



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

Oktober 2016

---

# **Umgang mit bestehenden Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz**

---



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

**Datum:** 19.01.2017

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern

**Herausgeber/in / Autor/in:**

Swiss Economics, Universität Freiburg, Ecofys

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts  
verantwortlich**

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# **Umgang mit bestehenden Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz**

Dr. Urs Trinkner, Swiss Economics

Thomas Geissmann, Swiss Economics

Ivo Scherrer, Swiss Economics

Dr. Markus Kern, Universität Freiburg

Dr. Benedikt Pirker, Universität Freiburg

Dr. Christian Nabe, Ecofys

**Schlussbericht im Auftrag des BFE**

**Oktober 2016**

**ISSN 2235-1868**

### **Begleitgruppe**

Vertreter des Bundesamtes für Energie und der eidgenössischen Finanzverwaltung

### **Kontakt**

Urs Trinkner, Managing Partner, +41 44 500 56 24, [urs.trinkner@swiss-economics.ch](mailto:urs.trinkner@swiss-economics.ch)

### **Disclaimer**

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG  
Weinbergstrasse 102  
CH-8006 Zürich  
Schweiz  
[www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)

## Zusammenfassung

### Ausgangslage und Grundlagen

Stromerzeuger sind in Europa aufgrund stark gesunkener Grosshandelspreise unter Druck geraten. Unter anderem mit der Befürchtung, dass die tiefen Strompreise keine ausreichenden Anreize geben, für die Versorgungssicherheit notwendige Kapazitäten am Markt zu halten oder zuzubauen, sind in den letzten Jahren in den europäischen Mitgliedstaaten verschiedene Kapazitätsmechanismen entstanden, um Kraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit zu unterstützen. Daneben bestehen vielfältige und substanzielle Förderungen der EU Mitgliedstaaten für bestehende und neue Stromproduktion. Diese vielfältigen und heterogenen Eingriffe haben einerseits Wettbewerbsverzerrungen im integrierten EU Strommarkt zur Folge, andererseits machen sie es wahrscheinlich, dass ein anhaltender Druck auf den europäischen Grosshandelspreisen lasten wird.

Aufgrund hoher Schweizer Importkapazitäten wirkt sich dies direkt auch auf die Schweizer Grosshandelspreise aus. Die Stromerzeuger in der Schweiz sind in einem solchen Umfeld entsprechend gefordert: Seit 2008 sind die Schweizer Grosshandelspreise um 64% gesunken und die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke ist teilweise gefährdet. Von diesen Entwicklungen betroffen ist auch die Wasserkraft, die in der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle spielt, da sie einerseits emissionsfrei ist und andererseits aufgrund ihrer hohen technischen Flexibilität ein gutes Gegenstück zu den gewünschten volatil erzeugenden neuen erneuerbaren Energien darstellt. Daneben hat die Versorgungssituation im Winter 2015/16 gezeigt, dass fehlende Erzeugung in der Schweiz mit der heutigen Infrastruktur nicht vollständig durch Importe ersetzt werden kann. Scheiden künftig Schweizer Erzeuger, insbesondere Wasserkraft, im grossen Stil aus dem Markt aus, fällt einerseits der Beitrag der Schweiz zur internationalen Klimapolitik geringer aus und andererseits reduziert sich die (technische) Versorgungssicherheit im Winter sowie bei der Abdeckung von untertägigen Lastspitzen.

Das erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 sieht eine befristete Hiflstellung für die Wasserkraft vor (voraussichtlich bis 2023). Spätestens mit Blick auf die zweite Phase der Energiestrategie stellt sich die Frage nach einer Absicherung der inländischen Stromproduktion erneut. Entsprechend sind nachhaltige Lösungen zur Sicherung der Wasserkraft bzw. von bestehenden Kraftwerken im Sinne der Versorgungssicherheit gesucht. Solche Ausgleichsmassnahmen sollten aus ökonomischer Sicht möglichst an bestehenden Markt- oder Regulierungsversagen ansetzen (z.B. an nicht internalisierten externen Effekten).

### Zielsetzung und Rahmenbedingungen

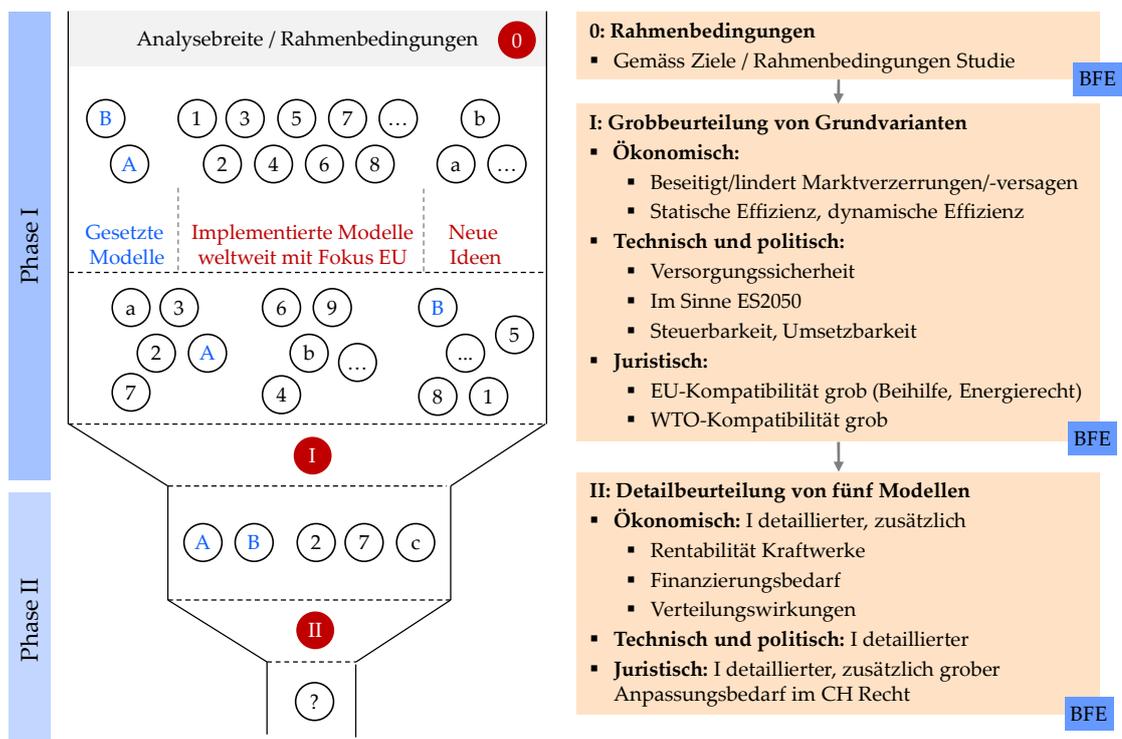
Vor diesem Hintergrund hat Swiss Economics in Zusammenarbeit mit Ecofys und dem Institut für Europarecht der Universität Freiburg i.Ü. im Rahmen eines Einladungsverfahrens des Bundesamts für Energie (BFE) den Zuschlag erhalten, mögliche Ausgleichsmassnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz aufzuzeigen. Die Ausgleichsmassnahmen können sowohl bestehende wie auch neu zu bauende Kraftwerke miteinbeziehen. Im Fokus der Studie sollen jedoch bestehende Anlagen und diesbezüglich eher die Wasserkraft liegen. Die erarbeiteten Lösungsoptionen sollen möglichst für die Gegebenheiten in der Schweiz vor dem Hintergrund des aktuellen Marktumfeldes, der Umsetzung der Energiestrategie 2050 und der weiteren Integration in den europäischen Binnenmarkt realisierbar sein. Von den identifizierten

Ausgleichsmassnahmen sollen insgesamt fünf näher auf ihre Auswirkungen untersucht werden, darunter ein im Rahmen der Studie zu spezifizierendes Quotenmodell sowie eine Abnahme- und Vergütungspflicht.

**Vorgehen**

Ausgehend von dieser Zielsetzung wird in einem sukzessiven Verdichtungsprozess für die diskutierten Ausgleichsmassnahmen mit zunehmender Verdichtung eine höhere Analysetiefe gewählt. In einer ersten Phase erfolgt nach einer Erarbeitung der ökonomischen und rechtlichen Grundlagen und Beurteilungskriterien (Kapitel 2) eine Auslegeordnung von Ausgleichsmassnahmen in anderen Ländern mit besonderem Fokus auf EU Mitgliedstaaten (Abschnitte 3.1 und 3.2). Diese werden anschliessend auf einen Auswahlvorschlag von fünf Modellen verdichtet (Abschnitte 3.3 und 3.4). Die von der Begleitgruppe gewählten fünf Modelle werden in einer zweiten Phase auf ihre ökonomischen und und rechtlichen Konsequenzen hin untersucht (Kapitel 4). Zum Schluss folgt eine Diskussion der Resultate (Kapitel 5). **Abbildung 1** stellt das Vorgehen dar und illustriert die verwendeten Beurteilungskriterien.

**Abbildung 1: Kriterien zur Beurteilung der Ausgleichsmassnahmen**



Quelle: Swiss Economics

**Vielfältige Ausgleichsmassnahmen**

Die Länderanalyse, die Analyse von bestehenden Studien sowie eigene Überlegungen legen nahe, dass einerseits weltweit verschiedenste Modelle von Ausgleichsmassnahmen bereits bestehen und dass daneben viele weitere denkbar sind. Darunter sind diverse Förder- und Kapazitätsmechanismen oder Modelle, welche am Ort der Einspeisung ansetzen. Insbesondere bei den Kapazitätsmechanismen ist die Diversität in den EU-Ländern hoch (vgl. Abschnitt 3.1). Die verschiedenen Modelle weisen stark unterschiedliche Wirkungen auf und viele davon können

grundsätzlich auch in der Schweiz Anwendung finden. Abgesehen von den fünf näher untersuchten Ausgleichsmassnahmen erachten die Auftragnehmer mit Blick auf die zweite Etappe der Energiestrategie u.a. folgende Ansätze als prüfenswert:

- Weiterentwicklung des Ausspeiseprinzips hin zu einem Entry/Exit System, um die Netzkosten erstens verursachergerechter und zweitens im Sinne der Versorgungssicherheit und/oder Klimapolitik auf die Netznutzer zu verteilen;
- Einführung eines Schweizer Flexibilitätsmarktes, um flexible Erzeuger besser zu belohnen. Dieser kann auf die Behebung von Netzengpässen ausgelegt werden oder via Vorgaben an Lieferanten auf den Abgleich von Nachfrage und Angebot übers Jahr hinweg zielen (Winterknappheit sowie Lastspitzen). Für Letzteres bietet sich insbesondere ein Kapazitätsmarkt mit dezentralen Verpflichtungen nach dem Vorbild von Frankreich an, welcher ebenfalls lastseitige Kapazitäten berücksichtigt und vorliegend aufgrund der Zielsetzung der Studie (Massnahmen für Erzeuger) nicht weiter vertieft wurde;
- Für die Wasserkraft, Finanzierung der Wasserzinsen durch die CO<sub>2</sub> Abgabe oder Netzentgelte, namentlich den fest vorgegebenen Teil, der künftig unabhängig von der Renditesituation der Werke sein wird und/oder Abgeltung von Restwasserbestandsvorgaben im Umfang der hierdurch verursachten Ausfälle;
- Staatliche Refinanzierung von Kraftwerken in Notlage, die für die Versorgungssicherheit relevant sind.

### Eingehende Analyse von fünf Ausgleichsmassnahmen

Die fünf im Rahmen dieser Studie (in Kapitel 4) eingehender untersuchten Modelle sind ein Quotenmodell mit Motivation Versorgungssicherheit (Modell 1) bzw. mit Motivation Erhalt und Zubau von Erneuerbaren (Modell 2), eine Abnahme- und Vergütungspflicht mit Motivation Klimaziele (Modell 3), ein Kapazitätsmechanismus mit Ziel Versorgungssicherheit im Winter (Modell 4) bzw. bezüglich Abdeckung Lastspitzen (Modell 5).

**Tabelle 1** fasst die (indikativen) quantitativen Ergebnisse der fünf analysierten Ausgleichsmassnahmen zusammen, wobei mit Ausnahme von Modell 2 jeweils eine Variante mit und ohne Berechtigung von Kernkraftwerken (KKW) abgebildet ist. Die Prozentwerte geben an, wie sich die den Erzeugern zukommenden Mittel je Massnahme auf die einzelnen Technologien aufteilen. Die Resultate zeigen, dass sobald *Kernkraftwerke* für die untersuchten Ausgleichsmassnahmen berechtigt sind, diese stark profitieren und jeweils den grössten Anteil der eingesetzten Gelder erhalten. Bei der *Wasserkraft* zeigt sich ein gemischtes Bild. Während Speicherkraftwerke in beiden Quotenmodellen auf hohe Anteile kommen, schneidet für die Flusslaufkraft das Quotenmodell für Erneuerbare besser ab, da das Modell 1 v.a. Erzeugung im Winter belohnt. Die Speicherkraftwerke würden daneben in beiden Kapazitätsmechanismen (Modelle 4 und 5) belohnt, da diese einen Beitrag für tägliche und saisonale Schwankungen leisten. Demgegenüber sind für Pumpspeicher die beiden Quotenmodelle unwirksam, soweit sie keine Nettoerzeugung aufweisen und für sie keine Spezialregelung gilt. Da die beiden Kapazitätsmechanismen die abrufbare Kapazität und nicht die bereitgestellte Nettoerzeugung belohnen, profitieren Pumpspeicher in beiden Modellen. *Neue Erneuerbare* (EE) schneiden besonders in Modell 3 gut ab, welches die Normgestehungskosten vergütet. Alternativ bietet sich das Quotenmodell für Erneuerbare (Modell 2) an, falls entweder Teilquoten definiert oder Anpassungsfaktoren angewendet werden – letztere wären auch aus juristischer Sicht begrüssenswert.

Tabelle 1: Verteilung der Mittel auf die Erzeuger je Ausgleichsmassnahme

	Modell 1		Modell 2		Modell 3		Modell 4		Modell 5	
Kurzbezeichnung	Quote CH		Quote EE		Abnahme		Winter		Lastspitzen	
Ziel	Versorgungssicherheit Winter		Zubau und Erhalt EE		Klimaziele & Zubau und Erhalt EE		Versorgungssicherheit Winter		Versorgungssicherheit Spitzenlast	
KKW berechtigt?	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
<b>Konventionell thermisch</b>										
Kernkraft	53.8%	-	-	0.0%	47.5%	-	35.4%	-	27.1%	-
Weitere therm.	4.6%	9.9%	-	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	4.7%	2.7%	3.7%
<b>Wasserkraft</b>										
Kleinwasserkraft	4.1%	8.9%	-	5.8%	3.2%	6.2%	1.8%	2.8%	1.7%	2.3%
Flusslauf	15.3%	33.1%	-	57.8%	12.0%	22.9%	11.9%	18.5%	18.5%	25.3%
Speicher	20.1%	43.5%	-	32.7%	7.9%	15.0%	22.9%	35.5%	24.0%	32.9%
Pumpspeicher	0.0%	0.0%	-	0.0%	21.9%	41.8%	24.1%	37.4%	25.3%	34.7%
<b>Neue Erneuerbare</b>										
Photovoltaik	0.9%	1.9%	-	2.0%	4.8%	9.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Biomasse	1.1%	2.3%	-	1.5%	2.4%	4.6%	0.7%	1.1%	0.6%	0.9%
Wind	0.2%	0.4%	-	0.2%	0.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Quelle: Swiss Economics

Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die Beurteilung der fünf Modelle. Aus ökonomischer Sicht leisten zunächst alle Modelle einen Beitrag, bestehende nationale oder internationale Marktverzerrungen zumindest teilweise auszugleichen. Modell 2 mit der Quote für Erneuerbare wird diesbezüglich am besten bewertet, da es am stärksten an Externalitäten ansetzt, die am Energy-only Markt nicht internalisiert sind. Die statische und dynamische Effizienz wird ebenfalls für das Modell 2 am höchsten eingeschätzt, indem es Erneuerbare besser als heute mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bzw. mit einer Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Modell 3 in den Markt integriert. Der Finanzierungsbedarf wäre insbesondere in Modell 3 hoch und bei objektiver Festsetzung der Normgrenzkosten nur geringfügig steuerbar. Finanziert würden die Ausgleichsmassnahmen bei den Modellen 1 und 2 via Lieferanten durch die Endkunden über die Energiekomponente und bei den Modellen 3 bis 5 via Netzbetreiber durch die Endkunden über das Netzentgelt. Hierdurch kann sich je nach Regulierung insbesondere in den Modellen 1 und 2 eine stärkere Belastung von wenig preissensitiven Kunden ergeben.

Mit Blick auf die *technischen und politischen Beurteilungskriterien* haben entsprechend ihrer Zielsetzung die Modelle 1, 4 und 5 die beste Wirkung auf die (technische) Versorgungssicherheit, da diese Modelle direkt den Bestand bzw. Zubau von Kapazitäten zur Absicherung der Versorgungssicherheit adressieren. Hinsichtlich der Kompatibilität mit der Energiestrategie 2050 schneidet das Modell 2 am besten ab sowie das Modell 3, falls Kernkraftwerke nicht oder nur unter Bedingungen im Sinn der Energiestrategie für die Massnahme qualifiziert sind. Die Modelle 1, 4 und 5, welche primär auf die Versorgungssicherheit abzielen, würden den erwünschten Zubau von erneuerbaren Energien kaum sicherstellen können. Bei der Steuerbarkeit schneiden die Quotenmodelle am besten ab, gefolgt von den Kapazitätsmechanismen, bei welchen

zwar die Höhe der Fördergelder gut steuerbar ist, die begünstigten Erzeugergruppen jedoch nur in eingeschränktem Mass. Beim Modell 3 bestehen weniger Steuermöglichkeiten.

Aus *rechtlicher Perspektive* lässt sich bezüglich der fünf ausgewählten Modelle festhalten, dass – gestützt auf die vorliegende grobe Analyse – wohl jedenfalls nach dem Massstab des schweizerischen Verfassungsrechts und des Unionsrechts eine mit dem jeweiligen rechtlichen Rahmen vereinbare Ausgestaltung möglich sein dürfte. Mit Blick auf das Völkerrecht – insbesondere auf die Vorgaben des WTO-Rechts – erscheint dies aufgrund der Tatsache, dass zahlreiche der sich stellenden Fragen noch nicht hinreichend ausjudiziert sind, etwas weniger eindeutig aber auch nicht gänzlich ausgeschlossen. Eine abschliessende rechtliche Analyse der Vereinbarkeit kann jedoch nur gestützt auf ein im Detail ausformuliertes Regelungsmodell erfolgen.

**Tabelle 2: Übersicht der Beurteilung der fünf Ausgleichsmassnahmen**

	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5
Kurzbezeichnung	Quote CH	Quote EE	Abnahme	Winter	Lastspitzen
Ziel	Versorgungssicherheit Winter	Zubau und Erhalt EE	Klimaziele, Zubau und Erhalt EE	Versorgungssicherheit Winter	Versorgungssicherheit Spitzenlast
<b>Ökonomische Kriterien</b>					
Rentabilität Kraftwerke	nicht gewertet, vgl. Tabelle 1				
Lindert Marktversagen	●	● bis ●	●	●	●
Statische und dyn. Effizienz	●	●	●	●	●
Finanzierungsbedarf	●	●	● bis ●	●	●
Verteilungswirkungen	nicht gewertet, vgl. Ausführungen in Kapitel 4				
<b>Technische und politische Kriterien</b>					
Versorgungssicherheit	●	●	●	●	●
ES2050 (Variante: mit KKW)	● (●)	● (-)	● (●)	● (●)	● (●)
Steuerbarkeit	●	●	●	● bis ●	● bis ●
Umsetzbarkeit	●	●	●	●	●
<b>Juristische Kriterien</b>					
CH-Kompatibilität	●	●	● bis ●	●	●
WTO/FHA-Kompatibilität	● bis ●	●	●	● bis ●	● bis ●
EU-Kompatibilität	●	● bis ●	●	●	●

Beschreibung Kriterien vgl. Tabelle 5; Ausführungen vgl. Kapitel 4; Quelle: Swiss Economics

### Diskussion

Die fünf Ausgleichsmassnahmen erschliessen den Produzenten aufgrund ihrer Rolle im Sinne der Versorgungssicherheit oder Klimapolitik neue Einkommensquellen. Wenn dadurch (teure) konventionelle Erzeuger im Grosshandelsmarkt mit tieferen Preisen bieten können, besteht die Gefahr eines sich weiter erhöhenden Preisdrucks. Dies ist kurzfristig insbesondere im ersten Modell (Quotenmodell Versorgungssicherheit) relevant. Aus diesem Grund wären daneben auch Ausgleichsmassnahmen interessant, die dahingehend wirken, dass ein Teil der Erzeugung verteuert wird, z.B. Lenkungsabgaben im Rahmen des Klima- und Energielenkungssystems (bereits vom Bund analysiert), das genannte Entry/Exit System oder eine G-Komponente auf

Strom der Netzebene 1. Bei Letzterer müsste der Aufschlag jedoch unwirksam gering festgelegt werden, wenn die Massnahme mit EU-Recht vereinbar sein soll.

Von den untersuchten fünf Ausgleichsmassnahmen fallen die Modelle 1 und 3 gegenüber den Modellen 2, 4 und 5 ab. Das Modell 1 (Quotenmodell Versorgungssicherheit) kann insbesondere kurzfristig den Druck auf die Preise gerade in Wintermonaten erhöhen und so die Wirksamkeit der Massnahme reduzieren. Zudem sind hier Mitnahmeeffekte besonders ausgeprägt. Bei Modell 3 (Abnahme- und Vergütungspflicht) wird der Zubau weitgehend von Marktpreisen entkoppelt mit einer entsprechend geringeren dynamischen Effizienz der Massnahme, was wiederum langfristig die Versorgungssicherheit beeinträchtigen kann.

Das Modell 2 (Quotenmodell Erneuerbare) überzeugt dadurch, dass es im Rahmen der zweiten Etappe der ES2050 grundsätzlich gut geeignet scheint, die heutige KEV abzulösen und den Erhalt sowie weiteren Zubau von Erneuerbaren sicherzustellen, insbesondere wenn Teilquoten oder Anpassungsfaktoren eingesetzt werden. Die Kapazitätsmechanismen der Modelle 4 und 5 sind, soweit die diesbezügliche Versorgungssicherheit effektiv gefährdet ist, diesbezüglich wirksam, wenn ausreichend finanzielle Mittel eingesetzt werden. Sie eignen sich jedoch nicht, den Zubau von Erneuerbaren im Rahmen der zweiten Etappe der ES2050 sicherzustellen, wie auch umgekehrt das Modell 2 nicht automatisch die technische Versorgungssicherheit sicherstellt. In diesem Sinne bietet kein Modell eine Lösung für alle Erzeugungstechnologien.

Welches Modell sich für die Schweiz am besten eignet, hängt somit letztlich von der politischen Motivation ab: Sollen die Energieversorgung prioritär auf Erneuerbare umgestellt werden, oder steht die technische Versorgungssicherheit im Vordergrund? Naheliegender wäre, dass beide Ziele erreicht werden sollen. Falls dem so ist, sind die Modelle 2, 4 und 5 grundsätzlich miteinander kombinierbar. Es könnte also z.B. ein Quotenmodell Erneuerbare mit einem Kapazitätsmechanismus gemäss Modell 4 oder 5 kombiniert werden. Daneben könnte, falls auch flexible Lasten eingebunden werden sollen, ein Kapazitätsmarkt inspiriert von Frankreich etabliert werden. Alternativ oder ggf. auch ergänzend könnte das heutige Ausspeiseprinzip durch ein Entry/Exit Modell verfeinert werden, um Transport- und Netzkosten von Elektrizität besser abzubilden und die Vorteile von lokaler Erzeugung für das Gesamtsystem besser abzubilden.

Aus rechtlicher Sicht lassen sich die fünf näher diskutierten Modelle im Grundsatz wohl in der einen oder anderen Form rechtskonform umsetzen. Dabei ist nicht zu verkennen, dass letztlich jedes der Modelle gewisse – je nach Ausgestaltung unterschiedlich bemessene – regulatorische Risiken birgt. Diese hängen einerseits zusammen mit der nicht bis ins letzte Detail geklärten Rechtslage, insbesondere im WTO-Recht, teilweise aber auch im Unionsrecht, beruhen andererseits jedoch auch auf der Dynamik dieser Rechtsbereiche, welche es mit sich bringt, dass die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen in der Zukunft möglicherweise nicht mehr gelten werden. Da nun diese Mechanismen in einem gewissen Spannungsverhältnis zu den Vorgaben des freien Warenverkehrs (GATT) sowie zum Beihilfeverbot stehen, ist letztlich eine solide Begründung, etwa mit Umwelt- oder Klimaschutzanliegen oder den Interessen der Versorgungssicherheit, unumgänglich. Um den Anforderungen der Verhältnismässigkeit Genüge zu tun, ist sodann insbesondere für eine enge Abstimmung zwischen dieser Motivation und der konkreten Ausformung der Mechanismen und ihrer Parameter zu sorgen, um damit ein in sich stimmiges Regelungskonzept zu schaffen.

Letztlich wird die Detailausgestaltung einer Ausgleichsmassnahme über deren Zielerreichung, ökonomischen Wirkungen und rechtliche Kompatibilität entscheiden. Eine solche Detailausgestaltung mit zugehöriger Beurteilung der Wirkungen wäre entsprechend noch zu leisten.

## Résumé

### Situation de départ et fondamentaux

En raison de la forte baisse des prix de gros, les producteurs électriques en Europe se retrouvent sous pression. Entre autres, il existe une appréhension au fait que des prix bas de l'électricité ne puissent pas offrir d'incitations suffisantes permettant de maintenir ou de construire des capacités importantes sur le marché pour la sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, durant ces dernières années, dans un esprit de sécurité d'approvisionnement, plusieurs mécanismes de capacités servant à protéger des centrales électriques ont été définis dans les états membres européens. De plus, différentes stimulations substantielles des états membres de l'UE pour la production existante et nouvelle de l'électricité ont été mises en place. Ces interventions diverses et hétérogènes impliquent, d'une part, des distorsions dans la concurrence sur le marché intégré de l'électricité de l'UE, et, d'autre part, rendent vraisemblable l'application d'une pression soutenue sur les prix de gros européens.

En Suisse, les importantes capacités d'importation ont une conséquence directe sur les prix de gros. Dans un tel environnement, les producteurs électriques suisses sont mis à l'épreuve. Depuis 2008, les prix de gros suisses ont baissé de 64% et la rentabilité des centrales électriques existantes est en partie mise en danger. L'énergie hydroélectrique est également touchée par ces développements. En effet, cette dernière joue un rôle capital dans la stratégie d'énergie 2050, puisque, d'une part, elle est sans émissions, et, d'autre part, en raison de sa flexibilité technique élevée, elle fait pendant aux nouvelles sources renouvelables dont la production est volatile. En outre, la situation d'approvisionnement en hiver 2015-2016 a montré qu'avec l'infrastructure actuelle, une production manquante en Suisse ne pourrait pas être entièrement substituée par des importations. Si, dorénavant, des producteurs Suisses, notamment en hydroélectrique, étaient largement éliminés du marché, alors, d'un côté, la contribution de la Suisse à la politique climatique internationale serait mise en question et, de l'autre, la sécurité de l'approvisionnement se réduirait en hiver et concernant la couverture des pointes de charges intra-journalière.

Le premier paquet de mesures en faveur de la stratégie énergie 2050 prévoit pour l'hydroélectrique des aides à durée déterminée (probablement jusqu'à 2023). Au plus tard dans l'optique de la deuxième phase de la stratégie énergétique, la question se pose de pouvoir assurer la production électrique (renouvelable) du pays. Par conséquent, dans un esprit de sécurité d'approvisionnement, des solutions durables pour assurer l'hydroélectrique resp. plus généralement des centrales électriques existantes sont recherchées. De telles mesures de compensation devraient autant que possible s'appliquer en termes économiques aux défaillances du marché ou de la réglementation (p. ex. compte tenu des effets externes non-intériorisés).

### Objectif et conditions cadres

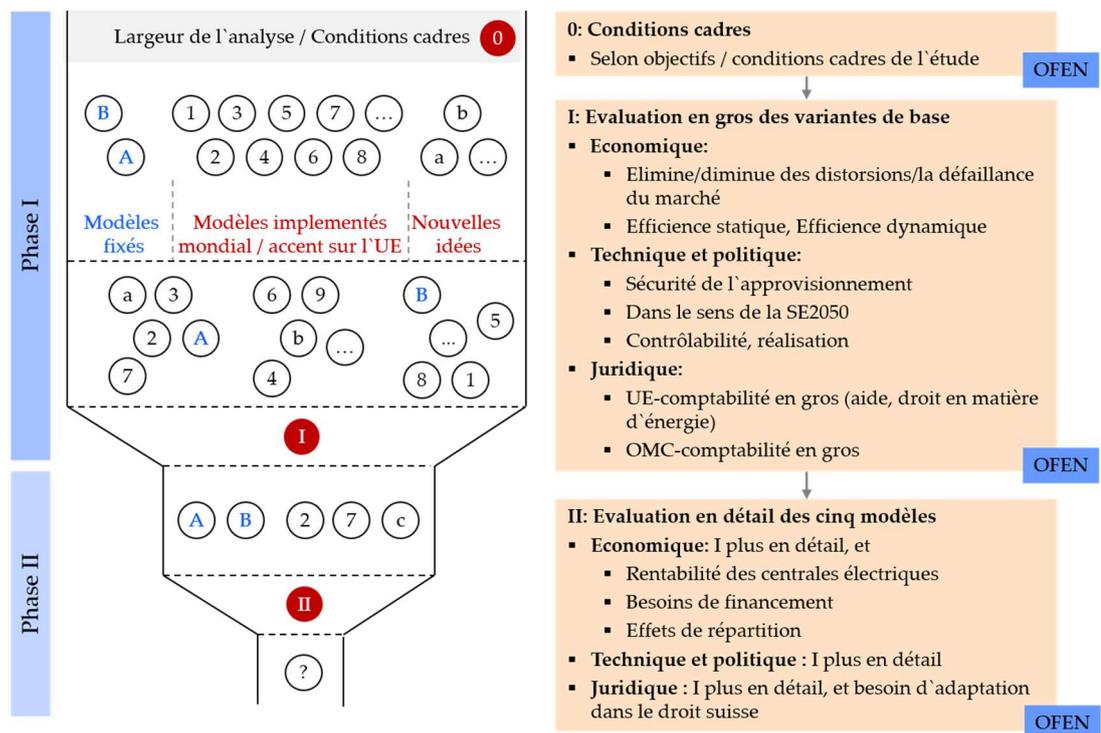
À la suite d'une procédure d'appel d'offres effectuée par l'office fédéral de l'énergie (OFEN), Swiss Economics, en collaboration avec Ecofys et l'institut de droit européen de l'Université de Fribourg, a été sélectionné pour proposer des mesures possibles de compensation qui permettraient d'assurer une sécurité d'approvisionnement en Suisse. Ces mesures de compensation concernent aussi bien des centrales électriques existantes que de nouvelles centrales électriques à construire. Toutefois, cette étude se focalise principalement sur des centrales existantes impliquées surtout dans la production d'énergie hydroélectrique. Les solutions élaborées doivent être, autant que possible, adaptées à la situation spécifique de la Suisse dans le contexte du

marché actuel, de la mise en œuvre de la stratégie énergie 2050, et de l'intégration supplémentaire dans le marché intérieur européen. Parmi les mesures de compensation identifiées, cinq doivent être évaluées plus précisément, dont un modèle de quota et une obligation de reprise et de rétribution.

**Procédure**

Basé sur cet objectif, les mesures de compensation discutées sont soumises à un processus de sélections successives où la profondeur d'analyse augmente avec le niveau de sélection. Dans uner première phase, après l'élaboration des fondements économiques, juridiques et des critères d'évaluation (Chapitre 2), un état des lieux des mesures de compensation en vigueur dans d'autres pays, notamment dans les états membres de l'UE (Sections 3.1 et 3.2) est élaboré et une proposition de sélection de cinq modèles est développée (Sections 3.3 et 3.4). Dans une deuxième phase, les cinq modèles choisis par le groupe d'accompagnement sont analysés en fonction de leurs conséquences économiques et juridiques (Chapitre 4). Finalement, les résultats obtenus sont discutés (Chapitre 5). La figure 1 ci-dessous expose la procédure en question et illustre les critères d'évaluation utilisés.

**Figure 2: Critères d'évaluation des mesures de compensation**



Source: Swiss Economics

**Mesures de compensation multiples**

L'analyse par pays, l'analyse des études déjà disponibles, et des réflexions propres indiquent que, d'une part, il existe déjà une grande variété de modèles au sens des mesures de compensation à l'échelle mondiale, et, de l'autre, une multitude d'autres modèles pourraient être proposés. Parmi ces modèles figurent divers mécanismes de soutien ainsi que de capacité, ou alors, des modèles qui interviennent au point d'injection. Notamment, parmi les mécanismes de capacité, la diversité parmi les états membres de l'UE est élevée (Section 3.1). Les différents mo-

dèles induisent des effets clairement diversifiées, et la plupart de ces modèles pourrait en principe également s'appliquer au cas de la Suisse. En plus des cinq mesures de compensation analysées en détails, les donneurs d'ordre considèrent, dans l'optique de la deuxième étape de la stratégie énergétique, que les approches suivantes, parmi d'autres, méritent d'être examinées:

- Le développement du principe d'injection vers un système «entry-exit» afin que les coûts de réseau soient décomptés auprès des utilisateurs du réseau en tenant premièrement davantage compte de qui est responsable de ces coûts et deuxièmement en allant dans le sens de la sécurité d'approvisionnement et/ou de la politique climatique.
- L'introduction d'un marché de flexibilité en Suisse qui permettrait que des producteurs flexibles soient mieux récompensés. Ce dernier peut être interprété aussi bien comme une réponse à la saturation du réseau que comme un rapprochement de la demande et de l'offre qui serait obtenu par des directives données aux fournisseurs au cours de l'année (manque en hiver et pointes de charge). Pour un tel rapprochement, il existe notamment la possibilité d'un marché de capacité avec des obligations décentralisées, sur l'exemple de la France, qui prend en compte des capacités du côté de la charge, mais qui, dans la présente étude n'était pas approfondi en raison de l'objectif de cet étude (mesures pour des producteurs).
- Concernant l'hydroélectricité, le financement des redevances hydrauliques, par la taxe CO<sub>2</sub> ou des tarifs de réseau, notamment leur partie prédéterminée fixe qui sera dorénavant indépendante de la rentabilité des centrales; et/ou compensation pour les pertes induites par les exigences de débit d'eau résiduel.
- Des aides d'Etat pour des centrales en situation critique et qui sont pertinentes pour la sécurité d'approvisionnement.

### Analyse approfondie des cinq modèles possibles

Les cinq modèles analysés plus en détails (Chapitre 4) dans le cadre de cette étude sont les suivants: un modèle de quota visant la sécurité d'approvisionnement (Modèle 1) resp. la préservation et le développement des énergies renouvelables (Modèle 2), une obligation de reprise et de rétribution motivée par les objectifs en matière de climat (Modèle 3), un mécanisme de capacité visant la sécurité d'approvisionnement en hiver (Modèle 4) resp. la couverture des pointes de charge (Modèle 5).

Le tableau 1 récapitule les résultats quantitatifs (indicatifs) des cinq mesures de compensation analysées. A l'exception du modèle 2, chaque variante est représentée sans et avec la possibilité pour les centrales nucléaires d'en bénéficier. Les pourcentages indiquent la répartition des moyens des producteurs par rapport aux mesures envisagées et aux technologies concernées. Les résultats montrent qu'aussitôt que les *centrales nucléaires* deviennent éligibles pour l'obtention des mesures de compensation analysées, elles en profitent fortement et reçoivent la majeure partie des moyens consacrés. Concernant l'*hydroélectricité*, une image contrastée se dessine. Bien que la part des centrales à accumulation soit dans les deux modèles de quota élevée, le modèle de quota pour renouvelables apparaît meilleur dans la perspective des centrales au fil de l'eau, puisque le modèle 1 récompense surtout la production d'hiver. Les centrales à accumulation seraient bien récompensées dans les deux mécanismes de capacités (Modèles 4 et 5), du fait qu'ils apportent une contribution aux fluctuations quotidiennes et saisonnières. Par contre, les deux modèles de quota sont inefficaces pour des centrales d'accumulation par pompage hydraulique dans la mesure où ces dernières ne présentent aucune production nette et où il n'existe aucun règlement spécifique pour elles. Puisque les deux mécanismes de capacités ré-

compensent la capacité disponible, et non la production nette fournie, les centrales d'accumulation par pompage hydraulique sont valorisées par les deux modèles. Les *nouvelles renouvelables* donnent de bons résultats, particulièrement dans le modèle 3 qui récompense les coûts standards de production. Comme alternative, le modèle de quota pour les renouvelables (Modèle 2) s'impose dans les cas où des sous-contingents sont définis, ou alors, dans ceux où des facteurs d'ajustement sont appliqués – ceux-ci seraient aussi positifs sur le plan juridique.

**Tableau 3: Répartition des moyens entre les producteurs par mesure de compensation**

	Modèle 1		Modèle 2		Modèle 3		Modèle 4		Modèle 5	
Abréviation	Quota CH		Quota renouvelables		Réception		Hiver		Pointes de charge	
Objectif	Sécurité d'approvisionnement en hiver		Construction et préservation des renouvelables		Objectifs climatiques & renouvelables		Sécurité d'approvisionnement en hiver		Sécurité d'approvi. pointe de charge	
Nucléaires elig.?	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
<b>Thermique conventionnel</b>										
Centr. nucléaires	53.8%	-	-	0.0%	47.5%	-	35.4%	-	27.1%	-
Autres therm.	4.6%	9.9%	-	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	4.7%	2.7%	3.7%
<b>Hydroélectrique</b>										
Petite hydro	4.1%	8.9%	-	5.8%	3.2%	6.2%	1.8%	2.8%	1.7%	2.3%
Fil de l'eau	15.3%	33.1%	-	57.8%	12.0%	22.9%	11.9%	18.5%	18.5%	25.3%
Accumulation	20.1%	43.5%	-	32.7%	7.9%	15.0%	22.9%	35.5%	24.0%	32.9%
Accum. pompage	0.0%	0.0%	-	0.0%	21.9%	41.8%	24.1%	37.4%	25.3%	34.7%
<b>Nouvelles renouvelables</b>										
Photovoltaïque	0.9%	1.9%	-	2.0%	4.8%	9.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Biomasse	1.1%	2.3%	-	1.5%	2.4%	4.6%	0.7%	1.1%	0.6%	0.9%
Energie éolienne	0.2%	0.4%	-	0.2%	0.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source: Swiss Economics

Le tableau 2 fournit une vue d'ensemble de l'évaluation des cinq modèles. D'un point de vue *économique*, tous les modèles contribuent au moins en partie à compenser les distorsions observées actuellement sur le marché. A ce sujet, le modèle 2 avec le quota pour les renouvelables bénéficie de la meilleure évaluation, puisqu'il est celui qui correspond le plus clairement aux externalités qui ne sont pas internalisés sur le marché «Energy-Only». De plus, l'efficacité statique et dynamique apparaît comme étant plus élevée pour modèle 2, parce que celui-ci intègre mieux les renouvelables dans le marché que la rétribution de l'injection à prix coûtant (RIPC) resp. une obligation de reprise et de rétribution selon modèle 3. Les besoins de financement seraient élevés, notamment selon le modèle 3, et seulement faiblement contrôlables par une fixation objective des coûts marginaux standards. Selon les modèles 1 et 2, les mesures de compensation seraient financées par les clients finaux à travers des fournisseurs ainsi que par le biais de la composante énergétique, alors que selon les modèles 3 à 5, elles seraient financées par les clients finaux à travers des opérateurs de réseaux ainsi que par le biais de la redevance de réseau. Selon les deux premiers modèles notamment, ceci pourrait imposer une charge plus forte aux clients qui sont faiblement sensibles au prix en fonction de la réglementation.

Selon le point de vue des *critères d'évaluation techniques et politiques*, les modèles 1, 4, et 5 ont le meilleur effet conformément à leurs objectifs sur la sécurité d'approvisionnement (technique), puisque ces modèles s'adressent directement au stock, respectivement au développement des capacités de production pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En ce qui concerne la compatibilité d'avec la stratégie énergie 2050 (SE20150), le modèle 2 apparaît comme le meilleur, mais aussi le modèle 3 au cas où les centrales nucléaires ne sont pas éligibles pour la mesure ou seulement sous conditions dans le sens de la SE2050. Les modèles 1, 4, et 5, qui concernent principalement la sécurité d'approvisionnement, auraient peu de chance d'assurer le développement désiré des énergies renouvelables. En terme de contrôle, les deux modèles de quota apparaissent comme les meilleurs, suivis par les deux mécanismes de capacité, au regard desquels le montant des fonds d'encouragement est aisément contrôlable, mais les groupes des producteurs favorisés sont seulement contrôlable dans une moindre mesure. Il existe par contre moins de possibilités de contrôle pour modèle 3.

D'un point de vue *juridique*, la présente analyse approximative montre que, pour les cinq modèles choisis, il devrait être possible de concevoir une configuration compatible avec le cadre juridique concernant les dispositions du droit constitutionnel suisse et du droit de l'union européenne. Dans l'optique du droit international – et notamment des directives du droit de l'OMC – cette conclusion paraît un peu moins claire bien que pas complètement exclue. En effet de nombreuses questions ne sont pas suffisamment clarifiées. Une analyse juridique exhaustive de la compatibilité ne peut être effectuée que sur la base d'un modèle de réglementation qui soit élaboré en détails.

**Tableau 4: Vue d'ensemble de l'évaluation des cinq modèles**

	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4	Modèle 5
Abréviation	Quota CH	Quota renouvelables	Réception	Hiver	Pointes de charge
Objectif	Sécurité d'approvisionnement en hiver	Construction et préservat. des renouvelables	Objectifs climatiques, renouvelables	Sécurité d'approvisionnement en hiver	Sécurité d'approv. pointe de charge.
<b>Critères économiques</b>					
Rentabilité des producteurs	pas classé, voir tableau 1				
Diminue la défaillance de marché	●	● à ●	●	●	●
Efficiences statique et dynamique	●	●	●	●	●
Besoins de financement	●	●	● à ●	●	●
Effets de répartition	pas classé, voir chapitre 4				
<b>Critères techniques et politiques</b>					
Sécurité d'approvisionnement	●	●	●	●	●
SE2050 (avec nucléaires)	● (●)	● (-)	● (●)	● (●)	● (●)
Contrôlabilité	●	●	●	● à ●	● à ●
Réalisation	●	●	●	●	●
<b>Critères juridiques</b>					
CH-comptabilité	●	●	● à ●	●	●
OMC/ALE-comptabilité	● à ●	●	●	● à ●	● à ●
UE-comptabilité	●	● à ●	●	●	●

Description des critères voir tableau 3; Spécifications voir chapitre 4; Source: Swiss Economics

## Discussion

Tous les cinq modèles ont en commun le fait qu'ils proposent une nouvelle source de revenus pour les producteurs en raison de leur rôle dans la sécurité d'approvisionnement ou la politique climatique. Ainsi, si des producteurs conventionnels (et chers) peuvent offrir des prix plus bas sur le marché de gros, la pression sur les prix risque d'augmenter davantage. Cela est pertinent à court terme, notamment dans le premier modèle (modèle de quota avec sécurité d'approvisionnement). Pour cette raison, il serait intéressant de prévoir des mesures de compensation qui auraient pour effet de rendre une partie de la production plus chère; p. ex. des taxes d'incitation dans le cadre du système incitatif du climat et de l'énergie (déjà analysé par la Confédération), le système «Entry/Exit» susmentionné, ou un composant-G sur l'électricité au niveau du réseau 1. S'agissant de ce dernier, la surtaxe prévue devrait être suffisamment basse si la mesure est censée être compatible avec le droit de l'UE.

Parmi les modèles analysés, les modèles 1 et 3 sont moins favorables que les modèles 2, 4 et 5. Le modèle de quota «sécurité de l'approvisionnement» est à même d'augmenter la pression sur les prix notamment à court terme, surtout durant l'hiver et réduire ainsi l'efficacité de la mesure. En outre, des effets d'entraînement sont très prononcés ici. Concernant l'obligation de reprise et de rétribution du modèle 3, une grande partie de la construction est découplée par rapport aux prix du marché, ce qui nuit à l'efficacité dynamique de la mesure et peut compromettre à son tour la sécurité d'approvisionnement à long terme.

Le point convaincant en faveur du modèle 2 (modèle de quota «renouvelables») est qu'il semble en principe bien adapté dans le cadre de la deuxième étape de la SE2050 pour remplacer la rétribution de l'injection à prix coûtant (RIPC) actuelle et pour assurer la construction des renouvelables en plus, notamment si des sous-contingents ou des facteurs correctifs sont utilisés. Dans cette perspective, les mécanismes de capacité des modèles 4 et 5 sont – dans la mesure où la sécurité d'approvisionnement concernée est en danger – efficaces, étant donné que des moyens de financement suffisants sont disponibles. Néanmoins, ils ne se prêtent pas à assurer le développement des renouvelables dans le cadre de la deuxième étape du SE2050, tout comme le modèle 2 ne garantit pas automatiquement la sécurité d'approvisionnement technique. En ce sens, aucun modèle ne propose une solution pour toutes les technologies de production, car ces dernières jouent des rôles différents dans le système d'électricité.

Savoir quel modèle est le mieux adapté pour la Suisse dépend finalement de la justification politique: est-ce que l'approvisionnement énergétique est censé être converti en renouvelables ou est-ce que la sécurité de l'approvisionnement technique est l'objectif ultime? Il serait souhaitable que ces deux buts soient atteints. En ce qui concerne les modèles 2, 4, et 5, ceux-ci pourraient se combiner en principe. Par exemple, un modèle de quota «renouvelables» pourrait être relié avec un mécanisme de capacité selon les modèles 4 ou 5, ou – au cas où des mesures de flexibilisation de la consommation devaient aussi être intégrées – avec un marché de capacité inspiré de la France (obligations décentralisées). Alternativement, ou éventuellement complémentaiement, le principe de soutirage actuel pourrait être affiné par un modèle «Entry/Exit» afin de mieux permettre la représentation des coûts de transport de l'électricité et des coûts de réseau de l'électricité, ainsi que les avantages d'une production locale pour le système global.

Sous l'angle juridique, les cinq modèles discutés en détail pourraient être réalisés en principe sous une forme ou une autre d'une façon conforme au droit. Il faut cependant souligner que chacun des modèles présente certains risques réglementaires qui devraient varier en fonction de la configuration précise. D'une part, ces risques sont liés à la situation juridique qui n'est pas

clarifiée dans le détail, notamment concernant le droit de l'OMC mais également aussi en partie le droit de l'UE. D'autre part, ces risques sont aussi liés à la dynamique de ces domaines juridiques, qui implique que les cadres réglementaires actuels ne pourraient plus être applicables dans le futur. Comme ces mécanismes se retrouvent en tension potentielle avec les directives de la libre circulation des marchandises (GATT) et aussi avec l'interdiction générale des aides d'Etat, une justification solide serait finalement essentielle, p. ex. avec des aspects environnementaux ou de protection climatique ou avec des intérêts en matière de sécurité d'approvisionnement. Pour être conforme aux exigences de proportionnalité, une bonne coordination entre cette motivation et la configuration précise des mécanismes avec leurs paramètres est particulièrement importante afin qu'une approche réglementaire cohérente soit créée.

Finalement, la configuration en détail d'une mesure de compensation est décidée par la réalisation de ses objectifs, les effets économiques, ainsi que la compatibilité juridique. En tous cas, une telle configuration en détail, y compris l'évaluation correspondante des effets serait encore à faire.

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>22</b>
1.1 Ausgangslage .....	22
1.2 Zielsetzung .....	23
1.2.1 Generelle Rahmenbedingungen .....	23
1.2.2 Spezifische Rahmenbedingungen .....	23
1.3 Vorgehen .....	23
1.4 Gliederung der Studie .....	25
<b>2 Ökonomische und rechtliche Grundlagen</b> .....	<b>26</b>
2.1 Ökonomische Rahmenbedingungen .....	26
2.1.1 Sinkende Grosshandelspreise .....	26
2.1.2 Mögliche Markt- und Regulierungsversagen und Marktverzerrungen am EOM .....	28
2.1.3 Staatliche Eingriffe in den Markt im Ausland .....	30
2.1.4 Bedeutung aus Schweizer Sicht .....	31
2.1.5 Zwischenfazit .....	37
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für Ausgleichsmechanismen .....	37
2.2.1 Allgemeines .....	37
2.2.2 Bundesrechtliche Grundlagen .....	37
2.2.3 Völkerrechtliche Vorgaben .....	44
2.2.4 Erwägungen zur Konformität mit dem Unionsrecht .....	51
2.3 Bewertungskriterien .....	53
<b>3 Ausgleichsmassnahmen</b> .....	<b>55</b>
3.1 Länderanalyse .....	55
3.1.1 Existierende und geplante Fördermodelle für Wasserkraft .....	56
3.1.2 Weitere Unterstützungsmechanismen für fossile Kraftwerke .....	58
3.1.3 Kapazitätsmechanismen .....	59
3.2 Weitere Ausgleichsmassnahmen .....	64
3.2.1 In der Schweiz bereits diskutierte Massnahmen .....	64
3.2.2 Neue Ausgleichsmassnahmen .....	66
3.3 Kategorisierung .....	69
3.4 Beurteilung und Auswahl .....	71
3.4.1 Beurteilung .....	71
3.4.2 Auswahl .....	79
<b>4 Analyse von fünf Modellen</b> .....	<b>80</b>
4.1 Vorgehen .....	80
4.2 Modell 1: Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit .....	81
4.2.1 Spezifikation .....	81

4.2.2	Schätzung der finanziellen Effekte .....	83
4.2.3	Ökonomische Beurteilung .....	88
4.2.4	Technische und politische Beurteilung .....	89
4.2.5	Juristische Analyse .....	89
4.2.6	Diskussion .....	98
4.3	Modell 2: Quotenmodell erneuerbare Energien .....	100
4.3.1	Spezifikation .....	100
4.3.2	Schätzung der finanziellen Effekte .....	102
4.3.3	Ökonomische Beurteilung .....	104
4.3.4	Technische und politische Beurteilung .....	105
4.3.5	Juristische Analyse .....	105
4.3.6	Diskussion .....	113
4.4	Modell 3: Abnahme- und Vergütungspflicht für den Klimaschutz .....	114
4.4.1	Spezifikation .....	114
4.4.2	Schätzung der finanziellen Effekte .....	116
4.4.3	Ökonomische Beurteilung .....	119
4.4.4	Technische und politische Beurteilung .....	120
4.4.5	Juristische Analyse .....	120
4.4.6	Diskussion .....	126
4.5	Modell 4: Gezielter Kapazitätsmechanismus für Winterkapazitäten .....	128
4.5.1	Spezifikation .....	128
4.5.2	Schätzung der finanziellen Effekte .....	129
4.5.3	Ökonomische Beurteilung .....	131
4.5.4	Technische und politische Beurteilung .....	132
4.5.5	Juristische Analyse .....	132
4.5.6	Diskussion .....	133
4.6	Modell 5: Gezielter Kapazitätsmechanismus zur Abdeckung der Spitzenlast .....	134
4.6.1	Spezifikation .....	134
4.6.2	Schätzung der finanziellen Effekte .....	135
4.6.3	Ökonomische Beurteilung .....	136
4.6.4	Technische und politische Beurteilung .....	137
4.6.5	Juristische Analyse .....	138
4.6.6	Diskussion .....	138
4.7	Vergleich der fünf Modelle .....	139
4.7.1	Auswirkung der Modelle auf die Erzeuger .....	139
4.7.2	Vergleichende Beurteilung der Modelle .....	140
<b>5</b>	<b>Diskussion .....</b>	<b>142</b>
<b>6</b>	<b>Referenzen .....</b>	<b>145</b>
<b>I</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>148</b>

## Abbildungen

Abbildung 1:	Kriterien zur Beurteilung der Ausgleichsmassnahmen .....	4
Figure 2:	Critères d'évaluation des mesures de compensation .....	10
Abbildung 3:	Vorgehen.....	24
Abbildung 4:	Zusammenspiel der Arbeitsschritte .....	25
Abbildung 5:	Installierte Kraftwerkskapazität und durchschnittliche Last EU-28 in GW ....	27
Abbildung 6:	Monatliche Preise Day-Ahead Swissix Base und Peak (Rp./kWh) .....	32
Abbildung 7:	Schätzungen der Gestehungskosten für bestehende und neue Grosswasser- kraftwerke verglichen mit Swissix-Jahrespreisen (Rp./kWh).....	34
Abbildung 8:	Entwicklung der Eigenversorgung im Winterhalbjahr .....	36
Abbildung 9:	Kriterien zur Beurteilung der Ausgleichsmassnahmen .....	53
Abbildung 10:	Interventionen in den Strommarkt 2012 in der EU 28 (in Millionen €).....	55
Abbildung 11:	Klassifizierung und Taxonomie von Kapazitätsmechanismen .....	60
Abbildung 12:	Last vs. Erzeugung im Jahresverlauf.....	81
Abbildung 13:	Landesverbrauch und Erzeugung 2013 – 2015 .....	84
Abbildung 14:	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 1 (mit Kernkraft) .....	85
Abbildung 15:	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 1 (ohne Kernkraft).....	86
Abbildung 16:	Avisierter Zubau erneuerbarer Energien in der ES2050, Szenario „Politische Massnahmen Bundesrat“ .....	100
Abbildung 17:	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 2 .....	103
Abbildung 18:	Emissionsszenarien und Reduktionsziel der Schweiz.....	114
Abbildung 19:	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 3 – mit Kernkraft .....	117
Abbildung 20:	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 3 – ohne Kernkraft .....	118
Abbildung 21:	Energiebilanz Regelblock Schweiz für das Jahr 2015.....	129
Abbildung 22:	Knappheitszeitpunkte im Jahr 2015 .....	130
Abbildung 23:	Vertikale Netzlast im Jahres- und Monatsverlauf .....	134
Abbildung 24:	Stunden mit höchster vertikaler Last zu zwei Zeitpunkten im Jahr 2015 .....	135
Abbildung 25:	Darstellung der ausgewählten Cluster .....	150
Abbildung 26:	Fit der Merit Order bzgl. den in Tabelle 20 definierten Zeitpunkten .....	152

## Tabellen

Tabelle 1:	Verteilung der Mittel auf die Erzeuger je Ausgleichsmassnahme .....	6
Tabelle 2:	Übersicht der Beurteilung der fünf Modelle .....	7
Tableau 3:	Répartition des moyens entre les producteurs par mesure de compensation. 12	
Tableau 4:	Vue d'ensemble de l'évaluation des cinq modèles .....	13
Tabelle 5:	Beurteilungskriterien.....	54
Tabelle 6:	Kapazitätsmechanismen in Europa.....	60
Tabelle 7:	Zusammenfassende Darstellung der Ausgleichsmechanismen.....	64
Tabelle 8:	Übersicht der identifizierten Ausgleichsmassnahmen .....	69
Tabelle 9:	Modell 1 – Deckungsbeitragsänderung je Technologie für die 12 monatlichen Nutzungsfälle, stündlicher Wert in kCHF .....	87
Tabelle 10:	Modell 1 – Effekt der Marktpreisänderung.....	88
Tabelle 11:	Modell 2 – Deckungsbeitragsänderung je Technologie für die 10 Clusterzeitpunkte, stündlicher Wert in kCHF .....	104
Tabelle 12:	Normgestehungskosten der verschiedenen Technologien .....	116
Tabelle 13:	Modell 3 – Anteile der verschiedenen Technologien an den Gesamtkosten für die 10 Clusterzeitpunkte, stündlicher Wert in kCHF .....	119
Tabelle 14:	Stochastik der einzelnen Erzeugungstechnologien.....	130
Tabelle 15:	Verteilung des zur Verfügung gestellten Betrags in Modell 4.....	131
Tabelle 16:	Verteilung des zur Verfügung gestellten Betrags in Modell 5.....	136
Tabelle 17:	Vergleich der Modelle bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Erzeuger .....	139
Tabelle 18:	Übersicht der Beurteilung der fünf Modelle .....	141
Tabelle 19:	Marginale Gestehungskosten und maximal abrufbare Kapazitäten .....	149
Tabelle 20:	Clusterschwerpunkte .....	150
Tabelle 21:	BFE Zeitpunkte.....	151

## Boxen

Box 1:	Geplanter Kapazitätsmechanismus in Frankreich .....	62
Box 2:	Preisbildung in Zertifikatsmärkten .....	82

## Abkürzungen

Abs.	Absatz
AEE	Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz
Art.	Artikel
ACER	Agency for the cooperation of energy regulators
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BGE	Bundesgericht
BV	Bundesverfassung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
c.p.	ceteris paribus
CH	Schweiz
CHF	Schweizer Franken
DE	Deutschland
EE	Erneuerbare Energien
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EiStat	Elektrizitätsstatistik
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EOM	Energy-only Markt
ES2050	Energiestrategie 2050
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
FHA	Freihandelsabkommen
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade
GW	Gigawatt
IEA	International Energy Agency
KELS	Klima- und Energielenkungssystem
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MK	Marginale Kosten
MO	Merit Order
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
nEE	neue erneuerbare Energien
NNE	Netznutzungsentgelte
NTC	Net Transfer Capacity
SDL	Systemdienstleistungen
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
usw	und so weiter
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WRG	Wasserrechtsgesetz
WTO	World Trade Organization
z.B.	zum Beispiel

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Die Stromerzeuger sind in Europa aufgrund stark gesunkener Grosshandelspreise unter Druck geraten. Gründe sind u.a. eine stagnierende Nachfrage, tiefe Preise von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und Primärenergieträgern wie Gas und Kohle sowie ein europaweiter Anstieg der installierten Erzeugungskapazität. Hinzu kommt für Erzeuger in der Schweiz die Wechselkursituation.

U.a. mit der Befürchtung, dass die tiefen Strompreise keine ausreichenden Anreize geben, für die Versorgungssicherheit wichtige Kapazitäten am Markt zu halten oder zuzubauen, sind in den letzten Jahren in den europäischen Mitgliedstaaten verschiedene Kapazitätsmechanismen entstanden, um Kraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit gezielt zu unterstützen. Daneben bestehen vielfältige Förderungen der EU Mitgliedstaaten von insgesamt jährlich über EUR 110 Mrd., darunter konventionelle Erzeugung wie z.B. Kohle im Umfang von EUR 10 Mrd. (Ecofys, 2014). Diese vielfältigen und heterogenen Eingriffe haben einerseits Wettbewerbsverzerrungen im integrierten EU Strommarkt zur Folge, andererseits machen sie es wahrscheinlich, dass künftig ein anhaltender Druck auf den europäischen Grosshandelspreisen lasten wird, was sich aufgrund hoher Importkapazitäten direkt auch auf die Schweizer Grosshandelspreise auswirkt.

Stromerzeuger in der Schweiz sind in einem solchen Umfeld entsprechend gefordert: Seit 2008 sind die Schweizer Grosshandelspreise um 64% gesunken. Die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke ist daher teilweise gefährdet. Von dieser Entwicklung betroffen ist auch die Wasserkraft, die in der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle spielt, da sie einerseits emissionsfrei ist, und andererseits aufgrund ihrer hohen technischen Flexibilität ein gutes Gegenstück zu den gewünschten volatil erzeugenden neuen erneuerbaren Energien darstellt. Sollten künftig wesentliche Erzeuger in der Schweiz aus dem Markt ausscheiden, stellt sich somit die Frage nach der langfristigen Versorgungssicherheit. So hat auch die Versorgungssituation im Winter 2015/16 gezeigt, dass Importe nur bedingt Angebotslücken zu decken vermögen, da gewisse Engpässe bei der Transformation auf tiefere Netzebenen bestehen.

Kurzfristig dürfte sich die Lage für Grosswasserkraftanlagen etwas entspannen: Das Parlament wird sich im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 (ES2050) voraussichtlich für die Einführung einer befristeten Lösung mit einer vom Netzzuschlagfonds finanzierten Marktprämie für Grosswasserkraftanlagen aussprechen. Diese Werke sollen für diejenige Elektrizität, welche sie im freien Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, von einer Prämie von höchstens 1 Rappen/kWh profitieren. Die vorgeschlagene Lösung hilft den entsprechenden Erzeugern nur kurzfristig, da die Massnahme befristet ist. Eine zusätzliche Verbesserung kann die Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkraft vom 22. Dezember 1916 (Wasserrechtsgesetz, WRG) bringen, falls diese für die Erzeuger die Wasserzinsen flexibilisiert bzw. bei heutigen Preisen reduziert und somit deren Kostenbasis nachhaltig verringert. Im Rahmen der zweiten Phase der Energiestrategie stellt sich die Frage nach der Absicherung der inländischen erneuerbaren Stromproduktion erneut. Aus konzeptioneller Sicht steht längerfristig die Frage im Raum, ob die heutigen Preismechanismen noch ausreichende Investitionsanreize setzen können, wenn der Markt vermehrt von Produzenten mit vernachlässigbaren Grenzkosten dominiert wird.

Entsprechend sind nachhaltige Lösungen zur Sicherung der Wasserkraft bzw. allgemeiner von bestehenden Kraftwerken im Sinne der Versorgungssicherheit gesucht.

## 1.2 Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund hat Swiss Economics in Zusammenarbeit mit Ecofys und dem Institut für Europarecht der Universität Freiburg i.Ü. im Rahmen eines Einladungsverfahrens des Bundesamts für Energie (BFE) den Zuschlag erhalten, mögliche Ausgleichsmassnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz in einer Studie aufzuzeigen.

Die Ausgleichsmassnahmen können sowohl bestehende wie auch neu zu bauende Kraftwerke miteinbeziehen, im Fokus der Studie sollen jedoch bestehende Anlagen und diesbezüglich eher die Wasserkraft sein. Im Sinne der Sicherstellung der Versorgungssicherheit sollen diese trotz des schwierigen Marktumfeldes nach Möglichkeit im Markt verbleiben.

### 1.2.1 Generelle Rahmenbedingungen

Die erarbeiteten Lösungsoptionen sollen möglichst für die Gegebenheiten in der Schweiz vor dem Hintergrund des aktuellen Marktumfeldes, der Umsetzung der Energiestrategie sowie der weiteren Integration in den europäischen Binnenmarkt realisierbar sein. Insbesondere sollen sie auf die Schweiz übertragbar und steuerbar sein, so dass diese effektiv eine Wirkung entfalten. Die gewählten Ausgleichsmassnahmen sollten praxistauglich und konkret sein. Sie sollten möglichst einfach ausgestaltet sein und tragbare Vollzugskosten mit sich ziehen. Zukünftige Entwicklungen sollen soweit möglich berücksichtigt werden.

### 1.2.2 Spezifische Rahmenbedingungen

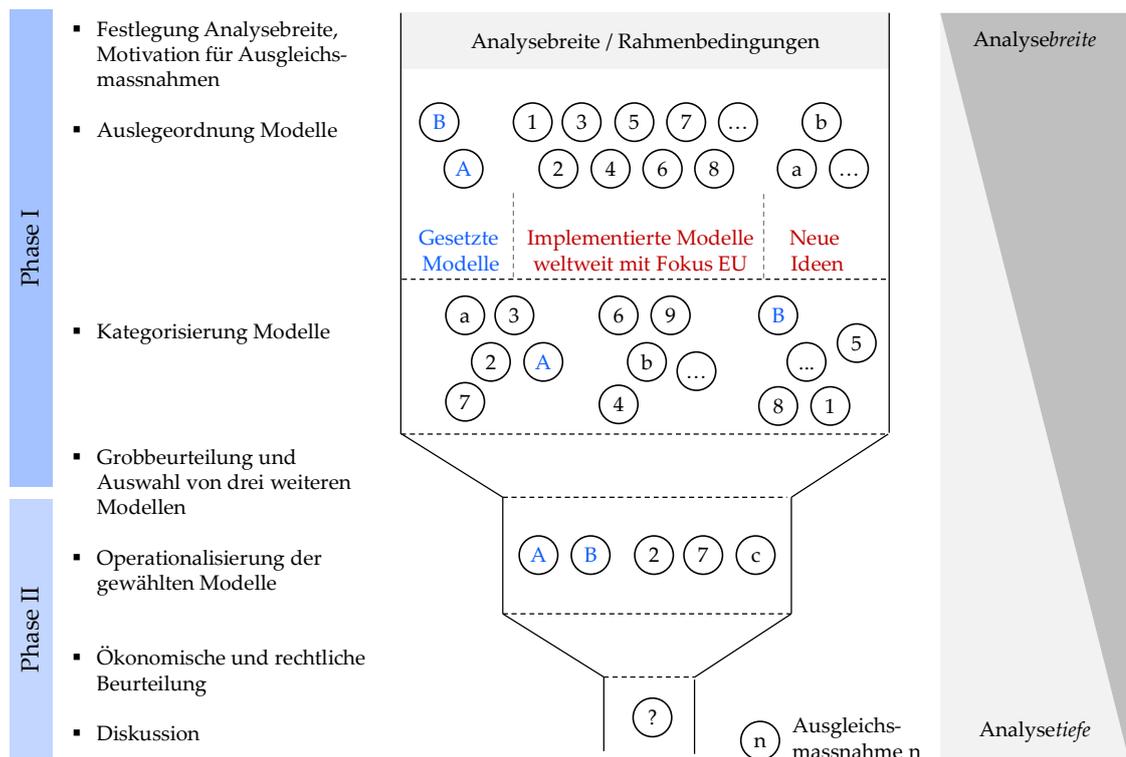
Bei der Erarbeitung der Studie sollen daneben folgende spezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden:

- Eine ausgearbeitete Lösung soll im Hinblick auf den Beginn der zweiten Etappe der Energiestrategie bzw. ab Auslaufen der voraussichtlich im Rahmen der ersten Etappe der Energiestrategie eingeführten Marktprämie für Wasserkraft (voraussichtlich 2023) beurteilt werden. Erste Ideen wie zum Beispiel die Befreiung der Energieabgabe für erneuerbare Energien wurden vom BFE im Hinblick auf die zweite Etappe der ES2050 bereits diskutiert. Diese soll in diesem Rahmen nicht weiter vertieft werden.
- Das geltende Wasserrechtsgesetz, bei welchem Wasserzinse nur bis 2019 geregelt sind, wird unabhängig von der Energiestrategie revidiert. Es ist davon auszugehen, dass ab 2020 eine Nachfolgeregelung in Kraft ist. Eine Senkung bzw. Flexibilisierung der Wasserzinsen soll daher in der Studie nicht als eigene Ausgleichsmassnahme, jedoch als Rahmenbedingung berücksichtigt werden, da sie die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft beeinflussen kann.
- Das BFE hat ebenfalls bereits zahlreiche Berichte zu Massnahmen für eine erhöhte Wirtschaftlichkeit von Grosswasserkraftwerken durchgeführt. Diese Berichte sollen in dieser Studie angemessen berücksichtigt werden (nachfolgend insb. Abschnitt 3.2.1).
- Von den identifizierten möglichen Ausgleichsmassnahmen sollen insgesamt fünf näher auf ihre Auswirkungen untersucht werden, darunter ein im Rahmen der Studie zu spezifizierendes Quotenmodell sowie eine Abnahme- und Vergütungspflicht.

## 1.3 Vorgehen

Ausgehend von den genannten Zielen und Rahmenbedingungen wird die Studie entlang eines sukzessiven Verdichtungsprozesses erarbeitet, bei dem für die diskutierten Ausgleichsmassnahmen mit zunehmender Verdichtung eine höhere Analysetiefe gewählt wird („Drill-down Prozess“, vgl. **Abbildung 1**).

Abbildung 3: Vorgehen



Quelle: Swiss Economics

Wie in der Abbildung dargestellt wird die Studie in **zwei Phasen** erarbeitet.

In **Phase I** erfolgt eine Auslegeordnung von expliziten oder impliziten Ausgleichsmassnahmen in anderen Ländern mit besonderem Fokus auf EU Mitgliedstaaten. Diese werden anschliessend in einem zweistufigen Verdichtungsprozess auf drei plus zwei (vom BFE vorgegeben) in Phase II näher zu analysierende Ausgleichsmassnahmen verdichtet. Die wichtigsten Arbeitsschritte in Phase 1 sind:

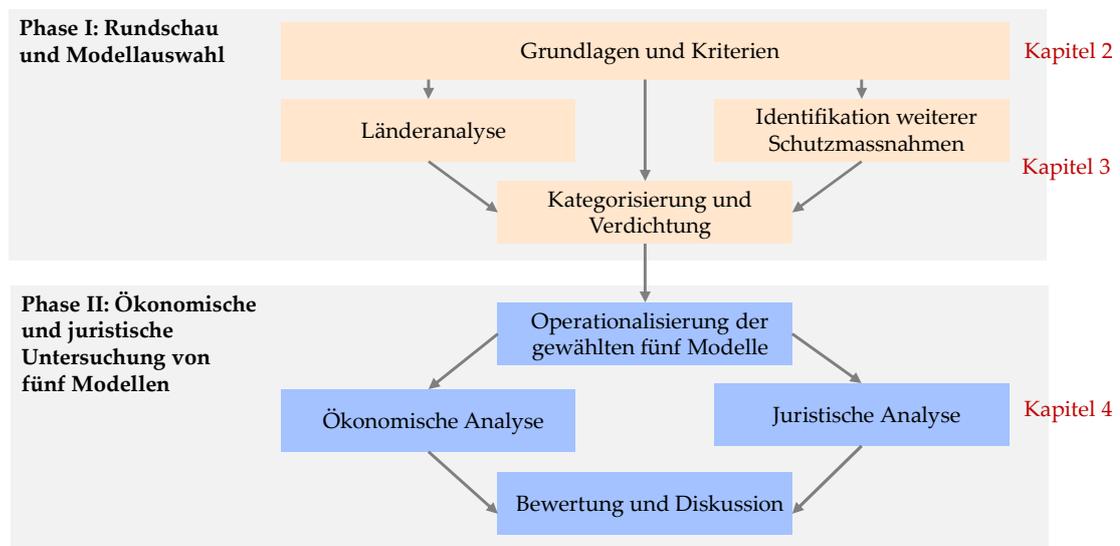
- Festlegung der Analysebreite sowie der ökonomischen, rechtlichen und politischen Kriterien zur Beurteilung möglicher Ausgleichsmassnahmen in der Schweiz.
- Summarische Aufbereitung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Erzeugern in der Schweiz im Vergleich zu Erzeugern im Ausland, hieraus Darlegung der wichtigsten Marktverzerrungen als ökonomische Begründung für die allfällige Einführung von Ausgleichsmassnahmen.
- Darstellung der aktuellen und absehbaren rechtlichen Rahmenbedingungen in der Schweiz mit Zusammenfassung der wichtigsten nationalen und internationalen rechtlichen Rahmenbedingungen (insbesondere Beihilferecht und Energierecht in der EU und der Schweiz sowie WTO).
- Strukturierte Länderanalyse von expliziten und impliziten Schutzmechanismen im Ausland mit Darlegung von Motivation, Ziel und Wirkung der identifizierten Massnahmen.
- Herleitung ergänzender Ausgleichsmassnahmen, welche in der Länderanalyse nicht bearbeitet wurden.
- Kategorisierung der identifizierten potenziellen Ausgleichsmassnahmen in methodisch ähnlich wirkende Massnahmen und Grob- und Feinbeurteilung anhand der festgelegten Kriterien. Auswahl von drei näher zu prüfenden Modellen durch die Begleitgruppe.

In **Phase II** werden die drei in Phase I identifizierten Modelle und ein Quotenmodell sowie eine Abnahme- und Vergütungspflicht auf ihre volkswirtschaftlichen und rechtlichen Konsequenzen hin untersucht.

- Damit die ausgewählten Modelle in ihrer Wirkung in ausreichender Tiefe beurteilt werden können, werden diese in einem ersten Schritt operationalisiert, d.h. es werden Annahmen getroffen, wie die entsprechende Ausgleichsmassnahme umgesetzt würde.
- Es wird eine Beurteilung der ökonomischen Wirkungen auf den bestehenden Kraftwerkspark der Schweiz anhand der geschätzten spezifischen Wirkung auf die Merit-Order-Kurve der Schweiz vorgenommen. Daneben werden hier auch die volkswirtschaftlichen Auswirkungen sowie die Verteilungswirkungen inkl. allfälligem Finanzierungsbedarf aufgezeigt.
- Es wird eine juristische Analyse darüber durchgeführt, ob und inwieweit die abgeleiteten Modelle in Bezug auf energie- und beihilferechtliche Rahmenbedingungen mit den Vorgaben des schweizerischen Rechts, des EU-Rechts und des WTO-Rechts vereinbar sind.
- Schliesslich werden die fünf Modelle anhand der in AP I1 festgelegten Kriterien und basierend auf den Resultaten der AP I1 und I2 bewertet
- Zum Schluss folgt eine Diskussion der Resultate beider Phasen.

Das Zusammenspiel der einzelnen Arbeitsschritte ist in **Abbildung 4** dargestellt.

**Abbildung 4: Zusammenspiel der Arbeitsschritte**



Quelle: Swiss Economics

## 1.4 Gliederung der Studie

Die Studie gliedert sich entlang des oben skizzierten Vorgehens (vgl. rote Kapitelangaben in Abbildung 4):

- Kapitel 2 enthält die ökonomischen und rechtlichen Grundlagen.
- Kapitel 3 diskutiert mögliche Ausgleichsmassnahmen und schliesst mit den fünf gewählten Modellen.
- Kapitel 4 bewertet die gewählten fünf Modelle ausführlich.
- In Kapitel 5 werden die Ergebnisse diskutiert.

## 2 Ökonomische und rechtliche Grundlagen

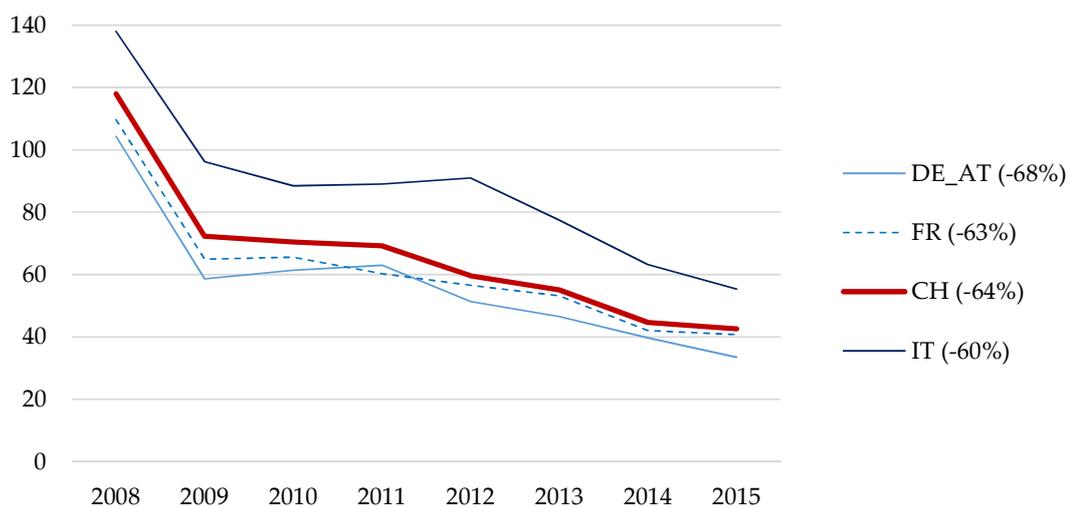
### 2.1 Ökonomische Rahmenbedingungen

Um mögliche Ausgleichsmassnahmen zu beurteilen und in einen weiteren Zusammenhang zu stellen, werden zunächst die ökonomischen Rahmenbedingungen von Erzeugern in der Schweiz im Vergleich zu Erzeugern im Ausland dargestellt.

#### 2.1.1 Sinkende Grosshandelspreise

Seit einigen Jahren sinken die Grosshandelspreise in zahlreichen europäischen Ländern, insbesondere auch in den Nachbarstaaten der Schweiz. Zwischen 2008 und 2015 sind die Grosshandelspreise für Grundlast auf den Day-ahead Märkten in Deutschland um 51%, in Frankreich um 44% und in Italien um 40% gesunken. Umgerechnet in Schweizer Franken (CHF) betrug in diesem Zeitraum der Rückgang aufgrund des gestiegenen Frankenkurses 60% und mehr (vgl. **Abbildung 2**). Die tiefen Preise halten bislang auch im Jahr 2016 an.

**Abbildung 2: Entwicklung der Grosshandelspreise in CHF/MWh**



Durchschnittliche Day-ahead Grundlastpreise in CHF/MWh  
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EPEX Spot und GME

Gemäss BFE haben u.a. folgende Faktoren zum Preiszerfall beitragen<sup>1</sup>:

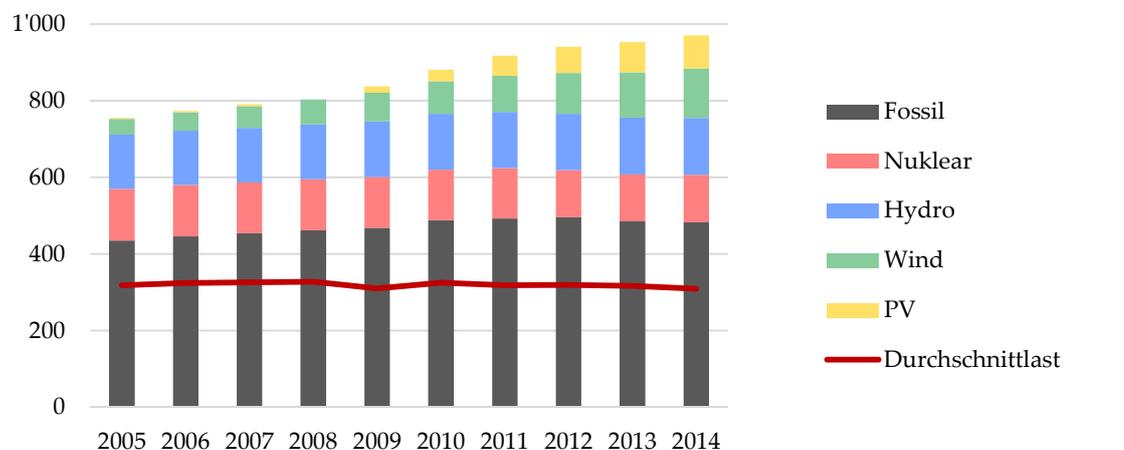
- *Tiefe Inputpreise für konventionelle Erzeugung:* Die Preise für europäische CO<sub>2</sub>-Zertifikate stagnieren u.a. aufgrund der tiefen Industrieproduktion und des hohen Anteils an erneuerbaren Energien auf tiefem Niveau. Die Förderung von unkonventionellem Gas hat die Kohlenachfrage in den USA sinken lassen, was zu tieferen europäischen Kohlepreisen geführt hat. Beide Faktoren haben einen dämpfenden Einfluss auf die Grosshandelspreise, da fossile Kraftwerke oft preisbestimmend sind.
- *Merit-Order-Effekt:* Der staatlich geförderte Zubau von Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduziert die residuale Nachfrage für konventionelle Kraftwerke und wirkt dämpfend auf den Preis.

<sup>1</sup> Z.B. BFE (2014).

- *Ausweitung des Angebots:* Europäische Produzenten haben den Ausbau ihres Kraftwerkparks in Annahme einer höheren Stromnachfrage und höherer Strompreise vorangetrieben. Entsprechend ist das Angebot ausgeweitet worden. Gleichzeitig hat das Stromangebot auch aufgrund des erfolgreichen Ausbaus erneuerbarer Energien zugenommen. Das Tempo dieses Zubaus erfolgte teils rascher als von vielen Marktteilnehmern antizipiert.
- *Stagnierende Nachfrage:* Die Energienachfrage in Europa verharrt auf tiefem Niveau, u.a. als Folge der seit der Finanz- und Schuldenkrise tieferen Industrieproduktion und der zunehmenden, staatlich geförderten Energieeffizienz.
- *Starker Franken:* Aus Sicht der Erzeuger in der Schweiz kommt die Wechselkurssituation mit dem stark gestiegenen Schweizer Franken hinzu. Dieser Effekt hat die in Euro gemessenen Grosshandelspreise umgerechnet in Schweizer Franken seit dem Jahr 2008 um einen Drittel gesenkt.

Ob das tiefe Preisniveau anhalten wird, hängt u.a. von der installierten Erzeugungskapazität im Vergleich zur durchschnittlichen Last ab, also inwieweit in Europa Überkapazitäten vorhanden sind. Die in den EU-Mitgliedstaaten installierte Kapazität an konventionellen Kraftwerken ist zwischen 2005 und 2015 von 711 GW auf 754 GW angestiegen, was einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 6 Prozent entspricht (vgl. **Abbildung 5**). Im gleichen Zeitraum hat sich die installierte Kapazität an PV- und Wind-Anlagen von knapp 43 GW auf über 216 GW mehr als verfünffacht. Demgegenüber ist die durchschnittliche Last knapp über 300 GW praktisch konstant geblieben mit leicht sinkender Tendenz in den letzten Jahren (rote Linie).<sup>2</sup>

**Abbildung 5: Installierte Kraftwerkskapazität und durchschnittliche Last EU-28 in GW**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Eurostat, EWEA, EU-Kommission, EurObserver

<sup>2</sup> Die Zunahme an installierter Kraftwerkskapazität von erneuerbaren Anlagen widerspiegelt sich in der Stromproduktion. So hat sich die Stromproduktion aus erneuerbaren Klein- und Grosskraftwerken in der EU zwischen 2003 und 2013 von rund 450 TWh pro Jahr auf fast 900 TWh pro Jahr verdoppelt. Dieses Wachstum geht vor allem auf den Ausbau der Stromproduktion aus Wind-, PV-, Biomasse- und Abfallverwertungsanlagen zurück. Gleichzeitig ist die Stromproduktion aus Wasserkraft in der EU um 15% von 350 TWh auf 400 TWh gestiegen. Diesen zusätzlichen 500 TWh aus erneuerbaren Energien steht eine Gesamtstromnachfrage gegenüber, die zwischen 2005 und 2014 auf einem Niveau von knapp 2700 TWh verharrt ist. Damit einhergehend ist der Anteil erneuerbarer Energien an der EU-Gesamtstromproduktion zwischen 2005 und 2013 von knapp 10% auf über 30% angestiegen (Eurostat).

Zusammenfassend gehen die stark gesunkenen EU-Grosshandelspreise einher mit einer Ausweitung der Kapazitäten von konventioneller und insbesondere erneuerbarer Energien. Solange die fossilen Energien, welche oft preisbestimmend sind, nicht verteuert werden und weiterhin neue Kapazitäten an erneuerbaren Energien ans Netz kommen, dürften die tiefen Preise bestehen bleiben. Längerfristig stellt sich die Frage der Preisbildung in einem zunehmend von erneuerbaren Energien mit geringfügigen Grenzkosten geprägten Markt.<sup>3</sup>

### 2.1.2 Mögliche Markt- und Regulierungsversagen und Marktverzerrungen am EOM

Im Zusammenhang mit den gesunkenen Grosshandelspreisen stellt sich die Frage, ob der heutige Energy-only Markt (EOM) generell die richtigen Investitionsanreize zu setzen vermag bzw. ob allenfalls ein Markt- oder Regulierungsversagen vorliegt.

Ausgehend von einem hypothetischen EOM, bei dem die Lieferanten die Kosten für den Transport der von ihnen beschafften Energie durch Übertragungs- und Verteilnetze hin zu ihren Kunden verursachergerecht bezahlen, kommen im heutigen EOM grundsätzlich verschiedene potenzielle Markt- und Regulierungsversagen in Frage. Mögliche Beispiele werden nachfolgend ausgeführt.

- *Investitionsverhalten der Investoren:* Ein unsteter Regulierungsrahmen mit einer einhergehenden schwierigen Prognostizierbarkeit der weiteren regulatorischen Entwicklungen kann die risikogerechte Rendite erhöhen und in einem EOM rentable Investitionen als unrentabel erscheinen lassen. Daneben können ggf. Anpassungsmängel aufgrund unteilbarer Einheiten und langen Investitionszeiträumen bei Grosskraftwerken entstehen. Weiter antizipieren Investoren unter Umständen Spitzenpreise nicht genügend bzw. diskontieren diese aufgrund ihres Risikoprofils zu stark ab, was dazu führen würde, dass der Energy-only-Markt die benötigte Kraftwerkskapazität nicht zur Verfügung stellen kann.
- *Kostenwahrheit:* Der in der EU zu Grunde gelegte Ansatz, Lieferanten Transport- bzw. Übertragungskosten distanzunabhängig nicht zu verrechnen<sup>4</sup> führt dazu, dass die distanzabhängigen Übertragungskosten von Strom nur begrenzt im Entscheidkalkül der Akteure berücksichtigt werden und im Wesentlichen distanzunabhängig auf die Endkunden gewälzt werden. Dies kann zur Folge haben, dass ineffizient hohe Übertragungskapazitäten notwendig werden, z.B. weil neue Erzeugung nicht da gebaut wird, wo sie für das Gesamtsystem effizient wäre. Dies kann wiederum die lokalen Erzeuger einem intensiveren Preiswettbewerb aussetzen, als er bei einer verursachergerechten Umlage der Übertragungskosten zu beobachten wäre. Z.B. folgert Knieps (2009), dass die effiziente Bepreisung der Netzkapazitäten bei der Stromübertragung den Einsatz eines Einspeise-Ausspeise-Modells (Entry/Exit-Modell) erfordern würde, wie es jetzt für den Schweizer Gasmarkt diskutiert wird.
- *Versorgungssicherheit / negative Externalitäten im Falle eines Stromausfalls:*<sup>5</sup> Wenn im Sinne der Versorgungssicherheit z.B. wegen hoher negativer Externalitäten bei einem Stromausfall die

<sup>3</sup> Sind die Grenzkosten im Vergleich zu den Gestehungskosten tief, kann eine Marktstruktur mit vielen Anbietern und Überkapazitäten am Markt dazu führen, dass die resultierenden Marktpreise zu tief sind, um die Gestehungskosten nachhaltig zu finanzieren.

<sup>4</sup> Innerhalb einzelner Gebotszonen besteht also ein „Kupferplattenansatz“, wobei zwischen Gebotszonen nicht distanzabhängige Übertragungspreise anfallen, sondern sofern vorhanden Engpasspreise.

<sup>5</sup> Da ein Ausfall der Stromversorgung grosse negative externe Effekte auf die Volkswirtschaft hat, kann die Versorgungssicherheit ökonomisch mit der Vermeidung von Externalitäten begründet werden, vgl. z.B. Jaag und Trinker (2011).

Erzeugungsleistung auf die Höchstlast abgestimmt wird, kann sich hieraus für den Rest des Jahres eine unzureichende Auslastung und Rentabilität gewisser Erzeuger ergeben, die insbesondere dann schwer wiegt, wenn die Lastspitzen unzureichend hoch abgegolten werden. Wenn zusätzlich n-1 Regelungen gelten, bei denen die Höchstlast auch dann abgedeckt werden muss, wenn ein grösseres Werk ausfällt, verschärft sich das Problem entsprechend. Eine Antwort hierauf sind z.B. Kapazitätsmechanismen, bei denen Kapazitäten in normalen Zeiten vom Markt genommen werden (strategische Reserven) oder ergänzend zum EOM abgegolten werden (Kapazitätsmärkte).

Das genannte Problem verschärft sich weiter, wenn wie in Europa das Marktgebiet (vermehrt europäisch) und die Verantwortung für die Versorgungssicherheit (national) nicht deckungsgleich sind. Das jeweilige nationale Bedürfnis nach nationaler Versorgungssicherheit auch im Krisenfall sorgt für nationale Überkapazitäten, die in einem integrierten Markt nicht rentabel betrieben werden können, da in einem integrierten Markt die Höchstlast aufgrund von Diversifikationseffekten tiefer ausfällt, z.B. weil der Norden und Süden einen teilweise komplementären Stromverbrauch aufweist (ungleiche Höchstlastzeitpunkte). Es stellen sich somit je Land Hochpreisphasen nicht in ausreichendem Masse ein. Dies trifft insbesondere auf Länder wie die Schweiz zu, welche sich durch sehr hohe grenzüberschreitende Kapazitäten auszeichnen. Dieser Zielkonflikt zwischen nationaler Versorgungssicherheit einerseits und einem integrierten europäischen Strommarkt andererseits ist inhärent im europäischen Strommarktdesign. Entscheiden sich die Mitgliedstaaten auch für Ersteres, entsteht im integrierten Markt ein entsprechender Preisdruck, wenn die überschüssigen Kapazitäten nicht vom Markt genommen werden.

- *Externalitäten auf die Umwelt:* Wenn Erzeugungstechnologien mit negativen Externalitäten auf die Umwelt am EOM verkauft wird, die am EOM nicht internalisiert werden, resultieren Marktverzerrungen zu Gunsten dieser Technologien. Analog führen, wenn länderspezifische Präferenzen für bestimmte Technologien bestehen<sup>6</sup>, welche gezielte Fördermassnahmen nach sich ziehen, diese Förderungen in einem integrierten EU Markt wiederum zu Marktverzerrungen, indem gleiche Erzeugung in anderen Ländern nicht gleichermassen begünstigt wird.
- *Marktmacht:* In einigen Staaten wie z.B. Grossbritannien besitzen Lieferanten eine dominante Marktstellung, während in anderen Staaten wie z.B. Frankreich auf der Produktionsseite eine hohe Marktkonzentration festzustellen ist (vgl. entsprechende Länderstudien in Trinkner et al., 2015).
- *Staatliche Eingriffe in die Preissetzung:* Für „Services of General Economic Interest“, darunter auch Strom, wird oft gefordert, dass Preise angemessen sein sollen, damit auch Konsumenten mit geringem Einkommen sich diese leisten können. Dies ist mit ein Grund, warum rund die Hälfte der EU-Mitgliedstaaten die Endkundenpreise für Strom reguliert. Regulierte Preise können den Wettbewerb in vollständig geöffneten Strommärkten beschränken. Zudem bestehen in zahlreichen Märkten – inklusive der Schweiz – Höchst- sowie Mindestpreise im Grosshandel, was eine effiziente Preisbildung in Knappheitszeiten verhindert und

---

<sup>6</sup> Z.B. weil die übrigen Erzeugungstechnologien negative Externalitäten verursachen, die ungenügend oder gar nicht internalisiert werden.

gerade den Einsatz von Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke unrentabel werden lassen kann (IEA, 2016).

Daneben können auch *industriepolitisch oder strategisch motivierte* Massnahmen Verzerrungen auf EU-Ebene verursachen, z.B. Massnahmen zur Sicherung lokaler Wertschöpfung oder Know-how, Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Nutzung lokaler Primärenergieträger<sup>7</sup>, die Förderung lokaler Industrie oder Reaktionen auf solche Marktverzerrungen.

Es ist davon auszugehen, dass wenn einzelnen Staaten aufgrund der obigen möglichen Markt- und Regulierungsversagen in den Marktprozess eingreifen, diese im zusehends integrierten europäischen Markt verzerrend wirken und Erzeuger in Staaten, in welchen nur moderat oder gar nicht gefördert wird, benachteiligen. Aus ökonomischer Sicht bedeutet dies, dass Ausgleichsmassnahmen gegebenenfalls aus folgenden zwei Gründen angezeigt sein können:

- (a) Ausgleichsmassnahmen zur **Linderung von Markt- oder Regulierungsversagen im EOM**, z.B. zur Internalisierung von Externalitäten;
- (b) Ausgleichsmassnahmen zur **Beseitigung von internationalen Marktverzerrungen**. Marktverzerrungen können in einem integrierten Markt auch dann auftreten, wenn einzelne Länder auf (a) reagieren und andere nicht.

Statt Massnahmen der Kategorie (b) zu ergreifen wäre es aus ökonomischer Sicht vorzuziehen, den EOM zu stärken und z.B. alle Erzeugungstechnologien europaweit nach gleichen Massstäben zu behandeln. Ist dies nicht realistisch, kommen Massnahmen der Kategorie (b) als „Second Best“ Lösungen grundsätzlich in Frage, wobei Massnahmen der Kategorie (a) vorzuziehen wären, die primär auf (a) zielen und nebenbei auch (b) lindern.<sup>8</sup>

### 2.1.3 Staatliche Eingriffe in den Markt im Ausland

Auch gestützt auf die oben genannten möglichen Gründe haben in den letzten Jahren staatliche Eingriffe in den EOM generell zugenommen. Neben technischen Eingriffen z.B. im Zusammenhang mit grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen (z.B. künstliche Begrenzung der Net Transfer Capacity (NTC) Werte) und Anpassungen im Marktdesign sind insbesondere Unterstützungsmechanismen für Energieträger, den Zubau von Erneuerbaren und die Vorhaltung von Kapazitäten weit verbreitet:

- *Subventionen für Energieträger*: Energieträger geniessen in den EU Mitgliedstaaten oft explizite und/oder implizite Subventionen. Diese Subventionen wirken sich dann preisdämpfend auf die (schweizerischen) Strompreise aus, wenn fossile Kraftwerke in Italien oder Deutschland den Preis bestimmen.<sup>9</sup> Ecofys (2014) schätzt, dass in der EU im Jahr 2012 die Förderung und Nutzung von Kohle und Gas mit knapp 10 Mrd., bzw. 6 Mrd. Euro subventioniert wurde. Zusätzlich werden die negativen Externalitäten des Verbrauchs fossiler Energien nicht im vollen Umfang im Preis widergegeben: Der Internationale Währungsfond (2015) schätzt beispielsweise den Wert der impliziten Subventionen, welche fossile Energieträger

<sup>7</sup> Vgl. hierzu auch die Energiepolitik der EU selbst, vgl. z.B. Trinkner et al., 2015, Seite 24.

<sup>8</sup> Für die Bewertung der in diesem Bericht näher diskutierten Ausgleichsmassnahmen wird später ein Kriterium „Lindert Marktverzerrungen“ aufgenommen, welches in dem Sinn interpretiert wird (d.h. Massnahmen der Kategorie (a) werden bei dem Kriterium besser bewertet).

<sup>9</sup> Die Stromerzeugungportfolio von Deutschland und Italien sind weiterhin stark fossil geprägt, mit Gas- und Kohlekraftwerke als Preismacher in Mittel- und Spitzenlastsituationen (vgl Moody's, 2015, und RWE, 2015).

aufgrund fehlender Lenkungsabgaben weltweit erhalten, für das Jahr 2013 auf über 5 Billionen US-Dollar pro Jahr.

- *Förderungen von erneuerbaren Energien:* Alle EU-Mitgliedstaaten unterstützen die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, wobei sich die Unterstützungsmechanismen meist auf kleine Kraftwerke bis ca. 15 MW beschränken. Die geförderte und im Netz privilegierte Einspeisung von Strom aus Photovoltaik und Wind reduziert die vertikale Netzlast, also die Strommenge, welche durch Kraftwerke an der Netzebene 1, z.B. konventionelle Kraftwerke, zur Deckung der Nachfrage geliefert werden muss. Die mit der Ausweitung der angebotenen Strommenge einhergehende Dämpfung des Strompreises ist als der oben genannte Merit Order Effekt bekannt. Cludius et al. (2014) schätzen den Merit Order Effekt 2012 für Deutschland auf 10 Euro/MWh ein.
- *Vorhaltung von Erzeugungskapazität:* In den letzten Jahren stark zugenommen hat die Anzahl der EU-Mitgliedstaaten, welche den in ihrem Land erzeugenden Produzenten mit Kapazitätzahlungen zusätzliche Einnahmequellen erschlossen haben, meist mit Verweis auf die Versorgungssicherheit. Können die so unterstützten Erzeuger weiterhin am Grosshandelsmarkt ihre Produktion verkaufen, können diese ceteris paribus (c.p.) günstiger am Markt verkaufen als Erzeuger, welche nicht von solchen Zuschüssen profitieren. Dies kann einerseits den Preisdruck an den Grosshandelsmärkten erhöhen, andererseits entsteht eine entsprechende Wettbewerbsverzerrung zwischen Erzeugern aus unterschiedlichen Ländern. Werden durch Kapazitätsmechanismen zudem Kraftwerke am Netz gehalten, die ohne Unterstützung keinen Strom mehr produzieren würden, tragen sie zum Überangebot an Strom bei und haben damit auch einen dämpfenden, verzerrenden Effekt auf die Grosshandelspreise.

Diese Massnahmen tragen teils zum eingangs aufgezeigten Preisrückgang der europäischen Grosshandelspreise bei bzw. wirken dahin, dass der Preisdruck weiterhin anhalten wird, andererseits schaffen sie zusätzliche Marktverzerrungen zwischen den Ländern: Erzeugung in Ländern, in denen zurückhaltend gefördert wird, wird im integrierten europäischen Strommarkt entsprechend benachteiligt.

#### **2.1.4 Bedeutung aus Schweizer Sicht**

##### **Auswirkungen für Schweizer Erzeuger**

Im Jahr 2015 produzierten die Schweizer Erzeuger bei einer installierten Kapazität von rund 20 GW<sup>10</sup> rund 66 Terawattstunden (TWh) Strom. Der Schweizer Stromverbrauch lag im gleichen Zeitraum bei 62.6 TWh. Die über 600 Schweizer Wasserkraftwerke erzeugten rund 22.5 TWh Strom, was einem Anteil von knapp 60% an der Stromproduktion und 63% am Landesverbrauch entspricht. Von der Stromproduktion aus Wasserkraft entfielen 42% auf Laufwasserkraftwerke und 58% auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (vgl. BFE, 2016).

Aufgrund der hohen Übertragungskapazitäten der Schweiz zu ihren Nachbarstaaten ist der schweizerische Strommarkt stark in den europäischen Strommarkt integriert. Die Schweiz verfügt über eine Brutto-Importkapazität an der Nordgrenze von rund 4.8 GW, was ungefähr zwei

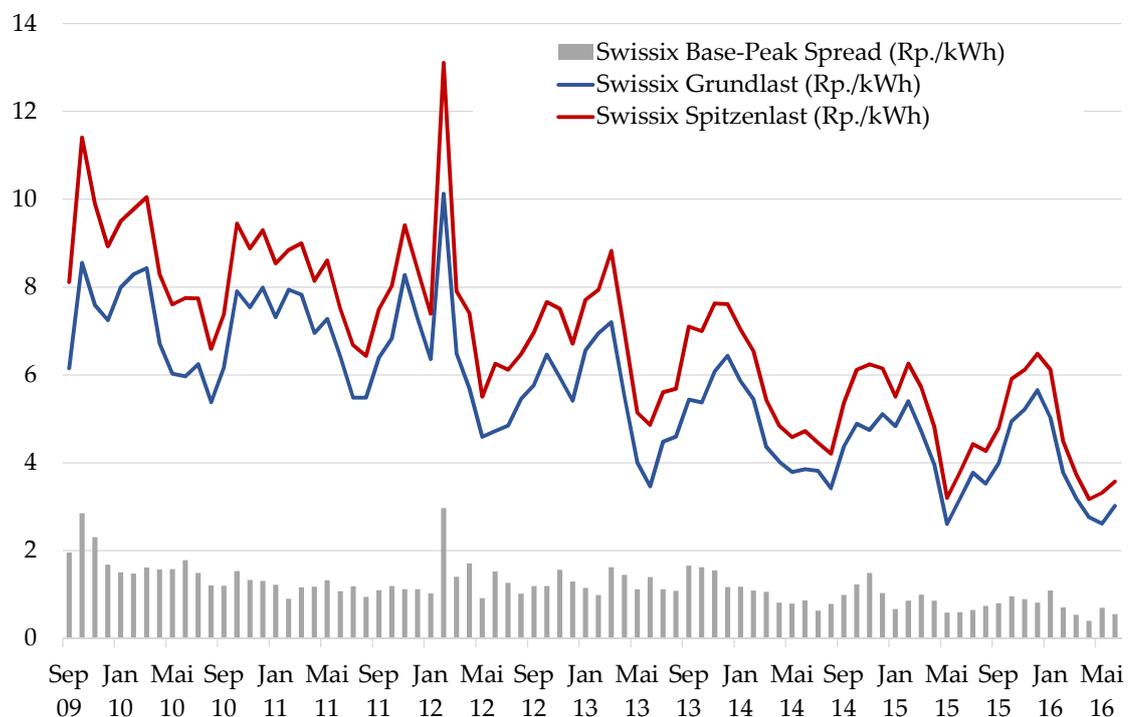
---

<sup>10</sup> Die gesamte installierte Kapazität verteilt sich wie folgt auf die einzelnen Technologien (in GW): Biomasse 0.195 / Flusslauf 4.184 / Kernkraft 2.968 / Kleinwasserkraft 0.761 / Photovoltaik 0.459 / Pumpspeicher 5.599 / Speicher 4.760 / weitere thermisch 0.800 / Wind 0.062.

Dritteln der durchschnittlichen Last in der Schweiz entspricht. Der Schweizerische Grosshandelspreis übernimmt die günstigen Grosshandelspreise von Deutschland oder Frankreich, wenn die Import-Kapazitäten an der Nordgrenze nicht voll ausgelastet sind. In Situationen, in welcher italienische Preise höher als in der Schweiz liegen, reduziert sich die Nettoimportkapazität an der Nordgrenze um die Höhe der Transite, die von Frankreich und Deutschland nach Italien fließen. Entsprechend der grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen der Schweiz und Italien betragen die maximalen Transite zwischen Deutschland und Frankreich nach Italien 2.5 GW. Damit reduziert sich die Nettoimportkapazität an der Nordgrenze für die Schweiz auf 2.3 GW. Dies entspricht noch immer einem Drittel der durchschnittlichen Schweizer Last.<sup>11</sup> Im Effekt sind daher die Grosshandelspreise in der Schweiz ausgehend vom Preisverfall in Deutschland stark gesunken.

Ein genauerer Blick auf die Entwicklung der Börsenpreise für Stromlieferungen in der Schweiz zeigt, dass das Preisniveau seit 2007 von durchschnittlich 8.2 Rp./kWh um über 50 Prozent auf 3.9 Rp/kWh im ersten Quartal 2016 gesunken ist. Gleichzeitig hat auch die Volatilität – gemessen am durchschnittlichen Unterschied zwischen Spitzen- und Grundlastpreisen (Spread) – abgenommen (vgl. **Abbildung 6**). Das tiefere Preisniveau ist dabei besonders für Kernkraftwerke und Laufwasserkraftwerke problematisch, während die tiefere Volatilität vor allem Pumpspeicherkraftwerke betrifft, welche lange dem Geschäftsmodell gefolgt sind, bei tiefen Preisen in der Nacht Strom einzukaufen, um Wasser in die Stauseen zu pumpen, um das Wasser am Tag bei höheren Preisen zur Stromproduktion einzusetzen (vgl. dazu Pfamatter und Piot, 2014).

**Abbildung 6: Monatliche Preise Day-Ahead Swissix Base und Peak (Rp./kWh)**



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EPEX Spot

<sup>11</sup> Dies, unter der Annahme, dass bei einer Importsituation Strom von Nord (Deutschland, Frankreich, Österreich) nach Süd (Schweiz und Italien) fließt. Um die Netto-Importkapazitäten müssen die Exportkapazitäten nach Italien 2.5 GW abgezogen werden (Eigene Berechnung auf Basis ElCom 2015, *Jahresbericht*).

Verschiedene Schätzungen der Gestehungskosten von Grosswasserkraftwerken weisen darauf hin, dass unter gegebenen Grosshandelspreisen nur noch wenige rentabel produzieren können. Das BFE untersuchte im Jahr 2014 die Gestehungskosten von 58 bestehenden Grosswasserkraftwerken, welche mit 10'400 MW knapp drei Viertel der in der Schweiz installierten Grosswasserkraftleistung umfassten (BFE, 2014). Dabei zeigte sich, dass die Gestehungskosten<sup>12</sup> der einzelnen Kraftwerke mit einer Bandbreite von 2.1 Rp. und 17.6 Rp. pro Kilowattstunde stark variieren. Laufwasserkraftwerke wiesen im Schnitt (4.5 Rp./kWh) tiefere Gestehungskosten auf als Speicherwerke (5.9 Rp./kWh) und Pumpspeicher (6.4 Rp./kWh). Mit Annahme eines gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkostensatz\* von 5% schätzen Filippini und Geissmann (2014) die Gestehungskosten von bestehenden Grosswasserkraftwerken im Schnitt leicht höher ein: 4.9 Rp./kWh für Niederdruck-Flusskraftwerke, 5.9 Rp./kWh für Hochdruck-Flusskraftwerke, 6.1 Rp./kWh für Speicher und 7.6 Rp./kWh für Pumpspeicherkraftwerke.

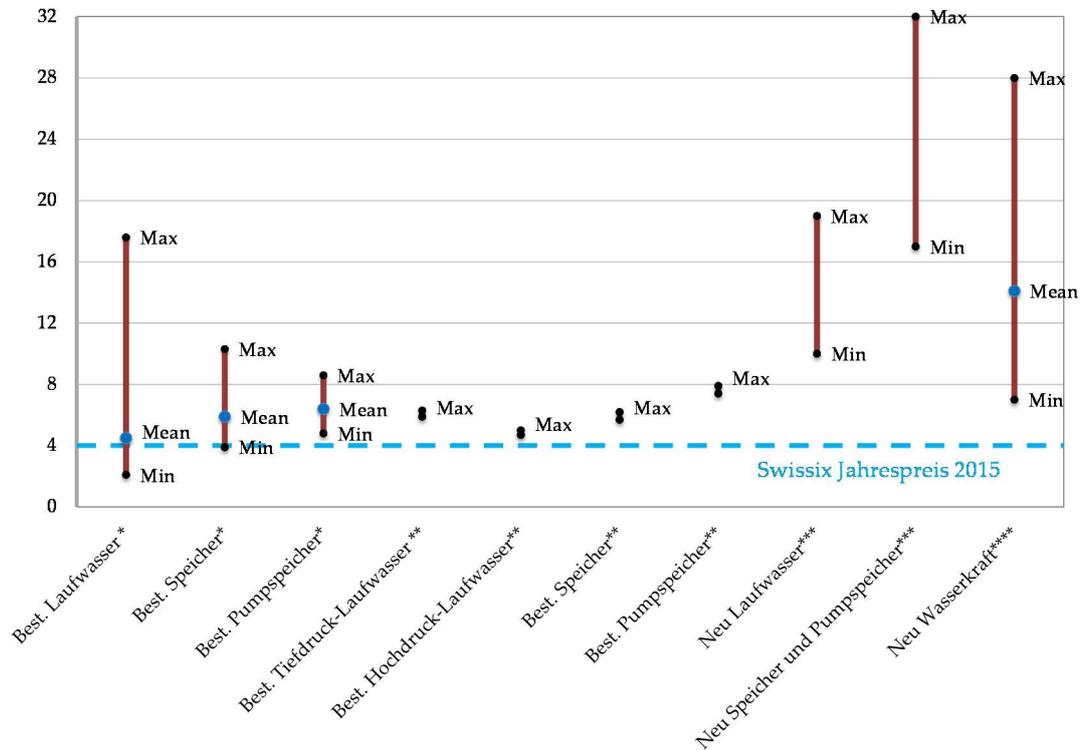
Im Vergleich zu den Gestehungskosten bestehender Grosswasserkraftwerke werden die Gestehungskosten potentieller neuer Grosswasserkraftwerke bedeutend höher eingeschätzt. Das Bundesamt für Energie (2013) untersuchte 25 Neu- und Ausbauprojekte von Laufwasser und Speicherkraftwerken und schätzte die durchschnittlichen Gestehungskosten auf 14 Rp./kWh mit einer grossen Streuung von 7 Rp./kWh bis 29 Rp./kWh. Alle 25 Projekte wiesen damit einen negativen Nettobarwert auf. Der Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE, 2014) schätzt die Gestehungskosten von Neubauten und Umbauten ähnlich ein, nämlich mit 17-32 Rp./kWh für Speicherkraftwerke und mit 10-19 Rp./kWh für Laufkraftwerke. Die höheren Gestehungskosten für neue, bzw. ausgebaute Grosswasserkraftwerke lassen sich u.a. dadurch erklären, dass höhere Kapitalkosten ins Gewicht fallen, dass die effizientesten Standorte bereits ausgenutzt sind, dass Umweltauflagen verschärft und somit z.B. zahlreiche Ausbauprojekte zur Verringerung von Abflussschwankungen unternommen werden (und also nicht zur Optimierung der Wassernutzung der Werke).

**Abbildung 7** stellt die verschiedenen Schätzungen der Gestehungskosten verschiedener Grosswasserkraftwerke den durchschnittlichen Swissix-Preisen von 2015 gegenüber. Demnach würden fast alle Kraftwerke zu Gestehungskosten produzieren, die über den Grosshandelspreisen liegen. Kraftwerksbetreiber können in der kurzen Frist nur beschränkt auf die Höhe der Gestehungskosten einwirken und auf die sinkenden Grosshandelspreise reagieren, da Kapitalkosten (Abschreibungen sowie Fremdkapital- und Eigenkapitalzinsen) und Abgaben (Wasserzinsen und Steuern) den Hauptteil der Gesamtkosten ausmachen (vgl. BFE 2014). Betriebskosten machen bei bestehenden Laufwasser- und Speicherkraftwerken dagegen nur rund 20% - 25% der Gesamtkosten aus. Bei bestehenden Pumpspeicherkraftwerk fällt der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten mit knapp 50% höher aus, da Strom zum Hochpumpen des Wassers eingekauft werden muss.

---

<sup>12</sup> Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die totalen Gestehungskosten nicht den variablen Gestehungskosten entsprechen. Für Angaben zu den variablen Gestehungskosten der Wasserkraft siehe Tabelle 19.

Abbildung 7: Schätzungen der Gestehungskosten für bestehende und neue Grosswasserkraftwerke verglichen mit Swissix-Jahrespreisen (Rp./kWh)



Quelle: In Anlehnung an Scherrer (2016), Daten von \*BFE (2014), \*\*Filippini et al. (2014), \*\*\*VSE (2014), \*\*\*\*BFE (2013)

Von den sinkenden Grosshandelspreisen sind insbesondere diejenigen Stromproduzenten betroffen, welche keine eigenen oder nur wenige Kunden in der Grundversorgung<sup>13</sup> haben. Stromproduzenten mit eigenen Kunden in der Grundversorgung können demgegenüber die Kosten der Stromproduktion grundsätzlich anteilmässig auf diese abwälzen (Artikel 4, Absatz 1 Stromversorgungsverordnung) und sind damit den Grosshandelspreisen weniger stark ausgesetzt. Wenn solche integrierten Erzeuger weiterhin auch Grosskunden bedienen wollen, sind auch sie den Grosshandelspreisen ausgesetzt: In dem Fall müssen sie bei einer gemischten Beschaffung (teils eigene Erzeugung, teils Einkauf am Grosshandelsmarkt) die Gestehungskosten der eigenen Erzeugung anteilig den Grosskunden belasten, was jüngst vom Bundesgericht bestätigt wurde.<sup>14</sup> Liegen die Gestehungskosten über den Grosshandelspreisen, ist der integrierte Versorger für Grosskunden möglicherweise nicht mehr kompetitiv gegenüber einem Lieferanten ohne eigene Erzeugung, der sich vollständig am Grosshandelsmarkt eindeckt.

Als Zwischenfazit sind unter gegebenen Grosshandelspreisen insbesondere Schweizer Erzeuger ausserhalb der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) unter Druck, welche keine oder wenige gebundenen Kunden in der Grundversorgung haben.

<sup>13</sup> Kleinkunden mit einem Jahreskonsum von weniger als 100 MWh, oder Grosskunden, die von der freien Lieferantenwahl keinen Gebrauch machen. Um von den anhaltend tiefen Grosshandelspreisen zu profitieren, nimmt eine zunehmende Anzahl von Grosskunden das Recht in Artikel 13,1 Stromversorgungsgesetz in Anspruch, den angestammten Stromlieferanten zu wechseln und Strom auf dem freien Markt zu beziehen. Ende 2015 befanden sich 56% der 28'000 Grossverbraucher im freien Markt und konsumieren rund 16 TWh Strom pro Jahr (ElCom, 2015), was einem Marktanteil von 27% entspricht.

<sup>14</sup> BGE Urteil vom 20. Juli 2016 (2C\_681/2015, 2C\_682/2015)

### Auswirkung auf die Versorgungssicherheit

In einem Markt, der frei von Markt- oder Regulierungsversagen ist, würde die beschriebene Situation keinen Markteingriff erfordern, da die betroffenen Erzeuger mit entsprechenden Abschreibungen oder Kapazitätsschliessungen auf die Situation reagieren würden. Im Strommarkt gilt jedoch die physikalische Besonderheit, dass Angebot und Nachfrage in jedem Zeitpunkt über alle Netzebenen hinweg ausgeglichen sein müssen, da ansonsten ein Stromausfall (Blackout) droht. Es stellt sich daher aufgrund der oben skizzierten möglichen Markt- und Regulierungsversagen die Frage, ob Stilllegungen aufgrund von (zu) tiefen Grosshandelspreisen zu vermehrten Stromausfällen führen und damit die Versorgungssicherheit in der Schweiz im technischen Sinne beeinträchtigen würden.

Eine Bestandsaufnahme der Versorgungssicherheit in der Schweiz ist nicht Gegenstand dieses Berichts. Jedoch lässt sich an Hand der Versorgungssituation im Winter 2015/16 aufzeigen, wie sich die Stilllegung von nicht mehr rentablen Wasser- oder Kernkraftwerken auf die Versorgungssicherheit auswirken könnte. Gemäss den Berichten von Swissgrid (2016) und der ElCom (2016a) zeichnete sich im Herbst 2015 auf Grund einer Verkettung besonderer Umstände eine angespannte Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/2016 ab:

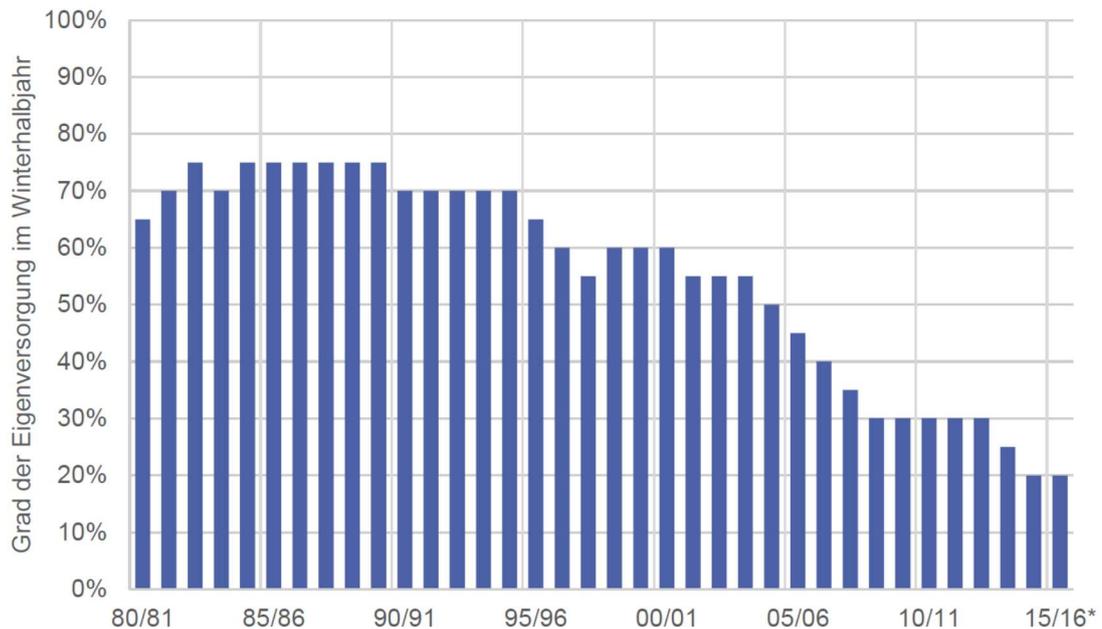
- Aufgrund des trockenen Sommers und Herbstes führten die Flüsse deutlich weniger Wasser als im langjährigen Mittel, was die Stromproduktion aus Laufwasserkraft verringerte.
- Die vom Bundesamt für Energie veröffentlichte Füllstandskurve der Speicherseen zeigte, dass deren Füllstand im Vergleich zum langjährigen Mittel unterdurchschnittlich war.
- Die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 waren beide ausser Betrieb. Damit fehlten in der Nordostschweiz 720 MW Einspeisung ins 220-kV-Netz.

Es zeigte sich, dass fehlende im Inland erzeugte Bandenergie (ähnliches dürfte dauerhaft der Fall sein, wenn Laufwasser-, Speicher- und Kernkraftwerke im grösseren Stil stillgelegt würden) nicht ohne Weiteres durch Importe kompensiert werden kann, da die Kapazitäten zur Transformation des Importstroms auf tiefere Spannungsebenen begrenzt sind. Neben kurzfristigen netzseitigen Massnahmen (z.B. Reduktion der NTC) für Importe am Norddach mit dem Ziel, die physikalischen Lastflüsse durch die Schweiz zu verringern) wurden seitens Swissgrid auch marktseitige Massnahmen ergriffen, z.B. die Aussetzung von Monatsprodukten in Exportrichtung für die Monate Januar bis März 2016. Zur nachhaltigen Entspannung der Lage trugen schliesslich das ungewöhnlich milde, niederschlagsreiche Winterwetter sowie die Wiederinbetriebnahme des Blocks 2 des Kernkraftwerks Beznau Ende Dezember 2015 bei.

Künftig soll daher u.a. die Transformationskapazität erhöht werden. Dies ist jedoch gemäss den beiden Berichten kurz- und mittelfristig nur begrenzt möglich, da ein grösserer Kapazitätsausbau auch neue Leitungen mit entsprechenden langwierigen Verfahren bedingen würde.

Daher sind Importe mit dem gegenwärtigen Schweizer Stromnetz nur in beschränktem Umfang zur Deckung des Schweizer Strombedarfs nutzbar und eine grossflächige Stilllegung von Schweizer Erzeugung würde entsprechend die Versorgungssicherheit insbesondere im Winter verstärkt beeinträchtigen. Diesbezüglich hält die ElCom (2016b) fest, dass die Versorgungssicherheit, definiert wie in den 80er und 90er-Jahren als Wahrscheinlichkeit eines Nettoimports im Winterhalbjahr, aktuell noch bei 20% liegt und im Zuge der ES2050 noch weiter sinken könnte. **Abbildung 8** zeigt, dass dieser Wert seit Ende der 80er Jahre ausgehend von 75% kontinuierlich gesunken ist.

Abbildung 8: Entwicklung der Eigenversorgung im Winterhalbjahr



Quelle: ElCom (2016)

Die ElCom stellt hierzu fest, dass diese Entwicklung versorgungstechnisch nicht risikofrei sei, da die Verfügbarkeit der Importe von exogenen Faktoren abhängt. Mit Blick auf die Verfügbarkeit von Importen zu kritischen Zeiten kommt die ElCom zum Schluss: „Die eigene Stromversorgungssicherheit rein mittels Stromimporten sicherzustellen ist mit dem Risiko verbunden, dass Stromimporte zur gewünschten Zeit nicht oder nur noch sehr teuer möglich sein können und damit die inländische Versorgungssicherheit gefährdet wird.“

Aus ökonomischer Sicht zeigt sich im Zusammenhang, dass der (zusätzliche) Import inkrementelle Netzkosten mit sich zieht, welche im aktuellen Marktdesign am EOM nicht internalisiert sind, da die (inkrementellen) Netzkosten nicht den Produzenten belastet werden, sondern über die Netzentgelte auf Schweizer Endkunden gewälzt werden (vgl. entsprechendes mögliches Marktversagen in Kapitel 2.1.2). Ein durch Netzausbau ermöglichter grösserer Importanteil würde somit die Netzkosten der Endkunden erhöhen, jedoch nicht zwingend zu entsprechend tieferen Energiepreisen führen (falls doch, würde sich wiederum die Situation für die noch bestehenden Schweizer Erzeuger verschlechtern).

Für die Versorgungssicherheit wesentlich ist des Weiteren der untertägige Ausgleich von Lastspitzen. Hierfür spielen in der Schweiz Pumpspeicher eine entscheidende Rolle. In den genannten Berichten finden sich keine Angaben darüber, wie sich die technische Versorgungssicherheit verändern würde, wenn im grossen Stil Pumpspeicher vom Markt verschwinden würden. Generell wird jedoch davon ausgegangen, dass Pumpspeicher im Rahmen des Zubaus erneuerbarer Energien einen wesentlichen Beitrag leisten, um den zunehmenden Bedarf an positiver und negativer Regelleistung auszugleichen. Im Rahmen der Energieperspektiven 2050 folgert Prognos (2012, S. 828), dass die installierten Kapazitäten an Pumpspeicherkraftwerken im Szenario „Neue Energiepolitik“ nicht ausreichen werden. Entsprechend würde sich die Situation bei einer Stilllegung von bestehenden Kapazitäten noch verschärfen.

### 2.1.5 Zwischenfazit

Stromerzeuger in der Schweiz sind unter den gegebenen Marktbedingungen mit anhaltend tiefen Grosshandelspreisen und wesentlichen internationalen Wettbewerbsverzerrungen unter Druck geraten. Scheiden Schweizer Erzeuger, z.B. Wasserkraft, im grossen Stil aus dem Markt aus, reduziert sich die (technische) Versorgungssicherheit insbesondere auch dann, wenn künftig vermehrt erneuerbare Energien eingesetzt werden sollen. Für die zweite Etappe der Energiestrategie drängen sich somit vor allem Ausgleichsmassnahmen auf, welche an bestehenden Markt- oder Regulierungsversagen ansetzen (z.B. Berücksichtigung von nicht internalisierten externen Effekten) und gleichzeitig bestehende internationale Marktverzerrungen zumindest teilweise lindern.

## 2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für Ausgleichsmechanismen

### 2.2.1 Allgemeines

Um eine nachfolgende rechtliche Beurteilung von Ausgleichsmechanismen zu ermöglichen, ist nun zunächst auf die Vorgaben einzugehen, die sich dem Gesetzgeber bei der Verankerung solcher Massnahmen aus dem geltenden Bundes(verfassungs)recht sowie insbesondere aus dem Völkerrecht ergeben. Dabei kann es im Vorliegenden nicht darum gehen, eine umfassende und abschliessende Darstellung der rechtlichen Voraussetzungen vorzunehmen, sondern vielmehr sollen die wichtigsten Eckpfeiler kurz skizziert werden, um eine grobe Einschätzung der rechtlichen Zulässigkeit der Massnahmen zu erlauben.

### 2.2.2 Bundesrechtliche Grundlagen

#### 2.2.2.1 Kompetenzgrundlagen

Im Hinblick auf die mögliche Einführung von Ausgleichsmassnahmen durch den Bund stellt sich die Frage, ob das geltende Verfassungsrecht eine ausreichende Basis für die Abstützung dieser Massnahmen bietet sowie welche verfassungsrechtlichen Grundlagen für eine Massnahme auf Bundesebene gegebenenfalls herangezogen werden könnten. Aus Art. 3 und Art. 42 BV ergibt sich allgemein das **Prinzip der Einzelermächtigung**, wonach dem Bund jene Kompetenzen zukommen, die ihm die Verfassung zuweist.<sup>15</sup> Die Kantone verfügen umgekehrt über eine subsidiäre Generalkompetenz.<sup>16</sup> Demzufolge ist für die Einführung von möglichen Ausgleichsmassnahmen im Bereich der Elektrizitätsproduktion auf Bundesebene eine ausreichende verfassungsrechtliche Grundlage erforderlich.

Die thematisch naheliegendste generelle Verfassungsgrundlage stellt die in Art. 89 BV enthaltene Vorschrift zur **Energiepolitik** dar. Vom Anwendungsbereich der Bestimmung sind sachlich sämtliche Energieträger und – wenn auch nicht ausdrücklich genannt – auch die Energiegewinnung erfasst.<sup>17</sup> Sie beinhaltet in Bezug auf den Bund insbesondere eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz zur Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien (Art. 89 Abs. 2

<sup>15</sup> Hierzu eingehender etwa Biaggini, in: Waldmann et al. (Hrsg.), Basler Kommentar, Art. 3 N 6 ff. sowie Art. 42 N 1 u. 9 ff oder Schweizer, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 3 N 10.

<sup>16</sup> BGE 130 I 156 E. 2.5: „compétence générale et résiduelle des cantons“.

<sup>17</sup> Zum Ganzen mit weiteren Hinweisen Kern, in: Waldmann et al. (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 2.

BV).<sup>18</sup> In diesem Rahmen muss sich die Regelungstiefe allfälliger bundesrechtlicher Vorschriften auf die Prinzipien beschränken, während Einzelregelungen in der Zuständigkeit der Kantone verbleiben.<sup>19</sup> Inhaltlich ergibt sich hieraus eine Bundeskompetenz zur Regelung u.a. der Energiegewinnung aus erneuerbaren und einheimischen Quellen, wobei die Wasserkraft beiden Bereichen zuzuordnen ist. Nach hergebrachtem Verständnis nicht als Verfassungsgrundlage heranziehen lässt sich Art. 89 BV hingegen für Regelungen von Energieabgaben.<sup>20</sup> Hierfür ist vielmehr eine Abstützung auf die entsprechende Sachkompetenz vorzusehen.<sup>21</sup>

Entsprechende Zuständigkeitsgrundlagen finden sich zunächst in der umfassenden Rechtssetzungskompetenz des Bundes im Bereich **Umweltschutz** („zum Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt vor schädlichen oder lästigen Einwirkungen“ – Art. 74 BV).<sup>22</sup> Als spezifischere Norm kommt überdies Art. 76 BV in Frage, der eine verfassungsrechtliche Gesamtkonzeption des **Wasserrechts** beinhaltet. Demnach kommt dem Bund unter anderem bei der Regelung der Nutzung der Gewässer zur Energieerzeugung eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz zu (Art. 76 Abs. 2 BV), eine Kompetenzgrundlage, auf die sich das Wasserrechtsgesetz des Bundes abstützt.<sup>23</sup> Dagegen kommt den Kantonen ausdrücklich die Gewässerhoheit, d.h. die grundsätzliche Verfügungsmacht über die Nutzung öffentlicher Gewässer sowie die Kompetenz „in den Schranken der Bundesgesetzgebung“ Abgaben für die Wassernutzung zu erheben, zu (Art. 76 Abs. 4 Satz 1 und 2 BV). Hierin findet sich demzufolge eine Bestätigung der dem Bund zukommenden (Grundsatz-) Gesetzgebungskompetenz betreffend Gewässernutzungsabgaben. Schliesslich kann unter Umständen – je nach Ausgestaltung der Ausgleichsmöglichkeiten – allenfalls in Erwägung gezogen werden, entsprechende Massnahmen (unter anderem) auf die umfassende Gesetzgebungskompetenz des Bundes bezüglich **Transport und Lieferung elektrischer Energie** abzustützen (Art. 91 Abs. 1 BV).

In Abhängigkeit der anvisierten Regelung und des Ganges des Verfassungsgebungsprozesses ist es überdies auch denkbar, entsprechende Regelungen auf eine künftige Kompetenzgrundlage zur **Erhebung von Klima- und Stromabgaben** gemäss Art. 131a E-BV abzustützen.<sup>24</sup>

Auf **welche dieser Verfassungsgrundlagen** Ausgleichsmassnahmen letztlich allenfalls abzustützen wären und ob sie hierfür *in concreto* eine ausreichende Basis darstellen, muss auf dem Wege der Auslegung eruiert werden. Hierbei ist grundsätzlich der sachliche Schwerpunkt der geplanten Regelung ausschlaggebend, unter Umständen möglich ist jedoch auch eine Abstützung auf mehrere Verfassungsgrundlagen.

<sup>18</sup> Botschaft Energieartikel, BBl 1988 I 377 f.; mit weiteren Nachweisen Kern, in: Waldmann et al. (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 14.

<sup>19</sup> Vgl. hierzu allgemein Tschannen (2011), 292 f.

<sup>20</sup> Vgl. Botschaft Energieartikel, BBl 1988 I 367 ff. u. 374 sowie die herrschende Lehre, vgl. nur Jagmetti (2005), Rn. 9415.

<sup>21</sup> Entsprechend stützen sich sowohl die CO<sub>2</sub>-Abgabe als auch die der Netzzuschlag nach StromVG auf die Sachzuständigkeit des Bundes im Bereich des Umweltschutzes (Art. 74); kritisch zur Abstützung der CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Art. 74 BV: Morell/Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 17.

<sup>22</sup> Vgl. etwa Griffel, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 16 ff. und Morell/Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 10 ff.

<sup>23</sup> Caluori/Griffel, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 76 N 24 ff.

<sup>24</sup> Vgl. dazu unten 2.3.2.3.

### 2.2.2.2 Vorgaben in Bezug auf öffentliche Abgaben im Besonderen

Im Vergleich zu anderen Bereichen kommt dem **Legalitätsprinzip** im Recht der öffentlichen Abgaben ein besonders hoher Stellenwert zu bzw. es werden an die rechtliche Grundlage besonders hohe Anforderungen gestellt, wenn es um öffentliche Abgaben geht.<sup>25</sup> So kommt dem Legalitätsprinzip im Recht der öffentlichen Abgaben die Funktion eines selbstständigen verfassungsmässigen Rechtes zu.<sup>26</sup> Weiter muss die rechtliche Grundlage grundsätzlich in einem Gesetz im formellen Sinne verankert werden, also in einem Erlass, der vom Legislativorgan nach dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren erlassen wird und einem obligatorischen oder fakultativen Referendum unterstellt ist.<sup>27</sup> Folglich darf die rechtliche Grundlage für die Erhebung öffentlicher Abgaben grundsätzlich nicht erst auf Verordnungsstufe angesiedelt sein.

Was die Anforderungen an die **Verfassungsgrundlage** angeht, ist nach den unterschiedlichen Arten der öffentlichen Abgabe zu unterscheiden. So gelten für Steuern, Kausalabgaben und reine Lenkungsabgaben nicht die gleichen Anforderungen.<sup>28</sup> Bei Steuern handelt es sich um voraussetzungslos geschuldete öffentliche Abgaben, d.h. um Abgaben, die unabhängig einer bestimmten staatlichen Leistung zu leisten sind. Kausalabgaben wiederum stellen eine Gegenleistungen für eine bestimmte vom Staat erbrachte Leistung oder für besondere Vorteile dar. Von diesen beiden Kategorien öffentlicher Abgaben zu unterscheiden sind gemäss einem grossen Teil der Lehre die sogenannten reinen Lenkungsabgaben, deren Zweck in der Beeinflussung des Verhaltens der Bevölkerung bzw. der Wirtschaft liegt.<sup>29</sup> Sie sind ebenfalls voraussetzungslos geschuldet, unterscheiden sich aber dadurch von den (Lenkungs-)Steuern, dass die Erträge der Abgabe nicht fiskalische Zwecke verfolgen, sondern zurückfliessen und direkt der Bevölkerung bzw. der Wirtschaft zugutekommen. Was nun die Steuern angeht, bedarf ihre Erhebung grundsätzlich einer eindeutigen Verfassungsgrundlage, d.h. die betreffende Steuer muss bereits auf Verfassungsstufe explizit vorgesehen sein, wie dies bspw. für die Mehrwertsteuer der Fall ist (Art. 130 BV). Eine alleinige Sachkompetenz ist demzufolge als Abstützung grundsätzlich unzureichend. Anders gestaltet sich die Situation bei den Kausal- und den reinen Lenkungsabgaben, für deren Erhebung eine in der Verfassung angelegte Sachkompetenz als ausreichend erachtet wird.

Vorliegend kommt als mögliche Sachkompetenz in erster Linie die Bundeskompetenz im Bereich des Umweltschutzes gemäss Art. 74 BV in Frage. Demnach hat kommt dem Bund eine umfassende Gesetzgebungskompetenz zum Schutz der Umwelt zu, d.h. zum Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt. Welche Mittel der Bund einsetzt, um dieser Aufgabe nachzukommen, ist ihm grundsätzlich freigestellt und er kann somit neben polizeirechtlichen Verbots- und Gebotsnormen auch marktwirtschaftliche Instrumente wie z.B. Lenkungsabgaben vorsehen.<sup>30</sup> Dabei darf es sich nach den oben gemachten Ausführungen lediglich um reine Len-

---

<sup>25</sup> Tschannen/Zimmerli/Müller (2014), 572.

<sup>26</sup> BGE 136 I 142 E. 3.1.

<sup>27</sup> Vgl. Tschannen/Zimmerli/Müller (2014), 572.

<sup>28</sup> Vgl. zum Folgenden eingehend Keller/Hauser (2009), 805 ff.

<sup>29</sup> Vgl. Tschannen/Zimmerli/Müller (2014), 555 sowie die umfassenden Nachweise bei Keller/Hauser (2009), 807.

<sup>30</sup> Morell/Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 16 m.w.N.

kungsabgaben handeln und nicht um Instrumente, die primär einen fiskalischen Zweck verfolgen. Eine Abstützung auf die Bundeskompetenz bezüglich der Wasserkraft nach Art. 76 BV käme wohl nicht in Betracht, bestätigt doch Art. 76 Abs. 4 BV, dass die Regelung der Gewässernutzung durch Dritte u.a. zur Energiegewinnung in den Kompetenzbereich der Kantone fällt und sie dafür „in den Schranken der Bundesgesetzgebung“ Abgaben erheben dürfen.<sup>31</sup> Diese Schranken sind im Wasserrechtsgesetz<sup>32</sup> festgelegt und beschränken sich im Grundsatz auf die Festsetzung eines Wasserzinsmaximums. Der Bund kann somit aufgrund einer Grundsatzgesetzgebungskompetenz die Rahmenbedingungen betreffend öffentlicher Abgaben in diesem Bereich festlegen, doch die Gewässerhoheit verbleibt bei den Kantonen und dem Bund gewährt Art. 76 BV somit keine Sachkompetenz, die ihm selbst die Erhebung von Abgaben ermöglichen würde.<sup>33</sup> Aus Art. 89 BV zur Energiepolitik lässt sich ebenfalls keine Kompetenz zur Einführung von öffentlichen Abgaben ableiten. Dies ergibt sich insbesondere aus der historischen Auslegung der Verfassungsbestimmung, waren sich doch einerseits Bundesrat und Parlament beim Erlass des Artikels darüber einig, dass dieser keine Grundlage für die Erhebung von öffentlichen Abgaben bilden sollte und wurden andererseits im Laufe der Jahre zwei Volksinitiativen, die die Einführung einer solchen Kompetenzgrundlage vorsahen, an der Urne abgelehnt.<sup>34</sup> Hingegen könnte der allenfalls einzuführende Art. 131a E-BV wohl eine Grundlage für die Abgabenerhebung darstellen. Der Entwurf sieht ausdrücklich vor, dass dem Bund die Kompetenz eingeräumt werden soll, eine Klimaabgabe sowie eine Stromabgabe einzuführen, um die Treibhausgasemissionen zu vermindern und den sparsamen und rationellen Energieverbrauch zu fördern (Art. 131a Abs. 1 E-BV). Dabei soll es sich um reine Lenkungsabgaben handeln.<sup>35</sup> Hintergrund des Vorschlags, einen Verfassungsartikel zu Klima- und Stromabgaben einzuführen, ist denn auch das oben bereits erwähnte Bestreben im Rahmen der Energiestrategie 2050 weg von einer Förderpolitik und hin zu einer Lenkungs politik zu gelangen. Die Höhe der Stromabgabe könnte möglicherweise nach Produktionsart differenziert werden, womit allenfalls eine Förderung der erneuerbaren Energien und insbesondere der Wasserkraft einhergehen könnte.<sup>36</sup>

### 2.2.2.3 Grundrechtliche Vorgaben

Sodann ist aus verfassungsrechtlicher Perspektive sicherzustellen, dass sich die geplanten Massnahmen im Rahmen der **grundrechtlichen Gewährleistungen** bewegen. Ist der sachliche und persönliche Schutzbereich einer Grundrechtsgarantie der Bundesverfassung betroffen, so sind

<sup>31</sup> Vgl. Marti, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 76 N 26; Aubert/Mahon (2003), Art. 76 N 15.

<sup>32</sup> Siehe Art. 49 Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte 22. Dezember 1916 (WRG; SR 721.80).

<sup>33</sup> Dies verdeutlicht auch der Blick auf die parlamentarischen Diskussionen hinsichtlich der Einführung von Art. 76 BV im Rahmen der Verfassungsrevision von 1999. So lautete der ursprünglich vorgesehene Wortlaut: „Sie [die Kantone] können für die Wassernutzung Abgaben erheben. Der Bund legt die Tarifgestaltung fest.“ Die Formulierung wurde auf Bestreben des Ständerates zu „Sie können für die Wassernutzung in den Schranken der Bundesgesetzgebung Abgaben erheben“ geändert, wodurch klargestellt werden sollte, dass sich die Bundeskompetenz nur auf die Grenzen der Abgabehöhe und nicht auf die vollständige Tarifgestaltung erstreckt. Vgl. AB 1998 N 450 f.

<sup>34</sup> Vgl. Markus Kern, in: Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 6.

<sup>35</sup> Botschaft vom 28. Oktober 2015 zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBl 2015 7877, 7888.

<sup>36</sup> Botschaft vom 28. Oktober 2015 zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBl 2015 7877, 7899.

entsprechende Massnahmen lediglich zulässig, wenn sie sich auf eine ausreichende rechtliche Grundlage abstützen, im öffentlichen Interesse liegen, den Kerngehalt der Garantien respektieren und sich im Rahmen der Verhältnismässigkeit bewegen (Art. 36 BV).

Vorliegend ist zunächst die Vereinbarkeit mit dem **Grundsatz der Wirtschaftsfreiheit** nach Art. 94 BV zu prüfen. Damit statuiert die Verfassung eine „*Grundentscheidung* zugunsten einer *freiheitlich-marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung*“<sup>37</sup> und errichtet ein grundsätzliches Verbot staatlicher Beeinträchtigung des Wettbewerbs.<sup>38</sup> Der entsprechende Verfassungsvorbehalt sieht vor, dass Abweichungen vom Grundsatz nur zulässig sind, „wenn sie in der Bundesverfassung vorgesehen oder durch kantonale Regalrechte begründet sind“ (Art. 94 Abs. 4 BV). Problematisch sind dabei einerseits Massnahmen, die sich direkt „gegen den Wettbewerb richten“ oder andererseits Massnahmen, die in ihrer Wirkung eine übermässige Verzerrung des privaten Wettbewerbs nach sich ziehen.<sup>39</sup> Die Zulässigkeit sogenannt grundsatzwidriger Massnahmen auf Bundesebene setzt demzufolge eine – explizite oder stillschweigende – Verfassungsgrundlage voraus. Eine entsprechende (implizite) Grundlage erteilt die Verfassung dem Bund im vorliegenden Sachbereich insbesondere im Hinblick auf die Übertragung elektrischer Energie sowie wohl auch bezüglich der Elektrizitätsversorgung (Art. 91 Abs. 1 BV).<sup>40</sup>

Neben der institutionellen Seite der Wirtschaftsfreiheit müssen allfällige Massnahmen auch die **individualrechtlichen Vorgaben der Wirtschaftsfreiheit** nach Art. 27 BV einhalten. Der persönliche Schutzbereich der Wirtschaftsfreiheit erstreckt sich auf natürliche und juristische Personen des Privatrechts, nicht hingegen auf die Gemeinwesen selbst. Ob und inwieweit auch öffentliche Unternehmen vom Grundrechtsschutz profitieren können, wurde vom Bundesgericht bislang offengelassen und ist in der Lehre nicht vollständig geklärt.<sup>41</sup> Sachlich umfasst der Schutzbereich von Art. 27 BV die freie privatwirtschaftliche Tätigkeit,<sup>42</sup> also insbesondere auch die Berufsfreiheit (Berufswahlfreiheit, Berufszugangsfreiheit und Berufsausübungsfreiheit), die freie Wahl der Ausbildungsstätte und des Arbeitsplatzes, die Freiheit der unternehmerischen Betätigung sowie die Gleichbehandlung der Gewerbetreibenden; überdies ist auch die Vertragsfreiheit grundsätzlicher Bestandteil der Wirtschaftsfreiheit.<sup>43</sup> Vorliegend ist insbesondere die Freiheit der unternehmerischen Betätigung, die sämtliche Handlungen und Vorkehren erfasst, welche Private für den wirtschaftlichen Austausch als förderlich erachten, von Bedeutung.<sup>44</sup> Der Grundsatz der **Gleichbehandlung der Gewerbetreibenden** untersagt Massnahmen, „die

<sup>37</sup> Botschaft neue Bundesverfassung, BBl 1996 I 294 (Hervorhebungen im Original).

<sup>38</sup> Uhlmann, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 94 N 8.

<sup>39</sup> Die Konturierung dessen, was noch als mit dem Grundsatz der Wettbewerbsfreiheit vereinbar erachtet wird, bereitet dabei selbstredend oftmals Schwierigkeiten.

<sup>40</sup> Vgl. hierzu BGE 132 I 282 E. 3.7; der Meinungsstand in der Lehre ist in diesem Punkt jedoch uneinheitlich: Mit weiteren Nachweisen: Uhlmann, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 94 N 24; Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 5.

<sup>41</sup> BGE 131 II 13 E. 6.4.1; für eine Darstellung des Diskussionsstandes vgl. Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 54.

<sup>42</sup> „toute activité économique privé“: BGE 137 I 167 E. 3.1.

<sup>43</sup> Eingehend zum sachlichen Schutzbereich etwa Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 9 ff.

<sup>44</sup> Vgl. zur funktionalen Sicht des Schutzbereiches des Grundrechts Uhlmann, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 7.

den Wettbewerb unter direkten Konkurrenten verzerren bzw. nicht wettbewerbsneutral sind (...), namentlich wenn sie bezwecken, in den Wettbewerb einzugreifen, um einzelne Konkurrenten oder Konkurrentengruppen gegenüber anderen zu bevorzugen oder zu benachteiligen“<sup>45</sup>. Damit beinhaltet die Wirtschaftsfreiheit einen gegenüber dem allgemeinen Gleichheitsgebot von Art. 8 BV spezifischen und in seinem Gehalt über diesen hinausgehenden Gleichheitsgrundsatz.<sup>46</sup> Zur Anwendung gelangt der Grundsatz lediglich zwischen direkten Konkurrenten, was in der Lehre mit Blick auf die Materialien und den Normzweck teilweise kritisiert wird.<sup>47</sup> Unzulässige Ungleichbehandlungen können sich gemäss der bundesgerichtlichen Rechtsprechung auch aus öffentlichen Abgaben ergeben, wobei das Gericht gleichzeitig festhält, dass gewisse sachlich begründete Differenzierungen der fiskalischen Belastung als zulässig zu erachten sind.<sup>48</sup> Grundsätzlich sind für Abweichungen vom Grundsatz der Gleichbehandlung der Gewerbetreibenden die Vorgaben von Art. 36 BV einzuhalten; hierzu müssen sie insbesondere ein öffentliches Interesse verfolgen und haben sich im Rahmen der Verhältnismässigkeit zu bewegen, was nach der Rechtsprechung des Bundesgerichts voraussetzt, dass spürbare Wettbewerbsverzerrungen im Grundsatz zu vermeiden sind.<sup>49</sup> In der Regel zulässig sind hingegen allgemeine Steuern, selbst wenn sie im Resultat eine Erschwerung des Konkurrenzkampfes mit sich bringen.<sup>50</sup>

Je nach Ausgestaltung der Massnahmen könnte sich eventuell auch generell die Frage nach der Vereinbarkeit mit dem **Gleichbehandlungsgrundsatz** gemäss Art. 8 BV oder ihrer Zulässigkeit im Lichte der **Eigentumsgarantie** von Art. 26 BV stellen.

#### 2.2.2.4 Energierechtliche Vorgaben

Nach der Implementierung des ersten Massnahmenpakets der sogenannten Energiestrategie 2050, welches gegenwärtig in den Räten diskutiert wird und in der Herbstsession 2016 verabschiedet werden soll, ist auf 2021 ein grundlegender Wechsel vom gegenwärtigen Fördersystem zu einem Lenkungssystem geplant. Als Grundlage und zur demokratischen Legitimierung dieses Übergangs hat der Bundesrat dem Parlament einen Vorschlag für einen Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem unterbreitet.<sup>51</sup> Demnach soll eine verfassungsrechtliche Grundlage für eine Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen (sogenannte Klimaabgabe) sowie für eine Stromabgabe geschaffen werden, mit dem Ziel, die Emission von Treibhausgasen zu vermindern und den sparsamen und rationellen Energieverbrauch zu fördern.<sup>52</sup> Die vorliegend diskutierten Ausgleichsmassnahmen hätten sich im Grundsatz in diesen verfassungsrechtlichen Rahmen einzufügen oder könnten sich gegebenenfalls sogar auf die entsprechende

<sup>45</sup> BGE 136 I 1 E. 5.5.2; BGE 130 I 26 E. 6.3.3.1.

<sup>46</sup> Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 31.

<sup>47</sup> Verneint wurde die Anwendbarkeit etwa in Bezug auf die Medikamentenabgabe durch Apotheker und Ärzte (BGer 2A.452/2003 E. 5.1); vgl. etwa Vallender, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 32.

<sup>48</sup> BGE 131 II 271 E. 9, insb. 9.6.

<sup>49</sup> BGE 125 I 431 E. 4b.aa sowie BGer 2C\_804/2010 E. 4.4.

<sup>50</sup> BGE 125 II 326 E. 10c; BGE 135 I 130 E. 4.2; BGer 2C\_583/2013 E. 4.3.4.

<sup>51</sup> Entwurf Bundesbeschluss über einen Verfassungsartikel über Klima- und Stromabgaben, BBl 2015 7925 sowie Botschaft vom 28. Oktober 2015 zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBl 2015 7877.

<sup>52</sup> Art. 131a E-BV.

Verfassungsgrundlage abstützen. In der Sache würden sie gewissermassen die Nachfolgeregelung der gegenwärtig diskutierten Marktprämie für Wasserkraft darstellen.<sup>53</sup> Sodann müssten allfällige Ausgleichsmassnahmen in den geltenden Rechtsrahmen des Elektrizitätsrechts (insbesondere Stromversorgungsgesetz und -verordnung<sup>54</sup>) sowie des Wasserrechts (WRG) eingebettet bzw. mit diesen koordiniert werden, wobei die erforderlichen Änderungen wohl im Rahmen des mit dem zweiten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 ohnehin anstehenden grundlegenden Umbaus der geltenden Regelungen zu vollziehen wären.

#### 2.2.2.5 Subventionsrechtliche Vorgaben

Eine allfällige Subventionslösung im Bereich der Ausgleichsmassnahmen hätte sich in den allgemeinen subventionsrechtlichen Rahmen des Bundesrechts einzufügen. Übergreifende Vorgaben zur Ausgestaltung von Subventionsverhältnissen sind dabei dem **Subventionsgesetz**<sup>55</sup> zu entnehmen. Als allgemeine Voraussetzungen für die Gewährung von Finanzhilfen und Abgeltungen sieht das Gesetz vor, dass diese hinreichend begründet ein, ihren Zweck auf wirtschaftliche und wirkungsvolle Art erreichen, einheitlich und gerecht geleistet werden sowie nach finanzpolitischen Erfordernissen ausgestaltet werden müssen.<sup>56</sup> Das Gesetz enthält überdies Vorgaben an Bundesrat und Bundesverwaltung bei der Handhabung rechtssetzender Erlasse im Subventionsbereich, namentlich hinsichtlich einer periodischen Prüfung der Subventionsgewährung sowie bezüglich Voraussetzungen und besonderen Grundsätzen bei der Gewährung von Finanzhilfen und Abgeltungen.<sup>57</sup> Von den weiteren allgemeinen Grundsätzen des Gesetzes, die gewissermassen den Allgemeinen Teil des Subventionsrechts bilden,<sup>58</sup> kann im Rahmen spezialgesetzlicher Bestimmungen abgewichen werden.<sup>59</sup> Demzufolge sieht das Bundesrecht jedenfalls gewisse Grundsätze für die Ausgestaltung von Subventionsverhältnissen vor, welche im Zuge der Umsetzung entsprechender Ausgleichslösungen gegebenenfalls zu berücksichtigen wären.

#### 2.2.2.6 Folgerungen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für Ausgleichsmassnahmen, die auf Bundesebene verankert werden sollen, eine ausreichende verfassungsrechtliche Grundlage erforderlich ist und die Vorgaben der einschlägigen Grundrechtsgarantien zu beachten sind. Sodann ist der sachlichen Einfügung in den geltenden energierechtlichen Rahmen sowie in die allgemeinen Bestimmungen zum Subventionsrecht Rechnung zu tragen.

---

<sup>53</sup> Vgl. dazu bereits oben 1.2.2.

<sup>54</sup> Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (Stromversorgungsgesetz; Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (SR 734.71).

<sup>55</sup> Bundesgesetz über Finanzhilfen und Abgeltungen vom 5. Oktober 1990 (Subventionsgesetz; SuG; SR 616.2).

<sup>56</sup> Art. 1 Bst. a bis d SuG.

<sup>57</sup> Art. 5 – 10 SuG.

<sup>58</sup> Tschannen/Zimmerli/Müller (2014), 457.

<sup>59</sup> Art. 2 Abs. 2 SuG.

### 2.2.3 Völkerrechtliche Vorgaben

Die diskutierten Massnahmen lassen sich – notwendigerweise grob – in vier Kategorien einteilen, soweit ihre rechtlich relevanten Auswirkungen bzw. Charakteristika betroffen sind. Im wirtschaftsvölkerrechtlichen bzw. europarechtlichen Sinn sind es teils mengenmässige Beschränkungen (etwa technische Kapazitätsbeschränkungen an der Grenze), Zölle (etwa Importzölle), potentiell steuerrechtlich diskriminierende Massnahmen (etwa steuerliche Massnahmen im Bereich der CO<sub>2</sub>-Abgabe) und Beihilfөлösungen (etwa Abnahmeverpflichtungen, Unterstützungszahlungen, Abgeltungslösungen). In der Folge sind die zur Beurteilung einschlägigen Normen und deren Inhalt – soweit vorhersehbar – kursorisch aufzuführen.

#### 2.2.3.1 WTO-Vorgaben

Im **WTO-Recht** sind als Normen insbesondere jene des General Agreement on Tariffs and Trade<sup>60</sup> zu Zöllen, zu mengenmässigen Beschränkungen, zur Nicht-Diskriminierung bzw. zur Rechtfertigung bestimmter diskriminierender Massnahmen und jene des WTO-Subventionsübereinkommens relevant.

Elektrizität gilt im Sinne des WTO-Rechts als Ware.<sup>61</sup> Da die Schweiz sich im Rahmen des GATT selbst verpflichtet hat, keine **Zölle** auf Elektrizität einzuheben,<sup>62</sup> lassen sich sämtliche Einfuhrzollvarianten bereits an dieser Stelle als klare GATT-Verletzung einstufen.<sup>63</sup> Auch technische Kapazitätsbeschränkungen dürften – soweit absichtlich herbeigeführt – gemäss Art. XI:1 GATT unzulässige **mengenmässige Beschränkungen** darstellen,<sup>64</sup> die allenfalls durch Art. XX GATT gerechtfertigt werden könnten.<sup>65</sup>

Probleme können sich darüber hinaus insbesondere in Bezug auf die **Meistbegünstigungsverpflichtung** des Art. I und des **Diskriminierungsverbots** des Art. III:2 GATT ergeben. In beiden Fällen muss es sich allerdings für eine unzulässige Diskriminierung um „vergleichbare“ Waren (*like products*) oder zumindest „unmittelbar im Wettbewerb stehende oder substituierbare“ Waren (*directly competitive or substitutable products*) handeln.<sup>66</sup> Die Zulässigkeit einer differenzierten Besteuerung aufgrund unterschiedlicher Verarbeitungs- und Herstellungsmethoden (*process and production methods* bzw. PPMs) ist jedoch umstritten, da sich daraus Auswirkungen ausserhalb der Grenzen des regulierenden Staates bzw. zusätzliche Kosten für dortige Exporteure ergeben können.<sup>67</sup> Gemäss der Rechtsprechung ist bei der Vergleichbarkeit von Produkten eine Untersuchung der physikalischen Eigenschaften, des Verwendungszwecks, der Präferenzen

<sup>60</sup> SR 0.632.21.

<sup>61</sup> Elektrizität ist im Harmonized Commodity Description and Coding System unter Position HS 2716.00 aufgeführt; vgl. auch Appellate Body Report, United States – Tax Treatment for „Foreign Sales Corporations“, adopted on 20 August 2001, WT/DS108/AB/R, Rn. 90 und 98.

<sup>62</sup> Einzusehen unter <http://tariffdata.wto.org/TariffList.aspx> (zuletzt besucht am 8.6.2016).

<sup>63</sup> Art. II:1 Bst. b GATT. Vgl. auch Cottier et al. (2014b), 33-34 und 41-42, die darauf hinweisen, dass jedoch in der Rechtsprechung ungeklärt ist, ob die Rechtfertigungsgründe des Art. XX GATT auch auf Verletzungen des Art. II GATT zur Anwendung kommen können.

<sup>64</sup> Siehe näher zum Begriff der mengenmässigen Beschränkungen Cottier/Espa/Holzer (2015), 14.

<sup>65</sup> Siehe zu Art. XX GATT sogleich.

<sup>66</sup> Art. III:2 GATT.

<sup>67</sup> Siehe hierzu etwa Charnovitz (2002), Regan (2009).

der Verbraucher und der Zollklassifizierung von Produkten vorzunehmen.<sup>68</sup> Zwar gesteht hier die Rechtsprechung zu, dass im Rahmen von Verbraucherpräferenzen gewisse Eigenschaften eines Produkts wie gesundheitsgefährdende Eigenschaften eine Rolle spielen können, jedoch ist fraglich, inwieweit ein direkter Zusammenhang zwischen einer Ware und den Auswirkungen vorliegen muss, der etwa bei „grüner“ bzw. erneuerbarer Energie in Bezug auf Umweltauswirkungen indirekter ausfällt.<sup>69</sup> Befindet man daher „grüne“ und anderweitige Energie für vergleichbar, dürfen keine unterschiedlichen Abgaben erhoben werden; denkbar wäre allenfalls, sie im Lichte von Verbraucherpräferenzen als lediglich im Wettbewerb stehende oder substituierbare Waren aufzufassen. In einem solchen Fall ist nur eine protektionistische Besteuerung untersagt, d.h. eine Besteuerung die *de facto* importierte Produkte höher besteuert.<sup>70</sup> Hingegen hat der *Appellate Body* im Bereich des Subventionsübereinkommens angedeutet, dass erneuerbare und konventionelle Energien unterschiedliche Märkte darstellen könnten, da für erstere typischerweise aufgrund der spezifischen Ausgangslage und Kostenstruktur ein Markt überhaupt erst durch staatliche Intervention entstehen kann.<sup>71</sup> Dies könnte auch für die Beurteilung der Vergleichbarkeit von grüner und anderweitiger Energie relevant werden.<sup>72</sup> Letztlich ist die Rechtslage somit nicht völlig eindeutig. Hingegen kann als Richtwert vorgeschlagen werden, dass zumindest jede unmittelbar oder *de facto* importierte Elektrizität diskriminierende Form der Besteuerung mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Verletzung des GATT darstellt.

Hingegen können gewisse Massnahmen, insbesondere PPMs, **im Rahmen des Art. XX GATT gerechtfertigt** werden und verletzen in diesem Fall nicht das WTO-Recht.<sup>73</sup> Dabei muss eine Massnahme eines der zulässigen Ziele des Art. XX GATT verfolgen, während protektionistische Massnahmen wie etwa die Förderung erneuerbarer Energien *ausschliesslich in der Schweiz* nicht zulässig sind. Eine Massnahme kann in Bezug auf einzelne ihrer Aspekte auch unter verschiedenen Rechtfertigungsgründen verteidigt werden.<sup>74</sup> Als ein möglicher Rechtfertigungsgrund kommt der Schutz des Lebens und der Gesundheit von Menschen, Tieren oder Pflanzen in Art. XX Abs. b GATT in Frage. Allerdings werden hier höhere Anforderungen gestellt, insofern als die Massnahme „notwendig“ (*necessary*) für das Erreichen dieses Ziels sein muss; dies bedeutet vor allem, dass keine Alternativmassnahme mit ähnlichem Erfolg und weniger handelsbeschränkender Wirkung verfügbar sein darf;<sup>75</sup> gerade eine solche ist aber bei protektionistischen

<sup>68</sup> Appellate Body Report, Japan – Taxes on Alcoholic Beverages II, adopted on 1 November 1996, WT/DS8/AB/R, WT/DS10/AB/R, WT/DS11/AB/R, 114.

<sup>69</sup> Vgl. Appellate Body Report, European Communities – Measures Affecting Asbestos and Asbestos Containing Products, adopted 5 April 2001, WT/DS135/AB/R, Rn. 123-126.; hier akzeptierte der Appellate Body einen solchen Zusammenhang bei Asbest enthaltenden Produkten, da die Gesundheitsgefährdung unmittelbar gegeben war.

<sup>70</sup> Fussnote zu Art. III:2 GATT.

<sup>71</sup> Appellate Body Report, Canada – Certain Measures Affecting the Renewable Energy Generation Sector and Canada – Measures Relating to the Feed-In Tariff Program, adopted on 6 May 2013, WT/DS412/AB/R and WT/DS426/AB/R, Rn. 5.175.

<sup>72</sup> So Cottier et al. (2014a), 33-34.

<sup>73</sup> Appellate Body Report, United States – Import Prohibition of Certain Shrimp and Shrimp Products, adopted on 6 November 1998, WT/DS58/AB/R, Rn. 121. Vgl. hierzu ausführlich Ecoplan et al. (2013), 100 ff.

<sup>74</sup> Appellate Body Report, European Communities – Regime for the Importation, Sale and Distribution of Bananas III, adopted 25 September 1997, WT/DS27/AB/R, Rn. 221.

<sup>75</sup> Appellate Body Report, Korea – Measures Affecting Imports of Fresh, Chilled and Frozen Beef, adopted on 10 January 2001, WT/DS161/AB/R, WT/DS169/AB/R, Rn. 164.

Massnahmen stets in Form einer nichtdiskriminierenden Alternative denkbar.<sup>76</sup> Art. XX Abs. g GATT bietet als Rechtfertigungsgrund die Konservierung erschöpfbarer natürlicher Ressourcen an. Unter diesem Absatz kann bereits eine nur auf dieses Ziel „bezogene“ Massnahme (*relating to*) gerechtfertigt werden.<sup>77</sup> Jedoch müssen derartige Massnahmen gemeinsam mit Einschränkungen der inländischen Produktion oder des inländischen Verbrauchs einhergehen.<sup>78</sup> Zuletzt muss jede Massnahme den Vorgaben der Einleitungsklausel (*chapeau*) von Art. XX GATT gerecht werden, gemäss der eine Massnahme keine willkürliche oder ungerechtfertigte Diskriminierung zwischen Ländern mit gleichen Bedingungen<sup>79</sup> oder eine versteckte Beschränkung des internationalen Handels darstellen darf. In diesem Rahmen darf eine Massnahme nur in Bezug auf ihr regulatorisches Ziel Diskriminierungen verursachen<sup>80</sup> und muss allgemeinen Fairness- und Transparenzanforderungen in ihrer Durchführung entsprechen.<sup>81</sup>

Art. VI und XVI GATT und das WTO-Subventionsübereinkommen (Agreement on Subsidies and Countervailing Measures, ASCM) enthalten die **Vorgaben des WTO-Rechts in Bezug auf staatliche Beihilfen**. Das ASCM kennt neben einer bereits ausgelaufenen Kategorie<sup>82</sup> zwei Kategorien von Beihilfen, verbotene und einklagbare (*actionable*) Beihilfen. Jedenfalls verboten sind somit Beihilfen, deren Zahlung *de jure* oder *de facto* von der Exportleistung oder von der bevorzugten Verwendung inländischer gegenüber ausländischer Waren abhängig gemacht wird.<sup>83</sup>

Bei einklagbaren Beihilfen können WTO-Mitglieder entweder eine Klage vor einem *panel* einbringen<sup>84</sup> oder im eigenen Recht Mechanismen vorsehen, mit denen solche Beihilfen untersucht und gegebenenfalls Strafzölle (*countervailing duties*, CVD) erhoben werden können.<sup>85</sup> Vier Kriterien sind zu prüfen, um festzustellen, ob eine einklagbare Beihilfe mit dem WTO-Recht vereinbar ist: Es muss ein finanzieller Beitrag oder eine Einkommens- oder Preisstützung durch eine öffentliche Stelle vorliegen, ein Vorteil muss gewährt werden, die Beihilfe muss spezifisch sein und es müssen sich negative Auswirkungen auf die Handelsinteressen anderer WTO-Mitglieder ergeben.<sup>86</sup> Ein finanzieller Beitrag liegt als weit gefasster Begriff auch dann vor, wenn vor dem Hintergrund des Abgabensystems eines Staates eine ansonsten dem Staat geschuldete

<sup>76</sup> Cottier/Espa/Holzer (2015), 15.

<sup>77</sup> Appellate Body Report, United States – Standards for Reformulated and Conventional Gasoline, adopted on 29 April 1996, WT/DS2/AB/R, 18.

<sup>78</sup> Art. XX Abs. g GATT. Siehe in diesem Zusammenhang zu wohl unzulässigen mengenmässigen Importbeschränkungen, die auch grüne Energie betreffen, Cottier/Espa/Holzer (2015), 15.

<sup>79</sup> Siehe hierzu näher Cottier/Espa/Holzer (2015), 15-16.

<sup>80</sup> Appellate Body Report, Brazil – Measures Affecting Imports of Retreaded Tyres, adopted on 3 December 2007, WT/DS332/AB/R, Rn. 227.

<sup>81</sup> Was z.B. *phase-in*-Zeiten, das Bemühen um den Abschluss eines Abkommens mit Partnerländern u.ä. umfassen kann, siehe auch Appellate Body Report, United States – Import Prohibition of Certain Shrimp and Shrimp Products, adopted on 6 November 1998, WT/DS58/AB/R, Rn. 171 ff.

<sup>82</sup> Sogenannte non-actionable subsidies.

<sup>83</sup> Art. 3.1 Bst. a und b ASCM.

<sup>84</sup> Art. 7.8 ASCM.

<sup>85</sup> Siehe hierzu z.B. im Kontext der EU Verordnung (EG) Nr. 597/2009 über den Schutz gegen subventionierte Einfuhren aus nicht zur Europäischen Gemeinschaft gehörenden Ländern (ABl. 2009 L 188, 93 ff.).

<sup>86</sup> So Cottier et al. (2014a), 43, mit Verweis insbesondere auf Art. 1 und 2 ASCM.

Abgabe nicht erhoben wird.<sup>87</sup> Ein Vorteil wird gewährt, wenn als Folge der Empfänger einer Beihilfe auf dem Markt in einer besseren Situation ist als ohne sie.<sup>88</sup> Gerade in Bezug auf die Erzeugung von erneuerbarer Energie hat der *Appellate Body* hier die unterschiedlichen Infrastruktur- und Betriebskosten bei der Erzeugung konventioneller und erneuerbarer Energie berücksichtigt, indem er bei einer solchen Intervention in Märkte besonders darauf bestand, dass diese kostenbasiert vorgenommen werden müsse, d.h. dass ein Vergleich der Behandlung der beiden Erzeugungsformen von Energie die jeweiligen vollen Produktionskosten berücksichtigen müsse und daher die genaue Höhe etwa einer Steuersenkung von Bedeutung sei.<sup>89</sup> Bei der Spezifität einer Beihilfe ist zu prüfen, ob sie nach objektiven, neutralen Kriterien vergeben wird und nicht gewisse Unternehmen gegenüber anderen fördert; sie soll in ihrer Art wirtschaftlich und in ihrer Anwendung horizontal sein.<sup>90</sup> Ob Umweltgründe in diesem Zusammenhang zu Differenzierungen berechtigen, ist allerdings noch nicht ausjudiziert.<sup>91</sup> Negative Auswirkungen einer Beihilfe können zuletzt Nachteile für die inländische Wirtschaft eines anderen WTO-Mitglieds, die Annullierung oder Beeinträchtigung von einem anderen WTO-Mitglied zustehenden Vorteilen oder schwere (*serious*) Schäden für die Interessen eines anderen WTO-Mitglieds sein.<sup>92</sup>

### 2.2.3.2 Vorgaben aus dem Freihandelsabkommen

Beim **Freihandelsabkommen** zwischen der Schweiz und der EU aus dem Jahr 1972 (FHA) gelten grundsätzlich ähnliche Regeln wie im WTO-Recht. Offen bleibt hingegen im Lichte der gegenwärtigen Spannungen im bilateralen Verhältnis, ob das in Verhandlung stehende Elektrizitätsabkommen zwischen der Schweiz und der EU in absehbarer Zeit abgeschlossen werden wird bzw. was sein genauer Inhalt sein wird,<sup>93</sup> so dass in der vorliegenden Untersuchung der Schwerpunkt auf die Regeln des Freihandelsabkommens gelegt wird. Ähnlich wie im WTO-Recht ist auch im EU-Recht Elektrizität als Ware einzustufen, die zugleich auch dem Freihandelsabkommen unterfällt.<sup>94</sup> Bei der Auslegung von Bestimmungen des Freihandelsabkommens ist zwar die Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) nicht verbindlich für die

<sup>87</sup> Appellate Body Report, Canada – Certain Measures Affecting the Automotive Industry, adopted on 19 June 2000, WT/DS139/AB/R, WT/DS142/AB/R, Rn. 90.

<sup>88</sup> Appellate Body Report, United States – Measures Affecting Trade in Large Civil Aircraft (Second Complaint), adopted on 23 March 2012, WT/DS353/AB/R, Rn. 873.

<sup>89</sup> Appellate Body Report, Canada – Certain Measures Affecting the Renewable Energy Generation Sector and Canada – Measures Relating to the Feed-In Tariff Program, adopted on 6 May 2013, WT/DS412/AB/R and WT/DS426/AB/R, Rn. 5.167 ff.

<sup>90</sup> Art. 2.1 Bst. b ASCM und Fussnote 2 zur selben Bestimmung (*economic in nature and horizontal in application*).

<sup>91</sup> Cottier et al. (2014a), 47, die zeigen, dass solche Elemente bei den Verhandlungen des Abkommens diskutiert, jedoch letztlich nicht aufgenommen wurden; die Relevanz eines solchen historischen Arguments für die Auslegung dieser Tatsache sei jedoch fraglich.

<sup>92</sup> Art. 5 ASCM.

<sup>93</sup> Cottier et al. (2014a), 25 ff. vermuten etwa, dass Vorgaben der Richtlinie 2003/96/EG (ABl. 2003 L 283, 51 ff.) zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom sowie der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. 2009 L 140, 16 ff.) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in ein solches Abkommen übernommen werden könnten.

<sup>94</sup> Siehe näher Pirker und Epiney (2015), 19.

Schweiz, jedoch beflissigt sich das Bundesgericht durchaus einer Strategie, die Rechtsprechung des EuGH zu parallelen Bestimmungen als massgeblich zu erachten.<sup>95</sup>

Zentrale Normen im Unionsrecht sind das Verbot mengenmässiger Einfuhrbeschränkungen in Art. 13 Abs. 1 FHA, das Verbot diskriminierender Besteuerung in Art. 110 AEUV und das Verbot staatlicher Beihilfen in Art. 107 AEUV. Art. 20 FHA enthält eine Reihe von Rechtfertigungsgründen, aufgrund derer gewisse Massnahmen, die bestimmte Voraussetzungen erfüllen, ähnlich wie unter Art. XX GATT zulässig sein können.

Technische Kapazitätsbeschränkungen an der Grenze können dann problematische **mengenmässige Beschränkungen** darstellen, wenn sie aktiv hervorgerufen werden; hingegen gibt es keine Verpflichtung, den Warenverkehr möglichst zu fördern, d.h. z.B. eine Erhöhung der Grenzkapazität selbständig anzustreben.<sup>96</sup> Liegt eine Verletzung vor, könnte immer noch im Rahmen des Art. 20 FHA bzw. im Rahmen der wohl auch anwendbaren ungeschriebenen Rechtfertigungsgründe<sup>97</sup> ein Rechtfertigungsgrund vorgebracht werden, etwa der Schutz der Umwelt durch die Förderung erneuerbarer Energien. Allerdings muss im Rahmen der Verhältnismässigkeitsprüfung eines solchen Rechtfertigungsgrundes auch aufgezeigt werden, inwieweit keine den Handel weniger belastende, gleich effektive Alternativmassnahme verfügbar ist. Typischerweise dürften andere Massnahmen ohne Bevorzugung der schweizerischen Produktion durch quantitative Beschränkungen an den Grenzen als Alternativen bereit stehen. Immerhin ist der Rechtsprechung des EuGH zu nationalen Förderungssystemen erneuerbarer Energien jedoch zu entnehmen, dass sowohl quoten- als auch preisbasierte Förderungssysteme, die zwar grundsätzlich eine Einschränkung der Warenverkehrsfreiheit darstellen, im Grundsatz mit der Verfolgung eines Umwelt- oder Klimaschutzzieles gerechtfertigt werden können.<sup>98</sup> Für die Europäische Union steht dieser Schluss allerdings unter dem Vorbehalt einer – in diesem Bereich noch nicht erfolgten – späteren Vollharmonisierung durch das Unionsrecht, welche gegenüber abweichenden mitgliedstaatlichen Regelungen eine Sperrwirkung entfalten würde.

Das **Verbot diskriminierender Besteuerung** untersagt Mitgliedstaaten, auf Waren<sup>99</sup> aus anderen Mitgliedstaaten unmittelbar oder mittelbar höhere Abgaben gleich welcher Art einzuheben als bei gleichartigen inländischen Waren. Es ist dabei irrelevant, ob etwa Energieversorger oder -konsumenten besteuert werden.<sup>100</sup> Jedoch kann eine unterschiedliche Abgabenlast zulässig sein, wenn sie ein legitimes wirtschaftliches oder soziales Ziel verfolgt, auf objektiven Kriterien beruht und keine mittelbare Diskriminierung ausländischer Erzeugnisse bewirkt.<sup>101</sup> Als zulässig erachtete der Gerichtshof ausdrücklich, dass eine inländische Elektrizitätssteuer in diesem

<sup>95</sup> Epiney und Pirker (2010), 12-13.

<sup>96</sup> Siehe in der Rechtsprechung des EuGH: EuGH, Rs. C-265/95, EU:C:1997:595, Rn. 30 ff. (Kommission/Frankreich); EuGH, Rs. C-112/00, EC:C:2003:333, Rn. 57 ff.; siehe näher Pirker/Epiney (2015), 20-21.

<sup>97</sup> Anerkannt durch den EuGH seit EuGH, Rs. 120/78, EU:C:1979:42, Rn. 8 (Cassis de Dijon).

<sup>98</sup> EuGH, Rs. C-573/12, EU:C:2014:2037, Rn. 118 f. (Ålands Vindkraft); EuGH, Rs. C-204/12, EU:C:2014:2192, Rn. 116 (Essent Belgium) bzw. EuGH, Rs. C-379/98, EU:C:2001:160, Rn. 81 (PreussenElektra AG).

<sup>99</sup> Siehe etwa in Bezug auf Energie EuGH, Rs. C-393/92, EU:C:1994:171, Rn. 28 (Almelo).

<sup>100</sup> EuGH, Rs. C-206/06, EU:C:2008:413, Rn. 49 (Essent).

<sup>101</sup> EuGH, Rs. C-46/80, EU:C:1981:4, Rn. 13 ff. (SpA Vinal)

Zusammenhang auf die Art der Erzeugung der Elektrizität und die dafür verwendete Ausgangsstoffe abstellt, soweit für diese Differenzierung ökologische Gründe massgebend seien.<sup>102</sup> Dabei kann es sich nach Ansicht des EuGH aufgrund der besonderen Merkmale von Elektrizität als schwierig erweisen, die Art der Erzeugung und die Primärenergiequellen genau zu bestimmen, jedoch muss zumindest die Möglichkeit für einen solchen Nachweis gewährt werden.<sup>103</sup>

Die Bestimmungen zu **staatlichen Beihilfen** können parallel zum Verbot diskriminierender Besteuerung zur Anwendung kommen.<sup>104</sup> Art. 23 Abs. 1 Ziff. iii FHA<sup>105</sup> ist dabei dem Art. 107 Abs. 1 AEUV nachgebildet und wird zumindest von Seiten der Unionsinstitutionen auch ähnlich verstanden.<sup>106</sup>

Artikel 107 Abs. 1 AEUV enthält vier Kriterien in Bezug auf unzulässige Beihilfen; es muss sich um staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen handeln, die bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige bevorzugen, den Wettbewerb verfälschen und den Handel beeinträchtigen. Zentral sind hier die Kriterien des Vorteils und der Selektivität im Rahmen des zweiten Kriteriums. Ein Vorteil liegt nicht nur bei einer direkten Beihilfezahlung vor, sondern immer dann, wenn ein Unternehmen ohne angemessene Gegenleistung einen Wert erhält oder Belastungen gemindert sieht, die es ansonsten tragen hätte müssen.<sup>107</sup> Bei der Selektivität ist zu ermitteln, ob eine Massnahme geeignet ist, bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige gegenüber anderen Unternehmen, die sich bezüglich des in der Massnahme verfolgten Ziels in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Situation befinden, zu begünstigen.<sup>108</sup> Hingegen liegt keine Selektivität vor, wenn eine Massnahme zwar einen Vorteil für einen Begünstigten darstellt, sie jedoch durch das Wesen oder die allgemeinen Zwecke des Steuersystems, zu dem sie gehört, gerechtfertigt ist.<sup>109</sup>

Dementsprechend wäre zu prüfen, ob bestimmte staatliche Unterstützungsmassnahmen als unzulässige Beihilfen im Sinne des Abkommens zu qualifizieren wären. So kann etwa das allgemeine Steuersystem daraufhin untersucht werden, ob eine Massnahme von diesen Vorgaben abweicht und Unternehmen unterschiedlich behandelt, die aufgrund des im Steuersystem verfolgten Ziels in einer tatsächlich und rechtlich vergleichbaren Situation sind.<sup>110</sup> Bei der Zielsetzung des Umweltschutzes müsste daher geprüft werden, ob etwa bestimmte Energiequellen

<sup>102</sup> Rs. C-213/96, EU:C:1998:155, Rn. 31 (Outokumpu Oy).

<sup>103</sup> Rs. C-213/96, EU:C:1998:155, Rn. 39 (Outokumpu Oy).

<sup>104</sup> EuGH, Rs. 73/79, EU:C:1980:129, Rn. 9 (Kommission/Italien).

<sup>105</sup> Vgl. auch Cottier et al. (2015), 20, die auf die Präambel des FHA verweisen, die sich auf die Ausräumung von Handelshindernissen mit Verweis auf das GATT bezieht und die ihrer Ansicht nach in moderner Lesart auf das WTO-Recht insgesamt verstanden werden könne.

<sup>106</sup> Siehe Cottier et al. (2014a), 38-39, mit einem Beispiel, in dem ein Streit über eine Beihilfe zwischen der Kommission und Österreich vor dem EU-Beitritt auf der Grundlage der entsprechenden Bestimmung des Freihandelsabkommens entstand. Denkbar wäre auch eine Übernahme entsprechender Parallelbestimmungen in einem künftigen Energieabkommen. Hingegen ist die Position der schweizerischen Regierung grundsätzlich, dass das EU-Beihilfenrecht nicht parallel im Rahmen des Art. 23 FHA zur Anwendung kommen soll, Cottier/Espa/Holzer (2015), 20.

<sup>107</sup> EuGH, Rs. C-295/97, EU:C:1999:313, Rn. 34 (Piaggio).

<sup>108</sup> EuG, Rs. T-233/04, EU:T:2008:102, Rn. 86 m.w.N. (Niederlande/Kommission).

<sup>109</sup> EuGH, Rs. C-143/99, EU:C:2001:598, Rn. 42 (Adria-Wien Pipeline).

<sup>110</sup> EuG, Rs. T-210/02 RENV, EU:T:2012/110, Rn. 49 (British Aggregates).

oder Technologien ohne Rechtfertigung finanziell bzw. steuerlich schlechter behandelt werden. Keine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV ist gemäss der Rechtsprechung des EuGH zu erblicken, wenn private Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet werden, den in ihrem Versorgungsgebiet aus erneuerbaren Energiequellen produzierten Strom zu Mindestpreisen abzunehmen. Diesen Schluss begründet der Gerichtshof damit, dass dieser Förderungsmechanismus keine unmittelbare oder mittelbare Übertragung staatlicher Mittel auf Unternehmen beinhaltet.<sup>111</sup>

Fällt eine Regelung unter das Beihilfeverbot, so sind dessen Ausnahmeregelungen zu prüfen. Insbesondere kann die Kommission Beihilfen zur Förderung gewisser Wirtschaftszweige auf der Grundlage von Artikel 107 Abs. 3 Bst. c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachten, sofern sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Hierzu besteht einerseits die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung Nr. 800/2008/EG<sup>112</sup>, welche auch für Umweltschutzbeihilfen Kriterien formuliert, bei deren Einhaltung Beihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar zu betrachten und von der Notifizierungspflicht gemäss Art. 108 Abs. 3 Satz 1 AEUV befreit sind. Sind diese Voraussetzungen nicht erfüllt, sind zur Beurteilung der Zulässigkeit der Beihilfe die von der Kommission im Jahr 2014 herausgegebenen „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ heranzuziehen.<sup>113</sup> Folgende Eckpunkte lassen sich hieraus für die voraussichtliche Beurteilung derartiger Beihilfemassnahmen entnehmen.

Für Beihilfen in der Form von Umweltsteuerermässigungen oder -befreiungen sieht die Kommission jedenfalls eine Befristung einer eventuellen Genehmigung von maximal 10 Jahren vor.<sup>114</sup> Die Kommission will eine Beihilfe als erforderlich ansehen, wenn die Empfänger anhand objektiver und transparenter Kriterien ausgewählt werden und allen Wettbewerbern, die sich in einer ähnlichen Lage befinden, gewährt werden; wenn die Umweltsteuer ohne Ermässigung einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten verursacht und wenn dieser Anstieg nicht an Abnehmer weitergegeben werden kann, ohne dass es zu deutlichen Absatzeinbussen kommt.<sup>115</sup>

Als verhältnismässig fasst die Kommission eine Beihilfe dann auf, wenn die Empfänger mindestens 20 % der jeweiligen Umweltsteuer entrichten und die Steuerermässigung an die Bedingung geknüpft ist, dass zwischen Mitgliedstaat und Unternehmen Vereinbarungen über die Verpflichtung zur Erreichung von Umweltschutzziele abgeschlossen werden, die dieselbe Wirkung haben als wenn Beihilfeempfänger mindestens 20 % der Umweltsteuer zahlten.<sup>116</sup>

Inwieweit diese Vorgaben nun auch für die Schweiz verbindlich sind, hängt massgeblich vom Verständnis der entsprechenden Bestimmungen im Freihandelsabkommen ab. Jedenfalls aber

---

<sup>111</sup> EuGH, Rs. C-379/98, EU:C:2001:160, Rn. 58 f. (PreussenElektra AG).

<sup>112</sup> Verordnung (EG) Nr. 800/2008 zur Erklärung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Gemeinsamen Markt in Anwendung der Artikel 87 und 88 EG-Vertrag (ABl. L 214 vom 9.8.2008).

<sup>113</sup> Ab hier Beihilfeleitlinien, ABl. 2014 C 200, 1 ff.

<sup>114</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 169.

<sup>115</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 177.

<sup>116</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 178. Dabei müssen diese Vereinbarungen ausdrücklich die Ziele und einen Zeitplan enthalten, ein Monitoring eingerichtet werden, die Vereinbarungen technologischen und sonstigen Entwicklungen angepasst werden und bei Nichteinhaltung wirksame Sanktionen vorgesehen werden.

lässt sich festhalten, dass eine – in dieser Hinsicht – unionsrechtskonforme Ausgestaltung der in Frage stehenden Ausgleichsmassnahmen geeignet sein dürfte, Zweifel bezüglich der Vereinbarkeit mit dem Freihandelsabkommen auszuräumen.

### 2.2.3.3 Folgerungen

Zusammengefasst ergeben sich aus dem WTO-Recht und dem Freihandelsabkommen als massgeblichen Rechtsquellen insbesondere folgende Vorgaben: Zölle und mengenmässige Beschränkungen an der Grenze sind als rechtswidrig einzustufen; letztere könnten allenfalls gerechtfertigt sein, müssen jedoch strengen Vorgaben zur Verhinderung von Protektionismus gerecht werden. Eine wie auch immer geartete Abgabe oder Änderung bestehender Abgaben darf weder direkt noch indirekt in Bezug auf importierte Elektrizität diskriminieren,<sup>117</sup> was etwa bei massgeschneiderten Regeln zur gezielten Förderung von ausschliesslich inländischen Unternehmen typischerweise der Fall wäre. Im Bereich von staatlichen Beihilfen müssen diese ungeachtet ihrer konkreten Form (Steuererlass, Beihilfezahlung, sonstige Erleichterung für bestimmte Unternehmen) grundsätzlich befristet sein, Empfänger nach objektiven und transparenten Kriterien unter Unternehmen in vergleichbarer Lage auswählen, nur im Fall erheblicher, ansonsten nicht an Abnehmer weitergegebener Produktionskostensteigerungen gewährt werden und in verhältnismässiger Höhe gewährt werden.

### 2.2.4 Erwägungen zur Konformität mit dem Unionsrecht

Über das Freihandelsabkommen hinaus könnten die materiellen Regelungen des Unionsrechts für die in Erwägung stehenden Ausgleichsmechanismen auch in weiterer Hinsicht Relevanz erlangen: Zunächst kann es sich möglicherweise aus marktbezogenen Überlegungen anbieten, keine vom Standard des Unionsrechts abweichende Regelung zu verankern, um keine zusätzlichen Hürden für eine *faktische Integration* in den europäischen Binnenmarkt zu errichten. Zudem und insbesondere aber stellt sich die Frage, inwieweit vom Unionsrecht abweichende Mechanismen mit Blick auf ein mögliches Stromabkommen mit der Europäischen Union und damit eine *rechtliche Integration* in den Binnenmarkt als sinnvoll zu erachten sind. Letztlich handelt es sich hierbei jedoch um eine strategische und politische Frage, die eine Abwägung dieser Gesichtspunkte gegen die Vorteile einer abweichenden und auf die hiesigen Umstände, Bedürfnisse und politischen Präferenzen zugeschnittenen Lösung bedingt. Immerhin soll im Folgenden kurz skizziert werden, welche Aspekte für eine unionsrechtskonforme Ausformung der Mechanismen Berücksichtigung finden müssten.

Erstens wären die **Vorgaben des Beihilfenrechts** der EU, insbesondere des Primärrechts (Art. 107 ff. AEUV) sowie der ausführenden Erlasse vollständig zu berücksichtigen, wobei namentlich auch der Rechtsprechung des EuGH gerade in Bezug auf Finanzierungsmechanismen zur Förderung erneuerbarer Energiequellen Rechnung zu tragen wäre. Anhaltspunkte für den unionsrechtlichen Spielraum bei der Gestaltung entsprechender Massnahmen lassen sich dabei der Praxis der Mitgliedstaaten entnehmen.<sup>118</sup>

Zweitens sind die **Vorgaben der Warenverkehrsfreiheit** (Art. 34 ff. AEUV) einschliesslich der entsprechenden, ausdifferenzierten Rechtsprechung des EuGH zu berücksichtigen. Hierbei

---

<sup>117</sup> So auch deutlich Cottier et al. (2014b), 32.

<sup>118</sup> Vgl. dazu unten 3.1.

stellt sich wie oben kurz dargelegt zunächst die Frage, ob eine bestimmte Massnahme als mengenmässige Beschränkung des freien Warenverkehrs oder als Massnahme gleicher Wirkung zu qualifizieren ist. Liegt eine entsprechende Massnahme vor, ist in einem zweiten Schritt zu prüfen, ob sie einer Rechtfertigung zugeführt werden kann. Diese Bestimmungen dürften nun jedoch bereits im Rahmen der Vorschriften des Freihandelsabkommens eine wichtige Rolle spielen, so dass der Unterschied in der Beurteilung zur Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht wohl eher beschränkt sein dürfte.

Drittens wären schliesslich auch die **Vorgaben des Energierechts** der Europäischen Union einzuhalten. Zu beachten wären dabei insbesondere die Vorschriften der Richtlinie 2009/72/EG<sup>119</sup> die unter anderem Liberalisierungsvorgaben unter gleichzeitiger Verankerung der Möglichkeit zur Einrichtung und Aufrechterhaltung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen, ein Genehmigungsverfahren für neue Erzeugungskapazitäten, Strukturanforderungen zur Entflechtung, einen rechtlichen Rahmen für den Netzausbau sowie Vorgaben zur Regulierungsbehörde enthält. Daneben findet sich ein breites Spektrum weiter sekundärrechtlicher Regelungen, wobei vorliegend insbesondere die Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG<sup>120</sup> bezüglich der Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu berücksichtigen wären. Mit dem Ziel der Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes wurde über die letzten Jahre eine zunehmend detaillierte und engmaschige Geflecht ausführender Regelungen geschaffen, das insbesondere den diskriminierungsfreien Netzzugang und eine wirksame Regulierungsaufsicht gewährleisten soll. Dieses Regelungsgeflecht setzt sich namentlich zusammen aus den durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden erarbeiteten (unverbindlichen) Rahmenleitlinien<sup>121</sup>, die in der Regel von ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) erarbeiteten, durch die ACER (Agency for the cooperation of energy regulators) auf die Vereinbarkeit mit den Rahmenleitlinien geprüften und von der EU-Kommission zu genehmigenden Netzkodizes<sup>122</sup> sowie den von der EU-Kommission zu erarbeitenden Leitlinien<sup>123</sup>. Daneben steht es den Mitgliedstaaten frei, für Angelegenheiten ohne Bezug zum grenzüberschreitenden Handel nationale Netzkodizes aufzustellen.<sup>124</sup> In diesen vergleichsweise detaillierten Rechtsrahmen müsste sich nun bei einer vollständigen Berücksichtigung des Unionsrechts auch die Regelung eines allfälligen Ausgleichsmechanismus einfügen.

<sup>119</sup> Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009).

<sup>120</sup> Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77 und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009), einschliesslich der Änderungen vom 1.7.2013 und vom 5.10.2015.

<sup>121</sup> Art. 6 Abs. 2 Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009).

<sup>122</sup> Art. 6 VO 714/2009. Gegenwärtig sind gesamthaft zehn Netzkodizes bzw. Leitlinien in Erarbeitung, bereits verabschiedet ist der Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (VO 2016/631) sowie die Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (VO 2015/1222).

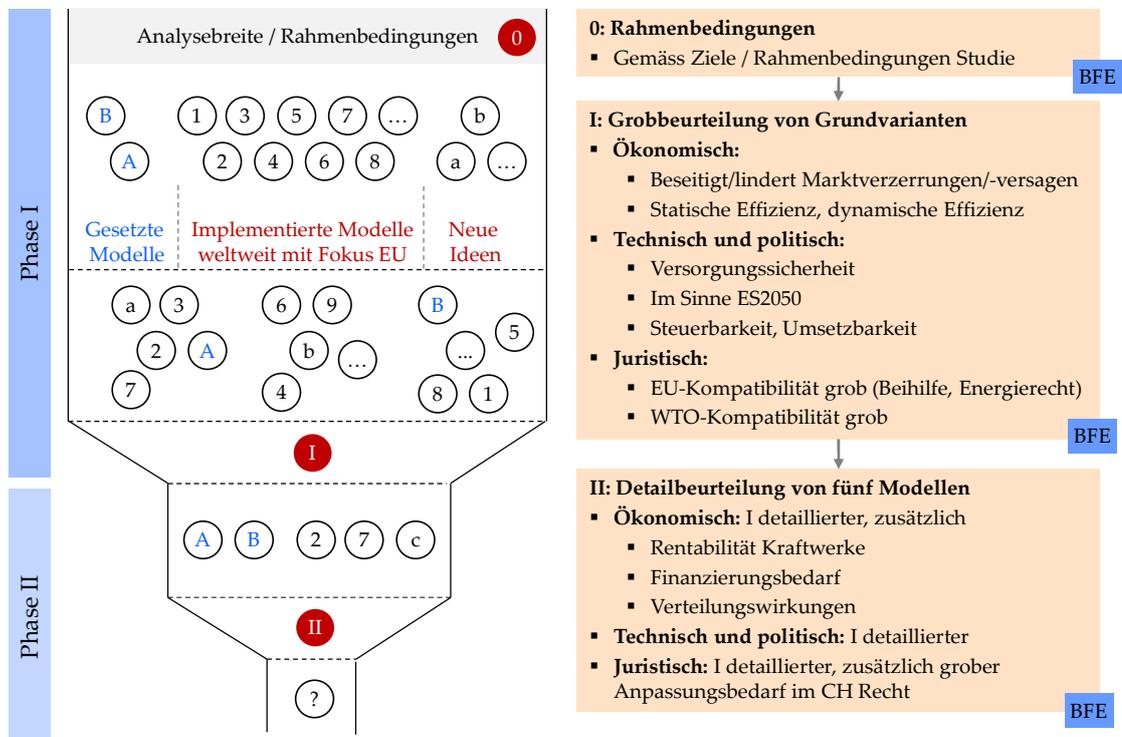
<sup>123</sup> Art. 18 VO 714/2009 sowie deren Umsetzung in Verordnung (EU) 838/2010/EU zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte; Verordnung (EU) 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

<sup>124</sup> Art. 8 Abs. 7 VO 714/2009.

### 2.3 Bewertungskriterien

Für die weiteren Arbeiten werden gestützt auf die Ziele und Rahmenbedingungen der Studie gemäss Abschnitt 1.2 die in **Abbildung 9** dargestellten Beurteilungskriterien verwendet.

**Abbildung 9: Kriterien zur Beurteilung der Ausgleichsmassnahmen**



Quelle: Swiss Economics

Es kommt also ein zweistufiges Verfahren zur Anwendung, bei dem in einem ersten Schritt eine Grob- und Detailbeurteilung gestützt auf ökonomische, politische und juristische Kriterien erfolgt. Für die ausgewählten fünf Modelle erfolgt anschliessend eine detailliertere Beurteilung entlang dieser drei Dimensionen. Die einzelnen Kriterien werden auf der nachfolgenden Seite in **Tabelle 5** näher erläutert.

Tabelle 5: Beurteilungskriterien

Kriterien	Beschreibung	Darstellung
<b>Ökonomische Kriterien</b>		
*Rentabilität Kraftwerke	Betriebswirtschaftliche Auswirkungen auf die einzelnen Erzeuger entlang der Merit Order	Keine Wertung ●
Lindert Marktverzerrungen	Setzt im Sinn von Abschnitt 2.1.2 an bestehenden Markt- oder Regulierungsversagen am EOM oder an internationalen oder nationalen Marktverzerrungen an	Ampel ●●●
Statische und dynamische Effizienz	Ist aus volkswirtschaftlicher Sicht statisch und dynamisch effizient, dass also einerseits unter unverzerrten Marktbedingungen rentable Kraftwerke erhalten bleiben und andererseits der Zubau effizient erfolgt.	Ampel ●●●
*Finanzierungsbedarf	Finanzierungsbedarf der Massnahme und Kostentragung hiervon.	Ampel ●●●
*Verteilungswirkungen	Verteilungswirkungen auf die verschiedenen Nutzergruppen, insb. Produzenten, Lieferanten, Netzbetreiber und Endkunden. Die Verteilungswirkungen innerhalb der Produzenten werden unter Rentabilität ausgewiesen.	Keine Wertung ●
<b>Technische und politische Kriterien</b>		
Versorgungssicherheit	Wirkt effektiv im Sinne der technischen Versorgungssicherheit als stetiger Abgleich von Angebot und Nachfrage, dabei gestützt auf Abschnitt 2.1.4 insbesondere: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Saisonal: Abdeckung Nachfrage Winter</li> <li>▪ Täglich: Abdeckung Spitzenlast</li> </ul>	Ampel ●●●
ES2050	Führt zu einem Erzeugungsmix im Sinne der ES2050 mit einem mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie und dem Zubau von erneuerbaren Energien	Ampel ●●●
Steuerbarkeit	Kann durch die Schweiz effektiv gesteuert werden	Ampel ●●●
Umsetzbarkeit	Lässt sich gut auf die Schweiz übertragen und umsetzen	Ampel ●●●
<b>Juristische Kriterien</b>		
*CH-Kompatibilität	Vereinbarkeit mit dem schweizerischen Verfassungsrecht, insbesondere der verfassungsrechtlichen Kompetenzordnung und den Grundrechten	Ampel ●●●
WTO/FHA-Kompatibilität	Vereinbarkeit mit Vorgaben des Völkerrechts, namentlich des WTO-Rechts und des Freihandelsabkommens (FHA) Schweiz-EU	Ampel ●●●
EU-Kompatibilität	Vereinbarkeit mit den Vorschriften des Primärrechts der Europäischen Union, insbesondere des Beihilfeverbots, der Warenverkehrsfreiheit und des Verbots diskriminierender Besteuerung, unter Einbezug sekundärrechtlicher Erwägungen im Bereich des Energierechts	Ampel ●●●

\*Zusätzliche Kriterien für Phase II

Quelle: Swiss Economics

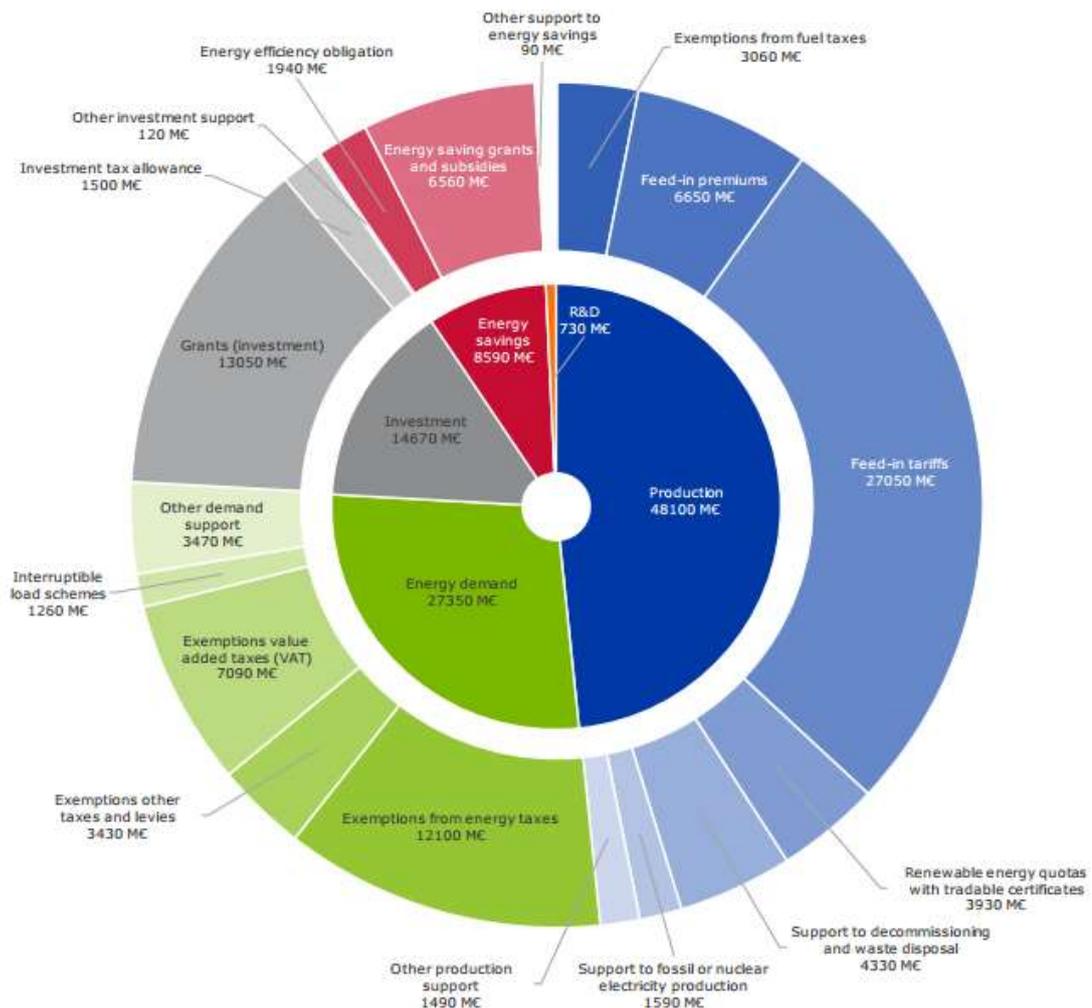
### 3 Ausgleichsmassnahmen

#### 3.1 Länderanalyse

Im Rahmen dieses Arbeitsschrittes wird eine umfassende Analyse der Schutz/Fördermechanismen für bestehende Kraftwerke im Europa angefertigt. Dafür wird auf die Erfahrungen und Daten der Ecofys (2014) Studie „Energy costs and subsidies in the EU“ zurückgegriffen. Zusätzlich werden im für den aussereuropäischen Bereich gezielt nach weiteren Ausgleichsmechanismen von Bestandsanlagen recherchiert. Neben der Analyse der bestehenden Mechanismen werden auch jüngst entwickelte oder bereits verworfene Mechanismen analysiert, die zum Ziel haben, die wirtschaftliche Situation von bestimmten Bestandskraftwerken zu verbessern. Es wird insbesondere den Modellen besondere Aufmerksamkeit geschenkt, bei denen eine Beurteilung aus dem Blickwinkel der EU Beihilferichtlinie positiv erscheint.

Die nachfolgende **Abbildung 10** gibt eine Übersicht der von einer Studie im Auftrag der EU Kommission erfassten Fördermassnahmen für Stromproduktion in Europa. Wird der blau gekennzeichnete Bereich der Unterstützung der Stromproduktion betrachtet, zeigt sich die quantitativ hohe Bedeutung der Fördermassnahmen für erneuerbare Energien. Diese werden bezüglich der Wasserkraft in Kapitel 3.1.1 genauer ausgewertet.

Abbildung 10: Interventionen in den Strommarkt 2012 in der EU 28 (in Millionen €)



Quelle: Ecofys (2014)

Klammert man die Fördermassnahmen für Rückbaumassnahmen Kernenergie aus, verbleiben zwei relevante Positionen: Zum einen Unterstützungen für fossile und Kernkraftwerke, zum anderen sonstige Fördermassnahmen. Erstere werden näher in Kapitel 3.1.2 analysiert. Zu sonstigen Massnahmen zählen auch Kapazitätsmechanismen, die im Jahr 2012 noch keine signifikante Rolle gespielt haben. Sie werden in Kapitel 3.1.3 weiter analysiert. Daneben wird selektiv auf Ausgleichsmassnahmen in Norwegen sowie ausserhalb Europas eingegangen.

### **3.1.1 Existierende und geplante Fördermodelle für Wasserkraft**

#### **3.1.1.1 Europäische Union**

Die in der vorgenannten Studie „Energy costs and subsidies in the EU“ untersuchten Fördermassnahmen wurden bezüglich der Förderung für Wasserkraft weiter analysiert.

#### **Motivation, beabsichtigte Wirkung**

Die Analyse der in der Studie zusammengetragenen Daten zeigte: Wasserkraftförderung zielt ganz überwiegend auf Ausbauförderung, d.h. Neuinvestitionen oder Erweiterungsinvestitionen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien. Bestandskraftwerke werden lediglich in Portugal und Österreich gefördert. In Österreich wird jedoch eine Effizienzsteigerung von 15% verlangt. Die Förderung bezieht sich fast ausschliesslich auf Kleinwasserkraft, nur in Slowenien und in Portugal wird Wasserkraft über 15 MW gefördert.

#### **Wirkungsmechanismen und Beispiele**

Wasserkraftförderung beruht vorwiegend auf Preissteuerung, d.h. es werden die Einspeisetarife und Marktprämien eingesetzt. Mengensteuerung hat eine geringere Bedeutung, sie wird über Quotenmodelle umgesetzt. Investitionsförderung für Neuanlagen ist nur in Österreich, Belgien, Zypern und Finnland relevant.

Die Einspeisevergütung, Marktprämie und das Quotensystem zielen auf die Garantie eines Zahlungsstroms für eine eingespeiste Kilowattstunde. Sie bieten daher einen Investitionsanreiz und einen Anreiz zur kontinuierlichen Einspeisung der Energie über den Förderzeitraum. Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Grad der Risikoüberwälzung des Spotmarktpreises:

- Einspeisetarife bieten eine vollständige Isolation vom Spotpreisrisiko;
- Marktprämiensysteme mit gleitender Marktprämie geben das Risiko teilweise weiter (Abhängig vom Referenzpreis):
- Marktprämiensysteme mit fixer Marktprämie geben das Spotpreisrisiko weiter;
- Quotenmodelle geben das Spotpreisrisiko weiter und addieren das Preisrisiko der Zertifikate;
- Investitionszuschüsse dagegen bieten keine zusätzlichen Risiken, isolieren jedoch auch nicht vom Spotpreisrisiko.

Einspeisetarife sind weit verbreitet und finden sich in 16 Ländern (AT, PO, ES, LU, GR, HU, LI, FR, IR, IT, LT, SL, BU, UK, DE, CR). Zunehmend erfolgt die Förderung auch über Marktprämiensysteme (sechs Länder: DE, NL, ES, CZ, IT, SL). Investitionsförderung (AT, BE, CY, FI) und Quotenmodelle für Neuanlagen (UK, RO, SE/NO) sind weniger stark verbreitet und werden zunehmend von Marktprämiensystemen abgelöst.

Die Höhe von Einspeisetarifen und Marktprämien wird traditionell in Abhängigkeit von den zu erwarteten Kosten von Neuanlagen administrativ festgelegt. Aufgrund der schwierigen

Prognostizierbarkeit der künftigen Preisentwicklung sowie aufgrund der Anforderungen der europäischen Beihilfeleitlinien werden jedoch zunehmend Auktionen zur Preisfestlegung eingesetzt. Weiterhin wird von der europäischen Wettbewerbsbehörden zunehmend eine Öffnung der nationalen Fördersysteme für internationale Anbieter gefordert.

### 3.1.1.2 Länder ausserhalb der Europäischen Union

#### **Norwegen**

Aufgrund des hohen Wasserkraftanteils an der norwegischen Stromerzeugung ist ihre regulatorische Behandlung vor allem im Vergleich mit anderen Energieträgern relevant.

Ein regulatorisch beeinflussbarer Kostenfaktor für die Wasserkraft sind die zu entrichtenden Wasserzinsen als festgesetzter Preis der Ressource Wasserkraft. Im Jahr 1997 hat Norwegen von einer fixen Abgabe pro erzeugter Kilowattstunde auf eine Ressourcenrentenabgabe gewechselt und im Jahr 2007 negative Ressourcenrenten (Verluste) konsolidiert. Parallel existieren in Norwegen auch für andere Energieträger vergleichbare Abgaben (z.B. für die Erdölförderung). Die Veränderung des Verhältnisses der Abgaben für verschiedene Ressourcen kann damit auch als Förderung einer bestimmten Erzeugungstechnologie gewertet werden.

Zur Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien in Norwegen existiert in Kooperation mit Schweden ein Quotenmodell. In diesem Modell werden die Lieferanten dazu verpflichtet, für eine Quote ihrer Absatzmenge «Elcert» Zertifikate zu beschaffen.<sup>125</sup> Erfüllen sie die Verpflichtung nicht, ist eine Pönale fällig. Diese Zertifikate werden an Produzenten erneuerbarer Energie entsprechend ihrer produzierten Menge zugeteilt. Um den Ausbau zu fördern, erhalten nur Neubaukraftwerke oder Kraftwerke mit Leistungssteigerung durch Sanierung die Förderung.

Durch Veränderung der Quote ergibt sich eine Steuerung der nachzufragenden Menge erneuerbarer Energien. Der Preis für die Zertifikate ergibt sich als Marktergebnis aus Angebot und Nachfrage nach den Zertifikaten. Die Mengensteuerung erfolgt gemäss den politischen Zielen für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Im Jahr 2012 wurde das existierende schwedische Quotensystem mit dem norwegischen System zusammengelegt. Das Quotensystem wurde in Schweden im Jahr 2012 auf Norwegen ausgedehnt.

#### **Südamerika**

Chile, Brasilien, Kolumbien und Peru sind Stromversorgungssysteme mit hohem Wasserkraftanteil. Gleichzeitig haben sie wettbewerbliche Elemente in den Strommarkt eingeführt, Chile war der erste liberalisierte Strommarkt weltweit.

Die spezifischen Herausforderungen unterscheiden sich jedoch deutlich von denen in der Schweiz. Hier gilt es dem Wachstum der Last mit der Entwicklung von neuen Wasserkraftprojekten zu begegnen, die möglichst kosteneffizient zu entwickeln sind. Gleichzeitig ist die Volatilität der Wasserverfügbarkeit zu beherrschen. Auktionen werden hier als Preisentdeckungsverfahren eingesetzt, in dem überwiegend langfristige Abnahmeverträge (PPA) versteigert

---

<sup>125</sup> Ausnahmen von der Quotenverpflichtung existieren für energieintensive Industrien,

werden. Die Mechanismen unterscheiden sich im Detail deutlich. Der Fokus liegt jedoch eindeutig auf der Entwicklung von neuen Wasserkraftanlagen und nicht auf der Garantie ausreichender Renditen für bestehende Kraftwerke (vgl. Barosso und Maurer, 2011).

### 3.1.1.3 Folgerungen

Welche Schlussfolgerungen können aus der Analyse der genannten Förderinstrumente für die Förderung der Grosswasserkraft in der Schweiz gezogen werden?

- Die Förderinstrumente sind zum Grossteil technologiespezifisch ausgeprägt, Das Instrumentarium ist von der Struktur her prinzipiell für eine Übertragung in die Schweiz geeignet; das gilt für alle Ausprägungen mit Ausnahme der Investitionsförderung.
- Allerdings dürften Marktpreisanreize nicht verloren gehen, um einen bedarfsgerechten Einsatz der Kraftwerke zu garantieren, dies können fixe Marktprämien oder Quotensysteme leisten.
- Allerdings wird das Instrument mit einer deutlich anderen Zielrichtung verwendet, nämlich den Zubau von erneuerbaren Energien zu fördern.
- Auch die Absenkung von Wasserzinsen stellt ein mögliches Förderinstrument dar.

### 3.1.2 Weitere Unterstützungsmechanismen für fossile Kraftwerke

In diesem Abschnitt werden Ausgleichssysteme betrachtet, die sich auf fossile Bestandskraftwerke beziehen. Obwohl es sich hierbei nicht um Wasserkraftwerke handelt, könnten die Mechanismen relevant sein, um die auf die Situation in der Schweiz zu übertragen.

#### Motivation, beabsichtigte Wirkung

Die Motivation der Förderung von Bestandskraftwerken kann darin liegen, dass die Unterstützung des Betriebs bestimmter Kraftwerke oder Kraftwerkstechnologien einen gesamtwirtschaftlichen oder politischen Interesse liegen. Hier ist beispielsweise der Erhalt von Arbeitsplätzen in der Kohleindustrie relevant. So wird die Förderung von Braunkohle in Slowenien motiviert mit einem „allgemeinen ökonomischen Interesse“ (IEA, 2012).

Neben dem Arbeitsplatzargument werden auch Aspekte der nationalen Versorgungssicherheit im Sinne der Unabhängigkeit von Primärenergieimporten genannt.<sup>126</sup>

Die Motivation zur Förderung von Bestandsanlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung in Deutschland rührt aus der stark verringerten bis negativen Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei verringerten Strom-Grosshandelspreisen sowie geringeren Wärmepreisen, so dass Anlagen von der Stilllegung bedroht sind. Die Motivation zum Erhalt der Anlagen beruht einerseits auf ihrer günstigen Umweltwirkung, andererseits aus dem Erhalt von kommunalen Arbeitsplätzen.

#### Wirkungsmechanismen und Beispiele

Mechanismen zur Förderung von Bestandskraftwerken:

- Indirekte Förderung der Brennstoffbereitstellung in Deutschland durch staatliche Übernahme von Umweltschäden;
- keine Wasserabgaben;

<sup>126</sup> Die Motivation der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne der verfügbaren Kraftwerksleistung (generation adequacy) wird im Kapitel 3.1.3 weiter diskutiert.

- keine Besteuerung des Strom-Eigenverbrauchs;
- direkte Förderung durch staatlich garantierte Preis für die Stromabnahme aus Braukohlekraftwerken in der Slowakei (bis 2020, Verlängerung bis 2035 möglich);
- direkte Förderung von KWK-Bestandskraftwerken in Deutschland, Ermittlung des Förderbetrages über ein Auktionssystem (geplant, noch nicht spezifiziert);
- spezielle Abgabe für die Förderung von Kohlekraftwerken in Spanien (siehe folgendes Kapitel „Kapazitätsmechanismen“).

### Folgerungen

Es existieren sehr unterschiedliche Motive zur Förderung von Bestandskraftwerken. Die Mechanismen können indirekt wirken, d.h. Kostenpositionen der Kraftwerke beeinflussen, oder direkte Förderung durch Zahlungsströme für erzeugte Energie oder bereitgestellte Leistung beinhalten.

Je direkter die Förderung ausgestaltet ist, desto eher sind sie staatlicher Beihilfe zuzurechnen und der EU zu notifizieren. So sind gegenwärtig die Verhandlungen zu einer möglichen Ausgestaltung der WKK-Förderung in Deutschland im Gange und noch weit von einer Einigung entfernt.

### 3.1.3 Kapazitätsmechanismen

#### Motivation, beabsichtigte Wirkung

Kapazitätsmechanismen stellen neben den Einnahmen der Kraftwerke aus den Energy-only Strommärkten einen weiteren Zahlungsstrom bereit. Vorrangige Zielstellung ist dabei die Erhaltung der Versorgungssicherheit im Sinne der Sicherstellung der verfügbaren installierten Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallastspitzen (generation adequacy). Bis dato wird das Versorgungssicherheitsziel noch national definiert, die Ermittlung der gemeinsamen Versorgungssicherheit einer Gruppe elektrisch verbundener Länder ist jedoch von ENTSO-E in Vorbereitung.

Das Ziel der Sicherstellung 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 die geförderten Kraftwerke am Markt nicht teilnehmen (strategische Reserve).

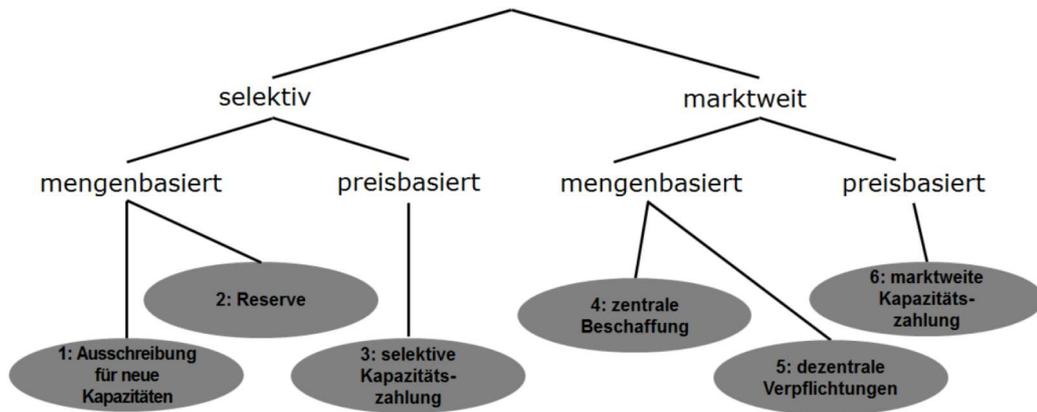
#### Taxonomie Kapazitätsmechanismen

Die nachfolgende **Abbildung 11** stellt eine Klassifizierung von Kapazitätsmechanismen vor, die auf einer Studie der EU Kommission beruht. Sie unterscheidet zwischen selektiven und marktweiten Mechanismen. Selektive oder gezielte Mechanismen stehen nur für einen Teil der Anbieter von Kapazität zur Verfügung, wie neue Kapazitäten, Kapazitäten in einer bestimmten Region oder bestimmte Technologien. Die Selektion kann hinsichtlich der Zielstellung sehr unterschiedlich ausgestaltet sein. Da sich diese Ziele von Land zu Land sehr unterscheiden, existieren in jedem untersuchten Land unterschiedlich ausgestaltete Mechanismen.

Marktweite Mechanismen dagegen beziehen alle Anbieter mit ein. Die Festlegung von Mengen und Preisen kann sowohl in selektiven als auch in marktweiten Mechanismen entweder men-

genbasiert erfolgen (d. h. die Preisfindung erfolgt in der Regel über eine Ausschreibung definierter Mengen), oder es werden administrativ festgelegte Vergütungen gezahlt (preisbasiert). In diese Taxonomie können die nachfolgend vorgestellten Mechanismen eingeordnet werden.

Abbildung 11: Klassifizierung und Taxonomie von Kapazitätsmechanismen



Quelle: EU-Kommission (2016)

Wirkungsmechanismen und Beispiele

Die nachfolgende Tabelle 6 gibt eine Übersicht der derzeit in Europa eingesetzten bzw. geplanten Kapazitätsmechanismen. Die Kategorien 1 bis 6 werden nachfolgend kurz beschrieben.

Tabelle 6: Kapazitätsmechanismen in Europa

Mechanismus	Ziel	BE	DK	DE	FR	IR	IT	PL	PT	SE	ES	UK
<b>Gezielte Kapazitätsmechanismen</b>												
1. Ausschreibung für neue Kapazität	Bestimmte Neubaukraftwerke fördern	(X)			X	(X)						
2a. Strategische Reserve	Versorgungssicherheit	X	X					X		X		
2b. Strategische (Kapazitäts-)Reserve	Versorgungssicherheit			X								
2c. Strategische (Netz-)Reserve	Nord-Süd-Engpässe			X								
3a. Gezielte Kapazitätzahlungen I	Investitionen								X		X	
3b. Gezielte Kapazitätzahlungen II	Verfügbarkeit						X	X	X		X	
3c. Gezielte Kapazitätzahlungen III	Umweltanreize										X	
3d. Gezielte Kapazitätzahlungen IV	Kompensation für alte Kohlekraftwerke										(X)	
<b>Marktweite Kapazitätsmechanismen</b>												
4. Zentraler Käufer	Versorgungssicherheit					X?	X?					X
5. Dezentrale Verpflichtung	Anreiz für DSM				X							
6. Marktweiter Kapazitätsmechanismus	Kompensation für fehlende markups in IR					X						

Quelle: Eigene Darstellung

## Selektive Mechanismen

**1. Ausschreibungen für neue Kapazität:** In diesem Modell werden konkrete Neubaukraftwerke gefördert. Der Preis wird durch ein Bieterverfahren festgelegt.

**2. (Strategische) Reserve:** Hierzu zählen Mechanismen, in denen Reservekapazitäten über ein Gebotsverfahren kontrahiert werden, jedoch die Teilnehmer beschränkt werden.

**(a) Strategische Reserve:** In dieser allgemeinen Ausprägungsform entsprechen die in eine Reihe von europäischen Ländern umgesetzten Systemen der deutschen strategischen Kapazitätsreserve (ausserhalb der Braunkohlekraftwerke). Sie werden ausserhalb des Marktes eingesetzt wenn kein Market Clearing stattfindet, oder der Übertragungsnetzbetreiber die Aktivierung für nötig hält.

**(b) Strategische Kapazitätsreserve:** In diesem Modell erhalten Reservekraftwerke die nicht am Strommarkt teilnehmen<sup>127</sup> eine Vergütung. Diese jährliche Kapazitätsvergütung wird zum einen in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt. Zum anderen nimmt eine festgelegte Anzahl an Braunkohlekraftwerken an der Reserve teil, die damit de facto stillgelegt werden. Diese Massnahme ist zur Erreichung der Klimaziele erforderlich. Die Braunkohlekraftwerke erhalten eine administrativ festgelegte Vergütung. Kraftwerke werden nur eingesetzt, wenn der Day-ahead oder der Intraday-Markt Nachfrage und Angebot nicht zusammenbringen kann.

**(c) Strategische Netzreserve:** Regionale Reserve zum Management von Netzengpässen im Redispatchprozess Deutschlands. Die Beschaffung ist mit der vorgenannten Kapazitätsreserve verzahnt. Wird die notwendige Reserve (im Süden Deutschlands) nicht als Bestandteil der Kapazitätsreserve beschafft (d.h. ist sie nicht unter den günstigsten Bietern), wird die Deckungslücke in bilateralen Verhandlungen mit den infrage kommenden Kraftwerken beschafft.

**3. Gezielte (selektive) Kapazitätzahlungen** existieren in verschiedenen Ausprägungen:

**(a) gezielte Kapazitätzahlungen (Investitionen).** In dieser Ausprägungen werden gezielte bestimmte Kraftwerksinvestitionen gefördert.

**(b) Gezielte Kapazitätzahlungen (Verfügbarkeit):** Dieser Mechanismus dient dazu, operative Verfügbarkeit zu belohnen. In der Ausprägung in Polen werden z.B. administrierte Zahlungen für Reservebereitstellung (in Form von Leistung) ausgelöst. Jede verfügbare Kapazität trägt automatisch zur Reservebereitstellung bei und bekommt eine festgelegte Vergütung per MW und, wenn eingesetzt, per MWh.

**(c) Gezielte Kapazitätzahlungen (Umweltanreiz):** In diesem Mechanismus wird ein Investitionsanreiz für Kohlekraftwerke gesetzt, die mit Filter für Schwefeldioxid ausgestattet sind.

**(d) Gezielte Kapazitätzahlungen (Kohleförderung):** Dies ist eine Ausprägung der Kapazitätzahlungen in Spanien, die zwischen 2010 und 2014 angewendet wurde. Sie sollen die Verluste von spanischen Kohlekraftwerken als Folge der Liberalisierung des Strommarktes kompensieren und sind vermutlich ein Resultat eines Aushandlungsprozesses.

---

<sup>127</sup> Ausnahme sind Kraftwerke in Italien und Österreich, die für Deutschland Reserve bereitstellen.

## Marktweite Mechanismen

**4. Zentrale Beschaffung (zentraler Käufer):** In diesem im z.Zt. im Vereinten Königreich (UK) umgesetzten System werden Kapazitätsoptionen (capacity obligations) zentral beschafft. Preise für die Option werden in Auktionen festgelegt. Die Option räumt das Recht ein, die Kapazität jederzeit abrufen zu können. Wenn die Anbieter nicht liefern, oder nur teilweise, gibt es Strafzahlungen. Die Preisobergrenze liegt bei 75'000 GBP/MW.

**5. Dezentrale Verpflichtungen:** In diesem in Frankreich eingesetzten Modell bekommen alle Kapazitätsanbieter (auch Nachfrageseitige Kapazität) Zertifikate zugeteilt, 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 bilateral gehandelt werden. Ziel ist hier der Anreiz des Lastmanagements für Strom-Wärmelasten (Details vgl. **Box 1**).

**6. Marktweiter Kapazitätsmechanismus:** Dieser Mechanismus ist in Irland implementiert und insofern ein Spezialfall, da er Bestandteil des irischen „Single Electricity Market“ ist, der als europäische Besonderheit als Poolmodell (Zentrales Dispatchmodell, Integrated Scheduling Process) ausgestaltet ist. In diesem Modell wird der Strompreis durch den Marktbetreiber auf Basis der Angabe technischer Restriktionen bestimmt. Da in diesem Modell keine mark-ups von Marktteilnehmern möglich sind, wird durch den Marktbetreiber ein Aufschlag zentral kalkuliert und auf die Marktteilnehmer verteilt. Die Zahlungen können daher als administrativ festgelegt bezeichnet werden. Aufgrund der notwendigen EU-Integration des Marktes wird das Marktmodell jedoch mittelfristig den Poolmarkt ersetzen.

### Box 1: Geplanter Kapazitätsmechanismus in Frankreich<sup>128</sup>

Eine wesentliche Motivation für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Frankreich ist die hohe Temperaturabhängigkeit der Last. Da Kältewellen selten auftreten, aber die Last stark beeinflussen, ist es ökonomisch rational ein stärkeres Lastmanagement einzuführen, anstatt die Erzeugungskapazität auf die seltenen Spitzenlasten hin zu dimensionieren.

Der geplante Kapazitätsmechanismus ist ein Instrument, das dazu dient Lastmanagement für die Sicherstellung von Versorgungssicherheit zu mobilisieren. Die Ausgestaltung des Instruments erfolgt über die Verpflichtung der Versorgungsunternehmen für ihren Kundestamm Kapazitätsgarantien zu beschaffen. Diese Verpflichtung wird vier Jahre im Voraus ermittelt.

Diese Kapazitätsgarantien können entweder über eigene Erzeugungsanlagen oder Lastreduktionskapazitäten erworben oder alternativ über einen einzurichtenden Sekundärmarkt erworben werden. Die Kapazitätsgarantien müssen über den Übertragungsnetzbetreiber RTE zertifiziert werden. Im Rahmen der Zertifizierung wird überprüft, welchen Beitrag die Erzeugungskapazitäten oder Lasten zur Spitzenlastabdeckung leisten.

Der Kapazitätsmechanismus wurde über das «NOME Gesetz» Nr. 2010-1488 definiert (NOME = nouvelle organisation du marché de l'électricité). Es befindet sich seit November 2015 in einem Überprüfungsverfahren durch die EU Kommission, die die Kompatibilität mit den Beihilferichtlinien überprüft.

<sup>128</sup> Basiert auf Amtsblatt der Europäischen Union Abl. C 46/69 vom 5.2.2016

### Fokussierter Kapazitätsmarkt

Daneben werden weitere Mechanismen diskutiert, die jedoch nicht umgesetzt wurden. Ein Beispiel dafür ist der fokussierte Kapazitätsmarkt. Das Modell wurde in die Diskussion um Kapazitätsmechanismen vom Öko-Institut eingebracht. Die Idee beinhaltet die Bildung von zwei Marktsegmenten:

- Markt für Bestandskraftwerke (stilllegungsbedrohte KW, flexible Lasten), 1-4 Jahre
- Neubaukraftwerke mit hohen Umwelt- und Flexibilitätsanforderungen (15 Jahre) Förderung

Eine europarechtliche Beurteilung existiert im Rahmen eines Gutachtens von Raue LLP (vgl. Öko-Institut/LBD/Raue, 2012).

### Folgerungen

Aus den vorgestellten Analysen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Kapazitätsmechanismen haben das vordergründige Ziel **Versorgungssicherheit** herzustellen. Jedoch existiert eine Reihe von Instrumenten mit spezifischeren Zielen, bis hin zur Förderung konkreter Kraftwerke.
- Hinsichtlich der zu fördernden **Technologien** gibt es eine grosse Bandbreite von Ausprägungen. Teilweise sind die Mechanismen technologiespezifisch, teilweise allgemein und beziehen sogar die Nachfrageseite ein.
- Es existieren Mechanismen, die nur **Neukraftwerke** fördern, in der Regel sind in die Förderung existierende Kraftwerke einbezogen.
- Die **Preisfindungsmechanismen** sind teilweise wettbewerblich, über Ausschreibungsverfahren, in einer Reihe von Systemen sind aber auch administrativ festgelegte Preise anzutreffen.
- Hinsichtlich der **Marktteilnahme** befinden sich nur die Anbieter von strategischer Reserve i.d.R. ausserhalb des Marktes, in den übrigen Mechanismen können Anbieter am Strommarkt teilnehmen.
- Auch hinsichtlich der **Produktgestaltung** weisen die Mechanismen eine grosse Bandbreite auf. Das Produkt kann überhaupt nicht definiert sein (blosse Existenz des Kraftwerkes wie in der gezielten Kapazitätzahlung IV), über die Verfügbarkeit zu bestimmten Zeitfenstern bis hin zum exklusiven Abruf auf Anforderung des Systembetreibers reichen. Zusammenfassung

Die folgende **Tabelle 7** fasst die zuvor diskutierten Modelle grob zusammen.

Tabelle 7: Zusammenfassende Darstellung der Ausgleichsmechanismen

Modell	Kurzbeschreibung	Motivation, Förderdauer	Angewendet in
<b>Einspeisetarife, Marktprämie</b>	Bereitstellung eines garantierten Zahlungsstroms per eingespeister kWh, administrativ festgelegt oder über Auktionen	Förderung von Neuanlagen (12 bis 30 Jahre)	AT, PO, ES, LU, GR, HU, LI, FR, IR, IT, LT, SL, BU, UK, DE, CR, DE, NL, ES, CZ, IT, SL
<b>Quotenmodelle</b>	Bereitstellung eines zusätzlichen Zahlungsstroms aus einem Marktprozess heraus (Zertifikatsmarkt)	Förderung von Neuanlagen (15 Jahre)	UK, RO, SE/NO
<b>Investitionszuschüsse</b>	Kompensation von zusätzlichen Kosten besonderer Technologien	Förderung von Neuanlagen	AT, BE, CY, FI
<b>Gezielte Kapazitätzahlungen</b>	Jährliche Zahlungen für bestimmte Kraftwerkstypen, unterschiedliche Bedingungen	Förderungen bestimmter Kraftwerke, Technologien, Neu oder Bestandsanlagen	FR; IT; PL; PT; ES, AT
<b>Strategische Reserve</b>	Garantie eines Zahlungsstroms für Reservekraftwerke ausserhalb des Marktes	Garantie der Versorgungssicherheit im Energy-only Markt	BE, DE, DK, PL, SE
<b>Kapazitätsmechanismus mit zentralem Käufer</b>	Garantie eines zusätzlichen Zahlungsstroms für Kraftwerke im Markt	Anreiz für Versorgungssicherheit	UK, zuk. FR, IR

Quelle: Eigene Darstellung

## 3.2 Weitere Ausgleichsmassnahmen

Aufgrund der Spezifitäten der Ausgangslage in der Schweiz und den jüngsten Entwicklungen an den europäischen Märkten sind nicht alle denkbaren Ausgleichsmassnahmen bereits in anderen Staaten geplant oder umgesetzt worden.

In einem ersten Schritt werden die in der Schweiz bereits diskutierten Modelle zusammengefasst. In einem zweiten Schritt werden weitere Ausgleichsmassnahmen identifiziert. Nach Möglichkeit wird dabei methodisch an den zu lindernden Marktversagen angesetzt.

### 3.2.1 In der Schweiz bereits diskutierte Massnahmen

Das BFE hat in der Vergangenheit verschiedentlich **Fördersysteme für erneuerbare Energien** untersucht. Beispielsweise hat es im Jahr 2014 in einem Postulatsbericht (BFE, 2014b) die folgenden Instrumente diskutiert:

- Einspeisevergütungen (Feed-in-System, FIT);
- Marktprämienmodelle (Feed-in-Premium, FIP);
- Quotensysteme mit Zertifikatshandel;

- Eigenverbrauchssysteme;
- Geringere Kapitalkosten, z.B. vergünstigte Kredite mit Zinsen unter dem Marktniveau, verlängerte Schuldenrückzahlungen und Darlehensgarantien;
- Steuererleichterungen, z.B. reduzierte Energie- oder Mehrwertsteuer sowie verbesserte Abzugsmöglichkeiten von Einkommenssteuern oder Abschreiberegulungen;
- Soft-Policy Instrumente, z.B. Massnahmen im Ausbildungsbereich.

Vor dem Hintergrund der angespannten Lage der Schweizer Wasserkraft, insbesondere auch Pumpspeicher, und entsprechender parlamentarischer Diskussionen hat das BFE in den letzten Jahren zudem verschiedene mögliche **Massnahmen für die Wasserkraft** diskutiert. Zuletzt hat es zuhanden der UREK-S 15 Varianten kategorisiert nach „finanzielle Unterstützungsmassnahmen“ und „generelle Entlastungsmassnahmen“ grob auf die ökonomischen Auswirkungen und juristischen Konsequenzen hin analysiert (BFE, 2015).

- **Finanzielle Unterstützungsmassnahmen:**
  - Wasserkraftrappen, bei dem Wasserzinsen nicht mehr wie bisher von den Kraftwerksbetreibern bezahlt werden, sondern via Netzzuschlag von den Endverbrauchern;
  - Einspeiseprämie für Grosswasserkraft;
  - Teilzweckbindung des Netzzuschlags für Strom aus Wasserkraft sowie auf nicht geförderte erneuerbare Energien;
  - Quotenmodell, bei dem alle Stromlieferanten in der Schweiz verpflichtet werden, einen Mindestanteil aus inländischen erneuerbaren Energien zu liefern;
  - Zinsgünstige Bundesdarlehen oder Bürgschaften für Wasserkraftbetreiber;
  - Beiträge aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe für die Wasserkraft;
  - CO<sub>2</sub>-Kompensationspflicht Treibstoffimporteure;
  - Unterstützung der bestehenden Wasserkraft über Erträge aus der Mehrwertsteuer.
- **Generelle Entlastungsmassnahmen:**
  - Reduktion der Wasserzinsen;
  - Kein Netzzuschlag auf Anteil des Stroms aus einheimischer Wasserkraft. Endverbraucher müssten somit für ihren bezogenen Strom aus inländischer Wasserkraft keinen Zuschlag zahlen;
  - Zweckgesellschaft (Bad Bank) für unrentable Kraftwerke zur Sicherung der Liquidität;
  - Bund beteiligt sich direkt oder indirekt an Pumpspeichern, Swissgrid als Betreiber;
  - Verschiebung der vollständigen Marktöffnung;
  - Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen, zu Gestehungskosten bei Vorlieferanten einzukaufen;
  - Differenzierte Stromabgabe/Dreckstromabgabe, mit der Besteuerung von Energieträgern im Ausmass der externen Kosten, die sie verursachen. Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland wären ausgenommen oder müssten eine tiefere Abgabe zahlen.

Die **Reduktion der Wasserzinsen** wird aktuell im Rahmen der Revision des Wasserrechtsgesetzes analysiert und wird daher nachfolgend nicht weiter diskutiert (vgl. auch spezifische Rahmenbedingungen, Abschnitt 1.2.2).

Im Rahmen der Arbeiten an einem **Klima- und Energielenkungssystem (KELS)** für die zweite Etappe der ES2050 wurden weitere Ideen analysiert und u.a. auf ihre rechtliche Konformität geprüft, insbesondere die Befreiung der Energieabgabe für erneuerbare Energien.

### 3.2.2 Neue Ausgleichsmassnahmen

Ausgehend von den obigen Modellen aus dem Ausland und den bereits geprüften in der Schweiz werden nachfolgende weitere mögliche Ausgleichsmassnahmen hergeleitet. Die möglichen Ansätze sind vorerst gegliedert nach ihrer ökonomischen Wirkungsweise:

- **A - Relative Verbesserung der Kostenbasis:** Massnahmen, welche die Kosten der Stromproduktion verringern würden;
- **B - Relative Verbesserung der Erträge:** Massnahmen, welche zu einer Verbesserung der Erträge aus der Stromproduktion führen würden:
  - B1 - Finanzielle Unterstützungsleistungen, z.B. Förder- oder Unterstützungsgelder;
  - B2 - Erhöhung des Absatzes beim üblichen Verkauf von Energie an Händler oder Lieferanten durch Erhöhung der Preise oder der Absatzmengen;
  - B3 – Weitere Absatzquellen, z.B. Kapazitätsmärkte;<sup>129</sup>
- **C – Defizitgarantien:** Massnahmen, welche im Falle eines Defizits eines Erzeugers greifen.

#### A - Relative Verbesserung der Kostenbasis

- **Staatlich gesicherte Refinanzierung von Fremdkapital** von Kraftwerken bzw. Produzenten, ggf. später Abschreibung. Hierdurch würden erstens Liquiditätsengpässe verhindert und zweitens Fremdkapitalzinsen reduziert bzw. bei einer Abschreibung die Kapitalkosten nachhaltig gesenkt.
- **Wälzung des Wasserzinses auf Netznutzungsentgelte:** Der Wasserzins würde durch Swissgrid oder die Netzbetreiber, an welche die Kraftwerke angeschlossen sind, bezahlt und gewälzt. Mit der Massnahme würde die Diskussion um die Höhe der Wasserzinsen entlastet und diese mehr hypothetischen, politischen Kosten via Netznutzungsentgelte von den Endkunden getragen. Die Massnahme wirkt ähnlich wie die bislang vom BFE diskutierte Finanzierung via Netzzuschlag („Wasserrappen“).
- **Finanzierung der Wasserzinsen aus CO<sub>2</sub> Abgabe:** Teile der CO<sub>2</sub> Abgabe, die heute an die Bevölkerung zurückverteilt werden, würden im Rahmen der Verfassungsvorgaben zur Finanzierung der Wasserzinsen verwendet (d.h. weiterhin mehrheitliche Rückverteilung). Somit würde eine noch stärkere Lenkungswirkung erzielt.

#### B1 - Relative Verbesserung der Erträge – Finanzielle Unterstützungsleistungen

- **KEV Lösung für alle bestehenden Kraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit:** Die KEV könne für alle bestehenden Kraftwerke geöffnet werden mit entsprechend höheren Umlagen für die Endverbraucher. Grossverbraucher wären aus standortpolitischen Gründen auszunehmen.
- **Verwendung von Mitteln der CO<sub>2</sub> Abgabe für die CO<sub>2</sub> freie CH Stromerzeugung:** In leichter Differenzierung zum vom BFE diskutierten Ansatz würde nicht nur die Wasserkraft,

<sup>129</sup> In die Kategorie werden ebenfalls Systemdienstleistungen (SDL) und Flexibilitätsmärkte subsummiert, da hier Netzbetreiber als Nachfrager in eigens hierfür geschaffenen Märkten auftreten und die so verkaufte Energie nicht mehr am EOM angeboten wird.

sondern alle CO<sub>2</sub> freien Erzeuger begünstigt. Neben Photovoltaik und Wind wäre dies u.a. auch die Kernkraft. Eine weitere Alternative wäre eine Begünstigung der Erneuerbaren.

- **Abgeltung von Restwasserbestandsvorgaben:** Die Opportunitätskosten von Restwasserbestandsvorgaben würden finanziell kompensiert. Speziell gut begründet könnten solche Zahlungen dort, wo effektiv im Sinne der Versorgungssicherheit Wasser zurückbehalten werden muss.
- **Abgeltung für strategische Speicherreserven:** Speicher (insb. auch Pumpspeicher), ggf. Flexibilitäten generell würden immer dann eine Zahlung erhalten, wenn sie nicht genutzt werden, da sie auch dann eine für die Versorgungssicherheit werthaltige Option darstellen, wenn sie gerade nicht benötigt werden. Ein solches Modell würde insbesondere dann Sinn ergeben, wenn die Phasen, in denen Speicher genutzt werden, z.B. aufgrund von Regulierungen eine zu geringe Kommerzialisierung erlauben.
- **Abgeltung für Speicher:** Die Netzbetreiber, an welche Speicher angeschlossen sind, vergüten deren Gesteungskosten. Im Gegenzug können sie diese netzdienlich steuern und Kapazitäten für marktdienliche Belange an Dritte verkaufen.

## **B2 - Relative Verbesserung des Absatzes auf dem EOM**

- **Versorgungssicherheit-Quotenmodell mit Zertifikaten:** Mindestens x% des gelieferten Stroms von Lieferanten muss garantiert lieferbar sein (bereits diskutierte Alternativen: Quote auf erneuerbare Energien oder Wasserkraft).
- **Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen:** Die Abnahme und Vergütungspflicht der Netzbetreiber nach Art. 7 EnG könnte in verschiedener Hinsicht angepasst werden (teils Kombinationen möglich):
  - Anpassung der Begünstigten der Abnahmepflicht: Z.B. Ausdehnung auf die Wasserkraft, alle erneuerbaren Energien, CO<sub>2</sub>-freie Erzeugung oder alle angeschlossenen Erzeuger;
  - Anpassung der Abnahmepflichtigen: z.B. von regionalen Erzeugern im Liefergebiet von Lieferanten;
  - Anpassung der Vergütungspflicht und -preise: Z.B. Abnahme nach technologiespezifischen Normpreisen, zu Gesteungskosten oder mit Prämie auf Grosshandelspreisen.
- **Preise am Endkundemarkt absichern:** Preisvorgaben am Endkundenmarkt, z.B.
  - Tarifanteil fester Kunden orientiert sich an Gesteungskosten von CH Erzeugung (Anpassen Art. 4 Abs. 1 StromVV);
  - Möglichkeit für Lieferanten von festen Endkunden, Energie, die zu Grosshandelspreisen beschafft wird, vollständig auf das Grosskundensegment zu überwälzen (Streichung Art. 6 Abs. 1 StromVG);
  - Administrierte Preise nach Gesteungskosten von CH Produktion.
- **Reform der Schweizer Preiszonen:** Reform der Schweizerischen Preiszonen zur besseren Abbildung der Engpässe im Übertragungsnetz, dabei z.B. Unterteilung in eine Mittellandzone und eine Alpenzone, mit beschränkten NTC.
- **Etablierung von Vorrängen,** z.B. Erzeugung mit Herkunftsnachweis beim Import, damit tendenziell teurere Energie importiert wird.
- **Importzölle auf Strom aus dem Ausland**
- **Remonopolisierung des Schweizer Grosskundenmarktes**

- **CO<sub>2</sub>-Steuer** mit Zertifikatmodell für nicht fossile Produktion (z.B. ähnlich Modell UK).
- **Technische Kapazitätsbeschränkungen** an der Grenze (z.B. tiefere NTC CH-DE, Phasenschieber an Grenze).
- **G-Komponente** auf Einspeisung von Erzeugern in Netzebene 1 inkl. Importe, ausgenommen wären Speicher. Soll die G-Komponente EU-konform festgelegt werden, dürfte diese gestützt auf Verordnung Nr. 838/2010 Anhang Teil B Punkt 3 nicht über 2.5 EUR pro MWh bzw. 0.25 Cents pro kWh zu liegen kommen und somit nur begrenzt wirksam sein.
- **Entry/Exit System für Strommarkt:**<sup>130</sup> Anpassung Ausspeiseprinzip für Verkauf von Strom in der Schweiz: Jeder Produzent inkl. Importeur (alternativ Lieferant) muss für Lieferung für Schweizer Endkunden ein Entry-Entgelt am entsprechenden Punkt zahlen (tiefere Netzebenen günstiger) und verkauft entsprechend mit höherem Preis am CH Markt; Endkunde zahlt das entsprechend tiefere Exit (NNE). Entry und Exit zusammen ergeben das Netznutzungsentgelt von heute.
- **Distanzabhängige Netztarife:** Lieferant zahlt für den von ihm induzierten simulierten Stromfluss ein distanzabhängiges Entgelt (Ort der beschafften Produktion => eigene Endkunden). Stromlieferungen über weitere Distanzen werden so verteuert.
- **Teilweise Abregelungsverbote**, damit negative Preise entstehen, welche Speicher nutzen können.

### **B3 - Relative Verbesserung der Erträge – weitere Absatzquellen**

- **Flexibilitätsmärkte:** Generell bessere Bepreisung von Flexibilität (in SDL-, Intraday-, und Day-ahead Märkten), Schaffung eines Schweizer Flexibilitätsmarktes.
- **Reform der SDL-Auktionen von Swissgrid:** Z.B. Übergang von Pay-as-Bid zu Marginal Pricing zur besseren Abbildung des Werts der Flexibilität oder andere Justierungen, um kurzfristig abrufbare Flexibilität mit hoher Kapazität besser zu entschädigen;
- **Vorränge** an der Grenze zur privilegierten Teilnahme an kurzfristigen Energy-only, SDL und/oder Kapazitätsmärkten im Ausland inkl. entsprechender kurzfristiger Mechanismen.
- **Winterkapazitäten:** Einführung eines Schweizer Kapazitätsmechanismus, welcher garantierte Erzeugung im Winter z.B. für die restliche Zeit, in der keine Kapazitätsengpässe bestehen, abgelten.

### **C - Defizitgarantien**

- **Übertragung der Speicher zu den Netzen:** Da Speicher eine spezielle Rolle für die Stabilität des Gesamtsystems einnehmen, Zuordnung bzw. Übertragung an die Netzbetreiber, welche die Speicher für marktdienliche Belange auf nichtdiskriminierender Basis zur Verfügung stellen. Für den netzdienlichen Einsatz besteht ein Vorrang.<sup>131</sup> Allfällig ungedeckte Kosten würden über die Netznutzungsentgelte von den Endkunden getragen.

---

<sup>130</sup> Z.B. folgert Knieps (2009), dass die effiziente Bepreisung der Netzkapazitäten bei der Stromübertragung den Einsatz eines Einspeise-Ausspeise-Modells (Entry/Exit Modell) erfordere.

<sup>131</sup> In Deutschland wird aktuell eine Variante diskutiert, bei der Übertragungsnetzbetreiber Anlagen selbst bauen und betreiben dürfen, jedoch nur für netzdienliche Belange einsetzen dürfen.

### 3.3 Kategorisierung

Die oben genannten Ausgleichsmassnahmen werden nun entlang der in Abschnitt 3.2.2 eingeführten Kategorien zusammengefasst, deren Begünstigten und Finanzierungsquellen dargestellt sowie ausgewiesen, welche Massnahmen hinten näher untersucht werden. Nicht weiterverfolgt wurden insbesondere Massnahmen, die entweder absehbar nicht ausreichend wirksam oder politisch/rechtlich nicht realisierbar sind.

**Tabelle 8** fasst die Kategorisierung zusammen. Für eine grobe Einschätzung der Wirkungen der verschiedenen Modelle werden in den Spalten folgende Codes verwendet:

- Quelle der Massnahme: Gibt an, ob die Massnahme oben der Länderanalyse entstammt („Länder“), schon vom BFE geprüft wurden („BFE“) oder ob es sich um neue bzw. angepasste Modelle handelt;
- Begünstigte Kraftwerke: Welchen Erzeugern kommt die Massnahme zu Gute? Unterschieden wird hier zwischen allen Erzeugern („Alle“), Treibhausgas-freie Energien inkl. KKW (CO<sub>2</sub>-frei), erneuerbare Energien („EE“), neue erneuerbare Energien (nEE), Wasserkraft („Wasser“), fossile Erzeuger („Fossil“), flexible Kraftwerke (flex. KW), Kraftwerke an den unteren Netzebenen (NE 3-7). Eine Angabe im Klammer bedeutet, dass die Massnahme nur im Prinzip für die angegebenen angegebenen Erzeuger offen. Bspw. wird Photovolatik bei einer Massnahme, die auf Spitzenlast ausgerichtet ist, nur begrenzt profitieren können
- Träger der Kosten der Massnahmen: Unterscheidung zwischen Strom-Endkunden („EK“), Steuerzahlern („SZ“) und Brennstoffkonsumenten („BK“);
- Engere Auswahl: Die in der letzten Spalte mit einem Haken markierten Modelle sind in der engeren Auswahl und werden in Kapitel 3.4 genauer untersucht.

**Tabelle 8: Übersicht der identifizierten Ausgleichsmassnahmen**

Ausgleichsmassnahme je Kategorie	Quelle der Massnahme	Begünstigte Kraftwerke	Träger der Kosten	Engere Auswahl
<b>A - Relative Verbesserung der Kostenbasis</b>				
Geringere Kapitalkosten	BFE	Alle	SZ	
Staatlich gesicherte Refinanzierung von Fremdkapital	Neu	Alle	SZ	✓
Staatliche Übernahme von Umweltschäden (indirekte Verbilligung von Brennstoffkosten)	Länder	Fossil	SZ	
Steuererleichterungen	BFE / Länder	Alle möglich	SZ	
Reduktion der Wasserzinsen	BFE	Wasser	SZ	
Keine Wasserabgaben	Länder	Wasser	SZ	
Wälzung des Wasserzinses auf Netznutzungsentgelte	Neu	Wasser	EK	✓
Finanzierung der Wasserzinsen aus CO <sub>2</sub> Abgabe	Neu	Wasser	BK	

B1 - Finanzielle Unterstützungsleitungen				
Einspeisevergütungen für neue Erneuerbare	Länder	nEE	EK	
Marktprämienysteme für neue Erneuerbare	Länder	nEE	EK	
Variante: Marktprämie für Wasserkraft	BFE	Wasser	EK	
Variante: Zuschüsse für bestehende einspeisende Energien	Neu	Alle	EK	✓
Eigenverbrauchssysteme	BFE	EE	EK	
Auktionen von Förderbeiträgen (reverse auctions)	Länder	nEE/alle	EK	
Mittel der CO <sub>2</sub> Abgabe für die CO <sub>2</sub> freie CH Stromerzeugung	Neu	CO <sub>2</sub> -frei	BK	✓
Abgeltung von Restwasserbestandsvorgaben	Neu	Wasser	SZ	✓
Gezielte Kapazitätsmechanismen – Verfügbarkeit	Länder	(Alle)	EK	
Gezielte Kapazitätsmechanismen - Variante: Winterkapazitäten	Neu	(Alle)	EK	*
Gezielte Kapazitätsmechanismen - Variante: Spitzenlast	Neu	(Alle)	EK	*
Verluste der Liberalisierung kompensieren	Länder	Alle	SZ/EK	
Abgeltung für strategische Speicherreserven	Neu	Speicher	EK	✓
Abgeltung für Speicher	Neu	Speicher	EK	
B2 - Erhöhung des Absatzes für den Verkauf von erzeugter Energie				
Garantierte Abnahmepreise	Länder	EE	EK	
Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen	Länder	EE	EK	*
Variante: Abnahmepflicht für CO <sub>2</sub> -freie Erzeugung zu technologiespezifischen Normkosten	Neu	CO <sub>2</sub> -frei	EK	✓
Abnahmepflicht bei Vorlieferanten zu Gestehungskosten	BFE	Alle	EK	
Preise am Endkundemarkt absichern	Neu	Alle	EK	
Verschiebung der vollständigen Marktöffnung	BFE	Alle	EK	
Remonopolisierung des Grosskundenmarktes	Neu	Alle	EK	
Wasserrappen	BFE	Wasser	EK	
Klima-Quotenmodell für Erneuerbare mit Zertifikaten	Länder	EE	EK	*
Quotenmodell für Wasserkraft mit Zertifikaten	BFE	Wasser	EK	
Versorgungssicherheit-Quotenmodell mit Zertifikaten	Neu	Alle	EK	*
Differenzierte Stromabgabe	BFE	EE	EK	
CO <sub>2</sub> -Steuer mit Zertifikatmodell für nicht fossile Produktion	Neu	EE	EK	✓
Reform der Schweizer Preiszonen	Neu	Wasser	EK	✓
Etablierung von Vorrängen	Neu	Alle	EK	
Importzölle auf Strom aus dem Ausland	Neu	Alle	EK	
Technische Kapazitätsbeschränkungen an der Grenze	Neu	Alle	EK	
G-Komponente	Neu	NE 3-7	EK	
Entry/Exit System für Strommarkt	Neu	NE 3-7	EK	✓
Distanzabhängige Netztarife	Neu	(Alle)	EK	
Teilweise Abregelungsverbote	Neu	Speicher	EK	

B3 - Weitere Absatzquellen				
Dezentrale Verpflichtungen mit Zertifikaten	Länder	Alle	EK	✓
Marktweiter Kapazitätsmechanismus	Länder	Alle	EK	
Strategische Kapazitätsreserve	Länder	Alle	EK	
Strategische Netzreserve	Länder	Alle	EK	
Strategische Reserve	Länder	Alle	EK	
Zentraler Käufer von Kapazitätsoptionen in Auktionen	Länder	Alle	EK	
Flexibilitätsmärkte	Neu	flex. KW	EK	
Reform der SDL-Auktionen	Neu	Wasser	EK	
Vorränge an der Grenze zur privilegierten Teilnahme an Flexibilität- oder Kapazitätsmechanismen im Ausland	Neu	Wasser	-	
C – Defizitgarantien				
Bad Bank für unrentable Kraftwerke	BFE	Alle	SZ	
Bundesbeteiligung an Pumpspeichern	BFE	Speicher	SZ	
Übertragung der Speicher zu den Netzen	Neu	Speicher	EK	

Legende: ✓ = in engerer Auswahl, \* Auswahl  
Quelle: Swiss Economics

### 3.4 Beurteilung und Auswahl

#### 3.4.1 Beurteilung

Nachfolgend werden die in Tabelle 8 mit einem Haken gekennzeichneten Massnahmen entlang des in Tabelle 5 auf Seite 54 beschriebenen Kriterienrasters grob beurteilt. Die mit einem Stern markierten Massnahmen werden in Kapitel 4 eingehender beurteilt und daher nicht separat ausgewiesen.

#### A-1: Staatliche Finanzierungshilfen

**Beschreibung:** Staatlich gesicherte Refinanzierung von Fremdkapital von Kraftwerken bzw. Produzenten. Hierdurch würden erstens Liquiditätsgengpässe verhindert und zweitens Fremdkapitalzinsen reduziert. Bei einer Refinanzierung durch den Bund selbst könnten ggf. später Darlehen ganz abgeschrieben werden, falls die Kapitalkosten nachhaltig gesenkt werden sollen.

Begünstigt würden potentiell alle Kraftwerke in der Schweiz.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	● Beitrag für Kraftwerke, die ggf. unter verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind, jedoch auch solche, welche auch bei unverzerrten Bedingungen unrentabel wären
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	● Aus statischer Sicht könnten Kraftwerke in Not ohne Mitnahmeeffekte Dritter unterstützt werden. Dynamisch gesehen wird verhindert, dass ineffiziente Kraftwerke vom Markt ausscheiden, zudem bestehen geringere Anreize zur Kosteneffizienz.
<b>Versorgungssicherheit</b>	● Für die Versorgungssicherheit relevante Kraftwerke können eher am Netz gehalten werden. Langfristig positiver Effekt für alle Technologien: Das c.p. tiefere Risiko für Investoren senkt c.p. die Fremdkapitalkosten und ermöglicht in dem Rahmen

		höhere Investitionen in neue Kraftwerke sowie höhere Reinvestitionen in bestehende Kraftwerke. Der Effekt ist abhängig von Umfang der Finanzierungshilfe.
ES2050	●	Massnahme würde alle Kraftwerke betreffen, neben der Wasserkraft auch konventionelle und Kernkraftwerke
Steuerbarkeit	●	Bund kann via Finanzierungsbedingungen einen Beitrag zur Liquidität leisten, jedoch nicht direkt die Rentabilität wiederherstellen.
Umsetzbarkeit	●	Direkt vom Bund umsetzbar.
WTO-Recht	●	Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen
EU-Recht	●	Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen

## A-2: Wasserzinsen: Abschaffung oder alternative Kostentragung

**Beschreibung:** Abschaffung oder alternative Kostentragung der Wasserzinsen, die bislang der Wasserkraftwerken belastet werden. Die erste Variante würde zu Lasten der Standortkantone gehen. Bei letzterer Variante können entweder die Wasserzinsen vom lokalen Netzbetreiber oder Swissgrid übernommen und auf die Netznutzungsentgelte gewälzt werden, oder Teile der CO<sub>2</sub> Abgabe, die heute an die Bevölkerung zurückverteilt werden, würden im Rahmen der Verfassungsvorgaben zur Finanzierung der Wasserzinsen verwendet (d.h. weiterhin mehrheitliche Rückverteilung). Somit würde eine noch stärkere Lenkungswirkung erzielt. Die Massnahme wäre nur dann umsetzbar, wenn diese nicht als Zweckentfremdung der CO<sub>2</sub> Abgabe eingestuft würde.

Begünstigt würde die Schweizer Wasserkraft.

Kriterium	Beurteilung
Lindert Marktverzerrungen	● Beitrag für Wasserkraftwerke, die ggf. unter verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind. Soweit Wasserzinsen in der Schweiz höher sind als im Ausland, wird zudem die relativ gesehen überhöhte Kostenbasis reduziert.
Statische und dynamische Effizienz	● Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Soweit Wasserzinsen bislang in ihrer Höhe nicht gerechtfertigt sind, Verbesserung der dynamischen Effizienz, indem die relativen Kosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien besser angenähert werden. Für Stromproduzenten womöglich negative Wirkung bei tieferem Kostendruck. Für Energiekonsumenten aufgrund höhere Anreize in energieeffiziente Geräte zu investieren, falls Endkundenpreise wegen höherer Abgaben steigen.
Versorgungssicherheit	● Kurzfristig und langfristig positiver Effekt für Wasserkraft im Sinne der Versorgungssicherheit Winter und Lastspitzen, da insbesondere auch Speicherkraftwerke unterstützt werden.
ES2050	● Erhalt der Wasserkraft ist im Sinn der ES2050
Steuerbarkeit	● Durch Bund und Kantone zu bestimmen.
Umsetzbarkeit	● Direkt anwendbar
WTO-Recht	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts (bei Abschaffung und Überwälzung)
EU-Recht	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts (bei Abschaffung und Überwälzung)

**B1-1: KEV für alle bestehenden Energien im Sinne der Versorgungssicherheit**

**Beschreibung:** Die KEV – als fixe Einspeisevergütung in Rp-/kWh zur Deckung der Gestehungskosten – würde für alle bestehenden Kraftwerke geöffnet mit entsprechend höheren Umlagen für die Endverbraucher. Grossverbraucher wären aus standortpolitischen Gründen auszunehmen.

Die Massnahme würde potentiell alle Kraftwerke der Schweiz begünstigen.

Für die Beurteilung der Massnahme vgl. **Modell 3** in Abschnitt 4.4 (Abnahme- und Vergütungspflicht), da die Modelle in den wesentlichen Punkten deckungsgleich sind.

**B1-2: Verwendung von Mitteln der CO<sub>2</sub> Abgabe für die CO<sub>2</sub> freie CH Stromerzeugung**

**Beschreibung:** In leichter Differenzierung zum vom BFE diskutierten Ansatz würden Mittel der CO<sub>2</sub> Abgabe nicht nur für die Wasserkraft, sondern für alle CO<sub>2</sub> freien Erzeuger eingesetzt. Neben Photovoltaik und Wind wäre dies u.a. auch die Kernkraft.

Begünstigt potentiell alle nicht-fossilen Kraftwerke der Schweiz.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	● - ● Beitrag für nicht fossile Kraftwerke, die ggf. unter verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind. Teilw. Ausgleich negativer Externalitäten fossiler Stromerzeuger auf das Klima, die am EOM nicht berücksichtigt werden.
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	● - ● Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Auch neue Erneuerbare würden berücksichtigt und damit im Vergleich zur KEV besser in den Markt integriert. Die Massnahme wäre bezogen auf CO <sub>2</sub> -neutrale Erzeuger dahingehend dynamisch effizient, als dass die effizientesten Erneuerbaren am Markt bleiben bzw. neu zugebaut würden. Als Nebeneffekt der aus dynamischer Sicht wünschenswerten Technologie-neutralität können insbesondere kurzfristig gewisse Mitnahmeeffekte auftreten.
<b>Versorgungssicherheit</b>	● Kurzfristig und langfristig positiver Effekt im Sinne der Versorgungssicherheit Winter und Lastspitzen, da insbesondere auch Speicherkraft- und Kernkraftwerke unterstützt werden. Jedoch werden keine zusätzlichen Anreize gegeben, z.B. die Erzeugungssituation im Winter zu verbessern.
<b>ES2050</b>	● Besserstellung von erneuerbaren Energien inklusive bestehende Wasserkraft, jedoch ebenfalls Kernkraft.
<b>Steuerbarkeit</b>	● - ● Grundsätzlich gegeben, ggf. Differenzierung nach Technologien
<b>Umsetzbarkeit</b>	● Grundsätzlich gegeben
<b>WTO-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Anliegen des Klimaschutzes
<b>EU-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Anliegen des Klimaschutzes

### B1-3: Abgeltung von Restwasserbestandsvorgaben

**Beschreibung:** Die Opportunitätskosten von Restwasserbestandsvorgaben würden finanziell kompensiert. Speziell gut begründet werden könnten solche Zahlungen dort, wo effektiv im Sinne der Versorgungssicherheit Wasser zurückbehalten werden muss.

Begünstigt würde insbesondere die Grosswasserkraft.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● - ● Beitrag für Wasserkraft, die ggf. unter verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel ist.</li> <li>Ggf. Kompensation für Vorhaltung im Sinne der Versorgungssicherheit</li> </ul>
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Eine Dienstleistung der Wasserkraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit würde entsprechend ihres Werts vergütet.</li> </ul>
<b>Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Kurzfristig und langfristig positiver Effekt für Wasserkraft: Erhöhte Rentabilität ermöglicht es potentiell unrentablen Kraftwerken am Netz zu bleiben. Langfristig geringfügig höhere Investitionen in neue Kraftwerke und höhere in bestehende Kraftwerke (Effekt abhängig von Höhe der Vergütung).</li> </ul>
<b>ES2050</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Wasserkraft im Sinne der ES2050</li> </ul>
<b>Steuerbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Höhe der Abgeltung kann nicht beliebig festgesetzt werden bzw. sollte dem ökonomischen Wert der Restwasserbestände entsprechen.</li> </ul>
<b>Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Gegeben</li> </ul>
<b>WTO-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Anliegen des Umweltschutzes</li> </ul>
<b>EU-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Anliegen des Umweltschutzes</li> </ul>

### B1-4: Gezielter Kapazitätsmechanismus: Verfügbarkeit Winter

**Beschreibung:** Einführung eines Schweizer Kapazitätsmechanismus, bei dem garantierte Erzeugung im Winter für die restliche Zeit, in der keine Kapazitätsengpässe bestehen, abgegolten wird.

Begünstigt würden potentiell alle Kraftwerke.

Eine ausführliche Bewertung findet sich in Abschnitt 4.5 (**Modell 4** Winterkapazitäten).

### B1-5: Gezielter Kapazitätsmechanismus: Verfügbarkeit Spitzenlast

**Beschreibung:** Einführung eines Schweizer Kapazitätsmechanismus, bei dem Erzeuger zu Spitzenlastzeiten abgegolten werden.

Begünstigt würden potentiell alle Kraftwerke.

Eine ausführliche Bewertung findet sich in Abschnitt 4.6 (**Modell 5** Spitzenlast).

### B1-6: Abgeltung für strategische Speicherreserven

**Beschreibung:** Speicher (insb. auch Pumpspeicher) würden immer dann eine z.B. tägliche Zahlung erhalten, wenn sie nicht genutzt werden, da sie auch dann eine für die Versorgungssicherheit werthaltige Option darstellen, wenn sie gerade nicht benötigt werden.

Begünstigt würden insbesondere Pumpspeicherkraftwerke.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	● Lindert ggf. fehlende Bereitstellung von Kapazitäten in Knappheitsmonaten im Energy-Only Markt wegen Überkapazitäten, Merit Order Effekt und dem Fehlen von Spitzenpreisen
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	● Kraftwerke, die unter nicht-verzerrten Marktpreisen rentabel wären, können ggf. wieder rentabel werden und weiterhin produzieren. Vergütung des Beitrags von Speichern zur Versorgungssicherheit
<b>Versorgungssicherheit</b>	● Positiv, wenn die Massnahme dazu beiträgt, dass insb. Pumpspeicher am Netz bleiben
<b>ES2050</b>	● - ● Speicher als wesentliches Komplement zu neuen Erneuerbaren, jedoch keine Lösung für neue Erneuerbare
<b>Steuerbarkeit</b>	● Abgeltungshöhe direkt steuerbar
<b>Umsetzbarkeit</b>	● Gegeben
<b>WTO-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Interessen der Versorgungssicherheit
<b>EU-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit Vorgaben des Beihilfenrechts sicherzustellen, allenfalls rechtfertigbar mit Interessen der Versorgungssicherheit

### B2-1: Quotenmodell Versorgungssicherheit mit Zertifikaten

**Beschreibung:** Mindestens x% des gelieferten Stroms von Lieferanten muss garantiert lieferbar sein. Hierzu erhalten alle Erzeuger, welche eine garantierte Lieferbarkeit nachweisen können, Zertifikate, volatile Erneuerbare ggf. mit Abschlag. Ausländische Erzeuger könnte ggf. die Möglichkeit gegeben, Importzertifikate bei Swissgrid zu beschaffen, mit denen die garantierte Lieferbarkeit nachgewiesen werden könnte.

Begünstigt potentiell alle Kraftwerke mit verschiedenen Abstufung je nach Verfügbarkeit.

Eine ausführliche Bewertung findet sich in Abschnitt 4.2 (**Modell 1** Quotenmodell Versorgungssicherheit).

### B2-2: Quotenmodell Klima mit Zertifikaten

**Beschreibung:** Lieferanten sind angehalten, einen Mindestanteil ihres Absatzes mit heimischen erneuerbaren Energien zu decken.

Begünstigt würden alle erneuerbaren Energien.

Eine ausführliche Bewertung findet sich in Abschnitt 4.3 (**Modell 2** Quotenmodell Klimaziele).

### B2-3: CO<sub>2</sub>-Steuer mit Zertifikatmodell

**Beschreibung:** CO<sub>2</sub>-Steuer mit Zertifikatmodell für nicht fossile Produktion ähnlich dem Modell GB.

Begünstigt würden alle inländischen, nicht fossilen Kraftwerke.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	● Knüpft an der fehlenden Bepreisung von CO <sub>2</sub> -Emissionen im europäischen Strommarkt an.
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	● - ● Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Abbildung der negativen Externalitäten der CO <sub>2</sub> -Emissionen, hierdurch insb. erhöhte dynamische Effizienz. Ggf. insb. kurzfristig gewisse Mitnahmeeffekte.
<b>Versorgungssicherheit</b>	● Massnahme kann dazu beitragen, dass die für die Versorgungssicherheit vorteilhafte Wasser- und Kernkraft am Netz bleibt Verteuerung Import, was den Zubau von Erzeugung in der Schweiz stärkt. Keine spezifische Förderung z.B. von im Winter verfügbaren Kapazitäten.
<b>ES2050</b>	● Besserstellung von erneuerbaren Energien inklusive bestehende Wasserkraft, jedoch Kernkraft ebenfalls.
<b>Steuerbarkeit</b>	● Effekte der Einführung der Steuer auf Stromproduktion in Knappheitsmonaten und auf Rentabilität der Stromerzeuger kann nur indirekt gesteuert werden (abhängig von Höhe der Steuer und vom Verhalten der Marktteilnehmer).
<b>Umsetzbarkeit</b>	● In der Schweiz nach Vorbild Grossbritannien anwendbar, jedoch ggf. Schwierigkeiten bei der Umsetzung aufgrund der in der Schweiz viel grösseren Grenzkapazitäten. Unklar wie mit Nicht-Schweizerischen Produzenten umgegangen werden soll.
<b>WTO-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit GATT und Beihilfenrecht zu gewährleisten
<b>EU-Recht</b>	● Vereinbarkeit mit Warenverkehrsfreiheit und Beihilferecht zu gewährleisten

### B2-2: Preiszonen

**Beschreibung:** Reform der Schweizerischen Preiszonen zur besseren Abbildung der Engpässe im Übertragungsnetz. Z.B. Unterteilung in eine Mittellandzone und eine Alpenzone, mit dazwischen beschränkten NTC mit dem Effekt, dass die Alpenzone häufiger die höheren italienischen Preise übernehmen würde. Ein ähnlicher Effekt könnte sich einstellen, wenn bspw. Deutschland in zwei Zonen Nord und Süd aufgeteilt würde. Allerdings ist letzteres durch die CH nicht beeinflussbar.

**Begünstigt:** Kraftwerke in der neu geschaffenen Alpenzone.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	● Knüpft an fehlender Abbildung der Netzknappheiten innerhalb der Schweizer Preiszone an.
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	● Soweit effektiv vorhanden, bessere Abbildung von Netzengpässen. Damit bessere Berücksichtigung der verursachten Netzkosten durch Produzenten und Händler. Jedoch keine Lösung für die generellen Preisverzerrungen am EOM und insofern nicht dynamisch effizient.

<b>Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Erhöhte Rentabilität ermöglicht es potentiell unrentablen Kraftwerken in der Alpenzone am Netz zu bleiben. Langfristig positiver Effekt durch höhere Investitionen in neue Kraftwerke und höhere Reinvestitionen in bestehende Kraftwerke.</li> </ul> <p>Jedoch keine spezifischen Massnahmen zur Verbesserung der Wintersituation sowie für Kraftwerke, die in der Mittellandzone liegen.</p>
<b>ES2050</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● - ● Besserstellung von Teilen der Erneuerbaren</li> </ul>
<b>Steuerbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Effekte der Neuordnung der Preiszonen auf Produktion in Knappheitsmonaten auf die Vergütung der Stromproduktion können nicht direkt gesteuert werden (Marktprozess).</li> </ul>
<b>Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Gegeben</li> </ul>
<b>WTO-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● - ● Bei unsachgemässer Zonenfestlegung ev. als Beihilfe zu qualifizieren</li> </ul>
<b>EU-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● - ● Bei unsachgemässer Zonenfestlegung ev. als Beihilfe zu qualifizieren</li> </ul>

### B2-5: Entry/Exit Modell

**Beschreibung:** Jeder Lieferant muss für Energie, die er an Schweizer Endkunden liefert, ein Entry-Entgelt am entsprechenden Einspeisepunkt an den die Energie abnehmenden Netzbetreiber zahlen, wobei das Entry für tiefere Netzebenen günstiger festgelegt würde. Am Ort des Kunden fällt ein Exit-Entgelt an, welches vom Endkunden getragen wird. Das Exit-Entgelt wäre entsprechend tiefer als heute. Entry und Exit ergeben zusammen das Netznutzungsentgelt von heute. Mit dem System würde das heutige Ausspeiseprinzip ersetzt, bei dem die Netzentgelte distanzunabhängig an Endkunden gewälzt werden.

Begünstigt würden Erzeuger, die unterhalb der Netzebene 1 ins Schweizer Netz einspeisen.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Knüpft an fehlender Abbildung von Transportkosten und Netzknappheiten im Netz an.</li> </ul> <p>Kann je nach Ausdifferenzierung von Entry-Entgelt der NE1 und den übrigen Netzebenen internationale Marktverzerrungen ausgleichen.</p>
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Stärkung der Preissignale zur besseren Abstimmung von Zubau auf das vorhandene Netz.</li> </ul> <p>Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden.</p> <p>Abbildung der negativen Externalitäten von Technologien kann beim Entry berücksichtigt werden (wenn Entry-Entgelt zusätzlich auch technologiespezifisch festgelegt wird)</p>
<b>Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Hilft generell allen Erzeugern, die an tieferen Netzebenen angeschlossen sind. Pumpspeicher und Kernkraftwerke an NE1 würden in der Grundausgestaltung nicht profitieren. Hier müsste ggf. eine zusätzliche Differenzierung beim Entry vorgenommen werden, indem dieses z.B. gemäss dem Beitrag eines Erzeugers an die Versorgungssicherheit reduziert würde.</li> </ul>
<b>ES2050</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Kann im Sinn der ES2050 ausgestaltet werden.</li> </ul>
<b>Steuerbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Gegeben über Ausdifferenzierung der Entry-Entgelte</li> </ul>
<b>Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Gegeben</li> </ul>
<b>WTO-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Diskriminierungsfreie Behandlung importierter Elektrizität erforderlich</li> </ul>
<b>EU-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Diskriminierungsfreie Behandlung importierter Elektrizität erforderlich</li> </ul>

### B3-1: Kapazitätsmarkt: Dezentrale Verpflichtungen

**Beschreibung:** In diesem in Frankreich eingesetzten Modell bekommen alle Kapazitätsanbieter (auch nachfrageseitige Kapazität) Zertifikate zugeteilt, 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 bilateral gehandelt werden. Ziel ist einen Anreiz zum Lastmanagement für Strom-Wärmelasten zu geben.

Begünstigt potentiell alle Kraftwerke.

Kriterium	Beurteilung
<b>Lindert Marktverzerrungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Kann fehlende Bereitstellung von Kapazitäten zu Knappheitszeiten im Energy-Only Markt ausgleichen.</li> <li>● Kann einen Beitrag zu internationalen Marktverzerrungen leisten insbesondere dann, wenn Importe eine kleine Rolle spielen.</li> </ul>
<b>Statische und dynamische Effizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Beitrag von Kraftwerken zu Versorgungssicherheit wird nach einem Marktprozess vergütet, bei dem alle Kapazitäten und Lasten und damit alle Flexibilitäten teilnahmeberechtigt sind. Insofern technologieneutral und dynamisch effizient bezüglich der Art des Abgleichs von Angebot und Nachfrage.</li> <li>● Kraftwerke, die unter nicht-verzerrten Marktpreisen rentabel wären, werden ggf. wieder rentabel werden und können weiterhin produzieren.</li> </ul>
<b>Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Spezifisch steuerbar auf die identifizierten Versorgungsengpässe.</li> <li>● Kurzfristig und langfristig positiver Effekt abhängig vom sich einstellenden Zertifikatspreis: Erhöhte Rentabilität ermöglicht es potentiell unrentablen Kraftwerken am Netz zu bleiben.</li> <li>● Langfristig höhere Investitionen in neue Kraftwerke und höhere Reinvestitionen in bestehende Kraftwerke.</li> </ul>
<b>ES2050</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Es profitieren grundsätzlich alle Kapazitäts- und Flexibilitätsanbieter, also auch solche, die nicht im Sinn des mit der ES2050 avisierten Kraftwerksmixes sind.</li> </ul>
<b>Steuerbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Marktprozess in Abhängigkeit von gesetzten Pönalen, insofern nur indirekte Wirkung. Insbesondere ist unklar, inwieweit Erzeuger im Vergleich zu den übrigen Flexibilitäten profitieren.</li> </ul>
<b>Übertragbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Grundsätzlich anwendbar</li> </ul>
<b>WTO-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Vereinbarkeit mit GATT und Beihilferecht sicherzustellen</li> </ul>
<b>EU-Recht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Vereinbarkeit mit Warenverkehrsfreiheit und Beihilferecht sicherzustellen</li> </ul>

### 3.4.2 Auswahl

Gestützt auf die obige Analyse und einen Vorschlag von Swiss Economics wurden von der Begleitgruppe folgende fünf Modelle zur weiteren Untersuchung ausgewählt:

- M1: **Quotenmodell mit Motivation Versorgungssicherheit** (B2-1 oben)
- M2: **Quotenmodell Erneuerbare mit Motivation Klimaziele** (B2-2 oben)
- M3: **Abnahme und Vergütungspflicht mit Motivation Klimaziele** (ähnlich B1-1 oben)
- M4: **Gezielter Kapazitätsmechanismus: Winterreservekapazitäten** (B1-4 oben)
- M5: **Gezielter Kapazitätsmechanismus: Spitzenlastmodell für Lastspitzen** (B1-5 oben)

Alle Modelle wirken im Grundsatz so, dass für die Produzenten aufgrund ihrer Rolle im Sinne der Versorgungssicherheit oder Klimapolitik eine neue Einkommensquelle erschlossen wird. Es ist somit keine Massnahme darunter, welche dahingehend wirkt, dass Strom, der in die Schweiz kommt, verteuert wird.

Unabhängig bzw. ggf. auch zusätzlich zu den obigen Modellen empfehlen wir, folgende Massnahmen zu prüfen:

- Weiterentwicklung des Ausspeiseprinzips hin zu einem **Entry/Exit System**, um die Netzkosten verursachergerechter und im Sinn der Versorgungssicherheit auf die Netznutzer zu verteilen (Massnahme B2-5).
- Falls effektiv Kapazitätsengpässe zwischen Regionen vorhanden sind, Einführung unterschiedlicher Schweizer **Preiszon**en, um die Preissignale zu stärken;
- Einführung eines **Schweizer Flexibilitätsmarkts**, um flexible Erzeuger besser zu belohnen. Dieser kann netzseitig gesteuert auf die Behebung von Netzengpässen ausgelegt werden (vgl. z.B. Nabe et al., 2015), oder auch via Vorgaben an Lieferanten auf den Abgleich von Nachfrage und Angebot übers Jahr hinweg zielen (Winterknappheit sowie Lastspitzen). Für Letzteres wäre ein Kapazitätsmarkt mit dezentralen Verpflichtungen nach dem Vorbild von Frankreich zu prüfen (B3-1);
- Für die Wasserkraft, Finanzierung der **Wasserzinsen** durch die CO<sub>2</sub> Abgabe oder Netzentgelte, namentlich den fixen Teil, der unabhängig von der Renditesituation der Werke ist (A-2) und oder **Abgeltung von Restwasserbestandvorgaben** im Umfang der hierdurch verursachten Ausfälle (B1-3);
- **Staatliche Refinanzierung von Kraftwerken in Notlage**, die für die Versorgungssicherheit relevant sind (A-1).

## 4 Analyse von fünf Modellen

### 4.1 Vorgehen

Die Analyse der in Kapitel 3 ausgewählten fünf Ausgleichsmassnahmen wird wie folgt durchgeführt:

- *Beurteilungskriterien:* Wie in Abbildung 9 auf Seite 53 dargestellt, werden für die Beurteilung der fünf ausgewählten Modelle verfeinerte Kriterien angewendet. Diese sind in Tabelle 5 auf Seite 54 näher beschrieben.
- *Operationalisierung:* Um die Modelle entlang dieser Kriterien zu analysieren, werden sie in einem ersten Schritt näher spezifiziert. Ziel ist es, die Modelle soweit zu spezifizieren, dass deren Auswirkungen und rechtliche Kompatibilität nachfolgend indikativ geschätzt werden können. Insofern wären die einzelnen Modelle, würden sie zur Umsetzung ausgewählt, noch im Detail auszuarbeiten. Je Modell wird zunächst die zugehörige mögliche Grundmotivation beispielhaft dargelegt, wobei insbesondere bei einer Umsetzung der Modellen mit Referenz Versorgungssicherheit der entsprechende Handlungsbedarf eingehender dazulegen wäre. Anschliessend werden die wesentlichen Elemente mit Blick auf die Quantifizierung festgelegt. Mit Blick auf eine mögliche spätere Umsetzung werden, nicht abschliessend, ausgewählte Ausgestaltungsvarianten aufgeführt.
- *Schätzung der finanziellen Effekte:* Die spezifizierten Modelle werden für die Beurteilung der betriebswirtschaftlichen Effekte auf die einzelnen Erzeuger grob auf ihre Auswirkungen auf die einzelnen Erzeugungstechnologien untersucht. Hierzu wird für ausgewählte Zeitpunkte eine Merit Order erstellt und soweit möglich die Auswirkungen der Modelle auf die Merit Order geschätzt. Eine nähere Beschreibung des Ansatzes findet sich in Anhang I.
- *Ökonomische und politische Beurteilung:* Ausgehend von der Schätzung der finanziellen Effekte wird in einem weiteren Schritt eine Beurteilung aus ökonomischer Sicht vorgenommen.
- *Juristische Analyse:* Anschliessend werden die ausgewählten fünf Modelle einer juristischen Analyse gemäss den juristischen Kriterien von Tabelle 5 auf Seite 54 zugeführt. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich entsprechend der erst in ihren Grundzügen vorliegenden Ausdifferenzierung der untersuchten Modelle lediglich um eine entsprechend grobe erste rechtliche Analyse handeln kann, die gegebenenfalls gestützt auf eine spezifische Ausformulierung einzelner Modelle zu vertiefen und zu bestätigen wäre.

Die Resultate je Schritt werden nachfolgend entlang der fünf Modelle wiedergegeben. Zum Schluss folgt eine vergleichende Zusammenfassung und Diskussion.

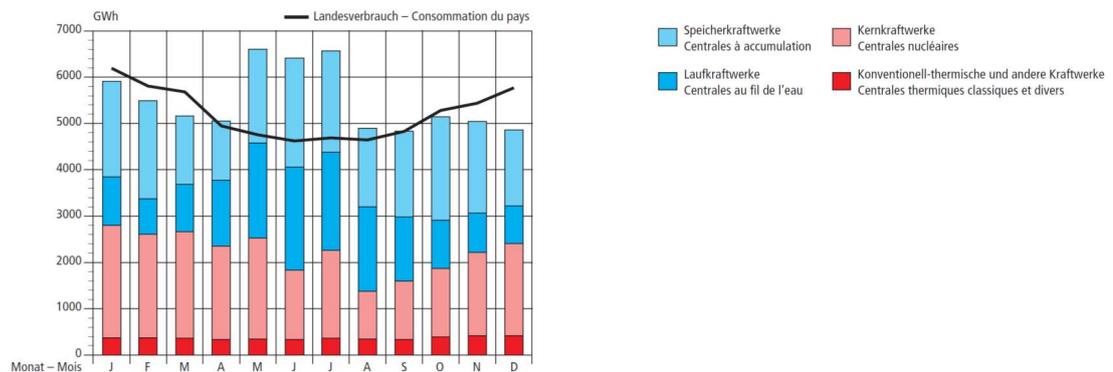
## 4.2 Modell 1: Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

### 4.2.1 Spezifikation

#### Hintergrund

Die Schweizer Erzeugung reicht insbesondere im Winter (Oktober bis März) nicht zur Deckung der Last / Nachfrage (vgl. **Abbildung 12**). Wie die Versorgungssituation im Winter 2015/16 gezeigt hat, können Engpässe entstehen, insbesondere auch mit Blick auf die Zukunft, wenn der-einst die Kernkraftwerke vom Netz gehen sollten (vgl. auch Ausführungen hierzu in Abschnitt 2.1.4).

**Abbildung 12: Last vs. Erzeugung im Jahresverlauf**



Quelle: BFE 2016 (Energiestatistik)

#### Ziel und Funktionsweise

Im Sinn der Versorgungssicherheit soll die Schweiz langfristig eine ausreichende Erzeugung auch in Knappheitsmonaten zur Verfügung haben.

Hierzu werden Erzeugern, welche zu diesem Ziel beitragen, Zertifikate ausgestellt. Lieferanten an Schweizer Endkunden erhalten (negative) finanzielle Anreize, ihren monatlichen Absatz an Schweizer Endkunden mit solchen Zertifikaten zu hinterlegen.

Die **Eckwerte des Modells** werden für die weitere Analyse wie folgt festgelegt:

- Zertifikatausgabe an Erzeuger:
  - Ausgabe auf Monatsbasis anhand der für diesen Monat erwarteten Produktion [GWh] eines Erzeugers, z.B. festgelegt anhand des vom Erzeuger im Vorjahr erzeugten Stroms oder gemäss dem Schnitt der letzten x Jahre;
  - Ausgabe durch Netzbetreiber für die an ihr Netz angeschlossenen Erzeuger.
- Zertifikatkauf durch Lieferanten
  - Lieferanten können Monatszertifikate beschaffen für ihren monatlichen Absatz an Endverbraucher in der Schweiz;
  - Pönale auf dem Anteil des monatlichen Absatzes, für den keine Zertifikate vorgewiesen werden kann. In Anlehnung an die Motivation des Modells könnte die Höhe der Pönale ausgehend von den geschätzten Kosten eines Blackouts festgelegt werden.

### Erwartete Wirkung

- Senkt im jeweiligen Monat die individuellen Grenzkosten der privilegierten Stromerzeuger in der Merit-Order im Umfang der auf der Produktion gelösten Zertifikateinnahmen im Folgejahr.
- Die Zertifikatspreise wären v.a. in Wintermonaten hoch, in denen die Schweizer Produktion unter dem Landesverbrauch liegt und somit in der Regel weniger Zertifikate ausgegeben werden als von den Lieferanten benötigt werden. In den übrigen Monaten mit Überangebot wäre der Zertifikatspreis entsprechend tief bzw. nahe null (vgl. **Box 2**).
- Hieraus entsteht eine Anreizwirkung zum Erhalt bzw. Ausbau von Erzeugung, welche insbesondere auch in den Wintermonaten produziert.

#### Box 2: Preisbildung in Zertifikatsmärkten

Die Preisbildung in Zertifikatsmärkten ist u.a. von Dees (2013) untersucht worden. Demnach sind stochastische Modelle im Gegensatz zu deterministischen Modellen geeignet, die Höhe des Zertifikatspreises zu ermitteln. Der Preis wird in stochastischen Modellen über die Wahrscheinlichkeit bestimmt, dass am Ende der Abrechnungsperiode die Quote nicht erfüllt werden kann (und somit Pönalen fällig werden). Liegt die Wahrscheinlichkeit tief, konvergiert der Preis gegen null; wird die Wahrscheinlichkeit als hoch eingestuft, nähert sich der Zertifikatspreis der Pönale.

Dieses Verhalten kann damit erklärt werden, dass bei Knappheit bzw. absehbarer Quotenichterfüllung kein Erzeuger sein Zertifikat substanziell unter dem Wert der Pönale verkaufen wird, da jeder Erzeuger weiss, dass selbst dann, wenn alle anderen Erzeuger zu tieferen Preisen verkauft haben, sein Angebot weiterhin besser ist als die Pönale und gleichzeitig die Nachfrage noch nicht vollständig gedeckt ist. Umgekehrt kann ein Lieferant bei einem antizipierten Zertifikatsüberschuss davon ausgehen, dass ein gestellter Preis von leicht über Null von einem Erzeuger akzeptiert werden wird. Dies ist jedoch nur dann der Fall, wenn kein Erzeuger oder keine Erzeugergruppe Zertifikate im Umfang von mindestens dem antizipierten Zertifikatsüberschuss kontrollieren kann.

Nachfolgend wird der Zertifikatspreis stochastisch modelliert und davon ausgegangen, dass unerwünschtes marktbeherrschendes Verhalten durch entsprechende Vorgaben effektiv kontrolliert werden kann. Beispielsweise könnte festgelegt werden, dass Pönalen dann und nur dann fällig werden, wenn festgestellt worden ist, dass die Quote im betreffenden Zeitraum nicht erfüllt worden ist. Ein Lieferant, der z.B. im obigen Modell 1 für den Juni davon ausgeht, dass die Quote erfüllt ist, könnte dann davon absehen, sich für diesen Monat mit Zertifikaten gegen die Pönale abzusichern. Umgekehrt könnten Erzeuger, deren Zertifikat bei Untererfüllung der Quote trotz unterhalb der Pönale gestelltem Angebot nicht von einem Lieferanten erworben worden ist, von der Clearingstelle im Umfang des gestellten Angebotspreises entschädigt werden.

#### Ausgewählte Ausgestaltungsvarianten

*Behandlung der Speicher:* Zu entscheiden wäre, ob Speicher, wenn sie dem Netz Energie entnehmen, als Endkunden gelten (und damit zertifikatspflichtig sind) oder nicht bzw. ob sie für die von ihnen bereitgestellte Energie ebenfalls Zertifikate erhalten. Alternativ könnten Speicher im Umfang ihrer Nettoeinspeisung entschädigt werden oder zertifikatspflichtige Einspeisung könnte mit einem Faktor multipliziert werden, der unter dem Wirkungsgrad des Speichers

liegt. Würden Speicher bei der Entnahme von Strom vom Netz nicht zertifikatspflichtig sein, umgekehrt aber bei einer Einspeisung Zertifikate erhalten, würde sich hieraus ein Geschäftsmodell, das ggf. dem eigentlichen Zweck des Quotenmodells ganz oder teilweise entgegenlaufen würde.

*Zertifikatausgabe:* Zertifikatsausgabe nicht im Umfang der Erzeugung des Vorjahres, sondern nur anhand des Anteils der Erzeugung, der auch an Schweizer Endkunden geliefert wurde. Falls die Produktion und die hierauf gelösten Mittel aus dem Zertifikatverkauf möglichst nah beieinanderliegen sollen, kann die Zertifikatsausgabe z.B. anhand der erwarteten Produktion des jeweiligen Monats erfolgen, oder Lieferanten können verpflichtet werden, Zertifikate für einen festgelegten Monat schon vorgängig zu erwerben.

*Berücksichtigung ausländischer Erzeuger:* Ausländische Erzeuger könnten in eingeschränkter Weise ebenfalls Zertifikate zugeteilt erhalten, z.B. für die Erzeugung, die sie auf Termin nachweislich an Schweizer Endkunden verkauft haben und für die sie entsprechende Transitkapazitäten im Voraus gebucht haben, um den Transport in die Schweiz auch im Falle von Knappheit sicherzustellen.

*Kernkraftwerke:* Zertifikatausgabe nur sofern sie ein angenommenes Stilllegungsgesuch vorlegen können mit einer zugelassenen Restlaufzeit, die kleiner oder gleich eines bestimmten Wertes ist, z.B. der „Stromangebotsvariante 2“ der Energieperspektiven.

*Quotenhöhe:* Statt einem monatlichen Anteil von 100% könnte auch ein tieferer Wert gesetzt werden.

*Pönalen:* Alternativ könnte sich die Pönale auch am „Value of Lost Load“ ausrichten, fix in Rp./KWh festgelegt werden oder an den Strompreis indexiert sein; letzteres um Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

*Umsetzung Handel:* Keine eigentliche Ausgabe von Zertifikaten an Erzeuger, sondern Hinterlegung in einem zentralen System, in welchem auch Gebote von Lieferanten eingegeben werden können. Das Settlement würde auf monatlicher Basis erfolgen mit regulatorisch festgelegtem Preisbildungsmechanismus (z.B. Grenzpreis) mit automatisierter monatlicher Zahlung an Erzeuger. Alternativ kann der Handel auch dezentral stattfinden.

*Regelung Kostenweitergabe:* Falls verhindert werden soll, dass Lieferanten ihre Zertifikatskosten nach Preiselastizität auf ihre Kunden verteilen, ggf. Vorgaben zur proportionalen Weiterverrechnung. Gegebenenfalls könnten auch Ausnahmen für Endkunden vorgesehen werden, für welcher der Energiepreis ein Standortfaktor ist.

#### **4.2.2 Schätzung der finanziellen Effekte**

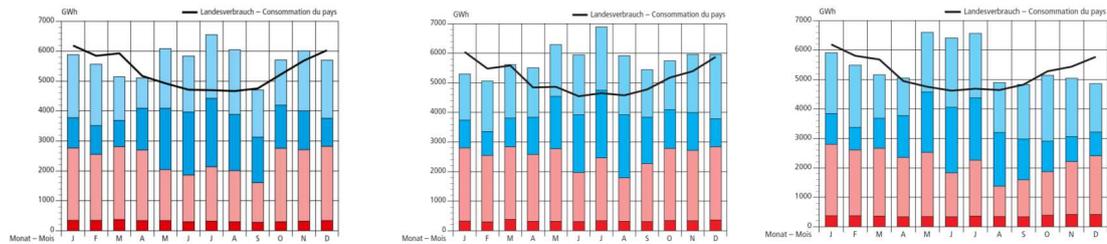
##### **Annahmen zur Modellierung**

*Pönale:* Zur Vergleichbarkeit mit den Effekten des Modells 2 wird eine Pönale von 7 Rp./kWh angenommen.

*Wahrgenommene Zertifikatspreise seitens der Erzeuger:* Ein Erzeuger weiss in einem gegebenen Monat, dass er für jede in dem Monat produzierte kWh für das nächste Jahr ein Zertifikat erhält. Offen ist der Verkaufspreis des Zertifikats. Hierfür wird gestützt auf Box 2 Folgendes angenommen. Liegt im betreffenden Monat des Folgejahrs Knappheit an Zertifikaten vor (d.h. Last grösser als Erzeugung), verkaufen Erzeuger zu einem Betrag leicht unter der Pönale. Im anderen Fall werden die Lieferanten die Erzeuger ausspielen und es stellt sich ein tiefer Zertifikatspreis nahe Null ein. Der Erwartungswert an Mehreinnahmen infolge der Pönale (und damit der

wahrgenommenen Reduktion der marginalen Kosten) für die einzelnen Technologien entspricht dann gerade der Pönale multipliziert mit der Wahrscheinlichkeit, dass sich eine Knappheit einstellt für den betreffenden Monat. Es wird nachfolgend gestützt auf **Abbildung 13** angenommen, dass für die jeweiligen Monate ein Zertifikatspreis nahe der Pönale von der Erzeugern als wie folgt wahrscheinlich eingestuft wird: J 90%, F 100%, M 70%, A 10%, M-A 0%, S 10%, O 20%, N 35%, D 80%.

**Abbildung 13 Landesverbrauch und Erzeugung 2013 – 2015**



Quelle: BFE, Elektrizitätsstatistik 2013 - 2015

*Stichtage:* Die Modellierung erfolgt für 12 Stichdaten im Jahr 2015, für welche Angaben zum Anteil der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Last zu einer Stunde zur Verfügung standen. Diese Angaben wurden innerhalb eines Stichdatums über alle Stunden hinweg gemittelt. Details zu den Stichtagen sind in Tabelle 21 gelistet.

*Kernkraft:* Für Kernkraftwerke werden zwei Varianten berechnet. In einem ersten Fall sind sie berechtigt, in einem zweiten Fall nicht.

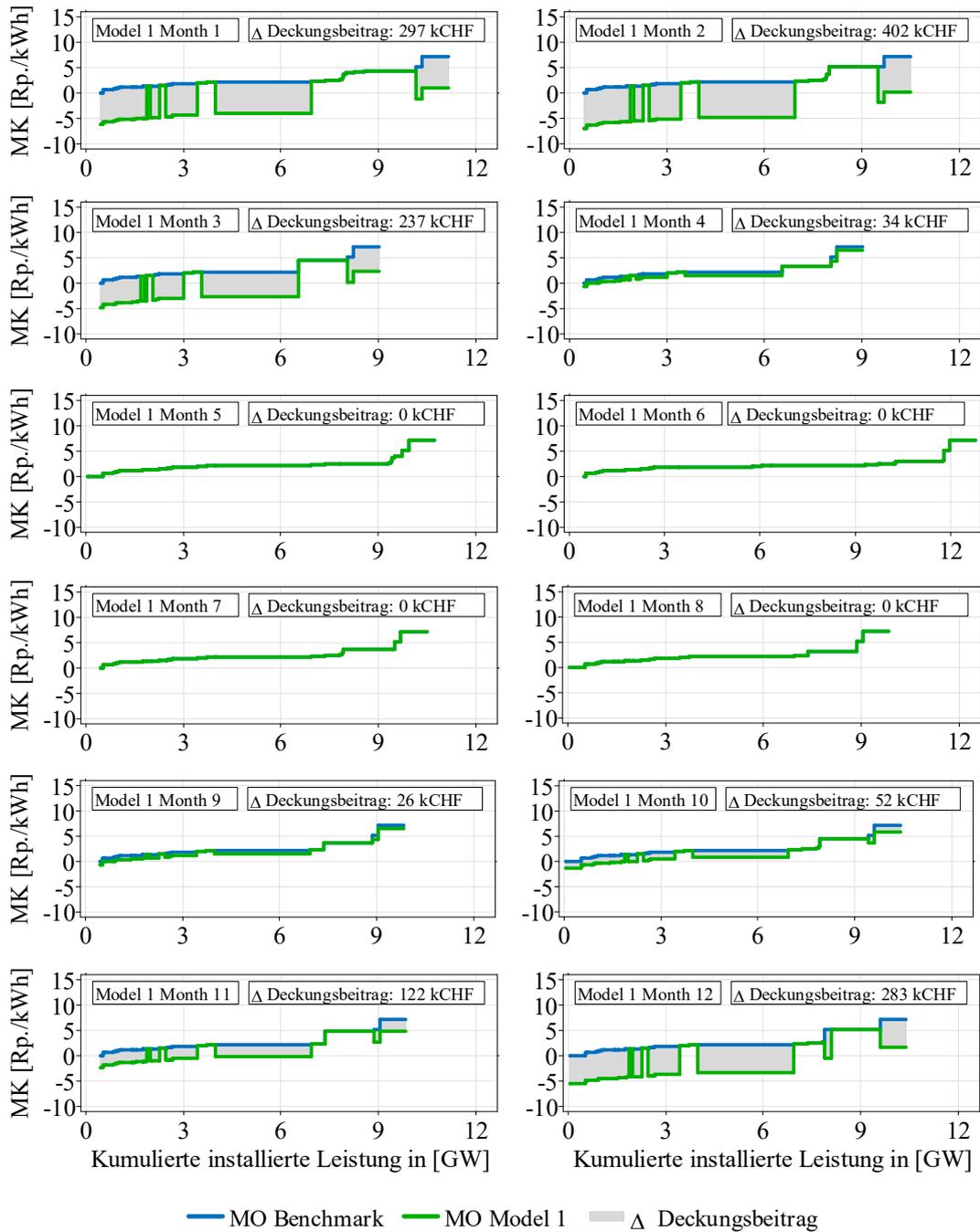
## Resultate

Für die einzelnen Stichtage werden die Kosten berechnet, welche infolge einer Implementierung von Modell 1 an den jeweiligen Stichtagen im Jahre 2015 entstanden wären. **Abbildung 14** zeigt die finanziellen Effekte von Modell 1 für die Monatsstichtage wenn auch die Kernkraft berechtigt wäre. **Abbildung 15** illustriert die Effekte unter der Annahme, dass Kernkraftwerke keine Zertifikate erhalten und die Quote entsprechend nach unten angepasst würde (dass also die von den Erzeugern antizipierten Wahrscheinlichkeiten konstant bleiben – ansonsten würde sich im Wesentlichen in allen Monaten das Februar-Ergebnis abzeichnen).

**Tabelle 9** fasst die Ergebnisse zusammen und gibt zudem die Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien an den Deckungsbeitragsänderungen wieder. Da die Auszahlungen v.a. in Wintermonaten erfolgen würden, würde die Kernkraft – wenn qualifiziert – am stärksten von der Massnahme profitieren und rund 54% der Zertifikateinnahmen auf sich vereinen. Wäre sie nicht berechtigt, würden Wasserspeicher auf einen Anteil von 44% kommen gefolgt von der Flusslaufkraft mit 33%. Die absoluten Förderbeiträge sind jeweils direkt abhängig von der Höhe der Pönale und insofern weniger interessant.

Werden die berechneten Kosten mit der Anzahl Stunden pro Monat multipliziert, so ergibt sich daraus eine grobe Schätzung der Gesamtkosten im Sinne von Zertifikatsausgaben der Lieferanten von Modell 1 für das Jahr 2015 (vgl. Abschnitt 4.2.3).

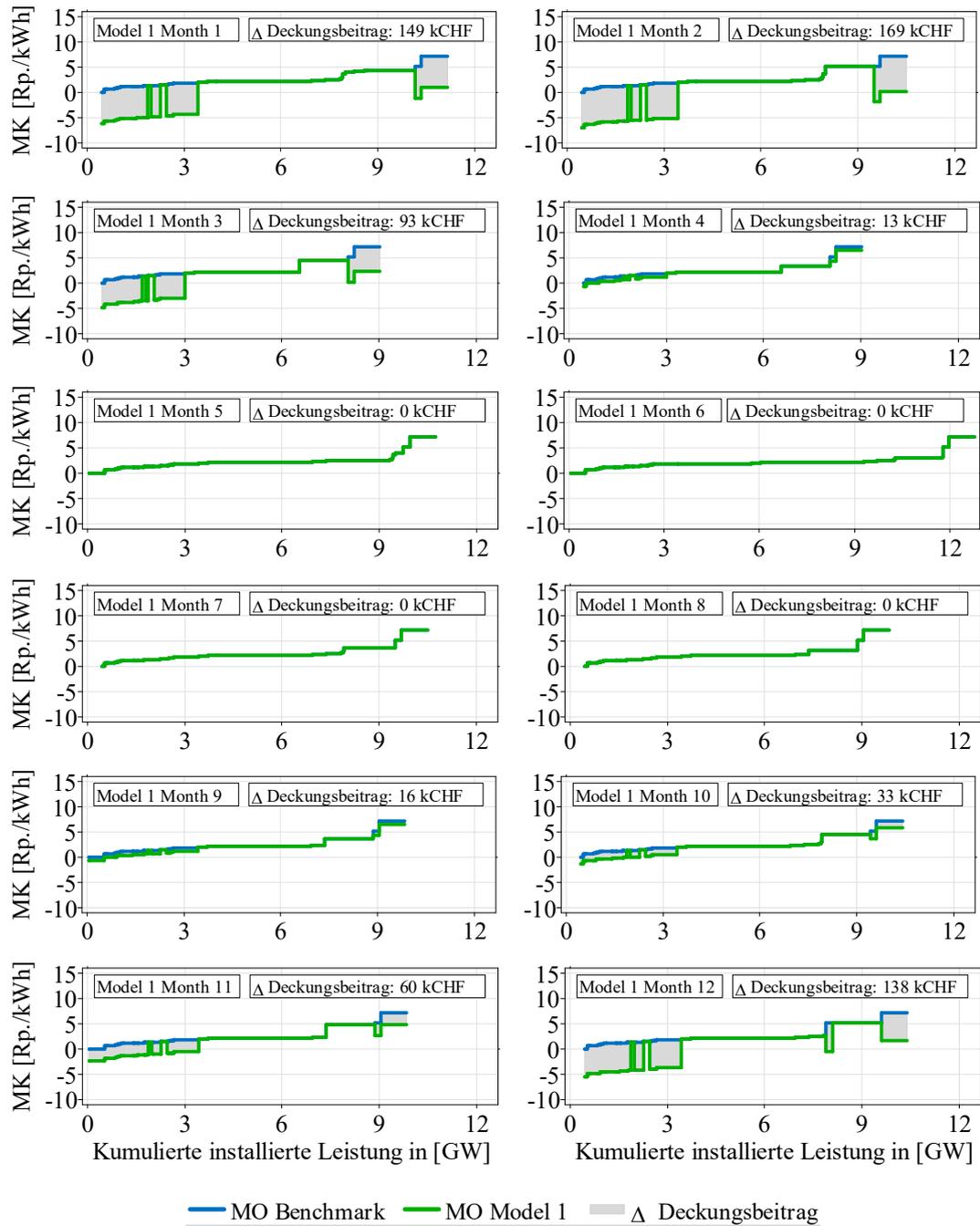
Abbildung 14: Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 1 (mit Kernkraft)



Anmerkungen: Die Abbildung stellt die für die einzelnen Monate im Jahr 2015 modellierten Merit Orders (MO) der Ausgleichsmassnahme bzw. des Modells dar. Der Benchmark (blaue Linie) entspricht der Merit Order, welche im betreffenden Zeitpunkt effektiv vorlag (d.h. ohne Implementierung der Ausgleichsmassnahme). Die grüne Linie zeigt die berechnete Merit Order unter einer Implementierung der Ausgleichsmassnahme. Die Differenz zwischen den beiden Merit Orders entspricht der Reduktion der wahrgenommenen marginalen Kosten (MK) der jeweiligen Erzeuger. Wird nun das Integral dieser Differenz über die kumulierte installierte Leistung hinweg genommen, ergibt sich hieraus, falls sich kein neuer Marktpreis einstellt, die Deckungsbeitragsserhöhung für die begünstigten Erzeuger, repräsentiert durch die grau schattierte Fläche.

Quelle: Swiss Economics

Abbildung 15: Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 1 (ohne Kernkraft)



Anmerkungen: Die Abbildung stellt die für die einzelnen Monate im Jahr 2015 modellierten Merit Orders (MO) der Ausgleichsmassnahme bzw. des Modells dar. Der Benchmark (*blaue Linie*) entspricht der Merit Order, welche im betreffenden Zeitpunkt effektiv vorlag (d.h. ohne Implementierung der Ausgleichsmassnahme). Die *grüne Linie* zeigt die berechnete Merit Order unter einer Implementierung der Ausgleichsmassnahme. Die Differenz zwischen den beiden Merit Orders entspricht der Reduktion der wahrgenommenen marginalen Kosten (MK) der jeweiligen Erzeuger. Wird nun das Integral dieser Differenz über die kumulierte installierte Leistung hinweg genommen, ergibt sich hieraus, falls sich kein neuer Marktpreis einstellt, die Deckungsbeitragsershöhung für die begünstigten Erzeuger, repräsentiert durch die *grau schattierte Fläche*.

Quelle: Swiss Economics

**Tabelle 9: Modell 1 – Deckungsbeitragsänderung je Technologie für die 12 monatlichen Nutzungsfälle, stündlicher Wert in kCHF**

Technologie	M1	M2	M3	M4	M5	...	M8	M9	M10	M11	M12	$\sigma$	% mit KKW	% ohne KKW
Biomasse	3.2	3.8	2.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	1.4	3.3	1.3	1.1%	2.3%
Flusslauf	48.2	53.5	37.5	5.4	0.0	0.0	0.0	5.4	10.7	18.7	42.8	18.5	15.3%	33.1%
Kleinwasserkraft	12.6	15.0	8.5	1.2	0.0	0.0	0.0	1.2	2.8	5.5	12.7	5.0	4.1%	8.9%
Netto Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
Photovoltaik	2.2	2.5	2.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.6	1.5	3.4	1.1	0.9%	1.9%
Pumpspeicher	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
Speicher	68.2	75.8	33.0	4.7	0.0	0.0	0.0	7.6	15.2	26.5	60.6	24.3	20.1%	43.5%
Weitere therm.	14.4	17.6	9.0	1.3	0.0	0.0	0.0	1.2	3.0	5.8	14.3	5.6	4.6%	9.9%
Wind	0.6	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.6	0.2	0.2%	0.4%
<b>Total ohne KKW</b>	<b>149.5</b>	<b>168.8</b>	<b>92.6</b>	<b>13.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>16.1</b>	<b>33.2</b>	<b>59.7</b>	<b>137.7</b>	<b>55.9</b>	<b>46.3%</b>	<b>100.0%</b>
Kernkraft	147.7	232.8	143.9	20.5	0.0	0.0	0.0	9.5	19.2	62.7	145.0	65.1	53.7%	-
<b>Total</b>	<b>297.1</b>	<b>401.6</b>	<b>236.5</b>	<b>33.6</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>25.6</b>	<b>52.4</b>	<b>122.3</b>	<b>282.7</b>	<b>121.0</b>	<b>100%</b>	

Anmerkungen: Diese Tabelle zeigt die vom Modell verursachten Deckungsbeitragsänderungen der verschiedenen Erzeugungstechnologien für die einzelnen Clusterzeitpunkte sowie die resultierenden Anteile. C1 steht für Cluster 1 und C10 für Cluster 10. „Weiter therm.“ steht für die Technologie „Weitere thermisch“. Quelle: Swiss Economics

Infolge der gesunkenen wahrgenommenen Grenzkosten der Erzeuger kann sich der erwartete Marktpreis dann ändern, wenn hierdurch eine andere Technologie den Preis setzt, z.B. Importe statt zuvor (teurere) konventionelle Kraftwerke. Dies ist vorliegend z.B. im Monat 1 der Fall.

Der Effekt dieser Preisänderung ist in **Tabelle 10** wiedergegeben, welche unten die Nettowirkung der Massnahme für die Erzeuger ausweist (Total mit bzw. ohne KKW von Tabelle 9 verrechnet mit dem Preiseffekt in Tabelle 10). Infolge der Reduktion des Marktpreises verringert sich (wenn KKW berechtigt sind) die erwartete Wirkung der Massnahme bzw. netto überwiegt der Preiseffekt in den Monaten September, Oktober und November die Zertifikateinnahmen, weshalb die Massnahme zumindest kurzfristig weitgehend wirkungslos sein könnte. Falls KKW nicht berechtigt wären, wäre der Nettowirkung der Massnahme gar negativ. Falls unabhängig von der Massnahme mittel oder längerfristig die (teuren) konventionelle Kraftwerke vom Markt verschwinden und z.B. durch Importe ersetzt würden, würde die Massnahme die Marktpreise unverändert lassen und nur die Werte von Tabelle 9 wären massgeblich.

Insofern zeigt Tabelle 10, dass eine Substitution von konventioneller Erzeugung durch günstigere Importe künftig gerade im Winterhalbjahr die Grosshandelspreise weiter unter Druck setzen könnte.

Tabelle 10: Modell 1 – Effekt der Marktpreisänderung

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	σ
<b>Preiseffekt</b>													
Δ Preis [Rp./kWh]	-2.8	-2.1	-2.7	-0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.7	-1.4	-2.4	-2.0	
Kapazität [GW]	7.8	8.4	7.0	5.8	7.4	8.4	7.1	5.1	5.6	7.0	7.4	7.9	
Preiseffekt [kCHF]	-217.9	-176.8	-192.9	-40.7	0.0	0.0	0.0	0.0	-39.3	-97.8	-175.5	-156.5	<b>-91.5</b>
<b>Nettowirkung</b>													
Ohne KKW [kCHF]	-68.4	-8	-100.3	-27.5	0	0	0	0	-23.2	-64.6	-115.8	-18.8	<b>-35.5</b>
Mit KKW [kCHF]	79.2	224.8	43.6	-7.1	0	0	0	0	-13.7	-45.4	-53.2	126.2	<b>29.5</b>

Anmerkungen: Die Tabelle zeigt im oberen Teil die in den einzelnen Monatszeitpunkten beobachteten Preisänderungen (d.h. die Änderung in den marginalen Kosten der Grenztechnologie) sowie die an einem jeweiligen Zeitpunkt beobachtete Netzlast. Da die Kernkraft nicht die Grenztechnologie darstellt, sind die Preiseffekte identisch für die beiden Fälle mit und ohne Kernkraft. M1 steht für Januar und M12 für Dezember. Das Produkt entspricht dem Gesamtwert des Preiseffektes.  
Quelle: Swiss Economics

### 4.2.3 Ökonomische Beurteilung

- *Lindert Marktverzerrungen:* Die Massnahme leistet Kraftwerken, die unter ggf. verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind, einen Deckungsbeitrag. Ob dieser ausreicht, die Gewinnschwelle zu erreichen, bleibt offen und unterscheidet sich von Technologie zu Technologie, da neben den Gestehungskosten auch der von der Massnahme erzeugte Deckungsbeitrag unterschiedlich ist und z.B. (Pump)Speicher gar nicht profitieren. Sofern der EOM die negativen Externalitäten eines möglichen Stromausfalls im Winter nicht ausreichend vergütet, vermag das Modell diesbezüglich einen Beitrag zu leisten.
- *Statische und dynamische Effizienz:* Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Der Beitrag von Kraftwerken zur Systemstabilität wird besser vergütet. Die Massnahme ist neutral bezüglich der Technologien, welche die Versorgungssituation im Winter verbessern und in diesem Rahmen effizient, da diejenigen Technologien am meisten Zertifikate erhalten, die in der Vergangenheit in den Knappheitsmonaten auch am meisten verfügbar waren. Wenn sich die Pönalen aus den volkswirtschaftlichen Kosten eines Blackouts ableiten, wäre auch die Vergütungshöhe adäquat. Die aus dynamischer Sicht vorteilhafte Technologieneutralität dürfte insbesondere zu Beginn zu gewissen Mitnahmeeffekten führen, indem auch Erzeugern durch den Zertifikaterlös Zusatzeinnahmen entstehen, welche auch ohne Zertifikate bzw. mit tieferen Zertifikatpreisen rentabel produzieren würden.
- *Finanzierungsbedarf:* Das Modell benötigt a priori keine öffentlichen Mittel bzw. es entstehen seitens Staat Einnahmen in der Höhe der eingenommenen Pönalen, welche z.B. für Förderungen im Rahmen der ES2050 eingesetzt werden oder an die Endkunden zurückverteilt werden könnten. Die Mehrkosten seitens der Lieferanten für Zertifikate und Pönalen betragen bei einer angenommenen (hohen) Pönale von 7 Rp./kWh ca. CHF 1 Mrd. pro Jahr. Dieser Betrag dürfte via Endkundenpreise auf die Endkunden weitergegeben werden und beträgt bei einem Endverbrauch von 57 TWh rund 1.75 Rp./kWh. In der Grundversorgung würden die Auslagen für die Zertifikatsbeschaffung als anrechenbare Kosten gelten.

- *Verteilungswirkungen*: Im Effekt werden die Endkunden zu Gunsten der Erzeuger belastet. Es ist anzunehmen, dass die Lieferanten ihre zusätzlichen Kosten tendenziell den kleinen Endkunden mit tieferer Preiselastizität verrechnen würden, wenn bezüglich der Kostenweitergabe nichts geregelt wird.

#### 4.2.4 Technische und politische Beurteilung

- *Versorgungssicherheit*: Die Massnahme erhöht die Versorgungssicherheit kurzfristig c.p., da Kraftwerke stärkere Anreize erhalten, ihre Produktion in Monate mit hohen Zertifikatspreisen zu verlagern bzw. in diesen Monaten die Produktion zu maximieren. Mittel- und langfristig wäre die Versorgungssituation ebenfalls c.p. verbessert, da Erneuerungs- und Neuinvestitionen z.B. in Wasser- und Kernkraftwerke aufgrund der zusätzlichen Einnahmen besser rentieren.

- / ● (mit KKW) *ES 2050*: Die Ausgleichsmassnahme kommt insbesondere Speicherkraftwerken zu gute. Pumpspeicher würden nur dann profitieren, wenn ihnen eine privilegierte Behandlung zugestanden würde. Die Auswirkungen wären weniger ausgeprägt für die Laufwasserkraft, welche im Winter tiefere Kapazitäten aufweist. Photovoltaik würde nur geringfügig profitieren, insofern wäre die Massnahme kein Ersatz für die KEV. Würden Kernkraftwerke mit berücksichtigt, würden sie am stärksten profitieren.

- *Steuerbarkeit*: Via Erhöhung der Pönale lässt sich die Anreizwirkung verstärken. Sobald jedoch Schweizer Erzeugung und Last in einem Monat nachhaltig ausgeglichen ist, ist die Steuerbarkeit nicht mehr gegeben bzw. die Ausgleichsmassnahme hat ihr Ziel erfüllt (Quote im betreffenden Monat erfüllt mit entsprechend gegen null tendierenden Zertifikatspreisen).

- *Umsetzbarkeit*: Es handelt sich um ein transparentes System mit Ausstellung der Zertifikate gemäss der Produktion im Vorjahr. Den Umsetzungsaufwand schätzen wir als moderat ein: Ausstellung der Zertifikate an Produzenten gemäss Messungen der Netzbetreiber, Regulierung der Handels, ex post Überprüfung der Zertifikate der Lieferanten gestützt auf Messungen der Netzbetreiber.

#### 4.2.5 Juristische Analyse

##### 4.2.5.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Soll das Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den Rahmen des geltenden schweizerischen Verfassungsrechts eingebettet werden, so stellt sich zum einen die Frage nach der verfassungsrechtlichen Abstützung und zum anderen jene nach der Vereinbarkeit mit den Erfordernissen der Grundrechtsgarantien.

In Bezug auf die **Kompetenzen** lässt sich eine Abstützung des einzuführenden Modells auf Art. 91 Abs. 1 BV (Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie) ins Auge fassen. Nach ihrem Wortlaut begründet die Bestimmung eine (umfassende) Bundeszuständigkeit für „Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie“. Hierunter ist neben der Regelung der Übertragungs- und Verteilnetze und der zugehörigen Anlagen und Einrichtungen nach herrschender Ansicht auch der Netzzugang und die Marktordnung sowie die Kompetenz zur Tarifregelung zu verstehen.<sup>132</sup> Im Einklang mit der generellen verfassungs-

---

<sup>132</sup> Biaggini, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4 ff.; Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4.

rechtlichen Vorgabe an Bund und Kantone, sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine sichere Energieversorgung einzusetzen (Art. 89 Abs. 1 BV), was neben polizeilichen Aspekten der Sicherheit auch die Versorgungssicherheit umfassen dürfte, ist davon auszugehen, dass sich die Bundeszuständigkeit von Art. 91 Abs. 1 BV auch auf Regelungen zur Grundversorgung sowie zur Versorgungssicherheit erstreckt. Von der verfassungsrechtlichen Grundlage nicht erfasst sind hingegen Vorschriften zum Verbrauch und zur Produktion von elektrischer Energie.<sup>133</sup> Hieraus folgt, dass ein allfälliges Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit solange verfassungsrechtlich abgestützt und somit durch den Bund geregelt werden könnte, als es primär die zuverlässige und sichere Lieferung von und Versorgung mit elektrischer Energie beinhaltet. Nicht ausreichend wäre die verfassungsrechtliche Grundlage hingegen für Vorschriften, die eine weitgehende Regelung der Produktion elektrischer Energie zum Gegenstand haben. In diesem Fall müsste zunächst eine Ausweitung der Bundeskompetenzen vorgenommen werden. Beachtlich ist überdies auch die energieträgerspezifische Kompetenzausscheidung der Bundesverfassung etwa im Bereich der Kernenergie (Art. 90 BV), insbesondere aber auch im Bereich der Wasserenergie (Art. 76 BV), wobei diese Vorschriften wohl als *lex specialis* zu betrachten sind, um die den Kantonen energieträgerspezifisch belassenen bzw. eingeräumten Kompetenzen zu wahren. Erwägenswert ist schliesslich auch eine (teilweise) Abstützung einer entsprechenden Regelung auf die Bundeszuständigkeit zum Schutz der Konsumentinnen und Konsumenten (Art. 97 Abs. 1 BV), zumal hiervon im Grundsatz auch staatliche Leistungen erfasst sein dürften.<sup>134</sup> Allerdings machen vorliegend konsumentenschützerische Anliegen lediglich einen Teil der Regelungsinhalte aus, so dass Art. 97 Abs. 1 BV als Verfassungsgrundlage jedenfalls nicht im Vordergrund stehen dürfte. Je nach Ausgestaltung des Quotenmodells ist überdies auch die Frage von Bedeutung, ob Art. 91 Abs. 1 BV überhaupt als verfassungsrechtliche Grundlage für die Verankerung einer Pönale herangezogen werden kann, da diese möglicherweise als öffentliche Abgabe zu betrachten wäre. Wenn hierzu in der Lehre auch vieles umstritten ist und die Rechtsprechung in diesem Bereich sehr karg ausfällt, so lässt sich doch festhalten, dass für die Einrichtung von Bundessteuern, jedenfalls wenn sie eine gewisse Bedeutung aufweisen und primär einen fiskalischen Zweck verfolgen, eine ausdrückliche Verfassungsgrundlage erforderlich ist.<sup>135</sup> Dagegen ist eine Sachkompetenz, wie vorliegend Art. 91 Abs. 1 BV, als Verfassungsgrundlage ausreichend, wenn entweder keine Steuer, sondern eine Kausalabgabe in Frage steht<sup>136</sup> sowie nach der herrschenden Lehre wohl auch, wenn die Abgabe zwar als Steuer qualifiziert wird, sie aber auf blosse Verhaltenslenkung ausgerichtet oder – nach einem engeren Verständnis des Begriffs der reinen Lenkungsabgabe – ausschliesslich verhaltenslenkende Wirkung entfaltet.<sup>137</sup> Letzteres ist der Fall, wenn der Ertrag der Lenkungsabgabe gleichmässig an Bevölkerung und Unternehmen „rückerstattet“ wird. Insofern wäre ein Quotenmodell aus der Perspektive der verfassungsrechtlichen Abstützung öffentlicher Abgaben jedenfalls dann unproblematisch, wenn es dergestalt aufgesetzt würde, dass

---

<sup>133</sup> Biaggini, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4; Schaffhauser/Uhlmann, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 3; Hänni/Stöckli (2013), 460; mit weiteren Hinweisen Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4.

<sup>134</sup> Uhlmann, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 97 N 5.

<sup>135</sup> Vgl. dazu statt vieler mit zahlreichen weiteren Nachweisen: Keller/Hauser (2009), 811 ff.

<sup>136</sup> Vgl. hierzu oben Abschnitt 2.2.2.2.

<sup>137</sup> Siehe dazu: Keller/Hauser (2009), 809 ff.

die Pönale als reine Lenkungsabgabe fiskalquotenneutral ausgestaltet würde sowie natürlich, falls sie gar nicht als öffentliche Abgabe oder als Steuer zu qualifizieren wäre.

In Bezug auf **grundrechtliche Garantien** ist insbesondere die Vereinbarkeit eines Quotenmodells mit der gemäss Art. 27 BV zu gewährleistenden Wirtschaftsfreiheit zu prüfen. Die mit der Zuteilung von Zertifikaten verbundenen finanziellen Anreize könnten jedenfalls potentiell einen Eingriff in wirtschaftsfreiheitliche Gewährleistungen darstellen, denn zwar bringt die Wirtschaftsfreiheit keinen Anspruch auf bestimmte staatliche Leistungen, könnte also nicht dazu herangezogen werden, die Gewährung von wirtschaftlichen Vorteilen in der Form von Zertifikaten einzufordern, beinhaltet aber die Gleichbehandlung von Gewerbetreibenden, die vorliegend dadurch beeinträchtigt sein könnte, dass bestimmten Produzenten finanzielle Vorteile eingeräumt werden. Geht man nun von einem Eingriff in grundrechtliche Positionen und damit von einer Grundrechtseinschränkung aus, so sind für die Zulässigkeit der Massnahme im Lichte der Verfassung die Vorgaben von Art. 36 BV einzuhalten, d.h. dass namentlich eine ausreichende gesetzliche Grundlage geschaffen werden, ein öffentliches Interesse bestehen und der Rahmen der Verhältnismässigkeit eingehalten werden muss. Inwieweit diesen Anforderungen Genüge getan ist, wäre gestützt auf die konkrete Ausgestaltung der Massnahme zu eruieren. In Bezug auf die rechtliche Abstützung dürfte es sich aber auf jeden Fall empfehlen, die angepeilten Massnahmen auf eine formell-gesetzliche Grundlage abzustützen.

#### 4.2.5.2 Völkerrechtliche Vorgaben

Aus Perspektive des WTO-Rechts ist als Erstes festzuhalten, dass ein solches Zertifikatssystem eine Pönale schafft, die zwischen mit Zertifikat und ohne Zertifikat an Schweizer Endkunden gelieferter Energie unterscheidet. Da kein qualitativer Unterschied zwischen mit und ohne Zertifikat gelieferter Energie als Ware besteht, ist zu prüfen, ob womöglich eine unzulässige Diskriminierung von importierter Energie die Folge sein könnte bzw. ob gegebenenfalls entstehende Diskriminierungen gerechtfertigt werden können. Ein solches Zertifikatssystem behindert aller Wahrscheinlichkeit nach den Import von Energie, was entweder als quantitative Beschränkung im Sinne des Art. XI GATT oder als den internen Verkauf betreffende Gesetze, Verordnungen oder Anforderungen (*laws, regulations or requirements affecting the internal sale*) nach Art. III:4 GATT eingestuft werden kann. Da das Zertifikatssystem sich nicht auf den Import von Energie bezieht, sondern erst beim Verkauf von Energie in der Schweiz ansetzt, ist Art. III:4 als einschlägig zu erachten.<sup>138</sup> Hingegen ist hier nur eine benachteiligende Behandlung von importierten Produkten untersagt. Sofern im Rahmen eines Zertifikatssystems ausländische Erzeuger berücksichtigt werden, stellt ein solches System keinen Verstoß gegen das GATT dar.

Nimmt man an, dass etwa ausländische Erzeuger ausgeschlossen werden oder das System faktisch so ausgestaltet wird, dass diese massiv benachteiligt würden, stellt sich die Frage einer Rechtfertigung. Wenig überzeugend schiene eine Einstufung unter Art. XXI GATT, gemäss dem WTO-Mitglieder essentielle Sicherheitsinteressen schützen dürfen (*essential security interests*), führt die Bestimmung doch als Beispielgebiete für derartige Interessen Waffenhandel oder Krieg an. Im Rahmen des häufiger herangezogenen Art. XX GATT hingegen liesse sich womöglich argumentieren, die durch ein Zertifikatssystem angestrebte Versorgungssicherheit sei als berechtigtes öffentliches Interesse einstufen. Jedoch enthält Art. XX GATT keinen völlig überzeugenden Rechtfertigungsgrund. Denkbar wäre allenfalls, das Zertifikatssystem im Rahmen

<sup>138</sup> Siehe hierzu auch Wolfrum, in: Wolfrum/Stoll/Hestermeyer (Hrsg.), WTO – Trade in Goods, Art. XI GATT N 25.

des Art. XX b GATT als zum Schutz der menschlichen Gesundheit und des Lebens notwendige Massnahme einzuordnen; Art. XX d GATT sieht darüber hinaus vor, dass notwendige Massnahmen zur Durchsetzung von WTO-kompatiblen nationalen Gesetzen erlaubt sind. Auch dies könnte als Rechtfertigungsgrund dienen. Kurz gefasst ist daher anzuraten, so weit wie möglich diskriminierende Aspekte im Zertifikatssystem zu vermeiden, um bereits von vorneherein einer GATT-Verletzung vorzubeugen und die möglicherweise schwer zu beantwortende Frage nach einer Rechtfertigung zu vermeiden.

Denkbar wäre auch, das Zertifikatssystem je nach Ausgestaltung als möglicherweise problematische Beihilfe einzustufen. Dies vor dem Hintergrund, dass aufgrund des Zertifikatssystems im Einzelfall eine ansonsten dem Staat (?) geschuldete Pönale nicht zu bezahlen ist, was den Produzenten besser stellt. Wie zuvor erläutert, ist jedoch der zentrale Punkt bei derartigen Beihilfen, ob sie nach objektiven und neutralen Kriterien vergeben werden; da dies hier wohl der Fall sein dürfte, ausser das System wird tatsächlich spezifisch auf bestimmte Erzeuger zugeschnitten, ist kaum von einer problematischen spezifischen Beihilfe auszugehen.

In Bezug auf das Freihandelsabkommen kann, wie zuvor erörtert, aufgrund der weitgehend dem Unionsbinnenmarktrecht folgenden Auslegung des Abkommens auf das Unionsrecht verwiesen werden. Kurz gefasst ist das Zertifikatssystem sicher aufgrund des anwendbaren weiten unionsrechtlichen Begriffs als Massnahme gleicher Wirkung wie eine mengenmässige Beschränkung einzustufen. Daher stellt sich die Frage einer Rechtfertigung. Hier ist festzuhalten, dass der EuGH bereits in früher Rechtsprechung anerkannt hat, dass etwa die Sicherheit der Versorgung mit Erdölzeugnissen durchaus Teil der in Art. 36 AEUV bzw. Art. 20 FHA geschützten öffentlichen Sicherheit sein kann bzw. zu deren Schutz Massnahmen ergriffen werden dürfen.<sup>139</sup> Denkbar ist somit, dass die Versorgungssicherheit mit Energie in ähnlicher Weise grundsätzlich durch den EuGH anerkannt wird; allerdings würde sich dies wohl auf tatsächliche Sicherheitsaspekte im Sinne von Notfallsicherheit der Energieversorgung beschränken. Da rein wirtschaftliche Gründe nicht als Rechtfertigung durch den EuGH akzeptiert werden, darf jedenfalls kein allzu breiter Begriff der Versorgungssicherheit – etwa im Sinne von stets wirtschaftlich optimal/besonders effizient gewährleisteter Versorgung – verfolgt werden.<sup>140</sup> Wird das Ziel der Versorgungssicherheit durch den EuGH anerkannt, ist noch die Verhältnismässigkeit zu prüfen, die zu bejahen sein dürfte, sofern keine nicht streng auf das Ziel ausgerichteten Aspekte – wie etwa ein ungerechtfertigter Ausschluss ausländischer Erzeuger – vorliegen. Anderenfalls verlangt der EuGH, dass statt der Massnahme eine weniger handelsschädigende Alternative ergriffen wird.

#### 4.2.5.3 Allfällige Vorgaben des Unionsrechts

Vor dem Hintergrund des **Primärrechts** der Europäischen Union ist zu prüfen, ob das geplante Modell eine mengenmässige Beschränkung oder eine Massnahme gleicher Wirkung darstellt, ob es sich um eine unzulässige Beihilfe handelt oder ob das Verbot der diskriminierenden Besteuerung verletzt wird.

<sup>139</sup> EuGH, Rs. 72/83, ECLI:EU:C:1984:256, Rn. 34 (Campus Oil); EuGH, Rs. C-398/98, ECLI:EU:C:2001:565, Rn. 29 (Kommission/Griechenland).

<sup>140</sup> EuGH, Rs. 72/83, ECLI:EU:C:1984:256, Rn. 35 (Campus Oil); EuGH, Rs. C-398/98, ECLI:EU:C:2001:565, Rn. 30 (Kommission/Griechenland).

#### 4.2.5.3.1 Warenverkehrsfreiheit

In Bezug auf die **Warenverkehrsfreiheit** gemäss Art. 34 ff. AEUV dürfte die Voraussetzung, dass die Lieferanten den Stromabsatz mit Zertifikaten hinterlegen in Kombination mit der Androhung einer Pönale eine Massnahme gleicher Wirkung darstellen, also eine „Handelsregelung der Mitgliedstaaten, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern“<sup>141</sup>. Umgekehrt stellt das Erfordernis der Unterlegung mit Zertifikaten keine blosser nichtdiskriminierende und verhältnismässig ausgestaltete Verkaufsmodalität dar, die nach der Rechtsprechung des Gerichtshofes als Ausnahme vom Begriff der Massnahme gleicher Wirkung zu betrachten wäre.<sup>142</sup> Soweit ersichtlich liegt somit ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit vor. Wurde der entsprechende Sachbereich nun durch Sekundärrecht nicht abschliessend geregelt, kann ein solcher Eingriff jedoch einerseits durch Rückgriff auf die in Art. 36 AEUV genannten Gründe<sup>143</sup> und andererseits gestützt auf die von der Rechtsprechung entwickelten sogenannten zwingenden Erfordernisse im Allgemeininteresse gerechtfertigt werden<sup>144</sup>.

(i.) Gemäss den **in Art. 36 AEUV ausdrücklich genannten Gründen** kann ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit gerechtfertigt werden mit öffentlicher Sittlichkeit, Ordnung und Sicherheit, dem Schutz der Gesundheit und des Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen, dem Schutz des nationalen Kulturgutes von künstlerischem, geschichtlichem oder archäologischem Wert sowie dem Schutz des gewerblichen und kommerziellen Eigentums. Vorliegend erscheint allenfalls die Heranziehung der Rechtfertigungsgründe der öffentlichen Ordnung und Sicherheit oder aber des Schutzes von Gesundheit und Leben von Menschen und Tieren denkbar. Mit Blick auf das eher restriktive Verständnis dieser Gründe (öffentliche Ordnung und Sicherheit) bzw. das Erfordernis des Nachweises einer konkreten Gefahr im Einzelfall (Gesundheit und Leben von Menschen und Tieren) nach der Rechtsprechung des Gerichtshofes,<sup>145</sup> erscheint die Subsumierbarkeit der Versorgungssicherheit im Strombereich unter diese Gründe jedenfalls nicht eindeutig. Wie bereits erwähnt, hat der EuGH jedoch in früherer Rechtsprechung anerkannt, dass die Sicherheit der Versorgung mit Erdölzeugnissen durchaus als Teil der in Art. 36 AEUV geschützten öffentlichen Sicherheit betrachtet werden kann.<sup>146</sup> Dabei stellt sich aber die Frage, wie weit hierbei der Begriff der Versorgungssicherheit gefasst werden kann, ob mit anderen Worten lediglich die Gewährleistung eines Notregimes („Mindestversorgung“<sup>147</sup>) vom

<sup>141</sup> EuGH, Rs. 8/74, ECLI:EU:C:1974:82, Rn. 5 (Dassonville).

<sup>142</sup> Als Verkaufsmodalität werden, kurz gesagt, Massnahmen qualifiziert, die die Modalitäten der Ausübung der Handelstätigkeit zum Gegenstand haben, also „wer verkauft was, wann darf verkauft werden, wo und wie darf verkauft werden“: GA Tesaro Schlussanträge Rs. 292/92, ECLI:EU:C:1993:863, Rn. 20 (Hünernmund). Grundlegend hierzu EuGH, verb. Rs. C-267/91 und C-268/91, ECLI:EU:C:1993:905 (Keck); vgl. aus der äusserst umfangreichen Literatur zu diesen Begrifflichkeiten etwa Schroeder, in: Streinz (Hrsg.), Kommentar EUV/AEUV, Art. 34 N 41 ff.

<sup>143</sup> So explizit EuGH, verb. Rs. C-388/00 und C-429/00, ECLI:EU:C:2002:390, Rn. 42 (Radiosistemi).

<sup>144</sup> Grundlegend EuGH, Rs. 120/78, ECLI:EU:C:1979:42, Rn. 8 (Cassis de Dijon).

<sup>145</sup> Vgl. etwa EuGH, Rs. 229/83, ECLI:EU:C:1985:1, Rn. 30 (Leclerc) bzw. EuGH, Rs. C-473/98, ECLI:EU:C:2000:379, Rn. 40 ff. (Toolex Alpha).

<sup>146</sup> EuGH, Rs. 72/83, ECLI:EU:C:1984:256, Rn. 34 (Campus Oil); EuGH, Rs. C-398/98, ECLI:EU:C:2001:565, Rn. 29 (Kommission/Griechenland).

<sup>147</sup> EuGH, Rs. 72/83, ECLI:EU:C:1984:256, Rn. 35 (Campus Oil).

Begriff gedeckt ist oder ob umgekehrt das Interesse der öffentlichen Sicherheit die Versorgungssicherheit im Rahmen der Vollversorgung umfasst. Da nach ständiger Rechtsprechung des EuGH unmittelbare Diskriminierungen ausschliesslich auf die ausdrücklich genannten Rechtfertigungsgründe gestützt werden können,<sup>148</sup> wäre das Untermodell der Nichtberücksichtigung ausländischer Erzeuger im Lichte der Warenverkehrsfreiheit wohl nur soweit zulässig, als es mit Erwägungen der öffentlichen Sicherheit gerechtfertigt werden kann. Wird hingegen der vollständige Einbezug ausländischer Produzenten ermöglicht, so besteht die – inhaltlich möglicherweise weitergefasste – Rechtfertigungsmöglichkeit gestützt auf die zwingenden Erfordernisse im Allgemeininteresse.

(ii.) Unter den – nicht abschliessenden – Katalog **zwingender Erfordernisse im Allgemeininteresse**, die nach der Rechtsprechung zur Rechtfertigung von Eingriffen in die Warenverkehrsfreiheit herangezogen werden können, fällt ein vergleichsweise breites Spektrum von Rechtfertigungen, das von Erwägungen des Verbraucherschutzes, der Lauterkeit im Handelsverkehr, des Umweltschutzes bis hin zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit bestimmter nationaler Einrichtungen wie etwa der Sozialversicherungssysteme reicht. Vorliegend von Bedeutung ist die Rechtsprechung des EuGH, wonach auch der Schutz öffentlicher Netze, namentlicher des öffentlichen Fernmeldenetzes und des Funknetzes zu den zwingenden Erfordernissen im Allgemeininteresse zu zählen ist.<sup>149</sup> Dieses Schutzinteresse dürfte sich auch auf das Verkehrs- oder eben das Elektrizitätsnetz erstrecken und wohl ist davon auszugehen, dass nicht lediglich die Infrastrukturseite, sondern auch die Möglichkeit zur Erbringung von Diensten auf diesen Netzen und hiermit die Versorgungssicherheit dem Schutzinteresse unterfällt. Überdies anerkennt der EuGH die Versorgungssicherheit ja auch bereits gestützt auf die ausdrücklichen Rechtfertigungsgründe von Art. 36 AEUV als legitimes Interesse.<sup>150</sup> Insofern erschiene es durchaus stimmig, die Versorgungssicherheit im Strombereich den zwingenden Erfordernissen zuzurechnen, zumal es sich hierbei um eine sowohl primärrechtlich (Art. 194 Abs. 1 Bst. b AEUV) als auch sekundärrechtlich (vgl. etwa RL 2005/89, *passim* oder Erwägungsgründe 1 und 25 sowie Art. 3 Abs. 2 und 10 RL 2009/72) anerkanntes Interesse handelt. Spezifische entsprechende Erwägungen in der europäischen Rechtsprechung sind allerdings nicht ersichtlich. Wie bezüglich Art. 36 AEUV stellen auch im Hinblick auf die zwingenden Erfordernisse rein wirtschaftliche Gründe keine ausreichende Basis für eine Rechtfertigung eines Eingriffs in die Warenverkehrsfreiheit dar.<sup>151</sup>

Geht man nun davon aus, dass die Versorgungssicherheit im Grundsatz als zwingendes Erfordernis im Allgemeininteresse zu betrachten ist, so gilt es sicherzustellen, dass sie die entsprechenden Regelungen im Hinblick auf diesen Zweck im Rahmen der **Verhältnismässigkeit** bewegen. Hierzu ist erforderlich, dass die Vorschriften dazu taugen, das entsprechende Ziel zu erreichen (*Geeignetheit*), unter mehreren geeigneten Massnahmen die am wenigsten belastende Massnahme darstellen (*Erforderlichkeit*) und schliesslich (wobei der EuGH diesen Gesichtspunkt

<sup>148</sup> EuGH, Rs. 25/88, ECLI:EU:C:1989:187, Rn. 10 (Wumser); selbiges dürfte auch für mittelbare Diskriminierungen gelten, wobei hier die Rechtslage allerdings etwas weniger eindeutig ist: EuGH, Rs. 229/83, ECLI:EU:C:1985:1, Rn. 29 (Leclerc).

<sup>149</sup> Vgl. EuGH, Rs. C-18/88, ECLI:EU:C:1991:474, Rn. 29 ff. (GB-Inno); EuGH, verb. Rs. C-46/90 und C-93/91, ECLI:EU:C:1993:852, Rn. 26 (Lagauche).

<sup>150</sup> EuGH, Rs. 72/83, ECLI:EU:C:1984:256, Rn. 34 (Campus Oil); EuGH, Rs. C-398/98, ECLI:EU:C:2001:565, Rn. 29 (Kommission/Griechenland).

<sup>151</sup> Statt vieler EuGH, Rs. C-120/95, ECLI:EU:C:1998:167, Rn. 39 (Decker).

selten ausdrücklich prüft) in einem angemessenen Verhältnis zum Ziel stehen (*Angemessenheit*). Wie das Quotenmodell in dieser Hinsicht zu beurteilen ist, müsste gestützt auf eine konkrete Ausformulierung des Modells gegebenenfalls vertieft untersucht werden. Jedenfalls lässt sich sagen, dass eine mit den Erfordernissen des Verhältnismässigkeitsgrundsatzes vereinbare Ausgestaltung im Grundsatz durchaus denkbar erscheint.

#### 4.2.5.3.2 Beihilfeverbot

Mit Blick auf das Primärrecht lässt sich sodann die Frage aufwerfen, ob der angepeilte Mechanismus eine **Beihilfe** im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen könnte. Hierzu müsste es sich um staatliche oder aus staatlichen Mitteln (*staatliche Mittelherkunft*) gewährte Vorteile (*Begünstigungswirkung*) für bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige (*Selektivität*), aufgrund derer der Wettbewerb verfälscht oder der Handel beeinträchtigt werden können (*Wettbewerbsverfälschung*), handeln. Vorliegend stellt die kostenlose Abgabe der Zertifikate an die Erzeuger einen geldwerten Vorteil dar, der lediglich einer spezifischen Auswahl von Unternehmen gewährt wird und wohl geeignet ist, den Wettbewerb zu verfälschen oder den Handel zu beeinträchtigen. Zwar kommen damit den ausgewählten Produzenten nicht unmittelbar staatliche Mittel zu, die Gewährung der Zertifikate, die zwar durch den Netzbetreiber, aber gestützt auf rechtliche Vorgaben des Staates erfolgt, in Kombination mit der Vorgabe an die Lieferanten, Zertifikate in der Höhe des monatlichen Absatzes an Endverbraucher zu beschaffen, führt jedoch in der Konsequenz dazu, dass die Produzenten aufgrund dieses Systems geldwerte Vorteile erlangen. Obgleich die entsprechenden Mittel demzufolge nicht von der öffentlichen Hand, sondern von (privaten) Lieferanten stammen, geht ihre Gewährleistung dennoch zurück auf ein staatlich eingerichtetes System, so dass jedenfalls gemäss der bisherigen Praxis in Bezug auf Kapazitätsmechanismen davon auszugehen ist, dass die Kommission den Mechanismus als eine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV qualifizieren würde.<sup>152</sup> Somit wäre nach Unionsrecht eine Notifizierungspflicht gemäss Art. 108 Abs. 3 AEUV gegeben.

Damit stellt sich die Frage, ob die Massnahme gestützt auf Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV als „Beihilfe zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete“ als mit dem Beihilfeverbot vereinbar betrachtet werden könnte. Die entsprechende Prüfung durch die EU-Kommission erfolgt gestützt auf die von der Kommission selbst fixierten Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 – 2020<sup>153</sup>. Die Zulässigkeit solcher Mechanismen wird in diesem Rahmen unter „Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung“ behandelt, wobei „angemessene Stromerzeugung“ jene Kapazitäten meint, „die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage im Mitgliedstaat zu decken“<sup>154</sup>. Für die Beurteilung der EU-Kommission sind dabei folgende sechs Aspekte von Bedeutung:

(i.) Zunächst ist erforderlich, dass mit den Massnahmen **Ziele von gemeinsamem Interesse verfolgt** werden. Hierzu hat der betreffende Mitgliedstaat im Einzelnen darzulegen, welches Ziel eine Massnahme verfolgt sowie welche Kapazitätsprobleme ihr zugrunde liegen, wobei

<sup>152</sup> Beihilfeentscheid vom 23.7.2014, SA.35980 (2014/N-2) – Vereinigtes Königreich, C(2014) 5083 final, Rn. 108 ff.

<sup>153</sup> Vgl. dazu bereits oben Abschnitt 2.2.3.2.

<sup>154</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 19 Ziff. 36.

diese Analyse im Einklang zu stehen hat mit der vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgenommenen Einschätzung zur angemessenen Stromerzeugung.<sup>155</sup> Zu vermeiden gilt es insbesondere, dass die Massnahmen zum Ziel der schrittweisen Abschaffung umweltgefährdender Subventionen in Widerspruch stehen und entsprechend erachtet die Kommission Kapazitätsmechanismen lediglich als subsidiäre Massnahmen, wobei primär auf anderweitige Ansätze, wie die Förderung der Nachfragesteuerung oder den Ausbau von Verbindungskapazitäten zu setzen sei.<sup>156</sup> Vorliegend müsste demzufolge zur Begründung eine übergreifende Analyse der Versorgungssicherheit in der Schweiz vorgenommen werden, wobei diese Untersuchung abzustimmen wäre mit allfälligen Zielen im Hinblick auf den Eigenversorgungsgrad der Stromproduktion in der Schweiz. Die Ziele zum Eigenversorgungsgrad wiederum müssten sich wohl mit Erwägungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit begründen lassen.

(ii.) Sodann muss das Kapazitätsproblem analysiert und unter Ausführung der dafür verwendeten Masseinheit und Berechnungsmethode quantifiziert werden, um die **Erforderlichkeit** einer staatlichen Massnahme darzutun.<sup>157</sup> Dazu ist namentlich auch auszuführen, weshalb nicht davon ausgegangen werden kann, dass der Markt eine angemessene Stromerzeugung ohne staatliche Intervention gewährleisten kann.<sup>158</sup> Beizubringen sind hierzu namentlich Unterlagen zu den Auswirkungen der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen, die Bewertung nachfrageseitiger Massnahmen und des Standes sowie der geplanten Vorhaben zu Verbindungsleitungen als Alternativmassnahmen sowie Ausführungen zu weiteren möglichen Problemen bei der Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung.<sup>159</sup> Vorliegend wäre demzufolge im Einzelnen darzulegen, worin die Probleme im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz liegen und weshalb die Versorgungssicherheit künftig nicht ohne entsprechende Ausgleichsmassnahmen gewährleistet werden kann, bzw. nachfrageseitige Massnahmen oder der Ausbau von Verbindungsleitungen zur Problembeseitigung nicht ausreichen.

(iii.) In Bezug auf das Kriterium der **Geeignetheit** fordert die Kommission, dass die Massnahme (1.) kohärent ist mit anderweitigen Massnahmen, welche dasselbe Marktversagen zu beheben suchen, (2.) die Kompensation ausschliesslich für die Bereitstellung von Kapazität, nicht aber pro produzierte Stromeinheit gewährt wird, (3.) sich an sämtliche Anbieter richtet, also sowohl an etablierte als auch an künftige Erzeuger sowie an Betreiber substituierbarer Technologien und (4.) berücksichtigt, inwieweit Kapazitätsprobleme durch Verbindungskapazitäten behoben werden können.<sup>160</sup> Diese Erfordernisse würden im Hinblick auf die Ausgestaltung des Systems unter anderem dafür sprechen, zum einen Zertifikate auch für Kernenergie zu gewähren und zum anderen auch Speicher in das Zertifikatschema einzubeziehen.

(iv.) Überdies muss der Massnahme gemäss den Leitlinien der Kommission ein **Anreizeffekt** zukommen, d.h. sie sollte beim Beihilfeempfänger eine Verhaltensänderung bewirken bzw. ihn

---

<sup>155</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 221.

<sup>156</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 220.

<sup>157</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 222.

<sup>158</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 223.

<sup>159</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 224.

<sup>160</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 225 f.

oder sie zu einem Verhalten veranlassen, welches das Funktionieren eines sicheren, kostengünstigen und nachhaltigen Energiemarktes befördert und ohne die entsprechende Massnahme nicht unternommen worden wäre. Hierbei kann es sich insbesondere anbieten, im Sinne eines sog. *Counterfactual* darzutun, welche Szenarien ohne die entsprechenden Massnahmen zu erwarten wären.<sup>161</sup>

(v.) Der Gesamtbetrag der Beihilfe hat sich im Rahmen der **Angemessenheit** zu bewegen. Dieses Ziel kann nach Ansicht der Kommission unter anderem bei Ausschreibungen mit „eindeutigen, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien“ erreicht werden. Es dürfen keine Zufallsgewinne oder Mitnahmeeffekte auftreten und der Preis für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität muss automatisch gegen Null gehen, wenn die bereitgestellte Kapazität den Kapazitätsbedarf voraussichtlich decken kann.<sup>162</sup> Diesen Erfordernissen kann im Hinblick auf den anvisierten Mechanismus wohl durch geeignete Ausgestaltung Genüge getan werden, insbesondere da der geplante dezentrale Mechanismus eine knappheitsabhängige Vergütung der Kapazitätsleistung ermöglicht.

(vi.) Schliesslich ist die Massnahme so auszugestalten, dass **übermässige negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermieden** werden können. Hieraus folgt wiederum, dass sämtliche Kapazitäten, die zur Behebung des Kapazitätsproblems beitragen, einbezogen werden sollten.<sup>163</sup> Soweit dies „insbesondere im regionalen Kontext (...) praktisch möglich ist“, d.h. wenn dem Mitgliedstaat die Kapazität tatsächlich zur Verfügung gestellt wird und die mit der Massnahme einhergehenden Auflagen durchgesetzt werden können, sollten zudem auch Betreiber aus anderen Mitgliedstaaten miteinbezogen werden.<sup>164</sup> Sodann fordert die Kommission, möglichst viele Stromerzeuger am Mechanismus zu beteiligen, um bei der Preisfestlegungen funktionierenden Wettbewerb zu ermöglichen und es sollten weitere negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt, wie Ausfuhrbeschränkungen, Plafonierung der Grosshandelspreise etc. vermieden werden.<sup>165</sup> Überdies sollten nicht Anreize in die Investition von Verbindungskapazitäten verringert, die Marktkopplung erschwert, marktbeherrschende Stellungen gestärkt oder bereits gefasste Investitionsentscheidungen untergraben werden.<sup>166</sup> Bei technisch und wirtschaftlich vergleichbaren Parametern ist schliesslich die kohlenstoffarme Stromproduktion zu bevorzugen.<sup>167</sup>

Soweit nun diesen Anforderungen der EU-Kommission für die Vereinbarkeit mit dem Beihilfenverbot im Rahmen der Konkretisierung des Modells Rechnung getragen werden kann, ist wohl davon auszugehen, dass ein mit den Vorgaben von Art. 107 f. AEUV konforme Massnahme durchaus erreichbar sein sollte. Anzumerken bleibt, dass der Umgang der Europäischen Union bzw. der EU-Kommission mit Kapazitätsmechanismen in der nächsten Zeit einem gewissen Wandel unterworfen sein könnte. Um eine EU-weite Koordinierung der Massnahmen

---

<sup>161</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 227 i.V.m. Rn. 49 – 52.

<sup>162</sup> Beihilfeleitlinie, Rn. 228 ff.

<sup>163</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 232 Bst. a, vgl. auch bereits oben zur Angemessenheit.

<sup>164</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 232 Bst. b.

<sup>165</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 232 Bst. c und d.

<sup>166</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 233 Bst. a – d.

<sup>167</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 233 Bst. e.

zur Messung und Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit zu erreichen und Verzerrungen im Binnenmarkt zu vermeiden, will die Kommission Rechtsvorschriften zur Versorgungssicherheit im Strombereich vorschlagen.<sup>168</sup> Im Vorfeld der Erarbeitung dieser Vorschläge hat die Kommission am 13. April 2016 einen Zwischenbericht einer entsprechenden Sektoruntersuchung<sup>169</sup> unterbreitet, zu dem die Mitgliedstaaten, interessierte Kreise sowie die Öffentlichkeit nun Stellung nehmen können, bevor – wohl gegen Ende 2016 – der Abschlussbericht über die Sektoruntersuchung veröffentlicht wird. Gestützt darauf will die Kommission Rechtsvorschriften zur Gestaltung des Strommarktes und zur Versorgungssicherheit vorlegen, die unter anderem definieren sollen, welche Risikostufen für eine verminderte Ausspeisung noch hinzunehmen sind und die eine einheitliche, faktenbasierte Bewertung der Versorgungssicherheit beinhalten dürften.<sup>170</sup>

#### 4.2.5.3.3 Verbot von Zöllen und steuerlicher Diskriminierung

Schliesslich setzt die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht auch voraus, dass die Abgaben, welche zur Finanzierung der Beihilfe erhoben werden, mit dem Unionsrecht vereinbar sind und namentlich **keine Zölle** (Art. 30 AEUV) oder **steuerlichen Diskriminierungen** von importierten Produkten (Art. 110 AEUV) beinhalten. Hierzu ist zu sagen, dass das Unionsrecht den Mitgliedstaaten die Freiheit belässt, ein Steuersystem einzurichten, das Differenzierungen zwischen unterschiedlichen Produkten, einschliesslich zwischen gleichartigen Produkten, umfasst, solange diese Differenzierungen auf objektiven Kriterien beruhen und keine mittelbaren oder unmittelbaren Diskriminierungen gegen importierte Waren aus anderen Mitgliedstaaten oder eine anderweitige Form des Schutzes der heimischen Produktion bedeuten.

#### 4.2.6 Diskussion

Ein Quotenmodell für Versorgungssicherheit im Winter wäre mit Blick auf sein Ziel dynamisch effizient, solange die Pönalen in Anlehnung an die erwarteten volkswirtschaftlichen Kosten eines Versorgungsausfalls festgelegt werden.

Die Wirkung ist gegeben, falls die Pönale ausreichend hoch festgelegt wird und ausländische Erzeuger im Wesentlichen von der Massnahme ausgeschlossen sind – würden Importe zugelassen, würden die Zertifikate mangels Knappheit weitgehend wertlos. Eine Teilnahme von Erzeugung im Ausland wäre daher an rigide Bedingungen zu knüpfen, die an das Ziel der Massnahme angelehnt sind.

Seitens (grosser) Erzeuger würden gewisse Anreize bestehen, in Knappheitsmonaten Knappheitssituationen bewusst herbeizuführen. Jedoch würden sie, falls sie hierfür weniger produzieren, entsprechend auch weniger Zertifikate erhalten. Seitens der Lieferanten sind die Anreize umgekehrt und die Massnahme schafft gewisse Anreize für Lastmanagement, soweit dies wirksam auf saisonaler bzw. monatlicher Basis betrieben werden kann. Wenn befürchtet wird, dass Zertifikatspreise in Monaten mit überschüssiger Erzeugung nicht gegen null tendieren, z.B. wegen Marktmacht von Erzeugergruppen, könnte vorgesehen werden, dass für Lieferanten keine

<sup>168</sup> Mitteilung der Europäischen Kommission vom 25. Februar 2015, Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, COM(2015) 80, 23.

<sup>169</sup> Bericht der Kommission vom 13. April 2016, Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, SWD(2016) 119 final.

<sup>170</sup> Bericht der Kommission vom 13. April 2016, Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, SWD(2016) 119 final, 4.

Pönale anfällt für Monate, in denen die Last im betreffenden Monat unter der Erzeugung gelegen ist. Alternativ könnten die Zertifikatspreise ex post auf null gestellt werden.

Für Pumpspeicher und andere Speicher (z.B. Wochenspeicher), welche nicht geeignet sind, Erzeugung vom Sommer auf den Winter zu verschieben, würde die Massnahme keine Zusatzerlöse bringen, es sei denn sie würden beim Strombezug von der Zertifikatspflicht teilweise oder ganz befreit.

Kritisch ist die Berücksichtigung von Kernkraftwerken: Sind sie qualifiziert, sind sie die grössten Nutzniesser. Dies wäre im Sinn der Massnahme, würde aber dem mit der ES2050 avisierten Energiemix entgegenlaufen. Eine Variante wäre es, die Qualifikation von Kernkraftwerken an verbindliche Abschaltpläne zu knüpfen.

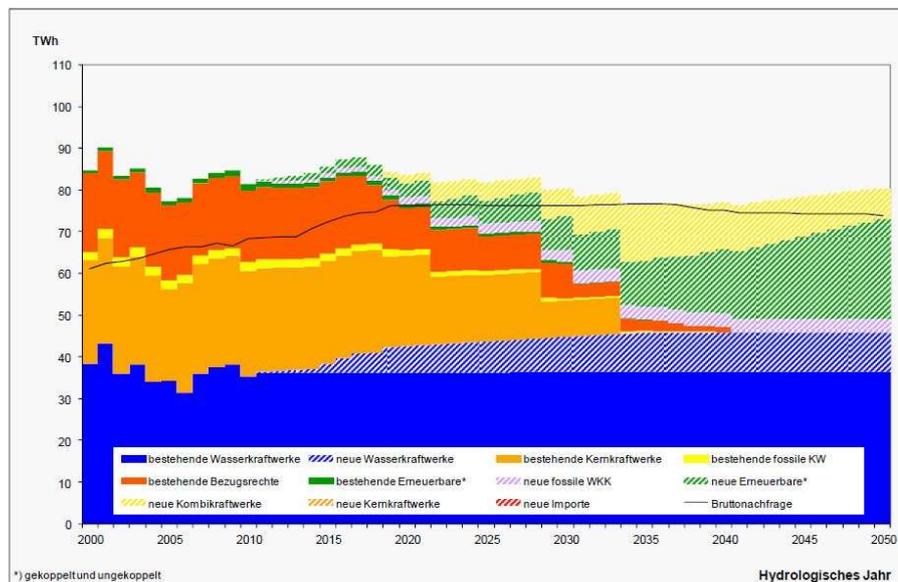
### 4.3 Modell 2: Quotenmodell erneuerbare Energien

#### 4.3.1 Spezifikation

##### Hintergrund

Die Energiestrategie sieht einen substanziellen Zubau erneuerbarer Energien vor (vgl. **Abbildung 16**). Das heutige Förderinstrument KEV soll in Zukunft auslaufen und im Rahmen der zweiten Etappe der Energiestrategie ersetzt werden.

**Abbildung 16: Avisierter Zubau erneuerbarer Energien in der ES2050, Szenario „Politische Massnahmen Bundesrat“**



Quelle: Energieperspektiven 2050, BFE / Prognos (2012)

##### Ziel und Funktionsweise

Ziel des Modells ist der Zubau und Erhalt von erneuerbaren Energien im Sinne der Energiestrategie zur Erreichung der Schweizer Klimaziele.

Hierzu wird ab voraussichtlichem Auslaufen der KEV (z.B. ab dem Jahr 2023) ein jährlicher Quoten-Pfad festgelegt, der vorgibt, wie hoch der Anteil erneuerbarer Energien in der Schweiz im entsprechenden Jahr sein soll. Als Grundlage dient das Modell der Gebirgskantone vom Jahr 2015.<sup>171</sup> Hier wird als Endziel ein Anteil von 100% im Jahr 2050 festgesetzt. Gemäss den Energieperspektiven des Bundesrates, die auch konventionelle Erzeugung vorsehen, wäre der Anteil entsprechend geringer (vgl. **Abbildung 16**). Im Unterschied zum BFE im Jahr 2014 diskutieren Quotenmodell (BFE, 2014) würde sich die Quote nicht nur auf den Zubau von Erneuerbaren beziehen sondern auch bestehende erneuerbare Energien wie die Wasserkraft mit einbeziehen.

<sup>171</sup> Vorschlag „Mut zum Quotenmodell“ vom 20.3.2015 der Regierungskonferenz der Gebirgskantone.

Die **Eckwerte des Modells** werden für die weitere Analyse wie folgt festgelegt:

- Zertifikatausgabe an Erzeuger:
  - Produzenten von erneuerbarer Energie erhalten jährlich im Umfang ihrer Produktion des Vorjahres frei handelbare Zertifikate, welche für das entsprechende Jahr gültig sind und Ende Jahr verfallen;
  - Ausgabe an Erzeuger im Inland („Quote muss im Inland erfüllt werden“).
- Zertifikatkauf durch Lieferanten:
  - Lieferanten müssen gemessen an ihrem Absatz an Endkunden in der Schweiz jährlich Zertifikate im Umfang der vorgegebenen, mit der Zeit steigenden Quote von erneuerbaren Energien vorweisen oder eine Pönale zahlen;
  - Damit Knappheit entsteht, wird die Quote jeweils so festgesetzt, dass sie über der effektiv verfügbaren erneuerbaren Erzeugung liegt;
  - In Anlehnung an die Vorschläge des Bundesrats zur Lenkungsabgabe schlagen die Gebirgskantone vor, die Pönale von einer Belastung von CHF 80/Tonne CO<sub>2</sub>-Emission abzuleiten. Umgerechnet auf die Produktion einer kWh durch ein Kohlekraftwerk ergäbe dies eine Pönale von rund 7 Rp./kWh.

#### **Erwartete Wirkung**

- Der erwartete Zertifikatserlös pro produzierter kWh senkt die wahrgenommenen Grenzkosten der qualifizierten Erzeuger.
- Die Zertifikatspreise dürften sich bei einer zentralen Handelsplattform mit Cut-off-Preis nahe der Pönale bewegen, solange die vorgegebene Quote nicht gedeckt ist.

#### **Ausgewählte Ausgestaltungsvarianten**

*Quote:* Statt einem jährlichen Anstieg der Quote könnte von Beginn weg die Zielquote vorgegeben werden, welche im Jahr 2050 erreicht werden soll. Der Vorteil bestünde darin, dass somit die Geschwindigkeit des Zubaus endogen ist und nicht behördlich festgelegt. Die Wirkung ist aus ökonomischer Sicht gleichwertig wie bei einem Quotenpfad, wenn bei diesem die zu erreichende Quote stets „zu hoch“ angesetzt ist und dies auch so von den Marktteilnehmern antizipiert wird.

*Teilquoten:* Teilquoten innerhalb der Gesamtquote, falls bestimmte Technologien stärker gefördert werden sollen als andere. Hierbei wäre bei der Festlegung der Pönalen den unterschiedlichen Gestehungskosten der einzelnen Technologien Rechnung zu tragen. Alternativ könnte die Pönale an der teuersten Technologie ausgerichtet werden, welche mit einer Teilquote noch gefördert werden soll, wodurch zunächst v.a. Erneuerbare mit tieferen Kosten zugebaut würden mit entsprechenden Mitnahmeeffekten. Auf der anderen Seite würde die Grösse der Märkte reduziert und die Transaktionskosten für die Lieferanten erhöht (Beschaffung mehrerer Zertifikatsarten).

*Anpassungsfaktoren:* Statt Teilquoten könnten zur Differenzierung nach Technologien Anpassungsfaktoren angewendet werden, gemäss denen die Zertifikatausgabe nach Erzeugerklassen unterschiedlich ausgestaltet werden könnte. Pro Klasse würde einem Erzeuger jede eingespeiste kWh mit dem klassenspezifischen Anpassungsfaktor multipliziert. Anpassungsfaktoren könnten u.a. nach Erzeugungstechnologie und/oder alt/neu differenziert werden. Je nach Ausgestaltung wäre die von den Lieferanten zu erreichende Quote entsprechend anzupassen.

*Analog zu Modell 1:* Die Ausgestaltungsvarianten von Modell 1 gelten sinngemäss auch für Modell 2, insbesondere auch die Frage der Behandlung der Speicher oder operative Aspekte.

*Kernkraft:* Würde das Modell klimapolitisch motiviert, könnten (ggf. unter Bedingungen) auch Kernkraftwerke berücksichtigt werden.

#### 4.3.2 Schätzung der finanziellen Effekte

##### Annahmen zur Modellierung

*Jahresquote:* Die festgesetzte Jahresquote liegt jeweils höher als die mögliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien, d.h. der Zertifikatspreis bewegt sich bei rationalen Agenten jeweils leicht unter der Pönale von 7 Rp/kWh und alle erneuerbaren Energien profitieren im Umfang ihrer Jahresproduktion.

*Speicher:* Wasserspeicher, jedoch nicht Pumpspeicher und andere Speicher mit Nettoeinspeisung nahe Null oder negativ, profitieren ebenfalls von Zertifikaten, d.h. sie erhalten für die erzeugte Energie Zertifikate, müssen aber für die Einspeisung keine Zertifikate erwerben.

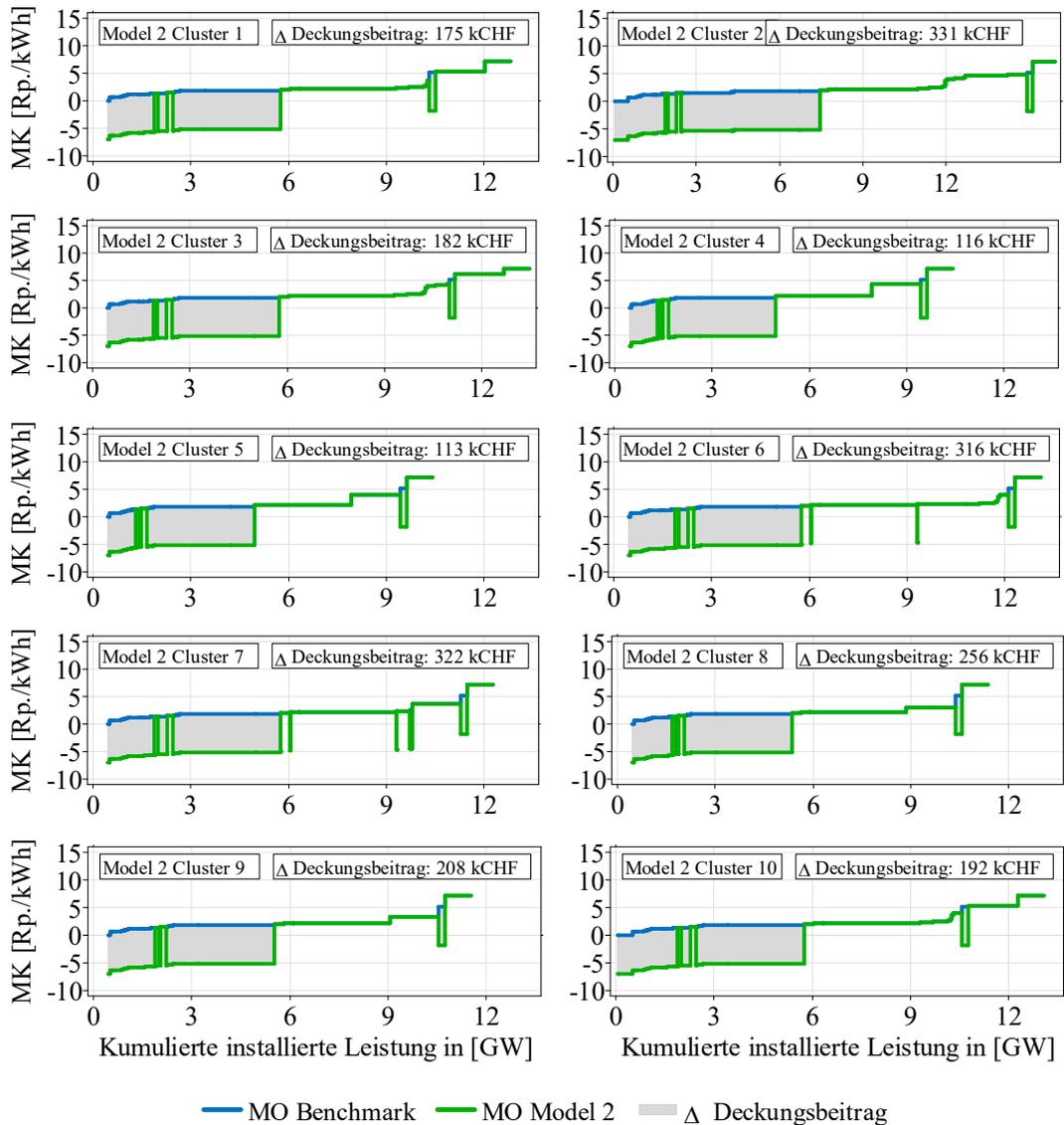
*Stichdaten:* Auch hier werden die Kosten berechnet, welche infolge einer Implementierung von Modell 2 an den Stichtagen im Jahre 2015 entstanden wären. Die Modellierung erfolgt für die mit der Clusteranalyse festgelegten 10 Stichdaten im Jahr 2015, da hier die monatliche Strukturierung nicht relevant ist. Die Details zu den jeweiligen Clustern sind in Tabelle 20 gelistet.

##### Resultate

**Abbildung 17** zeigt die Resultate für Modell 2. **Tabelle 11** gibt die Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien an den Deckungsbeitragsänderungen wieder.

Die absoluten Förderbeiträge sind direkt abhängig von der Höhe der Pönale. Die Flusslaufwerke würden am stärksten von der Massnahme profitieren, u.a. da ihre im Sommer höhere Erzeugung voll zur Geltung kommt. Ähnlich profitieren auch Photovoltaik und Wind stärker als in Modell 1. Auszahlungen würden über ein ganzes Jahr hinweg erfolgen. Werden die berechneten Kosten gemäss der durch einen Cluster abgedeckte Anzahl Stunden gewichtet, so ergäbe sich daraus eine grobe Schätzung der Gesamtkosten von Modell 2 für das Jahr 2015. Für die Gewichtung der einzelnen Clusterzeitpunkte siehe Tabelle 20.

Abbildung 17: Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 2



Anmerkungen: Die Abbildung stellt die für die einzelnen Monate im Jahr 2015 modellierten Merit Orders (MO) der Ausgleichsmassnahme bzw. des Modells dar. Der Benchmark (*blaue Linie*) entspricht der Merit Order, welche im betreffenden Zeitpunkt effektiv vorlag (d.h. ohne Implementierung der Ausgleichsmassnahme). Die *grüne Linie* zeigt die berechnete Merit Order unter einer Implementierung der Ausgleichsmassnahme. Die Differenz zwischen den beiden Merit Orders entspricht der Reduktion der wahrgenommenen marginalen Kosten (MK) der jeweiligen Erzeuger. Wird nun das Integral dieser Differenz über die kumulierte installierte Leistung hinweg genommen, ergibt sich hieraus, falls sich kein neuer Marktpreis einstellt, die Deckungsbeitragserhöhung für die begünstigten Erzeuger, repräsentiert durch die *grau schattierte Fläche*.

Quelle: Swiss Economics

**Tabelle 11: Modell 2 – Deckungsbeitragsänderung je Technologie für die 10 Clusterzeitpunkte, stündlicher Wert in kCHF**

Technologie	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	$\sigma$	Anteil
Biomasse	3.8	3.6	3.8	3.3	3.4	2.6	2.4	2.8	3.0	4.2	3.3	1.5%
Flusslauf	77.4	114.5	84.3	77.1	75.3	219.0	224.0	186.1	128.8	92.2	127.9	57.8%
Kernkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%
Kleinwasserkraft	15.0	14.1	14.9	12.9	13.3	10.2	9.5	10.8	11.7	16.4	12.9	5.8%
Netto Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%
Photovoltaik	2.5	2.5	3.2	1.8	0.7	8.4	10.2	8.8	4.2	2.8	4.5	2.0%
Pumpspeicher	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%
Speicher	75.8	195.6	75.8	20.3	20.3	75.8	75.8	47.1	59.9	75.8	72.2	32.7%
Weitere therm.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%
Wind	0.6	0.7	0.1	0.2	0.4	0.4	0.5	0.3	0.7	0.2	0.4	0.2%
<b>Total</b>	<b>175.1</b>	<b>330.9</b>	<b>182.1</b>	<b>115.5</b>	<b>113.3</b>	<b>316.3</b>	<b>322.3</b>	<b>255.9</b>	<b>208.3</b>	<b>191.6</b>	<b>221.1</b>	<b>100%</b>

Anmerkungen: Diese Tabelle zeigt die vom Modell verursachten Deckungsbeitragsänderungen der verschiedenen Erzeugungstechnologien für die einzelnen Clusterzeitpunkte sowie die resultierenden Anteile. C1 steht für Cluster 1 und C10 für Cluster 10. „Weiter therm.“ steht für die Technologie „Weitere thermisch“. Quelle: Swiss Economics

### 4.3.3 Ökonomische Beurteilung

- bis ● *Lindert Marktverzerrungen:* Am Energy-only Markt werden grundsätzlich die Externalitäten verschiedener Erzeugungstechnologien nicht berücksichtigt. Insofern setzt die Massnahme hier an und vermag negative Externalitäten fossiler Stromerzeuger auf das Klima ggf. auszugleichen. Bezüglich der Preishöhe am EOM vgl. Aussagen zum Modell 1.
- *Statische und dynamische Effizienz:* Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Auch neue Erneuerbare würden unter das Quotenmodell fallen und damit im Vergleich zur KEV besser in den Markt integriert. Die Massnahme wäre bezogen auf Schweizer Erneuerbare dahingehend dynamisch effizient, als dass die effizientesten Erneuerbaren am Markt bleiben bzw. neu zugebaut würden. Als Nebeneffekt der aus dynamischer Sicht wünschenswerten Technologieneutralität können insbesondere kurzfristig gewisse Mitnahmeeffekte auftreten.
- *Finanzierungsbedarf:* Analog Modell 1 werden a priori keine öffentlichen Mittel benötigt bzw. es entstehen seitens Staat Einnahmen in der Höhe der eingenommenen Pönalen, welche z.B. für Förderungen im Rahmen der ES2050 eingesetzt werden oder an Endkunden zurückverteilt werden könnten. Die Mehrkosten seitens der Lieferanten für Zertifikate und Pönalen betragen bei einer angenommenen (hohen) Pönale von 7 Rp./kWh ca. CHF 1.5 Mrd. pro Jahr. Dieser Betrag dürfte via Endkundenpreise auf die Endkunden weitergegeben werden. In der Grundversorgung würden die Auslagen für die Zertifikatsbeschaffung als anrechenbare Kosten gelten.
- *Verteilungswirkungen:* Die qualifizierten Erzeuger würden gegenüber den übrigen Erzeugern bessergestellt. Im Übrigen analog zu Modell 1, d.h. Belastung der Endkunden zu Gunsten der Erzeuger und innerhalb der Gruppe der Endkunden eher Belastung der kleineren Endkunden.

#### 4.3.4 Technische und politische Beurteilung

- *Versorgungssicherheit*: Die Massnahme verbessert mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit teilweise insofern, dass sich Erneuerungs- und Neuinvestition in Wasserkraftwerke entsprechend der zusätzlichen Einnahmen aus dem Zertifikatehandel besser rentieren würden. Jedoch werden keine zusätzlichen Anreize gegeben, z.B. die Erzeugungssituation im Winter zu verbessern.
- *ES 2050*: Die Ausgleichsmassnahme stellt Erzeugung aus Wasserkraftwerken mit Ausnahme von Pumpspeichern besser. Letzter würden nur profitieren, wenn sie bei der Einspeisung von der Zertifikatspflicht befreit werden. Auch alle übrigen erneuerbaren Energien würden gegenüber anderen Erzeugungstechnologien bessergestellt. Jedoch würden insbesondere Erneuerbare mit vergleichsweise hohen Gestehungskosten schlechter gestellt im Vergleich zur geltenden KEV, da sie einerseits mit dem Quotenmodell höheren Marktrisiken ausgesetzt wären und sie in der heutigen KEV überproportional profitieren. Ggf. wären hier Teilquoten oder flankierende Instrumente wie Einmalvergütungen zu prüfen.
- *Steuerbarkeit*: Via Erhöhung der Pönale lässt sich die Anreizwirkung verstärken. Soll der Zubau technologiespezifisch erfolgen, wären Teilquoten oder ergänzenden Massnahmen zu prüfen. Sobald die Quote erfüllt wird, ist die Steuerbarkeit nicht mehr gegeben bzw. die Ausgleichsmassnahme hat ihr Ziel erfüllt.
- *Umsetzbarkeit*: Analog Modell 1.

#### 4.3.5 Juristische Analyse

##### 4.3.5.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Für die **verfassungsrechtliche Abstützung** des Quotenmodells sind *de constitutione lata*, also gestützt auf die geltende Verfassungsordnung, zwei Schienen denkbar: Einerseits eine Abstützung auf die Bundeskompetenzen im Energiebereich, namentlich Art. 89 BV zur Energiepolitik und Art. 91 Abs. 1 BV zu Transport und Lieferung elektrischer Energie sowie andererseits der Rückgriff auf die umweltrechtlichen Zuständigkeiten des Bundes aufgrund von Art. 74 BV zum Umweltschutz. In Bezug auf die Abstützung eines solchen Quotenmodells auf die „Energieverfassung“ lässt sich festhalten, dass das Modell einen – etwa im Vergleich zum Quotenmodell Versorgungssicherheit<sup>172</sup> – engeren Bezug zur Stromproduktion aufweist, wogegen der Sachzusammenhang zu Lieferung und Versorgung elektrischer Energie weit loser ausfällt. Da nun die Belange der Stromproduktion vom Anwendungsbereich von Art. 91 Abs. 1 BV gerade nicht erfasst sind,<sup>173</sup> erscheint jedenfalls eine alleinige Abstützung des Modells auf diese Kompetenzgrundlage selbst unter Berücksichtigung des weiten Verständnisses der Vorschrift als ausgeschlossen. Eine zweite erwägenswerte Grundlage bildet Art. 89 BV zur Energiepolitik. Nach Art. 89 Abs. 2 BV kommt dem Bund eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz für Vorschriften „über die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien“ zu. Diese bezieht sich auf die

<sup>172</sup> Vgl. dazu oben Abschnitt 4.2.5.1.

<sup>173</sup> Vgl. dazu oben Abschnitt 4.2.5.1; Biaggini, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4; Schaffhauser/Uhlmann, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 3; Hänni/Stöckli (2013), 460; mit weiteren Hinweisen Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 91 N 4.

Verteilung, Gewinnung und den Verbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen.<sup>174</sup> Die Bundeszuständigkeit ist jedoch auf die Grundsätze beschränkt, darf in ihrer Regelungstiefe somit lediglich die allgemeinen Prinzipien erfassen und konkrete Sachbelange nur ausnahmsweise regeln.<sup>175</sup> Vor diesem Hintergrund könnte Art. 89 Abs. 2 BV soweit ersichtlich lediglich als verfassungsrechtliche Grundlage für eine grobe Regelung des Quotenmodells (z.B. Grundmodell oder Formulierung des Quotenzielpfades auf Bundesebene, Ausdifferenzierung und Konkretisierung auf Kantonsebene) herangezogen werden. Eine vollständige konkretisierte Regelung müsste sich hingegen – jedenfalls teilweise – auf eine anderweitige Verfassungsgrundlage stützen können. Hierfür kommt nun allenfalls Art. 74 BV zum Umweltschutz in Frage, der eine umfassende, konkurrierende Bundeskompetenz zum Erlass von „Vorschriften über den Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt vor schädlichen und lästigen Einwirkungen“ begründet. Auf diese Kompetenzgrundlage wurde unter anderem das Umweltschutzgesetz<sup>176</sup> sowie eine Vielzahl von Ausführungsverordnungen gestützt. Bezüglich der Ausgestaltung des Schutzinstrumentariums sind der Verfassungsbestimmung, abgesehen von der Orientierung am Vorsorgeprinzip und am Verursacherprinzip (Art. 74 Abs. 2 BV), keine spezifischen Vorgaben zu entnehmen. Denkbar sind somit neben Verboten, Geboten, Finanzhilfen etc. auch marktwirtschaftliche Instrumente.<sup>177</sup> Als solches wäre ein Quotenmodell für erneuerbare Energien zu qualifizieren. Überdies stellt sich allenfalls die Frage, ob die mit dem Quotenmodell im Zusammenhang stehenden Pönalen als öffentliche Abgaben zu qualifizieren sind. Diesfalls ist eine reine Sachkompetenz als Verfassungsgrundlage wohl lediglich ausreichend, falls die Pönale letztlich als Kausalabgabe oder – vorliegend je nach konkreter Ausgestaltung wohl einschlägig – als reine Lenkungsabgabe, d.h. als Abgabe, der nicht eine fiskalische Intention zugrunde liegt bzw. der keine fiskalische Wirkung zukommt, zu qualifizieren wäre.<sup>178</sup> Allgemein liesse sich somit unter Berücksichtigung des komplexen Zusammenspiels zwischen Art. 74 BV und den Kompetenzgrundlagen der Energieverfassung<sup>179</sup> generell eine doppelte Abstützung der Regelungen eines Quotenmodells auf Art. 74 und Art. 89 BV in Erwägung ziehen. Zu berücksichtigen wäre dabei immerhin der doppelte Vorbehalt, dass einerseits eine entsprechende Regelung nicht in die kantonalen Kompetenzen im Bereich der Stromproduktion eingreift, wie sie in der Ausgestaltung der Bundeskompetenzen von Art. 89 Abs. 2 BV als Grundsatzgesetzgebungskompetenzen zu Ausdruck kommen und andererseits die Vorgaben des Legalitätsprinzips im Bereich des Abgaberechts eingehalten werden. Eine abschliessende Beurteilung dieser Frage ist demzufolge letztlich erst gestützt auf ein konkretes Regelungsmodell möglich.

---

<sup>174</sup> Vgl. etwa Botschaft Energieartikel, BBl 1988 I 377 f. oder Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 15.

<sup>175</sup> Vgl. auch dazu etwa Jagmetti (2005), Rn. 1322, Schaffhauser/Uhlmann, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 11, Kern, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 89 N 14.

<sup>176</sup> Bundesgesetz über den Umweltschutz vom 7. Oktober 1983 (USG; SR 814.01).

<sup>177</sup> Vgl. etwa Biaggini, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 6.

<sup>178</sup> Vgl. dazu bereits oben Abschnitt 4.2.5.1 sowie allgemein Abschnitt 2.2.2.2.

<sup>179</sup> Zu denken ist insbesondere an Art. 76 Abs. 2 – 4 BV zur Wasserkraft, aber eben auch Art. 89 ff. BV. Zu dieser Fragestellung im Allgemeinen Biaggini, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 74 N 1; auch zwischen diesen Bereichen und nicht bloss zwischen der allgemeinen und den spezifischen Umweltschutzvorschriften der Verfassung bestehen die von MAHON erwähnten „chevauchements“: Aubert/Mahon (2003), Art. 74 N 3.

Aufgrund der Tragweite eines weitreichenden Quotenmodells für die Stromproduktion dürfte es jedoch sowohl aus föderalistischen Gründen als auch aufgrund der demokratischen Abstützung des Unterfangens ohnehin angezeigt sein, eine ausdrückliche und tragfähige Verfassungsgrundlage vorzusehen. *De constitutione ferenda* liesse sich somit eine Abstützung auf eine eigene Verfassungsvorschrift anvisieren, wie sie mit Art. 131a E-BV für den zweiten Schritt der Energiestrategie als Grundlage für eine künftige Klima- und Stromabgabe geplant ist (wobei das angepeilte Quotenmodell wohl eher als Alternative hierzu zu konzipieren wäre).<sup>180</sup>

Im Hinblick auf **grundrechtliche Garantien** bedeutet die Einführung eines Quotenmodells für erneuerbare Energien wohl einen Eingriff sowohl in die Wirtschaftsfreiheit nach Art. 27 BV als auch in die Eigentumsfreiheit nach Art. 26 BV. Demzufolge sind die Vorgaben von Art. 36 BV beachtlich, es muss namentlich eine ausreichende rechtliche Grundlage vorliegen, eine Rechtfertigung durch ein öffentliches Interesse gegeben sein, die Verhältnismässigkeit berücksichtigt werden und der grundrechtliche Kerngehalt respektiert werden. Aufgrund des – je nach Ausgestaltung – weitreichenden Charakters der Massnahme ist jedenfalls die Verankerung in einem formellen Gesetz erforderlich. Sodann gilt es sicherzustellen, dass die Massnahme nicht nur tauglich (*Eignung*) ist, um das angestrebte öffentliche Interesse zu erreichen, sondern auch nicht einschneidender ist als notwendig (*Erforderlichkeit*) und zudem in einem vernünftigen Verhältnis zu den angestrebten Zielen steht (*Verhältnismässigkeit im engeren Sinne*), um dem Grundsatz der Verhältnismässigkeit Genüge zu tun. Insbesondere bei einer weitgehenden Erhöhung der Erneuerbarkeitsquote dürften sich bezüglich der Verhältnismässigkeit durchaus kritische Fragen stellen, die eine stimmige und grundrechtsschonende Ausgestaltung der Massnahme erforderlich machen. Während der Kerngehalt im Bereich der Wirtschaftsfreiheit auch durch einschneidende Massnahmen kaum betroffen sein dürfte, da die Gestaltungsmöglichkeiten des Gesetzgebers – abgesehen von den Vorgaben der Grundsatzkonformität gemäss Art. 94 Abs. 1 BV – jedenfalls im Grundsatz weit bemessen sind,<sup>181</sup> ist im Hinblick auf den Kerngehalt der Eigentumsgarantie jedenfalls die Wertgarantie zu beachten, wonach formelle Enteignungen sowie enteignungsähnliche Eigentumsbeschränkungen voll entschädigt werden müssen.<sup>182</sup>

#### 4.3.5.2 Völkerrechtliche Vorgaben

In vielerlei Hinsicht kann an dieser Stelle auf die Ausführungen zum Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwiesen werden, was die WTO-rechtliche Kompatibilität betrifft. Erneut handelt es sich um ein Zertifikatsmodell, das beinahe dieselben rechtlichen Fragen und Beurteilungen aufwirft. Zwei Unterschiede bedürfen näherer Betrachtung. Erstens ist der Rechtfertigungsgrund für die Massnahme nicht die Versorgungssicherheit, sondern die Förderung erneuerbarer Energien, die sich als Teil des Umweltschutzes, d.h. unter Art. XX g und insbesondere XX b GATT einstufen lässt. Eine Rechtfertigung dürfte dadurch erleichtert werden. Jedoch ist zweitens auch ein Ausschluss ausländischer Erzeuger vorgesehen, der die Rechtfertigung wesentlich erschweren dürfte. Im Rahmen der Rechtfertigung müsste so die

<sup>180</sup> Vgl. Bundesbeschluss über einen Verfassungsartikel über Klima- und Stromabgaben, BBl 2015 7925 sowie Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBl 2015 7877.

<sup>181</sup> Vgl. zum Ganzen etwa Uhlmann, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.), Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. 27 N 54 f.

<sup>182</sup> Eine solche Konstellation ist etwa denkbar, wenn bestimmte Anlagen oder Einrichtungen zur Energieproduktion aufgrund einer Absenkung der Produktionsquote schlechterdings nicht mehr genutzt werden können, lassen sich aber wohl durch geeignete Übergangsfristen weitestgehend verhindern.

Verhältnismässigkeit eines solchen Vorgehens deutlich gezeigt werden, d.h. mit einer Begründung, warum es keine weniger diskriminierende Alternative gibt (z.B. Umsetzung, die auch ausländischen Erzeugern die Möglichkeit eröffnet, Zertifikate zu erhalten). Da nicht ausjudiziert, ist letztlich schwer vorherzusagen, inwieweit die vorgesehene Ausgestaltung des Quotenmodells Erneuerbare Energien als WTO-rechtskompatibel eingestuft werden kann. Präziser sind hier die Vorgaben im EU-Recht bzw. im parallel ausgestalteten Freihandelsabkommen.

Im Rahmen des Freihandelsabkommens bzw. des Unionsbinnenmarktrechts ist ebenfalls von einem unterschiedlichen Rechtfertigungsgrund, nämlich dem Schutz der Umwelt, auszugehen. In Bezug auf die Rechtfertigung hat hier der EuGH recht klar festgestellt, dass ein System zur Förderung erneuerbarer Energien rein auf das Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaates beschränkt werden darf, ohne dadurch eine Verletzung des Unionsrechts zu begehen.<sup>183</sup> Gründe waren für den EuGH die unvollständige Harmonisierung in diesem Bereich, die Förderung der Erzeugung von Energie und nicht etwa des Verbrauchs, an welcher das System ansetzte, und die Schwierigkeit, die Herkunft von Strom festzustellen.<sup>184</sup> Da diese wesentlichen Punkte auch beim vorliegenden Modell erfüllt sein dürften, bestehen gute Chancen, dass damit eine unionsrechtskonforme Lösung geschaffen würde.

#### 4.3.5.3 Allfällige Vorgaben des Unionsrechts

Wie aus Perspektive des WTO-Recht und des Freihandelsabkommen stellen sich mit dem Quotenmodell Erneuerbare Energien auch aus Sicht des Unionsrechts mit dem Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übereinstimmende Fragen bezüglich der Vereinbarkeit mit dem Primärrecht.

##### 4.3.5.3.1 Warenverkehrsfreiheit

Hauptdiskussionspunkt in Bezug auf die Vereinbarkeit mit dem Primärrecht der Europäischen Union ist auch hier die Zulässigkeit der Massnahme vor dem Hintergrund der **Warenverkehrsfreiheit** gemäss Art. 34 ff. AEUV. Bezüglich der Anwendbarkeit von Art. 34 ff. AEUV lässt sich der Rechtsprechung des EuGH entnehmen, dass die mit der Förderung erneuerbarer Energien verbundenen Belange unter der Richtlinie 2009/28 nicht vollständig harmonisiert sind, also keine Sperrwirkung zum Tragen kommt und die Vereinbarkeit von Zertifizierungslösungen zur Förderung grünen Stroms mit der Warenverkehrsfreiheit demzufolge zu prüfen ist.<sup>185</sup> Wiederum stellt das Erfordernis, für die Lieferung von Strom Zertifikate beizubringen, soweit ersichtlich einen rechtfertigungsbedürftigen Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit dar.

Als **Rechtfertigungsgründe** kommen hierbei einerseits die in Art. 36 AEUV ausdrücklich genannten Gründe des Schutzes der Gesundheit und den Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen in Frage, denen der Gerichtshof das Bestreben zu einer vermehrten Nutzung erneuerbarer Energiequellen in seiner Rechtsprechung verschiedentlich zugeordnet hat.<sup>186</sup> Sodann ist davon auszugehen, dass ein solches Modell dem Umweltschutz dient, der nach ständiger

<sup>183</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 94 (Ålands Vindkraft).

<sup>184</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 95 ff. (Ålands Vindkraft).

<sup>185</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 56 ff. (Ålands Vindkraft).

<sup>186</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 75 (PreussenElektra); EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 80 (Ålands Vindkraft).

Rechtsprechung des Gerichtshofs ein zwingendes Erfordernis im Allgemeininteresse darstellt.<sup>187</sup> Schliesslich stellt die Entwicklung erneuerbarer Energiequellen auch sowohl nach Primärrecht (Art. 194 Abs. 1 Bst. c AEUV) als auch nach Sekundärrecht (etwa RL 2009/28 *passim*) der Europäischen Union ein legitimes Interesse dar.

Bezüglich der Vereinbarkeit mit den Anforderungen der **Verhältnismässigkeit** kann zunächst die Frage aufgeworfen werden, ob eine Beschränkung der Vergabe von Zertifikaten auf nationale Produzenten vor den Anforderungen von Art. 34 ff. AEUV Stand hält. Hierzu hat der EuGH im Urteil *Ålands Vindkraft*<sup>188</sup> festgehalten, dass eine solche territoriale Beschränkung beim aktuellen Harmonisierungsgrad des Unionsrechts als zulässig zu erachten sei, soweit sie nicht darüber hinausgeht, was unter dem nach der nationalen Regelung und RL 2009/29 verfolgten Ziel erforderlich ist. Begründet wird dies mit der verbindlichen Verpflichtung des Unionsrechts gegenüber den Mitgliedstaaten, bestimmte Erzeugungsquoten grünen Stroms zu erreichen (Erwägungsgründe 1 und 25 sowie Art. 3 Abs. 1 und Art. 5 Abs. 1 und 3 RL 2009/28), deren Einhaltung einen funktionierenden nationalen Förderungsmechanismus, dem zudem eine gewisse Beständigkeit zukommen muss, letztlich voraussetze.<sup>189</sup> Die Pflicht von Stromversorgern oder Stromnutzern, eine Sonderabgabe zu entrichten, wenn sie der Verpflichtung nicht nachkommen, eine bestimmte Menge an Stromzertifikaten zu halten, unter gleichzeitiger Schaffung eines speziellen, wettbewerbsorientierten Marktes, auf dem solche Zertifikate erworben werden können, sei als zulässige Massnahme zur Förderung des Absatzes grüner Energie zu werten. Vorausgesetzt wird allerdings erstens, dass ein echter Zertifikatemarkt besteht, der es den der Quotenpflicht unterliegenden Akteuren ermöglicht, „sich auf wirksame Weise und unter fairen Bedingungen Zertifikate zu beschaffen“.<sup>190</sup> Zweitens darf die Höhe der zu entrichtenden Sonderabgabe nicht über das hinausgehen, was zur Erreichung der beabsichtigten Anreizzwecke erforderlich ist.<sup>191</sup> Unter diesen Voraussetzungen ist ein solcher Förderungsmechanismus mit den Anforderungen der Warenverkehrsfreiheit zu vereinbaren. Diese Einschätzung dürfte sich solange als stabil erweisen, als auf Ebene des Sekundärrechts der Europäischen Union keine Schritte unternommen werden, um die Systeme der Förderung erneuerbarer Energien weitergehend zu harmonisieren.

Da im Fall *Ålands Vindkraft* ein Modell zur Förderung neuer Produktionskapazitäten mit erneuerbaren Energiequellen zur Diskussion stand, ist mit dem Entscheid nicht geklärt, ob und inwieweit auch **bestehende Kraftwerke** gefördert werden können. Die Zulässigkeit der Förderung von Bestandeskraftwerken nach dem Massstab der Warenverkehrsfreiheit dürfte insbesondere davon abhängen, ob das Ziel der Massnahmen nicht nur den Zubau, sondern auch den Erhalt und die generelle Steigerung der Quote an erneuerbaren Energieträgern umfasst. Das Unionsrecht richtet mit Art. 3 Abs. 1 i.V.m. Anhang I RL 2009/28 verbindliche nationale Gesamtziele für Energie aus erneuerbaren Quellen ein, fordert also nicht lediglich einen Zubau von Anlagen, sondern eine Erhöhung der Produktionsquote. Der Gerichtshof hat überdies fest-

---

<sup>187</sup> EuGH, Rs. C-524/07, ECLI:EU:C:2008:717 (Kommission/Österreich).

<sup>188</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 91 – 104 (*Ålands Vindkraft*).

<sup>189</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 97 ff. (*Ålands Vindkraft*).

<sup>190</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 113 f. (*Ålands Vindkraft*).

<sup>191</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 116 (*Ålands Vindkraft*).

gehalten, dass die territoriale Beschränkung einer Förderregel nicht lediglich deshalb unzulässig ist, weil bereits ausreichende Kapazitäten zur Erzeugung grünen Strom bestünden.<sup>192</sup> Vielmehr kann demzufolge auch über die strikten Anforderungen des Unionsrechts hinausgegangen werden, insbesondere da den Investoren Regeln von einer gewissen Beständigkeit zu bieten seien, welche nicht einfach geändert werden müssen, sobald bestimmte Ziele erreicht sind, da andernfalls die beabsichtigte Anreizwirkung für langfristige Investitionen beeinträchtigt werden könnte.<sup>193</sup> Gestützt auf die Zielsetzung, eine bestimmte Produktionsquote zu erreichen bzw. grünen Strom auch darüber hinaus zu fördern, lässt sich demzufolge unter Umständen auch eine Förderung der bestehenden Kraftwerke rechtfertigen. Erforderlich ist allerdings wiederum, dass sich die entsprechenden Fördermechanismen im Rahmen der Verhältnismässigkeit bewegen, insbesondere also nicht darüber hinausgehen, was erforderlich ist, um die entsprechenden Kapazitäten am Markt zu behalten. Die Vorgabe der Verhältnismässigkeit könnte nun implizieren, dass für beide verfolgten Teilziele, die Förderung des Zubaus neuer Anlagen und die Erhaltung der bestehenden Anlagen, jeweils in ihrer Wirkung abgestufte Fördersysteme geschaffen werden müssen (z.B. durch Heranziehung von „Anpassungsfaktoren“ für die unterschiedlichen Konstellationen, vgl. Ausführungen oben hierzu).

#### 4.3.5.3.2 Beihilfeverbot

Überdies kann der angepeilte Mechanismus eine **Beihilfe** im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen.<sup>194</sup> Hierzu müsste es sich wiederum um staatliche oder aus staatlichen Mitteln (*staatliche Mittelherkunft*) gewährte Vorteile (*Begünstigungswirkung*) für bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige (*Selektivität*), aufgrund derer der Wettbewerb verfälscht oder der Handel beeinträchtigt werden können (*Wettbewerbsverfälschung*), handeln. Die Qualifikation der kostenlosen Abgabe von Zertifikaten als Beihilfe war vom Gerichtshof in einem Entscheid betreffend handelbarer NO<sub>x</sub>-Emissionsrechte bejaht worden. Hierbei hatte der EuGH festgehalten, dass die kostenlose Zuteilung solcher Emissionsrechte aufgrund der Tatsache, dass der Staat den Handel mit solchen Rechten zulässt und Unternehmen, die zu viele Schadstoffe ausgestossen, gestattet, die fehlenden Emissionsrechte zu erwerben, als ein wirtschaftlicher Vorteil zu qualifizieren sei.<sup>195</sup> Auch die staatliche Mittelherkunft wurde vom Gerichtshof in diesem Kontext mit der Begründung bejaht, dass der Staat durch die kostenlose Verteilung der Emissionsrechte auf Einnahmen verzichtet habe, was in einem hinreichend engen Zusammenhang zur fraglichen Massnahme stehe.<sup>196</sup> Zu einem anderen Resultat hätte wohl gemäss dieser Argumentation des EuGH die Versteigerung der Emissionsrechte geführt. Geht man einmal davon aus, dass die Gewährung von Zertifikaten auch in der vorliegenden Konstellation einen wirtschaftlichen Vorteil darstellt, so stellt sich anschliessend ebenfalls die Frage der staatlichen Mittelherkunft. Die EU-Kommission hatte diesen Punkt in einem Entscheid bezüglich sogenannter „grüner Zertifikate“ in Rumänien offengelassen.<sup>197</sup> Bei der Erörterung der Qualifikation als Beihilfe hielt die

<sup>192</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 102 (Ålands Vindkraft).

<sup>193</sup> EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 103 (Ålands Vindkraft).

<sup>194</sup> Vgl. dazu bereits oben Abschnitt 4.2.5.3.2.

<sup>195</sup> EuGH, Rs. C-279/08, ECLI:EU:C:2011:551, Rn. 88 ff. (Kommission/Niederlande).

<sup>196</sup> EuGH, Rs. C-279/08, ECLI:EU:C:2011:551, Rn. 111 (Kommission/Niederlande).

<sup>197</sup> Schreiben der EU-Kommission vom 13. Juli 2011, Green certificates for promoting electricity from renewable sources, State aid SA.33134 2011/N – RO, C(2011)4938, Rn. 55; in Bezug auf den Mechanismus in Schweden hatte

Kommission fest, dass durch die gesetzliche Verpflichtung, solche Zertifikate zu halten sowie aufgrund der vorgesehenen Geldstrafe, wenn diese Vorgabe nicht eingehalten wird, ein Markt geschaffen werde, dessen Bedingungen vorliegend überdies durch einen vorgegebenen Minimal- und Maximalpreis eine staatliche Einrahmung erfahren würden. Umgekehrt konzidierte die Kommission, dass die Transaktionen ohne Zutun des Staates erfolgen, dieser selbst keine überschüssigen Zertifikate erstehe, die Clearingstelle sich nicht an den Finanztransaktionen zwischen Verkäufer und Käufer beteilige und der Zertifikatspreis abgesehen von den staatlichen Banden auf dem Markt gebildet werde – alles Elemente, die gegen eine staatliche Determinierung des Systems und damit gegen staatliche Mittelherkunft sprechen.<sup>198</sup> Gestützt auf diese Erwägungen lässt sich wohl wiederum schliessen, dass der Grad der staatlichen Determinierung des Zertifikatsmechanismus entscheidend ist für die Frage, ob es sich bei einem eingeräumten Vorteil um eine staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe handelt.

Werden die in Frage stehenden Regelungen nun als staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV qualifiziert, so steht die Möglichkeit offen, dass sie gemäss Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV als **mit dem Binnenmarkt vereinbar** erachtet werden können. Für diese Beurteilung der Zulässigkeit kann wieder auf die Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 abgestellt werden.<sup>199</sup> Demnach müssen bzw. dürften die Regelungen (1.) Zielsetzungen anstreben, die über die Einhaltung der verbindlichen Unionsnormen hinausgehen; (2.) eine Zuteilung in transparenter Weise und gestützt auf objektive Kriterien und bestmögliche Datenquellen beinhalten, wobei einem Unternehmen nicht mehr Zertifikate zugeteilt werden dürfen als der Bedarf, den das Unternehmen voraussichtlich ohne das Handelssystem hätte; (3.) bestimmte Unternehmen oder Wirtschaftszweige nur insoweit begünstigen, als dies aufgrund des Konzeptes des Fördermechanismus und zur Erreichung der Umweltziele erforderlich ist und schliesslich (4.) neue Anbietern nicht vorteilhafter zu Zertifikaten kommen zu lassen, als die bereits auf dem Markt vertretenen Unternehmen.<sup>200</sup>

Überdies erfolgt eine Prüfung der **allgemeinen Vereinbarkeitskriterien**, also namentlich des Beitrags zur Erreichung eines Ziels von gemeinsamem Interesse, der Erforderlichkeit, der Geeignetheit, der Angemessenheit, des Anreizeffektes, der Vermeidung übermässiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel sowie der Transparenz.<sup>201</sup> In diesem Rahmen wird im Hinblick auf die Erforderlichkeit und die Angemessenheit der Ausgabe von Zertifikaten unter dem Marktwert überprüft, ob (1.) die Beihilfeempfänger anhand objektiver und transparenter Kriterien ausgewählt werden und die Beihilfen grundsätzlich allen Wettbewerbern im betreffenden Wirtschaftszweig offen stehen; (2.) die vollständige Versteigerung einen erheblichen Anstieg der Produktionskosten zur Folge hätte; (3.) der Anstieg nicht an die Abnehmer weitergegeben werden könnte, ohne dass deutliche Absatzeinbussen resultieren würden und

---

die Kommission noch festgehalten, die Gewährung der Zertifikate als solche bedeute keine Beihilfe (wohl aber die Garantie eines Mindestpreises für die Zertifikate während der ersten fünf Jahre): Schreiben der EU-Kommission vom 5. Februar 2003, Green certificates, State aid N. N 789/2002, C(2003) 382 final, 3.1.1 f.

<sup>198</sup> Schreiben der EU-Kommission vom 13. Juli 2011, Green certificates for promoting electricity from renewable sources, State aid SA.33134 2011/N – RO, C(2011)4938, Rn. 48 ff.

<sup>199</sup> Vgl. oben Fn. 113.

<sup>200</sup> Beihilferichtlinien, Rn. 235.

<sup>201</sup> Beihilferichtlinien, Rn. 30 – 106.

(4.) der Schadstoffausstoss nicht mittels Einsatz wirksamer Technik verringert werden könnte, um damit die Tragbarkeit des Zertifikatspreises zu ermöglichen.<sup>202</sup>

Wie etwa das Beispiel des Zertifikatsystems in Rumänien zeigt, ist es durchaus möglich, einen solchen Mechanismus dergestalt zu fassen, dass er mit den Vorgaben des Unionsrechts bezüglich Staatshilfe vereinbar ist.<sup>203</sup> Hierzu müsste insbesondere auf die Ausgestaltungsvorgaben der Kommission gemäss den Leitlinien geachtet werden, wobei anzumerken bleibt, dass die Leitlinien nur die Kommission selbst, nicht aber den Gerichtshof in seiner Beurteilung binden.

#### 4.3.5.3.3 Zölle und steuerliche Diskriminierung

Soweit die Obliegenheit zum Kauf von Zertifikaten oder die andernfalls eintretende Pflicht zur Entrichtung einer öffentlichen Abgabe zoll- oder abgabenähnlich ausgestaltet ist, sind die Vorgaben von Art. 30 AEUV (**Zölle**) und Art. 110 AEUV (**Verbot diskriminierender Besteuerung**) zu beachten. Demnach müssen allfällige Differenzierungen in der Abgabenlast auf objektiven Kriterien beruhen und dürfen keine mittelbaren oder unmittelbaren Diskriminierungen gegen importierte Waren aus anderen Mitgliedstaaten oder eine anderweitige Form des Schutzes der heimischen Produktion vorsehen.<sup>204</sup> In diesem Zusammenhang wäre insbesondere die Zulässigkeit der Pönalen zu prüfen.

Soweit ersichtlich problematischer als für das vorliegende Modell wären diese Vorgaben in Bezug auf ein abgabenbasiertes Förderungsmodell, im Rahmen dessen Differenzierungen in Bezug auf die (aus- oder inländische) Stromherkunft vorgenommen würde.<sup>205</sup> Gemäss der Rechtsprechung des EuGH ausdrücklich zulässig ist hierbei eine Heranziehung der Produktionsart von Strom als Kriterium, soweit dazu ökologische Gründe massgeblich sind.<sup>206</sup> Unzulässig ist hingegen eine Steuer, die für importierte Erzeugnisse in unterschiedlicher Weise und nach unterschiedlichen Modalitäten berechnet wird als für gleichartige inländische Erzeugnisse.<sup>207</sup> Daran vermag gemäss der Feststellung des EuGH auch die Tatsache nichts zu ändern, dass der Herkunftsnachweis wegen der besonderen Merkmale der Elektrizität unter Umständen schwierig sein kann, müsse doch zumindest die Möglichkeit für einen solchen Nachweis gewährt werden.<sup>208</sup> Immerhin liesse sich jedoch zum einen die Frage aufwerfen, ob diese Feststellungen im Lichte der *Ålands Vindkraft*-Rechtsprechung des EuGH allenfalls zu nuancieren sein könnten und zum anderen in Erwägung ziehen, ob ein solches System durch die Einfügung von Öffnungsklauseln<sup>209</sup> für importierten Strom mit dem Unionsrecht in Übereinstimmung gebracht werden könnte.

<sup>202</sup> Beihilferichtlinien, Rn. 236.

<sup>203</sup> Schreiben der EU-Kommission vom 13. Juli 2011, Green certificates for promoting electricity from renewable sources, State aid SA.33134 2011/N – RO, C(2011)4938, Rn. 57 – 75.

<sup>204</sup> Vgl. dazu bereits oben Abschnitt 4.2.5.3.3 sowie unten Abschnitt 4.4.5.3.3.

<sup>205</sup> Dabei kann allerdings nicht ausgeschlossen werden, dass – je nach Ausgestaltung – auch Elemente eines Zertifikatmodells als Abgaben zu qualifizieren wären und folglich den Anforderungen von Art. 110 AEUV Genügen tun müssten.

<sup>206</sup> Rs. C-213/96, EU:C:1998:155, Rn. 31 (Outokumpu Oy); vgl. dazu bereits oben Abschnitt 2.2.3.2.

<sup>207</sup> Rs. C-213/96, EU:C:1998:155, Rn. 34 (Outokumpu Oy).

<sup>208</sup> Rs. C-213/96, EU:C:1998:155, Rn. 38 f. (Outokumpu Oy).

<sup>209</sup> Im Sinne von Möglichkeiten für ausländische Produzenten oder Versorger, ebenfalls am System zu partizipieren.

#### 4.3.6 Diskussion

Die Massnahme ist im Sinne der zweiten Etappe der Energiestrategie und wirkt ähnlich wie eine Lenkungsabgabe. Solange die Quote nicht erfüllt ist, ist der Betrag der Umlage von Endkunden zu Produzenten via Pönale gut steuerbar. Die Wirkung ist gegeben, falls die Pönale ausreichend hoch festgelegt wird und Erzeuger im Ausland im Wesentlichen von der Massnahme ausgeschlossen sind – würden diese qualifiziert, würden die Zertifikate mangels Knappheit weitgehend wertlos. Eine Teilnahme von Erzeugung im Ausland wäre daher an rigide Bedingungen zu knüpfen, die an das Ziel der Massnahme angelehnt sind.

Solange keine Teilquoten oder Anpassungsfaktoren definiert werden, profitieren alle Technologien proportional bzw. mit gleichem Aufschlag je kWh. Dies würde bedeuten, dass z.B. die Flusskraft stark profitieren würde, auf der anderen Seite aber Investitionen in Photovoltaik ohne flankierende Massnahmen (z.B. ohne KEV) im Vergleich zu anderen Technologien kaum rentabel wären. Somit ist eine eher geringe Wirkung auf dem Zubau von neuer erneuerbarer Stromproduktion zu erwarten. Entsprechend wären Teilquoten oder Anpassungsfaktoren zu prüfen. Bei Teilquoten könnte z.B. die Pönale je Quote an die Differenz zwischen Gestehungskosten und Marktpreis geknüpft werden, oder die Pönale könnte an der teuersten Technologie ausgerichtet werden, die noch gefördert werden soll mit entsprechenden Anreizwirkungen und Mitnahmeeffekten insb. bei günstigeren neuen Erneuerbaren. Bei Anpassungsfaktoren könnte zwischen bestehender und neuer Erzeugung unterschieden werden, um allfällige Mitnahmeeffekte zu Gunsten von bereits bestehenden Kraftwerken zu beschränken.

Für Pumpspeicher und andere Speicher, deren Nettoeinspeisung vernachlässigbar ist, wäre die Massnahme nicht wirksam.

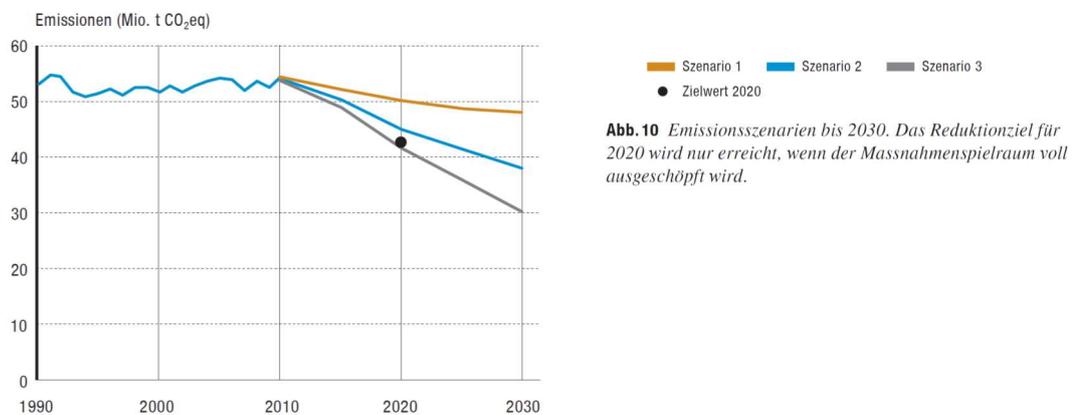
## 4.4 Modell 3: Abnahme- und Vergütungspflicht für den Klimaschutz

### 4.4.1 Spezifikation

#### Hintergrund

Die Schweiz erfolgt eine aktive Politik zur Reduktion der Treibhausgase. Das CO<sub>2</sub>-Gesetz ist gemäss dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) das Herzstück der Schweizer Klimapolitik und formuliert ein Emissionsziel für das Jahr 2020. **Abbildung 18** zeigt die Emissionsszenarien des BAFU sowie den Schweizer Zielwert für das Jahr 2020. Darüber hinaus bestehen noch ambitioniertere Ziele, so hat der Bundesrat im Jahr 2014 beschlossen<sup>210</sup>, bis im Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 50 Prozent zu senken. Das heutige Förderinstrument KEV soll in Zukunft auslaufen und im Rahmen der zweiten Etappe der Energiestrategie ersetzt werden.

**Abbildung 18: Emissionsszenarien und Reduktionsziel der Schweiz**



**Abb. 10** Emissionsszenarien bis 2030. Das Reduktionsziel für 2020 wird nur erreicht, wenn der Massnahmenspielraum voll ausgeschöpft wird.

Quelle: BAFU (2014)

#### Ziel und Funktionsweise

Ziel des Modells ist daher der Zubau und Erhalt von klimaschonender Erzeugung als Beitrag zur Erreichung der Schweizer Klimaziele.

Hierzu können Erzeuger klimaschonender Energie ihren Absatz bei Bedarf einem zentralen Käufer verkaufen („Abnahmepflicht“), der die Erzeuger zu administrativ festgelegten Kosten vergütet („Vergütungspflicht“). Im Ergebnis wird die heutige KEV auf bestehende Anlagen ausgedehnt und leicht modifiziert.

Die **Eckwerte des Modells** werden für die weitere Analyse wie folgt festgelegt:

- **Abnahmepflicht:**
  - Ein zentraler Käufer (analog heute im Rahmen der KEV die Energie Pool Schweiz AG) nimmt auf Antrag von qualifizierten Erzeugern, die an einen Schweizer Netzbetreiber angeschlossen sind, deren erzeugte Energie ab;
  - Qualifiziert sind grundsätzlich alle emissionsfreien Energien. Für Kernkraftwerke werden zwei Varianten mit und ohne Abnahmepflicht gerechnet.
- **Vergütungspflicht:**

<sup>210</sup> Vgl. z.B. Medienmitteilung vom 27.02.2015

- Die Vergütung erfolgt für alle Erzeuger zu jährlich neu festgesetzten Normgestehungskosten<sup>211</sup> der entsprechenden Technologie, d.h. die vergüteten Normgestehungskosten eines Erzeugers sinken über die Zeit. Die implizite Annahme ist damit, dass der Erzeuger jeweils die via Normgestehungskosten vergüteten Abschreibungen auch tatsächlich vornimmt und seine Kostenbasis über die Zeit sinkt;
- Der zentrale Verkäufer veräussert die abgenommene Energie an Lieferanten und am Grosshandelsmarkt. Dies ist möglich sowohl in einem teilweise wie auch vollständig geöffneten Markt;
- Belastung der Differenz zwischen den vergüteten Normgestehungskosten und dem Veräusserungserlös am Markt an einen Fonds, der über den Netzzuschlag gespeist wird. Automatische Anpassung des Netzzuschlags, sodass der Fonds jeweils ausreichend alimentiert wird.

### **Erwartete Wirkung**

- Automatische Kostendeckung aller erneuerbaren Energien losgelöst vom Marktpreis, deren Kosten die Normgestehungskosten nicht übertreffen.

### **Ausgewählte Ausgestaltungsvarianten**

#### *Vergütung:*

- Abnahme zu fixierten Normgestehungskosten: Die Normgestehungskosten werden für Erzeuger, wenn sie sich zum ersten Mal qualifizieren, für einen festgesetzten Zeitraum konstant gehalten (analog KEV heute);
- Festlegung der Vergütung mittels Auktionierung: Jährliche Auktionierung einer festgelegten Abnahmemenge in einem Pay-as-bid Verfahren.

*Varianten ohne Abnahmepflicht:* Statt einer Abnahmepflicht könnte ein dezentraler Verkauf auf Contract-for-Difference Basis vorgesehen werden («Direktvermarktung»): Erzeuger würden selber am Markt verkaufen und würden die Differenz zwischen technologiespezifischen Referenzkosten und Referenzmarktpreis erstattet erhalten. Eine Variante wäre eine „Modulated market premia“: Zusätzlich zum Marktpreis erhalten Stromerzeuger eine (stets positive) Marktprämie, die sich entweder invers zur Höhe des Grosshandelspreises oder invers zur Höhe der EU-ETS-Zertifikatspreise verhält.

*Kernkraftwerke:* Sofern Kernkraftwerke ebenfalls unterstützt werden sollen, könnte von diesen als Bedingung für die Qualifikation eine verbindliche Abschaltregelung verlangt werden, z.B. gemäss der „Stromangebotsvariante 2“ der Energieperspektiven. Alternativ könnten Kernkraftwerke ausgenommen werden, wobei die Abnahmepflicht lediglich erneuerbare Energien umfassen würde und entsprechend primär mit der ES 2050 zu motivieren wäre.

*Dezentrale Abnahme:* Statt einem zentralen Käufer würden Netzbetreiber oder Bilanzgruppen verpflichtet, die qualifizierte Energie abzunehmen und zu vermarkten, wobei sie hierfür abgolt werden würden.

---

<sup>211</sup> „Normale“ Kapital- und Betriebskosten je qualifizierter Erzeugungstechnologie, also die Kosten, die anfallen würden, wenn zum aktuellen Zeitpunkt zu aktuellen Preisen effizient investiert würde. Wenn auch kleinere Kraftwerke unterstützt werden sollen, könnten die Normgestehungskosten nach Leistungsklasse differenziert werden.

*Verkauf durch zentralen Käufer zu administriertem Preis:* Verkauf des abgenommenen Stroms durch den zentralen Käufer an Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern zu einem vom BFE festgelegten Marktpreis (analog KEV heute).

*Technologiespezifische Mark-ups:* Um zu steuern, welche Technologien primär zugebaut werden, könnte in den Normgestehungskosten ein technologiespezifischer Zuschlag auf die Kosten eingebaut werden.

#### 4.4.2 Schätzung der finanziellen Effekte

##### Annahmen zur Modellierung

Die angenommenen Normgestehungskosten der einzelnen qualifizierten Erzeuger sind in Tabelle 12 abgebildet. Sie lehnen sich an die geschätzten durchschnittlichen Gestehungskosten der angegebenen Quellen an.

**Tabelle 12: Normgestehungskosten der verschiedenen Technologien**

Technologie	Normgestehungskosten / kWh
Flusslauf	5.2 Rp. (VSE 2014)
Speicher	5.5 Rp. (VSE 2014)
Pumpspeicher	6.6 Rp. (VSE 2014)
Wind	10 Rp. (AEE)
Photovoltaik	15 Rp. (AEE)
Biomasse	12 Rp. (AEE)
Kleinwasserkraft	7 Rp. (VSE 2014)
Kernkraft (falls qualifiziert)	7 Rp. (VSE 2015)

*Verhalten Erzeuger:* Bei den aktuell und in den nächsten Jahren erwarteten Marktpreisen kann angenommen werden, dass alle Erzeuger dem zentralen Käufer verkaufen.

*Verhalten zentraler Käufer:* Es wird angenommen, dass der zentrale Käufer zu Marktpreisen ohne Massnahme verkauft, d.h. dass sich diesbezüglich keine Änderungen ergeben. Würde der zentrale Käufer einen höheren Preis durchsetzen können, wäre die Belastung der Endkunden via Netzentgelt geringer, jedoch würden sie einen entsprechend höheren Marktpreis zahlen.

*Stichtage:* Die einzelnen Clusterzeitpunkte sind analog zu Modell 2 definiert, da auch vorliegend die zeitliche Strukturierung über den Jahresverlauf eine untergeordnete Rolle spielt.

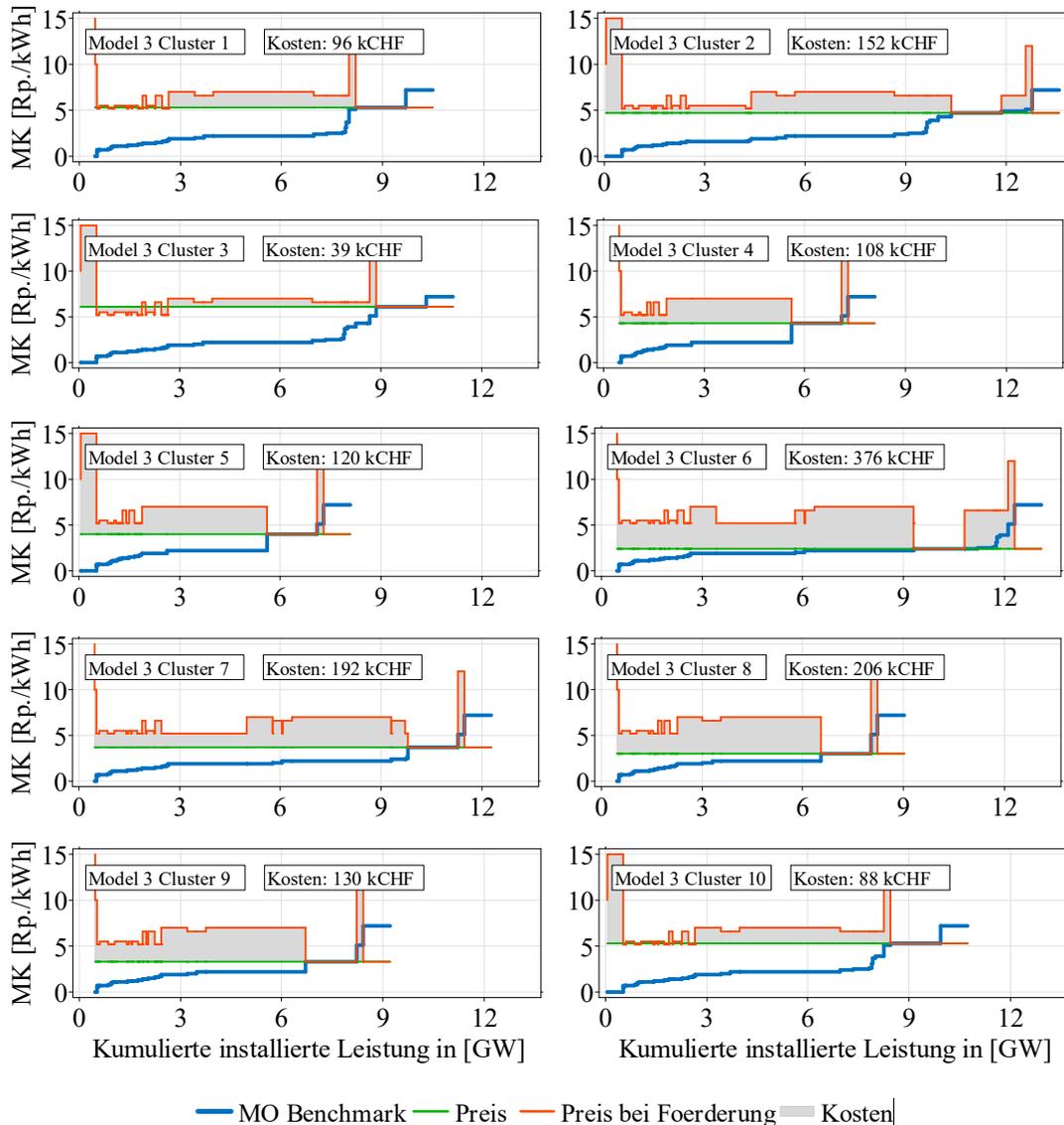
##### Resultate

**Abbildung 19** zeigt die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen von Modell 3 unter Mitberücksichtigung der Kernkraft und **Abbildung 20** ohne Mitberücksichtigung der Kernkraft. Für die beiden Fälle wiedergibt **Tabelle 13** die Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien an den Deckungsbeitragsänderungen (die Vergütung je Technologie ist unter den obigen Annahmen unabhängig von der Berücksichtigung der übrigen Technologien).

Die absoluten Kosten der Massnahme sind direkt abhängig vom jeweiligen Marktpreis. Neue erneuerbare Energien, insbesondere die Photovoltaik, würde klar bessergestellt als in den ersten beiden Modellen. Photovoltaik würde im Fall, dass KKW nicht qualifiziert wären, am meisten Gelder erhalten, ansonsten wären es erneut die KKW.

Werden die berechneten Kosten mit der Anzahl Stunden pro Cluster multipliziert, so ergäbe sich daraus eine grobe Schätzung der Gesamtkosten von Modell 3 für das Jahr 2015. Für die Gewichtung der Cluster gemäss den darin jeweils enthaltenen Anzahl Stunden siehe Tabelle 20.

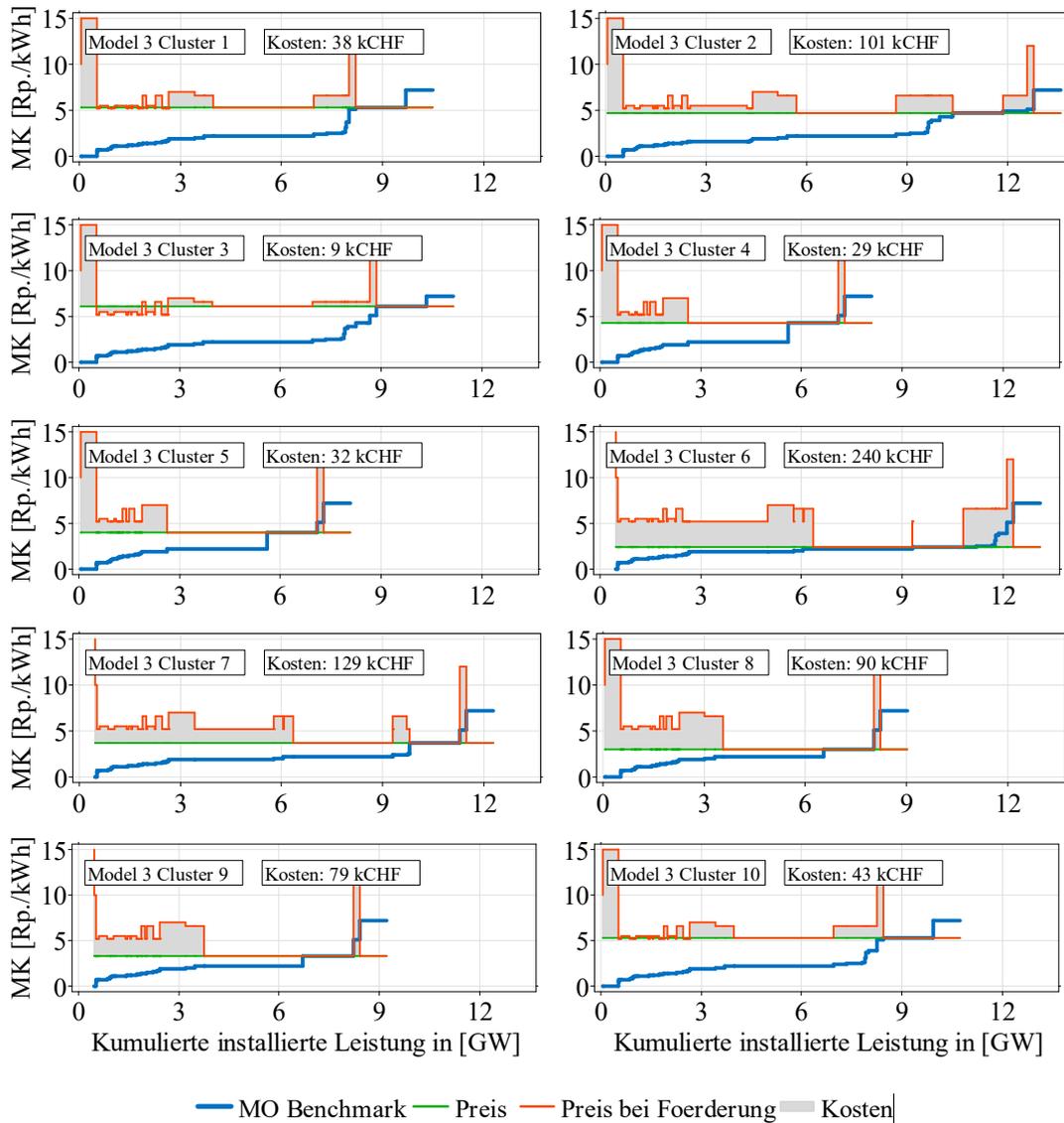
Abbildung 19: Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 3 – mit Kernkraft



Anmerkungen: Die Abbildung gibt die für die einzelnen Clusterzeitpunkte im Jahr 2015 modellierten Merit Orders (MO) wieder (blaue Linie). Die grüne Linie entspricht dem während eines Clusterzeitpunktes effektiv beobachteten Marktpreis. Die rote Linie entspricht dem hypothetischen Preis bei einer Förderung gemäss Modell 3, zu welchem die einzelnen Technologien ihre Erzeugung absetzen können. Das Integral der Differenz zwischen diesen beiden Preisen (grau schattierte Fläche) entspricht bei konstanten Marktpreisen der Deckungsbeitragserhöhung für die begünstigten Erzeuger.

Quelle: Swiss Economics

Abbildung 20: Betriebswirtschaftliche Auswirkungen Modell 3 – ohne Kernkraft



Anmerkungen: Die Abbildung gibt die für die einzelnen Clusterzeitpunkte im Jahr 2015 modellierten Merit Orders (MO) wieder (blaue Linie). Die grüne Linie entspricht dem während eines Clusterzeitpunktes effektiv beobachteten Marktpreis. Die rote Linie entspricht dem hypothetischen Preis bei einer Förderung gemäss Modell 3, zu welchem die einzelnen Technologien ihre Erzeugung absetzen können. Das Integral der Differenz zwischen diesen beiden Preisen (grau schattierte Fläche) entspricht bei konstanten Marktpreisen der Deckungsbeitragserrhöhung für die begünstigten Erzeuger.

Quelle: Swiss Economics

**Tabelle 13: Modell 3 – Anteile der verschiedenen Technologien an den Gesamtkosten für die 10 Clusterzeitpunkte, stündlicher Wert in kCHF**

Technologie	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	Ø	% mit KKW	% ohne KKW
Biomasse	3.7	3.8	3.2	3.6	3.9	3.6	2.9	3.6	3.7	4.1	3.6	2.4%	4.6%
Flusslauf	-0.5	3.8	-6.8	6.8	9.1	88.8	48.5	17.1	14.7	-0.4	18.1	12.0%	22.9%
Kleinwasserkraft	3.7	4.6	1.9	5.0	5.7	6.8	4.5	6.2	6.2	4.1	4.9	3.2%	6.2%
Netto Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
Photovoltaik	3.4	3.6	4.1	2.7	1.1	15.2	16.4	15.1	7.0	3.9	7.2	4.8%	9.2%
Pumpspeicher	25.2	62.2	13.0	6.8	7.7	91.1	36.7	30.8	28.1	28.9	33.1	21.9%	41.8%
Speicher	2.5	22.4	-6.4	3.5	4.3	34.0	19.7	17.1	19.0	2.6	11.9	7.9%	15.0%
Weitere therm.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%
Wind	0.4	0.5	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	0.7	0.1	0.3	0.2%	0.4%
<b>Zwischentotal</b>	<b>38.4</b>	<b>100.9</b>	<b>9.1</b>	<b>28.6</b>	<b>32.1</b>	<b>239.9</b>	<b>129.1</b>	<b>90.2</b>	<b>79.4</b>	<b>43.3</b>	<b>79.1</b>	<b>52.5%</b>	<b>100%</b>
Kernkraft	57.5	50.8	30.3	79.3	88.3	136.2	63.1	115.4	50.4	44.7	71.6	47.5%	-
<b>Total</b>	<b>95.9</b>	<b>151.7</b>	<b>39.5</b>	<b>107.9</b>	<b>120.4</b>	<b>376.0</b>	<b>192.1</b>	<b>205.6</b>	<b>129.9</b>	<b>88.0</b>	<b>150.7</b>	<b>100%</b>	

Anmerkungen: Diese Tabelle zeigt die vom Modell verursachten Deckungsbeitragsänderungen der verschiedenen Erzeugungstechnologien für die einzelnen Clusterzeitpunkte sowie die resultierenden Anteile. C1 steht für Cluster 1 und C10 für Cluster 10. „Weiter therm.“ steht für die Technologie „Weitere thermisch“. Quelle: Swiss Economics

#### 4.4.3 Ökonomische Beurteilung

- *Lindert Marktverzerrungen:* Die Massnahme garantiert Kraftwerken, die unter ggf. verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind, eine Deckung der Gestehungskosten, solange beim entsprechenden Kraftwerk die Normgestehungskosten über den Gestehungskosten liegen. Anderenfalls entsteht ein immerhin ein ansprechender Deckungsbeitrag.
- *Statische und dynamische Effizienz:* Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, werden im Markt gehalten – allerdings auch alle anderen. Die bestehenden Effizienz­mängel des KEV-Systems (fehlende Marktorientierung bei Einspeisung, potentielle Windfall Profits) werden auf weitere Kraftwerke ausgedehnt. Beim Verkauf der abgenommenen Menge durch den zentralen Käufer besteht die Gefahr hoher Marktkonzentration bzw. es ist davon auszugehen, dass der Grosshandelsmarkt nahezu vollständig entleert würde. Aus dynamischer Sicht würde zwar nur Erzeugung gebaut, deren Kosten unter den Normgestehungskosten liegt (ggf. mit gewissen Mitnahmeeffekten für besonders effiziente Werke). Allerdings würde kein Abgleich mit der Nachfrage stattfinden können, da die Nachfrage stets durch den zentralen Käufer sichergestellt ist, d.h. so abgegoltene Erzeuger bauen und produzieren losgelöst von dem Marktbedingungen. Der Zubau würde somit von Marktpreisen entkoppelt erfolgen (fehlende Marktpreisorientierung).
- bis ● *Finanzierungsbedarf:* Der Finanzierungsbedarf beträgt, sollte der zentrale Käufer keinen höheren Verkaufspreis durchsetzen können oder wollen, bis zu CHF 1.5 Mrd. pro Jahr und wird via Netzentgelte auf die Endkunden gewälzt. Es wären somit auch hier keine öffentlichen Mittel notwendig. Die Netzentgelte steigen im Umfang der ungedeckten Kosten des zentralen Käufers. Deren Höhe bemisst sich nach der Differenz von Normgrenzkosten und Marktpreis und ist somit nicht direkt steuerbar.

- *Verteilungswirkungen*: Als Ergebnis werden Endkunden zu Gunsten der qualifizierten Erzeuger belastet. Endkunden, für die der Energiepreis ein kritischer Standortfaktor ist, könnten vom Netzzuschlag (wie heute) ausgenommen werden. In dem Fall würden alle übrigen Endkunden entsprechend stärker belastet.

#### 4.4.4 Technische und politische Beurteilung

- *Versorgungssicherheit*: Die Massnahme erhöht die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig, indem Erneuerungs- und Neuinvestition in Kraftwerke mit vollständiger bzw. weitgehender Vergütung der Kosten rentieren. Der Umfang von Neu- und Erneuerungsinvestitionen wäre abhängig von der Höhe der Normgestehungskosten und dem antizipierten Absenkungspfad. Der Zubau bzw. die resultierende Erzeugung stimmt langfristig, z.B. bei Erreichen der 100% Quote, nur aufs Jahr gesehen mit dem Verbrauch in der Schweiz überein, je Monat dürften die Ungleichgewichte zunehmen, da der Zubau unabhängig von der Nachfrage erfolgt.
- / ● (mit KKW) *ES 2050*: Alle Wasserkraftwerke inkl. Pumpspeicher sowie alle Erneuerbaren würden bessergestellt. Die höchste relative Wirkung ist für neue Erneuerbare zu erwarten, welche ungefähr gleich stark wie im heutigen KEV-System gefördert würden. Sofern diese qualifiziert sind, würden die Kernkraftwerke ebenfalls profitieren.
- *Steuerbarkeit*: Via Festlegung der Normgestehungskosten lässt sich Umfang der Rentabilität der Technologien bestimmen (Cost+). Solange technologiespezifisch keine politischen Mark-ups eingebaut würden, wäre die Wirkung darauf, welche Erzeugungstechnologien künftig zu gebaut werden, gering, da das System die Rendite nivelliert.
- *Umsetzbarkeit*: Grundsätzlich Ausdehnung des heutigen Systems möglich und somit moderater Umsetzungsaufwand.

#### 4.4.5 Juristische Analyse

##### 4.4.5.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Als **verfassungsrechtliche Grundlage** für das Modell der Abnahme- und Vergütungspflicht für den Klimaschutz kommen wiederum einerseits die energiebezogenen Vorschriften von Art. 89 BV (Energiepolitik) und Art. 91 Abs. 1 BV (Transport und Lieferung elektrischer Energie) und andererseits Art. 74 BV (Umweltrecht) als Kompetenzgrundlagen in Frage. Da das vorgeschlagene Modell eine Ausweitung der bestehenden kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) darstellt und sich das geltende Energiegesetz<sup>212</sup>, welches in Art. 7a die gesetzliche Grundlage für die kostendeckende Einspeisevergütung enthält, auf Art. 74 BV (bzw. eigentlich dessen Vorgängerbestimmung Art. 24<sup>septies</sup> aBV) und Art. 89 BV (resp. Des Vorgängerbestimmung Art. 24<sup>octies</sup> aBV) abstützt, ist davon auszugehen, dass die Ausweitung des KEV-Modells jedenfalls im Grundsatz auch auf diese Bundeskompetenzen abgestützt würde.<sup>213</sup> Auch wenn damit auf den

<sup>212</sup> Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0).

<sup>213</sup> Die Verfassungsmässigkeit der KEV ist in der Lehre zum Teil umstritten: vgl. etwa Peter Hettich/Simone Walther, Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ZBl 2011, 156 ff.; vgl. auch Kurzgutachten des Bundesamtes für Justiz vom 16. Dezember 2005 zur Verfassungsmässigkeit der vom Nationalrat am 22.9.2005 beschlossenen Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze.

Präzedenzfall der KEV zurückgegriffen werden kann, stellt sich dennoch die Frage, wann die Grenzen der verfassungsrechtlichen Ermächtigung insbesondere von Art. 89 Abs. 2 BV erreicht sind, bzw. ob auch eine vollständige Regelung sämtlicher marktbezogener Elemente der Stromproduktion durch erneuerbare Energien durch den Bund erfolgen darf. Gegen ein solches weitgehendes Verständnis der Bundeskompetenzen dürfte zum einen die Beschränkung von Art. 89 Abs. 2 BV auf eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz und zum anderen die Tatsache sprechen, dass ansonsten die Zuständigkeitsregelung anderer spezifischer Bestimmungen – namentlich von Art. 76 BV bezüglich Wasserkraft – umgangen werden könnte.<sup>214</sup> Insofern sind die Bundeskompetenzen in dieser Konstellation nicht unbegrenzt und müssten gestützt auf ein konkret ausformuliertes Fördermodell erneut geprüft werden.

In **grundrechtlicher Hinsicht** würde das vorgesehene Modell insbesondere einen Eingriff in die Gewährleistung der Wirtschaftsfreiheit bedeuten. Es greift in den Mechanismus der Preisbildung ein und stellt eine Beschränkung der Vertragsfreiheit dar, da in Bezug auf Strom aus bestimmten Quellen eine Abnahmepflicht bestünde. Überdies könnte die ungleiche Behandlung verschiedener Stromproduzenten unter Umständen eine Verzerrung des Wettbewerbs unter direkten Konkurrenten und damit eine Verletzung der Wettbewerbsneutralität bedeuten. Eine Überschreitung dieser Schwelle ist jedoch nicht leichthin anzunehmen, stellen doch gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung „polizeilich und umweltpolitisch gerechtfertigte Massnahmen im Licht von Art. 27 BV keine Ungleichbehandlung der Konkurrenten dar, auch wenn sie dazu führen, dass die Marktteilnehmer dadurch nach Massgabe ihrer ungleichen Umweltbelastung unterschiedlich belastet werden“<sup>215</sup>. Soweit nun ein – mit dem Grundsatz der Wettbewerbsfreiheit gemäss Art. 94 Abs. 1 BV – konformer Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit vorliegt, sind wiederum die Voraussetzungen von Art. 36 BV zu erfüllen, wobei einerseits die Frage der ausreichenden rechtlichen Abstützung der Massnahme und andererseits jene der Ausgestaltung im Rahmen des Verhältnismässigkeitsprinzips im Vordergrund stehen dürfte. Beiden Anforderungen sollte soweit ersichtlich durch eine geeignete Ausgestaltung des Modells Genüge getan werden können.

#### 4.4.5.2 Völkerrechtliche Vorgaben

Bei der Abnahme- und Vergütungspflicht als Modell handelt es sich aus rechtlicher Perspektive um eine einem Mindestpreis vergleichbare Variante. Solche Mindestpreise können im WTO-Recht sowie im EU-Binnenmarktrecht bzw. im Rahmen des Freihandelsabkommen problematisch sein, da sie die Wettbewerbsbedingungen womöglich zuungunsten importierter Waren bzw. Energie verändern, indem in den Preiswettbewerb eingegriffen wird (Art. III:4 GATT bzw. Art. 34 AEUV bzw. Art. 13 FHA). Da klimaschonende Energie gefördert werden soll, ist jedoch der Umweltschutz als Rechtfertigungsgrund argumentierbar (Art. XX b oder g GATT bzw. Art. 20 FHA bzw. Art. 36 AEUV). Offen bleibt bei der Beschreibung des Modells, ob unter Umständen auch gewisse ausländische Erzeuger klimaschonender Energie von der Abnahme- und Vergütungspflicht profitieren können. Ist dies nicht der Fall, ergibt sich eine ähnliche Situation wie zuvor im Rahmen des Quotenmodells Erneuerbare Energien diskutiert: eine Förderung, die auf

---

<sup>214</sup> Vgl. dazu bereits oben die Ausführungen zum Quotenmodell Erneuerbare Energien.

<sup>215</sup> BGer, Urteil vom 21. November 2012, 2D\_29/2012 E. 5.

die Erzeugung von Energie auf dem eigenen Territorium begrenzt ist und dadurch ausländische Erzeuger schlechter behandelt. Wie zuvor erläutert, ist diese Fallkonstellation im WTO-Recht noch nicht ausjudiziert, während im EU-Recht erneut der *Ålands Vindkraft*-Fall dies grundsätzlich zuzulassen scheint.<sup>216</sup> Zwar handelt es sich vorliegend nicht um ein System, das über Zertifikate oder Förderungszahlungen agiert; jedoch ist die Problematik analog, d.h. eine potenziell diskriminierende Massnahme kann nur dann die entsprechenden Wirkungen mit Sicherheit zeitigen, wenn sie auf das eigene Territorium begrenzt umgesetzt wird. Wenn dies gezeigt werden kann, stehen die Chancen auf eine Rechtfertigung aus unionsrechtlicher Perspektive bzw. unter dem FHA gut.

Auch beihilferechtlich könnten sich Schwierigkeiten ergeben, wobei hierfür auf die genaueren Ausführungen im unionsrechtlichen Teil verwiesen werden kann.

#### 4.4.5.3 Allfällige Vorgaben des Unionsrechts

Im Hinblick auf Modell der Abnahme- und Vergütungspflicht stellt sich nach Unionsrecht wiederum die Frage nach der Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit gemäss Art. 34 AEUV und dem Beihilfenverbot nach Art. 107 AEUV. Sodann ist zu prüfen, ob das angedachte Modell als mit den Vorgaben des Unionsrechts zur Marktöffnung vereinbar betrachtet werden kann.

##### 4.4.5.3.1 Warenverkehrsfreiheit

Aus Perspektive der **Warenverkehrsfreiheit** dürfte sich das Modell der Abnahme- und Vergütungspflicht letztlich wie gesagt als Mindestpreis artikulieren, der sich nachteilig auf importierte Güter auswirkt, da der Wettbewerbsvorteil von möglicherweise niedrigeren Gestehungskosten ausländischer Güter neutralisiert wird.<sup>217</sup> Somit liegt ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit vor. Solche Preisregelungen lassen sich jedoch trotz des Umstandes, dass ihnen auch ein wirtschaftlicher Charakter innewohnt, gestützt auf Art. 36 AEUV bzw. auf die zwingenden Erfordernisse im Allgemeinwohl möglicherweise rechtfertigen. Dazu kommen vorliegend wiederum Gründe des Umweltschutzes in Frage.<sup>218</sup> Diese Rechtfertigung kann vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils *Ålands Vindkraft* wohl selbst dann gelingen, wenn die Abnahme- und Vergütungspflichten auf in der Schweiz produzierten Strom beschränkt würden<sup>219</sup>. Wiederum müsste für eine eingehende Prüfung der Verhältnismässigkeit dieser Massnahme jedoch auf die konkrete Ausgestaltung des Modells abgestellt werden, wobei sich wiederum die Frage nach der Behandlung von Altanlagen stellt und unter Umständen differenzierte Massnahmen ins Auge zu fassen wären.

<sup>216</sup> Vgl. hierzu bereits, insbesondere auch bezüglich der – vom Gerichtshof in dieser Form nicht beantworteten – Frage, ob einem solchen Mechanismus unter Umständen auch Altanlagen unterstellt werden können, oben Abschnitt 4.3.5.3.1.

<sup>217</sup> EuGH Rs. 82/77, ECLI:EU:C:1978:10, Rn. 14 (Van Tiggele); EuGH Rs. 231/83, ECLI:EU:C:1985:29, Rn. 23 (Cullet); vgl. aber EuGH Rs. C-63/94, ECLI:EU:C:1995:270, Rn. 13 ff. (Belgapom).

<sup>218</sup> Vgl. oben Abschnitt 4.3.3.3.

<sup>219</sup> Vgl. oben Abschnitt 4.3.3.3. Dass es sich vorliegend um ein preisbasiertes statt um ein quotenbasiertes System handelt, dürfte jedenfalls im Grundsatz für die Argumentation kaum entscheidend sein.

#### 4.4.5.3.2 Beihilfeverbot

Um als **Beihilfe** im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV qualifiziert zu werden, müsste es sich um staatliche oder aus staatlichen Mitteln (*staatliche Mittelherkunft*) gewährte Vorteile (*Begünstigungswirkung*) für bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige (*Selektivität*) handeln, aufgrund derer der Wettbewerb verfälscht oder der Handel beeinträchtigt werden können (*Wettbewerbsverfälschung*). Da vorliegend durch die Abnahme- und Vergütungspflichten ein Vorteil eingeräumt und dieser auf bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige, nämlich die Produzenten erneuerbarer Energien, beschränkt werden, dürften die Kriterien der Begünstigungswirkung und der Selektivität ohne Weiteres erfüllt sein. Ebenso ist davon auszugehen, dass dieses Regelungsregime eine Wettbewerbsverzerrung in jenem Sinne zur Folge hat, dass Produzenten grüner Energie im Wettbewerb Vorteile erfahren, womit auch das Kriterium der Wettbewerbsverfälschung gegeben sein dürfte.

Weniger eindeutig ist hingegen die Antwort auf die Frage, ob es sich um **staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Vorteile** handelt. Dabei scheint mit Blick auf die mittlerweile relativ differenzierte, aber weiterhin im Wandel begriffene Rechtsprechung der europäischen Gerichte die Unterscheidung zwischen *abgabenfinanzierten* und *umlagefinanzierten Förderungssystemen* zentral.

**Keine Übertragung staatlicher Mittel** ist nach der in dieser Sache grundlegenden *PreussenElektra*-Rechtsprechung des EuGH zu erblicken, wenn Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine gesetzliche Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu einem staatlich fixierten Mindestpreis auferlegt wird.<sup>220</sup> Ebenso wenig stellt demnach die Aufteilung der finanziellen Belastungen zwischen den privaten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderen Unternehmen eine unmittelbare oder mittelbare Übertragung staatlicher Mittel dar.<sup>221</sup> Vielmehr ist es in dieser Konstellation den Unternehmen überlassen, die dadurch entstehenden Mehrkosten gegebenenfalls im Rahmen privatrechtlicher Mechanismen umzulegen, d.h. namentlich auf die Verbraucher zu überwälzen.

Das Kriterium der **Staatlichkeit der Mittel** ist umgekehrt erfüllt, wenn die Vorteilsfinanzierung entweder direkt aus staatlichen Mitteln erfolgt oder wenn der Staat Vorgaben zur Mittelherhebung macht und im Rahmen von zwischengeschalteten Einrichtungen Einfluss auf die Verwaltung von ursprünglich privaten Mitteln bei der Vorteilsgewährleistung ausübt. Eine solche Konstellation lag nach der Rechtsprechung des EuGH im Urteil *Essent* etwa bei einem durch die Elektrizitätskunden aufgrund einer gesetzlichen Pflicht zu leistenden Tarifaufschlag vor, der zwar durch eine private Gesellschaft verwaltet wurde, welche die Mittel aber ausschliesslich zu einem vom Gesetz vorgegebenen Zweck zu verwenden hatte und dabei der Aufsicht des Wirtschaftsministers unterstand.<sup>222</sup> Entscheidungstragend war dabei die Erwägung, dass die Gesellschaft zur Verwaltung staatlicher Mittel beauftragt wurde und somit eine in ihrer

---

<sup>220</sup> EuGH, Rs. C-379/98, EU:C:2001:160, Rn. 59 (PreussenElektra).

<sup>221</sup> EuGH, Rs. C-379/98, EU:C:2001:160, Rn. 59 (PreussenElektra).

<sup>222</sup> EuGH, Rs. C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413 (Essent).

Höhe und ihren Modalitäten staatlich determinierte Abgabe vorlag, deren Verwendung staatlich kontrolliert zu erfolgen hatte.<sup>223</sup> Unter Verweis auf den staatlichen Einfluss bei der Mittelhebung und Mittelverwaltung hat der EuGH im Urteil *Vent de Colère* auch den in Frankreich eingerichteten Mechanismus zur vollständigen Kompensation der Mehrkosten von Unternehmen aufgrund der Abnahmepflicht für Strom aus Windkraftanlagen als Massnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel qualifiziert.<sup>224</sup> Für die Qualifikation entscheidend ist somit weder die ursprüngliche Herkunft der Mittel noch die Rechtsnatur der sie verwaltenden Einheit, sondern vielmehr das Kriterium, ob bei der Abgabenerhebung hoheitliche Mechanismen zur Anwendung kommen, wie der staatliche Einfluss bei der Festlegung der Erhebungsmodalitäten und der Abgabenhöhe ausfällt sowie, ob und inwieweit staatliche Kontrolle bei der Verwaltung und Verwendung der Mittel gegeben ist.

Zu dieser **Kategorisierung** bleibt anzumerken, dass sie erstens in ihrer Trennschärfe nicht vollständig zu überzeugen vermag und zweitens insofern einer gewissen Dynamik unterworfen ist, als die Tragweite der *PreussenElektra*-Rechtsprechung durch die nachfolgenden Urteile des EuGH tendenziell eingeschränkt wurde. In einem kürzlich ergangenen Urteil des Gerichts der Europäischen Union wurde nun sogar die ursprünglich als Prototyp einer Umlage verstandene, sogenannte EEG-Umlage in Deutschland (Umlage gestützt auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Fassung von 2012) als Massnahme unter Einsatz von staatlichen Mitteln und folglich als notifizierungspflichtige Beihilfe qualifiziert.<sup>225</sup> Begründet wird dieses Verdikt mit der Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, als Mittelpersonen zu fungieren, mit dem beherrschenden Einfluss der öffentlichen Hand bei der Erhebung und Verwaltung der Mittel, der diese letztlich zu staatlichen Mitteln mache, sowie mit dem Umstand, dass die Endverbraucher aufgrund der gesetzlichen Regelung zur Zahlung des Aufschlages *de facto* verpflichtet würden.<sup>226</sup> Diese Rechtssache ist aktuell vor dem EuGH hängig<sup>227</sup> und entsprechend ist mit dem Urteil des Gerichtshofes eine weitergehende Klärung der Rechtslage zu erwarten.<sup>228</sup>

Vor diesem Hintergrund erscheint eine Qualifikation des in der **Schweiz** bestehenden Systems der **Kostendeckenden Einspeisevergütung** als Beihilfe jedenfalls denkbar. Die Finanzierung der Kosten für wettbewerbliche Ausschreibungen (Art. 7a Abs. 3 EnG), der Einmalvergütung von Photovoltaikanlagen (Art. 7a<sup>bis</sup> EnG), der Bürgschaften für Geothermieanlagen (Art. 15a Abs. 1 EnG) und der Entschädigung der Konzessionäre zur Nutzung von Wasserkraft (Art. 15a<sup>bis</sup> EnG) sowie der früher gewährten sog. Mehrkostenfinanzierung (Art. 28a Abs. 1 EnG) durch die Kostendeckende Einspeisevergütung (Art. 7a Abs. 1 EnG) über die Erhebung von Zuschlägen auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes (Art. 15b EnG) erfolgt zwar

<sup>223</sup> EuGH, Rs. C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, Rn. 65 ff. (Essent).

<sup>224</sup> EuGH, Rs. C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, Rn. 37 (*Vent de Colère*).

<sup>225</sup> EuG, Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281 (Deutschland/Kommission).

<sup>226</sup> EuG, Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, Rn. 92 ff. (Deutschland/Kommission).

<sup>227</sup> EuGH, Rs. C-405/16 P (Deutschland/Kommission).

<sup>228</sup> Dass Fördermodelle mit einer Abnahme- und Vergütungspflicht in den Augen der EU-Kommission jedenfalls im Grundsatz zulässig sein können, zeigt das von der EU-Kommission mit Beschluss 2015/658 vom 8. Oktober 2014 genehmigte Beihilfemodell des Vereinigten Königreiches zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C (Fall Nr. SA.34947), der nun allerdings von der Republik Österreich einerseits und einer Reihe von Energieunternehmen andererseits vor dem Europäischen Gericht insbesondere wegen einer angeblichen Verletzung der Beihilferegeln angefochten (Rs. T-356/15 bzw. Rs. T-382/15).

durch die als privatrechtliche Aktiengesellschaft ausgestaltete<sup>229</sup> nationale Netzgesellschaft bzw. durch einen von dieser eingerichteten Fonds<sup>230</sup>. Insbesondere die Modalitäten der Erhebung des Zuschlags, die maximale Höhe der Zuschläge bzw. deren genaue Bemessung, ihre Allokation auf die unterschiedlichen Verwendungszwecke, die Modalitäten und Verfahren der Rückerstattung des Zuschlags, die Berichterstattungspflicht gegenüber dem Bundesamt sind aber im Gesetz (Art. 15 Abs. 2 EnG) bzw. in der Verordnung (Art. 3 ff. EnV) detailliert festgelegt und erfolgen unter enger Kontrolle des Bundesamtes. Damit kann jedenfalls nicht ausgeschlossen werden, dass nach den unionsrechtlichen Standards von einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf Unternehmen auszugehen ist, womit es sich – soweit aufgrund dieser summarischen Prüfung ersichtlich – um Beihilfen handeln würde. Da sich – je nach Ausgestaltung des Modells – analoge Fragen auch bei der Abnahme- und Vergütungspflicht stellen, ist auch hier nicht auszuschliessen, dass das Modell als Beihilfe zu qualifizieren wäre.

Fällt die Vorteilsgewährung unter das Beihilfeverbot, kann sie gestützt auf Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV unter Umständen wiederum als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachtet werden. Hierbei sind auch die Kriterien der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung Nr. 800/2008/EG<sup>231</sup> beachtlich, wonach bestimmte Umweltschutzbeihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar zu betrachten und von der Notifizierungspflicht gemäss Art. 108 Abs. 3 Satz 1 AEUV befreit sind. Sind diese Voraussetzungen nicht gegeben, so erfolgt eine Beurteilung der Zulässigkeit durch die Kommission, wobei die „**Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020**“ den einschlägigen Referenzrahmen bilden. Folgende Eckpunkte lassen sich hieraus für die voraussichtliche Beurteilung derartiger Beihilfemassnahmen entnehmen: Allgemein wird vorausgesetzt, dass die entsprechenden Massnahmen einen Beitrag zu einem Ziel von gemeinsamem Interesse leisten, den Erfordernissen der Erforderlichkeit, der Geeignetheit und der Angemessenheit Genüge tun, übermässige negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermeiden und eine Anreizwirkung im Sinne des Umweltschutzes bzw. des Funktionierens des Energiemarktes entfalten.<sup>232</sup> Zudem besteht spezifisch für die Förderung erneuerbarer Energien die Vorgabe, dass Beihilferegulungen für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt werden,<sup>233</sup> Betriebsbeihilfen in der Form einer Prämie zum Marktpreis gewährt werden müssen<sup>234</sup> und die Zuerkennung der Beihilfen im Grundsatz im Rahmen einer

---

<sup>229</sup> Art. 18 Abs. 1 StromVG.

<sup>230</sup> Art. 15b Abs. 1 bzw. Abs. 5 EnG, wobei die Swissgrid AG zu diesem Zwecke die „Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)“ gegründet hat.

<sup>231</sup> Verordnung (EG) Nr. 800/2008 zur Erklärung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Gemeinsamen Markt in Anwendung der Artikel 87 und 88 EG-Vertrag (ABl. L 214 vom 9.8.2008).

<sup>232</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 30 – 106.

<sup>233</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 121.

<sup>234</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 124 Bst. a; vgl. in dieser Hinsicht auch die Genehmigung der von Frankreich geplanten Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die EU-Kommission vom 9. August 2016 (Fallnummer: SA.43719), wonach die Förderung kleiner Anlagen mittels Einspeisetarife zulässig ist, grössere Anlagen hingegen *qua* Zuschlag zu fördern seien, um sicherzustellen, dass sie auf Marktsignale reagieren müssen.

Ausschreibung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien zu gewähren ist.<sup>235</sup> Können diese Rahmenbedingungen in der Ausgestaltung des Modells eingehalten werden, so dürfte sich die Vereinbarkeit mit dem Beihilfenverbot des Unionsrechts wohl herstellen lassen.

#### 4.4.5.3.3 Zölle und steuerliche Diskriminierung

Erfolgt die Finanzierung der Vergütung über einen abgabenähnlichen Zuschlag, wie etwa den Netzzuschlag, so ist zudem zu prüfen, ob und inwieweit die Vorgaben von Art. 30 AEUV (**Zölle**) und Art. 110 AEUV (**Verbot diskriminierender Besteuerung**) zu Anwendung kommen und es ist diesfalls darauf zu achten, dass importierter Strom in Bezug auf die Erhebung des Zuschlages gleich behandelt wird bzw. allfällige Differenzierungen in der Abgabenhöhe auf objektiven Kriterien beruhen und keine mittelbare oder unmittelbare Diskriminierung gegen importierte Waren aus anderen Mitgliedstaaten oder eine anderweitige Form des Schutzes der heimischen Produktion beinhalten.<sup>236</sup>

#### 4.4.5.3.4 Marktöffnung

Insbesondere mit dem sogenannten zweiten EU-Energiepaket wurden 2003 die Strommärkte der Mitgliedstaaten für neue Anbieter geöffnet und den Verbrauchern nach Übergangszeiten grundsätzlich die freie Wahl des Anbieters eingeräumt. Diese Marktöffnung erfuhr mit der Richtlinie 2009/72 im Rahmen des dritten EU-Energiepakets eine Vertiefung. Vor diesem rechtlichen Hintergrund ist nun zu beachten, dass das Modell des zentralen Käufers nach dem Massstab des Unionsrechts nicht dazu führen darf, dass die Marktöffnungsvorgaben unterminiert werden. Ob dies möglicherweise der Fall sein könnte, dürfte sich insbesondere nach der Breite der qualifizierten Erzeuger und der Ausgestaltung der Rolle des zentralen Käufers auf dem Strommarkt ergeben und wäre demzufolge gestützt auf ein konkretes Regelungsmodell im Einzelnen zu prüfen.

### 4.4.6 Diskussion

Die Massnahme würde die Kostendeckung von Erzeugern, die an das Schweizer Netz angeschlossen sind, weitgehend sicherstellen, und zwar unabhängig davon, zu welchen Zeitpunkten Energie ins Netz eingespeisen würde. Dies bedeutet wiederum, dass alle Erzeuger unabhängig von der Nachfrage so viel einspeisen würden, wie sie nur könnten analog zu geförderten Erneuerbaren in Deutschland oder Erzeuger mit KEV. Dies hätte entsprechend eine negative Auswirkung auf die bedarfsgerechte Produktion und könnte mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit reduzieren. Nebenbei würden die Investitionsrisiken im Wesentlichen an den Staat übertragen. Dem könnte begegnet werden, indem die Abnahmepflicht entsprechend gelockert würde, z.B. mit Direktvermarktung und Marktprämien (FIP). Bei einer undifferenzierten Festlegung von Normgestehungskosten würden zudem ausgeprägte Mitnahmeeffekte entstehen.

Eine Festsetzung eines Kostendeckels bzw. einer maximalen Höhe des Netzzuschlages, welcher die verfügbaren Mittel des zentralen Käufers begrenzen würde (und damit auch die Belastung der Endkunden), wäre nicht vereinbar mit Normgestehungskosten bzw. müsste dazu führen,

<sup>235</sup> Beihilfeleitlinien, Rn. 126.

<sup>236</sup> Vgl. dazu bereits oben Abschnitte 4.2.5.3.3 und 4.3.5.3.3.

dass diese gesenkt würden, mit entsprechenden Folgen für den Zubau. Auch hier könnte wiederum ein Marktprämienmodell die Problematik reduzieren.

Kritisch ist auch in diesem Modell die Berücksichtigung von Kernkraftwerken: Sind sie qualifiziert, sind sie die grössten Nutzniesser. Dies wäre im Sinn der Massnahme, würde aber der Energiestrategie entgegenlaufen. Eine Variante wäre es auch hier, die Qualifikation von Kernkraftwerken an verbindliche Abschaltpläne im Sinne des mit der ES2050 avisierten Erzeugungsmix' zu knüpfen.

## 4.5 Modell 4: Gezielter Kapazitätsmechanismus für Winterkapazitäten

### 4.5.1 Spezifikation

#### Hintergrund

Die Ausgangslage für dieses Modell ist analog zu Modell 1, dass also im Winterhalbjahr die Schweizer Erzeugung nicht zur Deckung der Last / Nachfrage reicht (vgl. Abbildung 12).

#### Ziel und Funktionsweise

Ziel des Modells ist deshalb, im Sinne der Versorgungssicherheit für die Schweiz langfristig eine ausreichende Erzeugungskapazität verfügbar zu haben. Im Unterschied zum ersten Modell wird in dem Modell nicht auf die Erzeugung in kWh Stunden gezielt, sondern auf die Kapazität (kW).

Im Rahmen eines gezielten Kapazitätsmechanismus soll daher in Knappheitsmonaten effektiv bzw. absehbar abrufbare Kapazität abgegolten werden. Das Schema wird in verschiedenen Varianten in Italien, Polen, Portugal und Spanien bereits eingesetzt und steht im Unterschied z.B. zu einer Winterreserve, bei der die entsprechenden Kraftwerke vom Spotmarkt genommen werden.

Die **Eckwerte des Modells** werden für die weitere Analyse wie folgt festgelegt:

- Festlegung von Knappheitssituationen:
  - Basis: Differenz zwischen Last und gesicherter (inländischer) Erzeugungsleistung bzw. Hochlastzeitfenster, in denen der Verbrauch signifikant höher ist als die Erzeugung;
  - Wahrscheinlichkeit massgebend, dass Erzeuger in diesen Perioden produzieren können („De-rating“).
- Vergütung:
  - In den genannten Ländern wird die Vergütung administrativ festgelegt. Dies wird auch hier angenommen, da so die Gesamtsumme der Vergütung feststeht und eine gleichmässige Verteilung auf die zu unterstützenden Kraftwerke angestrebt wird. Ein Marktprozess könnte demgegenüber zu unerwünschten Effekten führen;<sup>237</sup>
  - Die Vergütung wird an die Verpflichtung gebunden, zu den kritischen Zeitbereichen soweit möglich Energie einzuspeisen;
  - Die Vergütung wird als spezielle Systemdienstleistung analog zu sonstigen nicht zu-rechenbaren Systemdienstleistungen auf alle Netznutzer umgelegt.

#### Erwartete Wirkung

Durch die kalkulierbaren Zahlungen der Verfügbarkeitsprämie wird insbesondere die Wirtschaftlichkeit der Grosswasserkraft- und ggf. Kernkraftwerke verbessert.

---

<sup>237</sup> Wenn die Vergütung nicht administrativ, sondern über einen Marktprozess festgelegt wird, heisst dies, dass ein bestimmtes Vergütungsniveau nicht garantiert werden kann, sondern eine Preisfestlegung über Angebot und Nachfrage erfolgt. Hier kann die Regulierung nur eine Menge festlegen, hat aber keine Kontrolle über den Preis (bestenfalls durch cap und floor). Ausserdem könnten die Zahlungsströme bei einem oder wenigen Unternehmen konzentriert landen, wenn diese entsprechend viel Kapazität günstig anbieten wenn sie die Opportunitäten anders bewerten. Schliesslich stellt sich die Frage nach Marktkonzentration und potenzieller Ausübung von Marktmacht.

### Ausgewählte Ausgestaltungsvarianten

*Bemessung Knappheitssituationen:* Es könnten Generation Adequacy Vorhersagen von Swissgrid als Grundlage verwendet werden analog dem ENTSO-E Reporting (System Adequacy Forecast). Aus einer Adequacy-Analyse werden jährlich voraussichtlich kritische Zeitbereiche für die Versorgungssicherheit bestimmt. Das kann auch spezifisch für einzelne Spannungsebenen erfolgen. Alternativ könnten auch Perioden mit hohem Residuum zwischen Last und inländischer Erzeugung zugrunde gelegt werden;

*Strukturierung der Vergütung:* Im Hochlastzeitfenster Bindung an eingespeiste kWh oder Bereitstellung einer Reserveenergiemenge (z.B. Speicherwassermenge);

*Bezahlung Vergütung:* Monatlich in Zeiten mit Lastüberdeckung (Sommerhalbjahr)

*Berücksichtigung ausländischer Erzeuger:* Ggf. analog Modell 1.

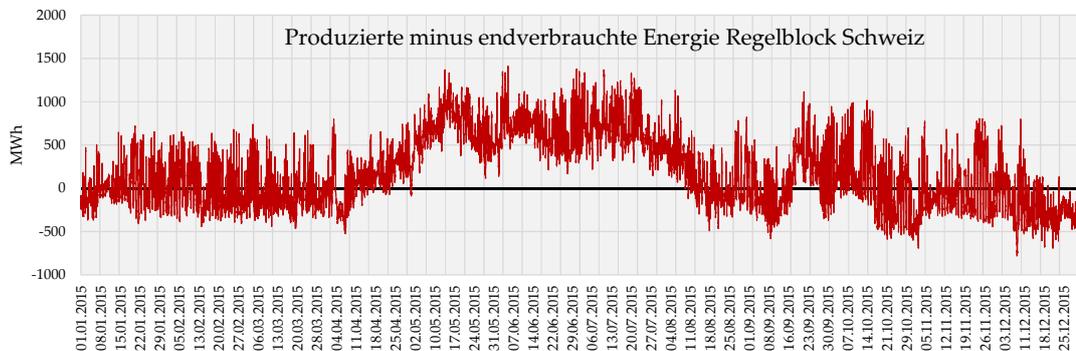
*Kernkraftwerke:* Ggf. könnten Kernkraftwerke ausgenommen werden bzw. die Vergütung von einer in Aussicht gestellten Abschaltung abhängig gemacht werden (vgl. auch vorherige Modelle).

## 4.5.2 Schätzung der finanziellen Effekte

### Annahmen zur Modellierung

*Bemessung Knappheitsstunden:* Für die Bemessung der Knappheitssituationen sind viele Bestimmungsvarianten denkbar. Z.B. alle Stunden mit negativem Residuum, Stunden in denen das Residuum eine gewisse Schwelle übertrifft oder Monate in denen die Erzeugung unter dem Endverbrauch liegt. **Abbildung 21** zeigt beispielhaft den Jahresverlauf zwischen produzierter und endverbraucher Energie im Regelblock Schweiz in viertelstündlicher Auflösung.

**Abbildung 21: Energiebilanz Regelblock Schweiz für das Jahr 2015**

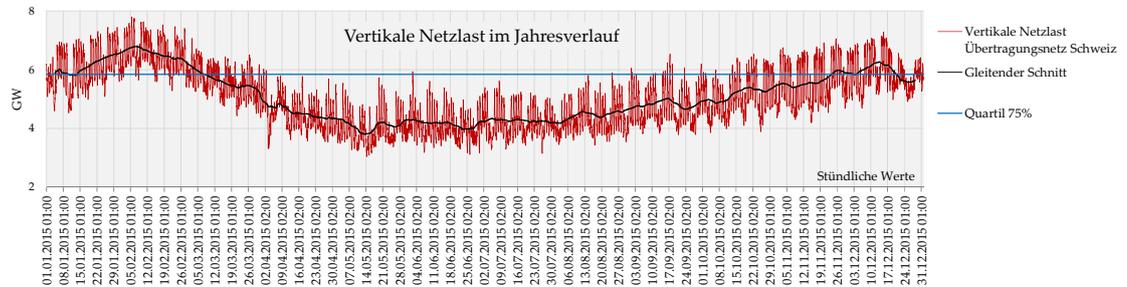


Quelle: Swiss Economics basierend auf Swissgrid Daten

Grundsätzlich gilt: Je kleinere Zeiträume zu Grunde gelegt werden, desto weniger wichtig wird die allgemeine Versorgungssituation während des Winters bzw. desto wichtiger sind kurzfristige Arbitrageüberlegungen. Das Residuum ist Resultat eines Marktprozesses. Demgegenüber ist die vertikale Last weniger von den Erzeugern beeinflussbar (jedoch von den Lieferanten). Deshalb wird vorliegend auf die vertikale Netzlast zurückgegriffen – eine spätere Implementierung des Modells müsste sich dann am konkreten Bedarf aus Sicht Swissgrid oder ElCom ausrichten und ggf. ein anderes Mass mit anderer Umsetzung verwenden.

Zur Modellierung bezüglich Knappheitswochen wurde folgende Annahme getroffen: Als Knappheitszeitpunkte gelten diejenigen 25% der Zeitpunkte, um die herum der gleitende Wochendurchschnitt über dem 75% Quartil liegt, wie in **Abbildung 22** veranschaulicht wird (d.h. stündliche Zeitpunkte, in denen die schwarze Linie über der blauen Linie liegt).

**Abbildung 22: Knappheitszeitpunkte im Jahr 2015**



Quelle: Swiss Economics basierend auf Swissgrid Daten

Gestützt hierauf ergibt sich eine Verteilung der Knappheitsstunden nach Monaten wie folgt:

- Januar: 28.2%
- Februar: 32.6%
- März: 8.1%
- April bis Oktober: 0%
- November: 8.6%
- Dezember: 22.5%

*Vergütung:* Annahme für den zur Verfügung gestellten Betrag insgesamt: CHF 300 Mio. Dies entspricht pro Stunde 145'349 CHF (= 300 Mio. / 2064).

*De-rating:* Der Grad der Stochastik in den Erzeugungswerten führt zu folgenden Erwartungswerten der Wahrscheinlichkeiten, zu welchen die einzelnen Technologien eine letztjährig erzeugte Elektrizitätsmenge in einem darauffolgenden Jahr zu einer bestimmten Knappheitsstunde wiederholen können (abweichend von anderen Werten, die teils, im Ausland angewendet werden):

**Tabelle 14: Stochastik der einzelnen Erzeugungstechnologien.**

Technologie	Stochastik	Technologie	Stochastik
Kernkraft	0.9	Photovoltaik	0.1
Flusslauf	0.7	Weitere thermisch	0.9
Speicher	0.95	Biomasse	0.9
Pumpspeicher	0.85	Kleinwasserkraft	0.6
Wind	0.1	Netto-Importe	0.9

Quelle: Swiss Economics

## Resultate

Der Erwartungswert an Mehreinnahmen infolge der Abgeltung für die einzelnen Technologien entspricht der Kapazität, welche in einem Knappheitsmonat zur Verfügung gestellt werden

konnte multipliziert mit dem Erwartungswert, zu welchem die einzelnen Technologien an einem Knappheitsmoment für die nächsten Jahre wiederum Kapazität zur Verfügung stellen können. Die Modellierung der 12 Stichdaten im Jahr 2015 basiert auf den Angaben zum Anteil der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Last gemäss Modell 1.

Der prozentuale Anteil der Technologien an den Vergütungen sowie der Totalbetrag in CHF pro durchschnittliche MW Kapazität am Netz über ein Jahr hinweg sind für das Modell 4 mit und ohne KKW gemäss **Tabelle 15**:

**Tabelle 15: Verteilung des zur Verfügung gestellten Betrags in Modell 4**

Technologie	Anteil	Totalbetrag pro MW	Anteil	Totalbetrag pro MW
	Kernkraftwerke berechtigt		Kernkraftwerke nicht berechtigt	
<b>Biomasse</b>	0.7%	45'320	1.1%	70'179
<b>Flusslauf</b>	11.9%	18'686	18.5%	28'935
<b>Kernkraft</b>	35.4%	45'417	0%	0
<b>Kleinwasser</b>	1.8%	30'214	2.8%	46'786
<b>Netto Importe</b>	0%	0	0%	0
<b>Photovoltaik</b>	0.1%	2'311	0.1%	3'579
<b>Pumpspeicher</b>	24.1%	41'288	37.4%	63'935
<b>Speicher</b>	22.9%	46'146	35.5%	71'457
<b>Weitere thermisch</b>	3.0%	47'561	4.7%	73'649
<b>Wind</b>	0.0%	4'839	0.0%	7'493

Quelle: Swiss Economics

### 4.5.3 Ökonomische Beurteilung

- *Lindert Marktversagen / Marktverzerrungen:* Analog Modell 1 – die Massnahme leistet Kraftwerken, die unter ggf. verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind, einen Deckungsbeitrag. Ob dieser ausreicht, die Gewinnschwelle zu erreichen, bleibt offen und unterscheidet sich von Technologie zu Technologie, da neben den Gesteungskosten auch der von der Massnahme erzeugte Deckungsbeitrag unterschiedlich ist. Sofern der EOM die negativen Externalitäten eines Stromausfalls im Winter nicht ausreichend vergütet, vermag das Modell diesbezüglich einen Beitrag zu leisten.
- *Statische und dynamische Effizienz:* Analog Modell 1 – Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Der Beitrag von Kraftwerken zur Systemstabilität wird besser vergütet. Die Massnahme ist neutral bezüglich der Technologien, welche die Versorgungssituation im Winter verbessern und in diesem Rahmen effizient, da diejenigen Technologien begünstigt werden, die in der Vergangenheit in den Knappheitszeitfenstern am meisten verfügbar waren. Für Kraftwerke, welche auch ohne die Massnahme rentabel wären, würden Mitnahmeeffekte entstehen.
- *Finanzierungsbedarf:* Der zur Verfügung zu stellende Betrag kann politisch vorgegeben und gesteuert werden, müsste jedoch ausreichend hoch festgelegt werden, um die gewünschte Wirkung im Sinne der Versorgungssicherheit zu erzielen. Die Finanzierung erfolgt wie heute bei

SDL über die Netzentgelte bzw. Kostenwälzung auf die Endkunden. Es sind somit keine öffentlichen Mittel notwendig und die Netzentgelte steigen im Umfang des politisch festgelegten Betrags.

- *Verteilungswirkungen*: Analog Modell 3, d.h. als Ergebnis werden Endkunden zu Gunsten der qualifizierten Erzeuger belastet. Endkunden, für die der Energiepreis ein kritischer Standortfaktor ist, könnten vom Netzzuschlag (wie heute) ausgenommen werden. In dem Fall würden alle übrigen Endkunden entsprechend stärker belastet.

#### 4.5.4 Technische und politische Beurteilung

- *Versorgungssicherheit*: Mittel- und langfristig verbessert sich die Versorgungssituation im Winter c.p., da Erneuerungs- und Neuinvestitionen Kraftwerke, welche in Zeiten hoher Last produzieren, aufgrund der zusätzlichen Einnahmen besser rentieren. Der Umfang der tatsächlich getätigten Investitionen wird jedoch abhängig vom gesamthaften regulatorischen und marktlichen Umfeld sein. Je nach Implementierung besteht auch kurzfristig ein Anreiz, in den bestimmten Knappheitszeitfenstern tatsächlich zu produzieren bzw. Produktion hierhin zu verlagern.

- / ● (mit KKW) *ES 2050*: Sofern diese berechtigt sind, stellt die Massnahme insbesondere Kernkraftwerke besser. Ebenfalls können Speicherkraftwerke inkl. Pumpspeicher profitieren. Letztere insbesondere dann, wenn die Bezahlung nur an die Fähigkeit geknüpft wird, zu einer spezifischen Stunde zu produzieren. Die Laufwasserkraft kann auch hier nur bedingt profitieren, da sie im Winter am wenigsten Kapazität aufweist. Für neue erneuerbare Energien ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen, d.h. diese würden von der Massnahme nur geringfügig profitieren, da diese einen besonders hohen de-rating Faktor auf die installierte Leistung aufweisen.

- bis ● *Steuerbarkeit*: Die Höhe der Förderung ist direkt steuerbar, da die Verfügbarkeitsprämie administrativ festgelegt wird. Bezüglich der Verteilung zwischen den Technologien bestehen gewisse eingeschränkte Freiheiten bei der der Festlegung der de-rating Faktoren. Der grösste Hebel ist hier jedoch die Zulassung.

- *Umsetzbarkeit*: Solange nur auf die theoretische Verfügbarkeit abgestellt wird, ist der Vollzugsaufwand sehr gering. Bei einer Ausgestaltungsvariante, bei der die tatsächliche Verfügbarkeit relevant ist, ist diese zu überprüfen und ggf. eine «Pönale» zu berechnen.

#### 4.5.5 Juristische Analyse

##### 4.5.5.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Sowohl für die verfassungsrechtliche Abstützung als auch in Bezug auf die grundrechtlichen Vorgaben kann für das Modell des gezielten Kapazitätsmechanismus für den Winter auf die Ausführungen zum Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwiesen werden. Die grundsätzlichen Fragestellungen und potentiellen Probleme dieser beiden Modellkategorien dürften sich im Resultat grundsätzlich decken.

##### 4.5.5.2 Völkerrechtliche Vorgaben

Das Modell der Sicherung von Winterkapazitäten wirkt sich je nach Ausgestaltung aus, jedoch kann weitgehend auf die ausführlichen Ausführungen zum Quotenmodell zur Gewährleistung

der Versorgungssicherheit verwiesen werden. Es kann sich sowohl um eine Handelsbeschränkung handeln, wenn etwa über Zertifikate vorgegangen wird, als auch um eine Förderungs-massnahme, weswegen rechtlich betrachtet die vorher ausgeführten Beihilfebestimmungen des WTO-, Unions- und Freihandelsabkommensrechts näher zu prüfen sind. Es wird eine besondere Vergütung – vermutlich administrativ festgelegt – gewährt, wenn die Verpflichtung wahrgenommen wird, zu kritischen Zeitbereichen Energie einzuspeisen. Das verfolgte öffentliche Interesse ist jenes der Versorgungssicherheit. Zentral ist hier, wie zuvor allgemein ausgeführt, ob der Zugang zu dieser Vergütungsregelung unter objektiven und neutralen Kriterien gewährt wird. Vermutlich wäre in einem transparenten und nichtdiskriminierenden Verfahren festzulegen, welche Unternehmen sich für die Vergütung qualifizieren. Sofern hier keine Kriterien gewählt werden, die gezielt beispielsweise ausländische Unternehmen ausschliessen, ergeben sich wohl kaum Probleme aus rechtlicher Sicht.

#### 4.5.5.3 Allfällige Vorgaben des Unionsrechts

In Bezug auf die Vorgaben des Unionsrechts kann vorliegend weitestgehend auf die Ausführungen zum Quotenmodell zwecks Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwiesen werden.<sup>238</sup> Wiederum wäre das Modell somit im Hinblick auf die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 ff. AEUV mit Erwägungen zur Versorgungssicherheit (während der Wintermonate) zu rechtfertigen. Möglicherweise läge auch vorliegend eine Beihilfe vor, die unter den von der EU-Kommission in den Leitlinien festgehaltenen Vorgaben allenfalls als zulässig erachtet werden kann. Schliesslich wären auch dabei für die Finanzierung des Erwerbs von Zertifikaten durch die Lieferanten die Vorschriften bezüglich Zöllen (Art. 30 AEUV) und diskriminierender Besteuerung zu beachten (Art. 110 AEUV). Erneut hinzuweisen ist in diesem Kontext auf die Bedeutung einer stringenten und kohärenten Rechtfertigung und Begründung allfälliger Massnahmen, die ein spezifisches – und im Hinblick auf die Beihilferechtsprüfung wohl auch zu quantifizierendes – Marktversagen zum Ursprung haben müssen und so auszugestalten sind, dass sie eine angepasste und verhältnismässige Antwort auf dieses Marktversagen darstellen.

#### 4.5.6 Diskussion

Ein Kapazitätsmechanismus zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Winter wäre mit Blick auf sein Ziel dynamisch effizient, solange der administrativ zur Verfügung gestellte Betrag in einem Verhältnis steht zu den eingesparten volkswirtschaftlichen Kosten eines durch die Massnahme verhinderten Versorgungsausfalls. Der finanzielle Umfang des Kapazitätsmechanismus kann dabei direkt festgelegt werden, solange der zur Verfügung stehende Betrag administrativ festgelegt wird.

Kapazitätsmechanismen, welche auf den Winter zielen, dürften sich – sofern diese nicht ausgeschlossen sind – zwangsläufig günstig für KKW's auswirken, da diese ihre Leistung, solange sie nicht abgeschaltet sind, in allen Zeitfenstern anbieten können. Bei Flusskraftwerken besteht ein gegenläufiger Effekt, da diese im Winter am wenigsten produzieren. Noch ausgeprägter gilt dies für volatil einspeisende erneuerbare Energien, insb. Photovoltaik, wo das De-rating entsprechend am höchsten ist. Insofern sind hier die Effekte ähnlich wie bei Modell 1 mit dem Unterschied, dass Pumpspeicher von der Massnahme profitieren – und zwar in substantiellem Ausmass.

---

<sup>238</sup> Vgl. dazu oben Abschnitt 4.2.5.3.

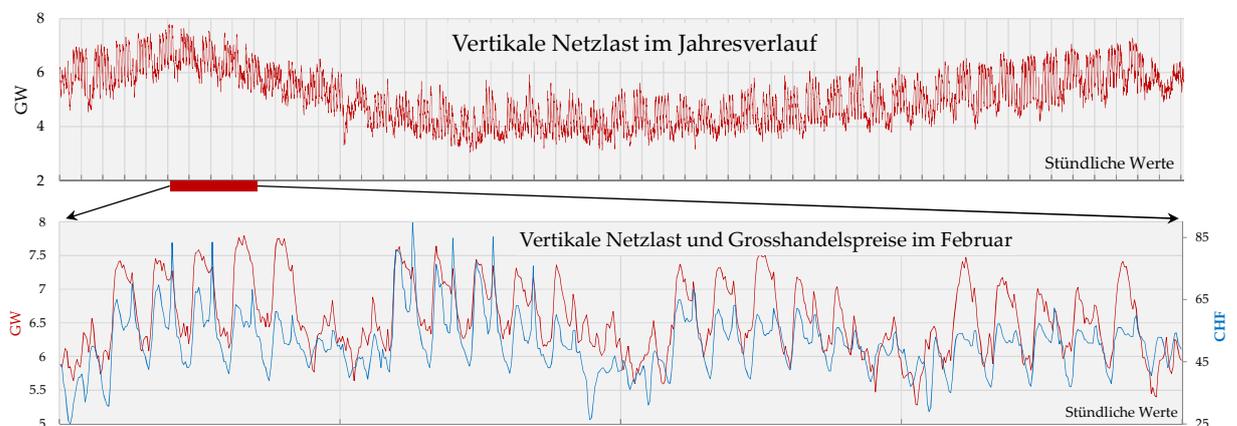
## 4.6 Modell 5: Gezielter Kapazitätsmechanismus zur Abdeckung der Spitzenlast

### 4.6.1 Spezifikation

#### Hintergrund

Die vertikale Last, also die stündlichen Übergaben aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze, ändert im Jahres- und insbesondere Tagesverlauf stark. Während in Stunden tiefer Last Kraftwerke vergleichsweise einfach vom Netz genommen werden können, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, benötigt es in Stunden hoher vertikaler Last entsprechend kurzfristig abrufbare und effektiv verfügbare Erzeugungsleistung. Entsprechend korrelieren in der Schweiz Stunden mit höchster vertikaler Last ausgeprägt mit den Grosshandelspreisen (75% Korrelation bezogen auf stündliche Werte).

Abbildung 23: Vertikale Netzlast im Jahres- und Monatsverlauf



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Swissgrid und EPEX Daten

#### Ziel und Funktionsweise

Ziel des Modells ist es, im Sinne der Versorgungssicherheit Kraftwerke, die zu Stunden mit höchster Last produzieren, ausreichend abzugelten.

Hierzu werden Kraftwerke, die in Stunden mit höchster vertikaler Last produzieren, gemäss ihrer erwarteten bereitgestellten Leistung anteilmässig abgegolten.

Die **Eckwerte des Modells** werden für die weitere Analyse wie folgt festgelegt:

- Festlegung von Knappheitssituationen:
  - Stunden mit höchster vertikaler Last auf Tagesbasis.
- Vergütung:
  - Für Erzeuger, welche in den festgelegten Stunden mit höchster vertikaler Last produziert haben, wird ein Betrag pro KW bezahlt;
  - Ein politisch festgelegter Betrag wird proportional zur bereitgestellten Leistung auf die Erzeuger verteilt. Volatil einspeisende Energien erhalten so implizit ein De-rating gemäss ihrer effektiv bereitgestellten Kapazität;
  - Finanzierung via Netzzuschlag.

**Erwartete Wirkung**

- Verbesserung der Rentabilität insbesondere von Kraftwerken, die zu den vergüteten Stunden regelmässig Kapazität bereitstellen

**Ausgewählte Ausgestaltungsvarianten**

- *Adequacy-Kriterien:* Eine alternative, wohl bessere Bemessung der Knappheitssituationen wäre eine Bestimmung anhand von System Adequacy-Kriterien bspw. durch den TSO;
- *Alternativen zur vertikalen Last:* Stunden mit höchster Differenz zwischen inländischer Erzeugung und inländischem Endverbrauch, oder Residuallast im Sinne der Last abzüglich der Einspeisung neuer erneuerbaren Energien;
- *Tagesbasis:* Festlegung nicht auf Tagesbasis, sondern für alle Stunden, in welcher die Last einen gewissen Wert übersteigt, z.B. 6 GW, vgl. Abbildung 23. Hierbei würde eine Wirkung ähnlich dem Modell 4 erzielt, indem vermehrt Stunden im Winterhalbjahr als Bemessungsbasis dienen würden;
- *Zeitliche Auflösung:* Viertelstündliche Auflösung statt stündliche;
- *Ausschreibungen:* Anwendung eines Ausschreibungsmodells zur Preisbestimmung.

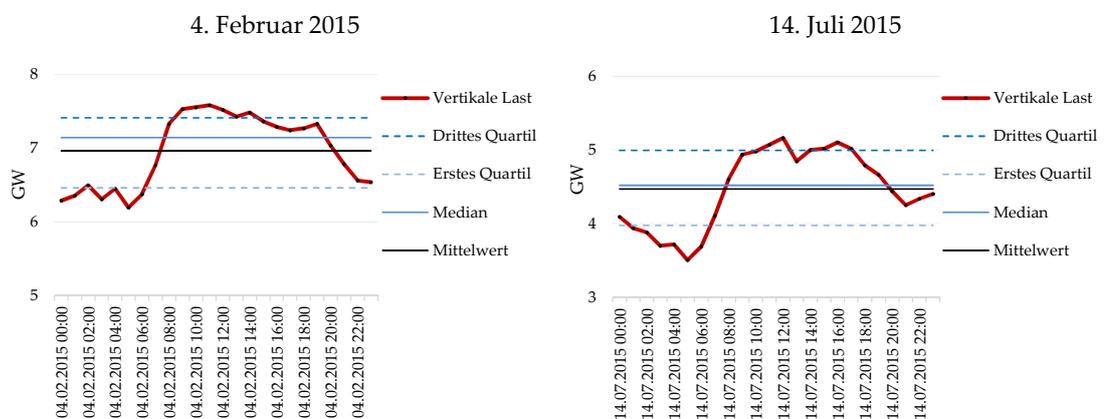
**4.6.2 Schätzung der finanziellen Effekte**

**Annahmen zur Modellierung**

*Stunden höchster Last:* Bei der Bestimmung der abgeltungsberechtigten Stunden mit höchster vertikaler Last sind wie in Modell 4 viele Bestimmungsvarianten denkbar – bei einer Implementierung wären diese durch Swissgrid oder die ElCom gemäss konkreten Anforderungen an die Versorgungssicherheit zu bestimmen. Mögliche Varianten wäre die Stunde mit höchster Last, eine festzulegende Anzahl Stunden mit höchster Last, das vierte Quartil analog Modell 4 (d.h. auf Tagesbasis die sechs Stunden mit höchster Last), usw..

**Abbildung 24** zeigt den Verlauf der vertikalen Last für zwei Beispieltage im Winter und Sommer 2015.

**Abbildung 24: Stunden mit höchster vertikaler Last zu zwei Zeitpunkten im Jahr 2015**



Quelle: Swiss Economics

Für die nachfolgende Modellierung wird angenommen, dass die Stunden mit höchster vertikaler Last dem vierten Quartil an Wochentagen entsprechen. D.h. Erzeuger, die an Wochentagen in den sechs Stunden mit höchster Last produziert haben, werden abgegolten. An Samstagen bzw. Sonntagen, welche generell als ausgeglichen angenommen werden, wird keine Abgeltung ausgeschüttet.

*Vergütung:* Als Annahme für den zur Verfügung gestellten Betrag insgesamt wird wie in Modell 4 CHF 300 Mio. angenommen. Dies entspricht pro Hochlaststunde einer Abgeltung von 191'780 CHF (= 300 Mio. / [(365\*5/7)\*6]), die auf die Erzeuger verteilt werden kann.

*De-rating:* Als De-rating Faktoren wurden die analogen Werte wie in Modell 4 verwendet (vgl. Tabelle 14).

### Resultate

Der Erwartungswert an Mehreinnahmen infolge der Abgeltung für die einzelnen Technologien entspricht der Kapazität, welche zu einer Hochlaststunde zur Verfügung gestellt werden konnte multipliziert mit dem Erwartungswert, zu welchem die einzelnen Technologien an einem Knappheitsmoment für die nächsten Jahre wiederum Kapazität zur Verfügung stellen können. Die Modellierung der 12 Stichdaten im Jahr 2015 basiert auf den Angaben zum Anteil der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Last gemäss Modell 1.

Der prozentuale Anteil der Technologien an den Fördergeldern sowie der Totalbetrag in CHF pro durchschnittliche MW Kapazität am Netz über ein Jahr hinweg ergeben sich mit und ohne Zulassung der Kernkraft gemäss **Tabelle 15**.

**Tabelle 16: Verteilung des zur Verfügung gestellten Betrags in Modell 5**

Technologie	Anteil	Totalbetrag pro MW	Anteil	Totalbetrag pro MW
	Kernkraftwerke berechtigt		Kernkraftwerke nicht berechtigt	
<b>Biomasse</b>	0.6%	35'008	0.9%	48'014
<b>Flusslauf</b>	18.5%	27'228	25.3%	37'344
<b>Kernkraft</b>	27.1%	35'008	0%	0
<b>Kleinwasser</b>	1.7%	23'338	2.3%	32'009
<b>Netto Importe</b>	0%	0	0%	0
<b>Photovoltaik</b>	0.1%	3'890	0.1%	5'335
<b>Pumpspeicher</b>	25.3%	33'063	34.7%	45'346
<b>Speicher</b>	24.0%	36'952	32.9%	50'681
<b>Weitere thermisch</b>	2.7%	35'008	3.7%	48'014
<b>Wind</b>	0.0%	3'890	0.0%	5'335

Quelle: Swiss Economics

#### 4.6.3 Ökonomische Beurteilung

- *Lindert Marktversagen / Marktverzerrungen:* Analog zu Modell 4 – Die Massnahme leistet Kraftwerken, die unter ggf. verzerrten Grosshandelspreisen nicht mehr rentabel sind, einen Deckungsbeitrag. Ob dieser ausreicht, die Gewinnschwelle zu erreichen, bleibt offen und hängt vom politisch zur Verfügung gestellten Betrag einerseits und andererseits von der Technologie ab. Sofern der EOM die negativen Externalitäten von Lastspitzen nicht ausreichend vergütet

(also die Spitzenlastpreise zu niedrig sind), vermag das Modell diesbezüglich einen Beitrag zu leisten.

- *Statische und dynamische Effizienz:* Kraftwerke, die unter nicht verzerrten Marktbedingungen rentabel wären, können eher im Markt gehalten werden. Der Beitrag von Kraftwerken zur Systemstabilität wird besser vergütet. Die Massnahme setzt Anreize verstärkt in Technologien zu investieren, welche in den Stunden höchster Last Strom bereitstellen können. Längerfristig dürfte ein erhöhtes Angebot zu Stunden mit höchster Last einen preissenkenden Einfluss haben (vgl. Korrelation von vertikaler Netzlast und Grosshandelspreisen in Abbildung 23). Die Massnahme ist neutral bezüglich der Technologien, welche die Lastspitzen abdecken und in diesem Rahmen effizient. Auch hier würden für Kraftwerke, welche auch ohne die Massnahme rentabel wären, gewisse Mitnahmeeffekte entstehen.
- *Finanzierungsbedarf:* Analog zu Modell 4 – Der zur Verfügung zu stellende Betrag kann politisch vorgegeben und gesteuert werden, müsste jedoch ausreichend hoch festgelegt werden, um die gewünschte Wirkung im Sinne der Versorgungssicherheit zu erzielen. Die Finanzierung erfolgt wie heute bei SDL über die Netzentgelte bzw. Kostenwälzung auf die Endkunden. Es sind somit keine öffentlichen Mittel notwendig und die Netzentgelte steigen im Umfang des politisch festgelegten Betrags.
- *Verteilungswirkungen:* Analog Modell 4, d.h. als Ergebnis werden Endkunden zu Gunsten der qualifizierten Erzeuger belastet. Endkunden, für die der Energiepreis ein kritischer Standortfaktor ist, könnten vom Netzzuschlag (wie heute) ausgenommen werden. In dem Fall würden alle übrigen Endkunden entsprechend stärker belastet.

#### 4.6.4 Technische und politische Beurteilung

- *Versorgungssicherheit:* Analog Modell 4 – Mittel- und langfristig verbessert sich die Versorgungssituation bezüglich Lastspitzen c.p., da Erneuerungs- und Neuinvestitionen Kraftwerke, welche in Zeiten hoher Last produzieren, aufgrund der zusätzlichen Einnahmen besser rentieren, also insb. auch Pumpspeicher und Laufkraft. Der Umfang der tatsächlich getätigten Investitionen wird jedoch abhängig vom gesamthaften regulatorischen und marktlichen Umfeld sein. Je nach Implementierung besteht auch kurzfristig ein Anreiz, in den bestimmten Knappheitszeitfenstern tatsächlich zu produzieren bzw. Produktion hierhin zu verlagern.
- / ● (mit KKW) *ES 2050:* Da die Bemessungsgrundlage Tagesspitzen im ganzen Jahr sind, profitiert die Laufkraft vergleichsweise besser als in anderen Modellen. Ebenfalls günstig wirkt sich die Massnahme für Pumpspeicher aus. Falls KKW berechtigt wären, würden diese auch bei dieser Massnahme am stärksten profitieren. Die Mittel für neue Erneuerbare sind bei der Massnahme erneut bescheiden, jedoch leicht besser als in Modell 4.
- bis ● *Steuerbarkeit:* Analog Modell 4 – Die Höhe der Förderung ist direkt steuerbar, da die Verfügbarkeitsprämie administrativ festgelegt wird. Bezüglich der Verteilung zwischen den Technologien bestehen eingeschränkte Freiheiten, falls de-rating Faktoren hinzugezogen werden. Der grösste Hebel ist hier jedoch die Zulassung einzelner Technologien zum Mechanismus.
- *Umsetzbarkeit:* Die Überprüfung der tatsächlichen Produktion in Stunden mit hoher vertikaler Last ist kraftwerkscharf nötig, wofür entsprechende Produktionsdaten nötig sind. Der Vollzugsaufwand erscheint jedoch auch hier überblickbar.

#### 4.6.5 Juristische Analyse

##### 4.6.5.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Wie bezüglich des gezielten Kapazitätsmechanismus mit einer Verfügbarkeitsprämie Winter kann auch im Hinblick auf den gezielten Kapazitätsmechanismus für Spitzenlastzeiten für die verfassungsrechtlichen Betrachtungen zu Kompetenzen und Grundrechtsvorgaben auf die Ausführungen zum Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwiesen werden.

##### 4.6.5.2 Völkerrechtliche Vorgaben

Hier kann weitgehend auf die Ausführungen zum Modell des gezielten Kapazitätsmechanismus für eine Winterreserve verwiesen werden, da sich erneut Fragen zum handelsbeschränkenden Charakter bzw. beihilfenrechtliche Fragen stellen, Probleme jedoch nur dann auftreten dürften, wenn bei der Wahl der Zugangskriterien zum Mechanismus zur Abgeltung für Erzeuger zu Spitzenlastzeiten etwa gegenüber ausländischen Erzeugern diskriminierend vorgegangen wird.

##### 4.6.5.3 Allfällige Vorgaben des Unionsrechts

Auch für das Spitzenlast-Modell kann auf die Ausführungen zum Quotenmodell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verwiesen werden, da sich vorliegend analoge Fragen stellen dürften.<sup>239</sup> Wiederum ist der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die regulatorische Antwort einen engen Nexus zum zu behebenden faktischen Problem darzustellen hat, vorliegend also in seiner Ausgestaltung darauf auszurichten ist, Versorgungsprobleme zu Zeiten der Spitzenlast zu beheben.

#### 4.6.6 Diskussion

Das Modell zielt im Namen der Versorgungssicherheit auf die täglichen Lastspitzen. Inwieweit hier heute oder künftig effektiv Handlungsbedarf besteht, wäre vorerst z.B. durch Swissgrid aufzuzeigen auch im Zusammenhang mit bestehenden SDL Auktionen. Wenn umgesetzt, führt die tägliche Bemessungsbasis des Kapazitätsmechanismus im Unterschied zu Modell 4 zu vergleichsweise höheren Beiträgen für die Laufwasserkraft. Für Photovoltaik und Wind verbessert sich die Situation ebenfalls leicht.

Kritisch ist auch in diesem Modell die Berücksichtigung von Kernkraftwerken: Sind sie qualifiziert, sind sie die grössten Nutzniesser. Dies wäre im Sinn der Massnahme, würde aber dem Kriterium ES2050 entgegenlaufen. Eine Variante wäre es wiederum, die Qualifikation von Kernkraftwerken an verbindliche Abschaltpläne zu knüpfen.

---

<sup>239</sup> Vgl. dazu oben Abschnitt 4.2.5.3.

## 4.7 Vergleich der fünf Modelle

### 4.7.1 Auswirkung der Modelle auf die Erzeuger

**Tabelle 17** fasst die quantitativen Ergebnisse der fünf analysierten Ausgleichsmassnahmen mit und ohne Kernkraftwerke (KKW) zusammen, wobei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen sei, dass es sich lediglich um indikative Schätzungen handelt. Die Prozentwerte geben an, wie sich die den Erzeugern zukommenden Mittel je Massnahme auf die einzelnen Technologien aufteilen. Werte in grün stellen die Massnahmen dar, welche für die jeweilige Technologie relativ zu den anderen gesehen am stärksten wirkt. Unterstrichene Werte zeigen die Technologie an, welche bei der jeweiligen Massnahme absolut am meisten Gelder erhält. Beispielsweise vereinen bei Modell 2 (Quotenmodell Erneuerbare) Flusslaufkraftwerke mit 57.8% am meisten Zertifikateinnahmen auf sich (daher grün eingefärbt). Da Flusslaufkraftwerke bei keiner anderen Massnahme auf einen höheren Anteil kommen, ist der Wert zudem unterstrichen.

**Tabelle 17: Vergleich der Modelle bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Erzeuger**

	Modell 1		Modell 2		Modell 3		Modell 4		Modell 5	
Kurzbezeichnung	Quote CH		Quote EE		Abnahme		Winter		Lastspitzen	
KKW berechtigt?	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
<b>Konventionell thermisch</b>										
Kernkraft	<u>53.8%</u>	-	-	0.0%	<u>47.5%</u>	-	<u>35.4%</u>	-	<u>27.1%</u>	-
Weitere therm.	4.6%	9.9%	-	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	4.7%	2.7%	3.7%
<b>Wasserkraft</b>										
Kleinwasserkraft	4.1%	8.9%	-	5.8%	3.2%	6.2%	1.8%	2.8%	1.7%	2.3%
Flusslauf	15.3%	33.1%	-	<u>57.8%</u>	12.0%	22.9%	11.9%	18.5%	18.5%	25.3%
Speicher	20.1%	<u>43.5%</u>	-	32.7%	7.9%	15.0%	22.9%	35.5%	24.0%	32.9%
Pumpspeicher	0.0%	0.0%	-	0.0%	21.9%	<u>41.8%</u>	24.1%	<u>37.4%</u>	25.3%	<u>34.7%</u>
<b>Neue Erneuerbare</b>										
Photovoltaik	0.9%	1.9%	-	2.0%	4.8%	9.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Biomasse	1.1%	2.3%	-	1.5%	2.4%	4.6%	0.7%	1.1%	0.6%	0.9%
Wind	0.2%	0.4%	-	0.2%	0.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Quelle: Swiss Economics

Die Tabelle zeigt, dass sobald *Kernkraftwerke* für die untersuchten Ausgleichsmassnahmen berechtigt sind, diese stark profitieren und jeweils den grössten Anteil der eingesetzten Gelder erhalten. Bei der *Wasserkraft* zeigt sich ein gemischtes Bild. Während Speicherkraftwerke in beiden Quotenmodellen auf hohe Anteile kommen, schneidet für die Flusslaufkraft das Quotenmodell für Erneuerbare besser ab, da das Modell 1 v.a. Erzeugung im Winter belohnt. Die Speicherkraftwerke würden daneben in beiden Kapazitätsmechanismen (Modelle 4 und 5) gut belohnt, da diese einen Beitrag für tägliche und saisonale Schwankungen leisten. Demgegenüber sind für Pumpspeicher die beiden Quotenmodelle unwirksam, soweit sie keine Nettoerzeugung aufweisen und für sie keine Spezialregelung gilt. Da die beiden Kapazitätsmechanismen die abrufbare Kapazität und nicht die bereitgestellte Nettoerzeugung belohnen, profitieren Pumpspeicher in beiden Modellen. *Neue Erneuerbare* schneiden besonders in Modell 3 gut ab,

welches die Normgestehungskosten vergütet. Alternativ bietet sich das Quotenmodell für Erneuerbare (Modell 2) an, falls entweder Teilquoten definiert oder Anpassungsfaktoren angewendet werden. Ein reines Quotenmodell wie hier analysiert würde sich als Ersatz für die KEV nicht eignen bzw. müsste mit entsprechenden Massnahmen für den Zubau flankiert werden (z.B. Investitionsbeiträge).

#### 4.7.2 Vergleichende Beurteilung der Modelle

**Tabelle 18** fasst die ökonomische, technische/politische und juristische Beurteilung der Modelle zusammen.

Aus *ökonomischer Sicht* leisten zunächst alle Modelle einen Beitrag, bestehende nationale oder internationale Marktverzerrungen zumindest teilweise auszugleichen. Modell 2 mit der Quote für Erneuerbare wird diesbezüglich am besten bewertet, da es am stärksten an Externalitäten ansetzt, die am EOM nicht internalisiert sind und insofern eine Massnahme der Kategorie (a) gemäss Abschnitt 2.1.2 auf Seite 30 darstellt, die ebenfalls im Sinn von Kategorie (b) wirkt (Beseitigung von internationalen Marktverzerrungen). Der Nachteil von Modell 1 ist mit Blick auf internationale Marktverzerrungen, dass es aufgrund der Untersützung konventioneller Erzeugung einen zusätzlichen Preisdruck nach unten erzeugen kann und so die Nettowirkung der Massnahme zumindest kurzfristig stark reduzieren kann. Die statische und dynamische Effizienz wird ebenfalls für das Modell 2 am höchsten eingeschätzt, indem es Erneuerbare besser als heute mit der KEV oder mit einer Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Modell 3 in den Markt integriert. Der Finanzierungsbedarf wäre insbesondere in Modell 3 hoch und bei objektiver Festsetzung der Normgrenzkosten geringfügig steuerbar, dies im Gegensatz zu den Quotenmodellen (Modelle 1 und 2) bzw. Kapazitätsmechanismen (Modelle 4 und 5), wo die Höhe der an die Erzeugern gerichteten Mittel direkt über die Höhe der Pönalen bzw. die Höhe der bereitgestellten Mittel gesteuert werden kann. In den ersten beiden Modellen entstehen dem Staat zudem Einnahmen im Umfang der anfallenden Pönalen, welche für flankierende Massnahmen eingesetzt werden könnten (z.B. Einmalvergütungen). Finanziert würden die Ausgleichsmassnahmen bei den Modellen 1 und 2 via Lieferanten durch die Endkunden über die Energiekomponente und bei den Modellen 3 bis 5 via Netzbetreiber durch die Endkunden über das Netzentgelt. Hierdurch kann sich je nach Regulierung insb. in den ersten beiden Modellen eine stärkere Belastung von wenig preissensitiven Kunden ergeben, während bei den anderen Modellen, falls dies eingeschränkter möglich wäre, ggf. gewisse Ausnahmen für energieintensive Kunden angezeigt sein könnten.

Mit Blick auf die *technischen und politischen Beurteilungskriterien* haben entsprechend ihrer Zielsetzung die Modelle 1, 4 und 5 die beste Wirkung auf die (technische) Versorgungssicherheit. Hinsichtlich der Kompatibilität mit der Energiestrategie 2050 schneidet das Modell 2 am besten ab sowie das Modell 3, falls Kernkraftwerke nicht oder nur unter Bedingungen im Sinn der ES2050 für die Massnahme qualifiziert sind. Die Modelle, die primär auf die Versorgungssicherheit zielen, würden den erwünschten Zubau von erneuerbaren Energien kaum sicherstellen können. Mit Blick auf die Steuerbarkeit schneiden die beiden Quotenmodelle am besten ab, gefolgt von den beiden Kapazitätsmechanismen, bei welchen zwar die Höhe der Fördergelder gut steuerbar ist, die begünstigten Erzeugergruppen jedoch in eingeschränktem Mass. Bei Modell 3 bestehen weniger Steuermöglichkeiten, solange Normgrenzkosten grundsätzlich kostenbasiert festgelegt werden. Die Umsetzbarkeit erachten wir als bei allen Modellen gegeben.

Aus *rechtlicher Perspektive* lässt sich bezüglich der fünf ausgewählten Modelle festhalten, dass – gestützt auf die vorliegende grobe Analyse – wohl jedenfalls nach dem Massstab des schweizerischen Verfassungsrechts und des Unionsrechts eine mit dem jeweiligen rechtlichen Rahmen vereinbare Ausgestaltung möglich sein dürfte. Mit Blick auf das Völkerrecht – insbesondere auf die Vorgaben des WTO-Rechts – erscheint dies aufgrund der Tatsache, dass zahlreiche der sich stellenden Fragen noch nicht hinreichend ausjudiziert sind, etwas weniger eindeutig, aber wie dargelegt auch nicht gänzlich ausgeschlossen. Wie bereits eingangs bemerkt, gilt es im Hinblick auf sämtliche untersuchten rechtlichen Vorgaben den Vorbehalt zu unterstreichen, dass eine umfassende und abschliessende Analyse der Vereinbarkeit letztlich nur gestützt auf ein im Detail ausformuliertes Regelungsmodell erfolgen kann. Insofern sind die vorliegenden Ausführungen lediglich als eine erste Einschätzung der rechtlichen Implikationen der angedachten Regelungsansätze zu betrachten. Überdies ist darauf hinzuweisen, dass einerseits einige der untersuchten Regelungsbereiche einer beträchtlichen regulatorischen Dynamik unterworfen sind und andererseits noch eine Vielzahl von Fragen ausjudiziert werden müssen, bis sich abschliessende und stabile Einschätzungen der Rechtslage vornehmen lassen. Aber auch vor dem Hintergrund dieses teilweise lückenhaften, unscharfen und sich im Fluss befindenden Geflechts rechtlicher Vorgaben findet sich insbesondere mit den unterschiedlichen Regelungsregimen in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union eine beträchtliche Fülle von regulatorischen Ansätzen, die sich als Inspiration bei der Schaffung und Ausgestaltung eines Regelungsmodells in der Schweiz heranziehen lassen.

**Tabelle 18: Übersicht der Beurteilung der fünf Modelle**

	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5
Kurzbezeichnung	Quote CH	Quote EE	Abnahme	Winter	Lastspitzen
Ziel	Versorgungssicherheit Winter	Zubau und Erhalt EE	Klimaziele & Zubau und Erhalt EE	Versorgungssicherheit Winter	Versorgungssicherheit Spitzenlast
<b>Ökonomische Kriterien</b>					
Rentabilität Kraftwerke	nicht gewertet, vgl. Tabelle 18				
Lindert Marktversagen	●	● bis ●	●	●	●
Statische und dyn. Effizienz	●	●	●	●	●
Finanzierungsbedarf	●	●	● bis ●	●	●
Verteilungswirkungen	nicht gewertet, Ausführungen oben				
<b>Technische und politische Kriterien</b>					
Versorgungssicherheit	●	●	●	●	●
ES2050 (Variante: mit KKW)	● (●)	● (-)	● (●)	● (●)	● (●)
Steuerbarkeit	●	●	●	● bis ●	● bis ●
Umsetzbarkeit	●	●	●	●	●
<b>Juristische Kriterien</b>					
CH-Kompatibilität	●	●	● bis ●	●	●
WTO/FHA-Kompatibilität	● bis ●	●	●	● bis ●	● bis ●
EU-Kompatibilität	●	● bis ●	●	●	●

Quelle: Swiss Economics

## 5 Diskussion

Stromerzeuger in der Schweiz sind unter den gegebenen Marktbedingungen mit anhaltend tiefen Grosshandelspreisen und wesentlichen internationalen Wettbewerbsverzerrungen unter Druck geraten. Scheiden Schweizer Erzeuger, insbesondere Wasserkraft, im grossen Stil aus dem Markt aus, fällt einerseits der Beitrag der Schweiz zur internationalen Klimapolitik geringer aus und andererseits reduziert sich die (technische) Versorgungssicherheit im Winter und bei der Abdeckung von untertägigen Lastspitzen (vgl. Abschnitt 2.1). Vor dem Hintergrund und mit Blick auf die zweite Etappe der Energiestrategie stellt sich die Frage nach möglichen Ausgleichsmassnahmen für Erzeuger in der Schweiz. Solche Ausgleichsmassnahmen sollten möglichst an bestehenden Markt- oder Regulierungsversagen ansetzen (z.B. Berücksichtigung von nicht internalisierten externen Effekten) und gleichzeitig bestehende internationale Marktverzerrungen zumindest teilweise lindern (vgl. Abschnitt 2.1.2).

Wie die Analyse in Kapitel 3 gezeigt hat, besteht eine Vielzahl vorhandener und möglicher Ausgleichsmassnahmen, darunter diverse Förder- und Kapazitätsmechanismen oder Modelle, welche am Ort der Einspeisung ansetzen. Die verschiedenen Modelle weisen stark unterschiedliche Wirkungen auf und viele davon kommen für die Schweiz grundsätzlich in Frage. Abgesehen von den fünf in Kapitel 4 näher untersuchten Ausgleichsmassnahmen erachten wir mit Blick auf die zweite Etappe der Energiestrategie u.a. folgende Ansätze als prüfenswert:

- Weiterentwicklung des Ausspeiseprinzips hin zu einem Entry/Exit System, um die Netzkosten erstens verursachergerechter und zweitens im Sinn der Versorgungssicherheit und/oder Klimapolitik auf die Netznutzer zu verteilen;
- Einführung eines Schweizer Flexibilitätsmarkts, um flexible Erzeuger besser zu belohnen. Dieser kann auf die Behebung von Netzengpässen ausgelegt werden oder via Vorgaben an Lieferanten auf den Abgleich von Nachfrage und Angebot übers Jahr hinweg zielen (Winterknappheit sowie Lastspitzen). Für Letzteres bietet sich insbesondere ein Kapazitätsmarkt mit dezentralen Verpflichtungen der Lieferanten nach dem Vorbild von Frankreich an, welcher ebenfalls lastseitige Kapazitäten berücksichtigt. Vorliegend wurde das Modell aufgrund der Zielsetzung der Studie (Massnahmen für Erzeuger) nicht weiter vertieft;
- Für die Wasserkraft, Finanzierung der Wasserzinsen durch die CO<sub>2</sub> Abgabe oder Netzentgelte, namentlich den fest vorgegebenen Teil, der künftig unabhängig von der Renditesituation der Werke sein wird und/oder Abgeltung von Restwasserbestandvorgaben im Umfang der hierdurch verursachten Ausfälle;
- Staatliche Refinanzierung von Kraftwerken in Notlage, die für die Versorgungssicherheit relevant sind.

Die fünf im Rahmen dieser Studie eingehender untersuchten Modelle sind je zwei Quotenmodelle (mit Motivation Versorgungssicherheit Winterknappheit bzw. Erneuerbare) und Kapazitätsmechanismen (Versorgungssicherheit Winter bzw. Lastspitzen) sowie eine Abnahme- und Vergütungspflicht mit Motivation Klimaziele. Allen Modellen gemeinsam ist, dass sie für die Produzenten aufgrund ihrer Rolle im Sinne der Versorgungssicherheit oder Klimapolitik eine neue Einkommensquelle erschliessen. Wenn dadurch (teure) konventionelle Erzeuger im Grosshandelsmarkt mit tieferen Preisen bieten können, besteht die Gefahr eines sich weiter erhöhenden Preisdrucks. Dies ist vorliegend kurzfristig insbesondere im ersten Modell (Quotenmodell Versorgungssicherheit) relevant. Aus diesem Grund wären daneben auch Massnahmen

interessant die dahingehend wirken, dass ein Teil der Erzeugung verteuert wird, z.B. Lenkungsabgaben im Rahmen der KELS (bereits vom Bund analysiert), das genannte Entry/Exit System oder eine G-Komponente auf Strom der Netzebene 1, wobei hier der Aufschlag unwirksam gering festgelegt werden müsse, wenn die Massnahme mit EU-Recht vereinbar sein soll.

Von den untersuchten Modellen fallen die Modelle 1 und 3 gegenüber den Modellen 2, 4 und 5 ab. Das Quotenmodell Versorgungssicherheit kann insbesondere kurzfristig den Druck auf die Preise gerade in Wintermonaten erhöhen und so die Wirksamkeit der Massnahme reduzieren, zudem sind hier Mitnahmeeffekte besonders ausgeprägt. Bei der Abnahme- und Vergütungspflicht in Modell 3 wird der Zubau weitgehend von Marktpreisen entkoppelt mit entsprechenden Nachteilen bezüglich der dynamischen Effizienz der Massnahme, was wiederum langfristig die Versorgungssicherheit beeinträchtigen kann.

Das Modell 2 (Quotenmodell Erneuerbare) überzeugt dadurch, dass es im Rahmen der zweiten Etappe der ES2050 grundsätzlich gut geeignet scheint, die heutige KEV abzulösen und den Erhalt sowie weiteren Zubau von Erneuerbaren sicherzustellen, insbesondere wenn sinnvoll festgelegte Teilquoten oder Anpassungsfaktoren eingesetzt werden. Die Kapazitätsmechanismen der Modelle 4 und 5 sind, soweit die diesbezügliche Versorgungssicherheit effektiv gefährdet ist, diesbezüglich wirksam, wenn ausreichend finanzielle Mittel eingesetzt werden. Jedoch eignen sie sich nicht, um den Erhalt und Zubau von Erneuerbaren im Rahmen der zweiten Etappe der ES2050 sicherzustellen, wie auch umgekehrt das Modell 2 nicht automatisch die technische Versorgungssicherheit sicherstellt. In diesem Sinne bietet auch kein Modell eine Lösung für alle Erzeugungstechnologien, da diese für das Elektrizitätssystem je unterschiedliche Rollen einnehmen.

Welches Modell sich für die Schweiz am besten eignet, hängt somit letztlich von der politischen Motivation ab: Sollen die Energieversorgung prioritär auf Erneuerbare umgestellt werden, oder steht die technische Versorgungssicherheit im Vordergrund? Naheliegender wäre, dass beide Ziele erreicht werden sollen. Falls dem so ist, sind die Modelle 2, 4 und 5 grundsätzlich kombinierbar. Es könnte also beispielsweise ein Quotenmodell Erneuerbare mit einem Kapazitätsmechanismus gemäss Modell 4 oder 5 kombiniert werden, oder, falls auch flexible Lasten eingebunden werden sollen, mit einem Kapazitätsmarkt inspiriert von Frankreich (dezentrale Verpflichtungen). Alternativ oder ggf. auch ergänzend könnte das heutige Ausspreisprinzip durch ein Entry/Exit Modell verfeinert werden, um Transport- und Netzkosten von Elektrizität besser abzubilden und die Vorteile von lokaler Erzeugung für das Gesamtsystem besser abzubilden.

Aus rechtlicher Sicht lassen sich die fünf ausgewählten Modelle im Grundsatz wohl in der einen oder anderen Form rechtskonform umsetzen, jedenfalls soweit das schweizerische Verfassungs- und das Unionsrecht betroffen sind. In Bezug auf die Vereinbarkeit mit dem WTO-Recht sind die Vorgaben vor dem Hintergrund der spärlichen Judikatur etwas weniger klar, eine mit den Vorschriften des WTO-Rechts konforme Ausgestaltung scheint aber auf jeden Fall nicht gänzlich ausgeschlossen. Dabei ist nicht zu verkennen, dass letztlich jedes der Modelle gewisse – je nach Ausgestaltung unterschiedlich bemessene – regulatorische Risiken birgt. Diese hängen einerseits zusammen mit der nicht bis ins letzte Detail geklärten Rechtslage, insbesondere im WTO-Recht, teilweise aber auch im Unionsrecht, beruhen andererseits jedoch auch auf der Dynamik dieser Rechtsbereiche, welche es mit sich bringt, dass die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen in der Zukunft möglicherweise nicht mehr gelten werden. Da nun diese Mechanismen in einem gewissen Spannungsverhältnis zu den Vorgaben des freien Warenverkehrs (GATT) sowie zum Beihilfeverbot stehen, ist aber letztlich eine solide Begründung, etwa mit

Umwelt- oder Klimaschutzanliegen oder den Interessen der Versorgungssicherheit unumgänglich. Um den Anforderungen der Verhältnismässigkeit Genüge zu tun, ist sodann insbesondere für eine enge Abstimmung zwischen dieser Motivation und der konkreten Ausformung der Mechanismen und ihrer Parameter zu sorgen, um damit ein in sich stimmiges Regelungskonzept zu schaffen.

Letztlich wird die Detailausgestaltung einer Ausgleichsmassnahme über deren Zielerreichung, ökonomischen Wirkungen und rechtliche Kompatibilität entscheiden. Eine solche Detailausgestaltung mit zugehöriger Beurteilung der Wirkungen wäre entsprechend noch zu leisten. Generell scheint es erstrebenswert, soweit möglich eine gewisse Koppelung der gewählten Ausgleichsmassnahme an Marktpreise zu erreichen, um Mitnahmeeffekte über die Zeit zu begrenzen, falls dereinst Elektrizitätspreise wieder steigen sollten. Auf der anderen Seite muss die Massnahme auch dann wirken, wenn künftig vermehrt Technologien mit tiefen Grenzkosten in den Markt eintreten und die heutigen konventionellen Erzeuger aus dem Markt austreten sollten.

## 6 Referenzen

- Barroso, L.A.; Maurer, L.T.A. (2011). Electricity Auctions: An overview of efficient practices. A World Bank study (2011).
- Bundesamt für Energie BFE (2015). Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung Bericht zuhanden der UREK-S.
- Bundesamt für Energie, BFE (2013). Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz. Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.
- Bundesamt für Energie, BFE (2014). Rentabilität der bestehenden Wasserkraft. Bericht zuhanden der UREK-N.
- Bundesamt für Energie, BFE (2014b). Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Bericht in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) vom 12. März 2009.
- Bundesamt für Energie, BFE (2016). Schweizerische Elektrizitätsbilanz – Monatswerte.
- Bundesamt für Umwelt, BAFU (2014). „Schweizer Klimapolitik auf einen Blick. Stand und Perspektiven auf Grundlage des Berichts 2014 der Schweiz an das UNO-Klimasekretariat“.
- Cludius J.; Hermann H.; Matthes F. Chr.; Graichen V. (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Journal of Energy Economics*. Volume 44, July 2014, Pages 302–313.
- Dees P. (2013). Preisbildung in Quotenmodellen zur Förderung Erneuerbarer Energien: Modellierung mit stochastischem Ansatz am Beispiel des schwedischen Quotenmodells. Dissertation.
- Ecofys (2014). Subsidies and costs of EU energy. Final report by order of European Commission.
- Ecoplan, WTI Uni Bern, Rechtswissenschaftliches Institut Uni Zürich: Border Tax Adjustments – Can Energy and Carbon Taxes be Adjusted at the Border?, legal opinion, June 6, 2013, 1-158 (zitiert Ecoplan et al. (2013)).
- Ehrenzeller B.; Schindler B.; Schweizer R.J.; Vallender K.A. (2014). St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Zürich 2014 (zitiert Autor, in: Ehrenzeller et al. (Hrsg.), St. Galler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. N).
- ElCom (2016a). Versorgungssicherheit Winter 2015/16. Bericht der ElCom
- ElCom (2016b). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016. Bericht der ElCom
- Epiney A.; Pirker B. (2010). Zur Vereinbarkeit ausgewählter Modelle von Lenkungsabgaben auf Alkoholika mit dem Freihandelsabkommen Schweiz – EU und der Wirtschaftsfreiheit, *Freiburger Schriften zum Europarecht* Nr. 12b, 2010, 1-43.
- EU Kommission Brüssel (2016). Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen. Bericht der Kommission SWD(2016) 119 final.
- Filippini M.; Geissmann T. (2014). Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).

- Friedrich P. (2014). Einführung einer G-Komponente im Schweizer Strommarkt - Qualitative Beurteilung verschiedener Handlungsalternativen und quantitative Folgenabschätzung unter Verwendung eines Merit-Order-Modells. Master-Arbeit der Universität Zürich.
- Hänni P.; Stöckli A. (2013). Schweizerisches Wirtschaftsverwaltungsrecht, Bern.
- IEA (2012): Energy policies of IEA countries: The Slovak Republic, 2012 review.
- Jaag C.; Trinkner U. (2011). "General Framework for Regulation and Liberalization in Network Industries". In: International Handbook of Network Industries. Finger, M. and Künneke, R. (eds.), 2011, pp. 26-53.
- Jagmetti R. (2005). Energierecht, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VIII, Basel/Genf/München.
- Jean-François Aubert/Pascal Mahon (Hrsg.) : Petit commentaire de la Constitution fédérale de la Confédération suisse du 18 avril 1999, Zürich/Basel/Genf 2003 (zitiert Aubert/Mahon (2003), Art. N)
- Keller H.; Hauser M. (2009). Verfassungskonforme Ertragsverwendung einer Klimalenkungsabgabe: Funktion und Tragweite des Verfassungsvorbehalts im Abgaberecht, AJP 2009, 803-829.
- Knieps Günter (2009). Sektorsymmetrische Regulierung in Netzsektoren: Ein Vergleich zwischen Gas und Elektrizität. Diskussionsbeitrag.
- Nabe Christian, Trinkner Urs, Bons Marian (2015). Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Studie für das Bundesamt für Energie.
- Öko-Institut/LBD/Raue (2012). Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein Neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für WWF.
- Pfammatter R.; Piot M. (2014). Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft. «Wasser Energie Luft» 106(1): 1–11.
- Pirker B.; Epiney A. (2015). Zur vorrangigen Vergabe von Stromübertragungskapazitäten bei „Grenzkraftwerken“ – Anwendbarkeit und Verhältnis von schweizerischem, Völker- und Unionsrecht, Freiburger Schriften zum Europarecht Nr. 19, 2015, 1-70.
- Prognos (2012). Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050. Bericht für das BFE.
- Regan D. (2009). How to think about PPMs (and climate change), in: Cottier, Thomas/Nartova, Olga/Bigdeli, Sadeq Z. (Hrsg.), International Trade Regulation and the Mitigation of Climate Change, Cambridge 2009, 97-123.
- Rudolf Streinz (Hrsg.): Kommentar EUV/AEUV, 2. Aufl., München 2012 (zitiert Autor, in: Streinz (Hrsg.), Kommentar EUV/AEUV, Art. N).
- Scherrer, Ivo (2016). Energy Policy Fundamentals and EU Energy Policy. ZHAW Guest Lecture. ETH Zurich.
- Steve Charnovitz: The Law of Environmental "PPMs" in the WTO: Debunking the Myth of Illegality, Yale Journal of International Law 2002, 59-110 (zitiert Charnovitz (2002)).
- Swissgrid (2016). Bericht Winter 2015/2016 - Bewältigung der angespannten Energie- und Netzsituation Winter. Bericht der Swissgrid.

- Thomas Cottier, Ilaria Espa, Kateryna Holzer: Renewable Electricity Tax Exemptions and Trade Remedies under International Law – An Assessment of Policy Space under WTO Law, the Swiss-EU FTA and EU Law, legal opinion, March 8, 2015, 1-37 (zitiert Cottier/Espa/Holzer (2015)).
- Thomas Cottier, Ilaria Espa, Simon Hirsbrunner, Kateryna Holzer, Tetyana Payosova: Differential Taxation of Electricity: Assessing the Compatibility with WTO Law, EU Law and the Swiss-EEC Free Trade Agreement, legal opinion, April 18, 2014, 1-101 (zitiert Cottier et al. (2014a)).
- Thomas Cottier, Ilaria Espa, Simon Hirsbrunner, Kateryna Holzer, Tetyana Payosova: CO<sub>2</sub> Levies and Tariffs on Imported Electricity – Assessing the Compatibility of Options with WTO Law, EU Law and the Free Trade Agreement Switzerland-EEC, legal opinion, August 8, 2014, 1-182 (zitiert Cottier et al. (2014b)).
- Trinkner Urs, Scherrer Ivo, Martin Irina (2015). Strommarktöffnung in der EU und Folgerungen für die Schweiz. Studie für den Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV).
- Tschannen P. (2011). Staatsrecht der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 3. Aufl., Bern 2011.
- Tschannen P.; Zimmerli U.; Müller M. (2014). Allgemeines Verwaltungsrecht, 4. Aufl., Bern 2014.
- VSE (2014). Grosswasserkraft. Basiswissendokument.
- VSE (2015). Kernenergie Basiswissen-Dokument.
- Waldmann B.; Belser E.M.; Epiney A. (2015). Schweizerische Bundesverfassung, Basel 2015 (zitiert Autor, in: Waldmann/Belser/Epiney (Hrsg.) Basler Kommentar zur Bundesverfassung, Art. N).

## I Anhang

Die ökonomische Analyse basiert auf einer Modellierung des Effektes der einzelnen Massnahmen auf die Merit Order des Schweizer Strommarktes für ausgewählte Zeitpunkte des Jahres 2015, d.h. wie wenn die Massnahme zum betreffenden Zeitpunkt bereits implementiert gewesen wäre.<sup>240</sup> Zur Modellierung der Merit Order sind zwei Angaben notwendig. Einerseits die Kapazität der sich zu einem bestimmten Zeitpunkt am Netz befindenden Technologien sowie deren marginale Gestehungskosten. Je höher die temporale Auflösung dieser Angaben ist, desto exakter lässt sich der Strommarkt für die einzelnen Zeitpunkte anhand der Merit Order abbilden. Angaben zu den marginalen Gestehungskosten der einzelnen Technologien liegen auf jährlicher Basis und zu den Kapazitäten der sich zu einem bestimmten Zeitpunkt am Netz befindenden Technologien auf monatlicher Basis vor. Für die Wasserkraftwerke, bei welchen zwischen den drei Technologien Flusslauf, Speicher und Pumpspeicher differenziert wird, kann auf kraftwerksspezifische Angaben zurückgegriffen werden, wobei diese Angaben ca. 50 Prozent der Schweizweit an Grosswasserkraft installierter Kapazität repräsentieren. Die marginalen Kosten der restlichen 50 Prozent an unbeobachteter Wasserkraftkapazität werden wie folgt bestimmt: Zuerst wird eruiert, welcher Anteil dieser Kapazität vom Typ Flusslauf, Speicher und Pumpspeicher ist. Anschliessend wird diesen drei Anteilen die durchschnittlichen marginalen Gestehungskosten der beobachteten Kraftwerke von Typ Flusslauf, Speicher und Pumpspeicher zugewiesen. Für die Netto-Importe wird angenommen, dass diese dem an einem jeweiligen Zeitpunkt beobachteten Marktpreis entsprechen. Für die einzelnen Technologietypen gelten dabei die Annahmen gemäss **Tabelle 19**. Es gilt dabei anzumerken, dass die Gestehungskosten, dass die Gestehungskosten auf betriebswirtschaftlicher, und nicht gesamtwirtschaftlicher Basis angeben sind. Allfällige externe Kosten der Technologien bleiben deshalb unberücksichtigt. Dies betrifft insbesondere Technologien wie beispielsweise die Kernkraft.

---

<sup>240</sup> Die Modellierung ist somit statischer Natur, d.h. es wird von der Möglichkeit abstrahiert, dass etwaige durch die Massnahmen hervorgerufenen Änderungen der Marktpreise zu einer Änderung der Technologien in der Merit Order hätte führen können.

Tabelle 19: Marginale Gestehungskosten und maximal abrufbare Kapazitäten

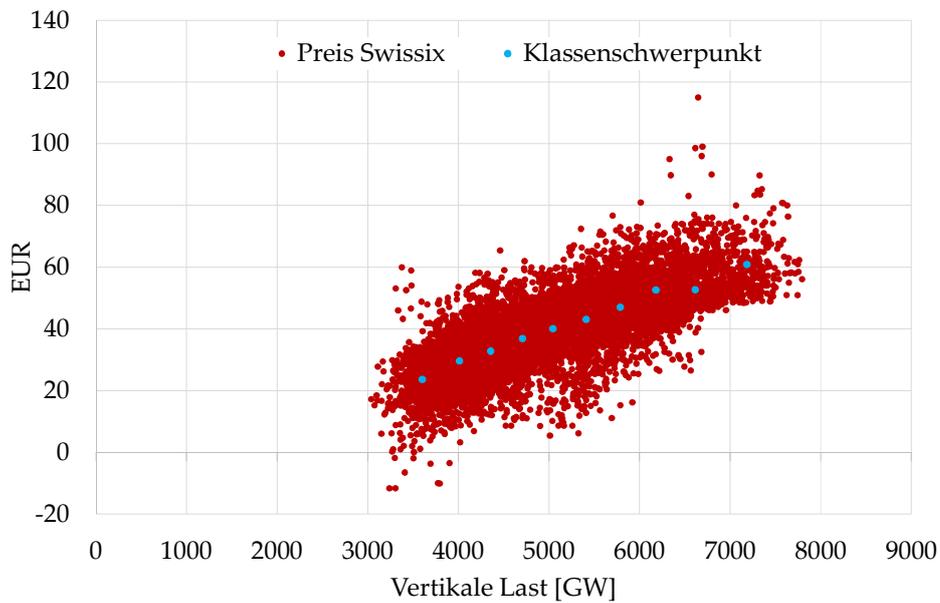
Technologie	Marginale Gestehungskosten in Rp./kWh	Maximal abrufbare Kapazität
<b>Kernkraft</b>	2.2	2968
<b>Flusslauf</b>	Kraftwerksspezifisch [0.45 – 6.05]	4378
<b>Speicher</b>	Kraftwerksspezifisch [0.66 – 2.59]	8271
<b>Pumpspeicher</b>	Kraftwerksspezifisch [1.37 – 9.46]	1893
<b>Weitere thermisch</b>	7.2	800
<b>Wind</b>	0	62
<b>Photovoltaik</b>	0	459
<b>Biomasse</b>	5.1	195
<b>Kleinwasserkraft</b>	1.85 (Durchschnitt Flusslauf)	761
<b>Netto-Importe</b>	Marktpreis <sup>241</sup>	Variabel

Quelle: Swiss Economics gestützt auf WASDA und Friedrich (2014)

Als Vorbereitung der quantitativen Analyse werden zehn repräsentative Stunden des Jahres 2015 ausgewählt, die repräsentativ bezüglich der Last- und Preissituation für die 8760 Stunden des Jahres gelten. Dazu wird auf Basis der stündlichen Daten des Jahres 2015 für die vertikale Netzlast (Quelle Swissgrid) und die Grosshandelspreise der Swissix (Quelle EPEX) eine Clusteranalyse durchgeführt. Dazu wird der «k-means» Algorithmus verwendet, der 10 repräsentativen Punkten so auswählt, dass die skalierten Abstände zu den übrigen Punkten minimiert werden. **Abbildung 25** stellt die identifizierten Klassenschwerpunkte dar. Sämtliche Preise zu den verschiedenen Clusterzeitpunkte sind positiv, d.h. die Implikationen allfälliger negativen Preise werden nicht modelliert. In der Vergangenheit wurden Zeitpunkte negativer Preise lediglich sehr sporadisch beobachtet.

<sup>241</sup> Basierend auf der Annahme eines kompetitiven Marktes und der daraus resultierenden Annahme, dass die marginalen Kosten den marginalen Erträgen entsprechen, wird als Preis für die Netto-Importe der Schweizer Marktpreis gesetzt.

Abbildung 25: Darstellung der ausgewählten Cluster



Quelle: Eigene Abbildung gestützt auf Daten Swissgrid und EPEX

Tabelle 20 zeigt Netzlast, Swissix Preise und Gewichtung für die Clusterschwerpunkte. In der letzten Spalte ist zudem die nächste Entsprechung der BFE Erhebung von jedem dritten Mittwoch im Monat angegeben, zu denen detailliertere Erzeugungsdaten z.B. zu Laufkraftwerken vorliegen. Die BFE Stichdaten durchs Jahr hinweg (vgl. **Tabelle 21**) werden nachfolgend den Clusterzeitpunkten in denjenigen Modellen vorgezogen, in welchen der monatliche Verlauf übers Jahr hinweg interessiert (z.B. Modell 1).

Tabelle 20: Clusterschwerpunkte

Klasse	Netzlast [GW]	Preis [EUR]	Gewicht	Zeitpunkt	Zeitpunkt BFE
1	6179,859	52.56	9,7%	06.11.2015 , 18:00	18.11.2015, 18:15
2	5788,785	47.00	10,9%	17.01.2015 , 17:15	21.01.2015, 17:15
3	5410,612	43.04	11,2%	14.03.2015 , 01:00	18.03.2015, 01:15
4	5044,581	40.05	12,0%	25.03.2015 , 05:00	18.03.2015, 05:15
5	6618,721	52.69	7,4%	18.02.2015, 15:15.	18.02.2015, 15:15
6	4708,252	36.85	11,8%	29.06.2015 , 16:00	17.06.2015, 16:15
7	7180,015	60.90	3,9%	12.02.2015 , 11:00	18.02.2015, 11:15
8	4357,350	32.79	11,7%	11.09.2015 , 06:00	16.09.2015, 06:15
9	4011,117	29.59	13,1%	06.07.2015 , 01:00	15.07.2015, 01:15
10	3602,180	23,36	8,4%	16.05.2015 , 22:00	20.05.2015, 22:15

Quelle: Swiss Economics

Tabelle 21: BFE Zeitpunkte

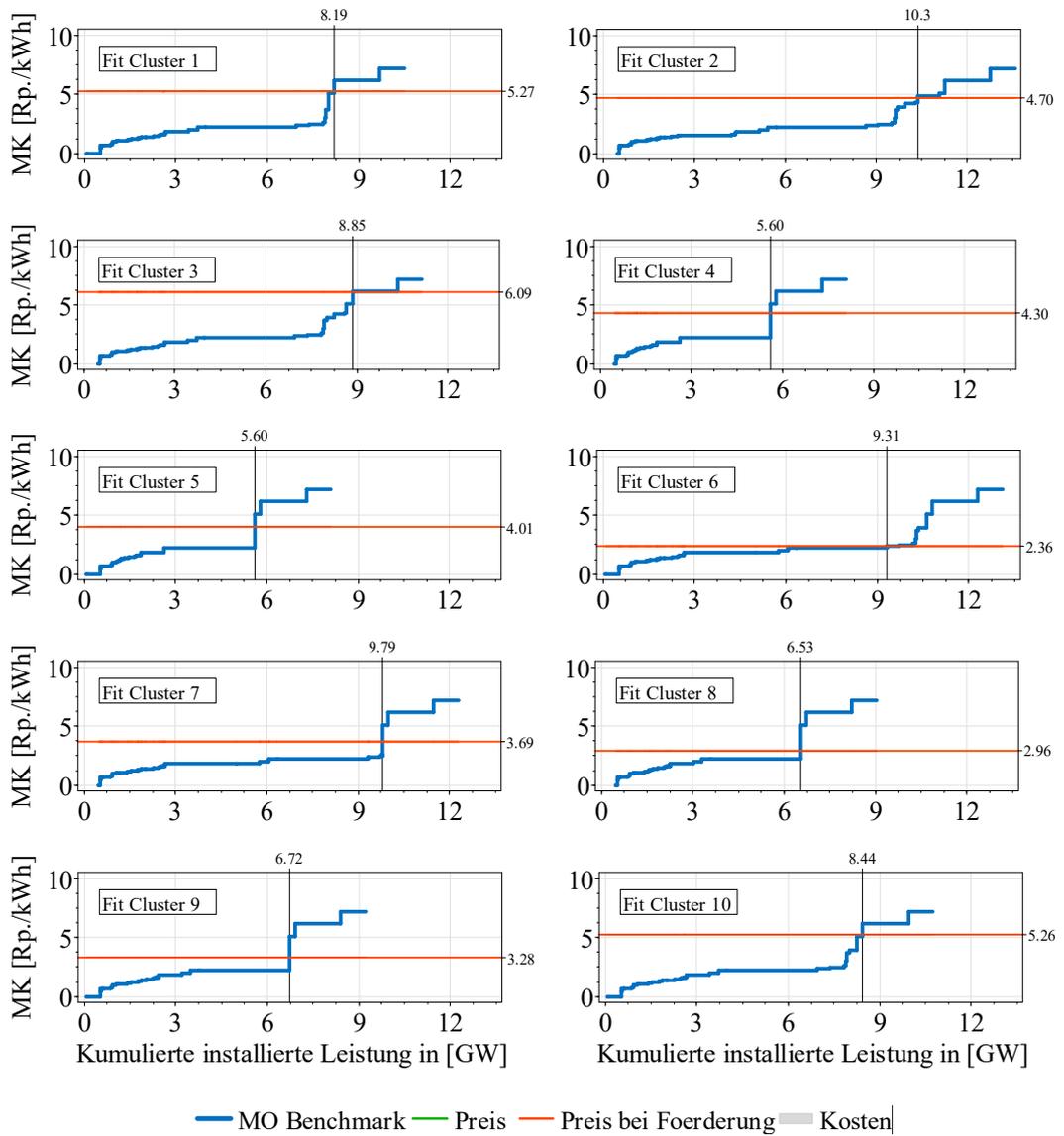
Klasse	Netzlust [GW]	Preis [EUR]	Gewicht	Zeitpunkt
1	9595.8	44.00	8.5%	21.01.2015
2	9576.5	50.85	7.7%	18.02.2015
3	7838.9	44.52	8.5%	18.03.2015
4	7314.8	33.83	8.2%	15.04.2015
5	10426.5	25.06	8.5%	20.05.2015
6	8930.9	30.41	8.2%	17.06.2015
7	9980.1	35.98	8.5%	15.07.2015
8	7711.3	32.28	8.5%	19.08.2015
9	7635.6	36.56	8.2%	16.09.2015
10	8146.3	45.53	8.5%	21.10.2015
11	7786.9	48.15	8.2%	18.11.2015
12	8705.5	52.24	8.5%	16.12.2015

Quelle: Swiss Economics

Die Quantifizierung der einzelnen Modelle basiert auf Zeitpunkten (Clusterzeitpunkte oder monatliche Zeitpunkte, vgl. Tabelle 20 und Tabelle 21), zu welchen Angaben zu den Marktpreisen (notwendig zur Bestimmung der marginalen Kosten des Netto-Imports) sowie der Netzlust der einzelnen Technologien verfügbar sind. In die Merit Order der jeweiligen Zeitpunkte fliesen anschliessend, beginnend mit dem Kraftwerk welches die tiefsten marginalen Kosten aufweist, die einzelnen Technologien solange mit ein, bis die zu einem jeweiligen Zeitpunkt beobachtete Netzlust einer Technologie erreicht ist.

Die derart definierte Merit Order kann den an einem jeweiligen Zeitpunkt beobachteten Marktpreis ausreichend gut abbilden (vgl. **Abbildung 26**). Abweichungen können unter anderem damit erklärt werden, dass einzelne Kraftwerke während eines bestimmten Zeitpunktes zu Konditionen Elektrizität absetzen konnten, welche sich vom Spotmarktpreis unterschieden.

Abbildung 26: Fit der Merit Order bzgl. den in Tabelle 20 definierten Zeitpunkten



Quelle: Swiss Economics

## **swiss economics**

Swiss Economics SE AG  
Weinbergstrasse 102  
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20  
F: +41 (0)44 500 56 21

[office@swiss-economics.ch](mailto:office@swiss-economics.ch)