



# Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV): Fördern, Lenken, Abwarten?



## Was kommt nach der KEV?

Neue erneuerbare Energien sollen gemeinsam mit der Wasserkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 langfristig die Schweizer Stromversorgung sicherstellen. Mit dem **Auslaufen der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)** als Hauptförderinstrument in den kommenden fünf Jahren und der geplanten **Implementierung eines Klima- und Energielenkungssystem (KELS)** stellt sich die Frage, ob der angestrebte Ausbau neuer erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Wahrung der Versorgungssicherheit erreicht werden kann.

Die in der Diskussion befindlichen **klimapolitischen Instrumente** stellen zwar eine **wichtige Weiterentwicklung der Schweizer Klimapolitik** dar, werden die Rolle der KEV aber **nicht vollständig übernehmen können**. Wenn die in der Energiestrategie vorgesehene inländische Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erreicht werden soll, wird es daher **notwendig sein, die KEV durch alternative Massnahmen zu ersetzen**.

Um dabei neben den Ausbauzielen auch eine hinreichende Kontrolle der Gesamtkosten zu gewährleisten, sind entweder **flexible Mengeninstrumente oder flexible Preisinstrumente** denkbar. Solche flexiblen Instrumente sind einer reinen Preis- oder Mengensteuerung überlegen, erfordern jedoch eine sorgfältige Ausgestaltung. Verschiedene Ansätze (Quotenmodell, Ausschreibungen, Prämienmodell, Bereitstellung von Risikokapital) haben dabei unterschiedliche Vorzüge und Nachteile, die stark von den Details der Ausgestaltung abhängen.

Daher ist eine rechtzeitige **Ausarbeitung und Analyse verschiedener Alternativen** sowie eine **zeitnahe Planung des Übergangs** von entscheidender Bedeutung.

### Ausgangslage

Die Schweizer Energiepolitik und damit die Energiestrategie 2050 folgt in ihren Grundsätzen den Vorgaben von Art. 89 der Bundesverfassung mit der Zielsetzung einer „*breit gefächerte[n], sichere[n], wirtschaftliche[n] und umweltverträgliche[n] Energieversorgung*“.

Der Ausstieg aus der Kernenergie und der parallele Ausbau erneuerbarer Energien sind zwei Eckpfeiler der Energiestrategie 2050. Neben einem moderaten Ausbau der Wasserkraft sieht die Energiestrategie insbesondere einen substantiellen Anstieg der inländischen Produktion aus erneuerbaren Energien bis 2035 auf 11'400 GWh pro Jahr (ohne Wasserkraft) vor.

Die 2008 eingeführte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Instrument, welches diesen Ausbau fördert. Bis 2015 wurden mit der KEV

über 2'000 GWh an jährlicher erneuerbarer Stromerzeugung gefördert. Dies sind ca. 3,5 % des nationalen Stromverbrauchs.

Mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 wird diese Förderung jedoch befristet; 5 Jahre nach Inkrafttreten des Massnahmenpakets soll es keine Förderung für Neuanlagen mehr über KEV-Tarife geben. Ab dem Jahr 2031 sollen zudem auch keine neuen Investitionsbeiträge bzw. Einmalvergütungen mehr ausgerichtet werden.

Langfristig werden Kostensenkungen bei erneuerbaren Energien und steigende Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen eine Förderung erneuerbarer Energien unnötig machen (z. B. Fraunhofer ISE 2013, EC 2016). Es ist aber unwahrscheinlich, dass dieser Zustand bereits innerhalb der kommenden 5 Jahre bis zum Auslaufen der KEV erreicht wird.

Dieses White Paper zeigt auf, unter welchen Bedingungen und warum weitere Massnahmen notwendig sind und welche Massnahmen grundsätzlich geeignet sind, die KEV abzulösen. Es gibt einen Überblick über die wesentlichen Vor- und Nachteile verschiedener Optionen; eine ausführliche Darstellung der zahlreichen Ausgestaltungsmöglichkeiten würde jedoch den Rahmen dieses Papiers sprengen.

### Warum erneuerbare Energien fördern?

**Erneuerbare Energieträger** stellen in der Schweiz die einzig verfügbare einheimische Energiequelle dar und können die Abhängigkeit von Strom- oder Ressourcenimporten reduzieren (Schleiniger und Betz, forthcoming). Ihr Ausbau dient damit auch Aspekten der Versorgungssicherheit.

Zudem ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien CO<sub>2</sub>-frei (z. B. Wind und PV) oder zumindest CO<sub>2</sub>-neutral (Biomasse). Dies ist insbesondere im Zusammenhang mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie relevant, da ohne Ausbau erneuerbarer Energien eine verstärkte Nutzung fossiler Brennstoffe notwendig wäre.

Um diese Vorteile zu realisieren, kann eine **Förderung erneuerbarer Energien** aus verschiedenen Gründen sinnvoll sein:

*1. Marktverzerrungen zugunsten fossiler Energie:*

Zurzeit sind die externen Kosten konkurrierender Technologien nicht vollständig internalisiert. So liegen zum Beispiel die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Emissionshandel deutlich unter den Schätzungen für die verursachten Schäden (z.B. Greenstone et al. 2013). Dies ist eine Verzerrung des Marktes zugunsten fossiler Energieträger. Der Abbau dieser Marktverzerrungen durch eine Internalisierung aller externen Kosten wäre besser, dürfte jedoch zumindest kurz- und mittelfristig schwer realisierbar sein. Die Förderung erneuerbarer Energien kann diesen bestehenden Marktverzerrungen entgegenwirken und einen Ausbau inländischer Erneuerbarer ermöglichen.

*2. Technologielernkurve:*

Viele erneuerbare Energien basieren auf vergleichsweise neuen Technologien, bei denen durch Lern- und Skaleneffekte noch wesentliche Kostensenkungen möglich sind. Eine Förderung hilft, diese Kosten-

senkungen rasch zu realisieren und damit mittelfristig Kosten zu sparen. **Für die Schweiz** lässt eine Förderung, aufgrund der begrenzten Grösse des Schweizer Marktes, aber nur Lern- und Skaleneffekte für lokale Kostenaspekte (z. B. Planung und Projektierung, Montage und Wartung, sowie Betriebsoptimierung und Steuerungslösungen) erwarten.

Diesen positiven Effekten stehen die Kosten einer Förderung gegenüber. Eine technologiespezifische Förderung führt damit in der Regel vorübergehend zu erhöhten Stromgestehungskosten, da auch (noch) vergleichsweise teure Technologien zum Einsatz kommen. Zudem besteht das Risiko, dass die Technologieförderung Investitionen in Technologien lenkt, die auch langfristig nicht wettbewerbsfähig sein werden. Dies betrifft weniger bereits recht marktnahe Erneuerbare, wie PV oder Wind, sondern vor allem „emerging technologies“. Daher sollte eine Förderung vorrangig als

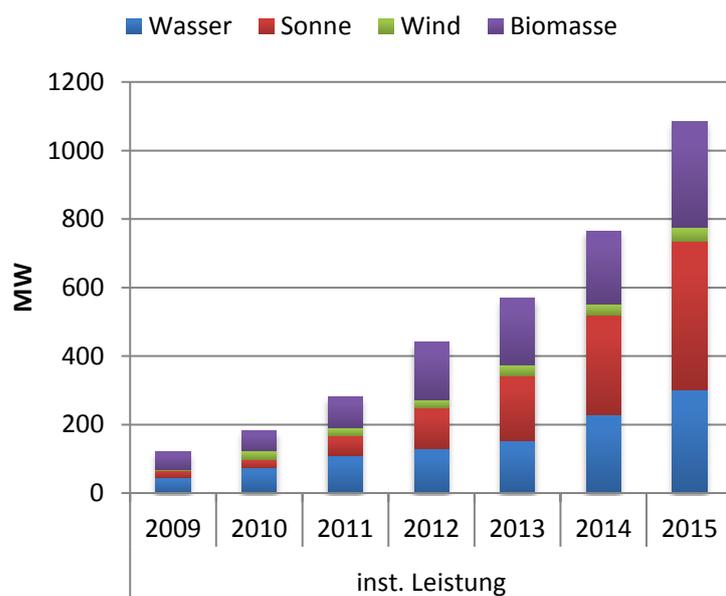
vorübergehende Massnahme eingesetzt werden.

**Rückblick: Förderung bisher**

*1. Einspeisetarife in der Schweiz*

Die am 1. Mai 2008 eingeführte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein typisches Beispiel für die Förderung erneuerbarer Energien durch Einspeisetarife. Anlagenbetreiber bekommen für 20 bzw. 25 Jahre eine fixe Vergütung pro eingespeister kWh, wobei die Vergütungssätze für die einzelnen Technologien unterschiedlich hoch sind. Die Vergütung wird über einen Zuschlag auf den Strompreis finanziert.

Seit Beginn der Förderung kam es zu einem deutlichen Zubau an Anlagen (Abbildung 1). Bis 2015 wurde über 1 GW an Leistung gebaut, welche ca. 2 TWh pro Jahr an Strom generieren. Dies sind ca. 3,5 % des Schweizer Stromverbrauchs. Die Förderbeiträge aus dem KEV-Fonds



**Abbildung 1:** Entwicklung KEV Kapazitäten (Stiftung KEV Geschäftsberichte 2012, 2015)

sind dabei zwischen 2009 und 2015 von 45 Mio. CHF auf 340 Mio. CHF angestiegen.

Im Vergleich zu anderen Einspeisesystemen, wie z. B. in Deutschland, weist die KEV zwei Besonderheiten auf. Der maximale Zuschlag auf den Strompreis hat einen **Deckel**, der die Gesamthöhe der Förderbeiträge begrenzt. Daraus folgt das Problem, dass bei zu hoher Nachfrage nach Förderung nicht alle Anlagen unterstützt werden können. Diese Anlagen werden auf der sogenannten Warteliste vermerkt. Sobald KEV-Mittel frei werden, rücken diese Anlagen nach (Abbildung 2). Aktuell befinden sich über 35'000 Anlagen auf der **Warteliste** mit einer Gesamtleistung von 3,7 GW und einer erwarteten jährlichen Stromerzeugung von 6,6 TWh; dies entspräche rund der Hälfte des Ziels für erneuerbare Stromproduktion bis 2035. Ein weiteres Problem ergibt sich bei der Zuteilung auf die einzelnen Technologien. Da nicht alle Projekte gefördert werden können, muss eine Selektion erfolgen.

Der Deckel, welcher den Zuschlag

auf den Endkundenpreis begrenzt, wurde in den letzten Jahren mehrfach erhöht, von anfangs 0,6 Rp./kWh auf 1,5 Rp./kWh per 1. Januar 2017. Trotzdem ist die Warteliste so lang, dass auch mit der letzten Erhöhung nur ein Teil der Anlagen gefördert werden kann. Der Kosten- deckel erlaubt somit zwar eine Kostenkontrolle, steht aber gleichzeitig dem angestrebten Ausbau im Weg.

Für kleine Photovoltaik-Anlagen von 10 bis 30 kW besteht seit 2014 die Möglichkeit, statt der KEV eine **Einmalvergütung (EIV)** zu beziehen, welche ca. 30 % der Investitionskosten deckt. Für noch kleinere Anlagen (unter 10 kW) besteht diese Wahlmöglichkeit nicht, sondern es kann nur die EIV bezogen werden. Zudem ist seit 2014 auch eine **Eigenverbrauchsregelung** in Kraft, welche es ermöglicht, mit erneuerbarer Produktion den eigenen Stromverbrauch zu senken und entsprechend Kosten zu reduzieren.

2. Internationale Erfahrungen mit Einspeisetarifen

Einspeisetarife weisen eine hohe Effektivität auf und können einen

raschen **Ausbau erneuerbarer Energien** bewirken (Haas et al. 2011). Die geschaffene Investitionssicherheit gekoppelt mit der Möglichkeit verschiedene Technologien entsprechend ihres Entwicklungsstands mit unterschiedlichen Tarifen zu fördern, erlaubt es, spürbare **Kostendegressionen** zu generieren: sie heben Skaleneffekte, führen zu Wettbewerbsdruck auf der Produzentenseite und fördern die unternehmerische Innovation (van Sark et al. 2008, Butler und Neuhoff 2008, Peters et al. 2012).

Global betrachtet stützen Einspeisetarife daher auch die Umsetzung **langfristiger Klimaziele**, da sie helfen, die dafür notwendige Technologiebasis aufzubauen und das Erreichen einer kritischen Masse ermöglichen, ab welcher die Entwicklung dank Netzwerkeffekten und Grössenvorteilen rascher in Richtung einer kohlenstoffarmen Wirtschaft verläuft (Bretschger und Schäfer 2017).

Die grösste Herausforderung bei Einspeisetarifen ist die Festlegung der **Höhe der Tarife**. Einspeisetarife setzen, wenn sie nach Technologien differenziert sind, die Selektion von Technologien durch Marktwettbewerb ausser Kraft; mit den Tarifen wird de facto bestimmt, welche Technologien entwickelt und genutzt werden. Dies erhöht die technologische Diversität kann aber zu Investitionen führen, die sich im Nachhinein als nicht kosteneffizient erweisen (Lesser und Su 2008, Jägermann 2014, Lechthaler-Felber und Krysiak forthcoming) oder zu einem „Lock-in“ bestimmter Technologien

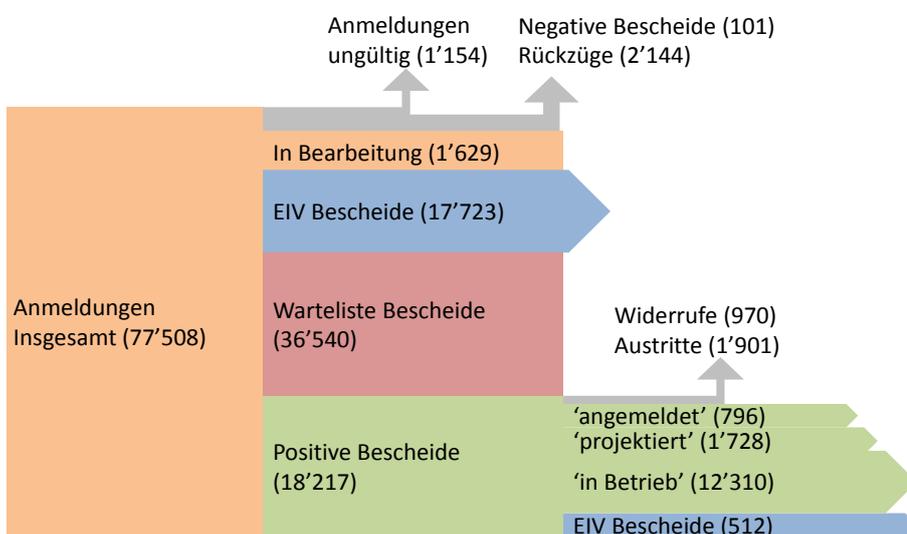


Abbildung 2: KEV Status, Stand 03.10.2016 (Stiftung KEV, KEV-Cockpit)

führen (Hoppmann et al. 2013).

Zudem führen Einspeisetarife zumindest kurzfristig zu erhöhten Kosten, wenn (noch) weniger entwickelte Technologien zum Einsatz gebracht werden. So ist in Deutschland der Zuschlag zur Förderung erneuerbarer Energien (EEG-Umlage) heute die zweitgrösste Komponente des Strompreises für Privathaushalte (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016). Dementsprechend ist die Verteilung der Kosten zwischen Haushalten und Industrie sowie zwischen Einkommensgruppen ein wichtiger Gestaltungsaspekt. Eine Befreiung einer Verbrauchergruppe von der Umlagenfinanzierung führt zur stärkeren Belastung einer anderen, was beispielsweise Haushalte mit geringem Einkommen überproportional treffen kann (Cludius 2015, Cludius et al. 2014a und b).

### 3. Fazit

Die nationale wie internationale Erfahrung zeigt, dass Einspeisetarife ein wirksames Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien sind, welches durch Förderung auch noch recht marktferner Technologien aber recht hohe Kosten verursachen kann. Dementsprechend sind reine Einspeisetarife vor allem in der Anfangsphase der Nutzung erneuerbarer Energien sinnvoll, in der verschiedene Technologien entwickelt und an die Marktreife herangeführt werden sollten, der Umfang der Nutzung aber noch überschaubar bleibt. Da diese Anfangsphase überwunden scheint, zeichnet sich international eine Bewegung zu marktnäheren Instrumenten ab.

Für die Schweiz sind wichtige Effekte, die in der Vergangenheit andere Länder zur Einführung von Einspeisetarifen motiviert haben (verursachte Kostendegression bei Erneuerbaren, Klimaschutz) aufgrund der geringen Marktgrösse und des heute weitgehend CO<sub>2</sub>-freien Stromsystems nur bedingt relevant. Der entscheidende Beitrag der KEV liegt im erreichten Start des Zubaus erneuerbarer Energien jenseits der Wasserkraft. Dementsprechend ist auch für die Schweiz ein Wechsel zu einer marktnäheren Förderung zu überlegen, sofern damit der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Ein wesentlicher Aspekt ist dabei die Kontrolle der Kosten der Förderung, da der bisherige Ansatz eines Kostendeckels dem geplanten substantiellen Ausbau Erneuerbarer im Wege steht.

### Geht es auch ganz ohne Förderung?

Mit den beachtlichen Kostenreduktionen der letzten Jahre stellt sich die Frage, ob nach dem Auslaufen der KEV überhaupt noch eine Förderung notwendig ist oder ob erneuerbare Energien direkt am Markt bestehen können.

Ohne Förderung werden Entscheidungen über Investitionen in erneuerbare Energien (bzw. auch jegliche andere Technologien) durch erwartete Strompreis- und Kostenentwicklungen getrieben.

Für die zukünftige Entwicklung der Strompreise in Europa sind unter anderem Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen in unse-

ren Nachbarländern, Nachfrageentwicklungen (z. B. E-Mobilität), sowie die Brennstoffpreise für Kohle und Erdgas entscheidend.

**Nachfragenentwicklungen** können dabei durch nationale Politiken beeinflusst werden (z.B. ein Verbot von Autos mit Verbrennungsmotor). Die **Brennstoffpreise** werden stark durch Entwicklungen in Asien und das globale Wirtschaftswachstum geprägt. Zudem sind der **europäische Emissionshandel** sowie **nationale Energie- und Umweltpolitiken** wichtige Einflussgrössen. Auf die meisten dieser Faktoren hat die Schweiz keinen direkten Einfluss.

Auf der Kostenseite sind es globale **technologische Entwicklungen**, welche den grössten Einfluss auf die Rentabilität von erneuerbaren Energien haben. Darüber hinaus spielen auch lokale Kostenentwicklungen (z. B. Montagekosten) eine Rolle, welche insbesondere vom Lohnniveau, der lokalen Marktgrösse und von Lerneffekten abhängen (Huenteler et al. 2016). Die Schweiz kann nur diese lokalen Kostenkomponenten direkt beeinflussen.

Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass erneuerbare Energien mit der Zeit immer billiger werden, während fossile und nukleare Energieerzeugung tendenziell teurer wird (Abbildung 3 zeigt dies beispielhaft für den deutschen Strommarkt). Langfristig ist damit – eine wirksame Umsetzung der Klimapolitik unter dem Paris Abkommen vorausgesetzt – davon auszugehen, dass erneuerbare Energien wettbewerbsfähig werden.

Das Zusammenspiel von Preis- und Kostenentwicklungen ergibt aber – je nach Annahmen über die zeitliche Entwicklung der Preis- und Kosten-niveaus – **eine Vielzahl möglicher zeitlicher Abläufe**. Ohne weitere Massnahmen nach Auslaufen der KEV könnte es möglicherweise zu einem Ausbau inländischer erneuerbarer Energien kommen, wahrscheinlicher aber zu deutlich ansteigenden Importen. Denkbar ist auch ein merklicher Aufbau fossiler Erzeugung in der Schweiz (Schillinger et al. 2017 zeigt dies exemplarisch für 2035, Densing et al. 2014 zeigen die grosse Bandbreite innerhalb verschiedener Schweizer Strommarktszenarien). Welche dieser Entwicklungen sich realisiert, hängt (ohne Lenkungsmassnahmen) vor allem von internationalen Preis- und Kostenentwicklungen ab, auf welche die Schweiz kaum Einfluss hat.

Wenn die Schweiz die Entwicklung ihres Energiesystems selbständig steuern möchte, wird der in der Energiestrategie 2050 vorgesehene Ausbau erneuerbarer Energien kaum zu erreichen sein, sofern die KEV ersatzlos wegfällt.

### Reicht das KELS?

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die Fördermassnahmen für erneuerbare Energien durch ein **Klima- und Energielenkungssystem (KELS)** ersetzt werden soll, das Abgaben auf Brenn- und Treibstoffe sowie Strom erhebt.

Grundsätzlich stellt ein solches Lenkungssystem eine sinnvolle Weiterentwicklung der Klimapolitik dar, da es die **negativen Externalitäten** von Emissionen internalisiert und zu volkswirtschaftlich korrekten Energiepreisen führt (Ambec und Crampes 2015).

Die Verteuerung der fossilen Energien betrifft zudem den **gesamten Energiesektor**, was gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist, und induziert zusätzliche Innovationen und Technologieanpassungen (Hicks 1932). Art und Intensität der Vermeidungsmassnahmen werden zudem den privaten Akteuren überlassen und Mitnahmeeffekte werden vermieden (OECD 2010). Neben den Innovationen werden durch Lenkungsmassnahmen die Kapitalbildung

und der sektorale Wandel in Richtung einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft gefördert (Bretschger et al. 2011). Aus internationalen Vergleichsstudien geht schliesslich hervor, dass höhere Energiepreise langfristig keinen negativen Einfluss auf das Wirtschaftswachstum haben müssen, sondern dieses sogar unterstützen können (Bretschger 2015).

Ein entscheidender Faktor bei der KELS ist neben der Höhe der Abgaben die **Rückverteilung** der Erträge aus den Abgaben. Je nach Ausgestaltung (z. B. Entlastung der Unternehmenssteuern oder Pro-Kopf-Erstattung) hat diese Wirkungen auf Wachstum, Verteilung und potentiell auch auf die Entwicklung der Branchenstrukturen (Camenisch 2016). Aus **juristischer Sicht** müssen Lenkungsabgaben v.a. das Rechtsgleichheitsgebot und den Grundsatz der Wettbewerbsneutralität wahren, was die Ausgestaltung von Abgabenhöhe und Abfederungsmassnahmen stark beeinflusst (Camenisch 2016).

Trotz ihrer Vorzüge stellt das KELS aber keinen Ersatz für eine Förderung erneuerbarer Energien dar. Es würde zwar zu einer Verteuerung der inländischen Nutzung fossiler Energieträger führen, die potentiell ausreichen kann, um einen merklichen Aufbau fossiler Stromerzeugung in der Schweiz zu vermeiden. Mittelfristig werden aber Stromimporte noch günstiger sein als inländische Produktion aus Erneuerbaren, insbesondere wenn die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte in der EU niedrig bleiben. Somit würde ein alleiniger Einsatz des KELS mittelfris-

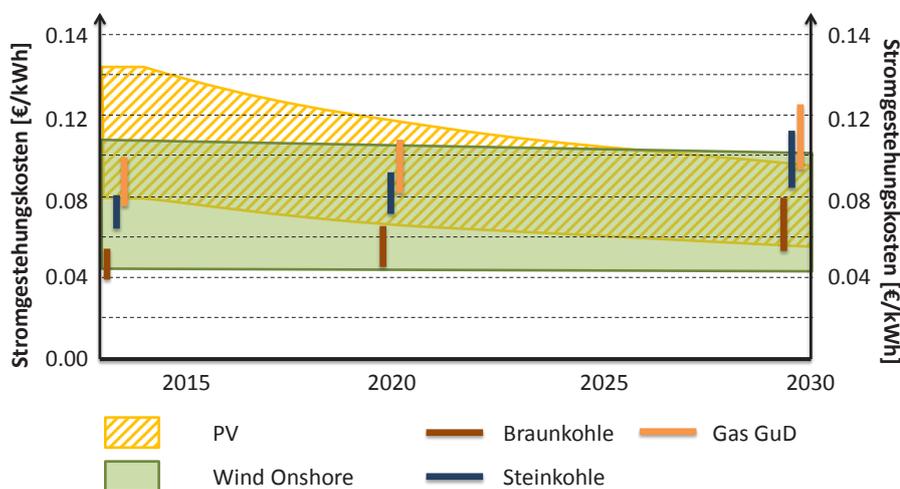


Abbildung 3: Beispiel einer Kostenprognose (Frauenhofer ISE 2013)

tig anstelle des geplanten Ausbaus inländischer Erneuerbarer zu einem Import von Strom aus dem Ausland führen.

Wenn dies vermieden werden soll, müsste das KELS Stromimporte differenziert besteuern (z. B. eine «Dreckstromabgabe» auf Strom aus fossilen Energieträgern). Eine solche Differenzierung wäre aber rechtlich begründungsbedürftig und nicht ohne weiteres mit internationalem Recht vereinbar (Hettich und Walther 2011). Zudem würde eine vorbehaltlose Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate Importe als kostengünstige Vermeidungsmassnahme etablieren und keine starke Anreizwirkung für inländische Investitionen in neue erneuerbare Energien entfalten (Camenisch 2016).

Das KELS stellt somit zwar eine sinnvolle Klimapolitik dar. Es ersetzt aber mittelfristig nicht eine dezidierte Förderung erneuerbarer Energien. Wenn die Ziele der Energiestrategie 2050 erreicht werden sollen, sind – komplementär zum KELS – weitere Massnahmen notwendig.

## Nach der KEV: Welche Alternativen gibt es?

Die bisherige Darstellung zeigt, dass nach Auslaufen der KEV weitere Massnahmen erforderlich sind, um das Ziel der Energiestrategie (Ausbau auf 11'400 GWh bis 2035) zuverlässig zu erreichen. Um einen Fortschritt gegenüber der KEV darzustellen, sollten diese Massnahmen den Ausbau sicher und kosteneffizient erreichen (z. B. durch eine stär-

kere wettbewerbliche Förderung). Zusätzlich sollte sichergestellt sein, dass eine Kontrolle der Gesamtkosten gewährleistet ist und die gesellschaftliche Akzeptanz des Ausbaus erhalten bleibt.

Prinzipiell gibt es für die Förderung erneuerbarer Energien die Möglichkeit einer Preissetzung (wie bei Einspeisetarifen, Einspeiseprämien) oder einer Mengensetzung (Quoten, Ausschreibungen). Da sich die Gesamtkosten aus Preis und Menge bilden, erlauben beide Ansätze alleine aber keine Kostenkontrolle. Hierzu sind Mischformen (hybride Instrumente) notwendig. In der Praxis sind diese Mischformen weit verbreitet. So hat zum Beispiel Deutschland 2014-2016 einen Einspeisetarif verwendet, bei dem die Höhe der Tarife an Mengenziele gekoppelt war.

Bei einem guten Design, ist ein hybrides Instrument einer reinen Preis- oder Mengensteuerung stets überlegen (Krysiak 2008). Auch bei hybriden Instrumenten kann aber nach der primären Massnahme (Mengen- oder Preissetzung) unterschieden werden.

### 1. Flexible Mengensteuerung

Ein klassisches mengenbasiertes Instrument sind **handelbare Quoten** für erneuerbare Energien. Diese werden z. B. in Australien, Kalifornien und Schweden eingesetzt. In einem Quotensystem werden Versorger (oder Produzenten, teilweise auch Grossverbraucher) verpflichtet, einen festgelegten Anteil ihres Stromabsatzes durch erneuerbare Energien zu decken. Hierdurch entsteht ein separater Markt für Strom

aus erneuerbaren Energien. Der Preis auf diesem Markt stellt sich so ein, dass im Idealfall die geforderte Quote erreicht wird.

Das Quotenmodell stellt damit eine marktnahe Lösung dar: Der Staat legt nur das Gesamtziel (die zu erreichende Quote) fest. Wo und mit welchen Technologien dieses Ziel erreicht wird, bleibt den Akteuren im Markt überlassen.

Im Vergleich zu differenzierten Einspeisetarifen führt das Quotenmodell zu stärkerem Wettbewerb zwischen den Technologien (Lesser und Su 2008). Verglichen mit einer Lenkung durch einen einheitlichen Preis (Lenkungsabgabe) besteht der Vorteil, dass verschiedene Technologien am Markt bestehen können, sofern ihre Kosten nicht zu stark divergieren (Requate und Unold 2003, Krysiak 2011, Lechthaler-Felber und Krysiak forthcoming). Empirische Erfahrungen mit dem australischen Quotensystem zeigen allerdings, wie schwierig es ist, mit einem einfachen Quotenmodell ein breites Spektrum an Technologien zu fördern (Betz et al. forthcoming). Dementsprechend wurde in manchen Märkten (z. B. UK) eine Technologie-spezifische Komponente eingebaut (sog. banding).

Ein alternatives mengenbasiertes Instrument sind **wettbewerbliche Ausschreibungen**. Auch hier legt der Staat eine zu erreichende Menge fest (i.d.R. aber Produktionskapazität, nicht produzierte Energie). Die Marktakteure geben Gebote ab, zu welchem Preis sie bereit sind zu investieren, und die Gebote werden in Reihenfolge aufsteigender Preise bis

zur gewünschten Gesamtmenge berücksichtigt. Ein solches System wird z. B. ab 2017 in Deutschland und auch in anderen Ländern für Grossanlagen eingesetzt. Im Vergleich zu einem Quotensystem tragen Investoren bei Ausschreibungen ein geringeres Risiko. Der Quotenpreis wird dynamisch am Markt bestimmt, während bei Ausschreibungen für einen definierten Zeitraum ein fester Tarif ermittelt wird.

Bei beiden Systemen ist der Grundgedanke eine wettbewerbliche Selektion von Technologien und Standorten zu ermöglichen und damit eine effiziente Förderung zu erreichen. Der Preis für die geringeren Gesamtkosten ist aber das Risiko, zu stark auf heute günstige Technologien zu fokussieren (Krysiak 2011, Lechthaler-Felber und Krysiak forthcoming) und damit Technologien mit besserem zukünftigen Potential zu verpassen. Um dies zu vermeiden können Teilmärkte/Teilausschreibungen für „emerging technologies“ eingerichtet werden, die aufgrund eines kleinen Umfangs wenig Kosten verursachen aber eine breite technologische Entwicklung fördern.

Eine **Mischform** (hybrides Instrument) stellen Quotenmärkte und Ausschreibungen mit Preisober- und -untergrenzen oder einem aktiven Preismanagement dar (Krysiak 2008). Hier wird die geforderte Menge angepasst, wenn die Preisgrenzen überschritten werden. Die Preisobergrenze ermöglicht dabei eine sichere Kostenkontrolle während die Preisuntergrenze minimale Investitionsanreize garantiert.

Für die Schweiz würden beide Instrumente – Quote und Ausschreibung, sowie die damit einhergehenden Mischformen – die Möglichkeit bieten, einen flexiblen Übergang von der KEV zu einem Zustand ohne Förderung zu schaffen. Sobald erneuerbare Energien kompetitiv sind, sinkt der Preisunterschied zwischen zertifiziertem erneuerbarem Strom und konventionellem Strom bzw. die durch Ausschreibung ermittelte Förderung auf null und das System kann ausser Kraft gesetzt werden. Bei beiden Instrumenten ist ein funktionierender und liquider Markt eine wichtige Voraussetzung, die aber bei einer hinreichend sorgfältigen Ausgestaltung erreichbar scheint. Unter diesen Voraussetzungen erlauben beide Instrumente eine direkte Vorgabe und Umsetzung des Gesamtausbaus an Erneuerbaren.

## 2. Flexible Preissteuerung

Eine andere marktnähere Weiterentwicklung der KEV stellen **Einspeiseprämien** mit variabler Gesamtvergütung dar. Bei solchen Prämiensystemen erhalten erneuerbare Energien einen in der Regel festen ‚Bonus‘ zusätzlich zum Marktpreis. Investoren tragen daher einen grösseren Teil des Strommarktpreisrisikos als bei dem im ersten Massnahmenpaket vorgesehenen System der Direktvermarktung. Daher gibt das System Anreize, bei relativer Knappheit mehr Strom aus Erneuerbaren einzuspeisen.

Auch die Bereitstellung von Risikokapital für erneuerbare Energieprojekte in Form von **Investitionsbeiträgen** stellt ein preisbasiertes

Instrument dar. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass erneuerbare Energien kapitalintensive Technologien sind und ein hoher Anteil der Kosten zu Beginn des Projekts anfällt. Im Unterschied zur Einspeisevergütung, bei der Projektentwickler die Erlöse erst in einem späten Projektstadium erhalten, bilden derartige Beiträge besser das Risiko im Projektverlauf ab. Ein Beispiel ist das Community and Renewable Energy Scheme (CARES) von Local Energy Scotland, das Beiträge an die Entwicklung von erneuerbaren Energieprojekten auf Gemeindeebene leistet.

Auch Einspeiseprämien führen verglichen mit Einspeisetarifen zu mehr Wettbewerb zwischen den Technologien. Eine Förderung unterschiedlicher Technologien kann dabei über eine differenzierte Ausgestaltung der Prämien erreicht werden. Prämiensysteme erlauben zudem, das den Produzenten übertragene Risiko und die Anreize für eine systemdienliche Produktion recht flexibel zu gestalten. Indem Strommarktpreise über eine längere oder kürzere Periode gemittelt werden, können die Produzenten mehr oder weniger gegen Preisschwankungen abgesichert und schwächere oder stärkere Anreize für eine systemdienliche Produktion gesetzt werden. Wie bei technologiespezifischen Anpassungen in Mengensystemen ist aber zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Tarife zu einer zumindest kurzfristig ineffizienten Stromproduktion führen (es werden nicht nur die kostengünstigsten Technologien eingesetzt).

Im Gegensatz zu mengenbasierten Instrumenten sind die Zubauraten bei preisbasierten Instrumenten ohne **zusätzliche Massnahmen** nicht planbar. Dies kann daher bei zu niedrigeren Fördersätzen dazu führen, dass die Ziele der Energiestrategie nicht erreicht werden; bzw. bei zu hohen Fördersätzen können die Kosten stark steigen.

Auch hier ist es aber möglich, mit einem hybriden Instrument zu arbeiten. Hierzu werden automatische Anpassungen der Prämien in Abhängigkeit der Erreichung von Zubauzielen vorgesehen. Ein solcher Ansatz wurde zum Beispiel 2014-2016 in Deutschland verwendet, um die 2012/2013 stark angestiegenen Kosten des Fördersystems zu dämpfen.

Insgesamt können sowohl preis- als auch mengenbasierte Systeme die Ziele eines sicheren und effizienten Ausbaus Erneuerbarer erreichen. Die Vor- und Nachteile beider Ansätze hängen stark von der spezifischen Ausgestaltung ab. Dabei ist zu beachten, dass zwischen einem kostenminimalen Ausbau (Nutzung der günstigsten Technologie) und dem Erhalt technologischer und geografischer Diversität des Ausbaus ein Zielkonflikt besteht. Je nach Ausgestaltung können beide Instrumente eher dem einen oder dem anderen Ziel dienen.

Für die gesellschaftliche Akzeptanz ist die Verteilung von Nutzen und Kosten unter den beteiligten Akteuren von hoher Relevanz (Tabi und Wüstenhagen 2015 und 2017). Daher ist bei allen Instrumenten si-

cherzustellen, dass Grossinvestoren nicht in ineffizienter Weise bevorzugt werden.

Schliesslich sollten die Instrumente langfristig ausgestaltet werden (z. B. klare Definition von Quotenpfaden oder Entwicklung der Prämien), um Investitionssicherheit zu schaffen. Der Ausbau Erneuerbarer kann sonst durch höhere Finanzierungskosten verteuert (Lüthi und Wüstenhagen 2012) oder verzögert werden (Hoffmann et al. 2009).

Da die Vor- und Nachteile der verschiedenen Ansätze von den Details der Ausgestaltung abhängen, wäre es wünschenswert, beide Ansätze (Preis- und Mengensteuerung) für eine Schweizer Anwendung konkret auszuarbeiten, bevor eine Festlegung auf ein Fördersystem erfolgt.

## Praktische Herausforderungen des Übergangs

Für die Gestaltung zukünftiger Massnahmen sind verschiedene weitere Aspekte zu bedenken, insbesondere die Integration in das Stromsystem, die Wechselwirkungen zwischen Instrumenten, der Übergang von der KEV und juristische Herausforderungen.

### 1. Systemintegration

Mit zunehmendem Ausbau neuer Erneuerbarer gewinnt die Integration in das Stromsystem an Bedeutung. Produzenten sollten hierzu Anreize für eine systemdienliche Produktion (Ost- oder Westausrichtung von PV-Anlagen, Aufbau lokaler Speicher) haben. Solche Anreize können durch eine teilweise Über-

tragung der Preisschwankungen (wie z. B. bei Einspeiseprämien) auf den Produzenten bzw. die Berücksichtigung erneuerbarer Energien bei den Systemdienstleistungen erreicht werden, wobei eine Balance zwischen Investitionssicherheit zur Förderung des Ausbaus und Anreizen zum systemdienlichen Betrieb erreicht werden muss.

### 2. Wechselwirkungen zwischen Instrumenten

Bei der Ausgestaltung der Förderung Erneuerbarer Energie ist auf Wechselwirkungen mit bestehenden Politikinstrumenten zu achten. Zu nennen ist hier das Zusammenspiel von erneuerbaren Energien und dem europäischem Emissionshandelssystem (Abrell und Weigt 2008, Böhringer und Rosendahl 2010, Abrell et al. 2016), welches spätestens mit einer Kopplung des Schweizer und des Europäischen Emissionshandels relevant werden dürfte.

Eine weitere Wechselwirkung ist der ‚Merit-Order Effekt‘, welcher zu niedrigeren Strompreisen und einer Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien führt (Cludius et al. 2014a). Dies ist ein gesamteuropäisches Phänomen, welches aufgrund der engen Verflechtung des Schweizer Strommarktes mit den Nachbarländern entsprechende Rückwirkungen auf die Schweizer Stromerzeugung hat (z. B. die Auswirkung sinkender Preise auf die Schweizer Wasserkraft).

### 3. Übergang von der KEV

Der **Übergang** von der KEV zu einem weiterentwickelten Instrument

stellt eine zentrale Herausforderung dar (BFE 2013). Es ist die Frage zu klären, wie mit den auf der KEV-Warteliste verbleibenden Projekten umzugehen ist. Unter dem Aspekt der rechtlich geforderten Wettbewerbsneutralität ist zu berücksichtigen, dass nach dem Auslaufen der KEV Anlagen mit und ohne Förderung miteinander im Wettbewerb stehen werden.

Letztlich sollte auch der **Gesamtkontext der Energiestrategie** berücksichtigt werden. Die Zielgrössen von reduziertem Energieverbrauch, Ausstieg aus der Kernkraft und Ausbau erneuerbarer Energien, gekoppelt mit der Vielzahl an Nebenaspekten (z. B. Mobilität, Wasserkraft, Netzanpassung, Energieforschung), steckt einen sehr grossen Politikbereich ab. Die Förderung erneuerbarer Stromproduktion stellt dabei nur ein mögliches Teilelement unter einer Vielzahl möglicher Politikmassnahmen dar.

So haben verschiedene Autoren für die USA gezeigt, dass eine Quote für den Anteil an erneuerbaren Energien in Bezug auf die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen weniger effizient sein kann als eine anreizbasierte Klimapolitik und auch zu geringeren Anpassungen der Nachfrageseite des Marktes führen kann (Rausch und Karplus 2014, Holland et al. 2009). Andererseits können Überlegungen angestellt werden, ob mit einem Fördersystem auch bestehende Anlagen (z. B. Wasserkraft) integriert werden. So würden z. B. Quoten und Ausschreibungen eine Integration von Wasserkraft auf der Angebotsseite ermöglichen.

Bei der **Auswahl der entsprechenden Politikinstrumente** sind wiederum verschiedene Kriterien zu berücksichtigen (Effizienz und Effektivität, Verteilung der Kosten und Nutzen, Berücksichtigung von Unsicherheiten sowie politische Umsetzung). So vergleichen Rausch et al. (2016) die ökonomischen Kosten und Verteilungswirkungen eines breitangelegten und anreizbasierten Lenkungssystems (Steuern auf CO<sub>2</sub> und Strom) mit denen eines Fördersystems (wettbewerbliche Ausschreibungen, Gebäudeprogramm, Emissionsstandards für Personenwagen und Energieeffizienz für elektrische Haushaltsgeräte). Das Anreizsystem weist dabei die erwartete höhere Kosteneffizienz auf, jedoch existieren trade-offs zwischen Effizienz und Verteilungsgerechtigkeit, da einkommensärmere Haushalte meist stärker von einer Energiesteuer betroffen sind als einkommensreichere Haushalte (Rausch et al. 2010).

#### 4. Juristische Herausforderungen

Aus juristischer Sicht verschafft der **Umweltschutzartikel** (Art. 74 BV) dem Bund erhebliche Eingriffs- und Steuerungsmöglichkeiten im Energiebereich, allerdings nur soweit Fördermassnahmen einen direkten Beitrag zur Verminderung der Luftbelastung leisten (BBl 1996 IV 1005, 1153). Der **Energieartikel** (Art. 89 BV) selbst beschränkt die (finanzielle) Förderkompetenz des Bundes auf die «Entwicklung» neuer Energietechniken.

Eine mögliche Einführung eines schweizerischen **Quotenmodells** ist bereits in Art. 7b Abs. 4 des gelten-

den Energiegesetzes (EnG, SR 730.0) abgedeckt. Der Bundesrat kann Mindestabgabemengen bzw. Quoten festlegen, sollten die energiepolitischen Ziele in Anwendung eines kooperativen, subsidiären Regulierungsregimes nicht verwirklicht werden können (Hettich und Walther 2011). Die Möglichkeit zur Einführung von Quoten ist aus dem revidierten Energiegesetz zwar gestrichen; das Parlament verlangt vom Bundesrat jedoch bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Fördermodells, vor allem mit Blick auf die Wasserkraft (Art. 30 Abs. 5 revEnG; Hettich et al. 2017). Sollten differenzierte Quoten eingeführt werden, gilt es aus juristischer Sicht Ungleichbehandlungen sachlich zu rechtfertigen; etwa aus Gründen des Umweltschutzes oder der Versorgungssicherheit. Andernfalls resultieren auch Konflikte mit übergeordneten Vorschriften des WTO-Rechts und dem Freihandelsabkommen (Hettich und Walther 2011).

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Nachfolgeregelung für die KEV ist, wie die Fördermassnahmen der Schweiz aus **Sicht des EU-Rechts** bewertet werden würden, auch in Hinblick auf die Verhandlungen zum Stromabkommen. Gemäss den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 erachtet die EU-Kommission primär die Ausschreibung und sekundär die Direktvermarktung von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeiseprämien als die wettbewerbsneutralsten Instrumente im Sinne des europäischen Rechts (Art. 107

Abs. 3 BSt.c AEUV), wobei nur in Ausnahmefällen technologiespezifische Ausschreibungen in Betracht kommen (Ziff. 3.3.2.1. Rz. 126 Leitlinien). Darüber hinaus sieht die Kommission die Förderung erneuerbarer Energien mithilfe von Marktinstrumenten wie Umweltzertifikaten als mit dem Binnenmarkt vereinbar an (Ziff. 3.3.1.4. Rz. 135-137 Leitlinien). Letztere Vorschriften sind auf die Einführung von Quotenmodellen zugeschnitten.

Die Schweiz hat Ausschreibungen in diesem Sinne nicht im Entwurf des revidierten Energiegesetzes vorgesehen, allerdings existiert bspw. eine Solarstrombörse der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) mit einem ähnlichen Mechanismus. Bei der Direktvermarktung ist u.a. zu beachten, dass die Beihilfe nicht über der Differenz der Gesamtgestehungskosten und dem Marktpreis liegen darf (Ziff. 3.3.2.2. Rz. 131 Leitlinien). Die im Entwurf des revidierten Energiegesetzes der Schweiz vorgesehenen Vergütungssätze (Art. 22 f. E-EnG) fügen sie sich in die EU-Leitlinien ein.

## Handlungsempfehlungen

Mit der Energiestrategie 2050 und dem ersten Massnahmenpaket steht die Schweiz vor der Herausforderung den mit der KEV erfolgreich begonnenen Ausbau erneuerbarer Energien fortzuführen.

Der angedachte **KELS Mechanismus** kann zwar den Neubau fossiler Kraftwerke in der Schweiz ökonomisch unattraktiv machen. Jedoch stellt er **keine Garantie** dar, dass

**in der Schweiz in erneuerbare Stromerzeugung investiert wird.** Ohne weitere Massnahmen werden Investitionen in Erneuerbare von den europäischen Marktentwicklungen sowie globalen Kostenentwicklungen abhängig sein. Auf beides hat die Schweiz aber wenig Einfluss.

**Die im Rahmen der Energiestrategie 2050 gesetzten Ziele in Bezug auf erneuerbare Stromerzeugung in der Schweiz erfordern daher zusätzliche Massnahmen.** Diese sind im revidierten Energiegesetz noch nicht angelegt, mit Blick auf die Lage der Wasserkraft aber vom Parlament eingefordert worden.

Zielsetzung einer potentiellen Förderung erneuerbarer Energien nach der KEV wäre die Fortsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien (entsprechend der Energiestrategie 2050). Die Förderinstrumente sollten dabei möglichst marktnah gestaltet sein und so vorhersehbar, dass sie eine Investitionssicherheit für Investitionen in Erneuerbare bieten. Ferner sollten sie eine Kontrolle der Gesamtförderkosten erlauben und eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz geniessen.

**Diese Vorgaben können** mit zwei Gruppen von Massnahmen **erreicht werden.** Einerseits können **flexible Mengeninstrumente** – wie Quoten oder Ausschreibungen – die Ausbauziele direkt implementieren. Die Kosten können hier durch gezielte Massnahmen (Preisober- und Preisuntergrenze) planbar gestaltet werden.

Andererseits können mit **flexiblen Preisinstrumenten** – wie Einspei-

seprämien – die Investitionsanreize von Einspeisevergütungen weitgehend beibehalten werden, während gleichzeitig die Anbieter stärker den Marktkräften ausgesetzt werden. Mengenziele und Kostenkontrolle könnten hierbei durch zusätzliche Massnahmen (z. B. automatische Anpassung der Prämien entsprechend der Erreichung von Ausbauzielen) integriert werden.

Da bei beiden Varianten die Details der Ausgestaltung äusserst wichtig sind und sich zudem weitere Herausforderungen für den Übergangsprozess ergeben, ist eine **zeitnahe Planung des Übergangs** von entscheidender Bedeutung. Da hier eine wichtige Weichenstellung vorgenommen wird, wäre es zudem sinnvoll **verschiedene Alternativen (Preis- und Mengenansatz) auszuarbeiten.**

## SCCER CREST

Das Competence Center for Research in Energy, Society and Transition (CREST) trägt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 bei, indem es detaillierte, forschungsbasierte Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese Empfehlungen sollen helfen, die Energienachfrage zu reduzieren, Innovationen zu fördern und den Anteil der regenerativen Energieerzeugung in einer kosteneffizienten Weise zu erhöhen.

In CREST arbeiten Forschungsgruppen aus neun grossen Schweizer Forschungsinstitutionen zusammen, die gemeinsam die Handlungsfelder Wirtschaft, Umwelt, Recht und Verhalten abdecken.

CREST ist eines der acht von der KTI geförderten Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER). Weitere Informationen zu unseren Forschungs- und Transfer-Aktivitäten finden Sie auf [www.sccer-crest.ch](http://www.sccer-crest.ch).

### Kontakt

Andrea Ottolini-Voellmy  
Geschäftsführerin / Managing Director SCCER CREST  
WWZ der Universität Basel  
[andrea.ottolini@unibas.ch](mailto:andrea.ottolini@unibas.ch)  
Tel. +41 61 207 33 26

### Autoren

Jan Abrell, ETH Zürich  
Regina Betz, ZHAW  
Lucas Bretschger, ETH Zürich  
Livia Camenisch, Universität St. Gallen  
Johanna Cludius, ZHAW  
Sebastian Heselhaus, Universität Luzern  
Peter Hettich, Universität St. Gallen  
Volker Hoffmann, ETH Zürich  
Frank Krysiak, Universität Basel (Lead)  
Sebastian Rausch, ETH Zürich  
Reto Schleiniger, ZHAW  
Simone Walther, Universität St. Gallen  
Hannes Weigt, Universität Basel (Lead)  
Rolf Wüstenhagen, Universität St. Gallen

### Redaktion

Christian Huggenberg, Taktform

### Layout und Gestaltung

Philippa Langloh, Universität Basel

## Referenzen

- Abrell J, Kosch M, Rausch S (2016) *How Green are the Wind and the Sun: Renewable Energy Policies and Carbon Abatement*. Presented at EAERE Conference 2016.
- Abrell J, Weigt H (2008) *The Interaction of Emissions Trading and Renewable Energy Promotion*. WP-EGW-05.
- Ambec S, Crampes C (2015) *Decarbonizing electricity generation with intermittent sources of energy*, TSE Working Papers 15-603, Toulouse School of Economics.
- Betz R, Cludius J, Petrovich B (forthcoming) *Who Trades Green Certificates? A Cluster Analysis of the Australian Renewable Energy Certificates Market*. CREST Working Papers.
- Böhringer C, Rosendahl K E (2010) *Green Promotes the Dirtiest: On the Interaction between Black and Green Quotas in Energy Markets*, in: *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 37, S. 316-325.
- Bretschger L, Schäfer A (2017) *Dirty history versus clean expectations: Can energy policies provide momentum for growth?*, in: *European Economic Review*, in Press.
- Bretschger L (2015) *Energy Prices, Growth, and the Channels in Between: Theory and Evidence*, in: *Resource and Energy Economics*, Vol. 39, S. 29-52.
- Bretschger L, Ramer R, Schwark F (2011) *Growth Effects of Carbon Policies: Applying a Fully Dynamic CGE model with Heterogeneous Capital*, in: *Resource and Energy Economics*, Vol. 33, Nr. 4, S. 963—980.
- BFE (2013) *Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem- Literaturanalyse und Varianten*, Studie im Auftrag des BFE von INFRAS, B,S,S., WWZ und INTERFACE.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016) *EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe*.
- Bundesrat (1996) *Botschaft zum Energiegesetz (EnG) vom 21. August 1996*, BBl 1996 IV 1005 ff.
- Butler L, Neuhoff K (2008) *Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development*, in: *Renewable energy*, Vol. 33, Nr. 8, S. 1854–1867.
- Camenisch L (2016) *Klima- und Energielenkungssystem: Normative Überlegungen zu Art. 131a E-BV*. Zürich: Dike.
- Cludius J, Hermann H, Matthes F C, Graichen V (2014a) *The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications*, in: *Energy Economics*, Vol. 44, S. 302-313.
- Cludius J, Forrest S, MacGill I (2014b) *Distributional effects of the Australian Renewable Energy Target (RET) through wholesale and retail electricity price impacts*, in: *Energy Policy*, Vol. 71, S. 40-51.
- Cludius J (2015) *Distributional Effects of Energy and Climate Policy*, PhD thesis, UNSW Australia.
- Densing M, Hirschberg S, Turton H (2014) *Review of Swiss Electricity Scenarios 2050*. PSI Bericht Nr. 14-05, December 2014.
- EU (2016) *EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050*. Report prepared for the Directorate-General for Energy, the Directorate-General for Climate Action and the Directorate-General for Mobility and Transport by the E3M-Lab.
- Fraunhofer ISE (2013) *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany.
- Greenstone M, Kopits E, Wolverton A (2013) *Developing a social cost of carbon for US regulatory analysis: A methodology and interpretation*. In: *Review of Environmental Economics and Policy*, Vol. 7, Nr. 1, S. 23-46.
- Haas R, Resch G, Panzer C, Busch S, Ragwitz M, Held A (2011) *Efficiency and effectiveness of promotion systems for*

- electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries*, in: Energy Vol. 36, S. 2186–2193.
- Hettich P, Walther S (2011) *Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien*, in: ZBl 112 (Nr. 3), S. 143–171. Zürich: Schulthess.
  - Hettich P, Walther S, Wohlgemuth D (2017) *Quotensysteme*. Zürich: Dike.
  - Hicks J R (1932) *The Theory of Wages*, Macmillan, London.
  - Holland S P, Hughes J E, Knittel C R (2009) *Greenhouse gas reductions under low carbon fuel standards?*, in: American Economic Journal: Economic Policy, Vol. 1, Nr. 1, S. 106-146.
  - Hoffmann V H, Trautmann T, Hamprecht J (2009) *Regulatory uncertainty – a reason to postpone investments? Not necessarily*, in: Journal of Management Studies, Vol. 46, S. 1227-1253.
  - Hoppmann J, Peters M, Schneider M, Hoffmann V H (2013) *The Two Faces of Market Support - How Deployment Policies Affect Technological Exploration and Exploitation in the Solar Photovoltaic Industry*, in: Research Policy, Vol. 42, Nr. 4, S. 989–1003.
  - Huenteler J, Schmidt T S, Ossenbrink J, Hoffmann V H (2016) *Technology life-cycles in the energy sector - Technological characteristics and the role of deployment for innovation*, in: Technology Forecasting and Social Change, Vol. 4104, S. 102–121.
  - Jägermann C (2014) *A Note on the Inefficiency of Technology- and Region-Specific Renewable Energy Support: The German Case*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 38, Nr. 4, S. 235-253.
  - Krysiak F C (2008) *Ex-post Efficient Permit Markets: A Detailed Analysis*, in: Environmental and Resource Economics, Vol. 39, Nr. 4, S. 397–410.
  - Krysiak F C (2011) *Environmental Regulation, Technological Diversity, and the Dynamics of Technological Change*, in: Journal of Economic Dynamics and Control, Vol. 35, Nr. 4, S. 528–544.
  - Lechthaler-Felber G, Krysiak F C (forthcoming) *Quota Markets and Technological Change*, in: Journal of the Association of Environmental and Resource Economists.
  - Lesser J A, Su X (2008) *Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development*, in: Energy Policy, Vol. 36, S. 981-990.
  - Lüthi S, Wüstenhagen R (2012) *The Price of Policy Risk – Empirical Insights from Choice Experiments with European Photovoltaic Project Developers*, in: Energy Economics, Vol. 34, Nr. 4, S. 1001-1011.
  - OECD (2010) *Taxation, Innovation and the Environment*, OECD Publishing, Paris.
  - Peters M, Schneider M, Griesshaber T, Hoffmann V H (2012) *The impact of technology-push and demand-pull policies on technical change - does the locus of policies matter?*, in: Research Policy, Vol. 41, Nr. 8, S. 1296–1308.
  - Rausch S, Landis F, Kosch M, Müller A, Böhlinger C (2016) *Promotion- or Steering-based Energy Policy: Assessing Efficiency and Distributional Impacts, Final study report for NRP71 project* (forthcoming).
  - Rausch S, Karplus V J (2014) *Market vs. Regulation: The Efficiency and Distributional Impacts of U.S. Climate Policy Proposals*, in: Energy Journal, Vol. 35, Nr. 1, S. 199-227.
  - Rausch S, Metcalf G E, Reilly J M und Paltsev S (2010) *Distributional Implications of Alternative U.S. Greenhouse Gas Control Measures*, in: The B.E. Journal of Economic Analysis & Policy, Vol. 10, Nr. 2.
  - Requate T, Unold W (2003) *Environmental Policy Incentives to Adopt Advanced Abatement Technology: Will the True Ranking Please Stand Up?*, in: European Economic Review, Vol. 47, S. 125-146.

- Schillinger M, Schlecht I, Weigt H (2017) *An Island in the Middle of Europe? The Costs of Swiss Electricity Autarky*. CREST Working Papers.
- Schleiniger R, Betz R (forthcoming) *Der schweizerische Strommarkt: Zwischen Liberalisierung und Regulierung*. CREST Handbuch.
- Tabi A, Wüstenhagen R (2015) *Befragung der Anwohner von möglichen Windparks in der Ostschweiz*. Bundesamt für Energie/Kantone St. Gallen/Thurgau/Graubünden. Universität St. Gallen.
- Tabi A, Wüstenhagen R (2017) *Keep it Local and Fish-Friendly: Empirical Evidence about Social Acceptance of Hydro-power in Switzerland*, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 68, S.763-773.
- van Sark W G J H M, Alsema E A, Junginger H M, de Moor H H C, Schaeffer G J (2008) *Accuracy of progress ratios determined from experience curves: the case of crystalline silicon photovoltaic module technology development*, in: *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, Vol. 16, S. 441-453.