



3. Januar 2017

---

# Auslegeordnung Strommarkt nach 2020

## Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien

---

### Inhalt

<b>1. Auftrag und Zielsetzung</b> .....	<b>2</b>
<b>2. Situation auf dem Strommarkt</b> .....	<b>2</b>
<b>3. Versorgungssicherheit</b> .....	<b>3</b>
3.1 Versorgungssicherheit in der Schweiz .....	3
3.2 Neuer Modellierungsansatz: System Adequacy und Generation Adequacy .....	4
<b>4. Politik in der EU</b> .....	<b>5</b>
<b>5. Handelsrecht</b> .....	<b>6</b>
<b>6. Instrumente Marktdesign</b> .....	<b>6</b>
6.1 Differenzierte Stromabgabe .....	7
6.2 Quotenmodell für den Ausbau erneuerbarer Energien .....	9
6.3 Quotenmodell für bestehende Erneuerbare und den Ausbau erneuerbarer Energien .....	10
6.4 Förderung erneuerbarer Energien über Auktionen .....	11
6.5 Erhalt und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten .....	11
6.5.1 Marktprämienmodell .....	12
6.5.2 Abgeltung für strategische Speicherreserven (Verfügbarkeitsauktion) .....	12
6.5.3 Kapazitätsmechanismen .....	13
<b>7. Einordnung Kosten der Massnahmen</b> .....	<b>14</b>
<b>8. Schlussbemerkungen</b> .....	<b>15</b>



## 1. Auftrag und Zielsetzung

Im Zusammenhang mit der Diskussion über die Botschaft zum Klima- und Energielenkungssystem (KELS)<sup>1</sup> in der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) hat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) einen zusätzlichen Bericht in Aussicht gestellt, der die Machbarkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten einer differenzierten Stromabgabe untersucht. Dieser Bericht soll über die differenzierte Stromabgabe hinaus weitere mögliche Systeme in Bezug auf ein für die Stromversorgungssicherheit adäquates Marktdesign prüfen. Die Prüfung fokussiert auf Umsetzbarkeit, rechtliche Kompatibilität und ökonomische Wirksamkeit. Zusammengefasst geht es einerseits um die langfristige Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit und andererseits um den effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien. Dabei wird auf eine zeitgerechte, zielgerichtete und befristete Umsetzung allfälliger Massnahmen geachtet.

Der Bericht bildet eine Grundlage für die Diskussion, wie der Schweizer Strommarkt langfristig ausgestaltet werden könnte. Dabei spielt neben dem wirtschaftlich tragbaren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Senkung des Energieverbrauchs und der Steigerung der Energieeffizienz sowie dem Erreichen der klimapolitischen Ziele auch der Erhalt der langfristigen Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle.

## 2. Situation auf dem Strommarkt

Die Strompreise sind europaweit seit 2008 erheblich gesunken. Dies betrifft sowohl den Spot- als auch den Terminmarkt. Zudem sind die Preise für Elektrizität durch die steigende Menge der dargebotsabhängigen Energien (Photovoltaik und Wind) volatiler geworden. Mehrere wichtige Faktoren beeinflussen die Preisentwicklung:

### *Tiefe fossile Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise*

Der Preiszerfall von Kohle und CO<sub>2</sub> haben dazu geführt, dass die Stromproduktion in Kohlekraftwerken attraktiver geworden ist und in der Stromangebotskurve den Preis bestimmt.<sup>2</sup> Die Folge ist: Kohlekraftwerke produzieren derzeit am günstigsten und drängen konventionelle (Gross-) Kraftwerke wie Gaskraftwerke und Kernkraftwerke (welche weniger klimaschädlich sind als Kohlekraftwerke) aus dem Markt. Seit 2015 sind mit der Reduktion des Ölpreises allerdings auch die Gaspreise gesunken, so dass die im Markt verbliebenen Gaskraftwerke langsam wieder profitabel werden.

### *Abnehmende Nachfrage und steigende Energieeffizienz*

Die Senkung des Energieverbrauchs wird für die EU und die Schweiz immer wichtiger. Energieeffizienzmassnahmen sind ein Mittel, um Treibhausgasemissionen zu senken, die Versorgungssicherheit zu verbessern und die Ausgaben für Energie zu reduzieren. Zusammen mit dem konjunkturbedingten Nachfragerückgang, u.a. als Folge der seit der Finanz- und Schuldenkrise tiefen Industrieproduktion, führt dies zu einer preissenkenden Wirkung. Bis zum Ende des Jahrzehnts zeichnet sich auf den Terminmärkten keine grundlegende Änderung ab.

### *Zunahme erneuerbarer Energien und Veränderung der Stromangebotskurve*

Europäische Produzenten haben den Ausbau ihres Kraftwerkparks in Annahme einer höheren Stromnachfrage und höherer Strompreise vorangetrieben und damit das Angebot erhöht. Gleichzeitig hat das Stromangebot auch aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien (insbesondere in

---

<sup>1</sup> Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem vom 28. Oktober 2015 BBl 2015 7877.

<sup>2</sup> Seit 2008 sind die variablen Kosten von Kohlekraftwerken um fast 50% gesunken, diejenigen von Gaskraftwerken hingegen um weniger als 15% (CEPS, Stand 2014).



Deutschland) zugenommen. Das Tempo dieses Zubaus erfolgte rascher als von vielen Marktteilnehmern antizipiert. Aufgrund ihrer geringen variablen Kosten verdrängen geförderte erneuerbare Energien in der Stromangebotskurve die konventionellen Kraftwerke. Solange deren variable Kosten aber noch gedeckt sind, bleiben diese meist im Markt, was das Überangebot aufrechterhält.

Der Hauptgrund für die tiefen Strompreise ist in den tiefen fossilen Energiepreisen zu sehen, zudem spielen auch tiefe CO<sub>2</sub>-Preise eine Rolle. Aus Sicht der Schweizer Stromproduzenten verschärft der Wechselkurs CHF/EUR mit dem stark gestiegenen Schweizer Franken die Lage: Der Euro, in dem die Grosshandelspreise notiert werden, ist seit 2008 im Verhältnis zum Schweizer Franken um 33 Prozent gesunken. Seit Ende September 2016 sind die Strompreise stärker angestiegen. Der primäre Grund für den Preisanstieg ist die geringe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Der Betreiber Électricité de France SA (EDF) hat eine Serie von verlängerten und ungeplanten Wartungsarbeiten angekündigt. In der Schweiz wurde zudem die Revision des grössten Kernkraftwerk Leibstadt (1220 MW) um fast vier Monate verlängert. Diese neuste Preisentwicklung dürfte jedoch nur von kurzfristiger Dauer sein. Insgesamt orientiert sich der Strompreis in der Schweiz stark an den Gestehungskosten unserer Nachbarländer.

Vom Preiszerfall sind vor allem die Wasserkraftwerke betroffen. Die Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegen zum grossen Teil über den tiefen Grosshandelspreisen an den Strombörsen. Nachteilig für die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist zudem, dass die profitable Mittagsspitze mit hoher Stromnachfrage und wenig Stromangebot durch die Photovoltaik und Windenergieproduktion weggebrochen ist. Dadurch ist derzeit das bisherige Businessmodell kaum noch rentabel.

Das Problem der tiefen Elektrizitätspreise gefährdet auch in anderen europäischen Ländern die (Re-) Finanzierung konventioneller Erzeuger, speziell von Spitzenkraftwerken wie Gas- und Dampf-Kombikraftwerken sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Deren Erlöse reichen nicht aus, um die Fixkosten der Anlagen zu decken. Dies wird als das Missing money-Problem bezeichnet. Die Folge sind zu geringe Anreize zum Neubau, ggf. auch Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten.

### **3. Versorgungssicherheit**

#### **3.1 Versorgungssicherheit in der Schweiz**

Die Versorgungssicherheit wurde für die Schweiz bisher als Energiebilanz über das Jahr dargestellt. Diese Betrachtung ergibt ein ausgeglichenes Bild mit mehrheitlichem Ausführüberschuss.<sup>3</sup>

Nebst der ausgeglichenen Energiebilanz wird sowohl in der Elektrizitätsstatistik des Bundesamtes für Energie (BFE) als auch in der Energiestrategie 2050 auf eine ausreichende installierte Kraftwerksleistung hingewiesen. Bei der monatlichen Betrachtung der Energiebilanz zeigt sich, dass heute in den Sommermonaten Strom exportiert und in den Wintermonaten Strom importiert wird (vgl. Abbildung 1). Dies aufgrund des Kraftwerksporfolios der Schweiz, das hauptsächlich aus Kern- und Wasserkraftwerken besteht. Während die Kernkraftwerke eine mehrheitlich konstante Produktion aufweisen, haben insbesondere die Laufwasserkraftwerke eine saisonale Produktionscharakteristik. Die Produktion aus thermischen Kraftwerken, die wärmegeführt sind, d.h. vorwiegend im Winter betrieben werden und die fehlende Bandlastproduktion aus der Wasserkraft ausgleichen würden, ist in der Schweiz vernachlässigbar. Die fehlende Produktionsmenge im Winter wird heute importiert, wobei die Spitzenlast stundenweise durch die Speicherkraftwerke abgedeckt wird. Die Schweiz verfügt zwar über ausreichende Netzkapazitäten an den Grenzen. Innerschweizerische Netzengpässe, wie z.B. im Winter 2015/16, können aber dennoch Importe behindern.<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Siehe Schweizerische Elektrizitätsstatistik des Bundesamtes für Energie BFE.

<sup>4</sup> Die EICom hat hinsichtlich Rollen und Zuständigkeiten der Versorgungssicherheit keinen akuten Handlungsbedarf für kurzfristige Anpassungen der gesetzlichen Grundlagen festgestellt. Hingegen hat sie die folgenden Netzvorhaben vom Juni 2016 priorisiert:



Die systemisch bedingte Knappheit an Elektrizitätsproduktion in den Wintermonaten und die Gefahr eines regional auftretenden kalten und langen Winters bergen ein Versorgungsrisiko, falls die zur Verfügung gestellte Energie auf den regionalen Märkten die Nachfrage nicht mehr befriedigen könnte. Der grundsätzlich marktgetriebene Einsatz der Speicherkraftwerke birgt zudem das Risiko von ungenügenden Leistungsreserven, falls die Stauseen zu früh geleert wurden und die installierten Kapazitäten deshalb nicht mehr abgerufen werden können.

Der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz wird mit grosser Wahrscheinlichkeit auch die Nachfrage nach flexiblen Anwendungen wie zentralen und dezentralen Speichern, steuerbarem Eigenverbrauch, steuerbaren Lasten etc. erhöhen, um die steigenden Anforderungen an die Systemführung in allen Netzebenen durch die fluktuierende Produktion aufzufangen. Die Preise und damit die Investitionsanreize für Flexibilitäten werden dementsprechend ansteigen. Das Problem einer langfristig gesicherten Verfügbarkeit von Leistung und der Energielieferung über einen längeren Zeithorizont (Januar bis April) bleibt aber vorerst bestehen.

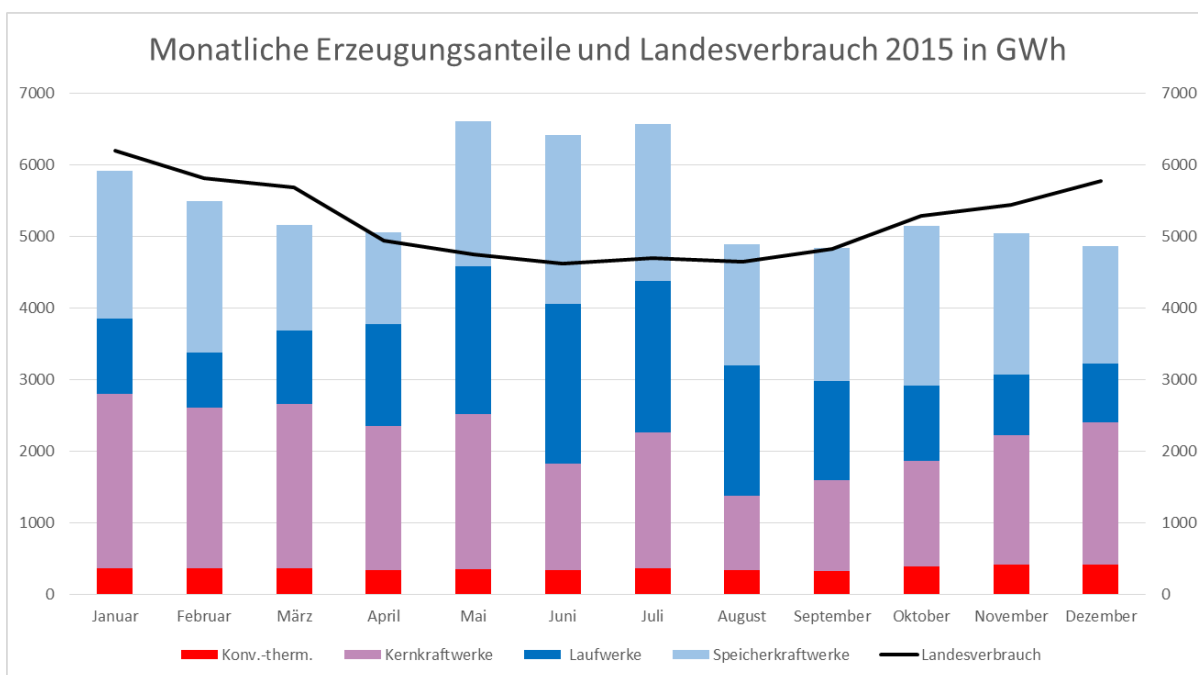


Abbildung 1: Monatliche Energieerzeugung und Landesverbrauch 2015 in GWh. Quelle: BFE

### 3.2 Neuer Modellierungsansatz: System Adequacy und Generation Adequacy

Eine bis heute übliche Grösse, mit der die Versorgungssicherheit gemessen wird, ist die Gegenüberstellung von verbleibender Produktionskapazität (Leistungsreserven) und erwarteter Höchstlast an ausgewählten Tagen. Dabei werden mögliche Nichtverfügbarkeiten angenommen und nur die als gesichert angenommene Kapazität berücksichtigt. Der marktwirtschaftlich getriebene Einsatz der Kapazitäten sowie die nicht steuerbare Produktion aus Wind, Photovoltaik und teilweise Wasserkraft bleiben unberücksichtigt.

- Neuer Transformator zwischen der 380/220kV in Beznau (2017)
- Kapazitätserweiterung Transformator 380/220kV in Laufenburg (2018)
- Spannungserhöhung auf 380kV zwischen Bassecourt und Mühleberg (2019)
- Neuer Transformator 380/220kV in Mühleberg (2019)



Die Einschätzungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zeigen, dass in der Schweiz auch zukünftig genügend Leistungsreserven vorhanden sein werden.<sup>5</sup> Die Verfügbarkeit der Kapazitäten sagt aber noch nichts darüber aus, wieviel Energie tatsächlich im Inland geliefert werden kann. Dies kann gerade für die Schweiz zu Fehleinschätzungen führen, da die Schweizer Bandlast-Kraftwerke im Winter weniger produzieren und das gespeicherte Wasser in den Speicherkraftwerken häufig nicht ausreicht für die Deckung des Energiebedarfs.

In den Energieperspektiven, welche im Rahmen der Ausarbeitung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 erstellt wurden, wurde eine Deckung der fehlenden Produktion durch den Zubau von zusätzlichen erneuerbaren Energien, Gaskombikraftwerken (GuD) oder durch Importe angenommen. Dies gilt, sofern genügend Netzkapazitäten vorhanden sind und genügend Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten erwirtschaftet werden können und auch genügend Anreize bestehen, langfristige Investitionen sowie Reinvestitionen in bestehende Kraftwerke zu tätigen.

Mit einem entsprechenden neuen Modellierungsansatz der Versorgungssituation soll zukünftig gezielt die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und nötige Netzinfrastruktur betrachtet werden. Man spricht hier auch von System Adequacy, wenn dabei die Netzinfrastruktur berücksichtigt wird, und von Generation Adequacy ohne Berücksichtigung der Netze.

#### 4. Politik in der EU

Der heutige regulatorische Rahmen in der EU wird massgeblich durch das 3. Binnenmarktpaket und die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RES-Richtlinie) definiert. Am 30. November 2016 hat die EU-Kommission im sogenannten „Winterpaket“ einen umfassenden Vorschlag für die Weiterentwicklung der EU-Energiepolitik präsentiert. Unter dem Titel „Clean Energy for All Europeans“ wird eine Überarbeitung der Direktiven über den Elektrizitätsmarkt, die Energieeffizienz, den Gebäudereich sowie die erneuerbaren Energien vorgeschlagen und eine Vielzahl weiterer Regulierungen, insbesondere auch zur Governance der Energieunion, vorgestellt.<sup>6</sup>

Aufgrund der ambitionierten Klimaziele, der erheblichen Veränderungen in der Erzeugungsstruktur und den damit verbundenen zukünftigen Herausforderungen sieht die EU-Kommission Bedarf für ein neues Marktdesign,<sup>7</sup> mit welchem der gemeinsame Markt gestärkt werden soll. Die Inkraftsetzung neuer Regelungen wird für 2020 erwartet. Ein neues Marktdesign verlangt v.a. auch ein koordiniertes Vorgehen bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch allfällige Kapazitätsmechanismen. Diese sollen auf klar definierten Vorgaben zur Systemverfügbarkeit basieren und über die Landesgrenzen hinweg geöffnet werden. Explizite und implizite Beschränkungen der Elektrizitätspreise am Grosshandelsmarkt sollen limitiert werden, so dass Knappheitssignale möglichst unverfälscht weitergegeben werden. Zudem soll Flexibilität sowohl einspeise- wie auch lastseitig über entsprechende Produkte an den Kurzfristmärkten angemessen beanreizt und entschädigt werden.

Ein weiterer wesentlicher Inhalt des Gesetzes-Pakets sieht vor, dass Fördersysteme für erneuerbare Energien möglichst kosteneffizient ausgestaltet sind und Marktverzerrungen auf ein Minimum reduzieren. So sollen Ökostrom-Produzenten für die Vermarktung ihrer Elektrizität und für die Beschaffung

---

<sup>5</sup> Siehe auch Abb. 28 des Berichtes über die Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016 der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom vom Juni 2016, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>.

<sup>6</sup> Für Details, siehe Mitteilung der Europäischen Kommission (30.11.2016) „Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition“ (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>).

<sup>7</sup> Vergleiche im Detail Mitteilung der Europäischen Kommission (15.07.2015), COM (2015), 340, ([https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v11.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v11.pdf)).



von Ausgleichsstrom selber verantwortlich sein. Erneuerbare Energien können weiterhin staatlich gefördert werden, aber für grössere Anlagen nur in Form von wettbewerblichen Mechanismen wie Ausschreibungen oder Quoten mit einem Zertifikatemarkt.

Die EU-Kommission hat bereits den britischen und den geplanten französischen Kapazitätsmarkt beihilferechtlich genehmigt. Frankreich will ab dem kommenden Jahr einen Mechanismus einführen, bei dem Anbieter wie Kraftwerksbetreiber oder Lastmanager auf der einen und Stromversorger auf der anderen Seite in regelmässigen öffentlichen Auktionen mit Kapazitätsverpflichtungen in Form von Zertifikaten handeln. Der Mechanismus soll die Sicherheit der Stromversorgung angesichts des erwarteten Anstiegs der Nachfrage und der potenziellen Stilllegung von Kraftwerken gewährleisten. Frankreich hat gerade in letzter Zeit wegen des vorübergehenden Ausfalls von Kernkraftwerken mit Problemen bei der Versorgungssicherheit zu kämpfen. Nach Schätzungen Frankreichs könnte die Kontinuität der Stromversorgung ohne den Kapazitätsmechanismus unter extremen winterlichen Bedingungen nicht mehr garantiert werden.<sup>8</sup>

## 5. Handelsrecht

Das Welthandelsrecht kennt keine spezifischen Disziplinen für Energie oder erneuerbare Energie. Die temporäre Ausnahme des WTO-Abkommens zu Subventionen und Ausgleichsmassnahmen (SCM), welche den Wechsel auf umweltfreundlichere Technologien fördern, konnte mangels Konsens in der WTO nicht verlängert werden. Gerade Massnahmen, die den Ausbau respektive den Erhalt nationaler Produktionskapazitäten fördern, können mit dem WTO-Recht unvereinbar sein.

In der WTO wurden bereits mehrfach Programme zur Förderung erneuerbarer Energie erfolgreich bekämpft, nämlich die kanadischen, italienischen und griechischen Einspeisevergütungen, das chinesische Subventionsprogramm für Windturbinen und das indische Programm der Förderung von Solarpanelen und -modulen. Meistens wurde eine Verletzung des Verbots von Auflagen an die Nutzung inländischer Rohstoffe oder Waren (sog. local content requirement, LCR) bejaht. Der Streit zwischen China und der EU wegen an LCR gekoppelten Einspeisevergütungen in Italien und Griechenland ist gemäss den verfügbaren Informationen noch nicht beigelegt.

Auch müssten alle Subventionen in der WTO notifiziert werden, wenn sich die Schweiz an ihre internationalen Verpflichtungen halten will. Die zu erfolgende Notifikation von Subventionen muss u.a. mit einer Begründung des Politikziels und hinreichenden Informationen versehen sein, um den WTO-Mitgliedstaaten die Beurteilung zu erlauben, ob davon negative Auswirkungen auf ihre Wirtschaft ausgehen (Art. 25 SCM).

## 6. Instrumente Marktdesign

Einen Überblick über die Wirkung verschiedener Systeme zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien (insb. kostendeckende Einspeisevergütung KEV) gibt der Bericht in Erfüllung des Postulats Parmelin 09.3085 „Wirkung der Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energien“. Grundsätzlich sind verschiedene Modelle für ein künftiges Marktdesign denkbar. Die Ausgestaltung der Modelle ist abhängig vom konkreten Ziel, das erreicht werden soll. So verlangt beispielsweise der Ausbau der erneuerbaren Energien andere Massnahmen als die Erhöhung des Grades an Reinvestitionen für den Erhalt der bestehenden Kraftwerke. Im Folgenden wird ein Überblick über die verschiedenen Massnahmen geboten.

---

<sup>8</sup> Siehe Pressemitteilung der Europäischen Kommission (8.11.2016) „Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt überarbeiteten marktweiten Kapazitätsmechanismus in Frankreich“ ([http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-3620\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_de.htm)).





## 6.1 Differenzierte Stromabgabe

Der Bundesrat hat am 28.10.2015 die Botschaft über ein Klima- und Energielenkungssystem (Verfassungsgrundlage) verabschiedet und an die eidgenössischen Räte überwiesen. In dieser zweiten Etappe der Energiestrategie 2050 soll ab 2021 der Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden. Ziel des KELS ist es, die Energieeffizienz zu steigern und den Ausstoss von Treibhausgasen zu verringern. Dazu hat der Bundesrat in einem ersten Schritt dem Parlament eine Verfassungsvorlage unterbreitet, um den Grundsatz des Übergangs von einem Förder- in ein Lenkungssystem zu regeln. In der Zwischenzeit hat das Parlament die Förderung bereits im ersten Massnahmenpaket zeitlich befristet. Mit einer uniformen – sprich gleiche Abgabehöhe für alle Energieträger – Ausgestaltung der Stromabgabe könnte das Stromverbrauchsziel effizient erreicht werden. Sie gibt aber keine Anreize für die Produktion und den Ausbau von erneuerbaren Energien. Bei der differenzierten Stromabgabe werden für die verschiedenen Energieträger unterschiedliche Abgabehöhen erhoben. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien würde von einem niedrigen Abgabesatz profitieren, während Strom aus Kernkraftwerken oder fossiler Energie einem höheren Abgabesatz unterläge. Stromimporte würden ebenfalls mit der Abgabe belastet. In physikalischen Stromflüssen ist nicht nachweisbar, aus welchen Anlagen der Strom kommt. Als Nachweis für die Stromkennzeichnung dienen deshalb Herkunftsnachweise (HKN), welche über ein Bilanzierungssystem europaweit nachgeführt werden.<sup>9</sup>

Sofern inländische und ausländische HKN einander gleichgestellt werden, stehen die Schweizer HKN im Wettbewerb mit ausländischen HKN. Die Preise für ausländische HKN, beispielsweise für Wasserkraft aus Skandinavien, sind gegenwärtig mit weniger als 0.02 Rp./kWh günstig. Das ist wesentlich tiefer als die Differenz zwischen der Abgabe auf nicht erneuerbarem und einer allfälligen Abgabe auf erneuerbarem Strom sein würde (1 – 5 Rp./kWh).<sup>10</sup> Hinzu kommt, dass das europaweite Angebot von HKN aus erneuerbaren Quellen die gesamte Schweizer Stromproduktion um ein Mehrfaches übersteigt.

Demnach würden die Schweizer Produzenten von erneuerbarer Energie nicht zwangsläufig von einer Differenzierung der Stromabgabe profitieren, da die hohe Abgabe für nicht erneuerbare Energien über den Kauf von günstigen ausländischen HKN umgangen werden kann. Die differenzierte Stromabgabe würde die inländische Stromproduktion daher weder fördern noch stützen. Ein solches Instrument wird kaum Anreize für die Produktion und den Ausbau von erneuerbaren Energien im Inland geben.

Weitere Optionen wie ein nationales Zertifizierungssystem oder auch die Einführung eines Abgabesystems mit restriktiver Ausnahmeregelung (Climate Change Levy, CCL) nach Vorbild von Grossbritannien lösen diese Problematik nicht, denn zusätzliche Produktionsbedingungen wie bspw. Restwasserbestimmungen für Wasserkraftwerke werden zum grossen Teil auch von ausländischen Kraftwerken erfüllt. Im CCL-System wurde für den Vollzug ein eigenes Zertifizierungssystem aufgebaut. Ein ausländischer Lieferant muss nachweisen, dass er gleichzeitig mit der Produktion eines Zertifikats auch physisch Elektrizität ins Netz eingespeist und entsprechende Grenzkapazitäten ersteigert hat. Da die Schweiz aber als wichtiges europäisches Stromtransitland einen Stromtransit in der Grössenordnung ihres Eigenverbrauchs hat und entsprechend grosse Grenzkapazitäten aufweist, wäre ein solches System wirkungslos: Die Netzkapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz sind genügend gross, um den Anteil des nicht erneuerbaren Strom in der Schweiz (rund 25 TWh) mit Zertifikats-Importen<sup>11</sup> zu decken, die mit „grünen“ ausländischen HKN hinterlegt sind. So beträgt die Brutto-

<sup>9</sup> Die Herkunftsnachweise (HKN) werden in der EU gemäss Art. 15 der Richtlinie 2009/28/EG geregelt, in der Schweiz gemäss Herkunftsnachweis-Verordnung (HKNV; SR 730.010.1).

<sup>10</sup> Siehe Studie ECOPLAN (2015) „Auswirkungen eines Klima- und Energielenkungssystems für 2030“ ([https://www.efv.admin.ch/efv/de/home/themen/projekte/lenkungssys\\_klima\\_energieb/ext\\_forschungsb.html](https://www.efv.admin.ch/efv/de/home/themen/projekte/lenkungssys_klima_energieb/ext_forschungsb.html)).

<sup>11</sup> Hier geht es lediglich um den Import von Zertifikaten von erneuerbaren Energien am Kriterium der Grenzkapazitäten (Netzenpässe) der Schweiz. In diesem Fall spielt die limitierte Transformatorenkapazität der Schweiz für die Transformation des Stroms vom 380 kV auf das 220 kV Netz keine Rolle.



Importkapazität an der Nordgrenze rund 5 GW, was ungefähr zwei Dritteln der durchschnittlichen Last in der Schweiz entspricht.

Dieselbe Argumentation gilt auch, falls als alleinstehende Bedingung nur HKN anerkannt werden sollten, welche durch eine zeitgleiche Stromproduktion erzeugt wurden (kann z.B. stündlich erfolgen). Die erneuerbare Energie muss in diesem Fall zeitgleich zum Verbrauch/Import produziert und in das Stromnetz eingespeist werden. Der Produktionszeitpunkt wird im HKN entsprechend hinterlegt. Die Zeitgleichheit ist dabei entlang der gesamten Lieferkette nachzuweisen. Bereits heute sind solche Produkte als freiwilliger Standard erhältlich, beispielsweise die Zertifizierung von TÜV Süd für Stromprodukte aus erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Produktion (Produkt EE02). Über den Zusammenschluss der Märkte zum europäischen Strombinnenmarkt (sogenanntes «Market Coupling») und erzielten Schweizer Grenzkapazitäten können Wasserkraftwerke in Skandinavien die Zeitgleichheit entlang der gesamten Lieferkette, wenn auch mit etwas Aufwand, nachweisen. Durch eine distanzabhängige Restriktion<sup>12</sup> würde ausschliesslich Strom aus erneuerbaren Anlagen in der Region des jeweiligen Verbrauchers für eine Abgabebefreiung zugelassen werden. Die Nutzung der HKN wird geografisch beschränkt. So kann ein Stromlieferant die HKN für eine Anlage in einer bestimmten Region nur bei Kunden in derselben Region einlösen. Hauptsächliches Argument für die Massnahme ist neben der *Vermeidung des Ausbaus der Verteilnetze auch die Förderung der regionalen Akzeptanz* und des Zubaus von erneuerbaren Energien. Im Ausland stehende Anlagen können diesen Mechanismus ebenfalls nutzen, sofern sie tatsächlich Strom an einen Endverbraucher in der Schweiz innerhalb eines gewählten Umkreises (bspw. 200 km) liefern.

#### *Bewertung*

Die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung ist ein Grundprinzip des internationalen Handelsrechts (WTO, Freihandelsabkommen (FHA) zwischen der Schweiz und der EU sowie weitere Freihandelsabkommen). Wird eine differenzierte Stromabgabe so implementiert, dass ausländische HKN bzw. ausländische Stromproduzenten gegenüber schweizerischen HKN bzw. schweizerischen Stromproduzenten schlechter gestellt sind, was auch bei einer distanzabhängigen Restriktion der Fall ist, verstösst dies daher grundsätzlich gegen die Vorgaben des internationalen Handelsrechts. Prinzipiell liesse sich ein solcher Verstoß womöglich gestützt auf die Ausnahmebestimmungen, welche in den betreffenden Abkommen jeweils zum Schutze des Klimas und der öffentlichen Gesundheit verankert sind, rechtfertigen. Ob dies gelingt, hängt jedoch sehr stark von den konkreten Umständen des Einzelfalles ab, ist vorliegend aber tendenziell eher zu bezweifeln. Die verschiedenen Umsetzungsvarianten einer differenzierten Stromabgabe respektive Bedingungen könnten auch miteinander kombiniert werden. So ist beispielsweise denkbar, ein nationales Zertifizierungssystem zusammen mit einem erforderlichen Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Import von Zertifikaten, einer zeitgleichen Produktion und einer distanzabhängigen Restriktion zu verknüpfen. Eine Verknüpfung dieser Bedingungen bewirkt nebst der Internalisierung der externen Kosten eine Einschränkung von ausländischen HKN und könnte eine gewisse Aufwertung für Schweizer HKN aus erneuerbaren Quellen ermöglichen.

---

<sup>12</sup> Die distanzabhängige Restriktion ist nicht mit dem Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Zertifikateimport gleichzusetzen (wie es für die Befreiung der Climate Change Levy in Grossbritannien gemacht wird).





## 6.2 Quotenmodell für den Ausbau erneuerbarer Energien

Beim Quotenmodell werden alle Lieferanten verpflichtet, einen Mindestanteil ihrer Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien zu liefern. Dieser Mindestanteil nimmt über die Jahre kontinuierlich zu, bis die gewünschte Quote an erneuerbarem Strom erreicht ist. Die Erfüllung der Quote wird mittels Zertifikaten belegt. Ein Stromlieferant kann die Zertifikate entweder in den eigenen Kraftwerken generieren oder bei einem Kraftwerksbetreiber erwerben. Über die Quotenvorgabe wird so eine Nachfrage nach Zertifikaten geschaffen, welche Anreize schafft, Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung zuzubauen. Ist der Markt im Gleichgewicht, bestimmt das teuerste, zur Quotenerfüllung noch notwendige Kraftwerk den Preis der Zertifikate. Weil die Erlöse aus dem reinen Stromverkauf die Investition nicht rechtfertigen würden, braucht es die Zusatzerlöse aus dem Zertifikatsverkauf, damit das Kraftwerk gebaut und rentabel betrieben werden kann.

Erfolgsfaktoren für ein Quotenmodell sind u.a. klare Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Quotenvorgabe und genügend Möglichkeiten zum Bau neuer Kraftwerke, sowie genügend Akteure im Markt. Der zeitliche Pfad der Quote wird idealerweise langfristig festgelegt, so dass die Investoren möglichst über die ganze Abschreibungsdauer der Kraftwerke wissen, mit welcher Quote zu rechnen ist. Da die Quote die Menge festlegt, ergibt sich der Preis für die Zertifikate auf dem Markt durch Angebot und Nachfrage. Die Kosten eines Quotensystems für die Stromendverbraucher können somit auch nicht im Voraus geschätzt werden. Um grössere Preisschwankungen abfedern und neue Entwicklungen berücksichtigen zu können, muss der Zielpfad unter Umständen angepasst werden. Dies sollte jedoch nur mit Vorsicht und zu im Voraus kommunizierten Zeitpunkten erfolgen (z.B. alle fünf Jahre). Gibt es nicht genügend Möglichkeiten zum Bau neuer Kraftwerke, wird der Zertifikatemarkt illiquid mit entsprechend grossen Unsicherheiten und Preissprüngen. Ist die Anzahl der Akteure im Zertifikatsmarkt zu klein, besteht ein Risiko, dass der Effizienzvorteil dieses Marktes nicht ausgespielt werden kann. Dominiert z.B. der geplante Bau eines grossen Kraftwerks die Menge verfügbarer Zertifikate, kann durch Projektverzögerung der Zertifikatspreis in die Höhe schnellen. Ein erfolgreiches Quotensystem bedingt ausserdem, dass eine genügend hohe Pönale festgelegt wird, wenn die Ziele nicht erfüllt werden. Ansonsten kann es günstiger sein, die Pönale zu zahlen anstatt in neue Kraftwerke zu investieren. Die Pönale ist ein notwendiges Element für den Fall, dass der Markt versagt oder Zertifikate nur zu unverhältnismässig hohen Preisen beschafft werden können.

Quotenmodelle sind in der Regel technologie- und standortneutral, d.h. alle neuen oder erheblich erweiterten Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung können am Fördersystem teilnehmen. Dies hat den Vorteil, dass mit möglichst geringen Kosten ein möglichst hoher Zubau an erneuerbarer Stromerzeugung ausgelöst werden kann. Der Nachteil dabei ist, dass teurere Technologien von der Förderung nicht erfasst werden, wodurch bei diesen auch keine – potenziell kostensenkenden – Innovationen oder Weiterentwicklungen ausgelöst werden. Die Technologieneutralität hat auch zur Folge, dass alle Anlagentypen denselben Förderbetrag pro eingespeister Kilowattstunde erhalten, nämlich den Marktpreis des Zertifikats. Bei sehr unterschiedlichen Gestehungskosten führt dies zu hohen Mitnahmeeffekten, da auch das günstigste Kraftwerk denselben Förderbetrag erhält, der für das teuerste, zur Quotenerreichung gerade noch notwendige Kraftwerk bezahlt werden muss. Um diese Effekte zu reduzieren, kann man technologiespezifische Quoten zulassen.

### *Bewertung*

Neben der benötigten Liquidität beim Zertifikatehandel sind auch die Mitnahmeeffekte eine zentrale Herausforderung bei Quotenmodellen in kleinen Märkten. Solange die Gestehungskosten von neuen Kraftwerken relativ einheitlich und tief sind, funktioniert ein Quotenmodell gut. Ist die Kostenkurve aber steil, steigen die Mitnahmeeffekte, weil auch die günstigen Kraftwerke die volle Entschädigung erhalten, die zum Erreichen der Zubauziele benötigt wird. Für die Schweiz ist ein Quotenmodell weniger geeignet, da kaum genügend Liquidität im Markt besteht.



In rechtlicher Hinsicht bestehen für das Quotenmodell prinzipiell dieselben Hürden wie für die differenzierte Stromabgabe. Beschränkt sich die Förderwirkung auf den inländischen Kraftwerkpark, sind ausländische Stromproduzenten schlechter gestellt, womit die Massnahme gegen den Grundsatz der Nichtdiskriminierung des internationalen Handelsrechts verstösst. Ob sich dieser Verstoß gestützt auf umwelt- oder gesundheitspolitische Motive rechtfertigen lässt, ist im Lichte der restriktiven Handhabung dieser Ausnahmen zweifelhaft. Trotzdem wurde in Schweden ein ähnliches Modell umgesetzt. Dies hängt auch damit zusammen, dass Strom ein netzgebundenes Gut ist und in diesem Fall nicht über die Europäischen Grenzen hinaus gehandelt werden kann.

### **6.3 Quotenmodell für bestehende Erneuerbare und den Ausbau erneuerbarer Energien**

Quotenmodelle sind grundsätzlich zur Förderung des Kraftwerkzubaues konzipiert, sie können aber auch so ausgestaltet werden, dass bestehende Kraftwerke mitgefördert werden, um die langfristige Sicherstellung der Stromwirtschaft, insbesondere der Wasserkraft, zu garantieren. Dafür wären Kompromisse nötig, da für den Zubau und die Unterstützung bestehender Kraftwerke eine andere Parametrierung notwendig wäre. Während bestehende Kraftwerke oft schon abgeschrieben sind und schon mit einer geringen (oder gar keiner) Förderung rentabel betrieben werden können, braucht es für Neuanlagen eine höhere Förderung, damit die Investitionen getätigt werden. Ohne entsprechende Gegenmassnahmen käme es also zu einer deutlichen Überförderung der bestehenden Kraftwerke (Mitnahmeeffekte). Entschärft werden könnte diese Problematik durch unterschiedliche Quoten oder mit einem Anpassungsfaktor, der auf die Zertifikate bestehender Kraftwerke angewendet würde, so dass diese beispielsweise pro eingespeister Kilowattstunde nur einen Zehntel eines Zertifikats erhielten.

Ist es das Ziel, den Zubau und Erhalt von erneuerbaren Energien im Sinne der Energiestrategie 2050 und der Schweizer Klimaziele zu erreichen, kann ein jährlicher Quoten-Pfad vorgeben, wie hoch der Anteil erneuerbarer Energien in der Schweiz pro Jahr sein soll. Lieferanten müssen in ihrem Absatz an Endkunden in der Schweiz die mit der Zeit steigenden Quoten mit Zertifikaten erfüllen oder eine Pönale zahlen.

#### *Bewertung*

Da bestehende Kraftwerke in der Regel deutlich tiefere Kosten aufweisen als Neuanlagen, besteht die Gefahr von Mitnahmeeffekten. Erheblich ist aber in einem solchen Modell die Bedeutung der Festlegung der Pönale: Ist die Quote tiefer gesetzt als das Angebot, tendiert der Zertifikatspreis gegen Null. Ist die Quote höher gesetzt als das Angebot, tendiert der Zertifikatspreis gegen die Höhe der Pönale, sprich gegen einen regulierten Preis. Die Zusatzerlöse für die Produzenten bzw. die Zusatzkosten für die Verbraucher werden daher direkt aufgrund der Festlegung der Höhe der Quote und der Pönale bestimmt, ggf. auch durch den Anpassungsfaktor. Dadurch handelt es sich beim Quotenmodell nicht um ein reines Marktmodell, sondern um ein reguliertes System, bei welchem die Preisbildung direkt durch die Festlegung der Quote, der Pönalen und allenfalls eines Anpassungsfaktors für bestehende Kraftwerke gesteuert wird. Zudem hat das Quotenmodell nur die gewünschte Wirkung, wenn ausländische Zertifikate nicht anerkannt werden. Aufgrund der strukturellen Begebenheiten in der Schweiz (keine Liquidität beim Ausbau von neuen erneuerbaren Energien, viel bestehende Wasserkraft) und der nicht ganz einfachen administrativen Festlegung der Quote und Pönale, wird der Umsetzungsaufwand als beträchtlich eingeschätzt. Aufgrund der Förderung bei den bestehenden Kraftwerken wird für eine abschliessende Beurteilung die rechtliche Zulässigkeit noch detailliert geprüft.

Gemäss Abschätzungen von Swiss Economics (2016) lägen die Kosten eines Quotenmodells mit einer Pönale von 7 Rp./kWh je nach Ausgestaltung zwischen 1 Mrd. CHF und 1.5 Mrd. CHF pro Jahr. Diese Kosten würden direkt auf die Endkunden abgewälzt.



In rechtlicher Hinsicht erwächst diesem Quotenmodell eine zusätzliche Hürde: Werden auch Altanlagen „gefördert“, fällt die Rechtfertigung eines allfälligen Verstosses gegen das internationale Handelsrecht noch schwerer.

#### **6.4 Förderung erneuerbarer Energien über Auktionen**

Ein neues Marktmodell kann auch mittels einer Reform der bestehenden Fördersysteme herbeigeführt werden. Um die Förderhöhe nach wettbewerblichen Prinzipien festzulegen, könnten die Einspeiseprämie wie auch die Investitionsbeiträge marktnäher in Form von Auktionen ausgestaltet werden. Ohne Auktionen wird die Höhe der Einspeiseprämie oder der Investitionsbeiträge staatlich festgelegt, sei es als technologieneutraler Pauschalansatz, oder aber technologiespezifisch z.B. anhand von Referenzkraftwerken oder Einzelfallprüfungen. Anstelle einer staatlichen Festlegung der Förderhöhe kann diese aber auch ausgeschrieben und über ein Auktionsverfahren festgelegt werden. Dies ist sowohl für eine fixe wie auch für eine variable Einspeiseprämie (in Abhängigkeit des Einspeisezeitpunkts) möglich und ebenso für Investitionsbeiträge. Deutschland, Frankreich, Italien, die Niederlande und Dänemark führen Auktionen zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung durch.

Für das Gelingen von Auktionen gibt es mehrere Schlüsselfaktoren. Entscheidend sind u.a., dass es genügend Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern gibt, und dass wirksame Sanktionen erfolgen, wenn eine Anlage trotz Zuschlag nicht realisiert wird. Bei fehlendem Wettbewerb und/oder bei fehlenden Sanktionen käme es zu strategischem Bieterverhalten. Es wäre dann möglich, dieselbe Anlage zu verschiedenen Preisen zu platzieren, aber dann nur das teuerste Angebot, welches gerade noch einen Zuschlag bekommen hat, zu realisieren.

##### *Bewertung*

Ein Auktionsmodell ist relativ komplex in der konkreten Ausgestaltung. Beim Auktionsdesign gilt es vor allem die Anlagentypen, die zur Verfügung stehende Fördersumme oder die angestrebte Energieproduktion bzw. Kraftwerksleistung, den Auktionsmodus (Pay-as-bid, Pay-as-cleared, Rückwärtsauktion, etc.) und auch die Periodizität der Ausschreibungen festzulegen. In reiferen Märkten mit genügend Liquidität sind Auktionen aber grundsätzlich ein geeignetes Instrument, um wettbewerbsbasiert eine möglichst hohe Fördereffizienz zu erreichen. Zu bedenken ist, dass der administrative Aufwand – sowohl für die Produzenten wie auch für die Vollzugsbehörden – höher ist als bei einer hoheitlichen Festsetzung des Vergütungssatzes bzw. Investitionsbeitrags. Bei technologieneutralen Auktionsmodellen kann die Wasserkraft nur dann profitieren, wenn sie im Vergleich zu den anderen Technologien kostengünstig zugebaut werden kann.

#### **6.5 Erhalt und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten**

Aktuell ist die Versorgungssicherheit in der Schweiz aufgrund der hohen Kapazität der einheimischen Produktionsanlagen und der Importkapazitäten sichergestellt. Für die künftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und für eine möglichst CO<sub>2</sub>-freie Stromversorgung gemäss den klimapolitischen Zielen ist es wichtig, dass die Wasserkraftwerke auch langfristig am Netz bleiben und Rahmenbedingungen für die notwendigen Erneuerungsinvestitionen geschaffen werden, so dass die inländische Produktion langfristig weiterexistieren kann. Weil die inländische Produktion für die Deckung des Landesverbrauchs nicht immer ausreicht, spielen die grossen, grenzüberschreitenden Netzkapazitäten der Schweiz für die erforderlichen Importe eine wichtige Rolle. Die Beurteilung der Versorgungssicherheit muss mittels ganzheitlicher Analysen zur „System Adequacy“ erfolgen und periodisch durchgeführt werden.



### 6.5.1 Marktprämienmodell

Das Marktprämienmodell für die Grosswasserkraft wurde im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 entwickelt. Die Finanzierung der zeitlich befristeten (bis fünf Jahre nach Inkrafttreten des ersten Massnahmenpaketes der ES 2050) Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen erfolgt über einen Anteil des Netzzuschlags von 0.2 Rp./kWh. Insgesamt ergibt das rund 115 Mio. CHF pro Jahr. Die Wasserkraftproduzenten sollen für diejenige Elektrizität, welche sie im freien Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, von einer Prämie von höchstens 1 Rp./kWh profitieren. Dieses Modell könnte sowohl befristet verlängert werden, als auch mit mehr Mitteln ausgestattet werden, sollten sich die Rahmenbedingungen nicht verbessern.

Die Massnahme verbessert die Ertragsseite der Kraftwerke. Sie wirkt spezifisch für die bestehende Grosswasserkraft und ist auf Lieferanten, welche den Strom am freien Markt und nicht in die Grundversorgung verkaufen, beschränkt. Die Mehrkosten für die Konsumenten sind limitiert – in der angeordneten Lösung auf 0.2 Rp./kWh befristet auf fünf Jahre. Die Wirkung für die Produzenten ist dadurch ebenfalls limitiert mit rund 115 Mio. CHF pro Jahr.

#### *Bewertung*

Das Marktprämienmodell wurde als befristetes Modell angedacht, welches relativ rasch eingeführt werden kann und selektiv betroffenen Betreibern von Wasserkraftanlagen einen Deckungsbeitrag an die Kapitalkosten gibt, um so den Betrieb aufrecht zu erhalten. Der finanzielle Umfang der Massnahme ist beschränkt. Der administrative Aufwand ist bei diesem Modell eher gering. Bei einer vollständigen Marktöffnung, wenn gefangene Kunden wegfallen, dürfte der Druck auf Weiterführung bzw. Erhöhung der finanziellen Beiträge zunehmen. Im Lichte der Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ist davon auszugehen, dass eine binnenmarktverträgliche Ausgestaltung tendenziell schwer zu erreichen ist. Je höher die Marktprämie, desto schwieriger fällt ihre Rechtfertigung. Ungeachtet eines allfälligen Verstosses gegen völkerrechtliche und EU-rechtliche Vorgaben, erscheint ein Marktprämienmodell somit eher als Übergangslösung bzw. nur ausserhalb eines Stromabkommens mit der EU gangbar. Mit der Begrenzung der Prämie auf 1 Rp./kWh können nicht alle Wasserkraftwerke im gegenwärtigen Marktumfeld ihre Gesamtkosten decken, sondern es wird durch die Massnahme nur ein Teil der variablen Kosten gedeckt.

### 6.5.2 Abgeltung für strategische Speicherreserven (Verfügbarkeitsauktion)

Die Schweiz verfügt im Winterhalbjahr nicht über genügend Elektrizität, um ihren Stromverbrauch jederzeit zu decken. Sie ist in dieser Zeit auf Importe angewiesen. Um auch bei einer Importrestriktion oder einem Ausfall von Bandlastkraftwerken im Winter (bspw. Kernkraftwerke) in der Schweiz die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, könnte eine Abgeltung für strategische Speicherreserven eingeführt werden. In diesem Fall beschafft ein zentraler Einkäufer (z.B. Swissgrid) die Vorhaltung eines Speicherinhaltes bzw. die Verfügbarkeit von Leistung und Energie, so dass der inländische Strombedarf jederzeit für eine vorgegebene Anzahl Tage oder Wochen gedeckt werden kann. Belastet würden alle Endverbraucher (Ausnahmen für energieintensive Betriebe möglich) mit einem Zuschlag für die Netznutzung. Diese Massnahme kann grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet werden und alle Speicher- und Umwandlungstechnologien (bspw. Batterien) zulassen.

Während die Kapazitätsauktion die Leistungsbereitstellung sicherstellen soll, zielt die Verfügbarkeitsauktion darauf ab, die Energie- bzw. Speicherverfügbarkeit in den (trockenen) Winter- und Frühjahrsmonaten abzusichern. Diese Massnahme gibt den Speicherkraftwerkbetreibern Anreize, ihr verfügbares Wasser nicht in einer Hochpreisphase im Herbst/Winter vollständig zu turbinieren, sondern für spätere, möglicherweise versorgungstechnisch kritischere Zeitpunkte vorzuhalten. Die Betreiber der Wasserkraftanlagen werden für die durch die Vorhaltung entstehenden Opportunitätskosten entschädigt (d.h. für die entgangenen Erträge am Spot- und SDL-Markt durch zeitlich verlagerte Einspeisung). Ziel dieser Massnahme ist daher die Schaffung von Anreizen für die Umlagerung der Energie. Diese



Massnahme dürfte jedoch kaum auch Investitionsanreize für Erneuerungen und Erweiterungen der Anlagen schaffen, sofern sich genügend Anbieter an der Auktion beteiligen und der Markt kompetitiv ist. Dies hängt auch von der konkreten Produktgestaltung ab, insb. über welchen Zeitraum die verfügbare Kraftwerksleistung und Energie abgerufen werden soll. Je länger dieser Zeitraum ist, desto höher werden die Opportunitätskosten der Speicherbetreiber und desto geringer die Anzahl möglicher Anbieter. Es geht daher darum, eine optimale Länge des Verfügbarkeitsproduktes zu definieren.

#### *Bewertung*

Eine Abgeltung für strategische Speicherreserven bspw. mittels Verfügbarkeitsauktion erscheint zweckmässig, um mögliche Versorgungsengpässe marktseitig zusätzlich, d.h. über die heutigen Systemdienstleistungs- (SDL) Produkte hinaus, abzusichern. Speicherbetreiber hätten so den Anreiz, auf Produktion zu gewissen systemtechnisch unkritischen Zeiten zu verzichten und in systemtechnisch kritische Zeiten zu verlagern. Die Massnahme ist allerdings bei einer nicht übermässig langen Lieferverpflichtung und einem kompetitiven Markt nicht geeignet, über die dadurch entstehenden Opportunitätskosten hinausgehende Erträge zu generieren und Investitionsanreize zu setzen. Der Finanzierungsbedarf dürfte daher deutlich geringer ausfallen als bspw. bei Kapazitätsmechanismen. Auch der Umsetzungsaufwand dürfte überschaubar sein, da er auf die eingespielten Prozesse der SDL-Auktionen abgestützt werden könnte.

### **6.5.3 Kapazitätsmechanismen**

Kapazitätsmechanismen setzen zusätzliche Investitionsanreize in den Aufbau und Erhalt von Kraftwerkskapazitäten und stellen einen weiteren Zahlungsstrom bereit. Diese Zahlungen sollen sicherstellen, dass die Kraftwerke nicht nur ihre variablen Kosten decken können, sondern auch ihre Kapital- und Fixkosten. Motivation für die Einrichtung von Kapazitätsmechanismen ist der Umstand, dass die Märkte bisher keine genügend klare Signale generierten, um längerfristig die Investitionen in Produktionskapazitäten anzureizen. Vorrangiges Ziel ist die Erhaltung der Versorgungssicherheit im Sinne von genügend verfügbarer Kraftwerksleistung. Das Ziel der Erhaltung der Versorgungssicherheit kann jedoch unterschiedlich spezifiziert werden. Die Zahlungsströme können sich auf alle Kraftwerke, Neubaukraftwerke, bestimmte Kraftwerkstechnologien oder die Nachfrageseite konzentrieren. Daneben kann gefordert werden, dass staatlich geförderte Kraftwerke nicht am Markt teilnehmen (Kapazitätsreserve). Für die Schweiz sind folgende Umsetzungsvarianten von Kapazitätsmechanismen denkbar:

#### *Gezielter Kapazitätsmechanismus: Spitzenlastmodell*

Im Sinne der Versorgungssicherheit soll sichergestellt werden, dass Kraftwerke, die zu Stunden mit höchster Last produzieren, ausreichend abgegolten werden und dadurch auch Anreize für Erneuerungsinvestitionen entstehen. Hierzu werden Kraftwerke, die in Stunden mit höchster vertikaler Last, also in den Stunden mit den höchsten Übergaben aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze, produzieren, gemäss ihrer erwarteten bereitgestellten Leistung anteilmässig abgegolten.

Eine Variante dieses Modells mit dezentralen Verpflichtungen wurde für Frankreich ausgearbeitet, wo alle Kapazitätsanbieter Zertifikate zugeteilt bekommen, die sich auf im Voraus definierte Hochlastzeiten beziehen. Energieversorger müssen Zertifikate halten, die ihre Nachfrage decken. Falls ihnen Zertifikate fehlen, werden Strafen fällig. Die Zertifikate können gehandelt werden.

#### *Zentrale Ausschreibung für Kapazität als Forward Kapazitätsauktion*

Ziel dieser Auktion ist der langfristige Erhalt inländischer Kraftwerkskapazitäten. Das Modell orientiert sich an den Kapazitätsmarktmodellen in Grossbritannien und New England. Kraftwerke sollen durch eine Forward Kapazitätsauktion (bspw. 4 Jahre im Voraus) Deckungsbeiträge für ihre Kapitalkosten erhalten, welche sie in einem reinen Energy-Only-Markt nicht vergütet erhielten. Das Modell der For-





ward Kapazitätsauktion kann mit der Verfügbarkeitsauktion (vgl. Kap. 6.5.2) kombiniert werden. Während die Kapazitätsauktion die Kapazitätsbereitstellung sicherstellen soll, zielt die Verfügbarkeitsauktion darauf ab, die Energie- bzw. Speicherverfügbarkeit in den (trockenen) Winter- und Frühjahrsmonaten abzusichern.

Die verschiedenen Umsetzungsvarianten von Kapazitätsmechanismen können politisch vorgegeben und gesteuert werden. Der Kapazitätsbedarf kann dabei basierend auf System Adequacy-Analysen ermittelt werden und bspw. über den Übertragungsnetzbetreiber zentral einige Jahre im Voraus ausgeschrieben werden. Durch eine Forward Kapazitätsauktion kann der langfristige Erhalt inländischer Kraftwerkkapazitäten sichergestellt werden und auch Investitionsanreize für Neuanlagen auslösen. Denkbar wären hier auch differenzierte Kapazitätsvertragslaufzeiten, wonach Bestandskraftwerke während bspw. einem Jahr die Kapazitätzahlung erhalten, während neue oder signifikant erneuerte Kraftwerke bspw. während 10-15 Jahren Kapazitätzahlungen erhalten.

Die Finanzierung erfolgt beispielsweise wie heute bei SDL über die Netzentgelte mit Kostenwälzung auf die Endkunden. In einem dezentralen Modell könnten auch Kapazitätzahlungen von den Konsumenten bzw. Lieferanten an die Produzenten bezahlt werden. Es sind somit keine öffentlichen Mittel notwendig und die Netzentgelte steigen im Umfang des politisch festgelegten Betrags bzw. des Auktionsergebnisses. Im Spitzenlastmodell steigen die Energiepreise im Rahmen der Kapazitätsverpflichtungen bei den Lieferanten.

#### *Bewertung*

Durch die Kapazitätsprämien wird insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken mit einer sicheren Verfügbarkeit verbessert. Dazu gehören u.a. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, aber auch Kernkraftwerke (sofern nicht politisch ausgeschlossen) und Laufwasserkraftwerke. Ein Kapazitätsmarkt soll dazu beitragen, dass langfristig hinreichend Kraftwerksleistung bereitgestellt wird, um die nationale Versorgungssicherheit abzusichern. Der Kapazitätsmarkt hilft den Kraftwerken, Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten zu erwirtschaften, damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit mit Erneuerungsinvestitionen gewährleistet ist. Die Kosten für die Verbraucher erhöhen sich. Der administrative Aufwand dieser Massnahme ist abhängig von der konkreten Ausgestaltung. Je nach Ausgestaltung stellen die Kapazitätsmechanismen einen Kostenblock von bis zu 1.5 Mrd. CHF pro Jahr dar. Die Kosten sind jedoch direkt abhängig vom Umfang der Massnahme.

## **7. Einordnung Kosten der Massnahmen**

Die gesamten Ausgaben der Endverbraucher für Strom in der Schweiz betragen derzeit rund 9,8 Mrd. CHF pro Jahr. Die Kosten der verschiedenen Massnahmen sind teilweise nicht direkt vergleichbar. Sie liegen im Bereich von 115 Mio. CHF (Marktprämie gemäss Ausgestaltung im 1. Massnahmenpaket der ES 2050, strategische Speicherreserven) bis rund 1.5 Mrd. CHF pro Jahr (je nach Ausgestaltung Quotenmodell, Kapazitätsmechanismen).

Notlösungen stellen oft nur eine Deckung der variablen Kosten dar, und Massnahmen wie die Marktprämie oder eine Abgeltung für strategische Speicherreserven reichen nicht aus, um die vollen Gestehungskosten zu decken bzw. um Investitionsanreize für Erneuerungen und Erweiterungen zu setzen. Weitergehende Lösungen stellen hingegen Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten dar und setzen auch Anreize für langfristige Investitionen und Reinvestitionen.

Sollen mit der Massnahme auch Erneuerungen- und Erweiterungsinvestitionen gedeckt werden können, steigen die Finanzierungskosten deutlich an. Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungs-





kosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte bei der Grosswasserkraft betragen rund 14 Rp./kWh<sup>13</sup>, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise. Mit den oben beschriebenen Quotenmodellen und Kapazitätsmechanismen können auch solche Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen bearbeitet werden (je nach Höhe der Quote bzw. der ausgeschriebenen Kapazität).

## 8. Schlussbemerkungen

Um Versorgungssicherheit als öffentliches Gut zu gewährleisten, muss die Energieproduktion (grenzüberschreitend) mit dem Netz optimal zusammenspielen. Es geht also bei der Gestaltung der Stromnetze um die Frage, wo die Energie produziert und wie sie über das Netz (auch grenzüberschreitend) verteilt wird. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem EU) die Situation über die Zeit ändert, müssen periodisch ganzheitliche Analysen zur System Adequacy durchgeführt werden. Eine tiefgreifende Änderung des Strommarktdesigns sollte nur unter Berücksichtigung der Entwicklungen in den Nachbarländern umgesetzt werden. So wird sichergestellt, dass die Klima- und energiepolitischen Ziele kosteneffizient erreicht werden.

Der Bundesrat hat mit dem zweiten Massnahmenpaket der ES 2050 beschlossen, dass ein Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem stattfinden soll. Ziel ist es dabei weiterhin, die Energieeffizienz zu steigern und den Ausstoss von Treibhausgasen zu verringern. Es müssen die richtigen Anreize gesetzt werden, damit die Versorgungssicherheit sichergestellt und der Umbau des Schweizer Energiesystems kosteneffizient erfolgen kann und konsistent mit den klimapolitischen Zielen ist. Je nach dem politisch festgelegten Ziel, müssen geeignete Marktregeln und unterschiedliche Instrumente für die Sicherstellung der Versorgung gewählt werden. Diese können je nach Ausgestaltung auch eine Verfassungsänderung zur Folge haben. Folgende Instrumente für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und den Umbau des Energiesystems stehen zur Verfügung:

### *Differenzierte Stromabgabe, Quotenmodelle und Auktionen*

Aufgrund der fehlenden Kompatibilität mit dem europäischen sowie dem internationalem Recht ist eine Implementierung der differenzierten Stromabgabe problematisch.

Um den in der Energiestrategie 2050 beschlossenen Zubau an neuen erneuerbaren Energien zu fördern, kann ein Quotenmodell gewählt werden. Beim Quotenmodell handelt es sich nicht um ein reines Marktmodell, sondern um ein reguliertes System, bei welchem die Preisbildung direkt durch die Festlegung der Quote, der Pönalen und allenfalls eines Anpassungsfaktors für bestehende Kraftwerke gesteuert wird. Ein Quotenmodell für neue erneuerbare Energien ist in der Schweiz aber eher ungeeignet, da nicht genügend Liquidität im Markt besteht. Sobald das Quotenmodell auf bestehende erneuerbare Energien ausgedehnt wird, ist die Parametrierung sehr schwierig und es können sehr hohe Mitnahmeeffekte entstehen.

Auktionen hingegen bieten den Vorteil, dass die hoheitliche Festsetzung des Vergütungssatzes bzw. des Investitionsbeitrages entfällt und die Parametrierung in jeder Ausschreibungsrunde angepasst werden kann. Politisch wird nur die Fördermenge, also der Zubau an erneuerbaren Energien bzw. die zur Verfügung stehenden Mittel, festgelegt.

### *Geeignete Instrumente für kurzfristige Massnahmen*

Steht der Erhalt des heutigen Kraftwerksparks im Vordergrund, stehen andere Instrumente im Fokus. Der kurzfristige Erhalt der Produktion erfordert dabei wiederum andere Instrumente als Massnahmen

---

<sup>13</sup> Siehe BFE (2013), „Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft“ ([http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier\\_id=06075](http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=de&dossier_id=06075)).



auf lange Sicht. Auf kurze Frist wird die Produktion eingestellt, falls die variablen Kosten der Produktion nicht mehr gedeckt sind.

Das Marktprämienmodell für die Wasserkraft, welches im Rahmen der Energiestrategie 2050 befristet eingeführt werden soll, ist ein erstes geeignetes Modell. Es soll betroffene Betreiber von Wasserkraftanlagen selektiv unterstützen. In einer vollen Marktöffnung ist bei einer Weiterführung dieses Modells mit sehr hohen Kosten zu rechnen respektive eine eher geringe Wirkung zu erwarten. Bei diesem Modell könnten auch Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten vergütet werden, jedoch auch nur zu sehr hohen Kosten.

Eine strategische Speicherreserve zielt direkt darauf, mögliche Versorgungsengpässe im Sinne einer Stärkung der Versorgungssicherheit zusätzlich über den Markt abzusichern. Speicherbetreiber würden so den Anreiz erhalten, auf Produktion zu gewissen systemtechnisch unkritischen Zeiten zu verzichten und auf systemtechnisch kritische Zeiten zu verlagern.

Marktprämienmodell und strategische Speicherreserven generieren zielkonform keine hohen Deckungsbeiträge und setzen keine Anreize für Reinvestitionen. Entsprechend liegen die Kosten je nach Ausgestaltung im Bereich von jährlich 100 – 200 Mio. CHF.

#### *Geeignete Instrumente für langfristige Massnahmen*

Sollen langfristig Anreize bei tiefen Strompreisen vorhanden sein, um Reinvestitionen in den Kraftwerkspark zu tätigen, so sollte das Instrument eines Kapazitätsmarktes gewählt werden. Ein Kapazitätsmarkt hilft den Kraftwerken, genügend Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten zu erwirtschaften, damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit mit Erneuerungsinvestitionen gewährleistet ist. Dazu wird eine vorgegebene Leistung langfristig auktioniert. Je nach Ausgestaltung des Modells muss die Leistung mit einer gesicherten Energiemenge hinterlegt sein. Der Vorteil einer Kapazitätsauktion ist, dass die Behörden weniger Informationen zur Kostenstruktur der Produzenten benötigen als bspw. bei der Marktprämie oder einem Quotenmodell (zur Festlegung der Pönalen). Das Auktionsergebnis passt sich den Marktbedingungen an, falls ein Wettbewerb unter den Anbietern herrscht. Die Kosten dieser Massnahme hängen von der Festlegung der bereitzustellenden gewünschten Energiemenge oder Leistung ab und betragen zwischen mehreren hundert Millionen CHF bis rund 1.5 Mrd. CHF pro Jahr.

#### *Kombination von kurz- und langfristigen Massnahmen*

Abhängig vom politischen Ziel und je nach Situation im Strommarkt können kurzfristige Instrumente mit Kapazitätsmechanismen gekoppelt werden. Dies ist für eine Situation geeignet, in welcher kurzfristig zu wenig Energie in kritischen Monaten produziert würde und zusätzlich Anreize fehlen, langfristig die Kapazität zu erhalten. Das wäre beispielsweise der Fall, wenn langfristig tiefe Strompreise auf dem Markt zu erwarten wären. Bei der Umsetzung der möglichen Instrumente ist dabei die Notwendigkeit und Dringlichkeit zu berücksichtigen. Zudem sollten die Massnahmen zielgerichtet sowie möglichst flexibel sein und auch ein Phasing-out im Sinne einer Sunset-Klausel enthalten. Letzteres ist wichtig für den Fall, wenn wegen veränderter Rahmenbedingungen eine Massnahme nicht mehr nötig sein sollte.

#### *Fazit*

Die aufgezeigten Modelle sind alle umsetzbar – mit mehr oder weniger grossen Hindernissen. Falls der Bundesrat einen Auftrag zur detaillierten Erarbeitung eines Modelles erhalten sollte, müssten vorgängig im Einklang mit den übergeordneten Zielen einer ausreichenden, breit gefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung festgelegt werden, welche Ziele verfolgt werden sollen – z.B. der erwünschte Ausbau der erneuerbaren Energien oder der erwünschte Grad an Reinvestitionen für den Erhalt der bestehenden Kraftwerke.