Damit liesse sich eine klassische doppelte Dividende realisieren, da die Erhebung einer Mehrwertsteuer nur schon aus fiskalpolitischer Sicht Sinn macht. Allerdings ist es der Schweiz aufgrund von

internationalen Abkommen (Chicago Konvention) untersagt, Flugtreibstoffe zu besteuern. Die Anpassung des Abkommens ist überfällig, muss aber in Abstimmung mit der internationalen Gemeinschaft geschehen.

Was den in-neuropäischen Flugverkehr betrifft, für den ein eigenes Emissions-handelssystem besteht, gelten die gleichen Überlegungen, die bereits im vorigen Abschnitt gemacht wurden.

Für den restlichen internationalen Flugverkehr ist vorgesehen, dass ab dem Jahr 2021 im Rahmen des so genannten Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation CORSIA die Emissionen auf dem Niveau von 2020 stabilisiert werden. In der Anfangsphase ist die Teilnahme am System allerdings noch freiwillig. Auch hier kann die Schweiz alleine wenig unternehmen. Die Europäische Union hatte ursprünglich geplant, alle internationalen Flüge mit Start oder Landung innerhalb der Union dem Emissionshandelssystem zu unterstellen, verzichtete dann aber aufgrund von internationalem Druck darauf und beschränkte sich auf in-neuropäische Flüge.

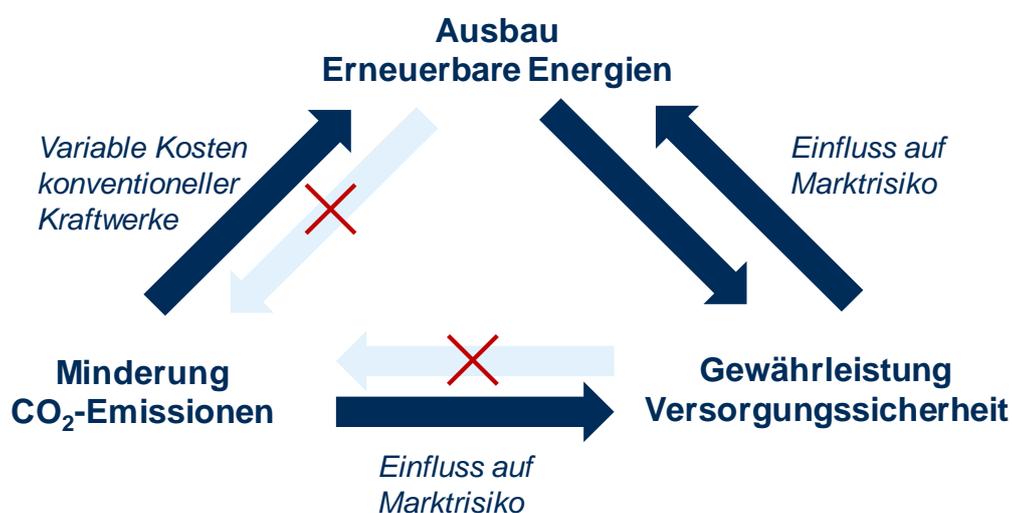
4.3 Fazit zu Minderung CO₂-Emissionen

- Das totalrevidierte CO₂-Gesetz enthält keine grundsätzlich neuen Massnahmen, sondern verstärkt und erweitert die bestehenden Massnahmen. Gemäss einer Studie des BAFU reicht diese Ausweitung aus, um die Emissionsreduktionsziele bis ins Jahr 2030 zu erreichen. Ein grosser Teil der Emissionsminderung soll dabei durch ausländische Kompensation von inländischen Treibstoffemissionen realisiert werden.
- Ein einheitlicher CO₂-Emissionspreis ist eine wichtige Voraussetzung für die kostengünstige Verminderung von Emissionen. Eine CO₂-Abgabe wird in der Schweiz aber nur auf 30% der gesamten Emissionen erhoben.
- Die Einheitlichkeit des CO₂-Abgabesatzes ist ein ungenauer Effizienzindikator der Klimapolitik, da dabei weder weitere Abgaben noch die lokalen Externalitäten des fossilen Energieverbrauchs berücksichtigt werden. Mit dem Konzept des impliziten CO₂-Preises können diese Schwächen behoben werden. Eigene Berechnungen zeigen, dass auch der implizite CO₂-Preis alles andere als ausgeglichen und z.T. sogar negativ ist.
- Ein wichtiger Schritt in Richtung einer effizienteren Klimapolitik ist die Einführung einer leistungsabhängigen Personenwagenabgabe, wie sie die Schweiz für den Schwerverkehr in Form der LSWA bereits kennt.
- Anzustreben ist zudem ein höherer Preis für die Zertifikate im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems und eine Regelung für den internationalen Flugverkehr, welcher die Unterbesteuerung dieses Bereichs korrigiert.

5 Interdependenzen

Die wichtigsten Interdependenzen zwischen den Massnahmen zur Erreichung der energiepolitischen Ziele sind in Abbildung 22 dargestellt und werden in den nachfolgenden Abschnitten näher erörtert. Im Gegensatz zu den nationalen Zielen bezüglich Ausbau erneuerbarer Energien und Versorgungssicherheit wird das Ziel der Minderung von CO₂-Emissionen aufgrund des Europäischen Emissionshandels-systems durch nationale Massnahmen zur Erreichung der anderen politischen Ziele kaum beeinflusst.

Abbildung 22: Übersicht der Interdependenzen



5.1 Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien

Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Durch ihren Einfluss auf das Marktrisiko beeinflussen Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit indirekt auch die relative Attraktivität von verschiedenen Fördermechanismen und erneuerbaren Technologien. Die Einführung von Kapazitätsmärkten bewirkt tendenziell eine Reduktion der Preisvolatilität. Im Vergleich bewirkt die Einführung einer strategischen Reserve – falls der Dispatch-Preis für die Reserve dem maximalen Marktpreis entspricht – keine Reduktion der Preisvolatilität. Falls sich die strategische Reserve aus bestehenden Kraftwerken zusammensetzt, kann die Verknappung der am Markt verfügbaren Energiemenge zu einer Steigerung der Preise und der Volatilität führen. Aufgrund der Verknüpfung zwischen den europäischen Strommärkten entstehen diese Effekte auch dann, wenn Kapazitätsmärkte und strategische Reserven in den benachbarten Ländern eingeführt werden (Bhagwat et al., 2016; Meyer and Gore, 2015).

Wie in Abschnitt 2.1.1 beschrieben hängt die relative Effizienz der Verwendung von Investitionsbeiträgen oder Einspeisevergütungen vor allem auch davon ab, wie hoch das Marktrisiko für zukünftige Einnahmen ist. Die Einführung von Kapazitätsmärkten in den Nachbarländern würde somit tendenziell die Attraktivität von Investitionsbeiträgen erhöhen. Die Einführung einer strategischen Reserve in Deutschland und ggf. auch der Schweiz würde hingegen aus ökonomischer Sicht die Attraktivität einer Einspeisevergütung erhöhen. Welche Auswirkung sich aus diesen gegenläufigen Trends im Gleichgewicht ergibt lässt sich hingegen ohne weiterführende Analysen nur schwer abschätzen.

Massnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen

Auch die Ausgestaltung der Massnahmen zur Minderung der CO₂-Emissionen hat einen starken Einfluss auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Der Grund dafür ist, dass die variablen Kosten der Stromproduktion von fossilen Kraftwerken stark vom Preis der CO₂-Zertifikate abhängen. Tabelle 14 zeigt in der ersten Spalte die Emissionsfaktoren in tCO₂ pro MWh Stromerzeugung für verschiedene fossile Kraftwerkstypen.¹⁸ Beim aktuellen Zertifikatspreis von 15 EUR führt dies zu höheren variablen Gestehungskosten zwischen 5.66 und 17.28 EUR/MWh. Bei einem Preis von 83 EUR, welcher der Schweizerischen CO₂-Abgabe von 96 CHF entspräche, würden sich die variablen Kosten zwischen 31.47 und 96.17 EUR/MWh erhöhen. Das wäre eine substantielle Erhöhung, die zeigt, dass die erstbeste Lösung zur Erreichung der Klimaziele eine Verknappung des CO₂-Caps und damit die Erhöhung des CO₂-Emissionspreises ist. Als Folge davon würde die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auch ohne eigenen Fördermechanismus deutlich konkurrenzfähiger.

Tabelle 14: Einfluss des Zertifikatspreises auf die variablen Stromgestehungskosten

	Emissionsfaktor t CO ₂ /MWh	Zertifikatspreis EUR/MWh	
		15	83.48
		var. Kosten EUR/MWh	var. Kosten EUR/MWh
Steinkohle	0.894	13.41	74.63
Braunkohle	1.152	17.28	96.17
Mineralöl	0.776	11.64	64.78
Erdgas GT	0.469	7.04	39.15
Erdgas GuD	0.377	5.66	31.47

¹⁸ Ammon 2014, S. 38

5.2 Auswirkungen auf Versorgungssicherheit

Verschiedene Analysen bezüglich der Ursachen des Strompreisverfalls der letzten Jahre kommen zum Schluss, dass dieser in erster Linie durch den Verfall der Brennstoff- und CO₂-Preise getrieben wurde (Bublitz et al., 2017; Hirth, 2018; Kallabis et al., 2016). Einen rund halb so grossen, aber dennoch signifikanteren Einfluss wird in diesen Studien jedoch auch dem Ausbau der Erneuerbaren (preissenkend), sowie dem Ausstieg aus der Atomenergie (preisstigernd) zugeschrieben.

Viele dieser Risiken, wie z.B. der Ausbau Erneuerbarer, der Ausstieg aus der Kernkraft sowie Menge der verfügbaren CO₂-Zertifikate und damit die CO₂-Preise, sind politisch getrieben. Durch verbindliche politische Ziele könnten diese Risiken somit reduziert und das Investitionsklima verbessert werden. Die automatische Anpassung der Fördersätze (Abschnitt 2.2.2) zur Gewährleistung der Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien kann hierzu einen Beitrag leisten. Durch die Reduktion des Investitionsrisikos würde dadurch indirekt auch die Versorgungssicherheit erhöht.

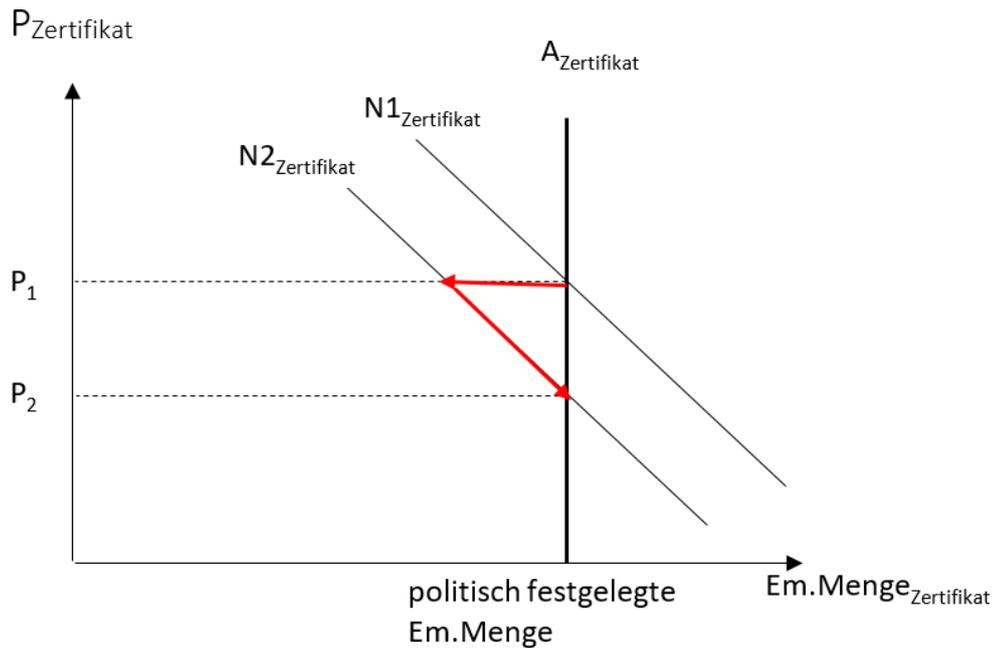
Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen ermöglicht der Ausbau erneuerbarer Energien schliesslich auch eine zunehmende Unabhängigkeit der Schweiz von Importen aus dem Ausland. Das Mass, in dem verschiedene Technologien zu einer Reduktion der Importabhängigkeit beitragen, ist stark unterschiedlich. Im Falle eines marktbasierten Ansatzes für Versorgungssicherheit sowie einer technologieneutralen Förderung für Erneuerbare sollten die relativen Vorteile einer Produktion während der Sommer- oder Wintermonate aber bereits in den Preissignalen enthalten sein.

5.3 Auswirkungen auf CO₂-Emissionen

Da im Emissionshandelssystem die Emissionsobergrenze politisch vorgegeben ist, erzeugen zusätzliche Massnahmen wie etwa das Ersetzen von fossilen Kraftwerken durch Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nur einen sogenannten Waterbed-Effekt. Dieser Effekt ist in Abbildung 23 in einem Preis-Mengen Diagramm dargestellt. Die politische festgelegte Emissionsobergrenze bildet das – preisunabhängige - Angebot an Zertifikaten ($A_{\text{Zertifikat}}$). Wenn nun aufgrund des Ersatzes von fossilen Kraftwerken durch erneuerbare Stromproduktion sich die Nachfrage nach Zertifikaten nach links verschiebt (von $N1_{\text{Zertifikat}}$ zu $N2_{\text{Zertifikat}}$), so führt dies zu einer Preissenkung von P_1 auf P_2 und damit wieder zu einer Zunahme der nachgefragten Menge bis die ursprüngliche Menge wieder erreicht ist. Eine zusätzliche Förderpolitik für erneuerbare Energien zur Reduktion der CO₂-Emissionen ist also redundant, wenn mit einem Emissionshandelssystem die Menge der Emissionen bereits fest vorgegeben ist¹⁹.

¹⁹ S. dazu z.B. Monopolkommission 2013, S. 117 und Monopolkommission 2015, S. 72

Abbildung 23: Der Waterbed-Effekt im Rahmen eines Cap and Trade Systems



Die Aussage ist allerdings etwas zu relativieren, weil mit im Rahmen der Europäischen Handelssysteme in der Periode 2020 bis 2030 neben der jährlichen Abschmelzung des Caps um 2.2% ein weiterer Mechanismus spielt, welcher der Überausstattung an Emissionsrechten und damit dem tiefen Emissionspreis entgegenwirken soll. Die so genannte Marktstabilitätsreserve besteht aus den folgenden Elementen:²⁰

- Wenn am Ende des jeweiligen Jahres (erstmalig 2019) mehr als 833 Mio. Emissionsrechte ungebraucht, d. h. auf zukünftige Jahre übertragen worden sind, dann reduziert sich die versteigerte Menge im nächsten Jahr um 24% (12% nach 2024) der ungenutzten Emissionsrechte. Diese Reduktion erfolgt solange, wie mehr als 833 Mio. Emissionsrechte auf der Übertragungsbank liegen.
- Die nicht versteigerten Emissionsrechte werden in die neu geschaffene Marktstabilitätsreserve transferiert.
- Der zentrale Punkt des Mechanismus ist, dass ab 2023 die Marktstabilitätsreserve höchstens 57% der Menge an Emissionsrechten enthalten darf, die im Jahr zuvor versteigert wurden. Alle überschüssigen Emissionsrechte werden gelöscht.
- Sollte im weiteren Verlauf die Menge an übertragenen Emissionsrechten am Ende des jeweiligen Jahres unter die Grenze von 400 Mio. fallen, so fließen 100 Mio. Rechte aus der Reserve in die Bank zurück.

²⁰ Eine genaue Beschreibung findet sich in Perino 2018

Ein zusätzliches übertragenes Emissionsrecht erhöht also die Marktstabilitätsreserve um 0.24 (0.12 nach 2023) im ersten und um $(1-0.24)*0.24=0.1824$ im zweiten Jahr. Es wird geschätzt, dass im Jahre 2023 tatsächlich eine grosse Menge an Emissionsrechten im Ausmass von rund 1'700 Mio. t gelöscht werden (Perino 2018, S. 263). Das entspricht etwa der Menge, die in einem Jahr an Emissionsrechten ausgegeben werden.

Das neue an dieser Regelung ist, dass das Cap unter Berücksichtigung der Marktstabilitätsreserve nicht mehr exogen, sondern vom Emissionsverhalten abhängig wird. Ob allerdings die zusätzliche Verminderung von CO₂-Emissionen auch tatsächlich zu einer Reduktion des Caps führt, hängt entscheidend von zwei Punkten ab. Erstens davon, ob die eingesparten Emissionen übertragen werden oder ob sie auf dem Zertifikatsmarkt angeboten werden, wodurch sich der Zertifikatspreis vermindert. Im letzteren Fall wird die Marktstabilitätsreserve nicht gespeist und entsprechend kommt es auch nicht zu einer Löschung von Emissionsrechten. Zweitens davon, ob die Menge der übertragenen Emissionsrechte über der Grenze von 833 Mio. liegen. Da dies nur temporär der Fall sein wird, wirkt der Mechanismus auch nur zeitlich beschränkt.

5.4 Fazit zu Interdependenzen

- ⇒ Höhere CO₂-Zertifikatspreise erhöhen den Anreize zum Ausbau erneuerbarer Energien. Darüber hinaus beeinflussen Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch ihren Einfluss auf das Marktrisiko die relative Attraktivität verschiedener Produktionstechnologien und Fördermechanismen.
- ⇒ Verbindliche Ziele bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie eine Stabilisierung der zukünftigen CO₂-Zertifikatspreise können das Investitionsrisiko reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen.
- ⇒ Aufgrund des Waterbed-Effekts im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems haben nationale Massnahmen zum Ausbau der Erneuerbaren und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kaum einen Einfluss auf die Minderung der europäischen CO₂-Emissionen.

6 Anhang

Der Strommarkt in der Ausgangssituation ohne staatlicher Eingriff sei gegeben durch:

- Einen gegebenen Weltmarktpreis \overline{P}_W
- Ein inländisches Angebot beschrieben durch die Grenzkostenfunktion MC:

$$MC_d = MC_d(Q_d)$$

- Ein beliebig grosses ausländisches Angebot beim Weltmarktpreis

$$MC_f = \overline{P}_W$$

- Eine inländische Nachfrage beschrieben durch die Funktion der marginalen Zahlungsbereitschaft MWP

$$MWP = MWP(Q_d + Q_{imp})$$

Das Gleichgewicht lässt sich nun beim gegebenen Weltmarktpreis rekursiv bestimmen

$$MC_d(Q_d) = \overline{P}_W \rightarrow Q_d^*$$

$$MWP(Q_d + Q_{imp}) = \overline{P}_W \rightarrow Q_{imp}^*$$

Nun wird ein Importzoll in der Höhe von t erhoben, so dass eine vorgegebene inländische Produktionsmenge \overline{Q}_d resultiert. Die Zolleinnahmen werden in Abhängigkeit des Stromverbrauchs wieder an die Stromkonsumenten zurückverteilt.

Damit ändern sich die Modellgleichungen wie folgt:

$$MC_d(\overline{Q}_d) = \overline{P}_W + t \rightarrow t^*$$

$$MC_{imp}(Q_{imp}) + t = \overline{P}_W + t$$

$$MWP(\overline{Q}_R + Q_{imp}) + \frac{t \cdot Q_{imp}}{\overline{Q}_R + Q_{imp}} = \overline{P}_W + t \rightarrow Q_{imp}$$

Durch Subtraktion von t ergibt sich:

$$MC_d(\overline{Q}_d) - t = \overline{P}_W$$

$$MC_{imp}(Q_{imp}) = \overline{P}_W$$

$$MWP(\overline{Q}_R + Q_{imp}) + \frac{t \cdot Q_{imp}}{\overline{Q}_R + Q_{imp}} - t = MWP(\overline{Q}_R + Q_{imp}) - \frac{t \cdot \overline{Q}_R}{\overline{Q}_R + Q_{imp}} = \overline{P}_W$$

Dieses Gleichungssystem beschreibt eine Situation

- mit einer Subventionierung der inländischen Produktion in der Höhe von t
- ohne Importzoll
- mit einem allgemeinen Stromaufschlag zur Finanzierung der Subvention.

Da dieses Gleichungssystem zur gleichen Lösung führt wie dasjenige mit Importzoll, sind die beiden Instrumente äquivalent.

7 Literatur und Statistiken

- Ammon, M. (2014). Einfluss der CO₂-Zertifikatspreise auf die Stromgestehungskosten im deutschen Energiemix, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38, 37-46.
- BABS Bundesamt für Bevölkerungsschutz (2015). *Katastrophen und Notlagen Schweiz - Technischer Risikobericht 2015*.
- BAFU Bundesamt für Umwelt (2017) *Synthesebericht: Volkswirtschaftliche Beurteilung der klimapolitischen Massnahmen nach 2020, VOBU zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020*, Bern.
- Beer, M. (2018). Abschätzung des Potenzials der Schweizer Speicherseen zur Lastdeckung bei Importrestriktionen. *Z. Für Energiewirtschaft* 42, 1–12. <https://doi.org/10.1007/s12398-018-0220-8>
- BEIS Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2017). *Evaluation of the transitional arrangements for demand-side response*.
- BFE Bundesamt für Energie (verschiedene Jahre). *Schweizerische Elektrizitätsstatistiken*, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, Bern.
- BFE Bundesamt für Energie (2008). *Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungssicherheit Schweiz*.
- BFE Bundesamt für Energie (2012). *Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*.
- BFE Bundesamt für Energie (2015). *Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: Zubau und Kosten bis 2045 gemäss Modell UREK-S*
- BFE Bundesamt für Energie (2016). *Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien*, Bern.
- BFE Bundesamt für Energie, Frontier (2017). *Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020*.
- BFE Bundesamt für Energie (2018a). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien*, Ausgabe 2017, Vorabzug, Bern.
- BFE Bundesamt für Energie (2018b). *Kontingente 2018, Einspeisevergütung (KEV) sowie Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen*.
- BFE Bundesamt für Energie (2018c). *Aktuelle Überlegungen des BFE zur Ausgestaltung einer Speicherreserve*.
- BFS Bundesamt für Statistik (2016). *Detaillierte Haushaltsausgaben (sämtliche Tabellen der Jahre 2012-2014) - 2012-2014 | Tabelle |*.
- Bhagwat, P.C., Richstein, J.C., Chappin, E.J.L., de Vries, L.J. (2016). The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources. *Util. Policy* 39, 13–28. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.01.006>
- BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)*.
- Bublitz, A., Keles, D., Fichtner, W. (2017). An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame? *Energy Policy* 107, 323–336. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.034>
- CEER Council of European Energy Regulators (2016). *6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply*.
- Cottier, T. et al. (2015). *Renewable Electricity Tax Exemptions and Trade Remedies under International Law, An Assessment of Policy Space under WTO Law, the Swiss-EU FTA and EU Law*, Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie, Bern.
- Demiray, T. et al. (2017). *Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Schlussbericht im Auftrag vom Bundesamt für Energie*, 26. Oktober, 2017.

- Densing, M., Hirschberg, S., Turton, H. (2014). Review of Swiss Electricity Scenarios 2050.
- Densing, M., Panos, E., Hirschberg, S. (2016). Meta-analysis of energy scenario studies: Example of electricity scenarios for Switzerland. *Energy* 109, 998–1015. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.020>
- Dümmler, P., Winzer, C. (2017). Massgeschneiderte Versorgungssicherheit. *Neue Zürcher Zeitung*.
- Ecoplan und Infrac (2014). Externe Effekte des Verkehrs 2010, Bern, Zürich und Altdorf.
- EFET European Federation of Energy Traders (2007). Rahmenvertrag über die Lieferung und Abnahme von Strom.
- EICom Eidgenössische Elektrizitätskommission (2016). Versorgungssicherheit Winter 2015/16.
- Eicom Eidgenössische Elektrizitätskommission (2017a). Manuelle Lastabwürfe – Umsetzung in der Regelzone Schweiz.
- EICom, Eidgenössische Elektrizitätskommission (2017b). Bericht zur Stromversorgungsqualität 2016.
- EICom, Eidgenössische Elektrizitätskommission (2017c). Technical report on unscheduled flows in the Swiss grid.
- EICom Eidgenössische Elektrizitätskommission (2018a). System Adequacy 2025.
- EICom Eidgenössische Elektrizitätskommission (2018b). Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber 2018.
- ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity (2015). Network Code on Emergency and Restoration.
- Eurostat, (2017). Elektrizitätspreiskomponenten für Haushaltskunde, ab 2007 - jährliche Daten.
- Frontier, Bundesamt für Energie (2015). Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz.
- Frontier, BFE (2017). Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020.
- Frontier, Consentec, Bundesamt für Energie (2018). Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz.
- Hettich, P. et al. (2017). *Strommarkt 2023*, Schriften zum Energierecht 6, Dike Verlag, Zürich/St.Gallen.
- Hirth, L. (2018). What caused the drop in European electricity prices? A factor decomposition analysis. *Energy J.* 39. <https://doi.org/10.5547/01956574.39.1.lhir>
- INFRAS, BG Ingenieure und Partner, BFE (2017). Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG).
- International Energy Agency IEA (2008), *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*, OECD, Paris.
- Jägermann, C., Hagspiel, S., Lindenberger, D. (2013). The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics, *EWI Working Paper*, No. 13/19.
- Kahn, A.E. et al. (2001). Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, *The Electricity Journal*, 1040-6190/01, 70-79.
- Kallabis, T., Pape, C., Weber, C. (2016). The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model. *Energy Policy* 95, 280–290. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.025>
- Meyer, R., Gore, O. (2015). Cross-border effects of capacity mechanisms: Do uncoordinated market design changes contradict the goals of the European market integration? *Energy Econ.* 51, 9–20. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.06.011>
- Monopolkommission (2013). *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*, Sondergutachten 65, Bonn.

- Monopolkommission (2015). Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71, Bonn.
- Neuhoff, Karsten, F., Wolter, S., Schwenen, Sebastian, S. (2016). Power Markets with Renewables: New Perspectives for the European Target Model. *The Energy Journal* 37, 23. <https://doi.org/10.5547/01956574.37.S12.kneu>
- Öko-Institut (2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0.
- Perino G. (2018). New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture waterbed, *Nature Climate Change*, Vol. 8, 260-271.
- Polynomics, Bundesamt für Energie (2015). Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz.
- Pronovo (2018). Pronovo-Cockpit, 1. Quartal 2018, Stand 3. April 2018.
- Resch, G. et al. (2007). Recommendations for implementing effective and efficient renewable electricity policies. Vienna.
- Rossetto, N. (Ed.), (2017). Design the electricity market(s) of the future. EUI, Brussels.
- Schleiniger, R. (2016a). Implicit CO₂ prices of fossil fuel use in Switzerland, *Energy Policy*, 96, 411-420.
- Schleiniger, R. (2016b). Die Beziehungen zwischen Strom- und Klimapolitik, *Die Ökonomenstimme*, 28 Oktober 2016.
- Scholl, P. (2016). Verantwortung für die Versorgungssicherheit – Aufgaben der Marktakteure. Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (verschiedene Jahre). Quartalsberichte.
- Thema, E3M, COWI (2013). Capacity mechanisms in individual Markets within the IEM.
- UVEK Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (2017), Erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie, Faktenblatt «Förderung der erneuerbaren Energien».
- VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer (2014a). Grosswasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand Februar 2014.
- VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer (2014b). Kleinwasserkraft, Basiswissen-Dokument, Stand März 2014
- VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer (2015b). Photovoltaik und solarthermische Stromerzeugung, Basiswissen-Dokument, Stand November 2015.
- VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer (2015c). Strom aus Biomasse, Basiswissen-Dokument, Stand September 2015.
- VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmer (2015d). Windenergie, Basiswissen-Dokument, Stand November 2015.
- Winzer, C. (2013). Robustness of various capacity mechanisms to regulatory error (EPRG Working Paper 1315).

8 Gesetze und Verordnungen

Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen (CO₂-Gesetz), Vorabdruck 2017

Energiegesetz (EnG) vom 30. September 2016.

Finanzhaushaltsgesetz vom 7. Oktober 2005 (Stand am 1. Januar 2016)

Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), gestützt auf das Energiegesetz vom 30. September 2016.

Energieverordnung, gestützt auf das Energiegesetz vom 30. September 2016.

Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2015)



School of Management and Law

ZEU Zentrum für Energie und Umwelt
Bahnhofplatz 12
Postfach
CH - 8401 Winterthur

www.zhaw.ch/cee