Vorwort

Die Rechtsentwicklung im Energiebereich ist seit der Jahrtausendwende ungebrochen dynamisch – eine Gesetzesreform jagt die nächste; laufend werden die Gewichte im energiepolitischen Zieldreieck von Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit verschoben. Die schnellen Reformzyklen werden nicht zum Erliegen kommen, trotz der mit 58,2 % Ja-Stimmen deutlichen Annahme des «ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050» in der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017. Hinter den Kulissen diskutieren Politik und Wirtschaft bereits fieberhaft über alternative «Marktdesigns», die inskünftig neben der Förderung der erneuerbaren Energie auch die Versorgungssicherheit – im Sinne einer steuerbaren und im Inland verfügbaren Erzeugungskapazität – gewährleisten sollen. Angesichts der mittlerweile desolaten Situation der inländischen Grosswasserkraft darf nicht überraschen, dass die Energiekommission des Nationalrates schon vor der Abstimmung über die Energiestrategie 2050, konkret am 25. April 2017, mit einem Beschluss über eine (modifizierte) «Grundversorgungsprämie» die Debatte um den Strommarkt 2023 – das Jahr des langsamen Auslaufens der Subventionen – öffentlich gemacht hat. An dieser Stelle will unsere Publikation mit einem kritischen, wissenschaftlich fundierten Beitrag zur Diskussion ansetzen.

Die vorliegende Schrift ist der nun sechste Band einer von Forschern der Universitäten Luzern, St.Gallen und Zürich sowie der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW gemeinsam getragenen Schriftenreihe, die im Rahmen des von der KTI ins Leben gerufenen nationalen Energieforschungszentrums SCCER CREST gegründet wurde. Allein an der Universität St.Gallen forschen fünf Institute aus verschiedenen Disziplinen an einer nachhaltigen Energiezukunft, gebündelt im «Center for Energy Innovation, Governance and Investment» (EGI-HSG). Hierbei erweist sich der Austausch mit Kollegen über die Grenzen der Disziplinen und Institutionen hinweg als ungemein bereichernd.

Ohne die wertvollen Einsichten und Hilfestellungen einer Vielzahl von Personen hätte das vorliegende Buch nicht fertiggestellt werden können. Für ihre Gesprächsbereitschaft, ihre fachkundigen Hinweise und kritischen Anregungen aus Sicht der Praxis danken wir Dr. Hans-Kaspar Scherrer (IBAarau AG und Swisspower AG), Peter Lehmann (IB Wohlen AG und Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber) und Michael Wider (Alpiq Holding AG). Ebenso gebührt unser Dank Roland Leuenberger und Christoph Gisler (beide Fontavis AG) sowie Dr. Anna Broughel-Ebers (Universität St. Gallen) für ihre Überlegungen und Einsichten zur Finanzierung von Investitionen in Energieerzeugungsanlagen sowie zum Investorenverhalten im Energiebereich. Für die kompetente Beantwortung von Fragen zu Energiegrosshandelsmärkten und Emissionshandelssystemen sind wir Prof. Dr. Michael Gratwohl (Universität St. Gallen) sehr verbunden, ebenso Dr. Regina Betz (ZHAW) für den Austausch zum australischen Quotenmodell. Mit ihren fachkundigen Anregungen zum Einspeisevergütungssystem und ihrer Durchsicht des Manuskripts hat Prof. Dr. Kathrin Föhse (Universität St. Gallen) zum vorliegenden Buch beigetragen. Herrn Richard Lötscher, MLaw, danken wir für seine Recherchearbeiten zum historischen Abriss über die Fördermodelle. Für die sorgfältige Arbeit an den Abbildungen und Grafiken bedanken wir uns bei Frau Ayleen von Büren, für die Schlussdurchsicht des Manuskripts bei Pascal Sennhauser, MA HSG in Law & Economics. Schliesslich sei Bénon Eugster vom Dike Verlag für die kompetente Drucklegung dieses Werks und die stets professionelle und angenehme Zusammenarbeit gedankt.

St.Gallen, im Mai 2017

Peter Hettich, Simone Walther,
David Wohlgemuth, Livia Camenisch & Joel Drittenbass

Inhalt

Vorwort V

Abkürzungen XI

Abbildungen XIII

1. Einleitung 1

2. Ausgangslage: Wieso fördern? 7

2.1. Misere der Energiewirtschaft 7

2.2. Rolle der «Neuen Erneuerbaren Energie» 17

2.3. Energiepolitische Hintergründe 26

2.3.1. Netzeffekte im leitungsgebundenen Strommarkt 28

2.3.2. Umweltkosten als negative Externalität 30

2.3.3. Langfristigkeit von Investitionsentscheiden 32

2.4. Förderung in historischer Entwicklung 37

2.4.1. Anschluss von Selbstversorgern (1991) 37

2.4.2. Anschluss von unabhängigen Produzenten (1999) 38

2.4.3. Mehrkostenfinanzierung (2005) 39

2.4.4. Kostendeckende Einspeisevergütung (2009) 41

2.4.5. Einmalvergütung (2014) 46

2.4.6. Einspeisevergütungssystem (2018) 48

a) Abnahme- und Vergütungspflicht 48

b) Einspeisevergütungssystem 50

c) Investitionsbeitrag 52

d) Besondere Unterstützungsmassnahmen 53

e) Netzzuschlag 53

2.4.7. «Strommarkt nach 2020» 57

3. Fördersysteme aus ökonomischer Sicht 59

3.1. Einspeisetarife und -prämien 59

3.1.1. Funktionsweise 59

3.1.2. Exemplarische Bestandsaufnahme 61

3.1.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte 63

a) Effektivität 63

b) Effizienz 64

c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten 66

d) Verteilungswirkungen 68

e) Akzeptanz 69
3.2. Quotenmodelle 71
3.2.1. Funktionsweise 71
3.2.2. Exemplarische Bestandsaufnahme 72
3.2.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte 76
a) Effektivität 76
b) Effizienz 77
c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten 80
d) Verteilungswirkungen 82
e) Akzeptanz 82
3.3. Ausschreibungen 83
3.3.1. Funktionsweise 83
3.3.2. Exemplarische Bestandsaufnahme 85
3.3.3. Volkswirtschaftliche Aspekte 88
a) Effektivität 88
b) Effizienz 89
c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten 90
d) Verteilungswirkungen 91
e) Akzeptanz 91
3.4. Lenkungsabgaben 93
3.4.1. Funktionsweise 93
3.4.2. Exemplarische Bestandsaufnahme 95
3.4.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte 97
a) Effektivität 97
b) Effizienz 98
c) Vollzugsaufwand 100
d) Verteilungswirkungen 101
e) Akzeptanz 102
3.5. Zielkonflikte und Optimierungsversuche 104

4. Fördersysteme aus rechtlicher Sicht 107
4.1. Vorbemerkungen 107
4.1.1. Elektrizität im Handelsrecht 107
4.1.2. Zertifikatsmechanismen im Handelsrecht 109
4.2. Europäisches Recht 112
4.2.1. Grundlegende Bestimmungen 113
4.2.2. Quotenmodell 122
a) Beschränkung des freien Warenverkehrs 122
b) Beihilfe 127
4.2.3. Kapazitätsmechanismen 133

4.3. Welthandelsrecht 144
4.3.1. Grundlegende Bestimmungen 144
4.3.2. Quotenmodell 146
4.3.3. Kapazitätsmechanismen 152
4.3.4. Gegenmassnahmen bei Subventionen 153
a) Vorliegen einer Subvention 154
b) Spezifität der Subvention 156
c) Verbotene Subventionen 157
d) Anfechtbare Subventionen 158
e) Unilaterale Ausgleichszölle 160
f) Multilaterale Abhilfemassnahmen 162
4.4. Energieverfassungsrecht 164
4.4.1. Umweltschutz (Art. 74 BV) 165
4.4.2. Energiepolitik (Art. 89 BV) 167
4.4.3. Kernenergie (Art. 90 BV) 169
4.4.4. Transport von Energie (Art. 91 BV) 169

5. Zusammenfassung und Ausblick 171
5.1. Ausgestaltung eines Quotenmodells 172
5.1.1. Adressaten der Quotenverpflichtung 172
5.1.2. Zertifikatehandel 172
a) Einbezug von Altanlagen 173
b) Inländische Quotenverpflichtung 175
5.1.3. Technologieneutralität oder -differenzierung 177
5.1.4. Zeithorizont und Zubaupfad 179
5.1.5. Zulässigkeit von «banking» 180
5.1.6. Sanktionsart und -höhe 180
5.1.7. Vollzug 181
5.2. Ausblick und realpolitische Hindernisse 183
5.2.1. Umfassendes Rechtsetzungsprogramm 183
5.2.2. Gestaltung des Strommarktes 2023 185
5.2.3. Überwindbare rechtliche Hürden 187
5.2.4. Realpolitische Hürden 189

Rechtsquellen 193

Literatur 198

Materialien und amtliche Publikationen 220

Abkürzungen

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BFE	Bundesamt für Energie
BGE	Bundesgerichtsentscheid (publizierte Leitentscheide)
BGer	Bundesgerichtsentscheid (unpublizierte Entscheide)
BJ	Bundesamt für Justiz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BRKE	Baurekursgerichtsentscheid
BVerfG	Bundesverfassungsgericht (DE)
CCL	Climate Change Levy
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DSB	Dispute Settlement Body
EC	European Commission
EEX	European Energy Exchange
EFD	Eidgenössisches Finanzdepartement
EFV	Eidgenössische Finanzverwaltung
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EoM	Energy-only-Market
EPEX	European Power Exchange
ES 2050	Energiestrategie 2050
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
EuG	Gericht der Europäischen Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GO	Guarantee of Origins
HKN	Herkunftsnachweis
IEA	International Energy Agency
IFRS	International Financial Reporting Standards
ISKB	Interessenverband Schweizerischer Kleinkraftwerk-Besitzer

KELS	Klima- und Energielenkungsystem
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kVA	Kilovoltampere
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung
LEC	Levy Exemption Certificate
MgW	Massnahme gleicher Wirkung
MKF	Mehrkostenfinanzierung
NH_3	Ammoniak
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds
NO_x	Stickoxide
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OfGEM	Office of Gas and Electricity Markets
PHELIX	Physical Electricity Index (DE & AT)
PM_{10}	Feinstaub
PPM	Process or Production Method
PV	Photovoltaik
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
REMIT	Regulation on wholesale energy market integrity and transparency
SEA	Swedish Energy Agency
SGEI	Services of general economic interest
SIX	Swiss Exchange
SO_2	Schwefeldioxid
SVR	Sachverständigenrat
Swissix	Swiss Electricity Index
TEC	Tax Exemption Certificates
VGer	Verwaltungsgerichtsentscheid
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WEKO	Wettbewerbskommission
WTO	World Trade Organization

Abbildungen

Abb. 1: EEX Strom Phelix Baseload Year Future (2007-2017) 9
Abb. 2: Preisverlauf (rollierender Durchschnitt 365 Tage) 9
Abb. 3: Produktionsmix Bruttostromerzeugung (Deutschland) 10
Abb. 4: CO_2-Preis und CO_2-Emissionen (Deutschland) 11
Abb. 5: Aktienkurse Alpiq und BKW (1. Juni 2003 = 100) 12
Abb. 6: Preisverlauf Swissix (Woche vom 6. Juni 2016) 14
Abb. 7: Neue erneuerbare Energie (Produktionsentwicklung) 18
Abb. 8: Solare Einstrahlung Schweiz 20
Abb. 9: Stromproduktion nach Kraftwerkkategorie (%) 21
Abb. 10: Stromproduktion nach Kraftwerkkategorie (GWh) 22
Abb. 11: CO_2-Emissionen (Schweiz) 31
Abb. 12: Mehrkostenfinanzierung (Schema) 40
Abb. 13: Vergütungen aus dem KEV-Fonds (2009-2015) 42
Abb. 14: Vergütungssätze für Photovoltaik (2009-2018) 43
Abb. 15: Vergütungen an KEV-Produzenten (2009-2015) 45
Abb. 16: Verwendung des Netzzuschlags (2009-2015) 47
Abb. 17: Einspeiseprämien (Schema) 50
Abb. 18: Förderkosten gemäss Modell UREK-S 55
Abb. 19: Elektrizitäts-Endverbrauch Schweiz (1950-2015) 56

1. Einleitung

Seit der Jahrtausendwende gestaltet vorwiegend der Bund die Energiepolitik. Mit dem Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 und dem Energiegesetz vom 30. September 2016 unternimmt er Schritte hin zu einer grundlegend neuen Energiewirtschaftsordnung. Diese Ordnung lässt die «bewährten» Geschäftsmodelle der kantonalen und kommunalen Elektrizitätsversorger zunehmend obsolet werden. Die Stimmbürgerinnen und Stimmbürger mögen mit ihrem deutlichen «Ja» in der Abstimmung vom 21. Mai 2017 über das «erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» leicht der Illusion verfallen sein, nun einen langfristigen energiepolitischen Richtungsentscheid gefällt zu haben. Angesichts der derzeit vielen anstehenden Gesetzesreformen im Energiebereich haben sie jedoch mit ihrer Stimme vor allem neue energiepolitische Akzente gesetzt. Mit anderen Worten werden die Gewichte im energiepolitischen Zieldreieck von Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit fortlaufend neu gesetzt. So hat das Bundesamt für Energie (BFE) im Januar 2017 eine Auslegeordnung zum «Strommarkt nach 2020» veröffentlicht, welches die geltende Marktordnung und die neuen Fördermodelle wieder ganz grundsätzlich infrage stellt. Diese kommenden «Marktdesigns» sind Gegenstand dieses Buches; die politische Diskussion darüber dürfte Mitte 2017 ernsthaft lanciert werden. Spätestens Anfang 2023 soll dann das neue Marktregime in Kraft stehen.

Der Energienutzungsbeschluss vom 14. Dezember 1990 ermöglichte erstmals die Förderung der dezentral, meist erneuerbar in Kleinwasserkraftwerken erzeugten Elektrizität durch den Bund. Diese Förderung wurde über die Jahre kontinuierlich ausgebaut. Stand dabei zunächst die Versorgungssicherheit im Vordergrund, so ist der Bund seit dem Reaktorunfall in Fukushima im Frühjahr 2011 doch sichtlich bestrebt, den Elektrizitätsverbrauch zu reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Energien an der Elektrizitätserzeugung zu erhöhen.[1] Katalysator für diesen Umbau des schweizerischen Energiesystems bildet

[1] BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7592 ff.

das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 mit seinen ausgebauten Förderinstrumenten, die in ihrer Grundausrichtung schon mit dem Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 festgelegt wurden. Erst in einer zweiten Phase, ab dem Jahr 2021, wollte der Bundesrat das «Fördersystem» ablösen und (gemäss seinem Plan) durch ein «Lenkungssystem» ersetzen.

Das stark von alt Bundesrätin Widmer-Schlumpf propagierte «Klima- und Energielenkungssystem» (KELS) sollte vorwiegend auf Klima- und Stromabgaben basieren, welche – nach einer Übergangszeit – vollständig an Haushalte und Unternehmen rückverteilt werden sollten.[2] Breite Kreise haben sich zunächst im Grundsatz positiv dazu geäussert.[3] Schon die Ergebnisse der Vernehmlassung mussten aber dann grosse Zweifel an der politischen Mehrheitsfähigkeit des KELS wecken. Neben ausdrücklichen Gegnern aus Kreisen der Wirtschaft und dem bürgerlichen Lager (FDP, SVP), die eine Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen befürchteten, wollten die Wirtschaftsdachverbände und alle übrigen Parteien der Vorlage nur unter verschiedensten Bedingungen zustimmen.[4] Bloss einige Kantone, Vertreter der Energiewirtschaft sowie energiepolitische Organisationen befürworteten die Vorlage mit wenig Vorbehalten.[5] Mit einem einstimmigen Nichteintretensentscheid hat die UREK-N das KELS aber am 31. Januar 2017 faktisch «beerdigt», was der Nationalrat am 8. März 2017 bestätigte.[6] Dem ist die UREK-S am 7. April 2017 ohne Gegenstimme gefolgt.[7] Die Klarheit des Entscheids mag erstaunen, angesichts dessen, dass das KELS – salopp gesagt – verschiedenen heute schon bestehenden Abgaben nachträglich eine explizite Verfassungsgrundlage vermittelt hätte.

---

2 BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7878 f. Dazu die Analyse von CAMENISCH, 1 ff.

3 Z.B. VSE, Medienmitteilung vom 11. Juni 2015; DSV, Medienmitteilung vom 12. Juni 2015; SP SCHWEIZ, Medienmitteilung vom 13. März 2015 sowie DERS., Stellungnahme vom 9. Juni 2015; CVP SCHWEIZ, Vernehmlassung vom 2. Juni 2015; ECONOMIESUISSE, Medienmitteilung vom 13. März 2015; WWF SCHWEIZ, Medienmitteilung vom 13. März 2015; zusammenfassend SCHÖNENBERGER, NZZ Online vom 14. März 2015.

4 EFV, Ergebnisbericht Vernehmlassung 2015, 7 ff.

5 EFV, Ergebnisbericht Vernehmlassung 2015, 7 ff.

6 UREK-N, Medienmitteilung vom 31. Januar 2017.

7 UREK-S, Medienmitteilung vom 7. April 2017.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen für das KELS hatten sich allerdings schon vor Verabschiedung der bundesrätlichen Botschaft am 28. Oktober 2015 sukzessive eingetrübt. In jüngerer Zeit stehen Aspekte der Versorgungssicherheit wieder stärker im Zentrum der politischen Diskussion. Gerade in diesem Bereich weisen die «neuen» erneuerbaren Energieträger Schwächen auf, obwohl auch sie Aspekte der Versorgungssicherheit fördern: Zu nennen ist etwa eine geringere Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen. Dennoch ist ein wetterabhängiges Energiesystem auf einen reibungslosen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch und/oder auf energetisch und wirtschaftlich erfolgversprechende Speicherlösungen (insbesondere saisonale Energiespeicher) angewiesen, um die Elektrizitätsversorgung jederzeit gewährleisten zu können. In diesem Zusammenhang haben sich seit 2015 allerdings nicht nur die Handelsbedingungen für die Vermarktung des Schweizer Stroms in der Europäischen Union verschlechtert.[8] Die Union will die Schweiz nun selbst beim Austausch der für die Netzstabilität wichtigen (und für die Schweizer Pumpspeicher lukrativen) Regelenergie explizit ausschliessen, soweit dies physikalisch möglich ist.[9] Aufgrund verschiedener anderer Unwägbarkeiten im Ausland warnt nun auch die ElCom davor, sich in der Elektrizitätsversorgung zu sehr auf die ständige Verfügbarkeit von Importen zu verlassen.[10] Anstelle des KELS diskutiert die Politik daher nicht unvermutet alternative «Marktdesigns», die neben den Ausbaurichtwerten für erneuerbare Energie auch die Versorgungssicherheit – im Sinne einer steuerbaren und im Inland verfügbaren Erzeugungskapazität – zu gewährleisten imstande sind. Angesichts der gegenwärtigen Marktverzerrungen und Überkapazitäten ist die Gestaltung eines solchen Marktmodells freilich herausfordernd.

---

8 Dazu HETTICH/WALTHER/SCHREIBER TSCHUDIN, 3 ff.

9 Wie bei der Marktkopplung (Art. 1 Abs. 4 CACM) bedarf eine Schweizer Teilnahme an den Regelenergiemärkten einer Umsetzung der Regeln zum Energiebinnenmarkt und eines Stromabkommens. Darüber hinaus soll ein Austausch von Regelenergie möglich sein, «if the exchange of balancing services with Switzerland are necessary for the safe secure network operation of the Union electricity market» (Art. 1 Abs. 5 Draft Balancing Code i.d.F. vom 24. Januar 2017).

10 ELCOM, Jahresmedienkonferenz der ElCom am 9. Juni 2016, 4.

An dieser Stelle will die vorliegende Publikation einen Beitrag leisten. Im folgenden Kapitel 2 werden wir die wirtschaftliche Ausgangslage für die schweizerischen Energieversorgungsunternehmen in komprimierter Form darstellen. Wir werden die Gründe für den Niedergang der einst mächtigen Elektrizitätsproduktions- und -handelsunternehmen (Kapitel 2.1) sowie die Herausforderungen für das Energieversorgungssystem bei verstärktem Ausbau der «neuen» erneuerbaren Elektrizitätserzeugung erläutern (Kapitel 2.2). Schliesslich diskutieren wir die Gründe für die Übernahme staatlicher Verantwortung in der Energiewirtschaft (Kapitel 2.3), welche zu einem stetigen Ausbau der Fördermechanismen geführt haben (Kapitel 2.4). Wir kommen auf dieser Basis zum Schluss, dass ein wettbewerbsorientierter Elektrizitätsmarkt auf Basis des von Ökonomen propagierten Entbündelungsmodells nicht (mehr) die damit angestrebten Verfassungsziele erreichen kann.

Aufgrund von realpolitischen Hindernissen ist eine volle Internalisierung der gesellschaftlichen Kosten der fossilbasierten Elektrizitätserzeugung demnächst nicht zu erwarten. Im Sinne einer Zweitbestlösung erscheint deshalb die staatliche Förderung von klimaschonenden Erzeugungskapazitäten als eher rechtfertigbar. In Kapitel 3 stellen wir verschiedene Marktmodelle vor, die vor allem dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung dienen, aber auch Aspekte der Versorgungssicherheit stärken könnten. Wir stellen diese Modelle einander gegenüber und diskutieren diese aus ökonomischer und juristischer Sicht. Besonderes Augenmerk widmen wir dem sogenannten «Quotenmodell» (Kapitel 3.2), das auf dem Gedanken einer Mengensteuerung der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion basiert und in der Branche und Politik jüngst verstärkt Resonanz findet. Zentrale Funktionsvoraussetzung für ein Quotenmodell, aber auch für andere Marktmodelle wie eine differenzierte Stromabgabe («Dreckstromabgabe» bzw. «Versorgungs- und Klimamarktmodell»[11]), ist die Ausgestaltung des zu schaffenden Marktes für Grünstromzertifikate, insbesondere die Frage der

[11] Gemäss HÄFLIGER, Tages-Anzeiger vom 20. April 2017, sei das «VKMM» das von Axpo, Alpiq, Centralschweizerische Kraftwerke (CKW), Bündner Repower, Walliser FMV und Tessiner AET favorisierte Modell.

Zulassung oder Nichtzulassung ausländischer Zertifikate. Methodisch greift dieser Abschnitt auf die ökonomische Analyse des Rechts zurück, welche die Rechtswissenschaften mit Methoden der Volkswirtschaftslehre verbindet und Rechtsregeln nach den Folgen, die sie für die Mitglieder der Wirtschaft und Gesellschaft haben, beurteilt.[12] Dabei eröffnen sich verschiedene Zielkonflikte, die bei der Auswahl des zukünftigen Marktmodells eines wertenden politischen Entscheids bedürfen.

Wird die Förderung der Elektrizitätserzeugung auf bestimmte Energiequellen oder inländische Anlagen beschränkt, steht sie sofort im potenziellen Konflikt mit den Verpflichtungen, die die Schweiz mit der Europäischen Union (Kapitel 4.2) und im Rahmen der Welthandelsorganisation (Kapitel 4.3) eingegangen ist. Vorliegend wird versucht, die verschiedenen Fördermodelle in diesen internationalen Rechtsrahmen einzuordnen und eine Einschätzung zur Konformität der Modelle mit den eingegangenen Verpflichtungen abzugeben. Wie eine Unzahl von Gutachten, die vom BFE in diesem Zusammenhang in Auftrag gegeben wurden, stützt sich auch diese Schrift vor allem auf die relevanten Lehrmeinungen und die Rechtsauslegungen der involvierten Institutionen (Europäische Kommission, Europäischer Gerichtshof EuGH, WTO-Streitbeilegungsorgane). Anders als die schon vorliegenden Studien kommen wir jedoch aufgrund der Entwicklungen in Recht und Rechtsprechung zu einem etwas differenzierteren und wohl weniger defensiven Ergebnis.

Zum einen ist Elektrizität keine gewöhnliche «Ware», die in ihren Eigenschaften unabhängig von der zugrundliegenden «Logistik» beurteilt werden könnte. Anders als bei Erdgas und Erdöl kann etwa die Versorgung mit Elektrizität nicht mit traditionellen Instrumenten wie Pflichtlagern gesichert werden. Die Konsequenzen aus den Eigenheiten des Elektrizitätsmarktes sind welthandelsrechtlich vor allem deshalb relevant, weil sie den Kreis möglicher Beschwerdeführer gegen ein Förderregime eingrenzen. Mit anderen Worten gibt es heute kei-

[12] Grundlegend zu diesem methodischen Ansatz SCHÄFER/OTT, 2.

nen nennenswerten Elektrizitätsaustausch der Schweiz mit China, sodass die chinesische Elektrizitätswirtschaft aufgrund der schweizerischen Förderregime keinen Schaden nimmt. Zum anderen läuft eine stark europarechtskonforme Auslegung des Freihandelsabkommens der Schweiz mit der Europäischen Union Gefahr, dass der Schweiz mittels Rechtsauslegung die Pflichten eines effektiven Mitgliedstaates auferlegt werden, ohne dass sie die entsprechenden Rechte geniessen würde. Die Union betrachtet die Schweiz jedoch trotz enger Beziehungen heute bloss als Drittstaat. Die sichtlichen Bemühungen der Kommission zur Vertiefung des Energiebinnenmarktes und die integrierende Rechtsprechung des EuGH in diesem Bereich beschränken sich also auf das Gebiet der Union. Mit anderen Worten scheinen die Schweizer Behörden teilweise zu verdrängen, dass es sich beim hier relevanten Freihandelsabkommen lediglich um ein zwischenstaatliches Abkommen mit rein völkerrechtlichem Charakter handelt. Nur ein Stromabkommen könnte diesen Drittlandstatus der Schweiz ändern, und ein solches ist – obwohl zur Drucklegung dieses Werks leichtes Tauwetter in den zwischenstaatlichen Beziehungen mit der Union eingesetzt hat – nicht in Sicht; ein «Plan B» für ein Vorgehen ohne Abkommen fehlt nach wie vor.

Wer sich dieser (etwas resignierenden) Sichtweise anschliessen mag, dem werden immerhin die erheblichen energiepolitischen Spielräume der Schweiz bewusst. Die verfassungsrechtlichen Vorgaben bei der näheren Ausgestaltung von Fördermodellen sind problemlos einhaltbar (Kapitel 4.4). Die Vor- und Nachteile der Modelle bedürfen eines wertenden Entscheids des demokratisch legitimierten Gesetzgebers, wobei sich aufgrund der realpolitischen Ausgangslage eine Empfehlung aufdrängt (Kapitel 5).

2. Ausgangslage: Wieso fördern?

2.1. Misere der Energiewirtschaft

Am 9. September 2016 wurde in den Glarner Alpen die Staumauer des Muttsees eingeweiht. Auf 2500 m.ü.M. erweitert die höchstgelegene Staumauer Europas in erheblichem Masse das Speichervolumen und die Leistung des Pumpspeicherkraftwerks Linth-Limmern. Gekostet hat das Bauwerk 2,1 Mia. CHF. Eine Rendite erwirtschaften wird das erweiterte Kraftwerk aber auf absehbare Zeit nicht.

Im Jahr 2016 nahm die Miteigentümerin Axpo wegen des Preiszerfalls auf den Strommärkten eine Wertberichtigung von 540 Mio. CHF am Kraftwerk vor; es ist nicht der erste grosse Abschreiber des Energieunternehmens. Mitte März 2017 wurde gar bekannt, dass die Axpo eine Verlustbeteiligung des Kantons Glarus als Miteigentümer des Werks gerichtlich durchsetzen möchte.

Die erhebliche wirtschaftliche Schieflage vieler Elektrizitätsunternehmen hat die Gewichte der energiepolitischen Diskussion zu Themen der Versorgungssicherheit und der Sicherung einer nationalen Eigenproduktionsquote verlagert. Die vom Bundesamt für Energie (BFE) um die Jahreswende veröffentlichte «Auslegeordnung Strommarkt nach 2020» – mit Ausführungen zu Auktionen, Quotenmodellen, Kapazitätsmärkten, etc. – bildet damit nicht Teil der «Energiestrategie 2050», sondern lanciert nach der hier vertretenen Auffassung eine gänzlich neue Debatte.[13]

Das Parlament hat für die im Energiegesetz verankerten Unterstützungen ein Auslaufdatum beschlossen.[14] Angesichts der politischen Mehrheiten in der aktuellen Legislaturperiode (2015-2019) ist die fortgesetzte Förderung der erneuerbaren Energien also nicht selbstverständlich. Vor dem Hintergrund eines «bürgerlich» zusammenge-

[13] Zu den Folgemassnahmen nach Auslaufen der KEV siehe BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, passim und DASS., Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt, passim.

[14] Art. 38 revEnG.

setzten Nationalrates bildet die Förderpolitik nun aber auch ein Instrument, mit dem in der heute schwierigen Marktsituation die bestehenden Elektrizitätserzeugungskapazitäten (vor allem die Wasserkraft) in den Händen der aktuellen Eigentümer (vor allem der öffentlichen Hand) produktiv erhalten werden können.

Aus ordnungspolitischer Sicht entspricht eine solche Motivation kaum einem orthodoxen ökonomischen Narrativ. Dass ein klar wirtschafts- bzw. sicherheitspolitischer Treiber dennoch viel Kraft entfaltet, ist vor allem angesichts der immer noch angestrebten Schaffung eines «wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes» erstaunlich.[15] Die marktfernen Gestaltungsvorschläge lassen sich teilweise dadurch erklären, dass die Wettbewerbsprozesse in den Energiemärkten in einem Ausmass verzerrt sind, dass der Preismechanismus die von ihm erwarteten Funktionen ohnehin nicht erfüllen kann.

Gemäss einer Untersuchung des BFE vom August 2014 liegen die Gestehungskosten der Wasserkraft zwischen 2,1 Rp./kWh und 17,6 Rp./kWh, wobei der gewichtete Durchschnitt bei 5,6 Rp./kWh zu liegen komme.[16] Das BFE konnte bei Erscheinen der Studie noch einen «im Durchschnitt wirtschaftlichen Betrieb» der Anlagen konstatieren. Jedoch haben sich die Marktpreise seither weiter abgeschwächt: Die Schweizer Preise an der Strombörse EEX liegen bei ca. 4 Rp./kWh für Lieferungen im Jahr 2017, und dies trotz einer kurzfristigen Preiserholung aufgrund der Januarkälte dieses Jahres sowie des Ausfalls von schweizerischen und französischen Kernkraftwerken.

Die wohl langfristig tief bleibenden Elektrizitätspreise haben verschiedene und teilweise komplexe Ursachen, auf die noch zurückzukommen sein wird. Schon jetzt kann aber gesagt werden, dass der Preiszerfall nicht ohne Beachtung des internationalen Umfelds der Schweiz erklärt werden kann, was nachfolgende Abb. 1 zum Verlauf des Elektrizitätspreises in Deutschland illustrieren soll:

---

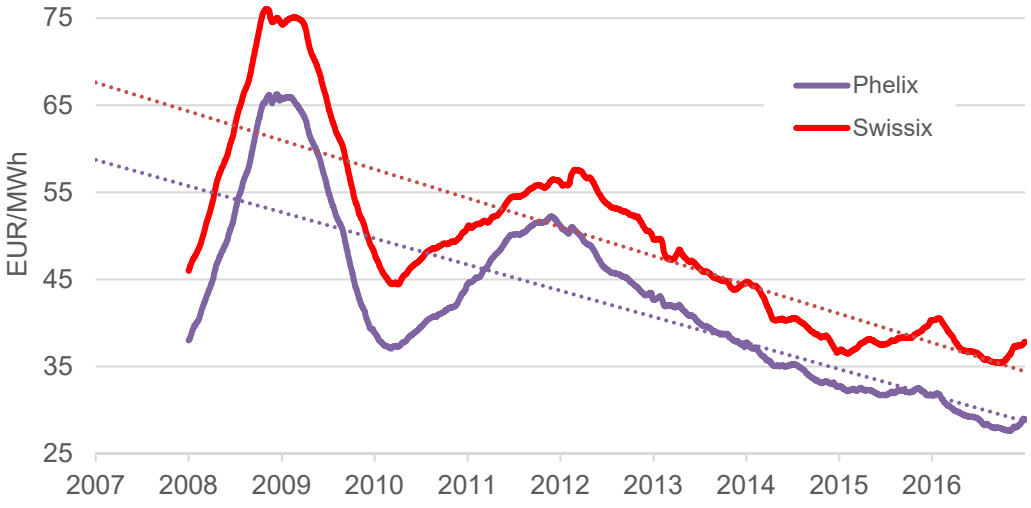
15 So die in Art. 1 Abs. 1 StromVG umschriebene Zweckbestimmung.

16 Differenziert nach Kraftwerkstyp betragen die Durchschnittswerte bei Laufwasserkraftwerken 4,5 Rp./kWh, bei Speicherkraftwerken 5,9 Rp./kWh und bei Pumpspeicherkraftwerken 6,4 Rp./kWh, siehe dazu BFE, Rentabilität Wasserkraft, 5.

Abb. 1: EEX Strom Phelix Baseload Year Future (2007-2017)[17]

Auch ohne formelles Stromabkommen mit der EU ist der schweizerische Elektrizitätsmarkt eng mit den europäischen Märkten verzahnt. So werden die Grosshandelspreise für Elektrizität im Marktgebiet Schweiz vor allem durch Entwicklungen auf ausländischen, namentlich deutschen Märkten beeinflusst.[18] Wie Abb. 2 deutlich zeigt, bewegen sich die Stromindizes für das Marktgebiet Deutschland und Schweiz meist parallel:

Abb. 2: Preisverlauf (rollierender Durchschnitt 365 Tage)[19]



17 Quelle: European Energy Exchange (EEX).

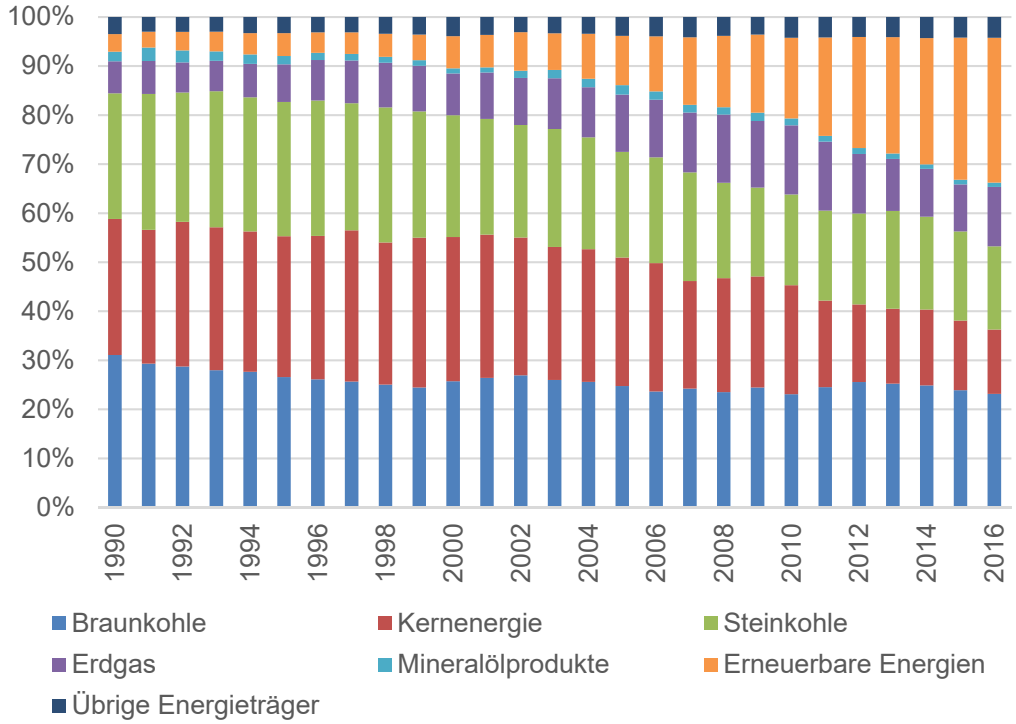
18 HETTICH/WALTHER/SCHREIBER TSCHUDIN, 31 ff.

19 Physical Electricity Index für die Marktgebiete Deutschland (Phelix) und Schweiz (Swissix). Quelle: EEX via Dynamics (Prognosesystem des ior/cf-HSG).

In Deutschland haben tiefe Rohstoffpreise und ein dysfunktionales europäisches Emissionshandelssystem für CO_2-Zertifikate (Abb. 4) zu einer unerwarteten Renaissance der Braun- und Steinkohlekraftwerke geführt. Bestrebungen zur Stilllegung solcher Kraftwerke kommen in Deutschland kaum voran, was mit Blick auf die Klimaziele – trotz Fixierung des CO_2-Ausstosses im europäischen Emissionshandelssystem – nicht als gänzlich widerspruchsfreie Politik erscheint.

Sodann hat Deutschland erhebliche Kapazitäten an Windenergie- und Photovoltaikanlagen geschaffen (2015: 86.8 GW[20]), die zu sehr tiefen Grenzkosten produzieren und bei geeigneten Wetterverhältnissen andere Energieerzeugungsanlagen aus dem Markt drängen (sog. «Merit-Order-Effekt»).

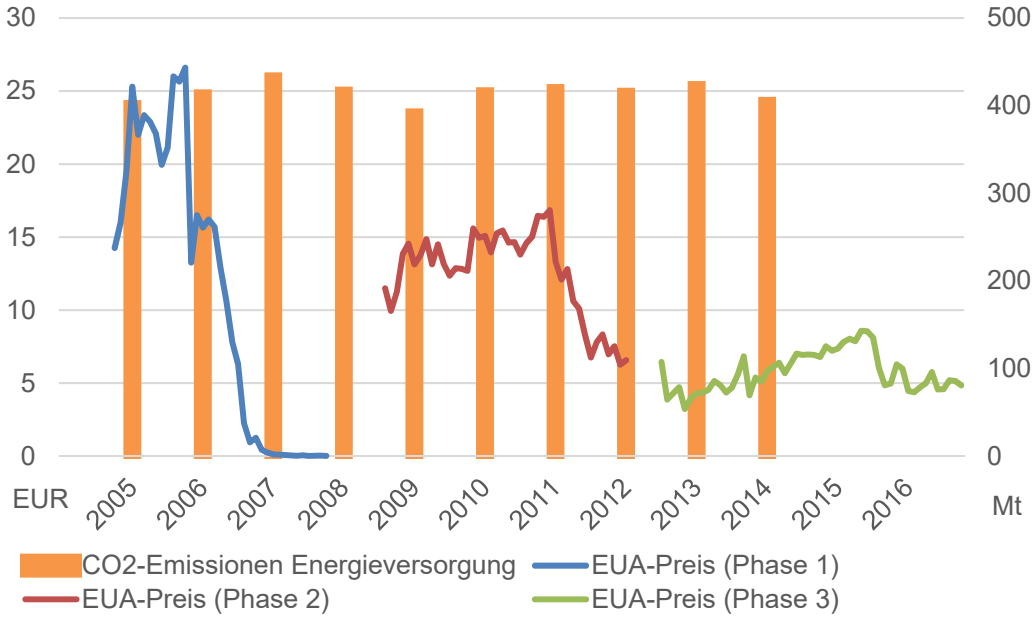
Abb. 3: Produktionsmix Bruttostromerzeugung (Deutschland)[21]



Auswirkungen des Zubaus auf den CO_2-Austoss in Deutschland zeigen sich bisher jedoch kaum (Abb. 4).

[20] BMWi, 11.
[21] Quelle: AGEB, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.

Abb. 4: CO_2-Preis und CO_2-Emissionen (Deutschland)[22]



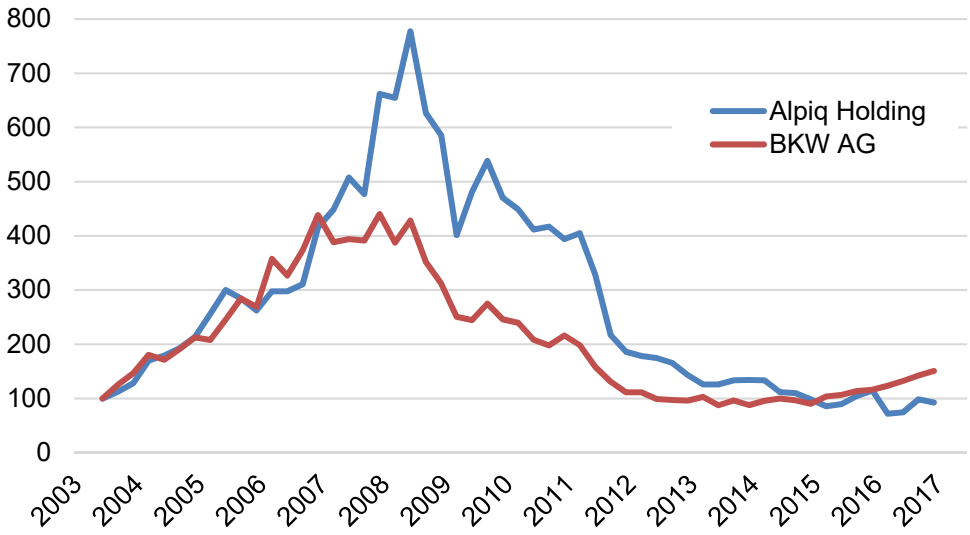
Mit dem Wandel der energiepolitischen Rahmenbedingungen in den letzten 10 Jahren haben sich auch die am «Markt» erfolgreichen Geschäftsmodelle mit grosser Geschwindigkeit geändert. Von den langfristig investierenden Energieunternehmen konnte dieser Wandel bislang nur unzureichend bewältigt werden (zumindest wurde das sich ändernde Umfeld nicht rechtzeitig erkannt). Als Folge der tiefen Preise kann heute nicht nur die Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft, sondern auch die Produktion aus anderen Energieträgern ihre Vollkosten kaum decken. Da neue Geschäftsmodelle wie Energiedienstleistungen die Ertragsausfälle aus der Produktion kaum zu kompensieren vermögen[23], sind die Aktienkurse der kotierten Schweizer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft – ein Symptom für die Lage der Branche – über die letzten Jahre eingebrochen (Abb. 5).

---

22 Quellen: EUA-Preise an der EEX (EUR/t CO_2) für den Zeitraum 2005 bis März 2017, Daten abrufbar unter Bloomberg; STATISTISCHES BUNDESAMT, Luftemissionen: Deutschland, Jahre, Luftemissionsart, Produktionsbereiche. Erfasst sind die CO_2-Emissionen der Energieversorgung (Energie & Dienstleistungen) in Deutschland.

23 Im Gegenteil stossen die Expansionspläne der meist staatlichen Energieversorgungsunternehmen eher auf politischen Widerstand. Siehe Postulat 15.3880 (Peter Schilliger): «Konkurrenziert der Staat die Wirtschaft? Übersicht tut not», vom NR angenommen am 22. September 2015.

Abb. 5: Aktienkurse Alpiq und BKW (1. Juni 2003 = 100)[24]



Wer den Elektrizitätsmarkt (rechtlich) neu ordnen will, kommt nicht umhin, sich mit der grundlegenden Funktionsweise dieser Märkte und den physikalischen Eigenschaften von Elektrizität auseinanderzusetzen.[25] Bedeutsam für den vorliegenden Zusammenhang ist vor allem, dass Elektrizität kaum direkt speicherbar ist[26], weshalb die nachgefragte Elektrizitätsmenge stets zeitgleich in Kraftwerken erzeugt werden muss. Für einen in Bezug auf Stromspannung und Frequenz stabilen Netzbetrieb muss die Produktion aus Elektrizitätskraftwerken über beliebige Zeiträume – täglich, monatlich, jährlich – der jeweiligen Nachfrage entsprechen, weshalb auch die nachgefragten maximalen Leistungsspitzen jederzeit abgedeckt werden müssen.

Pumpspeicherwerke wie Linth-Limmern sind wertvoll, da sie mit relativ grosser Effizienz elektrische Energie in Form von Lageenergie speichern können; auf diese Weise decken sie die täglichen Leistungsspitzen ab und gleichen ungeplante Schwankungen in der Nachfrage aus.

---

24 Quellen: Aktienkurse Alpiq und BKW, abrufbar unter Bloomberg und unter <www.six-swiss-exchange.com>.

25 Eine für den Juristen verständliche Darstellung findet sich bei WALTHER, Steuerungsinstrumente, 18 ff.

26 Als direkte elektrische Kurzzeitspeicher sind Superkondensatoren und supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) verfügbar bzw. in Entwicklung. Ansonsten erfolgt die Speicherung indirekt, d.h. durch Umwandlung in andere Energieformen (mechanisch, elektrochemisch, chemisch) mit teilweise grossen Wirkverlusten.

Andere, gleichermassen wirtschaftliche Langzeitspeicher stehen heute noch nicht zur Verfügung.[27] Die Wirtschaftlichkeit von Druckluftspeichern und vor allem *Power-to-Gas* Anlagen könnte sich freilich in Zukunft verbessern. Die Preise an den Strombörsen könnten vermehrt ins Negative drehen, wodurch mit der Speicherung Erträge erzielt werden könnten. In konvergenten Netzen kämen zudem den Speichern zentrale (geldwerte) Funktionen zu. Speicher könnten schliesslich – so jedenfalls die derzeitige politische Diskussion – generell von der Bezahlung von Netznutzungsentgelten befreit werden, womit sich deren Kosten senkten.[28]

Das erweiterte Speichervolumen des schon erwähnten Muttsees beträgt nun 23 Mio. m^3 Wasser. Die vier installierten Pumpturbinen mit einer Leistung von je 250 MW weisen eine nominale Wasserdurchflussmenge von je 47 m^3/s auf. Kurzfristig steht damit eine Leistung zur Verfügung, die derjenigen des Kernkraftwerks Leibstadt oder Gösgen entspricht. Nach 34 Stunden ist der Muttsee jedoch geleert. Im Ergebnis eignen sich Pumpspeicherkraftwerke wie Linth-Limmern wohl hervorragend zum Ausgleich von Schwankungen über den Tag (Tag-Nacht-Ausgleich), doch sind sie als Speicher für saisonale Schwankungen (Sommer-Winter-Ausgleich) ungeeignet. Um Pumpspeicherwerke rentabel betreiben zu können, ist eine Vielzahl von Pump-Turbinierungs-Zyklen notwendig. Mit einer maximalen Leistung von insgesamt 1'383,45 MW und einer mittleren Produktionserwartung von 1'567,33 GWh wiesen die Pumpspeicher 2015 durchschnittlich nur 1'133 Volllaststunden auf (Auslastung: 13%).[29] Diese

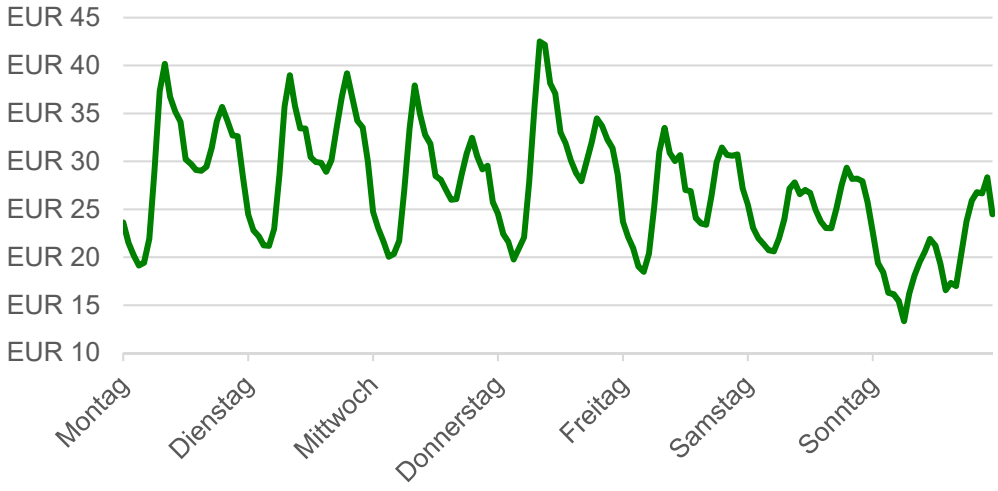
[27] Siehe für eine Übersicht BFE, Stromspeichermethoden, 6.

[28] Vgl. GÖTZ et al., 1384; siehe auch GAHLEITNER, 2056 ff., welche auf die Wechselwirkungen zwischen Grösse, Standort, Systemkonfiguration, vorbestehender Versorgungsinfrastruktur und Effizienz resp. Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas Anlagen hinweist. Nach Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG gilt der Elektrizitätsbezug für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken nicht als Endverbrauch, weshalb das Netzentgelt entfällt. Siehe zur Problematik Motion 16.3265 (UREK-N): «Gleichbehandlung der Speichertechnologien beim Netzentgelt» vom 11. April 2016 (nach Zusicherungen des Bundesrates vom Nationalrat abgelehnt am 16. Juni 2016). Zu den Rechtsentwicklungen in diesem Bereich WALTHER, Netzkonvergenz, 14 ff.

[29] BFE, Statistik Wasserkraftanlagen, Tabelle 12.

Stunden sind allerdings geplant nutzbar, was die Pumpspeicher von wetterabhängigen Erzeugern wie Wind und Sonne unterscheidet.

Abb. 6: Preisverlauf Swissix (Woche vom 6. Juni 2016)[30]



Von den Pumpspeicherkraftwerken traditionell ausgeglichen werden entsprechend die Elektrizitäts-Nachfragespitzen zur Mittagszeit. Der günstig erhältliche Nachtstrom wird zum Zurückpumpen von Wasser in höhergelegene Speicherseen genutzt: Bei genanntem Beispiel pumpt das Werk also Wasser aus dem Limmernsee in den Muttsee. Allerdings haben sich mit der zunehmenden Einspeisung von Solarstrom zur Mittagszeit die nachgefragten Leistungsspitzen verflacht und in die Morgen- und Abendstunden verlagert (Abb. 6); die dadurch geglätteten Preisdifferenzen zwischen Spitzen- und Grundlaststrom sind wohl auf absehbare Zeit nicht ausreichend, um einen rentablen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken zu gewährleisten. Dies gilt jedenfalls, solange die Pumpen wie beschrieben, also «traditionell», bewirtschaftet werden. Pumpspeicherwerke und dargebotsabhängige Elektrizitätserzeugungsanlagen sind daher – etwas unvermutet – nicht *per se* perfekte Komplementäre.

Gewöhnliche Speicherkraftwerke speisen sich ausschliesslich aus natürlichen Wasserzuflüssen. Mit einer maximalen Leistung von 7'966,40 MW und einer mittleren Produktionserwartung von

[30] Quelle: EEX via Dynamics (Prognosesystem des ior/cf-HSG).

17'295,24 GWh produzieren diese Werke knapp 48 % der Elektrizität aus Schweizer Wasserkraft. Die Speicherkraftwerke weisen 2'171 Volllaststunden auf, was einer Auslastung von knapp 25 % entspricht.[31] Im Winter, wenn der saisonale Speicher zum Ausgleich der Produktion von Wind und Sonne vor allem zur Verfügung stehen muss, produzieren die Wasserkraftwerke allgemein weit weniger Elektrizität als im Sommer. Ob die Speicherkraftwerke ihre Produktion – noch mehr als heute – vom Sommer in den Winter verlagern könnten, ist eher fraglich, da die Speicherseen schon jetzt als Jahresspeicher eingesetzt werden: Sie weisen entsprechend im September den im Jahresverlauf höchsten Füllungsgrad auf (80-90 %) und werden dann über den Winter entleert (auf 10-20 % im April).[32] Eine verstärkte Produktionsverlagerung bedingt also grössere Speicherkapazitäten bzw. höhere Staumauern.[33] Der gesamte Speicherinhalt der Schweizer Seen (100 %) steht für eine Produktion von 8'805 GWh; dieses Volumen vermag ca. 25 % des Schweizer Winterverbrauchs zu decken.[34]

Die Elektrizitätserzeugung aus Wind und Sonne erfolgt demgegenüber nicht planbar: Sie ist wetterabhängig. Mit der Zunahme der dargebotsabhängigen Produktion hätte die Bedeutung der (Pump-)Speicherwerke – so die einst vorherrschende Auffassung[35] – an sich zunehmen sollen. Diese Hoffnung hat sich nicht erfüllt: Die aufgrund

---

31 BFE, Statistik Wasserkraftanlagen, Tabelle 12.

32 BFE, Füllungsgrad Speicherseen 2016; VSE, Grosswasserkraft, 2.

33 Die Schwierigkeiten des Ausbaus der Kapazitäten zeigen sich exemplarisch an der Erhöhung der Staumauer des Grimselsees, der in einer Moorlandschaft liegt (der Bundesrat hat die Schutzzone just so festgelegt, dass eine Erhöhung der Staumauer möglich wäre). Zunächst befassten sich die Verfahren in dieser Sache vor allem mit der Konzessionierung (VGer BE vom 3. April 2008, in: BVR 2009, 341 und URP 2009, 549; bestätigt durch BGer 1C_207/2008 vom 20. Februar 2009). Jedoch beschlägt das Projekt auch den absoluten Moorschutz (Art. 78 Abs. 5 BV): Da das Bundesgericht die vom Bundesrat festgelegten Moorperimeter in einem früheren Entscheid (zu Recht) eingehend geprüft hat (BGE 138 II 281 zur Zürcher Oberlandautobahn), erschien das Projekt zunächst chancenlos (VGer BE, 100.2013.103 vom 22. Dezember 2015). In seinem Urteil vom 5. April 2017 (BGer 1C_79/2016) hat das Bundesgericht jedoch den Ausbau des Grimsel-Kraftwerks überraschend als mit Moorlandschaftsschutz vereinbar erachtet. Das Schutzniveau würde sich aber grundsätzlich nicht ändern, selbst wenn Art. 12 revEnG in Kraft treten sollte (so zum E-EnG BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7665).

34 Basierend auf den Zahlen 2015 vgl. BFE, Gesamte Erzeugung Schweiz.

35 BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1672.

von Schwankungen in Produktion und Nachfrage notwendigen Lastanpassungen erfolgen vor allem in Deutschland durch Rückgriff auf den vorhandenen thermischen Kraftwerkpark. Für den Ausgleich genutzt werden also vor allem Braun- und Steinkohlekraftwerke, die heute auf einen flexiblen Betrieb ausgelegt sind.[36] Trotz wachsendem Anteil der neuen erneuerbaren Energien bleibt die Bedeutung von Elektrizität aus Braun- und Steinkohle in Deutschland entsprechend weiterhin gross. Diese Kohlekraftwerke werden alsbald nicht «vom Netz gehen». Immerhin wird ein Teil dieser Erzeugungskapazitäten aber nun mittels neuer Mechanismen zur Reserveleistungsvorhaltung gemäss deutschem Strommarktgesetz «vom Markt genommen».[37]

[36] LAMBERTZ et al., 16 ff.

[37] Das deutsche Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016 (BGBl. I 1786) ist vollständig am 30. Juli 2016 in Kraft getreten und ändert als Mantelgesetz u.a. das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und verschiedene Verordnungen. Es sieht namentlich verschiedene Mechanismen zur Reserveleistungsvorhaltung vor, so die Netzreserve (§ 13*d* EnWG), die Kapazitätsreserve (§ 13*e* EnWG) und die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken (§ 13*g* EnWG). Anlagen, die die Kapazitätsreserve verlassen, müssen stillgelegt werden (Rückkehrverbot). Die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden nach jeweils vier Jahren endgültig stillgelegt (gestaffelt bis 2023). Kraftwerke in der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft unterliegen einem Vermarktungsgebot.

2.2. Rolle der «Neuen Erneuerbaren Energie»

Die Energiestrategie 2050 setzt in erster Linie auf eine «konsequente Erschliessung der vorhandenen Energieeffizienzpotenziale», in zweiter Linie auf die «Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien».[38] Als Energie aus erneuerbaren Quellen gelten nichtfossile Energien, d.h. vor allem die Energie aus Wasserkraft, Wind, Sonne, Biomasse und Biogas.[39] Zu den «neuen» erneuerbaren Energiequellen zählt der Bundesrat die Wasserkraft jedoch nicht.

Der vom Bundesrat angestrebte «sukzessive Umbau des Schweizer Energiesystems bis ins Jahr 2050» findet nicht auf der grünen Wiese statt. Die Entwicklung und der Betrieb neuer Energieerzeugungssysteme ohne Rücksicht auf vergangene Entscheide («*Greenfield Approach*») wäre mit hohen Kosten verbunden. Dies betrifft etwa die Wahl der Energieträger sowie das Ausmass der Verwendung von zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Speicherlösungen. Da diese Entscheide langfristig angelegt sind – Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke weisen einen Investitionshorizont von bis zu 80 Jahren auf – erscheint eine Umsetzungsplanung bis ins Jahr 2050 nicht als unangemessen lang, sondern fast schon als kurz bemessen. Verfassungsrechtlichen Schutz geniessen die langfristigen Investitionsentscheide der Energieunternehmen durch die Eigentumsgarantie (Art. 26 BV) und das Gebot des Vertrauensschutzes (Art. 5 Abs. 3 BV; Art. 9 BV).

Ein langer Planungshorizont weist freilich auch grosse Unsicherheiten auf, so etwa hinsichtlich der getroffenen Annahmen zur Ausgangslage und zur weiteren Entwicklung. Notwendig sind daher regelmässige Standortbestimmungen und die fortlaufende Fehlerkorrektur. Soll die Änderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen im Hinblick

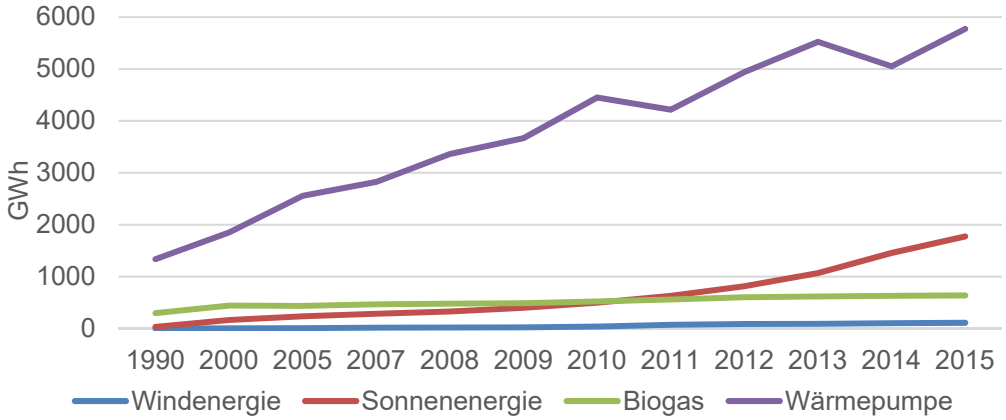
[38] BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7565.

[39] Siehe Art. 1 Bst. f EnV («Wasserkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Umgebungswärme, Windenergie, Energie aus Biomasse und aus Abfällen aus Biomasse») und Art. 2 Bst. a RL 2009/28/EG («Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas»).

auf die angestrebten Ziele wirksam sein (Art. 170 BV), kann eine Planung nicht ohne Rücksicht auf die realen Verhältnisse erfolgen. Mit Blick auf die Elektrizitätserzeugung aus Wind- und Sonnenenergie sind die klimatischen Verhältnisse ebenso bedeutsam wie die effektive und effiziente Möglichkeit des grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausches. Entsprechend kann es keine für alle Länder homogene Energiepolitik auf europäischer oder globaler Ebene geben, sondern nur eine Vielzahl von national definierten Energiepolitiken, welche erneuerbare Energieträger abhängig von ihrer Geeignetheit im regionalen Kontext fördern.

Basierend auf den «Energieperspektiven 2050» sieht der Bundesrat das Potenzial der erneuerbaren Energien bei 24,2 TWh bis 2050: Davon sollen die Photovoltaik 11,1 TWh produzieren, Wind 4,3 TWh, Biomasse 1,2 TWh, Geothermie 4,4 TWh sowie ARA, KVA und Biogas 3,2 TWh. Das Zubaupotenzial bei der Gross- und Kleinwasserkraft liegt nach Ansicht des Bundesrates bei 3,2 TWh.[40] Seit Verabschiedung der bundesrätlichen Botschaft mussten jedoch beim Zubau von Elektrizitätserzeugungsanlagen basierend auf Geothermie, Wind- und Wasserkraft erhebliche Rückschläge verzeichnet werden.[41]

Abb. 7: Neue erneuerbare Energie (Produktionsentwicklung)[42]



[40] BFE, Energieperspektiven 2050, 20 f.; Bundesrat, Botschaft ES 2050, 7591.

[41] Zwei Geothermieprojekte wurden wegen Erdbeben abgebrochen, so in St.Gallen und Basel («Deep Heat Mining»). Windparks und die Kleinwasserkraft kollidieren demgegenüber häufig mit Natur- und Landschaftsschutzanliegen, so etwa in Obergoms (BGE 140 II 262; Fn. 33) und Schwyberg (BGer 1C_346/2014 vom 26. Oktober 2016).

[42] Quelle: BFE, Gesamtenergiestatistik 2015, Tabellen 31 ff.

Die Produktion von Elektrizität aus Windenergie wurde in den letzten 20 Jahren kontinuierlich auf 110 GWh (2015) gesteigert. Produziert wird dieser Strom von 37 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 60,3 MW.[43] Die Verfügbarkeit des Schweizer Windkraftwerkparks beträgt damit 20,8 % – in einer Volllastbetrachtung produzieren die Anlagen an vier von fünf Tagen nichts. Um das vom Bundesrat verortete Potenzial von 4,3 TWh (bis 2050) erschliessen zu können, müssten insgesamt über 1'000 Windenergieanlagen in der Schweiz errichtet werden.[44] Es wären dies die heute üblichen Anlagen mit 3 MW Leistung, wie sie etwa in Haldenstein zu besichtigen sind: Die dort errichtete Windturbine weist eine Nabenhöhe von 119 m und einen Rotordurchmesser von 112 m auf. Der Zubau von weiteren dieser durchaus landschaftsprägenden Windenergieanlagen – in der Schweiz gelten Bauten von 25-30 m Höhe üblicherweise als Hochhäuser[45] – verläuft nicht reibungslos. Viele Projekte sind durch Einsprachen nicht nur von Nachbarn, sondern auch von Natur- und Heimatschutzverbänden blockiert; diese fürchten Lärmbelästigungen bzw. sehen den Schutz von Landschaft, Vögeln und Fledermäusen als gefährdet an.[46] Anfang Dezember 2016 haben WWF und der Branchenverband «*suisse éole*» angekündigt, in gemeinsamen Verhandlungen den Weg für die Realisierung von 400 Windenergieanlagen zu ebnen (anvisiertes Potenzial bis 2035). Das sich in Revision befindliche «Konzept Windenergie» sowie Gesetzesanpassungen im Bereich der Raumplanung und des Naturschutzes im revidierten Energiegesetz sollen die rechtlichen Unsicherheiten im Planungs- und Bewilligungsprozess für Betreiber von Windkraftanlagen mildern.[47]

---

43 BFE, Gesamtenergiestatistik 2015, Tabelle 31.

44 BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7591. Gemäss dem Vernehmlassungsentwurf zum Konzept Windenergie, 26, müssten für den Vollausbau der Windenergie in der Schweiz auf 4.3 TWh/a rund 600-800 Windenergieanlagen oder 60-80 Windparks mit je 10 Anlagen errichtet werden. Die Diskrepanz mit den hier angestellten Berechnungen kann sich mit der Grösse der Referenzanlagen erklären.

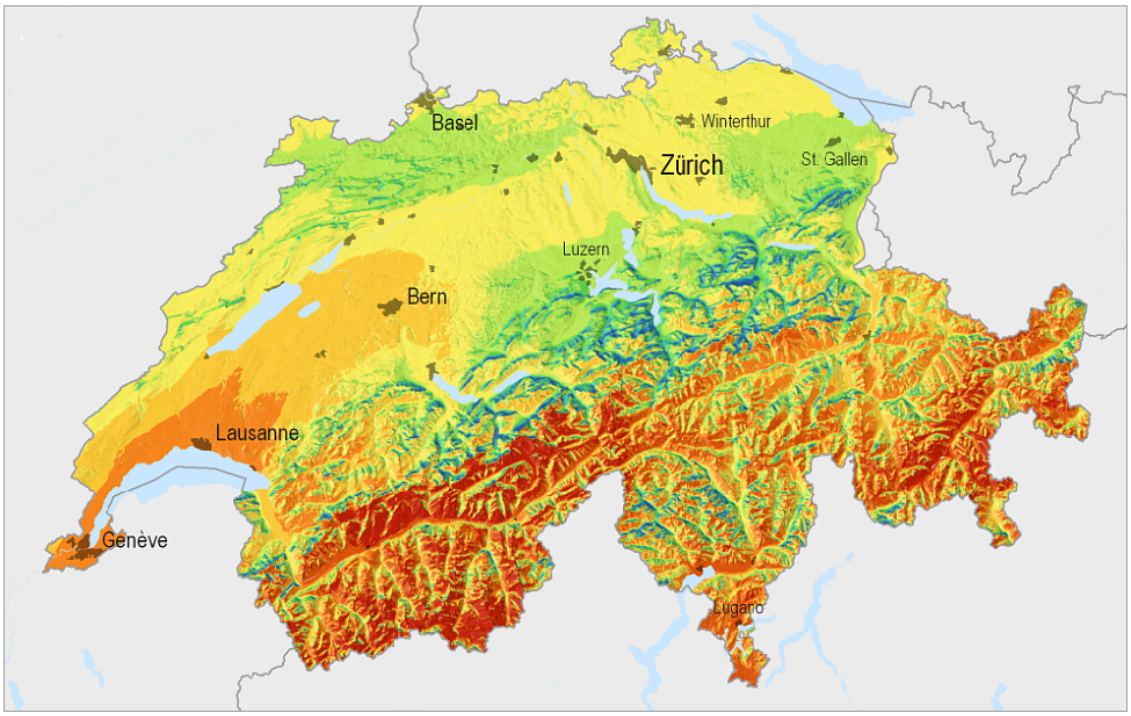
45 So etwa Art. 104 Abs. 1 PBG SG; § 282 PBG ZH.

46 Jüngst BGer 1C_346/2014 vom 26. Oktober 2016 (Windparkzone Schwyberg, aufgehoben); anders noch BGE 132 II 408 (Windpark Crêt-Meuron, zugelassen). Die Schweizerische Vogelwarte Sempach hat im Auftrag des Bundesamts für Energie eine Studie erstellt, die pro Windenergieanlage und Jahr im Median von 20,7 Vogelopfern ausgeht.

47 Art. 10 ff. revEnG.

Weit effektiver geht der Ausbau der Photovoltaikanlagen vonstatten. Im Jahr 2015 waren in der Schweiz auf einer Fläche von 1,566 km² (220 Fussballfelder) insgesamt 49'130 Anlagen in Betrieb. Mit einer Nennleistung von insgesamt 1'394 MWp haben diese Anlagen 1'118,6 GWh Elektrizität produziert. Die Verfügbarkeit dieses Kraftwerkparks unterschreitet mit knapp 9,2 % jedoch selbst diejenige der Windenergieanlagen – in einer Volllastbetrachtung produzieren die Anlagen an zehn von elf Tagen nichts. Mit Blick auf den energetischen Aufwand in der Produktion der Panele ist dies hinsichtlich der «*energy payback time*» und der CO_2-Emissionen nicht unerheblich.[48]

Abb. 8: Solare Einstrahlung Schweiz[49]

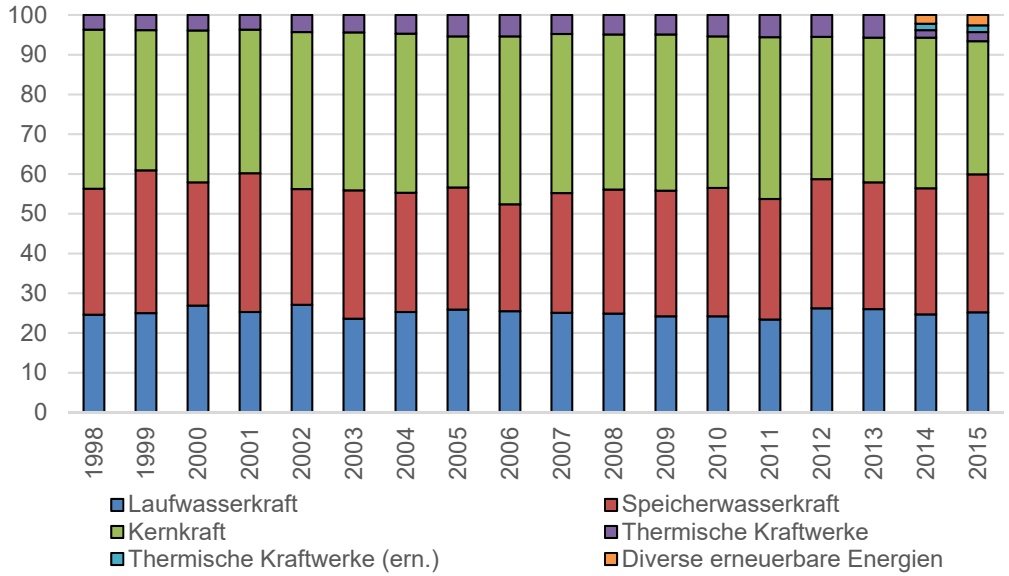


[48] FRISCHKNECHT/ITTEN/WYSS, vi, sehen die energy payback time für PV bei heute 2,4 Jahren. Gemäss einer – nach der hier vertretenen Ansicht nicht überzeugenden – Studie von FERRONI/HOPKIRK, 336 ff. führt die geringe solare Einstrahlung in Ländern wie der Schweiz und Deutschland dazu, dass die für die Produktion der Solarpanele aufgewendete Energie über die Lebensdauer der Anlage nicht wieder eingebracht werden kann.

[49] Quelle: SolarGIS GeoModel Solar s.r.o. 2011 [Lizenz CC BY-SA 3.0]/ GHI Solar Map, Copyright 2017 Solargis.

Um das vom Bundesrat verortete Potenzial von 11,1 TWh (bis 2050) erschliessen zu können[50], müssten insgesamt Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtfläche von 15,54 km^2 in der Schweiz errichtet werden – 2'180 Fussballfelder oder eine etwas grössere Fläche als der Sempachersee. Der Zubau müsste entsprechend gegenüber heute verzehnfacht werden. Soweit für den Zubau an Photovoltaikanlagen bestehende Dachflächen verwendet werden können, würde dabei kein Boden versiegelt und bestehende Erschliessungsanlagen könnten genutzt werden. Der Bundesgesetzgeber hat die Nutzung von Dachflächen für Solaranlagen denn auch mit der Schaffung des – in vielerlei Hinsicht fragwürdigen – Art. 18*a* RPG erleichtert.[51] Hohe solare Einstrahlungen und damit ein erhebliches Photovoltaikpotenzial weisen in der Schweiz vor allem hochalpine Lagen auf (Abb. 8). Diese sind hinsichtlich des Landschaftsschutzes wesentlich empfindlicher und auch weniger erschlossen als das Flachland. Das geltende Schutzkonzept für inventarisierte Landschaftsschutzobjekte lässt einen grossflächigen Bau freistehender PV-Anlagen in den Alpen kaum zu.

Abb. 9: Stromproduktion nach Kraftwerkkategorie (%)[52]



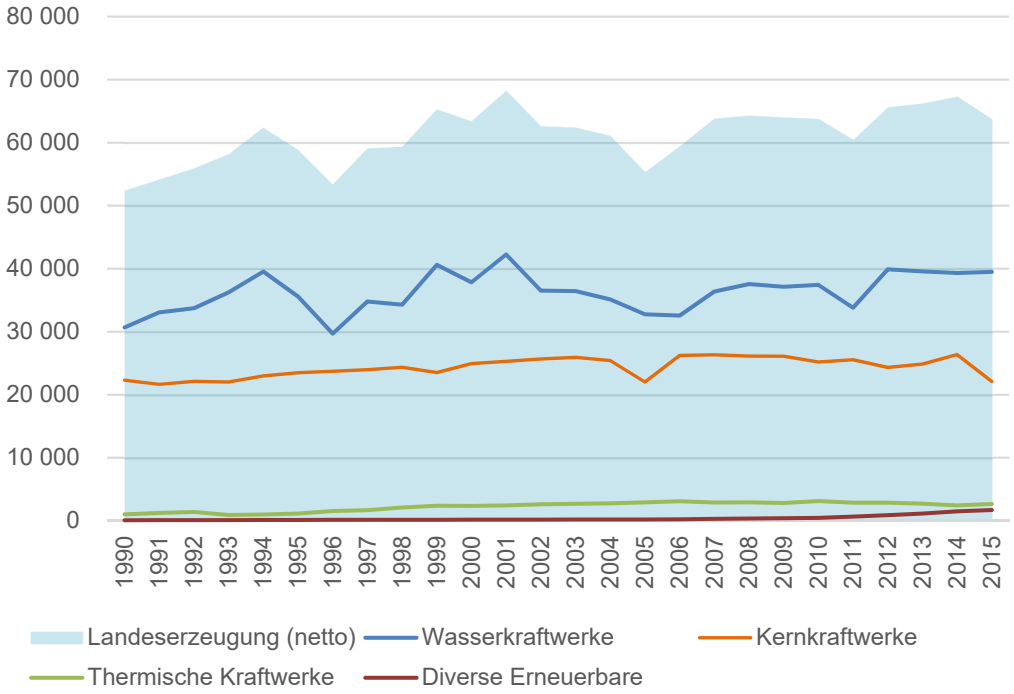
[50] Bundesrat, Botschaft ES 2050, 7591.

[51] Dazu weiterführend HETTICH/PENG, 1427 ff.

[52] Quellen: BFE, Elektrizitätsstatistik 2007, 13; DASS., Elektrizitätsstatistik 2014, 3; DASS., Elektrizitätsstatistik 2015, 3, 13.

Gegenüber grundlastfähigen Anlagen wie bspw. Laufwasserkraftwerken oder Kernkraftwerken ergeben sich so erhebliche und nur schwer auflösbare Zielkonflikte. Das auf einer Fläche von 0,14 km^2 gebaute Kernkraftwerk Gösgen produziert bei einer Leistung von 1'010 MW eine Elektrizitätsmenge von 7'917 GWh. Dies ergibt eine Arbeitsausnutzung von 90,2 %. Der angestrebte Wechsel der Elektrizitätserzeugung hin zu neuen erneuerbaren Energieträgern bedarf daher nicht nur flankierender Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (z.B. Speicherlösungen oder Backupkapazitäten). Der Umbau des Energiesystems hat auch Auswirkungen auf den Flächenverbrauch sowie den Natur- und Heimatschutz, was mit Blick auf die entsprechenden Verfassungsziele (Art. 75 und 78 BV) eines sorgfältigen Austarierens der Fördermassnahmen bedarf. Vor allem, da der angestrebte Zubau an neuen erneuerbaren Kapazitäten erst am Anfang steht: Holzfeuerungen, Biogas, Wind und Photovoltaik stellten 2015 einen Anteil von nur 2,6 % an der totalen Elektrizitätserzeugung.[53]

Abb. 10: Stromproduktion nach Kraftwerkkategorie (GWh)



[53] BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 3.

Als mögliche saisonale Energiespeicher für die Überschussproduktion von Elektrizität aus Wind und Sonne im Sommer werden neben den Speicherseen auch Druckluftspeicher[54] und vor allem *Power-to-Gas* Anlagen genannt. Der Wirkungsgrad von *Power-to-Gas* Anlagen ist bislang insbesondere bei zweifacher Umwandlung (von Strom in Wasserstoff und weiter in Methan, d.h. synthetisches Erdgas) vergleichsweise gering.[55] Er kann jedoch in Kombination mit der Abwärmenutzung bei der Rückverstromung gesteigert werden.[56] In vermehrt konvergenten Energienetzen (verbundene Strom-, Gas- und Wärmenetze) könnten Power-to-Gas-Anlagen eine beachtliche Rolle spielen.[57] Dagegen dürften sich Batterien als Saisonspeicher selbst bei der heute angenommenen Kostendegression nicht zu einem relevanten Geschäftsmodell entwickeln. Als zentrale oder dezentrale Kurzzeitspeicher für die Bereitstellung von Primärregelleistung und zur Optimierung von PV-Eigenverbrauch könnten Batteriespeicher künftig jedoch ökonomisch interessant und energiewirtschaftlich sinnvoll sein, v.a. wenn dadurch Ausbauten des Verteilnetzes auf lokaler Ebene substituiert werden können.[58] Aufgrund der sich gegenwärtig rasch ändernden Rahmenbedingungen in regulatorischer und technischer Hinsicht ist die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Speichern allerdings schwierig und stellt primär eine Momentaufnahme dar.

Ohne wirtschaftliche Speicherlösungen ist die Elektrizitätswirtschaft bei der Integration der dargebotsabhängig produzierenden Energieträger in das bestehende Energiesystem vor grosse Herausforderungen gestellt. Dies vor allem, weil die Förderung des Zubaus von «neuen» erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen namentlich in Deutschland ungemein effektiv (und damit aus politischer Sicht auch erfolgreich) war. Bei «günstigen» Wetterverhältnissen kann die Produktion von Elektrizität aus neuer erneuerbarer Energie die vorhan-

54 Vgl. LÄUBLI, Tages-Anzeiger Online vom 27. Dezember 2016.
55 BORSCHE/ULBIG/ANDERSSON, 40.
56 Zu Abwärmenutzung und Systemintegration von Power-to-Gas GÖTZ et al., 1382 ff.
57 Vgl. HUNGERBÜHLER, Energie, 38 ff.; WALTHER, Netzkonvergenz, 14 ff.
58 BORTSCHE/ULBIG/ANDERSSON, 78 ff., 90 ff.

dene Nachfrage in Deutschland übersteigen. Die Überschusselektrizität (inkl. der Produktion aus Kohlekraftwerken) fliesst in die benachbarten Märkte, vor allem in die Niederlande, Polen, die Schweiz und Österreich. Unter Umständen drehen die Börsenpreise (Preise EPEX Spot) ins Negative, was die Rentabilität der dem Markt ausgesetzten, steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen senkt (gleichzeitig aber natürlich die Rentabilität der Speicher erhöht).

Diesen Schwierigkeiten wird heute vor allem durch eine Änderung der Anreize und eine Bereithaltung von Backup-Kapazitäten begegnet. Das mit der Energiestrategie 2050 modifizierte Einspeisevergütungssystem soll die Produzenten von erneuerbarer Energie etwas näher an den Markt führen: Speisen die Produzenten ihre Elektrizität dann ein, wenn tatsächlich eine Nachfrage besteht, so erzielen sie zukünftig höhere Erträge; eine fixe Vergütung wie bis anhin sollen nur noch kleine Anlagen erhalten.[59] Diskutiert wird sodann die Schaffung sog. Kapazitätsmechanismen, durch welche die Produzenten allein schon für die Bereitstellung von Produktionsleistung entschädigt werden. Solche Mechanismen können zwar – in verschiedensten Ausgestaltungsformen – kurzfristig den stabilen Netzbetrieb und langfristig die Versorgung sichern helfen.[60] Allerdings können Kapazitätsmechanismen auch genutzt werden, um dauerhaft unrentable Kraftwerke aufgrund industriepolitischer Überlegungen produktiv zu erhalten. Je nach Ausgestaltung könnten schliesslich auch Quotenmodelle einen Beitrag zum Erhalt der bestehenden Erzeugungskapazität leisten. Zu guter Letzt wird wohl zukünftig das nachfrageseitige Lastmanagement eine grössere Rolle als bisher einnehmen (z.B. der Lastabwurf von Verbrauchern in Zeiten grosser Nachfrage).[61] All diese Massnahmen des Schweizer Gesetzgebers entfalten freilich nur für Produzenten und

[59] Art. 19 ff. revEnG; dazu BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7625.

[60] BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 40 f.

[61] Traditionell erlaubt die in der Schweiz vielfach eingesetzte Rundsteuertechnik schon heute ein beschränktes Lastmanagement (Wechsel zum Niedertarif, Zuschaltung grosser Verbraucher wie Warmwasserspeicher, Abwurf von Verbrauchern wie Waschmaschinen). In moderner Form verfügen «Smart Meter» über Signalausgänge für das Lastmanagement, die in einem «Smart Home» jedes beliebige Gerät ansteuern können. Dazu BFE, Folgeabschätzung, 44, 104 ff.

Verbraucher in der Schweiz Wirkung. Sie beheben die Ursachen für die derzeit beobachtbaren Verwerfungen nicht, weil die Schweiz als «Preisnehmerin» agiert und die Entwicklung auf ausländischen Elektrizitätsmärkten nicht beeinflussen kann.

2.3. Energiepolitische Hintergründe

Gestützt auf Art. 89 Abs. 1 der Bundesverfassung (BV) haben Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten die Voraussetzungen für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch zu schaffen. Bund und Kantonen obliegt dabei keine Erfüllungsverantwortung für die Energieversorgung.[62] Stattdessen ist diese grundsätzlich Sache der Energiewirtschaft.[63] Das Gemeinwesen übernimmt jedoch eine Gewährleistungsverantwortung.[64] Es versucht durch geeignete rechtliche und institutionelle Rahmenbedingungen, hoheitlich auf die Energiewirtschaft einzuwirken, damit diese die Energieversorgung «im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann».[65] Kann die Regulierung die gesteckten Ziele nicht gewährleisten, treffen Bund und Kantone eine Auffangverantwortung entlang der Linien der vorhandenen Kompetenzen.[66]

Die staatliche Gewährleistungsverantwortung hat wirtschaftspolitische Hintergründe: Zwar führt Wettbewerb auf – in der Realität nie vorfindbaren – vollkommenen Märkten zum ökonomischen Wohlfahrtsoptimum.[67] Jedoch bestehen insbesondere in Teilmärkten der leitungsgebundenen Stromversorgung, teilweise aber auch in den Gas- und Erdölmärkten, verschiedene plausible Gründe für Marktversagen und andere «Marktunvollkommenheiten». Diese können – immer verglichen mit dem nur theoretisch erreichbaren Optimum – Wohlfahrtsverluste bewirken und entsprechend zur Begründung wirtschaftspolitischer Eingriffe herangezogen werden.

---

62 WEBER/KRATZ, § 8 N 25; JAGMETTI, N 6405. Aufgrund der heutigen Rechtslage differenzierend und wohl weitergehend im Übertragungsnetzbereich FÖHSE, N 397 ff.; siehe auch FÖHSE, Strommarktordnung, 139 ff. zum Bereich der Grundversorgung.

63 So Art. 4 Abs. 2 EnG und Art. 7 Abs. 2 revEnG; dazu SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 89 N 8.

64 RHINOW et al., § 16 N 8 i.V.m. 93; siehe dazu auch ELCOM, Bericht Stromversorgungssicherheit, 6.

65 SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 89 N 8.

66 WALTHER, Steuerungsinstrumente, 91. Zur Gewährleistungs- und Auffangverantwortung im Allgemeinen TSCHANNEN/ZIMMERLI/MÜLLER, § 11 N 7 f.; MÜLLER/UHLMANN, N 561; WALTHER, Steuerungsinstrumente, 64 m.w.H.

67 FRITSCH, 25 f., 56 m.w.H.; VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 1 N 9.

Dabei impliziert das Vorliegen von theoretischen Gründen für Marktversagen das effektive Versagen des Marktes nicht; die Wohlfahrtsverluste müssen empirisch oder zumindest in Modellen verifiziert werden. Auch rechtfertigt effektiv vorliegendes, empirisch verifiziertes Marktversagen noch nicht *eo ipso* staatliches Eingreifen; vielmehr bedarf solches Eingreifen der vorgängigen Abklärung, ob die infrage stehenden Marktmängel überhaupt effektiv und effizient korrigiert werden können (Möglichkeit des Staatsversagens, z.B. technisches Regulierungsversagen).[68] Den imperfekten Märkten steht immer ein imperfekter Staat gegenüber (was in der Politik oft vergessen geht).

Ohne staatliche Eingriffe in den Elektrizitätsmarkt hängt dessen weitere Entwicklung vor allem von den zukünftig erwarteten Strompreisen und den Kostenentwicklungen bei Rohstoffen und Erzeugungsanlagen ab. Daraus kann je nachdem ebenso ein Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung wie auch ein rein importgetriebenes oder auf fossiler Erzeugung basierendes Energiesystem resultieren.[69] Steuernde Eingriffe zur Vermeidung von negativen Externalitäten – so vor allem der sozialen Kosten eines fossilbasierten Energiesystems – können daher geboten sein. Wegen der begrenzten Steuerungsfähigkeit des Rechts und der vielfältigen, komplexen Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Steuerungsformen und -instrumenten sowie zwischen den verschiedenen Organisations- und Verfahrenstypen bestehen *ex ante* allerdings – trotz mutmasslich bester Intentionen des Gesetzgebers – erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Wirksamkeit resp. des Erfolgs von regulatorischen Eingriffen.[70] Die hohe Dynamik der Rechtsentwicklung im Energiebereich bringt anschaulich zum Ausdruck, dass der Gesetzgeber nicht nur auf funktionierende Beobachtungs- und Lernmechanismen, sondern auch auf ein solides Interventions- und Steuerungswissen angewiesen ist, um grobe Zielverfehlungen resp. ein Regulierungsversagen zu vermeiden.

---

68 Zu Gründen für Staatsversagen KILGUS, 212 ff.; HETTICH, N 405 ff.

69 CREST, 5 f.; siehe weiterführend zur Gefahr der Entstehung eines fossilbasierten Energiesystems SCHILLINGER/SCHLECHT/WEIGT, passim; zur grossen Bandbreite innerhalb verschiedener Schweizer Strommarktszenarien DENSING/HIRSCHBERG/TURTON, passim.

70 WALTHER, Steuerungsinstrumente, 99 ff. m.w.H.

2.3.1. Netzeffekte im leitungsgebundenen Strommarkt

Hinlänglich bekannt als Quelle von möglichem Marktversagen ist neben den schon oben erwähnten Pfadabhängigkeiten[71] das zum natürlichen Monopol tendierende Netz in der leitungsgebundenen Strom- und Gasversorgung.[72] Soll der etablierte Monopolist nicht hohe Renten erzielen, bedarf das natürliche Monopol – der gängigen ökonomischen Theorie folgend – der Regulierung. Gerade in der Schweiz, wo Kantone und Gemeinden regelmässig das Eigentum an den Energieunternehmen halten[73], ist überdies auf informelle Formen der Governance hinzuweisen: Die Energiewirtschaft unterliegt also auch einer – wohl mässigend wirkenden – politischen Steuerung.[74] Der Bund hat sich demgegenüber im Elektrizitätsbereich lange Zeit vor allem auf die Festlegung von Sicherheits- und Haftungsregeln beschränkt.[75]

Anstrengungen zur Schaffung einer stärker wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktordnung hat der Bund erst infolge entsprechender Vorstösse in der EU unternommen. Die Liberalisierung (oder Re-Regulierung) basierte auf einer in den Telekommunikationsmärkten erfolgreich getesteten ökonomischen Theorie: Eine Entbündelung von Netzanschlussleistung einerseits und Elektrizitätserzeugung und -versorgung andererseits soll zu Wettbewerb in den Märkten führen, die dem Netz vor- und nachgelagert sind. Allerdings unterscheidet sich die Telekommunikation in ganz wesentlichen Aspekten von den Elektrizitätsmärkten. So finden sich in der Telekommunikation mehrere parallele, heute fast gleichermassen leistungsstarke Netzinfrastrukturen; dies ganz im Gegensatz zu den Elektrizitätsmärkten, wo es keinen Infrastrukturwettbewerb gibt. Zudem muss Elektrizität zeitgleich erzeugt und konsumiert werden, Telekommunikationsdienstleistungen

---

71 Allgemein dazu LESCHKE, N 65 ff. Bekannt in diesem Zusammenhang sind etwa Lock-in-Effekte aufgrund von Standards (QWERTY-Tastatur).

72 Siehe etwa MANKIW/TAYLOR, 380 f.

73 BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 43; BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1615.

74 So bspw. durch Entsendung von politischen Vertretern in die Verwaltungsräte der Energieunternehmen, durch Eignerstrategien oder durch anderweitig formulierte strategische Ziele, die nicht zwingend den Formalisierungsgrad von Leistungsaufträgen und dergleichen zu erreichen brauchen.

75 Zentral hier nach wie vor das Elektrizitätsgesetz (EleG); dazu VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 29 N 46 f.

nicht. Das Elektrizitätsnetz und die Produktion sind gegenseitig substituierbar, was grosse Synergien schafft. Die Strukturen der Elektrizitätswirtschaft sind nach wie vor eng verflochten, was Wettbewerb erschwert. Der Blick in die Zukunft weist überdies auf die Schaffung einer «integrierten» Energieversorgung, in der verschiedenste Akteure eng verzahnt sind und einer entsprechenden Koordination unterliegen (zentrale und dezentrale Anbieter von Produktion und von Speichern; konvergente Strom-, Gas-, und Wärmenetze, etc.). Ob sich dieses zukünftige «*smart grid*» – mit einer Vielzahl beteiligter Akteure mit unterschiedlichsten Funktionen – basierend auf einer strikten Entflechtung effektiv und effizient steuern lässt, erscheint uns heute fraglich.

Noch in Unkenntnis dieser sich heute abzeichnenden Entwicklungen hat die Wettbewerbskommission am 5. März 2001 – wohl mit Blick auf das dann doch scheiternde «Elektrizitätsmarktgesetz» (EMG) – Drittparteien den diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglicht und damit den Elektrizitätsmarkt insgesamt «wild liberalisiert».[76] Das Bundesgericht schützte diesen Entscheid am 17. Juni 2003.[77] Als Konsequenz konnten Elektrizitätsbezüger Strom auch von anderen Lieferanten als ihren angestammten Monopol-Versorgern beziehen. Der auf das Kartellgesetz gestützte Netzzugang war jedoch in jedem Einzelfall jeweils vertraglich zu verhandeln. Da dieser Zustand allseits als unbefriedigend empfunden wurde, hat der Bundesgesetzgeber in der Folge relativ zügig ein «Stromversorgungsgesetz» (StromVG) ausgearbeitet und am 23. März 2007 verabschiedet. Dieses Gesetz sieht einen regulierten Netzzugang nach Vorbild des europäischen Rechts vor, freilich bis heute beschränkt auf grosse Endverbraucher. Seine verfassungsrechtliche Grundlage findet das Gesetz in erster Linie in der umfassenden Bundeskompetenz zur Regelung des Transports und der Lieferung von elektrischer Energie (Art. 91 Abs. 1 BV). Der Bund muss also regulatorisch bei der Umsetzung von neuen «Marktdesigns» vor allem am Elektrizitätsnetz anknüpfen (Kapitel 4.4.4).

---

[76] Vgl. WEKO, RPW 2001/2, 255 ff.: Die Wettbewerbskommission konnte sich bei diesem Entscheid auf Art. 7 Abs. 2 Bst. a KG stützen («Essential Facilities Doctrine»).

[77] BGE 129 II 497, E. 6; WALTHER, Steuerungsinstrumente, 88 f. m.w.H.

2.3.2. Umweltkosten als negative Externalität

In allen Energiemärkten möglich ist ferner Marktversagen wegen negativer externer Effekte.[78] Bei Auftreten von negativen Externalitäten sind die sozialen Kosten der energiewirtschaftlichen Prozesse nicht vollständig internalisiert; sie spiegeln sich also nicht oder nur ungenügend in den Marktpreisen wieder und werden infolge von der Gesellschaft getragen. Zu denken ist etwa an nicht versicherte Folgeschäden eines Unfalls in einem Kernkraftwerk, an Umweltbelastungen durch den Abbau und die Verbrennung fossiler Energieträger, aber auch an die hohen Kosten für die Integration der «neuen Erneuerbaren» in das Energiesystem (v.a. Mechanismen, die «*produce and forget*» fördern).[79] Namentlich tragen die sehr tiefen Öl-, Kohle- und CO_2-Preise in Europa gegenwärtig massgeblich bei zur Bildung von Überkapazitäten auf den Elektrizitätsmärkten, die kaum dem volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsoptimum entsprechen. Solange die genannten Umweltkosten der fossilen Elektrizitätsproduktion nicht vollständig internalisiert sind («*first-best-solution*»), erscheint die Förderung bzw. die Subventionierung von CO_2-armen Elektrizitätserzeugungsformen als eine wirtschaftspolitische Handlungsalternative, die im Sinne einer «*second-best-solution*» einer ökonomischen Rechtfertigung zugänglich sein könnte.[80]

Da fossile Energieträger für den in der Schweiz erzeugten Elektrizitätsmix heute kaum Verwendung finden[81] und allenfalls zukünftig zu errichtende fossil-thermische Kraftwerke (v.a. Gas-Kombikraftwerke) ihre CO_2-Emissionen vollständig kompensieren müssen,[82] spielt der Klimaschutz als Rationale für die derzeitigen Fördermassnahmen im Bereich der Elektrizität keine Rolle (Abb. 11). Für die aus der Europäischen Union importierte Elektrizität gilt überdies, dass die CO_2-Emissionen aus deren Erzeugung durch den Emissionshandel fixiert sind,

78 Ausführlich SAVIOZ, 5 f.; ERDMANN/ZWEIFEL, 153 ff.

79 Zum Ganzen anschaulich MONOPOLKOMMISSION, Energie 2011, N 537; vgl. auch STURM/VOGT, 17 ff.; WALTHER, Steuerungsinstrumente, 48 ff.

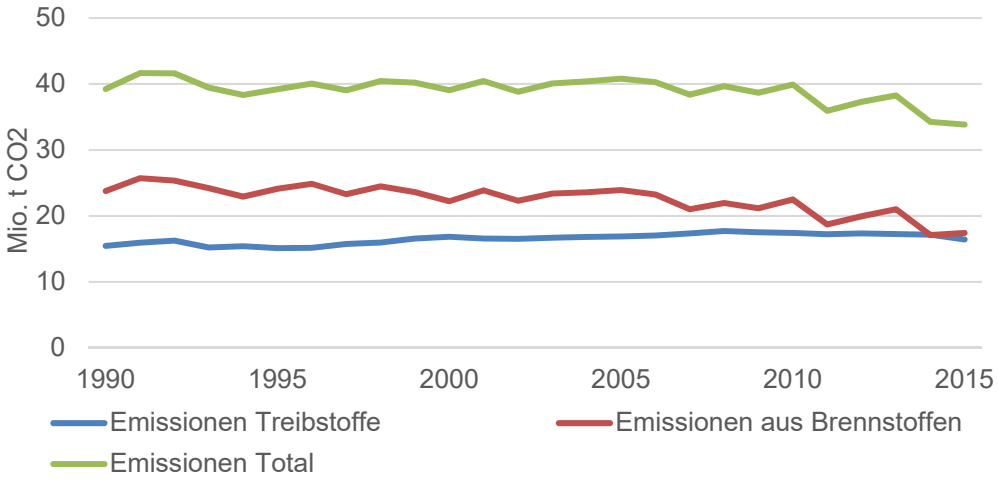
80 CREST, 3.

81 BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 3.

82 Art. 22 Abs. 1 Bst. a CO_2-Gesetz.

sodass die Förderung von erneuerbarer Energie diesbezüglich keine senkende Wirkung entfalten kann.[83]

Abb. 11: CO_2-Emissionen (Schweiz)[84]



Nicht als Umweltschutzmassnahme im Sinne von Art. 74 BV zu rechtfertigen ist der Verzicht auf die Elektrizitätserzeugung mit Kernenergie. Vielmehr beruht der sog. «Atomausstieg» auf einer politischen Neubeurteilung des Unfallrisikos der Elektrizitätserzeugung mittels Kerntechnologie – ein typischer Wertentscheid.[85] Mit dem Wechsel zu anderen Elektrizitätserzeugungstechnologien bzw. mit der Einschränkung des Elektrizitätsverbrauchs einher geht naturgemäss eine Risikoverlagerung bzw. eine Änderung der Qualität der Umweltgefährdung.[86] Hinsichtlich dieses wertenden Risikoentscheids ist nicht zu verkennen, dass die Erteilung der Rahmenbewilligung für neue Kernkraftwerke im konkreten Einzelfall schon seit jeher politischen Charakter hatte.[87] Dennoch beinhaltet die Kompetenz des Bundes im Bereich der Kernenergie – nach umstrittener Auffassung handelt es

83 CREST, 5 f.
84 Quelle: BAFU, 8.
85 Siehe illustrativ zur 13. AtG-Novelle in Deutschland etwa BVerfG, Urteil des Ersten Senats vom 6. Dezember 2016, 1 BvR 2821/11, N 239, 283, 307 f., 336.
86 Siehe für ein Beispiel einer Risikoanalyse von Unfällen und Attacken auf verschiedene Energieträger BURGHERR/GIROUX/SPADA, 271 ff. So würde ein Wechsel zu einem fossilbasierten Elektrizitätserzeugungssystem mit einer signifikanten Erhöhung von menschlichen Opfern einhergehen.
87 Art. 48 KEG; ebenso der altrechtliche Bedarfsnachweis in Art. 3 Abs. 1 Bst. b BB AtG.

sich bei Art. 90 BV um eine Monopolkompetenz – heute nicht die Möglichkeit, aus wirtschaftspolitischen Gründen auf diesen Energieträger zu verzichten.[88] Ob ein generelles Verbot der Kernenergie aus sicherheitspolizeilichen Gründen verfassungsrechtlich rechtfertigbar ist, hängt vor allem davon ab, ob man der Normierung des Verfassungsgebers auch eine Entscheidung dahingehend entnehmen will, dass die mit der Kernenergie einhergehenden Restrisiken grundsätzlich zu akzeptieren seien.[89]

2.3.3. Langfristigkeit von Investitionsentscheiden

Für die Strommärkte bestehen Bedenken, ob im privatwirtschaftlichen Wettbewerb langfristig ausreichende Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten vorhanden sind.[90] Begründet wird dies damit, dass sich der Elektrizitätspreis an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung orientiert. Da damit die Fixkosten als «*sunk costs*» für den Kraftwerkseinsatz nicht entscheidungsrelevant sind, ist auch die Vollkostendeckung von Kraftwerken im Elektrizitätsmarkt nicht per se gesichert.[91] Deshalb stellen zeitweilig auftretende Preisspitzen eine bedeutende Refinanzierungsquelle für Kraftwerksinvestitionen dar.[92] Bleiben solche Phasen mit höheren Preisen aus, kann dies die Anreize für Neuinvestitionen beeinträchtigen oder gar zur Stilllegung von Kraftwerken führen. Dieses sog. «*Missing Money-Problem*» ist nicht unvermutet auch für die «Auslegeordnung Strommarkt nach 2020» des BFE zentral.[93]

---

88 So BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7743; zur Qualifikation der Kompetenz JAGMETTI, N 5203; RHINOW et al., § 28 N 63; AUBERT/MAHON, Petit commentaire Cst., Art. 90 N 6; nach BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 90 N 2 ist dem Bund die Einrichtung eines Konzessionssystems (oder weniger weitgehender Regelungen) erlaubt. Siehe auch BUNDESRAT, Botschaft BV 1996, 269 («sämtliche Möglichkeiten»).

89 So HETTICH, N 170. Für ein Verbot KERN, Basler Kommentar BV, Art. 90 N 8; SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 90 N 31 BV; BJ, 9 f.; BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7743; dagegen JAGMETTI, Kommentar BV 1874, Art. 24^{quinquies} aBV N 2; ebenso in einer Gesamtschau mit Art. 89 BV MÜLLER, Energiewende, 667 ff.

90 CRAMTON/OCKENFELS/STOFT, 44; WINKLER et al., 157.

91 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2011, N 499.

92 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 353.

93 BFE, Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt, 3.

Im Gegensatz zu idealtypischen Märkten kann auf Strommärkten wegen der limitierten Speicherbarkeit sowie den Inelastizitäten bei Preis und Angebot eine Markträumung ausbleiben, wenn die kurzfristig unelastische Nachfrage das maximal verfügbare Angebot übersteigt.[94] Dann werden zur Frequenzerhaltung gezielte Versorgungsunterbrüche (sog. «*rolling black-outs*») notwendig. Solche Unterbrüche sind volkswirtschaftlich dann unerwünscht, wenn die Stromkonsumenten bereit wären, die zusätzlich nachgefragte Elektrizität finanziell zu entschädigen (sog. «*value of lost load*»).[95] Obwohl diese Zahlungsbereitschaft bei Konsumenten regelmässig vorhanden ist, werden deren Opportunitätskosten nicht im Strompreis reflektiert.[96] Energiegrosshandelsmärkte können daher Anreize zur Bildung unteroptimaler Kapazitäten setzen; zugleich bieten sie in Spitzenlastzeiten viel Spielraum für eine missbräuchliche Ausübung von Marktmacht und überhöhte Preise.[97] Aufgrund dieser Umstände sowie zahlreicher weiterer, unsicherer Parameter in Bezug auf die Finanzierungsbedingungen von Kraftwerken fällt die Einschätzung, ob die zu erwartenden Preisspitzen genügend Anreize für Kraftwerksinvestitionen auszulösen vermögen, in der ökonomischen Lehre uneinheitlich aus.[98]

Bei einem weiter steigenden Anteil an neuen erneuerbaren Energieträgern in der Stromproduktion könnte sich die Problematik unteroptimaler Kapazitäten akzentuieren. Die stochastische Einspeisung dieser Erzeugungsanlagen, verbunden mit der Abnahmepflicht der Netzbetreiber für den so erzeugten Strom, erhöht die Preisvolatilität auf den Strommärkten und damit das Investitionsrisiko für nichtgeförderte Erzeuger.[99] Aus der Sicht privater und institutioneller Investoren weisen deshalb Langfristinvestitionen in neue Elektrizitätserzeugungsanlagen (sog. «Greenfield-Projekte») oft einen Venture-

[94] CRAMTON/OCKENFELS/STOFT, 27 ff.; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 352 ff.; WALTHER, Energieversorgungssicherheit, 132 m.w.H.

[95] CRAMTON/OCKENFELS/STOFT, 28.

[96] CRAMTON/OCKENFELS/STOFT, 27 ff.; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 352 ff.

[97] Ausführlich MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 391 ff., 421; WALTHER, Steuerungsinstrumente, 36 ff., 166 ff. m.w.H.

[98] Zum Ganzen MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 354 ff.

[99] WINKLER et al., 157 m.w.H.

Capital-Charakter auf, vor allem wenn die potenziellen Erträge dem Marktrisiko ausgesetzt sind.[100] Werden zur Absicherung dieses Risikos langfristige Abnahmeverträge geschlossen,[101] so verringert sich neben dem Investitionsrisiko aber zugleich der Anteil des börslich und ausserbörslich gehandelten Stroms, worunter letztlich wieder die Marktliquidität leidet.[102]

Die Investition von Eigenkapital in Energieversorgungsinfrastrukturen hat in aller Regel ein sehr langfristiges Engagement zur Folge (20 bis 80 Jahre, je nach Technologie). Das investierte Kapital ist kaum liquide oder fungibel.[103] Angesichts der beschriebenen Marktrisiken liegt nicht ohne weiteres auf der Hand, ob private Akteure diese Langfristinvestitionen ausreichend tätigen würden. Auch ist die hohe technische Lebensdauer gewisser Kraftwerkstypen (namentlich Grosswasserkraftwerke) in den gängigen betriebswirtschaftlichen Bewertungsmethoden nur schwer abzubilden. Namentlich wird die Bewertung von Kraftwerksprojekten basierend auf der Barwertmethode und den gängigen Rechnungslegungsvorschriften (z.B. IFRS) erschwert durch hohe anfängliche Investitionskosten, geringe Betriebskosten und jahrzehntelange Konzessions- und Abschreibungsdauern. Vor allem führt die Abdiskontierung von weit in der Zukunft liegenden Erträgen dazu, dass diese in der Investitionsrechnung kaum mehr gewichtet werden. Die Barwertmethode ist daher für Wirtschaftlichkeitsvergleiche, etwa von Grosswasserkraftwerken mit brennstoffintensiven Kraftwerken mit kurzen Lebensdauern, schlecht geeignet.[104] Darüber hinaus vermag die aus dem gesamten leitungsgebundenen Versorgungssystem losgelöste Analyse eines einzelnen Investitionsvorhabens den «wahren» betriebswirtschaftlichen Wert des Projekts möglicherweise nicht vollständig darzustellen.[105]

---

100 STAUB-BISANG, 262 f.; LANGE, 650 f.; in leicht abgeschwächter Form HESSELMANN/UNSER, 247; BRINDA/FISLAGE, 976.

101 Vgl. BÖTTCHER, 89 f.; LANGE, 650 f.

102 KILDEGAARD, 3417.

103 STAUB-BISANG, 260, 269.

104 BALMER et al., 187, 191 ff.; BREEZE, 93 ff.; HEAD, 65 f.; OHLS/FENK/MOSLENER, 763 ff.

105 BALMER et al., 192; HEIMERL, 481 ff., verweist diesbezüglich auf die Analyse und Bewertung der generellen Stärken und Schwächen eines Vorhabens im Sinne einer «Due Diligence», welche neben der betriebswirtschaftlichen Situation auch die rechtlichen, steuerlichen,

Tatsächlich lässt sich feststellen, dass die öffentliche Hand (in der Schweiz die Kantone und Gemeinden) am Grundkapital der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft überdurchschnittlich stark beteiligt ist.[106] Offenbar kann sie – selbst gegenüber institutionellen Investoren mit Anlagehorizonten von bis zu 25 Jahren – weit längere Investitionshorizonte sowie die damit einhergehenden Langfristrisiken stemmen.[107] Wieso dies der Fall ist, ist im Schrifttum wenig geklärt: Einleuchtend ist, dass das Gemeinwesen das Risiko der Änderung grundlegender Politikentscheide oder rechtlicher Rahmenbedingungen weit besser als Private tragen kann, da es diese Änderungen vielfach selbst veranlasst oder zumindest beeinflussen kann. Der mit dem Gebot der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes (Art. 5 BV) vermittelte verfassungsrechtliche Schutz von privaten Investitionen ist eher schwach ausgeprägt.[108] Wirksamen Schutz erhalten Private, deren Investition durch Konzessionsvergabe ermöglicht wurde, insoweit, als in die «Substanz» des durch die Konzession vermittelten wohlerworbenen Rechts nicht eingegriffen werden darf.[109] Ökonomisch gesprochen fallen dem Gemeinwesen bei seinen eigenen Investitionen also geringere Transaktionskosten als bei den Privaten an.

Gleichermassen wie private Investoren ist das Gemeinwesen den wirtschaftlichen Risiken seiner langfristigen Investitionen ausgesetzt. Es sind verschiedene Erklärungen möglich, welche die Neigung des Gemeinwesens zum Eingehen langfristiger Risiken plausibilisieren könnten. Fallen Private bei langfristigen Investitionen in umweltfreundliche Elektrizitätserzeugungsanlagen als Geldgeber aus, so werden dies ge-

versicherungs- und finanzwirtschaftlichen, strategischen, branchenspezifischen, umweltpolitischen, technischen und mitarbeiterbezogenen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

106 Vgl. BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 42 f.; PERNER et al., 9.

107 OHLS/FENK/MOSLENER, 782 f.; OHLS/MOSLENER, 69 f.; exemplarisch zu den Schwierigkeiten der privaten Finanzierung von Grosswasserkraftwerken HEAD, 65 f.; BREEZE, 93 f.

108 Illustrativ auch hier wiederum BVerfG, Urteil des Ersten Senats vom 6. Dezember 2016, 1 BvR 2821/11; siehe auch zu ersten Investitionsschutzentscheiden BAUMGART/MANTILLA BLANCO, 179 ff.

109 BGE 107 Ib 140 (Ilanz); weiterführend dazu RIVA, 57 ff.

mäss der «*Public Interest*»-Theorie Politiker mittels staatlichem Handeln im Gesamtinteresse kompensieren.[110] Zum selben Ergebnis, aber mit anderer Begründung, kommt die «*Public Choice*»-Theorie: Danach werden Politiker Investitionen in Grossprojekte ungeachtet derer langfristigen Rentabilität vornehmen, um ihre (kurzfristigen) Wiederwahlchancen zu steigern[111]; viele Politiker, so äusserte sich jüngst auch alt Bundesrat KASPAR VILLIGER, denken «in Legislaturen und nicht in Generationen».[112] Nach dieser Denkrichtung werden auch Bürokraten solche Grossprojekte immer befürworten, um ihre Budgets oder ihren Einfluss zu maximieren («*Empire Building*»).[113]

Ungeachtet der verschiedenen Erklärungsmöglichkeiten für staatliches Engagement in diesem Bereich ist die Versorgung mit Elektrizität, Gas und Erdöl – Bestrebungen zur «Dekarbonisierung» einmal ausgeklammert – heute eine zentrale Funktionsvoraussetzung für wirtschaftliche und gesellschaftliche Tätigkeiten aller Art.[114] Ohne Energie sind die meisten Errungenschaften der modernen Gesellschaft, namentlich Sekundärinfrastrukturen wie Telekommunikation, Verkehr, Gesundheitswesen und Finanzdienstleistungen, nicht nutzbar.[115] Die Gewährleistung der (physischen) Versorgungssicherheit ist daher volkswirtschaftlich (auch aus verteilungspolitischen und wirtschaftspolizeilichen Gründen) von höchster Bedeutung.[116] Die Vermeidung von systemischen Risiken wie kurzfristige oder länger anhaltende, grossflächige Störungen der Energieversorgungssysteme sowie einer übermässigen Importabhängigkeit ist daher eine zentrale Staatsaufgabe.[117]

---

110 Grundlegend etwa PIGOU, II.I.2, durchaus mit skeptischen Untertönen, siehe II.XX.4. Voraussetzung ist eine weitgehend kostenlose und effektive Bürokratie.

111 Grundlegend für die Diskussion BUCHANAN/TULLOCK, III.19. Siehe sodann STIGLER, 3 ff. und für eine generelle Diskussion auch POSNER, 335 ff.

112 VILLIGER, 81.

113 Siehe etwa WILSON, 317 ff.

114 HERMES, 168 f.; WALTHER, Energieversorgungssicherheit, 125 f.

115 BFE, Energieversorgungssicherheit, 6; BUNDESRAT, Infrastrukturnetze, 11, 19 f.

116 BFE, Energieversorgungssicherheit, 6 ff.; BUNDESRAT, Infrastrukturnetze, 18; ELCOM, Bericht Stromversorgungssicherheit, 67.

117 ELCOM, Bericht Stromversorgungssicherheit, 6 ff., 65 f.; BALMER et al., 187; BFE, Energieversorgungssicherheit, 22 ff.

2.4. Förderung in historischer Entwicklung

Zaghaft unterstützt hat der Bund elektrische «Selbstversorger» mit seinem Energienutzungsbeschluss (ENB) vom 14. Dezember 1990; die dort festgelegten Anschlussbedingungen erfassten u.a. elektrische Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzten. Waren diese energiepolitischen Massnahmen noch vor allem von Überlegungen zur Versorgungssicherheit motiviert, so steht im geltenden Recht doch hauptsächlich die Förderung der erneuerbaren Energien im Vordergrund. Sowohl hinsichtlich der Gesetzgebung als auch der Finanzen hat sich das Engagement des Bundes vervielfacht.

2.4.1. Anschluss von Selbstversorgern (1991)

Mit dem Energienutzungsbeschluss wurden «Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung»[118] verpflichtet, «die von Selbstversorgern angebotene Energie [...] in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen.»[119] Bei Nutzung von erneuerbaren Energien war auch «die nicht regelmässig produzierte Energie abzunehmen».[120] Im Bereich der Elektrizität erfasste die Bestimmung Kleinwasserkraftwerke, neue erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Biomasse inkl. Biogas, Erdwärme, Wind etc.), Abfallenergie und Wärmekraftkopplungen. Nach Ansicht des Bundesrates würden diese Produzenten zur Sicherung und Diversifizierung der Versorgung wie auch zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung in Krisenzeiten beitragen. Die Anschlussbedingungen für Eigenerzeuger bezweckten keine Subventionierung (überhöhte Einspeisevergütungen).[121] Die Vergütung richtete sich für die erneuerbaren Energieerzeuger «nach den Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen»: konkret waren das 16 Rp./kWh.[122]

---

[118] Unternehmen mit öffentlichem Energieversorgungsauftrag gemäss Art. 1 Bst. c EnV i.d.F. vom 7. Dezember 1998.

[119] Art. 7 Abs. 1 ENB (Inkrafttreten am 1. Mai 1991). Vorbild der Bestimmung waren vorbestehende Bestimmungen zum Anschluss in verschiedenen Kantonen.

[120] Art. 7 Abs. 3 ENB.

[121] BUNDESRAT, Botschaft ENB, 512 f.

[122] Art. 7 Abs. 2 ENB. Siehe zur Vergütung BUNDESRAT, Botschaft ENB, 515 f.

2.4.2. Anschluss von unabhängigen Produzenten (1999)

Die Massnahmen des bis Ende 1998 befristeten ENB wurden durch das Energiegesetz vom 26. Juni 1998 abgelöst und ergänzt. Die Anschlussbedingungen wurden mit kleinen Änderungen fortgeführt. Die Marginalie von Art. 7 sprach neu von «unabhängigen Produzenten».[123] Die Abnahmepflicht wurde auf die «Überschussenergie» beschränkt, um zu verhindern, «dass die gesamte Produktionsmenge zu einem höheren Preis ins Netz eingespeist wird und der Eigenbedarf zu einem günstigeren Preis vom Netz bezogen werden kann.»[124] Im Jahr 1994 trug die Elektrizität von Eigenproduzenten mit 1'700 GWh einen Anteil von 2 % an die schweizerische Stromproduktion bei.[125]

Die Regel zur Vergütung der erneuerbaren Elektrizität blieb gegenüber dem ENB unverändert und richtete sich entsprechend nach den Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen. Am 22. Mai 1996 hatte das Bundesgericht diesbezüglich entschieden, dass die Elektrizität aus einem Kleinwasserkraftwerk zu einem Jahresmittelpreis von 16 Rp./kWh vergütet werden müsse;[126] tatsächlich bewegt sich die Vergütung bis heute in diesem Rahmen (sog. «15-Räppler-Anlagen»).

Noch nicht im bundesrätlichen Entwurf enthalten war die Möglichkeit der Schaffung kantonaler Ausgleichsfonds zugunsten derjenigen Energieversorger, die überproportional elektrische Energie von unabhängigen Produzenten übernehmen müssen. Die Fonds hätten von allen Unternehmen gespiesen werden sollen, welche im betreffenden Kanton elektrische Energie produzieren, übertragen oder verteilen.[127] Soweit ersichtlich wurde in keinem Kanton ein solcher Ausgleichsfonds errichtet.[128]

---

123 Zum Begriff Art. 1 Bst. a EnV i.d.F. vom 7. Dezember 1998.
124 BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1094.
125 BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1097.
126 BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1096.
127 Art. 7 Abs. 7 EnG i.d.F. vom 26. Juni 1998.
128 BÜRGI/LEUTWILER, 3. Gemäss Jahresbericht der ISKB wurde kein solcher Ausgleichsfonds gegründet. Der BUNDESRAT (Antwort vom 18. Februar 2015 auf die Anfrage 14.1108 von Walter Wobmann vom 11. Dezember 2014, Förderung erneuerbarer Energien. Beiträge

2.4.3. Mehrkostenfinanzierung (2005)

Das Parlament hat die Beratungen zum totalrevidierten Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 genutzt, um die Bestimmung zu den «Ausgleichsfonds» anzupassen. Neu konnten nun «[d]ie Mehrkosten der Elektrizitäts-Verteilunternehmen für die Übernahme von elektrischer Energie von unabhängigen Produzenten [...] von den Betreiberinnen des Übertragungsnetzes mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert» werden.[129] Die Mehrkostenfinanzierung ermöglichte so vor allem eine Kostenwälzung.

Aus der Mehrkostenfinanzierung nach wie vor mitfinanziert wurde die Überschussenergie von unabhängigen Produzenten aus Wasserkraft (bis 1 MW), Sonnenenergie, Geothermie, Umgebungswärme, Windenergie, Biomasse (insb. Holz, ohne Abfälle in KVA und Deponien).[130] Der garantierte Abnahmepreis beträgt weiterhin durchschnittlich 15-16 Rp./kWh.[131] Die Mehrkosten für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen aufgrund dessen, dass der Abnahmepreis den marktorientierten Bezugspreis übersteigt (vermiedene Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie).[132]

Mit der KEV hat die Mehrkostenfinanzierung ihre Bedeutung als eigenständiges Förderinstrument verloren. In das KEV-System wurden alle zu subventionierenden Anlagen überführt, die ab dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen wurden.[133] Gemäss dem Übergangsrecht bleiben die bestehenden Anschlussverträge nach Art. 7 aEnG für Wasserkraftwerke bis 31. Dezember 2035 und für alle anderen Anlagen

---

des Bundes) verfügt aus der Periode der Stromproduktionsförderung mittels Ausgleichsfonds der Kantone über keine Daten. Nicht zu verwechseln sind diese Fonds mit den Ausgleichsfonds nach Art. 14 Abs. 4 StromVG, dazu SPIELMANN, Kommentar Energierecht, Art. 14 StromVG N 57.

129 Art. 7 Abs. 7 EnG i.d.F. vom 21. März 2003.

130 Art. 1 Bst. f und 5 EnV i.d.F. vom 7. Dezember 1998.

131 Der höhere Satz gilt für zwischen 1992 und 1999 unter dem ENB in Betrieb genommene Anlagen, dazu BFE, Richtlinie MKF, 8; SWISSGRID, Anleitung MKF, 4; HETTICH/KELLER/RECHSTEINER, 139; WEBER/KRATZ, § 10 (Fn 30).

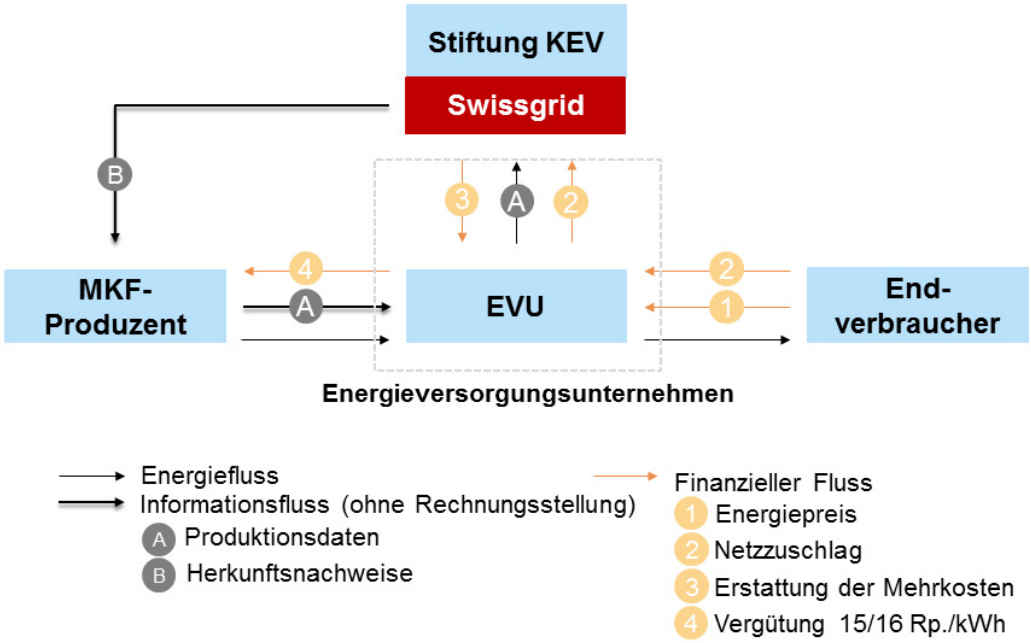
132 Art. 2*b* EnV.

133 Art. 7*a* Abs. 1 EnG; Art. 29 Abs. 3 EnV.

bis zum 31. Dezember 2025 in Kraft.[134] Dieselben Übergangsfristen gelten im revidierten Energiegesetz (Energiestrategie 2050).[135] Finanziert wird die Mehrkostenfinanzierung heute aber aus dem für alle Förderungen erhobenen, allgemeinen Netzzuschlag.[136] Der für die Mehrkostenfinanzierung aufgewendete Betrag aus dem Netzzuschlagfonds lag im Jahr 2015 noch bei CHF 31,5 Mio.

Die Netzbetreiber deklarieren heute bei der «unabhängigen Stelle» (eine Organisationseinheit der Swissgrid) die ihnen entstandenen Mehrkosten (Abb. 12). Die Produktionsdaten gelangen von den unabhängigen Produzenten via Netzbetreiber zur Swissgrid, die den Netzbetreibern die Mehrkosten erstattet. Die Rückerstattung der Mehrkosten wird direkt an die für die produzierten Energiemengen erfassten Herkunftsnachweise gekoppelt.[137]

Abb. 12: Mehrkostenfinanzierung (Schema)[138]



134 Art. 28*a* Abs. 1 EnG i.V.m. Art. 7 EnG i.d.F. vom 26. Juni 1998.
135 Art. 73 Abs. 4 revEnG.
136 Art. 15*b* Abs. 1 Bst. a EnG.
137 Art. 5*a* EnV i.d.F. vom 21. März 2003; STIFTUNG KEV, Geschäftsbericht 2009, 24; SWISSGRID, Anleitung, 4.
138 Grafik: SWISSGRID, MKF (Darstellung).

2.4.4. Kostendeckende Einspeisevergütung (2009)

Mit dem Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007[139] hat der Gesetzgeber auch das Energiegesetz angepasst und dort die Förderung der erneuerbaren Energien mit einem Einspeisetarif (KEV) stark ausgebaut. Zweifellos erhöhte die ausgebaute Förderung die politische Akzeptanz der angedachten Marktöffnung. Aufgrund politökonomischer Überlegungen bemerkenswert ist auch, dass die Förderung nicht mehr nur «unabhängigen Produzenten» zukommt, sondern ebenso von den Versorgungsunternehmen beansprucht werden kann.

Die revidierten Bestimmungen erlauben allen Betreibern von Anlagen zur Nutzung von Sonnenenergie, Windenergie, Geothermie, Wasserkraft, Biomasse die Einspeisung ihrer (gesamten[140]) erzeugten Elektrizität in das Netz.[141] Die Anmeldung der Anlagen erfolgt über die Swissgrid, bei der schon in den ersten sechs Monaten Gesuche für 5'426 Anlagen eingegangen sind.[142] Bis zum 31. Dezember 2009 sind die Anmeldungen auf 8'894 angewachsen.[143] Bei Photovoltaik-Anlagen war das Jahres-Zubaukontingent 2008 am ersten Anmeldetag ausgeschöpft,[144] weshalb das BFE «Überbuchungen» zuliess. So sollte

---

139 Das Gesetz ist gestaffelt in Kraft getreten. Die Konstituierung der ElCom erfolgte am 15. Juli 2007 (AS 2007 3425). Mit Verordnung vom 28. November 2007 (AS 2007 6827) wurden die restlichen Bestimmungen des StromVG, ohne die Änderungen des EnG, per 1. Januar 2008 in Kraft gesetzt. Mit Verordnung vom 14. März 2008 (AS 2007 775) hat der Bundesrat die Staffelung nochmals modifiziert; die Förderung und die KEV traten damit per 1. Mai 2008 bzw. 1. Januar 2009 in Kraft. Das generelle Datum des Inkrafttretens des StromVG wurde in dieser Verordnung auf den 1. Januar 2009 verschoben; man kann nur vermuten, dass damit das Datum der vollständigen Marktöffnung weiter in die Zukunft gesetzt werden sollte.

140 Die Abnahmepflicht erstreckt sich im Gegensatz zur (vorherigen) Mehrkostenfinanzierung nicht nur auf die Überschussenergie. HETTICH/KELLER/RECHSTEINER, 139; WEBER/KRATZ, § 10 (Fn 10).

141 Art. 7*a* Abs. 1 EnG i.d.F. vom 14. März 2008.

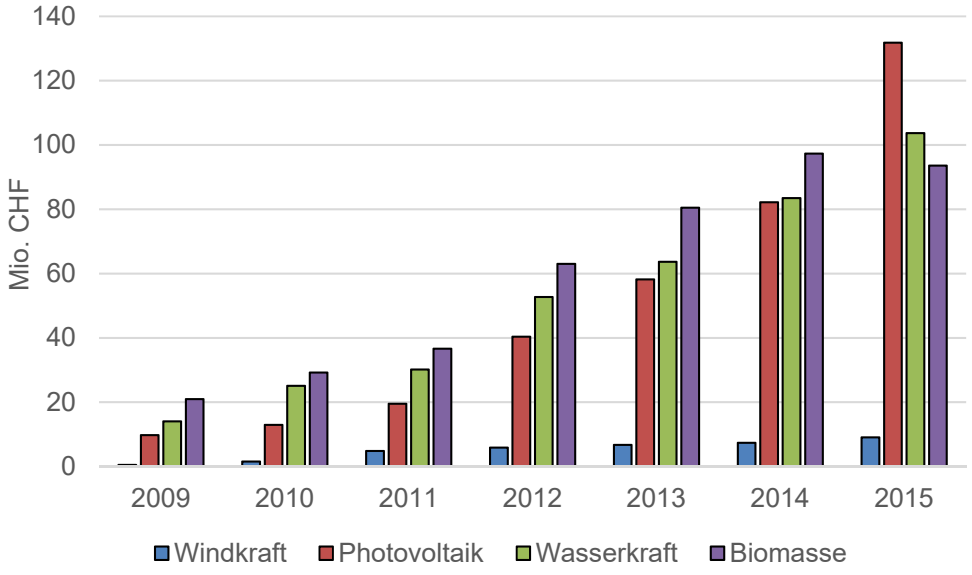
142 Siehe zum Anmeldeverfahren Art. 3*g* EnV. BFE, Medienmitteilung vom 7. Juli 2008.

143 BFE, Medienmitteilung vom 7. Juli 2010.

144 BFE, Medienmitteilung vom 2. Februar 2009. Weil der 1. Mai 2008 als erster Anmeldetag ein Feiertag war, galt auch der 2. Mai als erster Stichtag. RIEDER et al., Fn 18. Die Kostendeckel für die verschiedenen Technologien hat der Gesetzgeber festgelegt, um eine Überbeanspruchung der Zuschläge für eine einzelne Technologie zu verhindern. Amtl. Bull. NR, Wintersession 2006 vom 11. Dezember 2006, 1779 ff. sowie Amtl. Bull. SR, Frühjahrssession 2007 vom 07. März 2007, 49 ff.

einer Blockierung durch «Platzhalterprojekte» (mehrfach angemeldete Anlagen oder Grossanlagen, die aus Gründen des Umweltschutzes und der Raumplanung voraussichtlich nicht im vorgegebenen Zeitrahmen realisiert werden können, z.B. grossflächige Windparks) vorgebeugt werden.[145] Schon im Februar 2009 wurden die Finanzmittel für alle Technologien ausgeschöpft. Obwohl der Gesetzgeber die Fördermittel seither in mehreren Schritten erhöhte, befinden sich zum Zeitpunkt der Drucklegung um die 35'000 Anlagen auf einer Warteliste.

Abb. 13: Vergütungen aus dem KEV-Fonds (2009-2015)[146]

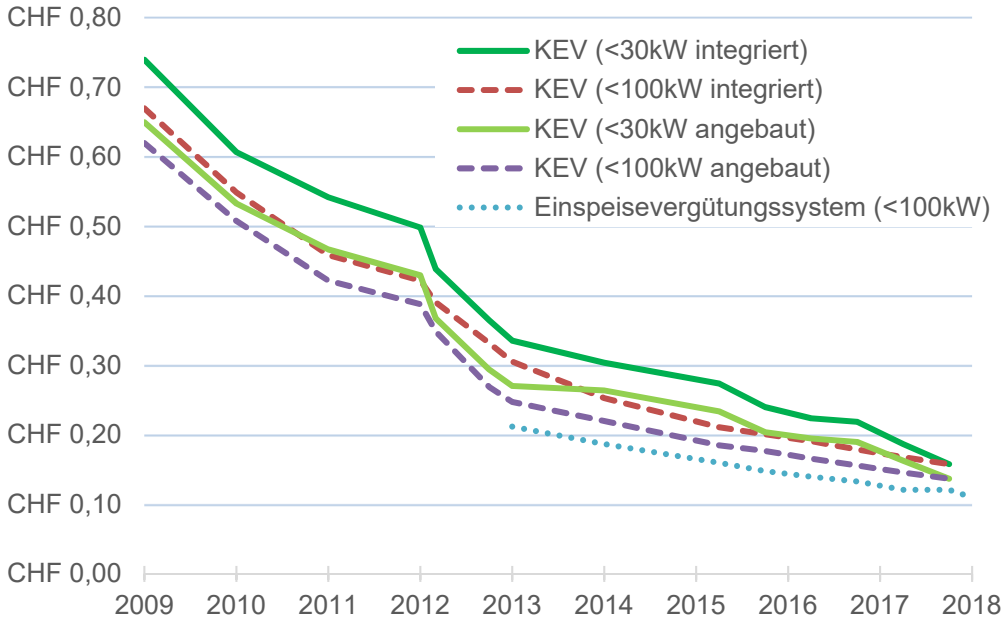


Die Höhe der Vergütung richtet sich, unabhängig vom Anmeldedatum, nach den im Erstellungsjahr der Anlage geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen. Diese müssen der jeweils effizientesten Technologie entsprechen. Abhängig von der gewählten Technologie, der Leistungsklasse sowie der Anlagekategorie (bei Photovoltaik freistehend/angebaut oder integriert) variieren die Vergütungssätze.[147] Als Einspeisetarif bleibt die Vergütung über einen Zeitraum von 20 bis

[145] HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 144.
[146] Quellen: Stiftung KEV, Geschäftsberichte 2009-2015.
[147] Art. 7*a* Abs. 2 Bst. a EnG i.V.m. den Anhängen 1.1-1.5 EnV.

25 Jahren gleich. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte sowie der zunehmenden Marktreife der Technologien ist aber für neue Anlagen ein Absenkpfad der Vergütungssätze vorgesehen.[148] Während also eine vor Ende 2009 in Betrieb genommene, angebaute Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 30 kW noch 65 Rp./kWh vergütet erhielt, beträgt der Satz für dieselbe Anlage mit Inbetriebnahme ab 1. Oktober 2017 (nur) noch 13,7 Rp./kWh.

Abb. 14: Vergütungssätze für Photovoltaik (2009-2018)[149]



Obige Abb. 14 macht nicht nur die drastische Senkung der Vergütungssätze in den letzten Jahren deutlich. Da die Sätze den Produzenten keine Renten vermitteln sollen, lässt sich auch schliessen, dass die Gestehungskosten der Produktion aus schweizerischen Photovoltaikanlagen tatsächlich stark gefallen sind. Generell besteht die Erwartung in Wissenschaft und Politik, dass sich die Gestehungskosten für Photovoltaikanlagen weiter absenken[150], sodass «die etablierten erneuerbaren Energien zwischen 2020 und 2030 im Netz wettbewerbsfähig

148 Art. 7*a* Abs. 2 EnG i.V.m. den Anhängen 1.1-1.5 EnV. Von der jährlichen Absenkung gemäss Ziffer 4 Anhang 1.2 EnV wurde bei PV nur zweimal Gebrauch gemacht. Ansonsten wurde die Absenkung durch formelle Verordnungsänderungen umgesetzt.

149 Quelle: Anhang 1.2 EnV in verschiedenen Fassungen sowie VE EnFV.

150 CREST, 5 f.

werden, was bedeutet, dass Subventionen und Befreiungen von der Bilanzausgleichsverantwortung degressiv abgeschafft werden sollten».[151] Für diese «Netzparität» müsste aber namentlich die Photovoltaik in der Schweiz die Kostenschwelle von 10 Rp./kWh deutlich unterschreiten (was der abflachende Kurvenverlauf nicht zwingend nahe legt). Gelingt der Photovoltaik die notwendige, weitere Kostensenkung nicht, so wird sie höchstens im Eigenverbrauchsmodell mit anderen Elektrizitätserzeugungsanlagen konkurrieren können (und zwar bloss aufgrund der dann erzielbaren Einsparungen von Netznutzungsentgelten).

Die Abnahme und Vergütung des Stroms wird von der Verantwortlichen für die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien – der Energie Pool Schweiz AG – administriert.[152] Die Bilanzverantwortliche teilt den abgenommenen Strom anteilsmässig den übrigen Bilanzgruppen zu; diese zahlen hierfür dem Netzzuschlagsfonds einen «Marktpreis» entsprechend dem Durchschnitt der Spotpreise an der Börse für das Marktgebiet Schweiz.[153] Die erneuerbare Elektrizität wird also nicht am Markt verkauft. Für die Finanzierung der Differenz zwischen dem ausbezahltem Einspeisetarif und dem festgelegtem «Marktpreis» erhebt die Swissgrid einen Zuschlag auf den Übertragungskosten der Hochspannungsnetze.[154] Den Zuschlag kann die Swissgrid auf die lokalen Netzbetreiber überwälzen, welche diesen wiederum mit den Netznutzungsentgelten ihren Endverbrauchern anlasten.[155] Bei sinkenden «Marktpreisen» können aufgrund des KEV-Systems also weniger Anlagen gefördert werden.[156]

---

151 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 108.

152 Art. 24 StromVV; BFE, Medienmitteilung vom 21. Juli 2008. Die Aufgaben der Bilanzverantwortlichen sind in einer Leistungsvereinbarung konkretisiert.

153 Art. 24 Abs. 5 EnV und Art. 3*b*bis Abs. 2 EnV.

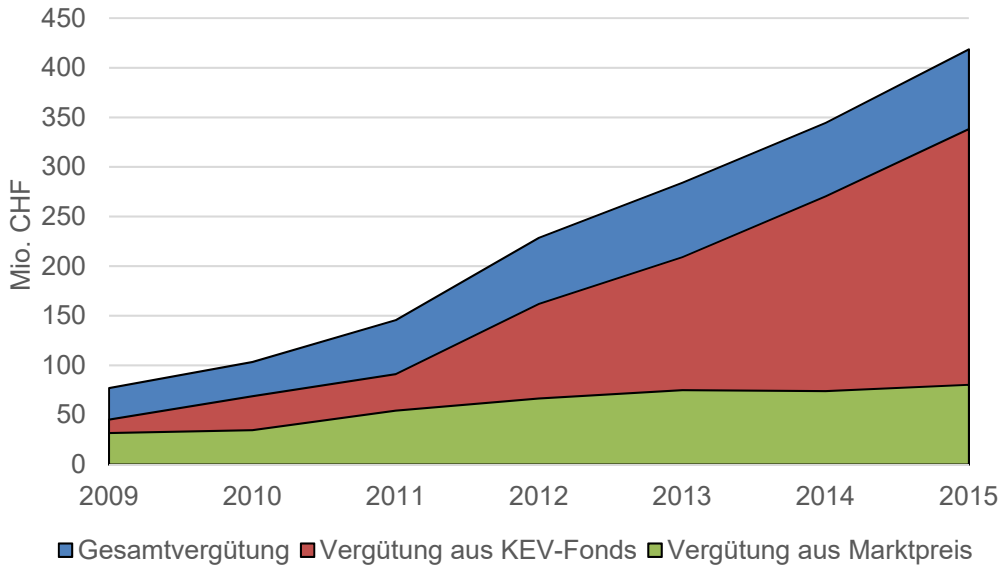
154 Art. 15*b* Abs. 1 EnG. Damit wird also der von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene Netzzuschlag weitergeführt (Art. 7 Abs. 7 EnG i.d.F. vom 21. März 2003).

155 Art. 15*b* Abs. 2 EnG.

156 SCHOLL, N 13.101.

Der von der Swissgrid erhobene Zuschlag auf die Übertragungskosten darf heute 1,5 Rp./kWh auf dem Endverbrauch pro Jahr nicht übersteigen.[157] Dies ergibt nach Schätzungen der Swissgrid eine Fördersumme von insgesamt CHF 850 Mio. für das Jahr 2017, wovon der grösste Teil für die KEV verwendet wird. Von 2009-2015 wurden auf diese Weise Fördergelder von insgesamt CHF 3'817 Mio. generiert (Abb. 15).

Abb. 15: Vergütungen an KEV-Produzenten (2009-2015)[158]



Da der Zuschlag für energieintensiv produzierende Betriebe eine Belastung darstellen kann, sind für diese Erleichterungen vorgesehen.[159] Die Erträge aus dem Zuschlag fliessen in einen Fonds der Swissgrid,[160] dessen Verwaltung der zu diesem Zweck gegründeten Stiftung KEV übertragen wurde. Der für die KEV bestimmte Fondsanteil wird an die Bilanzgruppenverantwortliche zur Entschädigung der Anlagenbetreiber überwiesen.

157 Art. 15*b* Abs. 4 EnG (der Maximalsatz wurde im Jahr 2017 erhoben).
158 Quellen: STIFTUNG KEV, Geschäftsberichte 2009-2015.
159 Art. 15*b* Abs. 3 EnG i.d.F. vom 23. März 2007; heute – in erweiterter Form – Art. 15*b*^{bis} EnG (Möglichkeit der vollumfänglichen Rückerstattung).
160 Art. 15*b* Abs. 5 EnG.

2.4.5. Einmalvergütung (2014)

Um einen Zubaustopp aufgrund der Begrenzung der Fördermittel (Gesamtkostendeckel) zu verhindern und die Warteliste abzubauen, hat das Parlament den Fördermechanismus der KEV mit der «Einmalvergütung» ergänzt.[161] Betreiber von Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 30 kW können danach statt der KEV einen einmaligen Investitionsbeitrag beanspruchen; dieser deckt höchstens 30 % der massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.[162] Inhaber von Anlagen zwischen 2 und 10 kW können nur die Eimalvergütung beantragen; kleinere Anlagen erhalten keine Förderung.[163] Attraktiv ist die Einmalvergütung für Anlagenbetreiber vor allem aufgrund der im Gesetz verankerten Eigenverbrauchsregelung: Durch diese können die Eigenverbraucher nicht nur Elektrizitätsbezugskosten, sondern in erheblichem Mass auch Netznutzungsentgelte einsparen.[164]

Eine angebaute Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 29,9 kW erhält heute als Einmalvergütung einen Grundbeitrag von CHF 1'400 und einen Leistungsbeitrag von CHF 450/kW, also insgesamt einen Investitionsbeitrag von CHF 14'855.[165] Auf diese Weise wurden im Jahr 2015 Investitionshilfen in Form der Einmalvergütung im Gesamtbetrag von CHF 105,4 Mio. ausbezahlt.

Mit der Einmalvergütung wurde der gesetzliche Maximalsatz für den Netzzuschlag auf 1,5 Rp./kWh erhöht. Die Möglichkeit zur Rückerstattung des Zuschlags für energieintensive Betriebe wurde ausgeweitet: Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 % der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten die bezahlten Zuschläge vollumfänglich zurück; weniger energieintensive Betriebe können die

---

161 UREK-N, Parlamentarische Initiative 12.400, 1673 ff.

162 Art. 7*a*^{bis} und 7*a*^{ter} EnG.

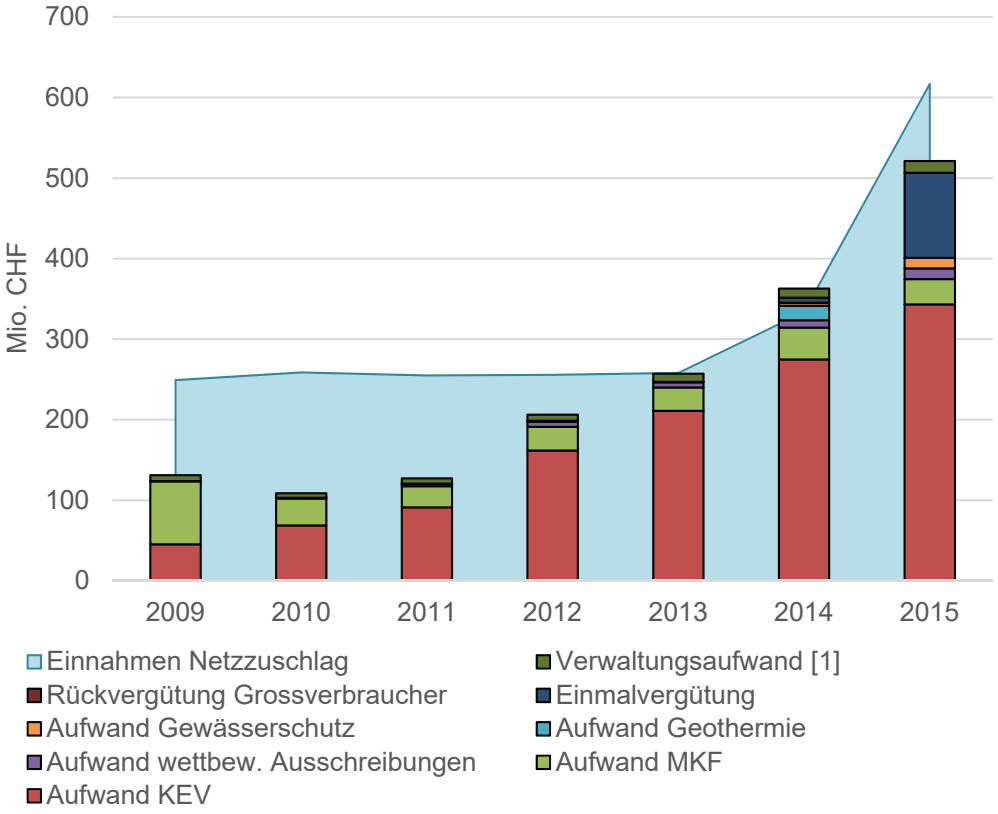
163 Art. 6*b* Abs. 3 EnV und Ziffer 3.3 Anhang 1.8 EnV.

164 Art. 7*a* Abs. 4bis EnG. Aufgrund der gesetzlich vorgegebenen Netztarifstruktur (Art. 18 StromVV) werden die Eigenverbraucher von anderen Endverbrauchern ohne Erzeugungsanlage quersubventionier. Sie tragen nicht die von ihnen verursachten Netzkosten; dazu HETTICH/WALTHER, Verteilnetz, 24 ff.

165 Beträge für Inbetriebnahmen zwischen dem 1. April 2017 und 31. März 2018; Ziff. 31 Anhang 1.8 EnV.

Zuschläge teilweise zurückfordern oder einen Härtefall geltend machen.[166] Solche Rückerstattungen an Grossverbraucher erreichten im Jahr 2015 einen Betrag von CHF 42,2 Mio. (Abb. 16).

Abb. 16: Verwendung des Netzzuschlags (2009-2015)[167]



[1] Die Position "Verwaltungskosten" wird ab der Jahresrechnung 2013 gegenüber den Vorjahren anders ausgewiesen und ist deshalb nur beschränkt vergleichbar.

166 Art. 15*b*bis und 15*b*ter EnG.

167 Quellen: STIFTUNG KEV, Geschäftsberichte 2009-2015; DIES., Jahresrechnung 2009-2011.

2.4.6. Einspeisevergütungssystem (2018)

Das am 30. September 2016 total revidierte Energiegesetz soll das Fördersystem optimieren und ergänzen. Mit 68'390 Unterschriften ist das Referendum gegen das Gesetz zustande gekommen; die Vorlage wurde am 21. Mai 2017 jedoch vom Volk deutlich angenommen. Der Ausgang des Referendums entschied dabei nicht nur das Schicksal der «Energiestrategie 2050». Die Abstimmung hat auch Impulswirkung für die Gestaltung des nachfolgend beschriebenen «Strommarkts nach 2020», dessen «Marktdesigns» Gegenstand dieses Buches sind. Das neue Energiegesetz soll am 1. Januar 2018 in Kraft treten. Aufgrund des engen Zeitplans sind schon am 2. Februar 2017 insgesamt neun Verordnungen in Vernehmlassung gegangen, die das Energiegesetz umsetzen sollen.[168]

Das revidierte Energiegesetz enthält eine ganze Reihe von Förderinstrumenten, die teilweise neu sind, teilweise aber auch etablierte Instrumente in modifizierter Form fortschreiben: Abnahme- und Vergütungspflicht für erneuerbare Energien und Eigenverbraucher[169]; Einspeisevergütungssystem[170]; Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen[171]; sowie besondere Unterstützungsmassnahmen v.a. für Wasserkraft und Geothermie.[172]

a) Abnahme- und Vergütungspflicht

Wie schon unter geltendem Recht haben Netzbetreiber die Pflicht, die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und zu

[168] Die Ergebnisse der Vernehmlassung, die vom 1. Februar bis 8. Mai 2017 angesetzt war, konnten hier nicht berücksichtigt werden. Die vorliegenden Ausführungen beziehen sich auf die Vernehmlassungsvorlagen: Energieverordnung (VE EnV); Energieförderungsverordnung (VE EnFV); Energieeffizienzverordnung (VE EnEV); Herkunftsnachweis-Verordnung (VE HKSV); Kernenergieverordnung (VE KEV); Stromversorgungsverordnung (VE StromVV); CO_2-Verordnung (VE CO_2-Verordnung); Gebührenverordnung im Energiebereich (VE GebV-En); Landesgeologieverordnung (VE LGeolV).

[169] Art. 15-18 revEnG.

[170] Art. 19-23 revEnG.

[171] Art. 24-29 revEnG.

[172] Art. 30-34 revEnG.

vergüten.[173] Die dem Produzenten zustehende Vergütung richtet sich, wenn sich die Parteien nicht einigen können, bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien «nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität».[174] Die Abnahmepflicht ist auf Anlagen mit einer Leistung bis 3 MW oder einer Nettojahresproduktion von 5'000 MWh begrenzt.[175] Betreiber grösserer Anlagen müssen ihre Elektrizität am Markt verkaufen. Anlagen im Einspeisevergütungssystem sind von der Bestimmung nicht erfasst, dafür aber Produzenten, die eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag in Anspruch genommen haben.

Fortgeschrieben wird das Recht der Produzenten zum Eigenverbrauch ihrer selbst erzeugten Energie.[176] Neu ausführlich geregelt wird das Recht zur Bildung von Eigenverbrauchsgemeinschaften.[177] Zugleich stärkt der Gesetzgeber die Stellung der Verteilnetzbetreiber gegenüber den Eigenverbrauchern, indem er eine verursachergerechtere Netzkostenanlastung zulässt und die von den normalen Haushalten heute geleistete Quersubventionierung im Netz mildert.[178] In offensichtlichem Widerspruch zum Gesetzestext will der Bundesrat aber nur eine Kundengruppe für alle Endverbraucher mit einer Anschlussleistung bis 15 kVA erlauben, egal ob diese über eine Produktionsanlage oder gar einen eigenen Speicher verfügen.[179] Damit würden die

[173] Art. 15 Abs. 1 revEnG. Die Bestimmung schreibt Art. 7 EnG modifiziert fort.

[174] Art. 15 Abs. 3 Bst. a revEnG; heute Art. 2*b* EnV. Der Bundesrat strebte eine Preisorientierung vor allem am Terminmarkt an (BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7669; dazu schon Verfügung 220-00007 der ElCom vom 19. April 2016). Art. 13 Abs. 1 VE EnV scheint darüber hinauszugehen und eine übermarktliche Entschädigung anzustreben.

[175] Gemäss BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7667 f., soll also vor allem die schwächere Position eines Produzenten mit geringer Produktion ausgeglichen werden. Allerdings schliesst die Grenze auch grössere Produzenten wie die Windenergieanlage in Haldenstein ein (Nabenhöhe 119 m, Rotordurchmesser 112 m), die bei einer Leistung von 3 MW eine Produktionserwartung von 4'500 MWh aufweist.

[176] Art. 16 revEnG; siehe heute Art. 7 Abs. 2bis und Art. 7*a* Abs. 4bis EnG.

[177] Art. 17 und 18 revEnG (die Branche spricht von einer «kleinen Marktöffnung»).

[178] Art. 14 Abs. 3 Bst. c und e StromVG i.d.F. des revEnG vom 30. September 2016. Die Anlastung der Netzkosten war bis zuletzt im Parlament umstritten; grundsätzlich zielten jedoch alle im späteren Verlauf der Debatte eingebrachten Anträge darauf ab, den Eigenverbrauchern die Netzkosten mit Blick auf die von ihnen beanspruchte Leistung (und damit die effektiven Kosten) verursachergerechter anzulasten (AB 2015 S 1036; AB 2016 N 104 ff.). Der Ständerat hat sich dem angeschlossen (AB 2016 S 683).

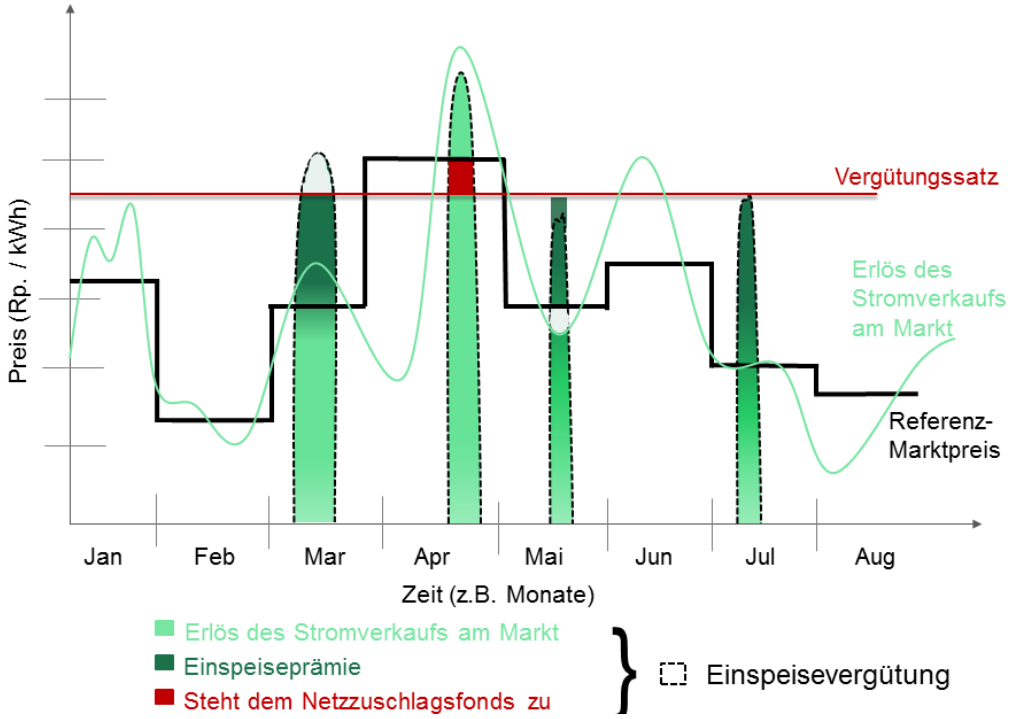
[179] Zur Problematik HETTICH/WALTHER, Verteilnetz, 24 ff.

Netzkosten wie heute nicht nach ökonomischen, sondern nach (regressiven) verteilungspolitischen Gesichtspunkten angelastet.

b) Einspeisevergütungssystem

Das modifizierte Einspeisevergütungssystem beinhaltet einen Wechsel von fixen Einspeisetarifen zu flexiblen Einspeiseprämien. Grundsätzlich gilt, dass die Produzenten ihre Elektrizität selbst am Markt verkaufen. Zusätzlich zum erzielten Erlös erhalten sie für die eingespeiste Elektrizität eine Prämie, die sich aus der Differenz zwischen einem festen, anlagespezifischen Vergütungssatz und einem für einen bestimmten Zeitraum gemittelten «Referenz-Marktpreis» ergibt. Das System belohnt so Produzenten, die ihre Elektrizität nachfrageorientiert einspeisen, da diese bei hohen (effektiven) Marktpreisen Mehrerlöse erzielen können bzw. bei tiefen Preisen Mindererlöse befürchten müssen. Einspeiseprämien gelten daher als «marktnah», wobei diese Marktnähe ein sehr komplexes «Marktdesign» zur Folge hat.

Abb. 17: Einspeiseprämien (Schema)[180]



[180] Quelle: Grafik aus BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7674.

Am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können Anlagen, die Elektrizität aus Wasserkraft (1-10 MW), Sonnenenergie (ab 30 kW), Windenergie, Geothermie und Biomasse (ohne KVA und ARA) erzeugen. Das System erfasst nur Neuanlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden.[181] Da die bisherigen Förderzusagen eingehalten und die bestehende Warteliste abgebaut werden soll, dürfte die Anzahl neuer Anlagen im Einspeisevergütungssystem – namentlich im Bereich Photovoltaik – begrenzt sein.[182]

Herzstück des neuen Einspeisevergütungssystems ist die Pflicht zur Direktvermarktung: Die Produzenten verkaufen ihre Elektrizität selbst und sind damit den Preissignalen des Marktes ausgesetzt (Abb. 17).[183] Von dieser Pflicht kann der Bundesrat kleinere Anlagen ausnehmen; für diese Anlagen gilt ein ähnliches System wie bisher, da sie ungeachtet des Zeitpunkts ihrer Einspeisung den Referenz-Marktpreis und die Einspeiseprämie (voller Vergütungssatz) erhalten.[184] Nach dem Willen des Bundesrates sollen Anlagen mit einer Leistung unter 30 kW ihre Elektrizität nicht selbst vermarkten müssen; im Falle von Photovoltaikanlagen können diese Anlagen aber ohnehin nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen.[185] Betreibern von Anlagen mit KEV ist der Wechsel in die Direktvermarktung grundsätzlich freigestellt; KEV-Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW sollen jedoch zwingend in die Direktvermarktung wechseln müssen.[186]

Der Referenzmarktpreis soll die grundsätzlich erzielbaren Markterlöse reflektieren, ist aber lediglich ein über einen bestimmten Zeitraum (Vierteljahr) gemittelter Marktpreis.[187] Als Abgeltung des «ökologischen Mehrwerts» überbrückt schliesslich die Einspeiseprämie die

[181] Art. 19 Abs. 1-3 revEnG. Der Bundesrat möchte nur grosse Photovoltaikanlagen (ab 100 kW) am Einspeisevergütungssystem teilnehmen lassen (Art. 14 VE EnFV).

[182] Art. 72 revEnG, wo zwischen Anlagen im KEV-System, Anlagen mit «positivem Bescheid» und Anlagen mit «Wartelistenbescheid» unterschieden wird.

[183] Art. 21 Abs. 1 EnG; Übergangsfrist nach Art. 109 VE EnFV.

[184] Art. 21 Abs. 2 und 3 revEnG; dazu BFE, Faktenblatt ES 2050, 5; FRONTIER ECONOMICS/POLYNOMICS, 23.

[185] Art. 15 Abs. 1 VE EnFV.

[186] Art. 15 Abs. 2 VE EnFV.

[187] Art. 23 EnG und Art. 16 VE EnFV (mit differenzierten Preisen für Photovoltaikanlagen).

Spanne vom Referenzmarktpreis zum Vergütungssatz; letzterer orientiert sich wie bis anhin an den Gestehungskosten von Referenzanlagen.[188] So soll bspw. für Photovoltaikanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2018 ungeachtet des Anlagetyps und der Leistungsklasse ein Vergütungssatz von 11 Rp./kWh gelten; die Vergütungsdauer beträgt noch 15 Jahre.[189]

c) Investitionsbeitrag

Erzeugungsanlagen, die nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (wollen oder dürfen), können stattdessen einen Investitionsbeitrag beanspruchen. Dieser wurde gegenüber dem heutigen Recht stark ausgebaut: Anspruchsberechtigt sind Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke[190] sowie Biomasseanlagen (inkl. KVA und ARA).

Aufgrund der schon absehbaren Wartelisten für das neue Vergütungssystem möchte der Bundesrat die Einmalvergütung für Photovoltaik-Erzeuger aller Leistungsklassen öffnen; der Gesetzgeber hat diese Förderung an sich für kleine Photovoltaikanlagen von bis zu 30 kW vorgesehen.[191] Die Obergrenze für die Einmalvergütung soll nach dem Willen des Bundesrates neu bei 50 MW liegen.[192] Ob der Bundesrat den vom Gesetzgeber gezogenen Rahmen hier nicht sprengt? Die heute grösste Photovoltaikanlage der Schweiz weist lediglich eine Leistung von 7,8 MW auf.[193] Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen beträgt höchstens 30 % der Investitionskosten von Referenzanlagen.[194] Ausbezahlt werden ein Grundbeitrag und ein

[188] Art. 21 f. EnG und Art. 16 ff. VE EnFV.
[189] Ziffer 2 und 3 Anhang 1.2 VE EnFV.
[190] Gemäss Art. 24 Abs. 1 Bst. b revEnG sind dies Anlagen von mehr als 10 MW bei Neuanlagen und von mehr als 300 kW bei Erweiterungen.
[191] Zu den Gründen BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 29 (das Verordnungspaket vorwegnehmend).
[192] Art. 24 Abs. 1 Bst. a revEnG erfasst als Regel Anlagen bis 30 kW. Der Bundesrat will Anlagen von 2 kW bis 50 MW die Einmalvergütung ermöglichen (Art. 40 VE EnFV). Betreiber von Anlagen zwischen einer Leistung von 100 kW bis 50 MW haben ein Wahlrecht zwischen Einmalvergütung und Einspeiseprämie (Art. 9 VE EnFV).
[193] MIGROS, Medienmitteilung vom 17. Oktober 2016.
[194] Art. 7*a*^{ter} Abs. 1 EnG und Art. 25 revEnG.

Leistungsbeitrag.[195] Für angebaute und freistehende Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. April 2018 beträgt der Grundbeitrag CHF 1'400 und der Leistungsbeitrag CHF 400 pro kW.[196]

Der Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen wird im Einzelfall bestimmt und beträgt abhängig von der Leistung zwischen 40 und 60 % der anrechenbaren Investitionskosten.[197] Der Beitrag für Biomasseanlagen beträgt höchstens 20 % der Investitionskosten.[198]

d) Besondere Unterstützungsmassnahmen

Aufgrund der schon beschriebenen, desolaten Lage der Wasserkraft hat das Parlament als besondere Unterstützungsmassnahme eine «Marktprämie» für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen vorgesehen. Anlagen mit einer Leistung über 10 MW können, wenn sie ihre Elektrizität unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktprämie in der Höhe von höchstens 1,0 Rp./kWh in Anspruch nehmen.[199] Wie bis anhin werden den Inhabern einer Wasserkraftanlage die Kosten für Sanierungsmassnahmen nach Art. 83*a* GSchG und Art. 10 BGF vollumfänglich erstattet.[200]

e) Netzzuschlag

Die Fördermassnahmen werden wie bisher durch einen Zuschlag auf das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz finanziert. Grenzen für einzelne Verwendungen bestehen von Gesetzes wegen bzw. werden vom Bundesrat festgelegt.[201] Der Netzzuschlag wird durch eine Tochtergesellschaft der Swissgrid («Vollzugstelle») von den

[195] Ziff. 3.1 Anhang 1.8 EnV und in Ziff. 2 Anhang 2.1. VE EnFV.

[196] Ziff. 3.1 Anhang 1.8 EnV und Ziff. 2 Anhang 2.1 VE EnFV, für die integrierten Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. April 2018 beträgt der Grundbeitrag CHF 1'600 und der Leistungsbeitrag CHF 460 pro kW.

[197] Art. 26 revEnG.

[198] Art. 27 revEnG.

[199] Art. 30 Abs. 1 revEnG. Die Marktprämie kann auf Eigner und Elektrizitätsversorger verschoben werden, womit den Strukturen der Partnerwerke und der grossen Energieunternehmen entgegengekommen werden soll.

[200] Art. 34 revEnG.

[201] Art. 36 revEnG.

Netzbetreibern erhoben, die den Zuschlag auf die Endverbraucher überwälzen können.[202] Grossverbraucher können den Netzzuschlag wie bis anhin ganz oder teilweise zurückfordern; im Gegenzug müssen sie Zielvereinbarungen zur Effizienzsteigerung abschliessen.[203]

Der Netzzuschlag beträgt höchstens 2,3 Rp./kWh und wird vom Bundesrat bedarfsgerecht festgelegt.[204] Gemäss den Übergangsbestimmungen steigt der Netzzuschlag im Jahr nach dem Inkrafttreten (voraussichtlich am 1. Januar 2019) auf das gesetzliche Maximum an und verbleibt auf dieser Höhe, bis der Mittelbedarf abnimmt.[205] Das Auslaufen der Verpflichtungen ist wie folgt geregelt: Neue Verpflichtungen im Einspeisevergütungssystem dürfen ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes nicht mehr eingegangen werden; ab dann können auch keine Marktprämien für die Grosswasserkraft mehr ausgerichtet werden.[206] Ab dem 1. Januar 2031 dürfen keine Einmalvergütungen, keine Investitionsbeiträge, keine Gelder für wettbewerbliche Ausschreibungen und keine Geothermie-Beiträge mehr gesprochen werden.[207]

Das vom BFE für die UREK-S erstellte Zubaumodell vom 19. August 2015 (Abb. 18) liesse eigentlich eine Schätzung der Kosten für die Fördermassnahmen bis 2045 zu. Die Einsicht in die Rohdaten des umseitigen Diagramms wurde den Autoren allerdings verwehrt.[208] Die folgenden Ausführungen beruhen also auf einer groben Schätzung, wobei freilich auch ein präziseres Modell aufgrund des langen Prognosezeitraums mit Unsicherheiten verbunden wäre.

---

202 Art. 35 Abs. 1 revEnG. Der Netzzuschlag finanziert nicht nur die Fördergelder gemäss revEnG, sondern auch die Förderzusagen früherer Erlasse, wie bspw. die kostendeckende Einspeisevergütung und die Mehrkostenfinanzierung (Art. 35 Abs. 2 revEnG).

203 Art. 39 ff. revEnG.

204 Art. 35 Abs. 3 revEnG.

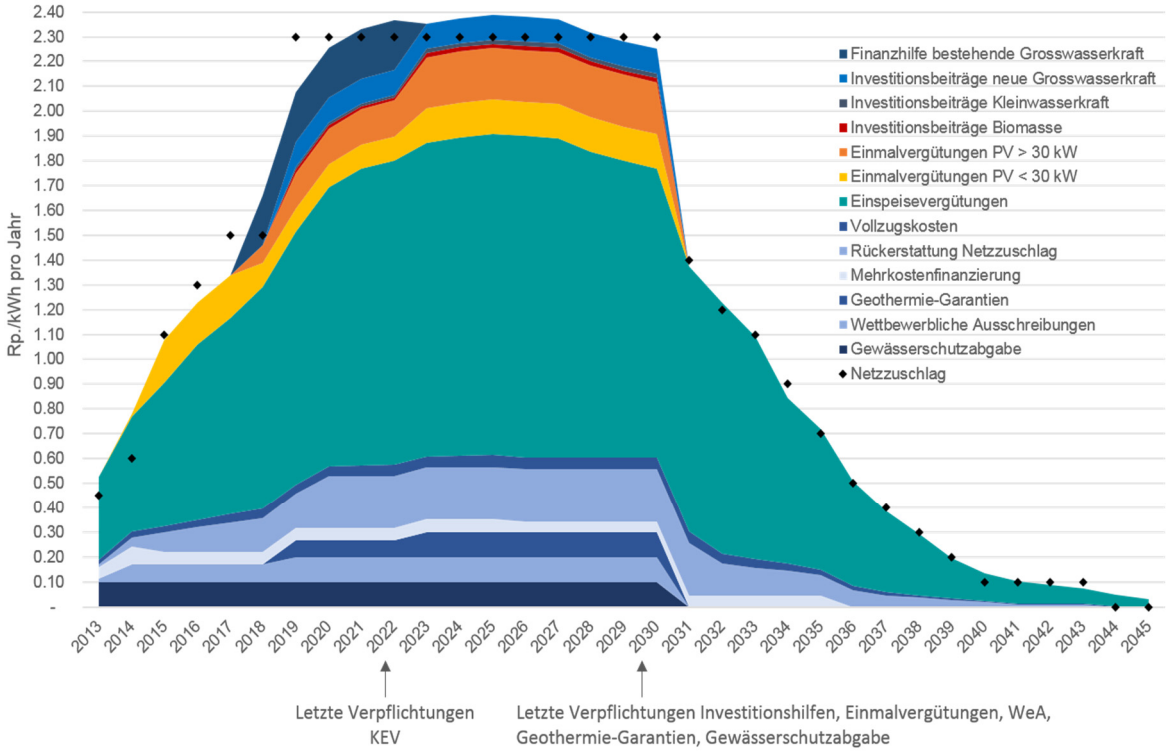
205 Art. 72 Abs. 6 revEnG.

206 Bei Inkrafttreten des revEnG am 1. Januar 2018 kann die Marktprämie für die Grosswasserkraft (Art. 30 GSchG) letztmals im Jahr 2022 für Gesuche im Jahr 2021 ausgerichtet werden (Art. 110 VE EnFV). Verpflichtungen für die Einspeisevergütung können entsprechend bis zum 31. Dezember 2022 eingegangen werden.

207 Art. 38 revEnG.

208 Im Lichte der Rechtsprechung zum Öffentlichkeitsprinzip nach Art. 6 f. BGÖ – siehe nur BGer 1C_14/2016 vom 23. Juni 2016 zu einer Outlook-Agenda – erscheint den Autoren die vorliegende Verweigerung des Zugangs klar als rechtswidrig.

Abb. 18: Förderkosten gemäss Modell UREK-S[209]



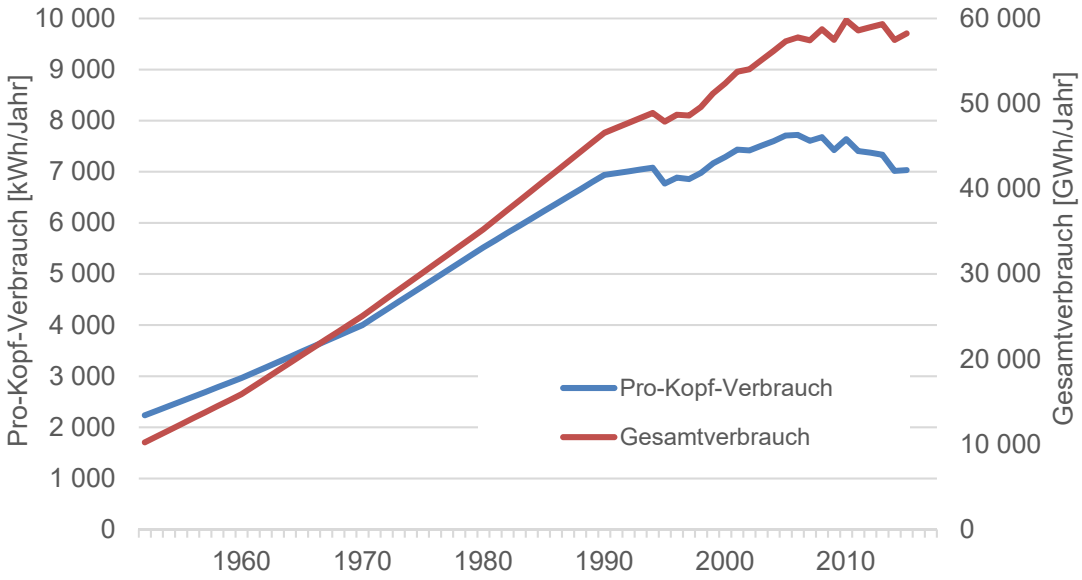
Gemäss den Annahmen des BFE steigt der Netzzuschlag ab 2019 auf das Maximum von 2,3 Rp./kWh und verbleibt auf dieser Höhe bis 2030; ab dann sinkt der Zuschlag ab, bis er im Jahr 2044 auf null sinkt. Sodann lässt sich auf Basis der historischen Erträge errechnen, dass der Netzzuschlag pro 0,1 Rp./kWh ein Steueraufkommen von durchschnittlich CHF 56,56 Mio. generiert (Minium CHF 55,37 Mio., Maximum 57,50 Mio.). Die geringen Schwankungen erstaunen aufgrund der preisunelastischen Nachfrage nach Elektrizität nicht; der Zuschlag ist ja auch keine Lenkungssteuer, sondern eine Zwecksteuer.[210] Als solche hat er kaum Einfluss auf den Elektrizitätsverbrauch, zumal die

[209] Quelle: BFE, Förderung: Zubau und Kosten gemäss Modell UREK-S.

[210] Der BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7741 ist der Ansicht, dass der Netzzuschlag «als Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck ausgestaltet [ist], mit der Sonderlasten und daraus resultierende Wettbewerbsnachteile ausgeglichen werden sollen, die einzelne Wettbewerbsteilnehmer (vorliegend Netzbetreiber) auf sich nehmen, um gesetzlich umschriebene Ziele oder gesetzliche Pflichten zu erfüllen (hier insbesondere die Pflicht zur Abnahme von Elektrizität aus erneuerbaren Energien)». Nach der etablierten Dogmatik wäre von einer Steuer auszugehen; HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 153 ff.

energieintensiven Betriebe ohnehin Erleichterungen geniessen. Nach dieser Rechnung generiert der Zuschlag im Maximum ein Steueraufkommen von CHF 1'300 Mio. (bei 2,3 Rp./kWh). Im Zeitraum von 2009 bis 2045 können so – falls der Elektrizitätsgesamtverbrauch tatsächlich stabilisiert werden kann (Abb. 19)[211] – Subventionen von gesamthaft CHF 24'290 Mio. für die erneuerbare Elektrizitätsproduktion ausbezahlt werden (Unsicherheit von ± CHF 500 Mio.).[212]

Abb. 19: Elektrizitäts-Endverbrauch Schweiz (1950-2015)[213]



[211] Der BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7594, strebt einen Stromgesamtverbrauch von 55 TWh und einen Landesverbrauch von 59,9 TWh im Jahr 2035 an (dies entspricht in groben Zügen der Situation 2015 und 2016, als 58,2 TWh verbraucht wurden). Aufgrund des mutmasslichen Bevölkerungswachstums bedingt die Stabilisierung des Verbrauchs den in Art. 3 Abs. 2 revEnG festgelegten Absenkpfad im Verbrauch pro Person und Jahr (3 % bis 2020; 13 % bis 2035).

[212] Die aus dem Netzzuschlag resultierende Abgabelast ist nicht zu verwechseln mit den Gesamtkosten der Energiestrategie 2050, die anders zu rechnen und vor allem von den noch zu beschliessenden Folgemassnahmen abhängig wären («zweites Massnahmenpaket»); vgl. dazu die sehr unterschiedlichen Gegenüberstellungen in BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7727 ff. und BORNER et al., 1 ff.

[213] Quelle: BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, Tabelle 20.

2.4.7. «Strommarkt nach 2020»

In einem zweiten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 beabsichtigte der Bundesrat zunächst die schrittweise Ablösung der heutigen Förderinstrumente durch ein «Klima- und Energielenkungssystem» (KELS); dieses sollte in der Hauptsache auf Klima- und Stromabgaben beruhen (reine Lenkungsabgaben).[214] Das KELS ist mittlerweile gescheitert.[215]

Ungeachtet des KELS forderte die UREK-S vom Bundesrat schon im April 2016 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells zur Ablösung der Fördermassnahmen; sie verankerte diesen Auftrag auch im revidierten Energiegesetz.[216] Die UREK-N erteilte dem UVEK zusätzlich den Auftrag, in diesem Bericht auch Fragen der Stromversorgungssicherheit zu behandeln. Mit der Auslegeordnung «Strommarkt nach 2020» liegt dieser Bericht nun vor.

Bei der damit wahrscheinlichen Umsetzung eines alternativen Marktdesigns ab 2023 sind früher gemachte Förderzusagen aufgrund des Vertrauensschutzes weiter einzuhalten. Damit werden noch für eine längere Zeit Anlagen, die mit verschiedensten Instrumenten subventioniert wurden, sowohl untereinander als auch mit nichtgeförderten Anlagen in Konkurrenz stehen (siehe obige Abb. 18). Darüber hinaus stehen die inländischen Erzeugungsanlagen im Wettbewerb mit ausländischen Anlagen, die ebenfalls durch unterschiedlichste Regimes sowohl direkt wie indirekt unterstützt werden. In dieser Situation ein neues Marktdesign umzusetzen, das wettbewerbliche Impulse nicht gänzlich unterdrückt, ist herausfordernd.

Als mögliche zukünftige «Marktdesigns» diskutiert der Bericht eine differenzierte Stromabgabe («Dreckstromabgabe»), Quotenmodelle mit oder ohne Einbezug bestehender Anlagen, Auktionen (Ausschreibungen) sowie verschiedene Instrumente zum Erhalt und Ausbau von

---

214 BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7877 ff.; dazu umfassend CAMENISCH, 1 ff.

215 Die UREK-N ist am 31. Januar 2017 auf die Vorlage des Bundesrates mit einstimmigen Entscheid nicht eingetreten. Diesem Entscheid ist der Nationalrat am 8. März 2017 und nun die UREK-S am 7. April 2017 (letztere ohne Gegenstimme) gefolgt.

216 Art. 30 Abs. 5 revEnG.

Kraftwerkskapazitäten (Marktprämienmodell, Abgeltung für strategische Speicherreserven, Kapazitätsmechanismen). Diejenigen Instrumente, welche der Internalisierung negativer Externalitäten dienen sollen, werden auch vorliegend diskutiert, ergänzt um eine eingehende juristische Einschätzung der Realisierbarkeit.

3. Fördersysteme aus ökonomischer Sicht

Die nachfolgende Modellauswahl orientiert sich an den klassischen «marktbasierten» Instrumenten der Preis- und Mengensteuerung zur Internalisierung negativer Externalitäten, d.h. Subventionen, Zertifikatehandel mit Quotenverpflichtung, wettbewerbliche Ausschreibungen sowie Lenkungsabgaben (Pigou-Steuern).[217]

3.1. Einspeisetarife und -prämien

3.1.1. Funktionsweise

Einspeisevergütungen können als fixe Einspeisetarife oder als variable Einspeiseprämien ausbezahlt werden. Mit Einspeiseprämien werden die Marktpreisrisiken ganz oder teilweise dem Investor belassen, um diesem Anreize zur nachfragegerechten Einspeisung der von ihm produzierten Elektrizität zu geben. Variable Einspeiseprämien gelten deshalb als «marktnah».

Stromproduzenten erhalten mit den Einspeisetarifen eine Subvention in Form einer festen Vergütung pro produzierte Einheit Strom aus erneuerbaren Energien.[218] Von der Konzeption her soll die Vergütung so bemessen werden, dass ein Produzent seine (vollen) Produktionskosten decken kann und seinen Strom nicht zu den mutmasslich tieferen Marktpreisen verkaufen muss. Marktakteure erhalten so einen offensichtlichen Anreiz, in Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen zu investieren.[219]

Strebt das Gemeinwesen eine reine Preissteuerung an, so lässt es die insgesamt ausgerichtete Subventionshöhe wie auch die schliesslich

[217] Vgl. BAUMOL/OATES, Theory, 57 ff., 155 ff.; VISCUSI/HARRINGTON/VERNON, 758 ff.; ENDRES, 102 ff.; STURM/VOGT, 63 ff.; ERDMANN/ZWEIFEL, 160 ff.; HAAS et al., Historical Review, 1011 ff.; HETTICH, N 294 ff. m.w.H.

[218] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 26; MENANTEAU/FINON/LAMY, 802.

[219] HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 162 f.

produzierte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien offen. Fixiert es dagegen die maximale Subventionshöhe vorgängig (sog. Kostendeckel), so ist lediglich noch die Menge des mit den Fördermitteln produzierten erneuerbaren Stroms variabel.[220]

Zur Abnahme des so erzeugten Stroms müssen die Netzbetreiber verpflichtet werden, die Einspeisung zuzulassen und den Strom zum Einspeisetarif zu übernehmen.[221] Die Abnahmepflicht der Netzbetreiber und die garantierte Vergütung haben zur Folge, dass die Stromproduzenten weder Vermarktungsrisiken tragen noch Strompreisschwankungen unterworfen sind.[222] So kommt es, dass die geförderten Produzenten auch bei negativen Marktpreisen weiter Strom einspeisen («*produce and forget*»). Da ein Investor also kaum mehr Risiken trägt, sind Einspeisetarife hinsichtlich des Zubaus von erneuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen ungemein effektiv, und zugleich kostspielig. Finanziert werden die Förderkosten entweder über allgemeine Steuern oder über einen Zuschlag auf die Elektrizitätspreise.[223]

Um Produzenten erneuerbarer Elektrizität besser in den Strommarkt zu integrieren und Anreize zu schaffen, die Stromerzeugung an der tatsächlichen Stromnachfrage auszurichten, können Einspeisevergütungssysteme flexibilisiert werden. Bei einer Direktvermarktungspflicht müssen die Produzenten ihren Strom selbst am Markt verkaufen.[224] Anstatt einer fixen Vergütung, die keinerlei Anreize zur nachfragegerechten Produktion vermittelt, erhalten die Produzenten dann eine nach Anlage differenzierte Prämie zusätzlich zum erzielten Marktpreis.[225] Indem die Prämie bei negativen Preisen auf null reduziert wird, werden die finanziellen Anreize zur kontinuierlichen Einspeisung zumindest vermindert.[226]

---

220 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 237.

221 BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 24; vgl. dazu die Regelung in Art. 7*a* Abs. 1 EnG.

222 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 26 f.; BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1623; MENANTEAU/FINON/LAMY, 806.

223 MENANTEAU/FINON/LAMY, 802; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 27.

224 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 229, 297 ff.

225 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 297 ff. sowie DERS., Energie 2015, N 204.

226 Vgl. etwa MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 205 f., zur deutschen Regelung für Neuanlagen ab 2016.

3.1.2. Exemplarische Bestandsaufnahme

Die Schweiz hat am 1. Januar 2009 eine «kostendeckende Einspeisevergütung» (KEV) in Form eines Einspeisetarifs eingeführt.[227] Als Vorbild für dieses Fördersystem diente die Regelung in Deutschland, die jedoch mittlerweile in Richtung eines Systems mit Ausschreibungen modifiziert wurde.[228] Der Einspeisetarif soll dazu beitragen, dass die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien von 2000 bis 2030 um mindestens 5,4 TWh erhöht werden kann.[229] Damit würde der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien am gesamten inländischen Stromendverbrauch von 67 auf 77 % erhöht.[230]

Mit der KEV gefördert wird die Stromproduktion aus Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft und Biomasse.[231] Die Förderung erfolgt technologiespezifisch und wird nach weiteren technischen Kriterien, wie Anlagekategorie oder Leistungsklasse, ausbezahlt.[232] In der Höhe richtet sie sich grundsätzlich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen, die der jeweils effizientesten Technologie entsprechen.[233] Die Vergütungsdauer beträgt zwischen 20-25 Jahre für Kleinwasserkraftanlagen, Photovoltaik, Windenergie und Geothermie und zwischen 10-20 Jahre für Biomasseanlagen.[234] Aufgrund der erwarteten technologischen Entwicklung und der zunehmenden Marktreife der Technologien unterliegen die Vergütungen für neue Anlagen einer festgelegten Tarif-Degression.[235] Diese gilt jeweils für die neu angemeldeten Anlagen.[236] Der zum Zeitpunkt der Erstellung geltende Vergütungssatz bleibt aber für die Anlage über die gesamte Vergütungsdauer

[227] RIEDER et al., 23. Dazu ausführlich oben Abschnitt 2.4.4.
[228] Siehe unten Abschnitt 3.3.2.
[229] Art. 1 Abs. 3 EnG, davon kann der BR einen Anteil bis zu 10 % von Elektrizität aus ausländischer Produktion anrechnen.
[230] BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1667.
[231] Art. 7*a* Abs. 1 EnG.
[232] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 134.
[233] Art 7*a* Abs. 2 EnG.
[234] Anhang 1.1-1.5 der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV, SR 730.01).
[235] Art. 3*e* Abs. 1 EnV; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 132.
[236] Art. 3*e* Abs. 3 EnV; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 132.

gleich.[237] Für KEV-Anlagen gilt der ökologische Mehrwert (z.B. Labels, Zertifikate) als abgegolten; eine Vermarktung des Mehrwerts ist ausgeschlossen.[238]

Eine Besonderheit stellt die Begrenzung der maximalen Fördermittel über einen Gesamtkostendeckel dar.[239] Dieser hat auf den Zubau an Anlagen eine dämpfende Wirkung, verhindert aber zugleich grössere Kostensteigerungen für diejenigen Stromverbraucher, welche die Fördermittel finanzieren müssen.[240] Die Deckelung ergibt sich, weil der Zuschlag (heute) 1.5 Rp./kWh auf dem Endverbrauch pro Jahr nicht übersteigen darf.[241] Bei einem Zuschlag von noch 1.1 Rp./kWh im Jahr 2015 ergab sich ein Förderbetrag von ca. CHF 617 Mio., wovon rund CHF 419 Mio. auf die KEV entfielen.[242] Innerhalb der KEV gibt das Gesetz maximale Förderbeträge für jede Erzeugungstechnologie vor, damit die am schnellsten realisierbaren Anlagen nicht übermässig viele Fördermittel beanspruchen.[243]

Gemäss der Elektrizitätsstatistik des BFE für das Jahr 2015 betrug der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien am gesamten inländischen Stromendverbrauch 64.2 %.[244] Weil der Zubau an erneuerbaren Energien mit der Zunahme des Stromendverbrauchs seit dem Jahr 2000 nicht Schritt gehalten hat, ist die Schweiz von der Erreichung des gesteckten Ziels von 77 % Erneuerbaren im Jahr 2030 noch relativ weit entfernt.

237 Art. 3*b* Abs. 1bis EnV.
238 RIEDER et al., 27.
239 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 132.
240 Vgl. BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1623.
241 Art. 15*b* Abs. 4 EnG.
242 STIFTUNG KEV, Geschäftsbericht 2015, 4, 10.
243 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 132: So dürfen nach Art. 7*a* Abs. 4 EnG max. 50 % der Summe der Zuschläge für die Wasserkraft und 30 % für alle anderen Technologien – solange die ungedeckten Kosten weniger als 30 Rp./kWh betragen – beansprucht werden.
244 BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 3.

3.1.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte

a) Effektivität

Einspeisevergütungen in Form von Einspeisetarifen und -prämien gelten aufgrund des geringen Risikos für Investoren als sehr effektive Förderinstrumente.[245] Die Produzenten erhalten eine weitgehend risikolose Rendite, da die erzeugte Strommenge vom Netzbetreiber zu einem langfristig festen Preis abgenommen werden muss; zudem muss dem Netzbetreiber kein spezifisches Lastprofil abgeliefert werden.[246] Die Produzenten unterliegen keinem Preis-, Volumen-, oder Balancing-Risiko.[247]

Die Treffsicherheit von Einspeisevergütungen bei der Zielerreichung ist betreffend den Gesamtumfang der Förderung und den Gesamtzubau mit Erzeugungsanlagen eingeschränkt.[248] In der Theorie wird die Gesamtheit an Produzenten solange Erzeugungsanlagen bauen, bis die Grenzkosten der letzten installierten Anlage dem Vergütungssatz entsprechen.[249] In der Praxis sind dem Gesetzgeber aber die Grenzkostenverläufe nicht genau bekannt. Er kann lediglich im Nachhinein feststellen, wieviel erneuerbarer Strom bei welchem Strompreis produziert wurde.[250] Zu hohe Vergütungssätze führen folglich zu einer Überförderung, während zu tiefe Sätze eine Verfehlung der Ausbauziele bewirken.[251] Der Gesamtumfang der Förderung kann nur durch eine Deckelung der Fördermittel wirksam begrenzt werden.[252]

Längerfristig können bei den Grenzkostenverläufen Informationsdefizite durch den technologischen Fortschritt entstehen.[253] Vor allem die Kosten der Errichtung einer Produktionsanlage unterliegen infolge

[245] LÜTHI/WÜSTENHAGEN, 1002; VERBRUGGEN/LAUBER, 639; vgl. auch MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 301; HAAS et al., Historical Review, 1026; RUSCHE, 49.
[246] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 42 f.; MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 301.
[247] MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 301.
[248] MONOPOLKOMMISSION 2013, 135.
[249] MENANTEAU/FINON/LAMY, 802.
[250] Zum Ganzen HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 41.
[251] VAN DER LINDEN et al., 13.
[252] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 41 f.
[253] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 41 f.

von Skaleneffekten, Überkapazitäten oder Politikänderungen anderer Staaten (z.B. in der Herstellung von Anlagen) starken Veränderungen.[254] Tiefere Grenzkosten steigern zwar die Effektivität einer Einspeisevergütung, da dann auch die produzierte Strommenge ansteigt. Die Treffsicherheit wird jedoch vermindert.[255] Aus diesem Grund unterliegen die Vergütungssätze häufig einem Absenkpfad.[256]

b) Effizienz

Theoretisch sind Einspeisevergütungen kosteneffizient, sofern die Vergütungssätze pro Technologie vom Gesetzgeber in der optimalen Höhe angesetzt werden und die Vergütungssätze einer Degression unterliegen, welche die technologische Entwicklung ausreichend berücksichtigt.[257] In der Realität muss der Gesetzgeber die Grenzkostenverläufe schätzen, was mit beachtlichen Transaktionskosten und regelmässigem Nachbesserungsbedarf verbunden ist.[258] Zwar können Vergütungssätze meist innerhalb eines relativ kurzen Zeitraums angepasst werden, wenn sie nicht bereits einer automatischen jährlichen Degression unterliegen.[259] Das heisst jedoch nicht, dass solche Anpassungen rechtzeitig oder im optimalen Ausmass erfolgen.[260] So wurden die Einspeisetarife in Deutschland deutlich langsamer als die effektive Kostendegression gesenkt, wodurch es zu einer Ausweitung der Gewinnspannen und einem erheblichen Ausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaik kam.[261] Die Allgemeinheit trägt damit das Risiko einer Überkompensation der geförderten Anlagen bzw. das Risiko,

254 MONOPOLKOMMISSION 2013, 135.
255 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 42.
256 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 42.
257 VERBRUGGEN/LAUBER, 640.
258 MONOPOLKOMMISSION, 2013, N 239 f., 245; siehe auch GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 801; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 50.
259 In der Schweiz richtet sich gemäss Art. 3*d* Abs. 1 EnV die jährliche Absenkung der Vergütungshöhe nach den Anhängen 1.1-1.5; Art. 3*e* Abs. 1 EnV, wobei vom automatischen Absenkpfad kaum Gebrauch gemacht wurde. Zusätzlich überprüft das UVEK periodisch die Berechnung der Gestehungskosten und der Vergütung und passt diese bei einer wesentlichen Veränderung der Verhältnisse an.
260 VERBRUGGEN/LAUBER, 640, 640 Fn. 11.
261 HAUCAP/KÜHLING, 3; VERBRUGGEN/LAUBER, 640 Fn. 11. Weitere Beispiele liefern Spanien 2008, Frankreich und die Tschechische Republik 2010; siehe auch KOPP et al., 22.

dass zu viel für den Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung bezahlt wird.[262] Diese Problematik verstärkt sich, wenn die Vergütungshöhe der bereits errichteten Anlagen über die gesamte Vergütungsdauer hinweg nicht mehr angepasst werden kann, da dann über Jahre (zu) hohe Produzentenrenten generiert werden.[263]

Einspeisevergütungen unterliegen Pauschalierungen, da sie sich i.d.R. an den Gestehungskosten von Referenzanlagen orientieren. Anlagebetreiber mit besonders guten bzw. überdurchschnittlich geeigneten Standorten können daher gegenüber Erzeugern an anderen (durchschnittlichen) Standorten zu tieferen Kosten produzieren und höhere Erträge erwirtschaften.[264] Die so erzielten, überhöhten Gewinne gelten als sog. «*windfall profits*», da sie meist nicht auf einer namhaften Zusatzleistung des Produzenten beruhen, sondern nur aufgrund äusserer Umstände (namentlich geografischer und meteorologischer Bedingungen) entstehen.[265] Solche Mitnahmeeffekte können durch eine Technologiedifferenzierung bei der Förderung etwas beschränkt werden.[266] Allerdings setzt sich dabei nicht zwingend die kostengünstigste und effizienteste Art der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung durch, sondern allenfalls diejenige, die finanziell stärker gefördert wird und so eine höhere Rendite generiert.[267] So entfiel im Jahr 2014 in Deutschland rund die Hälfte der Förderung auf die Photovoltaik, obwohl diese nur rund 25 % der gesamten erneuerbaren Strommenge lieferte. Rund 20 % der Förderung entfiel auf On-shore-Windkraftanlagen, obwohl diese rund 40 % der erneuerbaren Strommenge

[262] GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 801; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 50; MONOPOLKOMMISSION 2013, 136.

[263] Vgl. dazu FRONDEL/RITTER/SCHMIDT, 4. So bleibt die Vergütungshöhe gemäss Art. 3*b* Abs. 1bis EnV auch in der Schweiz während der ganzen Vergütungsdauer unter Vorbehalt von Art. 3*e* Abs. 5 EnV gleich. Gemäss Art. 3*e* Abs. 5 EnV kann das UVEK für Anlagen, die bereits in Betrieb sind bzw. bereits eine Vergütung erhalten, Anpassungen vornehmen, insb. wenn es sonst zu übermässigen Gewinnen oder Verlusten oder zu Fehlanreizen kommt.

[264] MENANTEAU/FINON/LAMY, 802.

[265] FINON/PEREZ, 80; BERGEK/JACOBSSON, 1260.

[266] FINON/PEREZ, 89.

[267] MONOPOLKOMMISSION, 2013, N 245.

erzeugte.[268] Zumindest in einer statischen Betrachtung sind Einspeisevergütungen daher kaum kosteneffizient.[269]

Einspeisevergütungen können jedoch die allokative Effizienz fördern, da sie Marktmacht entgegenwirken.[270] Infolge der geringen Investitionsrisiken begünstigt die Einspeisevergütung den Markteintritt von kleineren Produzenten.[271] So sind in Ländern mit Einspeisevergütung üblicherweise kleinere bis mittelgrosse Privatinvestoren, Bauern oder lokale Kooperativen Eigentümer von geförderten Produktionsanlagen.[272]

In dynamischer Hinsicht werden Einspeisevergütungen uneinheitlich beurteilt. Teilweise wird geltend gemacht, dass die Produzenten aufgrund der Vergütungen verstärkt in Forschung & Entwicklung investieren, da ihre Renten durch den technologischen Fortschritt tendenziell zunehmen.[273] Einspeisevergütungen sollen entsprechend zu technologischen Fortschritten führen und Lerneffekte generieren können. Andererseits kann der Antrieb zur Kostenkontrolle auch sinken, wenn die Produzentenrenten ohnehin grosszügig ausfallen.[274] Nach dieser Sichtweise beschränken sich Innovationen in Systemen mit Einspeisevergütungen auf Verbesserungen bereits bestehender Technologien. Völlig neuartige Lösungen, die sich den Kategorien der Förderpolitik entziehen, entstehen nicht.[275]

c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten

Einspeisevergütungen haben den Vorteil, dass sie grundsätzlich klar, leicht verständlich sowie einfach zu implementieren sind.[276] Preise

[268] BDEW, 52; vgl. auch HAUCAP/KÜHLING, 4.
[269] FINON, 120.
[270] RUSCHE, 54.
[271] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 134.
[272] RUSCHE, 53.
[273] MENANTEAU/FINON/LAMY, 805; FINON/PEREZ, 90; FINON, 120; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 51 f.
[274] Vgl. FINON/PEREZ, 80.
[275] ROTH, 56. Vgl. auch AEBERLI, 164; JACOBS, Möglichkeiten, 461 f.: Es besteht eine Wissenslücke, da der Staat festlegen muss, welche Technologien gefördert werden sollen. Vgl. EFD, 29.
[276] MENANTEAU/FINON/LAMY, 807.

und Mengen müssen zwischen den Produzenten und Konsumenten nicht koordiniert werden, was die Transaktionskosten minimiert.[277]

Allerdings erweisen sich Einspeisevergütungen als vergleichsweise unflexibel, da die einmal eingegangenen Vergütungsverpflichtungen aus Gründen der Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes nur mehr schwer an veränderte Rahmenbedingungen angepasst werden können.[278] Ausserdem kann die Komplexität der Regulierung stark ansteigen, bspw. durch die Tarifdegression oder durch die Differenzierung von Einspeisetarifen nach Technologie, nach Zeitpunkt der Errichtung, nach Anlagenleistung und nach Standorten.[279] Diese Differenzierungen können auch die Transaktionskosten steigern, da ja nur unvollständige Informationen zu den optimalen Vergütungshöhen verfügbar sind.[280] Schliesslich hat sich in der Schweiz gezeigt, dass bei einer Akteursvielfalt in der Organisation die Interdependenzen und damit auch die Komplexität des Fördersystems zunehmen.[281] Dies kann wiederum zu höheren Transaktionskosten führen.[282]

Die für einen längeren Zeitraum festen Vergütungen ermöglichen es den Investoren, die zukünftigen Cashflows der Investition genau abzuschätzen.[283] Einspeisevergütungen senken deshalb die Risiken für den Investor stark.[284] Diese Risiken verschwinden natürlich nicht, sondern werden von der Gesamtheit der Stromkonsumenten absorbiert.[285] Das geringe Investitionsrisiko senkt jedoch auch die Risikoprämien, wodurch Haushalten und kleineren Unternehmen die Finanzierung solcher Investitionen über Kredite ermöglicht wird.[286]

277 FINON/PEREZ, 84 f.
278 MENANTEAU/FINON/LAMY, 808.
279 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 254 ff.
280 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 50; siehe auch HELD et al., 10, 20.
281 Vgl. RIEDER et al., 42.
282 GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 803; vgl. auch HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 56.
283 IEA, Deploying Renewables, 175 f.; GILLMANN, 603.
284 MENANTEAU/FINON/LAMY, 806; siehe auch BÜRER/WÜSTENHAGEN, 5005.
285 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 271: Der Verbraucher trägt das Risiko eines überplanmässigen Ausbaus und einer durch den Energieverbraucher finanzierten Steigerung der Produzentenrente; siehe dazu auch oben.
286 IEA, Deploying Renewables, 175 f.; MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 302.

Namentlich die Projektfinanzierung ermöglicht hohe Fremdfinanzierungsquoten von 70-80 %, was die Finanzierungskosten verringert.[287] Spiegeln sich diese geringeren Finanzierungskosten in tieferen Vergütungssätzen wieder, reduzieren sich die Gesamtkosten der Förderung.[288]

d) Verteilungswirkungen

Einspeisevergütungen können durch allgemeine Steuern oder durch Zuschläge auf die Netzkosten der einzelnen Stromverbraucher finanziert werden.[289] Letztere Variante weist mit hoher Wahrscheinlichkeit regressive Wirkungen auf: Einkommensschwächere Haushalte müssen für Elektrizität einen höheren Anteil ihres Haushaltseinkommens aufwenden als einkommensstärkere Haushalte. Überdies profitieren von der Förderung in erster Linie Haushalte mit überdurchschnittlichem Einkommen, da nur diese sich Investitionen in Erzeugungsanlagen leisten können und zudem über die benötigten Boden- bzw. Dachflächen verfügen (sprich: Grundeigentümer).[290]

Eine namhafte Umverteilung entsteht sodann durch die Ausnahme der energieintensiven Industrie von der Zahlung des Netzzuschlags. Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten mindestens 5 % der Bruttowertschöpfung ausmachen, erhalten die bezahlten Zuschläge ganz

---

[287] Zum Ganzen FAGIANI/BARQUÍN/HAKVOORT, 650; siehe auch GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 800: Der Anteil Fremdkapital bei einer Finanzierung hängt u.a. vom Risiko ab. Riskantere Projekte müssen eher über teureres Eigenkapital finanziert werden. Zur Deckung der höheren Finanzierungskosten müssen riskantere Projekte deshalb meist auch höhere Erträge generieren.

[288] Vgl. GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 802; FAGIANI/BARQUÍN/HAKVOORT, 657 ff.; weiterführend DINICA, 462 ff.

[289] MENANTEAU/FINON/LAMY, 802; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 27

[290] TECHERT/NIEHUES/BARDT, 512; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 240. Vgl. auch GAWEL/KORTE, 512 f., nach deren Auffassung es selbstverständlich ist, dass Investitionen nur von Kapitalbesitzern vorgenommen werden können. Es sei deshalb keine Besonderheit, dass diesen auch die Erlöse des Stromverkaufs zufliessen. Zweck der Marktpreise sei nicht, die finanziellen Unterschiede innerhalb der Bevölkerung auszugleichen, sondern die Kosten der Bereitstellung wieder zu spiegeln.

oder teilweise zurückerstattet.[291] Diese Ausnahme soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Betriebe erhalten.[292] Werden durch die pauschal formulierten Regelungen jedoch Unternehmen gefördert, die keine Wettbewerbsnachteile zu befürchten hätten, kann der Wettbewerb zu Gunsten dieser Unternehmen verzerrt werden.[293] Wettbewerblich benachteiligt werden dadurch v.a. Unternehmen, die die Voraussetzungen der Ausnahmeregelung knapp nicht erfüllen.[294] Die vom Zuschlag betroffenen Endverbraucher leisten dadurch einen proportional höheren Anteil an den Förderkosten und ermöglichen so eine Quersubventionierung der energieintensiven Industrie.[295]

e) Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz von Förderprogrammen wie der Einspeisevergütung ist nur schwer einzuschätzen. Geltend gemacht wird, dass sichere Investitionsbedingungen die flächendeckende Errichtung auch kleinerer Anlagen ermöglichen, wodurch eine lokale Konzentration von Projekten an sensiblen Orten vermieden wird. Die möglichen visuellen Beeinträchtigungen der Erzeugungsanlagen werden so gleichmässig verteilt, weshalb der lokale Widerstand geringer zu sein scheint.[296] Darüber hinaus eröffnet die Einspeisevergütung gewissen Teilen der Bevölkerung die Möglichkeit zur eigenen erneuerbaren

[291] Vgl. Art. 15*b*^{bis} EnG.

[292] Vgl. explizit Art. 15*b* Abs. 3 aEnG (Stand am 1. Januar 2009, AS 2013 4505). Siehe auch GAWEL/KORTE, 514; KÜCHLER/HORST, 34.

[293] GAWEL/KORTE, 514; MÜLLER et al., 148 f.

[294] GAWEL/KORTE, 514. Diese Unternehmen werden doppelt benachteiligt: Einerseits müssen sie den vollen Zuschlag bezahlen, andererseits führt die Befreiung der privilegierten Unternehmen zu einer höheren Belastung; vgl. auch MÜLLER et al., 148.

[295] MÜLLER et al., 148. Gemäss GAWEL/KORTE, 514, kann eine Quersubventionierung gerechtfertigt sein, wenn der Zuschlag grosse Nachteile im internationalen Wettbewerb bringt. Dies sei aber nur für einzelne Unternehmen überhaupt gegeben. Die Befreiungen gingen meist darüber hinaus. Siehe auch BUNDESNETZAGENTUR, 21 f., welche eine Balance zwischen der notwendigen Entlastung der stromintensiven Industrie und der Belastung der KMU und der Haushalte fordert.

[296] MENANTEAU/FINON/LAMY, 807.

Elektrizitätsproduktion, vor allem im Rahmen kleinerer Projekte (Eigenverbraucher).[297] In politischer Hinsicht wurde in der Vernehmlassung zum Lenkungssystem KELS dennoch eine Abschaffung der KEV gefordert, allerdings mit Hinweis auf die Erhaltung der Wasserkraft und ohne die neuen erneuerbaren Energien generell infrage zu stellen.[298] Das Auslaufen der KEV-Förderung ist denn auch im revidierten Energiegesetz verankert.[299]

[297] RUSCHE, 53; MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 302.
[298] EFV/BFE/BAFU, 61 f.
[299] Art. 38 revEnG.

3.2. Quotenmodelle

3.2.1. Funktionsweise

In einem Quotenmodell gibt der Gesetzgeber eine zu erreichende Menge an erneuerbaren Energien relativ zum gesamten Produktionsmix vor (eine Quote).[300] Um das Mengenziel zu erreichen, werden Akteure auf der Nachfrageseite (z.B. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Verteilnetzbetreiber, Stromkonsumenten über einen bestimmten Zeitraum hinweg gesetzlich dazu verpflichtet, die vorgegebene Quote an Strom aus erneuerbaren Energien vorzuweisen.[301] Je länger der Gesetzgeber den relevanten Zeitraum wählt, desto höher fällt die Investitionssicherheit für die Produzenten aus.[302] Umgekehrt reduziert sich aber dadurch die regulatorische Flexibilität.

Auf der Anbieterseite erhalten die Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen jährlich über eine sog. Qualifikationsperiode (z.B. 15 Jahre) für jede produzierte Einheit (i.d.R. 1 MWh) ein Zertifikat.[303] Die Zertifikate dienen als Herkunftsnachweis der aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Elektrizität.[304] Der produzierte Strom muss im Strommarkt in Konkurrenz zu allen anderen Anbietern abgesetzt werden, während die Zertifikate innerhalb der Qualifikationsperiode auf einem separaten Zertifikatmarkt gehandelt und verkauft werden können.[305] Der Preis für die Zertifikate bildet sich nach Angebot und Nachfrage auf dem Zertifikatmarkt und entspricht – im Marktgleichgewicht – der Differenz zwischen den Grenzkosten des produzierten Stroms aus erneuerbarer Energie und dem Strompreis.[306] Bei niedrigem Angebot ist der Zertifikatepreis entsprechend

300 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 29; siehe auch MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 258.
301 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261; MENANTEAU/FINON/LAMY, 803.
302 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 265.
303 BERGEK/JACOBSSON, 1258.
304 BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 18. Siehe hier Ålands Vindkraft AB gegen Energimyndigheten, EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 52, wo strikt zwischen Herkunftsnachweisen und Zertifikaten unterschieden wird.
305 MENANTEAU/FINON/LAMY, 803; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 259 ff.; BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 19.
306 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 29.

hoch, was für potenzielle Investoren einen Investitionsanreiz darstellen soll.[307]

Im Gegensatz zu Einspeisevergütungssystemen ist im Quotenmodell die Höhe der Kapitalrückflüsse an den Investor nicht garantiert. Die Investitionsrisiken bleiben beim Stromproduzenten und werden nicht auf die Allgemeinheit bzw. die Elektrizitätsendverbraucher verlagert.[308] Die Produzenten sind entsprechend den Marktrisiken beim Verkauf des erneuerbaren Stroms sowie ihrer Zertifikate ausgesetzt.[309] Die Übernahme dieser Risiken wird sich in Form einer Risikoprämie im Zertifikatspreis niederschlagen.[310]

Die Höhe der jährlich zu erfüllenden Quote auf der Nachfrageseite orientiert sich entweder an der Erzeugung, der Durchleitung, der Lieferung oder am Verbrauch des gesamten Stroms eines Landes bzw. eines geografischen Gebietes.[311] Die Erfüllung der Quote können die verpflichteten Akteure an einem Stichtag durch Vorweisen einer entsprechenden Anzahl an Zertifikaten gegenüber der zuständigen administrativen Stelle belegen.[312] Die für den Nachweis verwendeten Zertifikate werden dann gelöscht, um eine konstante Nachfrage nach Zertifikaten im Folgejahr sicherzustellen.[313] Kann die Quote nicht erfüllt werden, ist eine Strafzahlung bzw. Pönale zu entrichten.[314]

3.2.2. Exemplarische Bestandsaufnahme

Das geltende Energiegesetz ermächtigt den Bundesrat in Art. 7 Abs. 4, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen ab 2016 verpflichtende Vorgaben für die Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

307 BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 19.
308 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 269 ff.; SCHMALENSEE, 6, 16.
309 VERBRUGGEN/LAUBER, 640.
310 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 271; FAGIANI/BARQUÍN/HAKVOORT, 649; DIEKMANN et al., 18.
311 DEES, 10.
312 BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 18.
313 SEA, 12.
314 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 30.

zu machen, wenn die Zubauziele nicht erreicht werden können. Hierfür kann der Bundesrat die erforderlichen Zubaumengen, die Anforderungen an die Ausgabe und den Handel von Zertifikaten, sowie die Ersatzzahlungen bei Zielverfehlung regeln. Von der Möglichkeit hat der Bundesrat jedoch nicht Gebrauch gemacht; eine analoge Regelung findet sich im revidierten Energiegesetz nicht mehr. Die Möglichkeit der Einführung von Quoten wird jedoch nach wie vor diskutiert.[315]

Schweden operiert seit 2003 mit Quoten, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 70,3 TWh im Jahr 2002 um rund 25 TWh bis 2020 zu erhöhen.[316] Jeder registrierte Elektrizitätsproduzent erhält vom schwedischen Staat ein Zertifikat pro produzierte MWh Elektrizität aus erneuerbaren Energien.[317] Das Modell ist technologieneutral ausgestaltet, sodass alle zugelassenen Technologien dieselbe Anzahl an Zertifikaten pro MWh erhalten.[318] Die Zertifikate werden jeden Monat basierend auf der letztmonatigen Produktion ausgestellt.[319] Neue Anlagen und eine Erhöhung der Produktionskapazitäten geben den Produzenten das Recht, Zertifikate über einen Zeitraum von 15 Jahren bzw. spätestens bis zum Ende des Quotenmodells im Jahr 2035 zu beziehen.[320] Eine Besonderheit des schwedischen Modells liegt darin, dass bereits bestehende Anlagen von Beginn an im System berücksichtigt wurden bzw. Zertifikate erhielten.[321] Als Energiequellen zugelassen sind Wind-, Wellen-, und Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie, Solarenergie sowie seit 2004 auch in KWK-Anlagen verfeuerter Torf.[322]

315 BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 31 ff.
316 VAN DER LINDEN et al., 34; SVR, 288.
317 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 259.
318 BERGEK/JACOBSSON, 1258.
319 SEA, 9.
320 SEA, 9.
321 Vgl. BERGEK/JACOBSSON, 1258, wonach auch neue Grosswasserkraftanlagen (>1.5 MW) grundsätzlich für das Quotenmodell zugelassen sind. Die Gesetzgebung zum Schutz unberührter Flüsse verhindert jedoch den Bau neuer Anlagen.
322 BFE, Förderung erneuerbarer Energien, 53 f.; vgl. VAN DER LINDEN et al., 39, welcher zu bedenken gibt, dass Torf an sich keine erneuerbare Energiequelle darstellt, weshalb Probleme betreffend die Legitimität des Systems entstehen können.

Bei den Nachfragern trifft die Quotenverpflichtung die Elektrizitätslieferanten sowie bestimmte Endverbraucher.[323] Diese müssen jährlich per 1. April (Stichtag) eine ausreichende Menge an Zertifikaten dem Staat übergeben.[324] Die Quote bemisst sich nach dem Stromverbrauch und den Stromverkäufen des vorherigen Jahres. Nicht verwendete Zertifikate können gehalten und in einer späteren Periode verkauft werden (sog. «*banking*»).[325] Wird die Quote nicht erreicht, haben die Verpflichteten eine Strafzahlung von 150 % des durchschnittlichen Preises der Zertifikate zu entrichten.[326] Alternativ können auch Zertifikate der ersten drei Monate des Folgejahres für das vorherige Jahr genutzt werden (sog. «*borrowing*»).[327] Die Erfüllungsquote liegt bei fast 100 %.[328] Die Kosten für die Zertifikate werden auf die Stromkonsumenten überwälzt.[329]

Im Januar 2017 kam es am schwedischen Zertifikatmarkt zu einem erheblichen Preissturz; der Zertifikatpreis sank gegenüber Dezember 2016 um rund 45 Prozent.[330] Grund hierfür sei der zu schnelle und zu starke Ausbau von erneuerbaren Energien in Schweden.[331] So hatten v.a. Windpark-Projekte von grossen Konzernen wie Google und IKEA innert kurzer Zeit zu einem Überangebot am schwedischen Zertifikatmarkt geführt.[332] Während dieses Beispiel eindrücklich demonstriert,

---

323 Vgl. SEA, 10, wonach Endverbraucher, die eigenen Strom produzieren (sofern sie mehr als 60 MWh/Jahr verbrauchen und eine Anlage über 50 kW installiert haben), Endverbraucher, die Strom importiert oder an der Börse gekauft haben, und registrierte Endverbraucher der energieintensiven Industrie unter die Quotenverpflichtung fallen.

324 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261; BERGEK/JACOBSON, 1258.

325 Zum Ganzen BERGEK/JACOBSON, 1258; vgl. auch AMUNDSEN/BALDURSSON/MORTENSEN, 280 f., welche darauf hinweisen, dass die Volatilität des Marktes durch «banking» der Zertifikate wesentlich verringert werden kann.

326 SEA, 39; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261.

327 VAN DER LINDEN et al., 36.

328 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261.

329 SEA, 13.

330 STARN, Bloomberg News vom 9. Februar 2017. Während im Januar 2016 ein Preis von 150 SEK/MWh erzielt werden konnte, war im Januar 2017 noch ein Preis von 69.4 SEK/MWh möglich, SEA, Läget på Elmarknaden, 1.

331 STARN, Bloomberg News vom 9. Februar 2017.

332 STARN, Bloomberg News vom 9. Februar 2017. In Anbetracht dessen, dass private Unternehmen freiwillig so viel in erneuerbare Stromerzeugung investieren und der Markt offensichtlich den staatlichen Ausbaupfad überholt hat, stellen sich in Schweden die interessanten Fragen, ob die Förderung von erneuerbarer Energie überhaupt noch gerechtfertigt ist und ob allenfalls bei der Windenergie die Netzparität erreicht ist.

dass das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage auf Zertifikatmärkten funktioniert, sind solche Verwerfungen für die bestehenden Anlagebetreiber unvorteilhaft, weil sie aufgrund der Überkapazitäten am Markt einen substanziell geringeren Preis für ihre Zertifikate erzielen. Solche Ereignisse stellen deshalb für die bestehenden Produzenten ein gewisses Risiko dar.[333]

Grossbritannien hat per 1. April 2002 mit der «*Renewables Obligation Order 2002*» ein Quotenmodell eingeführt – dies allerdings wegen institutioneller Mängel mit weniger Erfolg.[334] Im britischen Modell erhielten alle Produzenten von erneuerbarer Elektrizität pro MWh eingespeisten Stroms ein Zertifikat ausgestellt.[335] Unter den Begriff der erneuerbaren Energien fielen alle Energiequellen, die nicht nuklearer oder fossiler Natur waren.[336] Der Ausschluss galt jedoch nicht für die Mitverfeuerung von Biobrennstoffen in konventionellen Anlagen.[337] Das britische Quotenmodell war somit grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet. Kein Recht auf die Ausstellung eines Zertifikats hatten allerdings vorbestehende, grössere Wasserkraftanlagen (mit einer Kapazität grösser als 20 MWh) sowie alle Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 1990 bestanden hatten.[338]

Zur Erfüllung der jährlichen Soll-Quote mussten die Elektrizitätslieferanten der Behörde entsprechende Zertifikate vorweisen.[339] Ein Viertel der Zertifikate durfte aus dem letzten Jahr stammen (beschränktes «*banking*»).[340] Von einem «*borrowing*» wurde ganz abgesehen.[341] Bei Nichterfüllung der Quote mussten die Elektrizitätslieferanten eine

---

333 Hierzu auch MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 303, die dieses Risiko als Volumenrisiko des Quotenmodells bezeichnen.

334 OFGEM, Annual Report 2008-2009, Context.

335 WOODMAN/MITCHELL, 3915.

336 Vgl. Energy Act 2008, Chapter 32, Section 37, the renewables obligation, Section 32M (1): «renewable sources» means sources of energy other than fossil fuel or nuclear fuel, but includes waste of which not more than a specified proportion is waste which is, or is derived from, fossil fuel.

337 Vgl. Art. 18 Abs. 2 i und ii RO 2014; siehe auch DEES, 42.

338 Vgl. Art. 17 (4) RO 2014 i.V.m. Art. 2 (1) zur Interpretation des Begriffs «large hydro generating station» und Art. 18 Abs. 1 und Abs. 2 RO 2014.

339 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 299; WOODMAN/MITCHELL, 3915.

340 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 299.

341 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 299.

Strafzahlung leisten («*buy-out price*»).[342] Letzterer betrug im Zeitraum von 2002 bis 2012 jeweils GBP 30-39 pro Zertifikat, während der Marktpreis für Zertifikate zwischen GBP 38-52 schwankte.[343] Jedes Jahr wurden die Erträge aus den Strafzahlungen quotenabhängig wieder an die Lieferanten ausgeschüttet.[344] Durch den niedrigen «*buy-out-price*» konnten die Lieferanten ihre Quoten günstig unterschreiten.[345]

Das britische Modell gilt als relativ teuer, da die Soll-Quoten und der «*buy-out-price*» von der Regulierungsbehörde jährlich neu veröffentlicht wurden. Die damit verbundene Intransparenz und Unsicherheit der Produzenten über die langfristig zu erreichende Zubaumenge sowie die zu erwartenden Zertifikatspreise führten zu relativ hohen Risikoprämien.[346] Die Kosten der Zertifikate wurden mit einer Obergrenze von 3 p/kWh auf die Endverbraucher überwälzt.[347] Aufgrund der Zielverfehlung wurde das Quotenmodell 2009 technologiespezifisch ausgestaltet, wodurch etablierte Technologien weniger Zertifikate pro MWh erhielten als neuere.[348] Mit dem «*Energy Act*» von 2013 ersetzte Grossbritannien schliesslich das Quotenmodell durch ein Einspeiseprämiensystem mit Direktvermarktung und sog. «Differenzkontrakten».[349]

3.2.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte

a) Effektivität

Da sich durch die Festsetzung einer Quote der Zubau von erneuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen exakt steuern und im Verlauf

342 WOODMAN/MITCHELL, 3914.

343 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 308; siehe auch <http://www.epowerauctions.co.uk/erocrecord.htm>; OFGEM, Buy-Out Price, 1.

344 Erfüllt ein Elektrizitätsversorger z.B. 5 % der jährlichen Quote, wird ihm 5 % der Strafzahlungen rückbezahlt, vgl. WOODMAN/MITCHELL, 3915.

345 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 308.

346 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 307.

347 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 300.

348 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 14: So erhält man etwa 0.25 Zertifikate pro MWh aus «Landfill Gas» und zwei Zertifikate pro MWh aus «Wave & Tidal» gewonnenem Strom.

349 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 252; RIEWE, Versorgungssicherheit, 358.

prognostizieren lässt, sind Quotenmodelle treffsicher.[350] Diese Effektivität ist aber nur gewährleistet, wenn bei Nichteinhaltung der Quote eine ausreichend hohe Sanktionierung droht, sodass ein «*buy-out*» für die Quotenverpflichteten unattraktiv wird.[351] Liegt der Zertifikatpreis um oder über dem «*buy-out-price*», besteht für die Verpflichteten ökonomisch kein Anreiz, die Quote zu erfüllen.[352] Sodann können sich die von den Produzenten veranschlagten Risikoprämien allenfalls negativ auf die Effektivität resp. die Treffsicherheit auswirken, wenn die Risiken und Transaktionskosten von den Quotenverpflichteten höher eingeschätzt werden als der «*buy-out-price*».[353] Schliesslich können langwierige und kostenintensive Planungs- und Bewilligungsverfahren für Neuanlagen dazu führen, dass die Quote nicht rechtzeitig erreicht wird.[354]

b) Effizienz

Ein technologie-, standort- und grössenneutral ausgestaltetes Quotenmodell führt theoretisch dazu, dass der Ausbau an erneuerbaren Energien kosteneffizient erfolgt, da die Investoren mutmasslich die jeweils günstigsten Technologien und Anlagegrössen an den am besten geeigneten Standorten wählen können.[355] Indem also die verschiedenen Technologien und Produktionsstandorte miteinander im Wettbewerb stehen, setzen sich in einer statischen Betrachtung die kosteneffizientesten Projekte durch.[356] Der konstante Wettbewerbs- bzw. Kostendruck veranlasst Produzenten zudem, ihre Anlagen laufend technisch zu verbessern, was bei gegebenem Mengenziel zu einer Reduktion der Zertifikatspreise führen kann.[357]

---

350 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 267; siehe auch FRONTIER ECONOMICS, 31.
351 DIEKMANN et al., 17; HUBER et al., 88; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 66 f.; HAAS et al., Historical Review, 1033.
352 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 67; FINON/PEREZ, 86.
353 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 69; vgl. auch VERBRUGGEN/LAUBER, 640.
354 MICHAELS, 106.
355 SCHMIDT, 35; FINON, 118 f.; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 267.
356 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 267; siehe auch FRONTIER ECONOMICS, 31.
357 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 75; MENANTEAU/FINON/LAMY, 810.

Da sich die Produzenten mit Blick auf ihre Kapitalrückflüsse nicht nur am Zertifikatpreis, sondern auch am aktuellen Strommarktpreis orientieren müssen, werden sie ihre Einspeisung auf die Stromnachfrage ausrichten und namentlich bei negativen Strompreisen von einer Einspeisung absehen.[358] Ausserdem erhöht sich ihr Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, um den produzierten Strom gewinnmaximierend vermarkten zu können.[359]

Diesen positiven Effekten stehen Zusatzkosten gegenüber, weil die Produzenten beim Verkauf des erneuerbaren Stroms sowie der Zertifikate Marktrisiken ausgesetzt sind. Die Produzenten veranschlagen daher für die Übernahme dieser Risiken eine Risikoprämie, was den Zertifikatspreis und damit die die Gesamtkosten des Systems verteuern kann.[360]

Die Kosteneffizienz beeinträchtigen können zudem Mitnahmeeffekte («*windfall profits*»).[361] Auf einem funktionierenden Zertifikatmarkt entspricht der Zertifikatspreis der Differenz zwischen dem Marktpreis für Elektrizität und den Grenzkosten der letzten – und damit teuersten – zur Erfüllung der Quote notwendigen Erzeugungsanlage.[362] Sämtliche Erzeuger mit tieferen Grenzkosten erzielen auf der Differenz eine Produzentenrente,[363] deren Höhe im Einzelfall von der anvisierten Quote sowie dem Potential und den Kostenunterschieden der verschiedenen Erzeugungstechnologien im betreffenden Land abhängt.[364] Die Produzentenrenten lassen sich mit einer technologiespezifischen Ausgestaltung des Quotenmodells senken; eine solche

358 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 267.
359 SCHMIDT, 35.
360 FINON/PEREZ, 90; abgeschwächt MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 268 ff.; ähnlich DINICA, 478 f., welche die Bedeutung der Rechtssicherheit und einer gewissen Vorhersehbarkeit der zu erwartenden Kapitalflüsse herausstreicht.
361 Vgl. BERGEK/JACOBSSON, 1260 ff.; HAAS et al, Efficiency and Effectiveness, 7; VERBRUGGEN, 173 ff.; HELD et al., 74 ff.; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 74; FRONTIER ECONOMICS, 41 f.; JACOBSSON et al., 2145; DIEKMANN et al., 18. So auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 32.
362 BERGEK/JACOBSSON, 1260.
363 BERGEK/JACOBSSON, 1260 f.
364 BERGEK/JACOBSSON, 1262.

beeinträchtigt jedoch die Liquidität des Zertifikatemarkts.[365] Kleinere Zertifikatemärkte sind nicht nur anfälliger für strategisches Verhalten, sondern meist auch weniger effizient, weil die Transaktionskosten pro gehandeltem Zertifikat höher ausfallen.[366]

Zur Sicherstellung einer ausreichend hohen Marktliquidität kann es sich anbieten, auch bestehende erneuerbare Erzeugungsanlagen an die Quote anzurechnen. Da diese «Altanlagen» vielfach schon abgeschrieben sind und ihre Vollkosten am Markt decken resp. mit geringer Förderung decken könnten, erhöhen sich die Mitnahmeeffekte.[367] Dennoch können systemische und vor allem versorgungspolitische Gründe die Berücksichtigung bereits bestehender Anlagen nahelegen.[368] Die ElCom beurteilt die zunehmenden Stromimporte der Schweiz mittel- und langfristig nicht als risikolos; nach Ansicht der Behörde könne nur eine angemessene Eigenproduktionsquote eine hohe Versorgungssicherheit in der Schweiz gewährleisten.[369] Nach dieser Argumentationslinie wäre wohl die bestehende Grosswasserkraft in einem Quotenmodell zu berücksichtigen. Um die Mitnahmeeffekte zu minimieren, können bei diesen Altanlagen für die eingespeiste Elektrizität weniger Zertifikate ausgegeben werden als bei Neuanlagen. Die Altanlagen müssten entsprechend einem Anpassungsfaktor unterliegen.[370]

In dynamischer Sicht kann die Förderung der jeweils kosteneffizientesten Technologie durch Quotenmodelle nachteilig sein.[371] Noch nicht marktreife, aber allenfalls vielversprechende Technologien sind in einem technologieneutral ausgestalteten Quotenmodell nicht wettbewerbsfähig, da sie erst dann Fördergelder erhalten, wenn die Potenziale aller übrigen, kostengünstigeren Optionen ausgeschöpft sind.[372] Die Quote fördert also vor allem günstige Technologien mit

365 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 74; HELD et al., 87.
366 RUSCHE, 56.
367 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 264.
368 BERGEK/JACOBSSON, 1261.
369 ELCOM, Bericht Stromversorgungssicherheit, 41 ff., 65 f.
370 BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 37 f.
371 MENANTEAU/FINON/LAMY, 805, 809; FINON/PEREZ, 80.
372 BERGEK/JACOBSSON, 1263 ff.; siehe auch VERBRUGGEN/LAUBER, 640.

möglicherweise eingeschränkter Zukunftsperspektive, während innovative, erst mittel- oder längerfristig effiziente Technologien vernachlässigt werden.[373] Das Resultat ist dann die Förderung einer technischen Monokultur.[374] Selbstverständlich kann auch ein Technologiemix mit einer technologiespezifischen Ausgestaltung der Quote, konkret mit der Bildung von Technologiegruppen (z.B. etablierte und noch nicht etablierte Technologien), gefördert werden.[375] Dies mit den bekannten Nachteilen: Wiederum sinkt dadurch die Marktliquidität, und die Kollusionsanreize sowie die Gefahr einer Marktkonzentration werden erhöht.[376] Wettbewerbliche Prozesse entfalten sich dann ausserdem nur noch innerhalb derselben Technologiegruppe.

c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten

Das Quotenmodell ist komplexer als andere Fördermodelle, da die Produzenten gleichzeitig zwei Produkte – die Elektrizität und das Zertifikat – verkaufen müssen.[377] Zur Umsetzung müssen verschiedene institutionelle Vorkehrungen geschaffen werden, u.a. zur Abwicklung des Zertifikatmarkts, zur Anmeldung der Erzeugungsanlagen, zur Überprüfung der Erfüllung der Quote und zur Bereitstellung der notwendigen Informationen für die Marktakteure.[378] In der Schweiz bestehen mit der Stromkennzeichnung bereits nützliche Strukturen,[379] welche die Implementierung eines Quotenmodells erleichtern dürften. Im Vergleich zu den Kosten der Administration der KEV erscheint das Quotenmodell nicht per se nachteilig.

Seit November 2007 agiert die Swissgrid AG als Zertifizierungsstelle für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen über die Produktionsart

---

373 MENANTEAU/FINON/LAMY, 809; auch VERBRUGGEN/LAUBER, 640; DIEKMANN et al., 18; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 229; BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1623.

374 MENDONÇA/JACOBS/SOVACOOL, 153.

375 FINON/PEREZ, 80; vgl. auch MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 230, betreffend das diesbezüglich ähnlich gelagerte Ausschreibungsmodell.

376 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 232, betreffend das diesbezüglich ähnlich gelagerte Ausschreibungsmodell.

377 FINON/PEREZ, 86.

378 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 77; SEA, 14.

379 Vgl. Art. 5*a* EnG, Art. 1*d*-1*g* EnV sowie die Herkunftsnachweis-Verordnung (HKNV); Interview mit Hans-Kaspar Scherrer der IBAarau AG.

und Herkunft von Elektrizität.[380] Eine Handelsplattform für Herkunftsnachweise besteht jedoch nicht; die Zertifikate werden «*over the counter*» oder via Vermarktungsplattformen von Drittanbietern gehandelt.[381] Der Zertifikatehandel hätte daher bei Produzenten (Verkäufern) und Elektrizitätslieferanten (Käufern) Transaktionskosten vor allem in Form von Anpassungskosten zur Folge.[382] Da grosse Marktakteure solche Kosten i.d.R. besser absorbieren können als kleine, wird mitunter befürchtet, dass sich grosse Produzenten stärker als kleinere Akteure am Zertifikathandel beteiligen könnten.[383]

Geltend gemacht wird auch, dass Quotenmodelle im Vergleich mit Einspeisevergütungen für die Produzenten mit höheren Finanzierungskosten verbunden sind. Der Grund hierfür liege in den Marktrisiken, namentlich der Unsicherheit über Entwicklung und Volatilität der Strommarkt- und Zertifikatpreise, welche die Produzenten im Quotenmodell tragen müssen.[384] Da ein grosser Teil der zukünftigen Einnahmen der Produzenten unsicher ist, sei die langfristige Projektfinanzierung infrage gestellt.[385] Selbst wenn eine Projektfinanzierung erhältlich sei, würden die unsicheren Cashflows eine höhere Eigenkapitalquote und damit höhere Finanzierungskosten erfordern.[386] Grössere Unternehmen mit besserem Zugang zum Kapitalmarkt seien hinsichtlich Finanzierung in einer besseren Lage als kleinere.[387] Schliesslich würden Skaleneffekte dazu beitragen, dass sich tendenziell grössere Erzeugungsanlagen im Wettbewerb durchsetzen.[388]

---

380 Siehe heute Art. 1*d* Abs. 2 EnV; BFE, Reglement HKN, Ziff. 1.

381 Vgl. SWISSGRID, Vermarktung Strom mit HKN, abrufbar unter: <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/goo/marketing.html>.

382 MENDONÇA/JACOBS/SOVACOOL, 157.

383 RAGWITZ/DEL RÍO GONZÁLES/RESCH, 305; auch MENDONÇA/JACOBS/SOVACOOL 158.

384 GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 801; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 271.

385 Gemäss BRINDA/FISLAGE, 976, finden sich externe Projektfinanzierungen meist in Ländern mit Abnahmeverpflichtung oder Preisregulierung (z.B. Preiskorridor für Zertifikate); LANGE, 650 f., weist darauf hin, dass die fehlende Planbarkeit der Cashflows mittelbar die Schuldentilgungsfähigkeit gefährden, was Banken nicht akzeptieren.

386 GROSS/BLYTH/HEPTONSTALL, 801.

387 MITCHELL/BAUKNECHT/CONNOR, 302, 304; RUSCHE, 48; WISER/PICKLE, 365 f.; DIEKMANN et al., 19. Zur Profitabilität von grösseren Unternehmen JARAITE/KAŽUKAUSKAS, 865.

388 Vgl. MENDONÇA/JACOBS/SOVACOOL 153; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 72 f.; RUSCHE, 53; VAN DER LINDEN et al., 58; BECHBERGER/KÖRNER/REICHE, 33, weisen darauf hin, dass die Folge hiervon monopolähnliche Preisbildungen sein können.

d) Verteilungswirkungen

Werden die Kosten für die Zertifikate von den Quotenverpflichteten auf die Stromkonsumenten überwälzt (z.B. durch Zuschläge auf den Netzkosten),[389] so weisen Quotenmodelle dieselben regressiven Wirkungen wie Einspeisevergütungen auf. Einkommensschwächere Haushalte müssen für die Zuschläge regelmässig einen höheren Anteil ihres Haushaltseinkommens aufwenden als einkommensstärkere Haushalte. Die Verteilungswirkungen aufgrund von Ausnahmen für die energieintensive Industrie sind ebenfalls regressiv.[390]

Im Quotenmodell begünstigen Skaleneffekte, Finanzierungskosten und die mit dem Zertifikathandel auftretenden Transaktionskosten tendenziell grössere Marktteilnehmer und Erzeugungsanlagen.[391] Die Auswirkungen dieser durchaus wettbewerbsinhärenten Effizienzen sind für eine Dezentralisierung der Stromversorgung, soweit eine solche angestrebt würde, natürlich hinderlich.

e) Akzeptanz

Aufgrund des im Vergleich zu Einspeisevergütungen höheren Kostendrucks sollen Quotenmodelle zu einer Konzentration von Projekten an den effizientesten, d.h. an den geografisch und meteorologisch am besten geeigneten Lagen, führen (sog. «*hot spots*»).[392] Produktive Effizienzen begünstigen zudem den Bau von grossen Anlagen.[393] Die Immissionen und visuellen Beeinträchtigungen der Anlagen konzentrieren sich daher lokal, wodurch es an den «*hot spots*» zu erhöhtem Widerstand gegenüber dem Bau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen kommen kann.[394]

---

389 Vgl. VAN DER LINDEN et al., 20.
390 Siehe oben Abschnitt 3.1.3.d).
391 Siehe oben Abschnitt 3.2.3.c).
392 Siehe die Ausführungen von MENANTEAU/FINON/LAMY, 807 sowie MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 231 ff. betreffend diesbezüglich identisch zu beurteilende Ausschreibungsmodelle.
393 MENANTEAU/FINON/LAMY, 807.
394 Ausführlich MENANTEAU/FINON/LAMY, 807. Als Beispiel kann hier auch das Solarenergieprojekt am Walensee dienen; siehe dazu SCRUZZI, NZZ vom 29. Juni 2015 sowie HUBER, Tages-Anzeiger vom 23. Mai 2016.

3.3. Ausschreibungen

3.3.1. Funktionsweise

Mit Ausschreibungen fordert das Gemeinwesen die Elektrizitätswirtschaft öffentlich dazu auf, Angebote für die Produktion einer bestimmten Menge von erneuerbarer Elektrizität abzugeben (Mengensteuerung).[395] Der so entstehende Wettbewerb zwischen den Anbietern soll dem Gemeinwesen den Vergleich und die Auswahl von Geboten auf Basis der vorher festgelegten Kriterien ermöglichen.[396] Funktioniert der Wettbewerb, werden sich die Gebote der Produzenten an ihren erwarteten Durchschnittskosten orientieren, wobei die angebotene Produktionsmenge so angesetzt wird, dass die Durchschnittskosten minimal sind.[397] Ob der gewünschte Wettbewerb entsteht, ist vom Ausschreibungsdesign abhängig.

Die Ausschreibungen können technologieneutral, technologiespezifisch oder nach Technologiegruppen erfolgen.[398] Darüber hinaus können sie geografisch spezifiziert werden (landesweit oder auf bestimmte Regionen beschränkt).[399] Eine möglichst offene Ausschreibung fördert die Anbietervielfalt und senkt die Anreize für Kollusion und Ausübung von Marktmacht.[400]

Mit Blick auf die Zubauziele sollten eingegebene Projekte möglichst auch tatsächlich realisiert werden. Eine Selektion der Anbieter – mittels entsprechender Teilnahmebedingungen oder Sicherheitsleistungen – erscheint deshalb notwendig, auch wenn solche Eintrittshürden Transaktionskosten verursachen und dadurch die Anzahl Gebote reduzieren können.[401] Die selektierenden Teilnahmebedingungen können materielle und/oder finanzielle Anforderungen an die Anbieter

[395] MENANTEAU/FINON/LAMY, 802; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31; RIEDER et al., 160; MAURER/BARROSO, 4; HELD et al., 44.
[396] KOPP et al., 41; MAURER/BARROSO, 4; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31; RIEDER et al., 160.
[397] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31.
[398] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 32.
[399] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 231 f.
[400] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 222.
[401] Dazu ausführlich MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 246 f.; vgl. auch HELD et al., 47 f.

enthalten wie auch Vorgaben zu den Projekteigenschaften und Realisierungsfristen.[402] Zudem kann die Realisierung von Projekten mittels Sanktionen (z.B. Strafzahlungen, Entzug der Förderberechtigung, Kürzung der Förderung) gefördert werden.[403] Freilich kann eine verspätete oder eine Nicht-Realisierung eines Projektes ohne Verschulden des Anbieters erfolgen, z.B. durch von Dritten ergriffene Rechtsmittel im Baubewilligungsverfahren.[404] Auch wenn verständlich ist, dass in diesen Fällen von Strafzahlungen abgesehen würde, so erscheint die Feststellung der «Schuld» an Projektverzögerungen im Einzelfall nicht als triviale Aufgabe.

Der Zuschlag erfolgt nach einem vorgeschriebenen Bieterprozess,[405] wobei die Auktionen entweder offen oder verdeckt durchgeführt werden. Bei offenen Auktionen werden die Gebote aufsteigend oder absteigend für alle sichtbar abgegeben; dies erhöht die Transparenz, lässt aber auch responsives Bieten zu und erleichtert kollusives Verhalten.[406] Bei verdeckten Auktionen geben Investoren ihr Gebot einmalig ab, was die Entscheidungsunsicherheit erhöht, dafür Transaktionskosten minimiert. Weil das eigene Gebot dem Bieterverhalten der anderen Akteure nicht angepasst werden kann, sind verdeckte Auktionen den offenen vorzuziehen.[407] Allerdings schmälern die erwähnte Entscheidungsunsicherheit, die geringe Rendite und die Übernahme des Kostenrisikos im Falle des Zuschlags die Attraktivität von Ausschreibungen für Investoren.[408]

---

402 Vgl. KLESSMANN et al., 19 ff., wonach unter die materiellen Anforderungen standardisierte Nachweise über den Planungsstand der Projekte, wie die Netzanschlusszusage oder einzelne Genehmigungen, fallen. Zu den finanziellen Anforderungen zählen bspw. Sicherheiten zur Abgeltung einer verzögerten oder ausbleibenden Realisierung. Erforderliche Projekteigenschaften können die minimale Projektgrösse oder Abstandsregeln sein. Schliesslich lässt sich über die Realisierungsfristen indirekt steuern, in welchem Stadium der Projektplanung sich ein Bieter bewirbt.

403 HELD et al., 47 f.

404 HELD et al., 47 f.; KLESSMANN et al., 35.

405 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31.

406 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 239. Ein Beispiel für eine offene Auktionsform ist die sog. «descending clock»-Auktion, dazu MAURER/BARROSO, 9 ff. m.w.H.

407 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 239; MAURER/BARROSO, 8 f. m.w.H.

408 MENANTEAU/FINON/LAMY, 807.

Eine Preisbildungsregel legt die Grundlage der Finanzierung für erfolgreiche Bieter fest.[409] Für Energiemärkte sind primär Gebotspreisauktionen («*pay-as-bid-auctions*» bzw. «*discriminatory-price-auctions*») und Einheitspreisauktionen («*pay-as-cleared-auctions*» bzw. «*uniform-pricing-auctions*») zu unterscheiden.[410] Bei der Gebotspreisauktion erhält der Bieter beim Zuschlag einen Förderbetrag in der Höhe seines eigenen Gebots, während bei der Einheitspreisauktion das höchste Gebot, das noch einen Zuschlag bekommt, den Förderbetrag für alle Bieter bestimmt.[411]

Nach den erfolgten Zuschlägen schliesst die zuständige Behörde mit den berücksichtigten Produzenten einen langfristigen Vertrag.[412] Für die Einspeisung der versprochenen Strommenge erhalten sie entweder einen Investitionsbeitrag oder eine garantierte Vergütung in der Höhe des Zuschlagspreises.[413] Die Kosten für diese Förderung werden üblicherweise von den Endverbrauchern getragen oder über Steuern finanziert.[414]

3.3.2. Exemplarische Bestandsaufnahme

Bereits im Jahr 1990 hat Grossbritannien mit der «*Non-Fossil Fuel Obligation*» (NFFO) Ausschreibungen durchgeführt. In fünf Ausschreibungsrunden im Zeitraum von 1990 bis 1998 wurden dabei die zur Erfüllung der anvisierten Ausbauziele günstigsten Gebote für die Stromproduktion aus nicht-fossilen Energieträgern (inkl. Atomkraft) ausgewählt.[415] Die Abgabe von Geboten war geheim und an keine Bedingungen geknüpft. Die lokale Bevölkerung und die zuständigen Baubewilligungsbehörden wurden i.d.R. nicht vorgängig über die Projekte informiert.[416] Nicht unvermutet erwies sich deshalb die Realisierung

409 KOPP et al., 45.
410 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 241.
411 MAURER/BARROSO, 8 f.; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 241.
412 FINON/PEREZ, 78; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31.
413 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 31.
414 MENANTEAU/FINON/LAMY, 803; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 34.
415 MALLON, 166.
416 MALLON, 172.

der Projekte nach erteiltem Zuschlag als schwierig, auch da bei Nichterfüllung keine Sanktionen vorgesehen waren.[417] Die Ausbauziele in Grossbritannien wurden darum erheblich verfehlt: Lediglich ca. 30 % der Erzeugungsleistung, die einen Zuschlag erhalten hatte, wurde auch tatsächlich installiert.[418] Allerdings stellten sich wegen der grossen Bietervielfalt vergleichsweise niedrige Förderhöhen ein.[419] Die Finanzierung der Förderung erfolgte über eine damals erhobene Abgabe auf Strom aus fossilen Energieträgern («*Fossil Fuel Levy*»).[420] Aufgrund der massiven Verfehlung der Ausbauziele ersetzte Grossbritannien im Jahr 2002 die Ausschreibungen durch ein Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten (sog. «*Renewables Obligation*», RO).[421] Auch in anderen Ländern (namentlich Irland und Frankreich) erfolgte eine Abkehr von Ausschreibungsmodellen hin zu anderen Förderinstrumenten, nachdem Ausbauziele regelmässig verfehlt wurden.[422] Dennoch bevorzugt die Europäische Kommission heute Ausschreibungsverfahren, um «die Kosteneffizienz zu erhöhen und Wettbewerbsverzerrungen zu begrenzen».[423] Gemäss ihren Leitlinien für staatliche Beihilfen im Bereich Umweltschutz und Energie[424] sollen Ausschreibungen ab Jahresbeginn 2017 die festen Einspeisevergütungen als Hauptfördermodell ablösen.[425]

Bis zu diesem Jahr förderte Deutschland die Erzeugung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien vordringlich durch die Zahlung eines Einspeisetarifs, der den Anlagebetreibern während 20 Jahren einen gesetzlich festgeschriebenen Abnahmepreis garantierte.[426] Grundlage dafür ist das EEG, das auch der Schweizer KEV als Vorbild diente, aber

417 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 252.
418 MALLON, 168; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 252.
419 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 252.
420 MALLON, 165. Mit Einführung der «Climate Change Levy» hat diese Abgabe keine Bedeutung mehr.
421 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 102.
422 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 254 m.w.H.; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 102.
423 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Pressemitteilung vom 9. April 2014; BIGOT/KIRST, 75 f.
424 Vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien.
425 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 126.
426 Alternativ konnten Anlagenbetreiber den von ihnen erzeugten Strom über Lieferverträge oder über die Börse veräussern und dabei eine Marktprämie verlangen (sog. Direktvermarktung); dazu BFE, Wirkung, 24; SEITZ/BREITENMOSER, 12.

aufgrund seiner marktfernen Beihilfen kaum mehr mit dem europäischen Recht vereinbar scheint.[427] Dies veranlasste Deutschland zum Erlass einer Gesetzesnovelle.[428] Danach erfolgt die finanzielle Förderung der grösseren Erzeuger von Strom aus neuen erneuerbaren Energien ab dem 1. Januar 2017 durch eine Marktprämie, die in einem Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur ermittelt wird.[429] Die Höhe der Marktprämie bestimmt sich auf Basis der im Ausschreibungsverfahren abgegebenen Gebote («*pay-as-bid*»), wobei die Bundesnetzagentur jeweils pro Ausschreibungsrunde ein Höchstgebot definiert.[430] Die Bundesnetzagentur erteilt dabei – beginnend beim Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert – allen zulässigen Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebotes, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist (sog. Zuschlagsgrenze).[431] Allerdings unterliegen nur Off-Shore-Windenergieanlagen (generell) sowie On-Shore-Windenergie- und Solaranlagen (letztere beide ab einer installierten Leistung von 750 kW) der Ausschreibungspflicht; Betreiber unterhalb dieser Grenzen erhalten also weiterhin eine staatlich garantierte Einspeisevergütung während 20 Jahren.[432]

---

427 Zu entsprechenden Rechtsstreitigkeiten siehe EUROPÄISCHE KOMMISSION, Decision State aid SA.33395 (Beschluss über die Beihilferegelung Deutschlands zur Förderung erneuerbaren Stroms und stromintensive Unternehmen) sowie EuG, Urteil vom 10. Mai 2016, T-47/15 (i.S. Deutschland v. Europäische Kommission). So nun auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 126. Weiterführend HESELHAUS, Rechtsentwicklung EU und Schweiz, 202, 214 ff.; HESELHAUS, Europa-Fenster, 416 f.; HESELHAUS/KNAUL, 271 ff. Ferner NZZ, Deutsches Beispiel, 36.

428 Das Gesetz vom 21. Juli 2014 für den Ausbau erneuerbare Energien wurde am 22. Dezember 2016 geändert (EEG 2017). Dazu auch ROHRER/ELSPAS, Newsletter, 1.

429 Die Bundesnetzagentur führt bspw. für Solaranlagen jeweils am 1. Februar, 1. Juni sowie 1. Oktober Ausschreibungen durch (§ 28 Abs. 2 EEG 2017). Neben den allgemeinen Ausschreibungsbestimmungen (§ 28 ff. EEG 2017) sind die Bestimmungen in § 36 ff. EEG 2017 (für Windenergieanlagen an Land), in § 37 ff. EEG 2017 für Solaranlagen, in § 39 ff. EEG 2017 für Biomasseanlagen zu beachten. § 22 Abs. 5 EEG 2017 bestimmt zudem, unter welchen Voraussetzungen Windenergieanlagen auf See der Ausschreibungspflicht unterliegen; ferner § 30 Abs. 2 EEG 2017. SEITZ/BREITENMOSER, 12 m.w.H. sowie BUNDESNETZAGENTUR, Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/>.

430 So beträgt bspw. das Höchstgebot in der Ausschreibung vom 1. Februar 2017 für Solaranlagen 8.91 Cent/kWh, Art. 37b EEG 2017.

431 Vgl. dazu § 32 Abs. 1 EEG 2017. Vgl. auch ROHRER/ELSPAS, Newsletter, 5. Gemäss § 35 Abs. 1 EEG 2017 werden die Zuschläge über die Internetseite der Bundesnetzagentur bekanntgegeben. Für jedes Gebot ist eine Erstsicherheit zu stellen, § 31 EEG 2017.

432 § 22 Abs. 1 Ziff. 1 sowie § 22 Abs. 3 EEG 2017 e contrario.

Mit dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie hatte der Bundesrat vorgeschlagen, die Vergütungssätze für von ihm bestimmte Anlagen im Einspeisevergütungssystem durch Auktionen festzulegen. Die Auktionen wurden im Gesetzesentwurf nur rudimentär umschrieben; die wesentlichen Parameter des Auktionsgegenstandes und des Auktionsverfahrens wären vom Bundesrat festzulegen gewesen. Die Sanktion bei Nichterreichung der Produktionsziele war auf maximal 10 % der erwarteten Gesamt-Einspeisevergütung festgelegt.[433] In der Differenzbereinigung wurden die Auktionen aber schliesslich aus dem Gesetzesentwurf entfernt.

3.3.3. Volkswirtschaftliche Aspekte

a) Effektivität

Ausschreibungen gelten in der Theorie – bei Ausserachtlassen von unvollständigen Informationen und Transaktionskosten – als sehr treffsicher.[434] Da Stromabsatz und -preis mit dem Zuschlag für eine bestimmte Dauer garantiert sind, sind die Investitionsrisiken für die Produzenten beschränkt.[435] Die Durchführung von Ausschreibungen ist jedoch relativ zeitintensiv und für Behörden und Anbieter mit erheblichen Transaktionskosten verbunden. Die tendenziell tieferen Renditen setzen nur geringe Investitionsanreize.[436] Dies beeinträchtigt die Effektivität des Instruments.

Ohne Sanktionen bei Nichteinhaltung oder Verzögerung von Projekten droht eine Verfehlung der Ausbauziele.[437] Schon im Vorfeld sind angemessene Teilnahmebedingungen zu formulieren und Sicherheiten einzufordern. Dabei ziehen höhere Qualitätsanforderungen und strengere Nachweispflichten zwar höhere Realisierungsquoten, aber auch höhere Fördersätze nach sich.[438]

---

[433] Art. 22 Abs. 2 Bst. a und Art. 25-27 E EnG.
[434] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 79.
[435] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 80 f.
[436] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 81 f.; MENANTEAU/FINON/LAMY, 803.
[437] MONOPOLKOMMISSION, ENERGIE 2015, N 252 ff. m.w.H.
[438] MONOPOLKOMMISSION, ENERGIE 2015, N 254.

Langfristig hängt die Effektivität von Ausschreibungen davon ab, ob die Förderung auf geeignete Weise, namentlich durch Minimierung der Transaktionskosten, verstetigt werden kann.[439]

b) Effizienz

Eine technologie-, grössen- und standortneutrale Ausgestaltung der Ausschreibung fördert die Kosteneffizienz und führt entsprechend zu niedrigeren Fördersummen.[440] Aus Sicht des Wettbewerbsziels ist also technologieneutral auszuschreiben, um die Konkurrenz zwischen den verschiedenen Erzeugungsformen zuzulassen.[441]

Einen bedeutenden Einfluss auf die statische Effizienz von Ausschreibungen hat die Preisbildungsregel. Bei Gebotspreisauktionen («*pay-as-bid-auctions*») können produktive Ineffizienzen auftreten, weil die Gebote strategisch mit Blick auf den mutmasslich markträumenden Preis (also nicht orientiert an den eigenen effektiven Kosten) abgegeben werden.[442] Grössere Anbieter seien in Gebotspreisauktionen im Vorteil, weil sie über mehr Erfahrung verfügten und die Marktstrukturen sowie die Kosten der Mitbewerber besser kennen würden.[443]

Bei Einheitspreisauktionen («*uniform-pricing-auctions*») haben die Bieter keinen Anlass für strategisches Verhalten und orientieren sich an ihren effektiven Kosten. Da bei Einheitspreisauktionen aber das höchste Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Förderbetrag für alle bestimmt, treten bei Produzenten mit geringeren Kosten Mitnahmeeffekte auf.[444] Dem kann teilweise durch eine technologiespezifische oder nach Technologiegruppen geordnete Ausschreibung begegnet werden.[445] Allerdings schrumpft dadurch die Bietervielfalt,

[439] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 82.
[440] FINON/PEREZ, 90; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 83; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 252.
[441] MAURER/BARROSO, 90.
[442] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 243.
[443] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 243.
[444] MAURER/BARROSO, 9; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 241.
[445] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 230.

was Anreize zu Kollusion und die Gefahr von Marktmacht schafft.[446] Ausschreibungen erweisen sich folglich aus statischer Sicht nicht per se als effizient.

Weil die Produzenten bei funktionierendem Wettbewerb nur eine geringe Rendite erwirtschaften können, ist die dynamische Effizienz von Ausschreibungen laut einigen Studien kritisch: Die Betreiber von Erzeugungsanlagen hätten zwar während der Vertragsdauer gewisse Anreize zu Kosteneinsparungen und zum Lernen, würden aber kaum Investitionen in Forschung und Entwicklung tätigen.[447]

Ferner vernachlässigen technologieneutrale Ausschreibungen – wie technologieneutrale Quotenmodelle – die Förderung zukunftsträchtiger, aber noch nicht etablierter Technologien.[448] Ebenso werden sich die Produzenten auf die besten Standorte und die kostengünstigsten Potentiale konzentrieren. Die rasche Ernte der «*low hanging fruits*» trägt nicht zur geografischen und technologischen Diversifikation der Erzeugung bei.[449]

c) Vollzugsaufwand und Transaktionskosten

Ausschreibungen sind für Anbieter und Behörden relativ kosten- und zeitaufwendig.[450] Alle Bieter müssen ihr Angebot vorbereiten und tragen Aufwendungen zur Erfüllung allfälliger Teilnahmebedingungen.[451] Diese Kosten werden den nicht berücksichtigten Bietern nicht zurückerstattet.[452] Behördenseitig müssen die Ausschreibungen zunächst geplant und veröffentlicht werden; anschliessend müssen die eingegangenen Gebote geprüft und die besten ausgewählt werden.[453] Komplexe Ausschreibungen drohen daher kleinere Produzenten von

446 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 83; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 232.
447 MENANTEAU/FINON/LAMY, 805, 808; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 86 f., 93.
448 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 230; siehe auch MENANTEAU/FINON/LAMY, 809.
449 MAURER/BARROSO, 92; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 83 f.
450 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 81.
451 FINON/PEREZ, 86.
452 KLESSMANN et al., 19 FF.
453 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 81.

einer Teilnahme an den Auktionen abzuschrecken.[454] Die Transaktionskosten verringern sich überdies relativ zur angebotenen Strommenge – Grossprojekte liegen daher bei Auktionen im Vorteil.[455]

d) Verteilungswirkungen

Die Verteilungswirkungen von Ausschreibungen sind mit denjenigen von Quoten vergleichbar.[456] Vor allem weisen Ausschreibungen dieselben regressiven Wirkungen auf wie Einspeisevergütungen und Quotenmodelle, wenn die Förderkosten auf die Stromkonsumenten überwälzt werden (z.B. durch Zuschläge auf die Netzkosten). Dasselbe gilt für die Verteilungswirkungen aufgrund von Ausnahmen für energieintensive Industrien.[457] Ebenso gestalten sich die Vorteile von grossen Akteuren und Grossprojekten (Vorteile aus Skaleneffekten, einschliesslich Absorption der Transaktionskosten).[458] Diese Faktoren können eine Dezentralisierung der Stromversorgung beeinträchtigen, soweit eine solche angestrebt wird.

e) Akzeptanz

Während Einspeisevergütungen und Quoten auf einen längeren Zeithorizont ausgerichtet sind (20-30 Jahre), können Ausschreibungen flexibler gehandhabt werden.[459] Die angestrebten Ausbauziele, die Zusammensetzung der Energieträger sowie die Vertragslaufzeiten können auch kurzfristig variiert werden; der Gesetzgeber kann die Förderung damit laufend anpassen und die Kosten kontrollieren.[460] Die Flexibilität und die Einflussmöglichkeiten lassen Ausschreibungen für politische Entscheidungsträger besonders attraktiv erscheinen. Der hohen politischen Akzeptanz steht jedoch das Risiko gegenüber,

[454] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 250.
[455] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 84.
[456] Siehe oben Abschnitt 3.2.3.d).
[457] Siehe oben Abschnitt 3.1.3.d) sowie 3.2.3.d).
[458] Siehe oben Abschnitt 3.2.3.c).
[459] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 80; MENANTEAU/FINON/LAMY, 808.
[460] BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1623.

dass die Ausschreibungsmodalitäten auch geleitet von sachfremden Interessen gestaltet werden (z.B. regionalpolitische Ziele).[461]

Hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz scheinen Ausschreibungen mit Quoten vergleichbar: Sie führen wegen des Kostendrucks zu einer Konzentration von Erzeugungsanlagen an den effizientesten, d.h. geografisch und meteorologisch besten Standorten.[462] Tendenziell führen Ausschreibungen zum Bau grosser Anlagen.[463] Dadurch können Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität an den «*hot spots*» auf erhöhten Widerstand der betroffenen Bevölkerung stossen.[464]

[461] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 81 f.
[462] MENANTEAU/FINON/LAMY, 807; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 231 ff. Siehe oben Abschnitt 3.2.3.e).
[463] Siehe oben Abschnitt 3.3.3.c).
[464] MENANTEAU/FINON/LAMY, 807. Siehe oben Abschnitt 3.2.3.e).

3.4. Lenkungsabgaben

3.4.1. Funktionsweise

Lenkungsabgaben sind öffentliche Abgaben, die nicht wegen ihres Ertrags, sondern zur Verhaltenslenkung erhoben werden.[465] Namentlich die Erhebung von Energieabgaben soll Aktivitäten verteuern, welche die Umwelt direkt oder indirekt über den Energie- und Ressourcenverbrauch belasten.[466] Eine Lenkungsabgabe «simuliert» den Preis für die Inanspruchnahme von Umweltgütern (sog. marginale Schadenskosten) und internalisiert damit die der Gesellschaft entstehenden Kosten.[467] Haushalte und Unternehmen werden diese Preissignale in ihren Konsum- und Produktionsentscheidungen berücksichtigen; sie wägen den Nutzen ihres umweltbelastenden Verhaltens mit den durch die Abgabe erhöhten Kosten ab.[468] Dabei ist den einzelnen Marktteilnehmern selbst überlassen, ob sie die höheren Kosten tragen oder diese durch eine Änderung des Verhaltens – namentlich durch sparsameren Strom- und Rohstoffverbrauch – vermeiden.[469]

Als Objekte einer Energieabgabe sind der Verbrauch von Brenn- und Treibstoffen sowie Strom denkbar; die Abgabe bemisst sich dann am Energie- oder Kohlenstoffgehalt der Energieträger, am Energieverbrauch (kWh) oder am Preis.[470] Die Erhebung der Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen ist möglich bei deren Herstellung oder Gewinnung sowie bei der Einfuhr (Grenzübertritt oder bei Inverkehrbringen aus einem zugelassenen steuerfreien Lager).[471] Die Stromabgabe kann demgegenüber auf Stufe des Konsumenten, bei der Stromeinspeisung im Netz oder auf der Primärenergie erhoben werden.[472]

---

[465] VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 11 N 64; BEUSCH, 99 ff.; weiter zu reinen Lenkungsabgaben DONZEL, 20 ff.

[466] BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7889, 7994 ff.

[467] STURM/VOGT, 64; ERDMANN, 13.

[468] BEUSCH, 16 f.; GRIFFEL, N 234.

[469] ERDMANN/ZWEIFEL, 161; FRICK, 45; zu den Anreizwirkungen vgl. BURKHARDT, 74.

[470] VALLENDER/JACOBS, 193; BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7896 f.

[471] CAMENISCH, 84 f.

[472] EFD, 52, welches die Belastung der Konsumenten bevorzugt. A.M. ITEN/SCHÄPPI/MEIER, 5, welche eine Besteuerung der Haushalte/Unternehmen als nicht zweckmässig erachten und zu bedenken geben, dass dies mit einem grossen Vollzugsaufwand verbunden wäre.

Soll der Energieverbrauch allgemein gesenkt werden, empfiehlt sich eine gleichmässige Besteuerung sämtlicher Energieträger.[473] Werden dagegen konkrete Umweltschutzziele verfolgt – etwa die Reduktion von CO_2-Emissionen – kann eine differenzierte Abgabeerhebung geboten sein, um Energieträger nach Massgabe der Umweltschädlichkeit unterschiedlich zu belasten.[474] Da kein Markt für Umweltgüter besteht, ist die Quantifizierung der durch die Abgabe zu internalisierenden externen Kosten höchstens im Modell möglich; solche Modellannahmen sind jedoch regelmässig stark von Wertungen bzw. persönlichen Präferenzen abhängig.[475] Insbesondere besteht in der Ökonomie kein Konsens in Bezug auf den Grenznutzen umweltschützenden Verhaltens, etwa der CO_2-Vermeidung.[476] Überdies herrscht Uneinigkeit über die Diskontierung von Geldbeträgen bei langen Zeithorizonten.[477]

Zur Festlegung der optimalen Abgabehöhe gelangt deshalb regelmässig der sog. Standard-Preis-Ansatz zur Anwendung: Dabei setzt der Gesetzgeber vorgängig die maximalen aggregierten Emissionen fest; die Abgabehöhe soll dann so bemessen werden, dass die aggregierte Emissionsmenge nicht überschritten wird.[478] Mit der Einführung von Lenkungsabgaben wird meist ein Monitoring vorgesehen, um die Vermeidungsfortschritte in periodischen Abständen mit den vorgegebenen Zielen zu vergleichen und die Abgaben bei drohender Zielverfehlung zeitnah anzupassen.[479]

Abfederungsmassnahmen in Form von Abgabebefreiungen und -erleichterungen sind übliche Massnahmen, um Beeinträchtigungen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von energie- und treibhausgasintensiven Unternehmen sowie letztlich deren Abwanderung in

473 VALLENDER/JACOBS, 5 f., 193; VALLENDER, Steuerreform, 539 m.w.H.
474 VALLENDER/JACOBS, 193; vgl. auch BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7899.
475 Dazu ausführlich ERDMANN/ZWEIFEL, 164 ff.; MANKIW, 16 f.
476 FINON/PEREZ, 79.
477 MANKIW, 17.
478 BAUR, 6; BEUSCH, 32 ff.; FRICK, 11; KAPPELER, 28; ERDMANN/ZWEIFEL, 163.
479 EFD, 42; siehe auch HAMMER et al., 122; WITHANA et al., 64, empfehlen alle 3-5 Jahre ein Monitoring durchzuführen.

das Ausland zu verhindern.[480] Wird von solchen Instrumenten Gebrauch gemacht, wird das Ausmass der Erleichterung wohl vor allem von realpolitischen «Zwängen» geleitet sein.[481]

Die Erträge von Energieabgaben können grundsätzlich ganz oder teilweise beim Staat verbleiben (zur Finanzierung staatlicher Aufgaben) oder an die Bevölkerung und die Unternehmen zurückverteilt werden.[482] Eine Rückverteilung und damit Staatsquotenneutralität wird mit sog. «reinen» Lenkungsabgaben angestrebt, welche nur auf eine Änderung des Verhaltens gerichtet sind.[483] Die Staatsquotenneutralität kann durch eine vollständige Rückerstattung der Erträge oder die Senkung anderer Abgaben erreicht werden.[484]

3.4.2. Exemplarische Bestandsaufnahme

Die Schweiz sowie verschiedene weitere OECD-Staaten (z.B. DE, DK, FI, IR, NL, SE und UK) haben bereits CO_2- und/oder Energieabgaben eingeführt, welche über die primär fiskalisch motivierten Mineralölsteuern hinausgehen.[485] In der Regel werden CO_2-Steuern auf fossilen Brenn- und Treibstoffen erhoben, wobei nach CO_2-Gehalt, seltener nach Energiegehalt der Energieträger belastet wird.[486] Das Abgabeobjekt variiert je nach Land stark: Während gewisse Länder nur eine bestimmte Gruppe von Energieträgern und -verbrauchern mit der Abgabe belasten, deckt die Abgabe bei anderen Ländern Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung aller fossilen Energieträger ab.[487] In einigen Ländern (z.B. DE, DK und SE) wird auch Elektrizität mit einer

---

480 BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7901. Erleichterungen für energie- und treibhausgasintensive Produktionsunternehmen sind international häufig; vgl. WITHANA et al., 13 f.

481 Vgl. CAMENISCH, 96 ff.

482 HAAS et al., Historical Review, 1013; vgl. auch EFD, 77.

483 VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 11 N 66; VALLENDER/JACOBS, 193 f.; CAMENISCH, 38 ff. m.w.H.

484 VALLENDER/JACOBS, 194 f.; siehe auch CAMENISCH, 38 ff.

485 EFD, 32 f.

486 EFD, 34 f.

487 WITHANA et al., 6. Die EU legt in RL 2003/96/EG die gemeinsamen Rahmenvorschriften für die Besteuerung von Energieerzeugnisse und elektrischem Strom fest. Gemäss Art. 2 RL/2003/96/EG sind Minimalsteuern auf Strom, Mineralöle, Kohle und Erdgas zu erheben, wenn diese als Brenn- und Treibstoffe verwendet werden; hierzu EFD, 34 f.

Abgabe belastet, wobei regelmässig reduzierte Sätze für Strom aus neuen erneuerbaren Energien und teilweise aus Wärme-Gas-Kombikraftwerken zur Anwendung kommen.[488] In der Schweiz sollte das nun gescheiterte Klima- und Energielenkungssystem (KELS) die heutige CO_2-Abgabe auf Brennstoffen durch eine Klimaabgabe sowie den Netzzuschlag zur Finanzierung der Fördermassnahmen durch eine Stromabgabe ersetzen.[489]

Die Höhe von Energielenkungsabgaben ist sowohl durch technische[490] wie auch realpolitische[491] Aspekte beeinflusst und variiert nach Energieträgern und Land stark.[492] Eine Reihe von Ländern sieht eine schrittweise Erhöhung der Abgaben vor.[493] Zudem sind in allen Ländern Erleichterungen für bestimmte Industriezweige vorgesehen; so sollen Befürchtungen betreffend die Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieser Industrien zerstreut werden.[494] Die Erträge aus den erhobenen Abgaben werden mehrheitlich im Sinne einer Kompensation an die Haushalte und die Wirtschaft zurückverteilt. Sie werden namentlich dazu verwendet, die Einkommenssteuern (FI, NL, SE), die Unternehmenssteuern (NL) oder die Sozialversicherungsbeiträge der Unternehmen bzw. der Arbeitnehmer (CH, DE, DK, NL und UK) zu senken. Ferner werden die Erträge auch dazu eingesetzt, Energieeffizienzmassnahmen zu fördern (CH, DK, DE, UK).[495]

---

488 EFD, 34.

489 BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7886. Dazu die Analyse von CAMENISCH, 33 ff.

490 Die Abgabenhöhe kann so festgesetzt werden, dass das vorab festgelegte Ziel erreicht und eine bestimmte Menge an CO_2-Emissionen eingespart wird (in Anlehnung an den Standard-Preis Ansatz).

491 Die Abgabehöhe ist auch abhängig von ihrer politischen Akzeptanz. So könnten kaum Abgaben erhoben werden, ohne Erleichterungen für die produzierende Industrie vorzusehen, auch wenn sich diese ökonomisch nicht rechtfertigen lassen; siehe SPECK/JILKOVA, 48 f.; siehe auch SPECK, 23.

492 WITHANA et al., 9; EFD, 35.

493 EFD, 36.

494 Vgl. Art. 15 ff. CO_2-Gesetz; EFD, 37 f. Gemäss WITHANA et al., 13, wird meist die energieintensive Industrie von der Abgabe befreit, so z.B. DE und NL. SPECK/JILKOVA, 50, geben zu bedenken, dass DK und SE zwar die höchsten nominalen Abgaben erheben, die effektiven Abgaben jedoch infolge grosszügiger Erleichterungen und Ausnahmen für die Industrie vergleichbar mit den übrigen genannten Ländern sind.

495 Siehe Art. 34-37 CO_2-Gesetz; SPECK/JILKOVA, 49, EFD, 39.

3.4.3. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte

a) Effektivität

Die Abgabepflichtigen werden ihr Verhalten nach dem Satz der Energieabgabe und ihren Grenzkosten bei der Vermeidung von Umweltbelastungen ausrichten. Für die Festsetzung der optimalen Abgabehöhe bedarf es daher Informationen zu den aggregierten Grenzvermeidungskosten (bzw. den Preiselastizitäten der Nachfrage).[496] Nur dann sind Lenkungsabgaben effektiv.[497] In der Realität müssen die Grenzkostenverläufe aber geschätzt werden.[498] Wird das anvisierte Schutzniveau nicht erreicht, muss in einem «*trial-and-error*»-Verfahren die Abgabehöhe angepasst werden.[499] Die Treffsicherheit bzw. Effektivität des Instruments ist deshalb eingeschränkt.[500]

Wegen der kurzfristig unelastischen Nachfrage nach Elektrizität und Energie müssen Lenkungsabgaben eher hoch angesetzt werden, um kurz- bis langfristig Verhaltensanpassungen bei den Abgabepflichtigen auszulösen.[501] Wird der Abgabesatz zu tief angesetzt, kann kein spürbarer Lenkungseffekt erreicht werden.[502] Ein hoher Abgabesatz kann hingegen an realpolitischen Hindernissen scheitern. Wird aufgrund solcher Hindernisse – wie bei der KELS – ein tiefer Abgabesatz mit «ergänzenden Massnahmen» kombiniert, so stellt dies natürlich die Effektivität des Instruments ganz generell infrage.[503] Lenkungsab-

---

496 HAMMER et al., 33 f.

497 HAMMER et al., 33 f.

498 Der Staat muss diese schätzen, weil die Akteure ihre Zahlungsbereitschaft für die Massnahmen zur Vermeidung der Umweltnutzungen nicht offenbaren; vgl. SPENGEL/WÜNSCHE, 74 F.; MANKIW, 16 f.

499 Dazu ist ein ständiger Soll-Ist-Vergleich nötig, um die Korrekturen frühzeitig vornehmen zu können; siehe SPENGEL/WÜNSCHE, 77; vgl. auch RINGEL, 177, welcher auf die Transaktionskosten aufmerksam macht, welche durch die Ermittlung der richtigen Abgabehöhe verursacht werden.

500 HAMMER et al., 34.

501 Vgl. dazu unten Ziff. 3.4.3.d); KIRCHGÄSSNER, Ökologische Steuerreform, 304 ff.; MAUCH et al., 34 ff.; HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 155. siehe auch SEILER, Kommentar USG, N 18 zu Art. 35*a* USG; Berechnungen des BUNDESRATES, Botschaft KELS, 7897; BARKER et al., Effects, 181 f.

502 Vgl. dazu VALLENDER/JACOBS, 145.

503 CAMENISCH, 127 f.

gaben wie die KELS setzen auch, vor allem auch wegen der im internationalen Umfeld induzierten Wettbewerbsbedingungen, keine Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien.[504] Sie können aber den Aufbau einer fossilbasierten Stromerzeugung verhindern.[505]

b) Effizienz

Lenkungsabgaben entsprechen dem Verursacherprinzip, da sie die sozialen Kosten des Energieverbrauchs bzw. der Emission von Schadstoffen internalisieren.[506] Unternehmen und Haushalte haben aufgrund der Internalisierung einen Anreiz, ihren Energiekonsum bzw. ihre Schadstoffemissionen auf ein nachhaltiges Niveau zu reduzieren.[507] Es ist dabei den Abgabepflichtigen überlassen, ob sie die Kosten für die Belastung der Umwelt tragen oder durch eine Änderung des eigenen Verhaltens – z.B. eine Reduktion des Stromverbrauchs oder der Schadstoffemission – vermeiden wollen.[508] Abgabepflichtige können ihr Belastungsniveau also dort verringern, wo dies für sie mit den geringsten Kosten verbunden ist.[509] Das politisch festgelegte Umweltschutzziel soll so kosteneffizient erreicht werden können.[510]

Lenkungsabgaben fördern nicht nur die statische, sondern auch die dynamische Effizienz der Vermeidungsanstrengungen.[511] Anders als bei Verboten und Geboten entfällt bei Lenkungsabgaben die Abgabelast nicht, wenn bestimmte Grenzwerte eingehalten werden.[512] Des-

504 CREST, 11.
505 FINON/PEREZ, 79; JAFFE/NEWELL/STAVINS, 41 ff.; HAMMER et al., 54 f.; CREST, 6.
506 CAMENISCH, 18.
507 Vgl. EFD, 29.
508 CAMENISCH, 20; FRICK, 45.
509 Vgl. PREISÜBERWACHER, 893 f.; HETTICH, N 298; JACOBS, Möglichkeiten, 460; SKJELVIK/BRUVOLL/IBENHOLT, 128; STEINER, 110; VON STOKAR/MAUCH/ITEN, 18.
510 HAMMER et al., 33; BEUSCH, 16; RECHSTEINER, 29 f.; VALLENDER, Grundzüge, 178; BAUMOL/OATES, Economics, 211 f.; STEINER, 27.
511 HAMMER et al., 33; IEA, Nordic Energy, 39 f.; JACOBS, Möglichkeiten, 461 f.; OECD, 90; SKJELVIK/BRUVOLL/IBENHOLT, 128; VON STOKAR/MAUCH/ITEN, 19 f. Kritisch dazu ZIMMERMANN/WOHLTMANN/HANSJÜRGENS, 28 f.: In einer ersten Phase würden die Innovationsanreize von Umweltabgaben eher gering ausfallen.
512 CAMENISCH, 23 f.

halb sollen die Abgaben stetige Anreize zur sparsamen Energienutzung und zur Entwicklung innovativer, energie- und kosteneffizienter Technologien setzen.[513] Die Innovationsanreize in Bezug auf die Nutzung der Endenergie bestehen nur, wenn die vorgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette von der Abgabenerhebung ausgenommen sind.[514] Erhöht die Lenkungsabgabe in Unternehmen die Stückkosten der Produktion, so fällt deren Output, was die Investitionen in Forschung & Entwicklung reduzieren kann.[515] Auch ist die Innovationsfähigkeit der Abgabepflichtigen verschieden: Während industrielle Verbraucher meist Endenergie durch Kapital substituieren können, ist die Endenergienachfrage der Haushalte nahezu preisunelastisch.[516]

Die Kosteneffizienz der Lenkungsabgaben sinkt merklich, wenn treibhausgas- und energieintensive Unternehmen ganz oder teilweise von den Abgaben befreit werden.[517] Dadurch werden nicht nur kostengünstigste Reduktionspotenziale allenfalls nicht ausgenutzt, sondern die übrigen Abgabepflichtigen müssen auch stärker belastet werden, um die Reduktionsziele tatsächlich erreichen zu können.[518] Mit den Erleichterungen sollen freilich die inländischen treibhausgas- und energieintensiven Branchen international wettbewerbsfähig bleiben.[519] Auch soll die inländische Produktion nicht als Folge ambitionierter Klima- und Energieziele in das schwächer regulierte Ausland verlagert werden; so würden die CO_2-Emissionen nämlich nur verschoben, nicht aber reduziert («*carbon leakage*»).[520] Die empirische

---

513 JACOBS, Möglichkeiten, 461 f.; JACOBS, Umweltschutz, 59 ff.; ZIMMERMANN/WOHLTMANN/HANSJÜRGENS, 29. siehe auch HAMMER et al., 54; kritisch dazu ERDMANN, 38 ff.

514 RINGEL, 177.

515 HAMMER et al., 55 m.w.H.

516 RINGEL, 178: Die preisunelastische Nachfrage der Haushalte ist einerseits auf den geringen Anteil der Energiekosten am verfügbaren Einkommen, andererseits auf das fehlende Wissen über die Substititutionsmöglichkeiten von Elektrizität durch effiziente Wandlergeräte zurückzuführen.

517 WITHANA et al., 57; MEYER ZU HIMMERN/KIRCHGÄSSNER, 53.

518 SPECK/JILKOVA, 48 f.; WITHANA et al., 57; MEYER ZU HIMMERN/KIRCHGÄSSNER, 53.

519 Vgl. Bundesrat, Botschaft KELS, 7907; IEA, Nordic Energy, 43; ITEN et al., 10; MEYER ZU HIMMERN/KIRCHGÄSSNER, 44; OECD, 53; SPECK, 20; WITHANA et al., 13.

520 Vgl. ANDERSEN, 19; ITEN et al., 63; MARCU et al., 1 ff.; MONJON/QUIRION, 5200 f.; WAGNER PFEIFER, 163 f. BARKER et al., Carbon Leakage, 230 ff., fanden für «carbon leakage» in denen von ihnen untersuchten europäischen Staaten seit deren Einführung von CO_2-Abgaben keine empirischen Belege.

Evidenz einer solchen Abwanderung scheint allerdings relativ dünn zu sein.[521] Dennoch besteht für die Politik häufig ein Dilemma zwischen der ökonomischen Effektivität und Effizienz von Energieabgaben und ihrer realpolitischen Durchsetzbarkeit.[522]

Während bei «gewöhnlichen» Luftschadstoffen (NMVOC, NO_X, NH_3, PM10, SO_2) ein ausreichender Umweltschutz durch regionale Massnahmen gewährleistet werden kann, bedarf der Klimaschutz einer globalen Anstrengung. Einzelstaatliche Klimaschutzabgaben leiden deshalb an einem Trittbrettfahrerproblem, da der Kreis der Nutzniesser und Kostenträger nicht identisch ist.[523] Mit unkoordiniertem einzelstaatlichem Handeln können Treibhausgase kaum nennenswert reduziert werden.[524] Reduktionsmassnahmen sind dann nicht nur sinnlos, sondern sogar schädlich. Dass bei gemeinsamer Anstrengung alle Betroffenen bessergestellt wären, muss hier nicht erläutert werden (Spieltheorie, Theorie internationaler öffentlicher Güter).[525]

Mit Blick auf das internationale Umfeld ist festzuhalten, dass ein Wechsel von einem Förder- zu einem Lenkungssystem herausfordernd ist, da sich nichtgeförderte Anlagen im Wettbewerb mit subventionierten Anlagen des In- und (vor allem) des Auslands behaupten müssen. Dies hätte vor allem die Einführung der KELS in der Schweiz betroffen, da das europäische Ausland in der Energiepolitik bevorzugt auf direkte und indirekte Subventionen setzt.

c) Vollzugsaufwand

Im Allgemeinen wird der Vollzugsaufwand für die Abgabenerhebung und die Rückverteilung an die Bevölkerung als gering angesehen,[526] doch ist der Aufwand selbstredend von der konkreten Ausgestaltung

---

[521] CAMENISCH, 96 FF.

[522] Vgl. SPECK, 51; SPECK/JILKOVA, 48; WITHANA et al., 13. Ferner zur politischen Akzeptanz ERDMANN, 14; ITEN et al., 63; ITEN, 74; KLAUS, N 1483; MEYER ZU HIMMERN, 4.

[523] BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN, 5 f., 8.

[524] Vgl. dazu ausführlich WEIMANN, 5 ff.; BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN, 7 ff.

[525] Siehe etwa CLEMMONS/SCHIMMELBUSCH, 3 f.; CAMENISCH, 92 ff.

[526] BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7889; KLAUS, N 1478.

der Abgaben abhängig.[527] Der Veranlagungsaufwand für die Unternehmen ist vermutlich nicht zu unterschätzen. Werden Lenkungsabgaben niedrig bemessen und deshalb mit ergänzenden Massnahmen kombiniert, wird der Vollzug aufgrund der Kombination von Instrumenten nochmals aufwendiger.[528] Der Vollzugsaufwand wird zudem bei Abgabebefreiungen und bei Erleichterungen für treibhausgas- und energieintensive Unternehmen erhöht.[529]

d) Verteilungswirkungen

Lenkungsabgaben sind i.d.R. als Objektabgaben ausgestaltet.[530] Sie nehmen also keine Rücksicht auf die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Abgabepflichtigen, sondern weisen regressive Verteilungseffekte auf.[531] Entsprechend belasten sie finanzschwache Haushalte relativ stärker als finanzstarke Haushalte.[532]

Der Lenkungseffekt einer Abgabe hängt von der Preiselastizität der Nachfrage ab.[533] Weil die Energienachfrage kurzfristig unelastisch ist, kann eine Reduktion der Energienachfrage (Mengeneffekt) nur durch eine überproportionale Preiserhöhung (Preiseffekt) erreicht werden.[534] Mit anderen Worten kann nur durch eine hohe Energielenkungsabgabe ein spürbarer Lenkungseffekt erzielt werden. Während nun vermögenden Haushalten die Entscheidungsfreiheit zwischen der Verhaltensänderung und dem Bezahlen der Lenkungsabgabe ver-

---

527 CAMENISCH, 31 f.

528 BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7910; MÜLLER/SPILLMANN, 25, 43; CAMENISCH, 32.

529 KLAUS, N 1478.

530 VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 11 N 69.

531 BAUR, 20, 68; KIRCHGÄSSNER, Steuer- und Abgabenordnung, 110; KLAUS, N 1447; MAUCH et al., 174; STEPHAN, 20. So auch BUNDESRAT, Botschaft Klimapolitik, 7506; EFD, 30. Eine ältere Studie von SPILLMANN/STAEHELIN-WITT, 128 ff., zeigt hingegen, dass eine Erhöhung der Belastung von Treibstoffen die mittlere Einkommensschicht am stärksten trifft.

532 BAUR, 20; BAUR/HIMMEL, 13; DUVANEL-DONZEL, 54, 68; KLAUS, N 1448; MÜLLER/SUTER, 95 f.; STEPHAN, 20; VON STOKAR/MAUCH/ITEN, 61 m.w.H.

533 VALLENDER/JACOBS, 4.

534 KIRCHGÄSSNER, Ökologische Steuerreform, 304 ff.; VALLENDER/JACOBS, 9 f., 145. Dazu auch HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 154 f. Längerfristig ist die Preiselastizität höher einzuschätzen, da den Abgabepflichtigen mehr Möglichkeiten zur Anpassung ihres Verhaltens offenstehen; vgl. dazu BAUR, 7; MAUCH et al., 34 ff., 167 f.; CAMENISCH, 28 f.

bleibt, werden finanzschwache Haushalte von hohen Lenkungsabgaben faktisch zu einer Verhaltensänderung gezwungen.[535] Auch von den Kosten einer Verhaltensänderung, z.B. dem Kauf energieeffizienter Geräte, werden finanzschwache Haushalte zumindest initial stärker belastet.[536] Abfederungsmassnahmen für treibhausgas- und energieintensive Unternehmen führen zu einer stärkeren Belastung der übrigen Abgabepflichtigen, um erwünschte Lenkungswirkungen dennoch erreichen zu können.[537] Je umfangreicher die Erleichterungen, desto höher wird die Last für die übrigen Abgabepflichtigen (Unternehmen und Haushalte).[538]

Diese regressiven Effekte der Lenkungsabgabe können mit einer geeigneten Rückverteilung gemildert werden, bspw. mit einer progressiv wirkenden Pro-Kopf-Pauschale (Barauszahlung oder Anrechnung an die Krankenversicherung) oder mit einer Senkung der Lohnnebenkosten und Gewinnsteuer.[539]

e) Akzeptanz

Lenkungsabgaben lassen die Privatautonomie der Abgabepflichtigen unangetastet. Unerwünschte (energieintensive) Aktivitäten werden deshalb dort vermindert, wo die Reduktion nach Meinung der Betroffenen – also in einer Nutzenperspektive – am kostengünstigsten ist.[540] Obwohl dies die Akzeptanz fördern sollte, erweisen sich Len-

[535] JOHNSON/MCKAY/SMITH, 16 zeigen, dass bei einer Treibstoffsteuer von 15 %, die Haushalte mit den niedrigsten Einkommen ihren Treibstoffverbrauch um rund 10% verringern, während die durchschnittliche Einschränkung bei 4.12% liegt; vgl. dazu auch CAMENISCH, 22 f.

[536] CAMENISCH, 28 f. Freilich sind effizientere Anlagen im Betrieb kostengünstiger, sodass sich bei wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen insgesamt Einsparungen ergeben.

[537] SPECK/JILKOVA, 48 f.; WITHANA et al., 57; MEYER ZU HIMMERN/KIRCHGÄSSNER, 53.

[538] Sofern die im politischen Prozess festgelegten Klima- und Energieziele auch erreicht werden sollen. Vgl. EFD, 70, 74; MÜLLER, Ökologische Steuerreform, 47, 65; BREITSCHOPF/DIEKMANN, 35, zu der Situation in Deutschland; MÜLLER, Ökologische Steuerreform, 64; SKJELVIK/BRUVOLL/IBENHOLT, 92; SPECK, 51 f.

[539] MÜLLER/SPILLMANN, 59; vgl. auch MÜLLER, Ökologische Steuerreform, 26; CAMENISCH, 29, 116 ff.

[540] Ähnlich VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 11 N 70.

kungsabgaben als politisch kaum durchsetzbar: Auf das vom Bundesrat vorgeschlagene Klima- und Energielenkungssystem ist die UREK-N am 31. Januar 2017 gar nicht eingetreten. Am 8. März 2015 wurde die Volksinitiative «Energie- statt Mehrwertsteuer» von 92 % der Bevölkerung und von allen Ständen abgelehnt.[541] Inhaltlich ähnlich gelagerte kommunale und kantonale Energievorlagen mit Abgaben hatten in der jüngeren Vergangenheit auch einen schweren Stand.[542] Die gesellschaftliche Akzeptanz hoher – und damit wirksamer – Lenkungsabgaben scheint offensichtlich gering.[543] Dies gilt nicht unvermutet vor allem dann, wenn Änderungen öffentlicher Abgaben die Last per Saldo erhöhen.[544] Zum anderen könnte die fehlende Rücksicht auf die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit aus sozialen Gründen auf Ablehnung stossen.

[541] Vgl. BUNDESRAT, BBl 2015 3475.

[542] Am 27. November 2016 wurde im Kanton Basel-Landschaft eine Änderung der Kantonsverfassung und des kantonalen Energiegesetzes zur Einführung einer Energieabgabe von 0,5 Rp./kWh mit 56,8 % bzw. 57,45 % der Stimmen abgelehnt. Am 8. März 2015 wurde im Kanton Schaffhausen eine Revision des Baugesetzes (Erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der kantonalen Energiestrategie, mit einer «Förderabgabe auf dem Strombezug» von max. 1,0 Rp./kWh) mit 58,1 % der Stimmen abgelehnt. Am 3. März 2013 wurde im Kanton Bern die Volksinitiative «Bern erneuerbar» mit 65,3 % der Stimmen und der Gegenvorschlag des Grossen Rates mit 51,4 % der Stimmen mutmasslich aus Kostengründen abgelehnt. Schliesslich die Finanzierung des Schanzentunnels in Bern oder der Traversée de la Rade in Genf mittels Objektabgaben, die in den Volksabstimmungen vom 28. September 1997 bzw. vom 09. Juni 1996 deutlich abgelehnt wurden; vgl. ARE, 17.

[543] FINON/PEREZ, 79; MANKIW, 14 f.

[544] VALLENDER, Steuerreform, 531.

3.5. Zielkonflikte und Optimierungsversuche

In der ökonomischen Theorie – d.h. bei Abwesenheit von Informationsdefiziten und Unsicherheit – ist die Frage, ob zur Internalisierung negativer Externalitäten der Energiemärkte die Implementierung einer Preis- oder einer Mengensteuerung grundsätzlich sinnvoller erscheint, nicht eindeutig zu beantworten.[545] Sind jedoch die Grenzkostenverläufe der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien resp. der Verlauf der CO_2-Vermeidungskosten bekannt, existieren klare ökonomische Handlungsempfehlungen. Eine Preissteuerung ist dann vorzuziehen, wenn die CO_2-Vermeidungskosten mit zunehmender Reduktion stark ansteigen, während der zusätzliche Nutzen durch die Reduktion relativ konstant bleibt.[546] Dies rührt daher, dass bei einer Mengensteuerung schon kleine Schätzfehler zu hohen Wohlfahrtseinbussen führen würden. Bleiben die Grenzkosten der CO_2-Vermeidung hingegen vergleichsweise konstant, während der Grenznutzen steigt, erweist sich eine Mengensteuerung aus ökonomischer Sicht als vorteilhaft.[547]

Allerdings sind die resultierenden Umweltschäden und der Grenznutzen der Vermeidung kaum empirisch abzuschätzen,[548] da es sich beim öffentlichen Gut einer intakten Umwelt um eine inkommensurable, d.h. nicht monetarisierbare Grösse handelt.[549] Politische Ziele hinsichtlich der CO_2-Vermeidung sind folglich basierend auf Wertentscheiden zu definieren.[550]

Wie die obigen Erläuterungen zu den verschiedenen Förder- und Lenkungsmodellen aufzeigen, weisen sämtliche Modelle spezifische Vor- und Nachteile auf. Die Modellauswahl hängt entsprechend von den konkreten Zielen und deren relativer Wichtigkeit für den Gesetzgeber

---

545 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 184 (insbesondere Fn. 184) m.w.H., 221; MENANTEAU/FINON/LAMY, 804.

546 HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 94; MENANTEAU/FINON/LAMY, 804.

547 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 184 (insbesondere Fn. 184); MENANTEAU/FINON/LAMY, 804.

548 MENANTEAU/FINON/LAMY, 801; FINON/PEREZ, 79.

549 LEPSIUS, N 62; ausführlich ERDMANN/ZWEIFEL, 164 ff.; MANKIW, 16 f.

550 LEPSIUS, N 62; MENANTEAU/FINON/LAMY, 801.

ab.[551] Wesentlich scheint in diesem Zusammenhang der fundamentale Zielkonflikt zwischen einem kostenminimalen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung (durch die Nutzung der günstigsten Technologie) und dem Erhalt technologischer und geografischer Diversität des Ausbaus.[552] Damit verbunden ist der Entscheid, ob differenzierte Produzentenrenten in Kauf genommen werden sollen, und für welchen Zeitraum sich der Gesetzgeber festlegen will: möglichst kurz im Dienste einer hohen Flexibilität, oder längerfristig, z.B. für 20-30 Jahre, um eine möglichst hohe Rechts- und Investitionssicherheit zu gewährleisten.

[551] In diesem Sinne auch BUNDESRAT, Botschaft StromVG, 1623; FINON/PEREZ, 91.
[552] CREST, 9.

4. Fördersysteme aus rechtlicher Sicht

Nachfolgend befassen wir uns mit ausgewählten Rechtsfragen bei Eingriffen in Elektrizitätsmärkte, namentlich solchen zur Förderung der erneuerbaren und zur Sicherung einer ausreichenden Elektrizitätserzeugung. Mögliche Friktionen bestehen vor allem mit Blick auf das internationale Recht, insbesondere das GATT/WTO-Recht und das bilaterale Freihandelsrecht mit der EU. Hier steht im Vordergrund, ob und inwieweit Fördermassnahmen den zwischenstaatlichen Handel beeinträchtigen und ob solche allfälligen Beeinträchtigungen rechtfertigbar sind. Dabei entscheidend ist im Zusammenhang mit Quoten und differenzierten Abgaben die Ausgestaltung des unterliegenden Zertifikatesystems: Zu regeln ist, ob ausländische Zertifikate vollständig, teilweise oder gar nicht anerkannt werden sollen.

4.1. Vorbemerkungen

4.1.1. Elektrizität im Handelsrecht

Handelsrechtlich wird Elektrizität als Ware (im Sinne einer Gattungssache bzw. «*commodity*») behandelt.[553] Während die Rechtsprechung des EuGH diese Einordnung bestätigt,[554] liegen von den Streitbeilegungsorganen bislang keine Entscheide dazu vor, ob Elektrizität auch WTO-rechtlich als Ware zu qualifizieren ist.[555] Zwar ist die transportierte elektrische Energie nicht gegenständlich spezifizierbar, jedoch

[553] Zur Qualifikation der Elektrizität ALBATH, Trade, 93; BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 27; BISCHOF, 82; BUCHMÜLLER, 176; COTTIER et al., Differential Taxation, 28; COTTIER et al., Energy, 5, die sich auf 9 allerdings dafür aussprechen, Strom in Zukunft als Dienstleistung und damit anhand des GATS zu beurteilen; HARTMANN, 36; HORLICK/SCHUCHHARDT/MANN, 3 f.; HOWSE, 7; OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 17 f., § 23 N 7; VEDDER et al., N 4.64, jeweils mit Hinweisen auf die Rechtsprechung. Für das schweizerische Recht auch BALTHASAR, 25; WEBER/KRATZ, § 8 N 93.

[554] Energie ist eine Ware im Sinne von Art. 28 ff. AEUV; jeweils mit Hinweisen auf die Rechtsprechung HARTMANN, S. 36; OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 17 f., § 23 N 7; VEDDER et al., 4.64.

[555] Vgl. BISCHOF, 82. Allerdings wurde in einem Panel Report festgehalten «We note that it is not contested in these disputes that electricity produced from electricity generation facilities [...] is a good and a product for the purpose of the covered agreements that are at

quantifizierbar.[556] Gleichwohl weist Elektrizität physikalische Eigenschaften auf, die handelbare Güter sonst nicht aufweisen: Um vom Ort der Erzeugung an den Ort der Verwertung zu gelangen, benötigt der Transport elektrischer Energie mittels elektrischen Stroms eine Leitung.[557] Die im internationalen Handelsrecht übliche Qualifikation von Elektrizität als Gattungsware steht zu deren realen Eigenschaften in einem Spannungsverhältnis.

Grundsätzlich ist der Energietransport über weite Distanzen möglich, jedoch entstehen dabei z.T. erhebliche Netzverluste (durch das Umspannen und den Transport).[558] Ausserdem bedingt ein stabiler Netzbetrieb, dass die Spannung und die Frequenz auf den verschiedenen Netzebenen konstant gehalten werden.[559] Die Elektrizitätseinspeisung ins Netz muss entsprechend mit der Ausspeisung resp. dem «Elektrizitätsverbrauch» im Gleichgewicht gehalten werden. Schliesslich ist Elektrizität mit den derzeit verfügbaren Technologien nur beschränkt (und zu vergleichsweise hohen Kosten) speicherbar.[560] Der physische Stromhandel ist daher ein Echtzeitgeschäft.

Gegenüber anderen versorgungs- bzw. sicherheitspolitisch lebenswichtigen Gütern (namentlich Nahrungsmittel, Medikamente und Energieträger wie Erdöl oder Erdgas)[561] ist Elektrizität nicht im eigentlichen Sinne lagerbar. Aus diesem Grund ist die Frage, inwieweit ein Staat innerhalb seines Territoriums zur Eigenversorgung mit Elektrizität in der Lage ist resp. sein will, sicherheits- und versorgungspolitisch von Bedeutung.

---

issue» WTO, Canada – Certain measures affecting the renewable energy generation sector; Canada – Measures relating to the feed-in tariff program, 19. Dezember 2012, WT/DS412/R, WT/DS426/R, Fn. 46.

556 BALTHASAR, 25; WEBER/KRATZ, § 2 N 9 f.

557 WEBER/KRATZ, § 2 N 6. Zum Ganzen auch WALTHER, Steuerungsinstrumente, 21 f. Die leitungsgebundene Übertragung und die Verteilung von Strom werden in der Regel als Dienstleistung beurteilt. Sie fallen damit in den Anwendungsbereich des GATS. ALBATH, Trade, 93 f.; BUCHMÜLLER, 136 PINELLI, 93; ähnlich BISCHOF, 82.

558 ERDMANN/ZWEIFEL, 296.

559 ANDERSSON, 24 ff. m.w.H.

560 ERDMANN/ZWEIFEL, 295.

561 Vgl. die unvollständige Aufzählung lebenswichtiger Güter und Dienstleistungen in Art. 2 LVG.

4.1.2. Zertifikatsmechanismen im Handelsrecht

Einige Mechanismen zur Förderung erneuerbarer Energie (z.B. differenzierte Stromabgaben) oder zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (z.B. Kapazitätsmärkte) basieren auf der Vergabe von Zertifikaten.[562] Diese werden für die Produktion von erneuerbarer Elektrizität oder für die Bereitstellung von Versorgungskapazitäten (hoheitlich) vergeben. Fördermechanismen können vorsehen, dass der Verkauf von Zertifikaten an den Verkauf der erneuerbaren Elektrizität gekoppelt werden muss. Häufiger können Zertifikate aber getrennt von dem Strom, für dessen erneuerbare Produktion sie ursprünglich verliehen wurden, auf einem separaten Markt gehandelt werden. Mit dem Erwerb entsprechender Zertifikate kann dann auch eingekaufte Elektrizität aus fossilen Energiequellen «vergrünt» werden.

Anders als Elektrizität fallen solche (Grünstrom-)Zertifikate gegenwärtig nicht unter den Warenbegriff des WTO-Rechts, da es ihnen unter anderem an der Berührbarkeit fehlt und sie nicht Ergebnis eines Produktionsprozesses sind.[563] Dies könnte sich ändern, wenn sich die Mitgliedstaaten darauf einigen würden, Grünstromzertifikate als Waren i.S.d. WTO-Rechts anzusehen oder wenn sich das Verständnis des WTO-rechtlichen Warenbegriffs erweitern würde. Zertifikate stellen auch keine Dienstleistungen im Sinne des GATS dar. Es liegt weder eine wirtschaftliche Aktivität vor, noch sind die Zertifikate Nachweise

[562] So dienen Umweltzertifikate in der Perspektive der Europäischen Kommission vor allem dazu, dass die Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien «indirekt durch eine garantierte Nachfrage zu einem Preis, der über dem Marktpreis für konventionell erzeugte Energie liegt, unterstützt» werden. Diese Formulierung scheint auf Quotenmechanismen zugeschnitten, EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 135; dazu LÜBBIG/FUCHS, 39. In Fn. 69 der Leitlinien wird zudem angemerkt, dass im Rahmen von Marktmechanismen «von Stromerzeugern beispielsweise verlangt werden [kann], dass ein bestimmter Teil ihres Stroms aus erneuerbaren Energiequellen stammen muss».

[563] Vgl. BUCHMÜLLER, 177 f.; DELIMATSIS, 453; DELIMATSIS/MAVROMATI, 251. Zwar könnten die Zertifikate als Commodity angesehen werden, da sie standardisiert und damit beliebig austauschbar sind. Die Behandlung im Handelsverkehr als Commodity ist ein Hinweis auf die Wareneigenschaft. Allerdings ist auch die Einordnung als Commodity lediglich ein Indiz für die Beurteilung als Ware, da keine Anzeichen dafür bestehen, dass die WTO-Mitglieder das Warenverständnis auf Commodities an sich ausgedehnt haben. BUCHMÜLLER, 154 f., 178. Emissionszertifikate werden nach aktuellem Rechtsstand ebenfalls nicht als Waren im Sinne des WTO-Rechts beurteilt. BREWER, 337; PETSONK, 199 ff.; TUERK et al., 39; VOLMERT, 40; WERKSMANN, 255.

über bereits erbrachte Dienstleistungen.[564] Allerdings können im Rahmen des Handels mit diesen Zertifikaten (Finanz-)Dienstleistungen im Sinne des GATS erbracht werden. Regelt ein Mitgliedsstaat die Erbringung der im Zusammenhang mit dem Zertifikathandel relevanten Finanzdienstleistungen, sind das GATS und sein Anhang über Finanzdienstleistungen anwendbar.[565] Wenn sich ein WTO-Mitgliedstaat hinsichtlich seines Finanzdienstleistungssektors umfassenden Liberalisierungspflichten unterworfen hat,[566] sind bei der Regulierung des Zertifikathandels die Regelungen über den Marktzutritt, die Grundsätze der Meistbegünstigung und der Inländerbehandlung sowie die Vorgaben zu innerstaatlichen Regelungen, zur Transparenz und zur Liberalisierung des Zahlungs- und Kapitalverkehrs zu beachten.[567] Allerdings sollten nationale Massnahmen zur Regulierung des Zertifikatehandels mit dem GATS vereinbar sein, solange sie nicht der Diskriminierung ausländischer Finanzdienstleistungsanbieter dienen.[568]

---

564 BUCHMÜLLER, 181 f., 549, nach dem hinsichtlich der Einordnung der Zertifikate eine erhebliche Rechtsunsicherheit besteht, der am besten durch eine Einigung der WTO-Mitglieder auf eine verbindliche Behandlung von Grünstromzertifikaten im WTO-Recht begegnet würde. Siehe auch DELIMATSIS, 453; DELIMATSIS/MAVROMATI, 251.

565 Dieser Anhang («Understanding on Commitments in Financial Services») legt Mindestanforderungen an die nationalen Liberalisierungszugeständnisse im Finanzdienstleistungsbereich fest, wobei hauptsächlich die in den Staaten bereits bestehende Liberalisierung rechtlich festgeschrieben wird. KOKOTT, 402; für weitere Ausführungen auch GÉTAZ, 17. Zum Anwendungsbereich DELIMATSIS/MAVROMATI, 251; HOWSE, 25; sodann COTTIER et al., Differential Taxation, 28, 37.

566 Die Verpflichtungen der WTO-Mitglieder bei der Liberalisierung des Handels mit Finanzdienstleistungen unterscheiden sich stark, da jedes Mitglied über eine eigene Verpflichtungsliste verfügt: DELIMATSIS/MAVROMATI, 252; vgl. auch COTTIER et al., Differential Taxation, 37; HOWSE, 26. In einer Liste werden Ausnahmen zur Meistbegünstigung aufgeführt, in einer anderen Liste spezifische Verpflichtungen zu Marktzugang und Inländerbehandlung, vgl. WTO, Switzerland, 24. Januar 2003, S/DCS/W/CHE. Die Liberalisierungszugeständnisse der Schweiz ergeben sich aus dem Zusammenspiel verschiedener Regelwerke und sind im Rahmen des Fünften Protokolls zum GATS erheblich ausgebaut worden; KOKOTT, 401 f., 406; VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 18 N 2. So öffnete die Schweiz ihren Finanzsektor auf der Basis der Meistbegünstigung, BUNDESRAT, Botschaft Finanzdienstleistungen, 3465, 3467. Beschränkungen für Zertifikate bestehen keine, vgl. Hinweis bei BUNDESRAT, Botschaft Finanzdienstleistungen, 3466: «Aufgrund des äusserst liberalen Regimes im Finanzsektor [...]».

567 Art. XVI, Art. II und XVII, Art. VI, Art. III, Art. XI bzw. Art. XVI GATS. Zum Ganzen mit weitergehenden Ausführungen BUCHMÜLLER, 526 ff., 540, 547.

568 BUCHMÜLLER, 548, 550. Auch DELIMATSIS/MAVROMATI, 253, führen aus, dass viele der Massnahmen, die den Zertifikathandel regulieren oder hemmen, zum Bereich der innerstaat-

Im Unterschied zum WTO-Recht werden (Grünstrom-)Zertifikate im Europarecht von der Literatur überwiegend als Waren angesehen.[569] Massgebend sei, dass sie Gegenstand einer monetären Bewertung und damit Gegenstand eines Handelsgeschäfts sein können.[570] Die Beurteilung von Zertifikaten nach der Kapitalverkehrsfreiheit wird abgelehnt, da das Zertifikat selber das gehandelte Gut sei und nicht als blosses «Recht an einer Sache» veräussert wird.[571] Der EuGH hat sich bislang zu dieser Frage allerdings nicht direkt, sondern nur im Konnex mit nationalen Förderregimes, also mit Blick auf Auswirkungen hinsichtlich Elektrizitätsimporte, geäussert.[572] Eine Verneinung der Wareneigenschaft käme europarechtlich namentlich infrage, wenn der EuGH zwar keine Körperlichkeit, aber doch eine gewisse physikalische Existenz als Merkmal einer Ware voraussetzen würde.[573]

lichen Regelungen von Finanzdienstleistungen gehören und deshalb oft nichtdiskriminierend sind und unter die breite Kategorie der aufsichtsrechtlichen Massnahmen nach Art. 2(a) Anhang Finanzdienstleistungen fallen.

569 BUCHMÜLLER, 180 f. m.w.H.; JOHNSTONE et al., 130; MÜLLER/BITSCH, 200; SCHINTOWSKI, 255, zu Kraft-Wärme-Kopplungs-Zertifikaten; VAN DER ELST, 196.

570 VAN DER ELST, 196; JOHNSTONE et al., 130, zu GO's.

571 MÜLLER/BITSCH, 200

572 Illustrativ Ålands Vindkraft AB gegen Energimyndigheten, EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 65 ff.

573 BUCHMÜLLER, 180 f.

4.2. Europäisches Recht

Das Recht der Europäischen Union bindet die Schweiz als Drittstaat nicht. Freilich kann sich die Schweiz aus eigenem Antrieb dazu entschliessen, das Recht der Union zu übernehmen oder sich an diesem zu orientieren («autonomer Nachvollzug»). Aus heutiger Sicht ist die Vereinbarkeit eines Förderregimes mit dem europäischen Recht vor allem deshalb von Bedeutung, weil das Freihandelsabkommen vom 22. Juli 1972 (FHA) Kernelemente des europäischen Binnenmarktrechts enthält; entsprechend dürfte es von den europäischen Institutionen konform mit diesem Rechtskörper ausgelegt werden.[574] Sollte es in Zukunft doch einmal zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens kommen, müsste die Schweiz das europäische Recht zum Energiebinnenmarkt ohnehin weitgehend übernehmen.[575] Hinsichtlich der Ausgestaltung ihrer Elektrizitätsmarktordnung und ihrer Förderregimes hätte die Schweiz dann nahezu gleichlaufende Rechte und Pflichten wie die Mitgliedstaaten der Union.

Eine ausgeprägt europarechtsfreundliche Sichtweise auf das FHA läuft Gefahr, dass der Schweiz mittels Rechtsauslegung die Pflichten eines effektiven Mitgliedstaates auferlegt werden, ohne dass sie die entsprechenden Rechte geniessen würde. So ist ausgewiesen, dass die Union die Schweiz trotz enger Beziehungen bloss als Drittstaat betrachtet.[576] Im Bereich des grenzüberschreitenden Handels mit Elektrizität wird dies ganz offensichtlich, da die einschlägigen Netzkodizes

[574] Näher zu Gründen des Einbezugs des europäischen Rechts, vgl. COTTIER et al., CO_2 Levies, 72; COTTIER et al., Differential Taxation, 24, 78; TRINKNER et al., 51.

[575] Die Anzahl der Verhandlungsgegenstände wächst offenbar umgekehrt proportional mit der Bereitschaft der Parteien, das Abkommen auch tatsächlich abzuschliessen. Verhandelt wird über die RL 2009/28/EG, die Langfristverträge Schweiz-Frankreich, die Entflechtung der Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber, die Beteiligung an Gremien, institutionelle Fragen, REMIT, die RL 2014/94/EU, sowie das Wettbewerbs-, Umwelt- und materielle Beihilferecht. In Bälde dürfte das sog. «Winterpaket» der EU hinzukommen. Ausführlich dazu HETTICH/WALTHER/SCHREIBER TSCHUDIN, Stromabkommen, 7 ff. Vgl. auch COTTIER et al., Differential Taxation, 78; TRINKNER et al., 51.

[576] Gemäss Rechtsprechung des EuGH zu Treibhausgasemissionszertifikaten im Flugverkehr, Urteil vom 21. Dezember 2016, C-272/15, N 24 ff., steht es der Union denn auch frei, «nach Massgabe der von ihr verfolgten Ziele eine Differenzierung zwischen Drittländern vorzunehmen, ohne gehalten zu sein, alle diese Länder gleich zu behandeln». Drittstaaten

die Schweiz *explizit* von der Teilnahme an der Marktkopplung ausschliessen und ihre Produzenten so an der Vermarktung ihrer Elektrizität in der Union behindern.[577] Für den vorliegend wichtigen Bereich der Anerkennung von Zertifikaten schlägt die Union jüngst vor, dass hierfür zukünftig generell ein Kooperationsabkommen erforderlich sein soll.[578] In diesem Sinne darf nicht vergessen werden, dass das FHA «nur» ein Freihandelsabkommen ist, welches keinen mit den Mitgliedstaaten gleichberechtigten Zugang zum Binnenmarkt gewährt.

4.2.1. Grundlegende Bestimmungen

Der freie Warenverkehr ist eine der vier Grundfreiheiten des europäischen Binnenmarktrechts (Art. 34 f. AEUV). Als Bestimmung des primären EU-Rechts hat die Warenverkehrsfreiheit Vorrang vor abweichendem Richtlinienrecht,[579] ausser das Sekundärrecht harmonisiere einen Bereich auf Unionsebene abschliessend.[580]

Mengenmässige Ein- und Ausfuhrbeschränkungen sowie alle Massnahmen gleicher Wirkung (MgW) zwischen den Mitgliedstaaten sind verboten. Die nähere Definition und Abgrenzung der MgW ist ausgesprochen schwierig.[581] Nach der *Dassonville*-Formel sind MgW «Jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder

wie die USA oder China dürfen nach dieser Rechtsprechung von der Union politisch besser behandelt werden als die Schweiz.

577 Art. 1 Abs. 4 CACM. Selbst im Bereich der Regelenergiemärkte, wo es zentral um die Sicherung der Netzstabilität geht, soll eine Teilnahme der Schweiz nur möglich sein, «if the exchange of balancing services with Switzerland are necessary for the safe secure network operation of the Union electricity market»; Art. 1 Abs. 5 Draft Balancing Code i.d.F. vom 24. Januar 2017.

578 Art. 5 Abs. 3 Draft Renewable Energy Directive i.d.F. vom 23. Februar 2017.

579 Zum Vorrang von Primärrecht COTTIER, Differential Taxation, 77; OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 10 N 39; SCHINTOWSKI, 303. Das Verhältnis zwischen Primär- und Sekundärrecht sei aber nicht ausschliesslich hierarchisch, was sich in der primärrechtsförderlichen Auslegung des Sekundärrechts und der sekundärrechtsrespektierenden Auslegung des Primärrechts zeige, dazu OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 10 N 43. Ohnehin nicht rechtsverbindlich sind Leitlinien: BONN et al., 22.

580 OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 27; vgl. auch Fn. 619.

581 OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 29; vgl. auch VEDDER et al., N 4.59.

potentiell zu behindern.»[582] Die Eignung einer Massnahme zu diesem Zweck reicht also aus; es muss kein tatsächlicher Rückgang der Einfuhren nachgewiesen werden.[583] Mengenmässige Beschränkungen und MgW können, bspw. aus Gründen des Umweltschutzes oder der Versorgungssicherheit, gerechtfertigt werden (Art. 36 AEUV).[584] In «*Cassis-de-Dijon*» anerkannte der EuGH zudem zwingende Erfordernisse des Gemeinwohls als Gründe für Handelsbeschränkungen.[585] Beschränkungen müssen verhältnismässig sein und dürfen kein Mittel zur willkürlichen Diskriminierung oder eine verschleierte Handelsbeschränkung darstellen.[586] Das Freihandelsabkommen der Schweiz mit der Union enthält in Art. 13 und 13A FHA (freier Warenverkehr) bzw. Art. 20 FHA (Ausnahmen) Bestimmungen mit gleicher Stossrichtung.

Nationale Beihilfen sind verboten, wenn sie staatlich oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden, bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigen und damit den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen sowie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen (Art. 107 Abs. 1 AEUV).[587] Eine Bestimmung mit ähnlichem Gehalt enthält Art. 23 FHA. Eine Beihilfe liegt vor, wenn einem Unternehmen ein wirtschaftlicher Vorteil zukommt, den es unter normalen Marktbedingungen nicht erhalten hätte; das Verbot umfasst geldwerte Zuwendungen im weitesten Sinn.[588] In vorliegendem Zusammenhang ist die Gewährung aus staatlichen Mitteln zentral. Die Entscheidung über die Begünstigung muss dem Staat zurechenbar sein und von diesem finanziert werden; es muss also zu einer Belastung des öffentlichen Haushalts kommen.[589] Allerdings erfüllt auch

---

582 EuGH, Urteil vom 11. Juli 1974, C-8/74, N 5 («Dassonville»).

583 OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 30.

584 Dazu OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 36 ff.; VEDDER et al., N 4.76; TRINKNER et al., 92. Zur Rechtfertigungen aus Gründen der Versorgungssicherheit EuGH, Urteil vom 10. Juli 1984, C-72/83, N 35 und Urteil vom 25. Oktober 2001, C-398/98, N 30.

585 EuGH, Urteil vom 20. Februar 1979, C-120/78, N 8 («Cassis-de-Dijon»). Das Verhältnis der «zwingenden Erfordernisse» zu Art. 36 AEUV erscheint heute unklar, insbesondere mit Blick auf die Rechtfertigung offener Diskriminierungen, auf welche die Cassis-Formel ursprünglich nicht anwendbar war. Dazu EPINEY, § 8 N 66 f. und 85 ff.; WEIGT, 137.

586 Zu verhältnismässigen Beschränkungen VEDDER et al., N 4.80 ff.

587 Detailliert zu allen Voraussetzungen VEDDER et al., N 4.170 ff.

588 OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 21 N 6.

589 Vgl. OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 21 N 7; VEDDER et al., N 4.172 ff.

die Finanzierung aus einem öffentlichen Fonds aus «parafiskalischen Abgaben» – entsprechend dem schweizerischen Netzzuschlagsfonds – dieses Erfordernis.[590] Nicht als Beihilfe gilt hingegen die Abnahmepflicht von Grünstrom zu Mindestpreisen.[591] Eine mit dem Binnenmarkt grundsätzlich unvereinbare Beihilfe kann gerechtfertigt werden.[592]

Für den Bereich der Umwelt- und Energiebeihilfen hat die Kommission Leitlinien erlassen, welche die aus ihrer Sicht zu erfüllenden Voraussetzungen darlegen, nach denen Beihilfen gerechtfertigt werden können.[593] Primärrechtliche Grundlage für die Beihilfen ist die Ausnahmebestimmung zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige.[594] Die Leitlinien sollen die Mitgliedstaaten unterstützen, ihre Klimaziele 2020 zu erreichen, und gleichzeitig die Wettbewerbsverzerrungen, die von den Fördermodellen ausgehen, minimieren.[595] Um die Kosteneffizienz zu erhöhen und Wettbewerbsverzerrungen einzuschränken, ist eine schrittweise Einführung von Ausschreibungsverfahren für die Zuweisung von staatlicher Förderung vorgesehen.[596]

Gemäss den Vorgaben der Leitlinien müssen die Mitgliedstaaten ab dem 1. Januar 2016 ihre Einspeisetarife durch Einspeiseprämien ersetzen. Auch sollen die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich der Standardbilanzausgleichsverantwortung unterliegen.[597] Des Weiteren müssen die Mitgliedstaaten mittels geeigne-

590 Wegweisend EuG, Urteil vom 10. Mai 2016, T-47/15 i.S. Deutschland v. Europäische Kommission; HETTICH/WALTHER, 163 ff.; OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 21 N 7.

591 Bei einer Verpflichtung privater Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu einem festgelegten Mindestpreis liegt keine Beihilfe vor, da diese «nicht zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf die Unternehmen, die diesen Strom erzeugen» führt. Dazu EuGH, Urteil vom 13. März 2001, C-379/98, N 59; zum bedeutenden PreussenElektra-Urteil auch RUSCHE, 82 ff.; VEDDER et al., N 4.173, 4.390 ff.

592 Art. 107 Abs. 2 oder 3 AEUV.

593 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 1 ff.

594 Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV.

595 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 3, 4, 108.

596 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 108 ff. und Pressemitteilung vom 9. April 2014.

597 Sie unterliegen keiner Standardbilanzausgleichsverantwortung, wenn keine liquiden Intra-Day-Märkte vorhanden sind, EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 124.

ter Massnahmen sicherstellen, dass keine Anreize bestehen, Strom bei negativen Börsenpreisen zu produzieren. Kleinere Anlagen sind von diesen Bestimmungen ausgenommen und können mit den bisherigen Fördermodellen gefördert werden.[598] Ab dem 1. Januar 2017 sollen Beihilfen in einem Ausschreibungsverfahren anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gewährt werden.[599] Davon ausgenommen sind wiederum kleinere Produzenten von Elektrizität aus erneuerbarer Energie wie auch die Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden.[600] Zudem kann von einem Ausschreibungsverfahren abgesehen werden, wenn die Mitgliedsstaaten nachweisen können, dass dieses zu unerwünschten Resultaten führen würde.[601]

Neben den soeben beschriebenen Ausschreibungen und dem sekundären Instrument der Einspeiseprämien für Erzeugungsanlagen von erneuerbarer Elektrizität, gekoppelt mit einer Direktvermarktungspflicht, sieht die Europäische Kommission die Förderung erneuerbarer Energien mithilfe von Marktinstrumenten wie Umweltzertifikaten – sprich die Einführung von Quotenmodellen – als mit dem Binnenmarkt vereinbar an.[602]

Die Leitlinien der Kommission sind für die Mitgliedsstaaten nicht verbindlich; sie sind «*soft law*». Als Hinweise auf die Anwendung und die

---

598 Mit kleineren Anlagen sind Anlagen mit weniger als 500 kW installierte Stromerzeugungskapazität bzw. 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten bei Windkraftanlagen gemeint, EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 124. Weiter EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energy and Environmental State aid Guidelines FAQ, 2; BIGOT/KIRST, 75.

599 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 126.

600 Kleinere Anlagen stellen hier Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 MW bzw. Windenergieanlagen mit weniger als 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten dar. Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von mehr als 500 kW und weniger als 1 MW bzw. Windenenergieanlagen mit mehr als 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten und weniger als 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten müssen jedoch bestimmte Voraussetzungen in Fn. 584 erfüllen. Dazu EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 128, 126 Fn. 66, 127.

601 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energy and Environmental State aid Guidelines FAQ, 2. So z.B. wenn die Mitgliedsstaaten nachweisen, dass nur ein Vorhaben oder Standort oder nur eine sehr begrenzte Zahl beihilfefähig wären; die Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde; oder die Ausschreibung dazu führt, dass nur wenige Vorhaben verwirklicht werden, EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 126.

602 Vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 135 ff.; vgl. auch CREST, 10 f.

Auslegung des Beihilferechts durch die Kommission kommt ihnen dennoch grosse Bedeutung zu.[603] Sie haben (begrenzte) rechtliche Wirkung, als sie «Orientierungspunkte» für eine bessere Beihilfekontrolle sowie «Verhaltenserwartungen» formulieren.[604] Zentral für die Vereinbarkeit von Beihilfen mit dem Binnenmarkt ist, dass diese ein Ziel von gemeinsamem Interesse verfolgen, dass sie erforderlich und geeignet sind, dass sie Verhaltensänderungen bewirken, dass sie angemessen und transparent sind, sowie dass sie übermässige negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermeiden.[605]

Die Abgaben zur Finanzierung einer Beihilfe müssen mit dem Primärrecht im Einklang stehen.[606] Dafür enthält das Primärrecht Diskriminierungsverbote hinsichtlich der Steuerbelastung von Produkten bei der Ein-/Ausfuhr, was die Wettbewerbsneutralität der inländischen Abgabensysteme sicherstellen soll.[607] Während «inländische Abgaben» (Art. 110 ff. AEUV)[608] nicht diskriminierend wirken dürfen, sind «zollgleiche Abgaben» (Art. 30 AEUV)[609] im Sinne einer Erhebung von Binnenzöllen oder Abgaben gleicher Wirkung auf die Ein-/Ausfuhr von Waren generell verboten.[610] Wiederum enthält das Freihandelsabkommen der Schweiz mit der Union in Art. 3 f., 6 f. und 18 FHA ähnliche Bestimmungen.

---

603 Vgl. BONN et al., 22; RIEWE, Versorgungssicherheit, 583; SCHWARZE, 4. Am 22. September 2014 wurde Klage beim EuG eingereicht, um die Bestimmungen in Abschnitt 3.3.2 der Beihilfeleitlinien, die die Voraussetzungen der Ausgestaltung der Förderregelungen für erneuerbare Energien festlegen, für nichtig zu erklären. Die Klage wurde am 23. November 2015 aufgrund fehlender unmittelbaren Betroffenheit des Klägers als unzulässig erklärt. EuG, Beschluss vom 23. November 2015, T-694/14.

604 Vgl. RIEWE, Versorgungssicherheit, 583 f.; SCHWARZE, 5.

605 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 27. Es muss also zuerst ermittelt werden, ob eine Beihilfe überhaupt notwendig ist. Vgl. dazu VEDDER et al., N 4.188. Ein Ziel von gemeinsamem Interesse ist bspw. die Erfüllung der den Mitgliedstaaten vom Unionsgesetzgeber auferlegten nationalen Ziele. Vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.37177, N 83; DIES., State aid SA.46894, N 43.

606 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 29; siehe auch Art. 30 und 110 AEUV.

607 Dazu OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 35 N 16 f.

608 Abgaben, die auf importierte und exportierte sowie auf dem nationalen Markt vertriebene Waren erhoben werden, OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 35 N 24.

609 Abgaben, die ausschliesslich grenzüberschreitende Warenbewegungen wirtschaftlich belasten, OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 35 N 24.

610 Zur Unterscheidung der Abgaben EuGH, Urteil vom 2. April 1998, C-213/96, N 19 ff. Siehe auch OPPERMANN/CLASSEN/NETTESHEIM, § 22 N 23.

Im Gegensatz zum Beihilferecht steht die Einhaltung dieser Vorgaben «in keinerlei Zusammenhang mit der Entscheidung der Mitgliedstaaten [...], in welchem Umfang sie ihre nationalen Fördersysteme für den in anderen Mitgliedstaaten erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen öffnen.» Die Mitgliedstaaten sind also nicht verpflichtet, die Vorteile eines Fördersystems auf importierten Strom auszuweiten. Verboten ist lediglich die Finanzierung eines Fördersystems für die inländische Stromerzeugung mittels einer auf importiertem Strom erhobenen, diskriminierenden Abgabe.[611] Wie der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu entnehmen ist, können Mitgliedstaaten auf nationaler Ebene unterschiedliche Regelungen zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen einführen.[612] Die Mitgliedstaaten können also heute selber entscheiden, ob und in welchem Umfang ihre nationalen Förderregelungen die in anderen Mitgliedstaaten erzeugte grüne Energie berücksichtigen.[613] Dabei müssen sie die Wirkung und die Kosten ihrer nationalen Förderregelungen entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial kontrollieren können.[614]

Die Richtlinie über Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen verlangt überdies, dass Massnahmen zur Sicherstellung angemessener Erzeugungskapazitätsreserven marktorientiert und nicht diskriminierend ausgestaltet sind.[615] Gemäss der Richtlinie über gemeinsame

611 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Staatliche Beihilfe SA.33995, N 251.

612 25. Erwägungsgrund RL 2009/28/EG.

613 25. Erwägungsgrund RL 2009/28/EG; EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 54. Dazu auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, 13: «Die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten, Förderregelungen auf die nationale Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu beschränken, werden durch die RL 2009/28/EG nicht untersagt ». Kritisch dazu SCHINTOWSKI, 303, der die Frage aufwirft, ob die Richtlinie überhaupt mit dem primärrechtlichen Binnenmarktprinzip nach Art. 26 Abs. 2 AEUV vereinbar ist.

614 25. Erwägungsgrund RL 2009/28/EG; dazu EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 99; Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 102.

615 Der 10. Erwägungsgrund RL 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen nennt vertragliche Garantien und Vereinbarungen, kapazitätsbezogene Optionen oder kapazitätsbezogene Verpflichtungen,

Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt müssen die Mitgliedstaaten schliesslich neue Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit grundsätzlich über ein Ausschreibungs- oder ein gleichwertiges Verfahren vergeben.[616]

Das Richtlinienrecht belässt den EU-Mitgliedstaaten somit einigen Raum, territorial beschränkte Fördermechanismen für erneuerbare Energie einzuführen.[617] Nicht unvermutet wurde deshalb das Verhältnis dieses Sekundärrechts zu den primärrechtlichen Vorgaben des Diskriminierungs- und Beihilferechts kontrovers diskutiert.[618] Der EuGH wies in diesem Zusammenhang im energierechtlich bedeutsamen Urteil *Ålands Vindkraft AB gegen Energimyndigheten* auf seine ständige Rechtsprechung hin, wonach eine nationale Massnahme in einem auf Unionsebene abschliessend harmonisierten Bereich anhand der Bestimmungen dieser Harmonisierungsmassnahme und nicht anhand des Primärrechts zu beurteilen sei.[619] Die RL 2009/28/EG habe allerdings die Förderregelungen nicht «in einer die Prüfung ihrer Vereinbarkeit mit Art. 34 AEUV ausschliessenden Weise abschliessend harmonisiert».[620] Das angefochtene schwedische Fördermodell wurde deshalb als MgW beurteilt, das «geeignet sei, Stromeinfuhren aus anderen Mitgliedstaaten zu behindern».[621]

Im erwähnten Fall wollte die schwedische Energiebehörde einen in Finnland befindlichen Windenergiepark nicht zur Zuteilung von Grünstromzertifikaten für das schwedische Quotenmodell zulassen. Lediglich national zertifizierter Strom wurde für die Erfüllung der

die durch andere nichtdiskriminierende Instrumente wie Kapazitätszahlungen ergänzt werden könnten.

616 Art. 8 Abs. 1 RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG.

617 25. Erwägungsgrund RL 2009/28/EG.

618 Vgl. VAN DER ELST, 196; COTTIER et al., 61, nach denen zu bezweifeln ist, dass die RL 2009/28/EG dem primärrechtlichen Art. 110 AEUV vorgeht.

619 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 57.

620 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 63.

621 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 70. Im Rahmen der Beurteilung, ob ein Handelshemmnis vorliegt, verweist der EuGH auf ein Urteil vom 15. Dezember 1993, C-277/91, C-318/91 und C-319/91, N 36.

Quote berücksichtigt. Ausserdem verschaffte die Möglichkeit, die Grünstromzertifikate zusammen mit dem erzeugten Strom verkaufen zu können, den inländischen Grünstromerzeugern nach Auffassung des Gerichts in langfristigen vertraglichen Beziehungen mit Stromabnehmern einen Vorteil; dies sei als Handelshemmnis zu qualifizieren.[622] Der EuGH ging jedoch davon aus, das schwedische Handelshemmnis sei durch das Interesse am Umweltschutz rechtfertigbar, weil die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung zur Verringerung von Treibhausgasemissionen beitrage, zu deren Bekämpfung sich die EU und ihre Mitgliedstaaten verpflichtet hätten.[623] Darüber hinaus sei die betreffende nationale Förderregelung mit dem Grundsatz der Verhältnismässigkeit vereinbar.[624]

Das Gericht erinnerte daran, dass die Mitgliedstaaten verbindliche nationale Ziele in Form von Erzeugungsquoten für Grünstrom erfüllen müssen.[625] Die territoriale Beschränkung der Massnahme sei beim derzeitigen Stand des Unionsrechts nicht unverhältnismässig, da sie nicht über das hinausgehe, was zur Erreichung der nationalen Ziele und damit auch der Steigerung der Erzeugung von grünem Strom in der Union erforderlich sei.[626] Auch nach dem Willen des Unionsgesetzgebers sei es für die Gewährleistung eines ungestörten Funktionierens der nationalen Förderregelungen von wesentlicher Bedeutung, dass die Mitgliedstaaten die Wirkung und die Kosten der

---

622 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 65 ff. Der Generalanwalt Yves Bot führte in den Schlussanträgen aus, dass das schwedische System einen wirtschaftlichen Vorteil bewirkt, «der geeignet ist, Grünstromerzeuger mit Sitz in Schweden gegenüber Erzeugern mit Sitz in anderen Mitgliedstaaten zu begünstigen, da die Zweitgenannten nur für den Verkauf ihres Grünstroms vergütet werden, während die Erstgenannten zusätzliche Einnahmen erhalten, die ihnen der Verkauf grüner Zertifikate verschafft, der wie eine Produktionsprämie wirkt.» Generalanwalt Yves Bot, Schlussanträge vom 28. Januar 2015, C-573/12, N 76. Zu diesem Schluss kam bereits – noch vor Ergehen dieses Urteils – HARTMANN, 37.

623 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 76 ff.

624 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 83 ff.

625 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 104.

626 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 104. Zur Rechtmässigkeit eines solchen Eingriffs bereits HARTMANN, 38 f.; zur Bedeutung dieses Urteils VEDDER et al., N 4.85, die in 4.396 jedoch betonen, dass weder Ålands Vindkraft noch PreussenElektra eine Blankobewilligung für nationale Fördersysteme bedeuten.

nationalen Förderregelungen entsprechend ihrem Potential kontrollieren könnten und zugleich das Vertrauen der Investoren erhalten bleibe.[627]

Auf Basis dieser Erwägungen ist es zunächst naheliegend, eine quantitative Beschränkung der an ausländische Grünstromerzeuger verliehenen Zertifikate als geeignet anzusehen, um die Produktion und den Verbrauch von schweizerischem Grünstrom zum Nachteil von importiertem Strom zu begünstigen.[628] COTTIER/ESPA/HOLZER machen überdies geltend, dass eine zum schwedischen Modell analoge, schweizerische Handelsbeschränkung nur schwer wie im Entscheid *Ålands Vindkraft,* also aus Gründen des Umweltschutzes, gerechtfertigt werden könne: Während das schwedische Fördermodell der Erfüllung eines verbindlichen nationalen Ziels hinsichtlich der Grünstromerzeugung diene, verfüge die Schweiz nicht über ein solches, im europäischen Sekundärrecht festgelegtes Ziel.[629]

Mit Blick darauf, dass sich die Art. 34 und 110 AEUV mit ähnlichem Gehalt in Art. 13 und 18 FHA niedergeschlagen haben, führt eine solch strikte Auslegung zu paradoxen Folgen: Basierend auf ähnlichen Grundregeln wären der Schweiz dadurch gewisse Förderregimes nicht erlaubt, welche die EU-Mitgliedstaaten mit Segen des EuGH sogar im EU-Binnenverhältnis zur Anwendung bringen dürfen. Die defensive Tonalität der bisher erstellten Rechtsgutachten schafft mit anderen Worten die Gefahr, dass die Schweiz das FHA weit strenger auslegt als die EU. Wenn dann noch berücksichtigt wird, dass auch die Schweiz über gesetzlich festgelegte, nationale Zubauziele verfügt[630], so erscheint die erfolgreiche Rechtfertigung der handelsbeschränkenden Aspekte eines nationalen Förderregimes nach Art. 20 FHA (analog

[627] Vgl. 25. Erwägungsgrund RL 2009/28/EG sowie EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 99.

[628] So COTTIER/ESPA/HOLZER, 10, und bereits HARTMANN, 37.

[629] So COTTIER/ESPA/HOLZER, 13; gleichermassen im Anschluss auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 27, 33 m.H.a. weitere Rechtsgutachten. Ähnlich wie hier wohl TRINKNER et al., 92. Siehe zu den nationalen Zielen im Allgemeinen Anhang 1 Teil A RL 2009/28/EG; dazu HARTMANN, 14 f.; VAN DER ELST, 185; VEDDER et al., N 4.385 ff.

[630] Vgl. Art. 1 EnG (Zubauziele gegenüber dem Bestand im Jahr 2000); Art. 2 revEnG (Gesamtausbaurichtwerte).

Art. 36 AEUV) nicht nur als möglich, sondern als sehr wahrscheinlich.[631]

Näher zu untersuchen wäre nach der hier vertretenen Ansicht, ob das schwedische Quotenmodell effektiv den Handel mit Elektrizität im Sinne von Art. 34 AEUV beeinflusst.[632] Zumindest *prima facie* trennt das schwedische Modell den Markt für Grünstromzertifikate vom eigentlichen Markt für Strom, sodass die Versorger bei der Energiebeschaffung auf dem Grosshandelsmarkt bezüglich der Stromherkunft (in-/ausländisch) indifferent erscheinen. Freilich ist ausländischen Grünstromerzeugern die Teilnahme am Zertifikatemarkt verwehrt, doch könnten deren Zertifikate schon konzeptionell nicht zur Erreichung eines nationalen Förderziels beitragen; insofern würde eine Öffnung des Zertifikatemarktes den Förderzweck selbst infrage stellen.[633] Insgesamt erscheint die Erfassung der Problemstellung unter rein beihilferechtlichen Gesichtspunkten als sachgerechter.[634]

4.2.2. Quotenmodell

a) Beschränkung des freien Warenverkehrs

Zur Erfüllung ihrer Gesamtziele bei der Nutzung erneuerbarer Energien können die Mitgliedstaaten Förderregelungen vorsehen.[635] Den

[631] Für die Rechtfertigung von diskriminierenden «Massnahmen oder Praktiken interner steuerlicher Art» kann Art. 20 FHA nicht angerufen werden. Eine einschränkendere Auslegung als Art. 110 AEUV muss Art. 18 FHA dennoch nicht zugemessen werden. Siehe zur Problematik COTTIER et al., CO_2 Levies, 67, 73; COTTIER et al., Differential Taxation, 29, 51.

[632] TRINKNER et al., 93 ff., erkennen eine mögliche Behinderung des innergemeinschaftlichen Handels bereits in der Voraussetzung, dass die Lieferanten Stromzertifikate kaufen oder eine Strafabgabe leisten müssen. Erst im Rahmen der Rechtfertigungsprüfung kommen sie zum Schluss, dass eine mit Art. 34 AEUV zu vereinbarende Ausgestaltung eines Quotenmodells möglich sein sollte.

[633] Wie erwähnt wurde von den Gerichten bis anhin nicht geklärt, ob es sich bei Zertifikaten tatsächlich um Waren i.S.v. Art. 34 AEUV handelt. Vgl. BUCHMÜLLER, 180 f., der auf die Möglichkeit hinweist, dass der EuGH Grünstromzertifikate nicht als Waren qualifizieren würde, wenn er zwar keine Körperlichkeit, aber doch eine gewisse physikalische Existenz als Merkmal einer Ware voraussetzt.

[634] Siehe auch Generalanwalt Yves Bot, Schlussanträge 28. Januar 2015, C-573/12, N 76, wonach sich die zusätzlichen Einnahmen aus dem Zertifikateverkauf wie eine «Produktionsprämie» auswirken.

[635] Art. 3 i.V.m. Art. 2 Abs. 2 Bst. k RL 2009/28/EG.

Mitgliedstaaten ist nach Massgabe des Urteils *Ålands Vindkraft* erlaubt, zur Verfolgung ihrer nationalen Ziele eine Massnahme einzuführen, nach der «bei der Zuteilung handelbarer Zertifikate an die Erzeuger von grünem Strom nur der im Hoheitsgebiet dieses Staates erzeugte grüne Strom berücksichtigt werden kann und dass die Stromversorger und bestimmte Stromnutzer verpflichtet sind, bei der zuständigen Behörde jedes Jahr eine bestimmte Menge solcher Zertifikate einzureichen, die einem Anteil an ihrem gesamten Stromverkauf bzw. Stromverbrauch entspricht».[636] Mit anderen Worten sind territorial beschränkte Quotenmodelle als zulässige Förderregelungen zu betrachten.[637]

Das schwedische Quotenmodell sei zwar eine Handelsbeschränkung nach Art. 34 AEUV, könne aber aufgrund des Ziels der Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung nach Art. 36 AEUV bzw. durch «zwingende Erfordernisse» gerechtfertigt werden.[638] Bei der Einführung einer Quotenpflicht müsse allerdings ein Markt geschaffen werden, der den Betroffenen die Beschaffung von Zertifikaten unter fairen Bedingungen ermögliche.[639] Zudem dürfe die bei Nichterfüllung der Quotenpflicht zu leistende Sonderabgabe nicht über das hinausgehen, was nötig ist, um die Grünstromerzeuger zur Produktionssteigerung und die der Quotenpflicht unterliegenden Wirtschaftsteilnehmer zum tatsächlichen Erwerb der erforderlichen Zertifikate anzuhalten.[640]

---

636 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 54.

637 So auch HAUCAP/KÜHLING, 46 f. und LÜBBIG/FUCHS, 39. Zur Qualifikation des schwedischen Fördermodells als Förderregelung im Sinne der RL 2009/28/EG vgl. EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 48.

638 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 82 (beide Rechtfertigungen anrufend). Indem der EuGH dem Umweltschutz gegenüber der Warenverkehrsfreiheit den Vorrang einräumt, führt er die Rechtsprechung des PreussenElektra-Urteils fort. So die Beurteilung von ORTLIEB, 302.

639 Der schwedische Fördermechanismus genügte auch diesem Kriterium, da die grünen Zertifikate auf einem wettbewerbsorientierten Markt verkauft werden. EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 113 ff.

640 EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 116.

In einer weiteren Rechtssache (*Essent Belgium NV gegen Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt)*[641] wurde dem EuGH eine nationale Förderregelung vorgelegt, welche «die Zuteilung handelbarer Zertifikate für grünen Strom, der im Gebiet der betreffenden Region erzeugt wird [...] vorsieht und den Stromversorgern unter Androhung einer administrativen Geldbusse die Verpflichtung auferlegt, [...] jährlich eine bestimmte [...] Zahl solcher Zertifikate vorzulegen, wobei die Stromversorger diese Verpflichtung nicht mit Herkunftsnachweisen erfüllen dürfen, die aus anderen Mitgliedstaaten der Union oder aus dem EWR angehörenden Drittstaaten stammen».[642] Unter Verweis auf *Ålands Vindkraft* bestätigte der EuGH, dass der Unionsgesetzgeber den Mitgliedstaaten nicht vorschreiben will, eine Förderregelung mittels grüner Zertifikate auch auf grünen Strom zu erstrecken, der im Hoheitsgebiet eines anderen Mitgliedstaats erzeugt worden ist.[643] Die in der Richtlinie genannten nationalen Fördermechanismen sollten grundsätzlich zu einer Stärkung der inländischen Grünstromerzeugung führen.[644] Die flämische Regelung war daher mit der damaligen Richtlinie vereinbar.[645] Hinsichtlich der Warenverkehrsfreiheit sei die flämische Förderregelung geeignet, ausländische Stromeinfuhren zu beschränken.[646] Ähnlich wie in *Ålands Vindkraft* sei

641 Flämische Regulierungsbehörde für den Elektrizitäts- und Gasmarkt (VREG).

642 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 69, 116, 130. Der EuGH beurteilte diese Regelung damals (N 3, 12, 70) noch anhand der RL 2001/77/EG und RL 2003/54/EG und anhand der Art. 28 & 30 EGV sowie Art. 11 & 13 des EWR-Abkommens. Die RL 2001/77/EG (Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen) wurde zum 1. Januar 2012 durch die RL 2009/28/EG ersetzt. Die RL 2003/54/EG (gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt) wurde zum 3. März 2011 durch RL 2009/72/EG aufgehoben. Art. 28 & 30 EGV wurden am 1. Dezember 2009 durch die inhaltlich unveränderten, aber neu nummerierten Art. 34 & 36 AEUV abgelöst. EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 70; zur inhaltlichen Gleichheit der Bestimmungen vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Warenverkehr, 3. Gemäss Urteil (N 72) sind Art. 28 und 30 EGV mit Art. 11 und 13 des EWR-Abkommens quasi identisch und damit einheitlich auszulegen.

643 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 66.

644 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 68.

645 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 69.

646 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 84 ff.

der Fördermechanismus jedoch rechtfertigbar.[647] Auch weitere Rügen betreffend Diskriminierung aufgrund der Staatsangehörigkeit wies das Gericht ab.[648]

Aus dem Urteil *Ålands Vindkraft* leiten COTTIER/ESPA/HOLZER hinsichtlich der differenzierten Besteuerung von Grün- und Graustrom mittels Zertifikaten ab, dass die Schweiz selbst bei Abschluss eines Stromabkommens nicht verpflichtet wäre, ihr Zertifizierungssystem mit den bestehenden Märkten für grüne Zertifikate der EU-Mitgliedstaaten zu verbinden.[649] Sie führen weiter aus, dass die Schweiz eine dem britischen Modell ähnliche Strombesteuerung mit Abgabenbefreiungszertifikaten für Grünstrom europarechtskonform einführen könnte.[650] Das dafür nötige Zertifizierungssystem würde, wie die grünen Zertifikate der EU-Mitgliedsstaaten, als «Förderregelung» qualifiziert.[651] Unproblematisch sei zudem auch die Bindung der Vergabe der von Steuervergünstigungen profitierenden Zertifikate an qualitative Kriterien wie das Vorliegen eines tatsächlichen physikalischen Stromflusses, solange die Regelung auf in- und ausländischen Strom

[647] EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 116. Das Ziel der schwedischen und flämischen Förderregelung, «die Nutzung erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung zu fördern», wurde in beiden Fällen als zur Rechtfertigung geeignet erachtet (Fn. 638; EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 95). Im Rahmen der Verhältnismässigkeit bejahte der EuGH auch hinsichtlich des flämischen Fördermodells die Erforderlichkeit einer territorialen Beschränkung (N 97). Der Gerichtshof betonte zudem wiederum die Notwendigkeit eines Zertifikatsmarktes und das Erfordernis der Beschränkung der im Falle der Nichterfüllung der Quotenverpflichtung zu leistenden administrativen Geldbusse auf das erforderliche Mass (N 111 f., 114, 116).

[648] EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 42 und 127 ff. betreffend Art. 18 AEUV, Art. 4 EWR-Abkommen und Art. 3 Abs. 1 RL 2003/54/EG.

[649] Der EuGH habe festgehalten, dass die Systeme zur Förderung grünen Stroms in der EU nicht harmonisiert und nationale Systeme damit zulässig sind. COTTIER/ESPA/HOLZER, 9; m.H.a. EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 94; DERS., Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12, N 97.

[650] COTTIER/ESPA/HOLZER, 8 f.

[651] Art. 2 Bst. k RL 2009/28/EG führt denn auch ausdrücklich die «Steuererstattungen» als mögliche Förderregelung auf (vgl. COTTIER/ESPA/HOLZER, 8 F.). Gemäss einer früheren Studie von COTTIER et al., Differential Taxation, 55, ist jedoch unklar, ob eine differenzierte Besteuerung von Grün- und Graustrom eine Förderregelung i.S.v. Art. 2 Bst. k RL 2009/28/EG darstellen würde, da diese Bestimmung beispielhaft nur Steuerbefreiungen, -erleichterungen und -erstattungen (und keine ungleichen Besteuerungen) aufführt.

gleichermassen Anwendung finde.[652] Kritisch zu beurteilen sei hingegen eine Massnahme, welche für die Verleihung von Zertifikaten einen Netto-Stromimport voraussetzt[653] oder die ausländischen grünen Strom, der im Herkunftsland bereits von staatlicher Unterstützung profitiert hat, ungleich behandelt.[654]

Nach der hier vertretenen Auffassung könnte diese Rechtseinschätzung durch den Entscheid *Ålands Vindkraft* zumindest teilweise überholt sein. Wenn selbst im EU-Binnenverhältnis andere Mitgliedstaaten vollständig von einem Zertifikatemarkt ausgeschlossen werden können, so müssen wohl – *a majore ad minus* – auch weniger beschränkende Massnahmen zulässig sein, solange sie durch Verweis auf die nationalen Produktionsziele oder die Versorgungssicherheit plausibel rechtfertigbar sind.[655] Mit Blick auf die hier geschilderten, zulässigen Beschränkungen des «Warenverkehrs» im Bereich der Elektrizität scheint es jedenfalls zulässig, dass die Schweiz Art. 20 FHA analog wie die EU den fast gleichlautenden Art. 36 AEUV interpretiert. Dass die Schweiz nicht vom europäischen Sekundärrecht erfasst wird, welches die primärrechtliche Freiheit des Warenverkehrs offensichtlich zumindest teilweise aufzuweichen vermag, scheint wenig relevant im Lichte dessen, dass die Schweiz kein Mitgliedstaat der Union ist. Auch dass die Union die Anerkennung schweizerischer Zertifikate künftig von einem Kooperationsabkommen (ergänzend zum FHA) abhängig machen möchte[656], bestätigt den weiten Spielraum der Schweiz bei der Ausgestaltung ihrer eigenen Grünstromzertifikate. Die sichtlichen Be-

652 COTTIER/ESPA/HOLZER, 17.

653 So in einer vor dem Urteil ergangenen Studie (dazu die Hinweise in Fn. 684): COTTIER et al., Differential Taxation, 62, 76.

654 Die Ungleichbehandlung von importiertem Grünstrom, der bereits staatlich unterstützt wurde, birgt grössere Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem EU-Recht. COTTIER et al., Differential Taxation, 69 f. (siehe aber die Hinweise in Fn. 684).

655 Bezüglich der Produktionsziele scheint ein teilweiser Ausschluss ausländischer Zertifikate – aus welchen Gründen auch immer ein solcher erwogen werden sollte – gar schwieriger zu rechtfertigen als ein Totalausschluss.

656 Art. 5 Abs. 3 Draft Renewable Energy Directive i.d.F. vom 23. Februar 2017. Differenzierend sieht die MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 262 in RL 2009/28/EG schon heute eine einheitliche europäische Rechtsgrundlage für den Handel mit Herkunftsnachweisen (für 1 MWh).

mühungen der Kommission zur Öffnung und Integration der nationalen Elektrizitätsmärkte beschränken sich jedenfalls strikt auf das Gebiet der Union. Insofern verschleiert der ausschliessliche Blick der Schweiz auf diese Bemühungen der Kommission sowie auf die integrierende Rechtsprechung des EuGH den Umstand, dass es sich beim FHA lediglich um ein zwischenstaatliches Freihandelsabkommen mit rein völkerrechtlichem Charakter handelt.

b) Beihilfe

Um unter das Beihilferecht zu fallen, müssen Quotenmodelle aus staatlichen Mitteln finanziert werden, selektive Vorteile schaffen und den Wettbewerb verfälschen bzw. zu verfälschen drohen.[657] Schon früh beurteilte die Kommission ein dänisches, britisches, schwedisches und belgisches Quotenmodell unter diesem Aspekt. Im britischen Modell mussten Elektrizitätsversorger eine bestimmte Menge an erneuerbarer Energie nachweisen, indem sie entweder Grünstrom oder grüne Zertifikate kauften oder einen «*buy-out*»-Preis in einen Fonds bezahlten, der an die Elektrizitätsversorger gemäss dem Anteil an gelieferter erneuerbarer Energie rückverteilt wurde.[658] Die Kommission verneinte betreffend die Quotenpflicht das Vorliegen einer Beihilfe unter Berufung auf die Rechtsprechung in PreussenElektra (Abnahmepflicht zu Mindestpreisen).[659] Auch die kostenlose Vergabe der Zertifikate an Grünstromproduzenten stelle keine Beihilfe dar, da der Staat nur einen Nachweis bereitstelle, dass der Grünstrom tatsächlich produziert wird, und keine staatlichen Mittel gewähre.[660] Dass ein Elektrizitätsversorger allenfalls nicht über genügend Zertifikate verfügt und deshalb einen «*buy-out*»-Preis in den Fonds einzahlen muss, sah die Kommission als eine Beihilfe an, die aber letztlich aus Gründen

[657] Art.107 Abs. 1 AEUV. Dazu oben Abschnitt 4.2.1.

[658] EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N504/2000, 2, 5.

[659] Zur Rechtsprechung in PreussenElektra Fn. 591. Siehe für eine Zusammenfassung der Kritik am Urteil EKARDT/SCHMEICHEL, 208 ff.

[660] EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N504/2000, 11 f. So auch hinsichtlich eines Fördermodells mit grünen Zertifikaten in Schweden, EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N789/2002, 4.

des Umweltschutzes rechtfertigbar war.[661] Mit Ausnahme der Strafzahlung kam die Kommission hinsichtlich eines ähnlichen belgischen Systems zu den gleichen Ergebnissen.[662] Das dänische und schwedische Modell unterschieden sich insofern vom britischen und belgischen, als nicht den Elektrizitätsversorgern, sondern den Endverbrauchern eine Quotenverpflichtung auferlegt wurde.[663] Dass sie von der Kommission als Beihilfe beurteilt wurden, lag allerdings an der Art, wie die Einnahmen aus den Strafzahlungen verwendet wurden.[664]

In jüngeren Entscheiden zu einem niederländischen Emissionshandelssystem wurde die kostenlose Abgabe von Emissionsrechten als ein Verzicht auf staatliche Einnahmen angesehen, da die Emissionsrechte auch hätten verkauft oder versteigert werden können.[665] Mit Blick auf das Urteil des EuG untersuchen HAUCAP/KÜHLING für Quotenmodelle, ob die Verteilung kostenloser Zertifikate, die später an andere Unternehmen verkauft werden können, ein Verzicht auf hoheitliche Einnahmen – und damit doch eine Beihilfe – darstellt. Die Zertifikatseinnahmen fliessen ihrer Ansicht nach jedoch nicht in den staatlichen Haushalt; auch würden die Zertifikate nicht einfach kostenlos, sondern bestimmten Unternehmen als Gegenleistung für die Erzeugung von Grünstrom verteilt. Selbst die im Falle der Nichterfüllung der Quote zu leistende Sanktion könne kein Indiz für eine staatliche Finanzierung sein. Die erwähnte Rechtsprechung zum Emissionshandelssystem sei also nicht übertragbar, da es einem Quotenmodell immanent

---

661 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N504/2000, 12 f., 16.

662 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat N550/2000, 6 f.; Aide d'Etat N415a/2001, 4 f.; Aide d'Etat N14/2002, 3 f. Die Strafzahlungen, die bei Nichterfüllung der Quotenverpflichtung zu leisten sind, fliessen im belgischen Modell in einen separaten Fonds, welcher der Finanzierung anderer Projekte dient und Gegenstand einer separaten Beurteilung ist. Die Kommission erkannte deshalb keine Gewährung staatlicher Mittel an die Produzenten, welche Zertifikate erhalten. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat N550/2000, 7; vgl. auch RUSCHE, 101.

663 Vgl. die Beschreibung der Modelle bei RUSCHE, 99 f.

664 Im schwedischen Modell wurden die Einnahmen aus den Strafzahlungen verwendet, um in den ersten fünf Jahren einen Mindestpreis für die Zertifikate zu garantieren, EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N789/2002, 3, 5. Vgl. auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Statsstøttesag N416/1999; RUSCHE, 99, 101.

665 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N35/2003, 9; EuG, Urteil vom 10. April 2008, T-233/04, N 75; EuGH, Urteil vom 8. September 2011, C-279/08 P, N 106 f., 111.

sei, dass Zertifikate kostenlos abgegeben werden. Anders sei ein solches System sinnlos.[666]

Bei der Prüfung des französischen Kapazitätsmechanismus deutet die Kommission an, dass die kostenlose Vergabe von Zertifikaten an Kapazitätsanbieter ein Verzicht auf staatliche Mittel darstellen könnte, da durch die Verpflichtung der Stromlieferanten, Lastspitzen abzudecken, ein Markt für und damit eine Nachfrage nach Zertifikaten geschaffen werde; dadurch erhielten diese einen Wert.[667] Die Übertragung der Rechtsprechung zu Emissionshandelssystemen auf Kapazitätsmechanismen deutet darauf hin, dass auch Quotenmodelle als Beihilfe qualifiziert werden könnten.[668] Wie in Kapazitätsmechanismen wird in Quotenmodellen durch die kostenlose Vergabe von Zertifikaten und die Auferlegung einer zu erfüllenden Quote ein Markt für und eine Nachfrage nach Zertifikaten geschaffen, wodurch diese einen Wert erhalten, auf den der Staat verzichtet.[669] In einem kürzlich ergangenen Entscheid zu einem Quotenmodell mit grünen Zertifikaten in Rumänien hat die Kommission diese Rechtsauffassung bestätigt. Während im Jahr 2011 die kostenlose Zertifikatsvergabe zwar als Hinweis auf staatliche Mittel gesehen wurde, die Frage aber letztlich offengelassen wurde,[670] sah die Kommission in Entscheiden aus den

666 HAUCAP/KÜHLING, 47.

667 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 115 f., mit dem zusätzlichen Hinweis, dass die Zertifikate auch hätten verkauft oder versteigert werden können. Hierbei beruft sich die Kommission auf vorstehendes EuGH-Urteil vom 8. September 2011, Rs. C-279/08 P sowie auf EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.37177. Vgl. auch Fn. 716.

668 Natürlich nur bei Erfüllung der anderen Tatbestandsvoraussetzungen. Nach BUCHMÜLLER, 130, führen Quotenmodelle mit Zertifikathandel bei einem weiten Subventionsbegriff zu einer Subventionierung inländischer Grünstromerzeuger. Eine Subvention stelle sowohl die hoheitliche Übertragung von Zertifikaten an die Grünstromerzeuger dar wie bspw. auch die Verteilung von Sanktionszahlungen an inländische Grünstromerzeuger oder rechtstreue Quotenverpflichtete.

669 Vgl. BUCHMÜLLER, 92, der ausführt, dass durch die Anerkennung von Zertifikaten zur Quotenerfüllung hoheitlich eine (künstliche) Nachfrage nach Zertifikaten geschaffen wird; TRINKNER et al., 110.

670 Die Kommission nahm eine umfassende Abwägung hinsichtlich der staatlichen Mittelherkunft vor und wies darauf hin, dass der Staat nur die Mindest- und Maximalpreise der Grünzertifikate festlege, nicht an den Transaktionen beteiligt sei und selber keine überschüssigen Zertifikate erstehe – was gegen eine Finanzierung aus staatlichen Mitteln spreche. EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.33134, N 48 ff.; vgl. zu dieser Abwägung auch TRINKNER et al., 110 f. Die Ausführungen der Kommission machen deutlich, dass die Beur-

Jahren 2015 und 2016 zum gleichen Fördersystem alleine schon die kostenlose Vergabe der grünen Zertifikate als genügend zur Annahme einer Beihilfe an.[671]

Nebst dem Einbezug staatlicher Mittel verlangt der Beihilfetatbestand eine selektive Begünstigung von Marktteilnehmern. Diese wird von HAUCAP/KÜHLING hinsichtlich Quotenmodellen verneint. Die Differenzierung zwischen Grün- und Graustromerzeugern sei vor dem Hintergrund des Ziels einer Förderung erneuerbarer Energien systemimmanent, weshalb eine selektive Begünstigung ausscheide.[672] Dies erscheint zu kurz gegriffen: Wenn Grünstromerzeuger durch einen Quotenmechanismus begünstigt werden, kann diese Begünstigung kaum durch Verweis auf das Ziel der Massnahme belanglos bleiben. Die Kommission führte in ihren älteren Entscheiden aus, dass die von den Stromversorgern zu erfüllende Quote in zusätzlichen Einnahmen für die Grünstromerzeuger resultiere und diese deshalb begünstige.[673] Überdies erachtete die Kommission den Wettbewerb im britischen und belgischen Quotenmodell als beeinträchtigt, da die Stellung der Grünstromerzeuger gestärkt werde und dies zu einer Änderung der Marktbedingungen für die Wettbewerber führe.[674] Gleich entschied die Kommission in jüngeren Entscheiden zum Quotenmodell mit grünen Zertifikaten in Rumänien.[675]

---

teilung der staatlichen Mittelherkunft vom Ausmass der konkreten Beteiligung öffentlicher Stellen abhängt. Gemäss Rechtsprechung «kommt es für die Beurteilung der Frage des Vorliegens öffentlicher Mittel unabhängig von deren ursprünglicher Herkunft auf den Umfang der Beteiligung der öffentlichen Stellen bei der Festlegung der betreffenden Massnahmen und ihrer Finanzierungsmodalitäten an». EuGH, Urteil vom 27. September 2012, T-139/09, N 63; EUROPÄISCHE KOMMISSION, Staatliche Beihilfe SA.33995, N 92. Vgl. auch TRINKNER et al., 111, welche den «Grad der staatlichen Determinierung des Zertifikatsmechanismus» als für diese Beurteilung entscheidend beschreiben. Gemäss der EUROPÄISCHEN KOMMISSION, Staatliche Beihilfe SA.33995, N 93 hat der Gerichtshof die Übertragung staatlicher Mittel bisher nur unter sehr speziellen Umständen ausgeschlossen.

671 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.37177, N 53; DIES., State aid SA.46894, N 25 f.

672 HAUCAP/KÜHLING, 47.

673 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N504/2000, 10 f.; DIES., Aide d'Etat N550/2000, 6; DIES., Aide d'Etat N415a/2001, 4; DIES., Aide d'Etat N14/2002, 3.

674 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid N504/2000, 11; DIES., Aide d'Etat N550/2000, 6; DIES., Aide d'Etat N415a/2001, 4; DIES., Aide d'Etat N14/2002, 3. Nach EKARDT/SCHMEICHEL, 216 beseitigt die Förderung eine Wettbewerbsverfälschung.

675 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.33134, N 46; DIES., State aid SA.37177, N 45; DIES., State aid SA.46894, N 21.

Werden Quotenmodelle dem Beihilferecht unterstellt, so können sie regelmässig gerechtfertigt werden, weil sie die «Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige» fördern.[676] Ist der Kauf von Zertifikaten oder die Entrichtung der Strafabgaben zoll- oder abgabenähnlich ausgestaltet, so sind auch Art. 30 und 110 AEUV zu beachten.[677] Allfällige Bedenken der Kommission können meist durch Öffnung des Fördermodells für andere Mitgliedstaaten zerstreut werden.[678] Ob eine solche Öffnung zwingend notwendig ist, ist bis anhin nicht wirklich geklärt: Das Verbot der Finanzierung eines Fördersystems für die inländische Stromerzeugung mittels einer auf importiertem Strom erhobenen, diskriminierenden Abgabe verpflichtet die Mitgliedstaaten ja gerade nicht, die Vorteile des Fördersystems auf ausländische Erzeuger auszuweiten.[679] Hinsichtlich des britischen Kapazitätsmechanismus sah die Kommission eine vorübergehende nationale Beschränkung des Kapazitätsmechanismus als mit Art. 30 und 110 AEUV vereinbar an.[680]

In Bezug auf inländische Elektrizitätssteuern hielt der EuGH fest, dass die EU-Mitgliedstaaten solche aus ökologischen Gründen je nach Art der Elektrizitätserzeugung und den dafür verwendeten Ausgangsstoffen differenzieren dürfen. Die differenzierte Besteuerung von Grün- und Graustrom ist dadurch im europäischen Recht weit weniger problematisch als im WTO-Recht.[681] Gemäss einem älteren Entscheid un-

676 Art. 107 Abs. 3 Bst. c AEUV. So etwa EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.33134, N 75; DIES., State aid SA.37177, N 109; DIES., State aid SA.46894, N 55. Siehe EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 2 ff.

677 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 29. Dazu TRINKNER et al., 112.

678 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.37177, N 107.

679 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Staatliche Beihilfe SA.33995, N 251.

680 Ausländische Kapazitäten wurden von der Teilnahme an der ersten Auktion im Dezember 2014 ausgeschlossen. Grossbritannien hatte allerdings eingewilligt, Formen grenzüberschreitender Kapazität ab dem Jahr 2015 in den Mechanismus einzubinden, sobald dies rechtlich und technisch machbar sei. Vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.35980, N 20, 160 f. Vgl. zu diesem Entscheid ausführlicher Kap. 4.2.3.

681 EuGH, Urteil vom 2. April 1998, C-213/96, N 31; u.a. auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.35980, N 159; Staatliche Beihilfe SA.33995, N 245: «[...] entspricht es erstens ständiger Rechtsprechung, dass das Unionsrecht in seinem gegenwärtigen Entwicklungsstand die Freiheit der einzelnen Mitgliedstaaten nicht einschränkt, ein Steuersystem einzuführen, das zwischen bestimmten Erzeugnissen – auch wenn es sich dabei um gleichartige Erzeugnisse im Sinne von Artikel 110 Absatz 1 AEUV handelt – nach Massgabe von

zulässig ist es allerdings, inländische Elektrizität je nach Produktionsmethode unterschiedlich, importierte Elektrizität hingegen einheitlich zu besteuern.[682] Gemäss einer Studie von COTTIER et al. liegt eine Abgabe mit gleicher Wirkung wie Einfuhrzölle i.S.v. Art. 30 AEUV vor, wenn die Einnahmen aus einer differenzierten Stromabgabe vollständig zur Erstattung der Abgabe auf inländisch produziertem Strom verwendet werden. Nur weil fast der ganze in der Schweiz verbrauchte Graustrom importiert wird, ist eine Abgabe auf Graustrom in der Schweiz aber nicht automatisch als Einfuhrzoll anzusehen.[683]

Im Ergebnis kann ein national begrenzter Zertifikatsmechanismus zum Zwecke der Durchführung eines Quotenmodells in der Schweiz vereinbar mit Art. 3, 6, 18 und 20 FHA ausgestaltet werden.[684] Dabei ist es nach der hier vertretenen Auffassung möglich, gestützt auf die nationalen Gesamtproduktionsziele und die Sicherung einer angemessenen Versorgung auch bestehenden Anlagen Grünstromzertifikate zuzuteilen.[685]

---

objektiven Kriterien differenziert, wie z. B. der Art der verwendeten Rohstoffe oder der angewandten Herstellungsverfahren. Eine solche Differenzierung ist mit dem Unionsrecht jedoch nur vereinbar, wenn damit Zielsetzungen verfolgt werden, die ihrerseits mit den Anforderungen des Unionsrechts im Einklang stehen, und wenn die ins Einzelne gehenden Regelungen jegliche Form der unmittelbaren oder mittelbaren Diskriminierung von Einfuhren aus anderen Mitgliedstaaten oder jegliche Form des Schutzes inländischer Erzeugnisse vor Konkurrenz ausschliessen». Vgl. auch COTTIER et al., Differential Taxation, 31, 51.

682 Ein solches von Finnland eingeführtes System wurde vom EuGH als unzulässig beurteilt. Die finnische Regierung begründete die unterschiedliche Behandlung von inländischem und importiertem Strom damit, dass der Ursprung und die Erzeugungsart von einmal in das Verteilnetz eingespeister Elektrizität nicht mehr bestimmt werden könne. Der EuGH führte aus, dass praktische Schwierigkeiten nicht geeignet sind, die Erhebung diskriminierender inländischer Abgaben zu rechtfertigen. EuGH, Urteil vom 2. April 1998, C-213/96, N 17, 37 f., 41. Aufgrund des Zertifikatesystems ist das Urteil heute allerdings überholt.

683 Würden die Einnahmen nur teilweise für die Erstattung der Abgabe auf inländischem Strom verwendet, läge hingegen eine inländische Abgabe nach Art. 110 AEUV vor. COTTIER et al., CO_2 Levies, 61.

684 Gemäss COTTIER et al., Differential Taxation, 5, ist eine quantitative Begrenzung des für die Quote qualifizierenden Grünstroms mit Art. 110 AEUV unvereinbar («high risk of being found unlawful»), wobei fraglich sei, in welchem Verhältnis eine solche diskriminierende Besteuerung zur RL/2009/28 stehe, welche es Mitgliedstaaten erlaube, nationale Fördermechanismen zu betreiben. In der Tat ist dieses Gutachten vom 18. April 2014 vor dem Entscheid Ålands Vindkraft AB gegen Energimyndigheten, EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, erstellt worden. Siehe dazu COTTIER et al., Differential Taxation, 55.

685 Siehe für die nationalen Ausbaurichtwerte Art. 2 revEnG (Art. 1 EnG enthält demgegenüber ein Zubauziel, das durch Referenz auf den Bestand im Jahr 2000 auch ein Gesamtziel impliziert). Vorsichtiger bei bestehenden Anlagen TRINKNER et al., 93 ff.

4.2.3. Kapazitätsmechanismen

Die vom BFE für die Schweiz denkbaren Umsetzungsvarianten von Kapazitätsmechanismen beinhalten entweder einen «gezielten Kapazitätsmechanismus» mit einem Markt für Leistungszertifikate oder eine «Forward Kapazitätsauktion», mit welcher Kraftwerke im Voraus Deckungsbeiträge für ihre Kapitalkosten erhielten. In der ersten Variante wird die geforderte Kraftwerksleistung durch einen wettbewerblichen Prozess festgelegt, indem Stromverbraucher bzw. -lieferanten selber entscheiden, ob sie in Knappheitssituationen mit Energie beliefert werden und entsprechend Zertifikate kaufen wollen; eine Variante dieses Modells wurde in Frankreich eingeführt. Die zweite Variante sieht hingegen vor, dass die zu auktionierende Kapazitätsmenge zentral festgelegt wird (mengenbasierter Mechanismus); dieses Modell orientiert sich an Grossbritannien.[686]

In den vergangenen zwei Jahren befasste sich die Kommission in einer «Sektoruntersuchung» mit der Notwendigkeit, der Gestaltung und den Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen auf den Strommarkt.[687] Nach dieser wird mit der öffentlichen Unterstützung von Kapazitätsanbietern das Risiko eingegangen, dass im Strommarkt Wettbewerbsverzerrungen entstehen.[688] Solche Unterstützungen stellen i.d.R. staatliche Beihilfen dar,[689] die bei der Kommission zur Prüfung angemeldet werden müssen.[690] Nach Anmeldung der Massnahme prüft die Kommission anhand der Beihilfeleitlinien, ob diese

[686] BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 40.

[687] EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 2. Zur Bedeutung dieser Untersuchung RIEWE, Versorgungssicherheit, 621 ff.

[688] EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 2, 19.

[689] Dafür muss der Kapazitätsmechanismus den Tatbestand von Art. 107 Abs. 1 AEUV erfüllen. Von der Bestimmung werden «sämtliche Geldmittel erfasst, die die öffentlichen Stellen tatsächlich zur Unterstützung der Unternehmen verwenden können, ohne dass es darauf ankommt, dass diese Mittel dauerhaft zum Vermögen des Staates gehören. Auch wenn die der fraglichen Massnahme entsprechenden Beträge nicht auf Dauer dem Staat gehören, genügt folglich der Umstand, dass sie ständig unter staatlicher Kontrolle und somit den zuständigen nationalen Behörden zur Verfügung stehen, damit sie als staatliche Mittel qualifiziert werden können»; EuGH, Urteil vom 19. Dezember 2013, C-262/12, N 21 m.w.H. Vgl. dazu Fn. 710.

[690] Art. 107 Abs. 1 i.V.m. Art. 108 Abs. 3 AEUV; EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 2, 8. Siehe dazu auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, 22.

erforderlich ist, um einem präzise umrissenen Problem in der Versorgungssicherheit zu begegnen.[691] Konkret einschlägig sind die Bestimmungen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung.[692]

Mitgliedstaaten müssen mit dem Kapazitätsmechanismus ein Ziel von gemeinsamem Interesse verfolgen, das Ziel transparent beschreiben sowie eine nachprüfbare, umfassende Beurteilung der Versorgungssicherheit vornehmen, um das Kapazitätsproblem benennen zu können.[693] Sodann sind die Erforderlichkeit und die Geeignetheit der geplanten Beihilfen darzulegen.[694] Im Rahmen der Erforderlichkeit wird u.a. der Nachweis verlangt, dass das vom Mitgliedsstaat angestrebte Mass an Versorgungssicherheit nicht ohne staatliche Intervention sichergestellt werden kann (Marktversagensanalyse).[695] Der Kapazitätsmechanismus muss zudem einen Anreizeffekt haben, der die Beihilfeempfänger dazu veranlasst, ihr Verhalten in Richtung der Verbesserung des Umweltschutzes oder des Funktionierens des Energiemarktes zu ändern.[696] Das Kriterium der Angemessenheit bezieht sich primär auf die Rendite, welche die Beihilfeempfänger erhalten.[697]

Da übermässige negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermieden werden sollen, ist der Kapazitätsmechanismus so auszugestalten, dass alle Kapazitäten teilnehmen können, die zur Behebung des Erzeugungsdefizits im Strombereich tatsächlich beitragen können.[698] Namentlich soll der geplante Kapazitätsmechanismus technologieneutral sein.[699] Weiter soll der Mechanismus auch Betreiber aus

---

691 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 9.

692 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.9. Dazu HANCHER, 172.

693 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 27 Bst. a, Kap. 3.2.1., 3.9.1.

694 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.2.2. f., 3.9.2. f.

695 RIEWE, Versorgungssicherheit, 590.

696 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.2.4.

697 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.2.5., 3.9.5. Kapazitätsauktionen sind administrativen Zuweisungsverfahren vorzuziehen (Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 15; DIES., Zwischenbericht Sektoruntersuchung, 17 f.; auch DIES., Mitteilung vom 5.11.2013, 12). Gemäss BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 43 Fn. 41, haben Auktionen bessere Chancen, nicht als staatliche Beihilfen taxiert zu werden.

698 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.9.6.

699 Es sollten also Stromerzeuger, die unterschiedliche Technologien einsetzen, beteiligt werden sowie Betreiber, die Massnahmen mit vergleichbarer technischer Leistung anbieten. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 232 Bst. a.

anderen Mitgliedsstaaten berücksichtigen, wenn eine solche Beteiligung tatsächlich möglich ist.[700] Schliesslich müssen alle relevanten Informationen zur Beihilfegewährung auf einer Beihilfe-Website veröffentlicht werden.[701] Gemäss RIEWE haben einige besonders binnenmarktrelevante Voraussetzungen der Beihilfeleitlinien zwingenden Charakter: Die Öffnung für ausländische Kapazitäten, die Technologieneutralität, der Vorrang von nachfrageseitigen Massnahmen und die Wahl eines möglichst wettbewerblichen Verfahrens.[702]

Teilweise überschneidend mit den Leitlinien kommt die Sektoruntersuchung zum Schluss, dass Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Kapazitäten zuerst mit Marktreformen begegnet werden soll, bevor Kapazitätsmechanismen eingeführt werden.[703] Kapazitätsmechanismen könnten genehmigt werden, wenn Mitgliedstaaten ihre Notwendigkeit nachweisen[704] und wenn die durch sie hervorgerufenen Wettbewerbsverzerrungen auf ein Minimum beschränkt werden.[705]

---

700 D.h. wenn dem die Massnahme durchführenden Mitgliedsstaat die Kapazität tatsächlich zur Verfügung gestellt werden kann und die mit der Massnahme verbundenen Auflagen durchgesetzt werden können. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, N 232 Bst. b.

701 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien, Kap. 3.2.7.

702 RIEWE, Versorgungssicherheit, 614.

703 Kapazitätsmechanismen sind also Zweitbestlösungen; EUROPÄISCHE KOMMISSION, Generation Adequacy, 4, sowie die Formulierung in N 220 der Leitlinien. Kapazitätsmechanismen sollten deshalb nur bei wirklichem Marktversagen eingeführt werden und nicht Stromerzeugungsformen unterstützen, die unwirtschaftlich oder nicht nachhaltig sind. Ferner EUROPÄISCHE KOMMISSION, Einleitung öffentliche Konsultation, 15.

704 Die EUROPÄISCHE KOMMISSION hielt bereits zu einem früheren Zeitpunkt fest, dass staatliche Massnahmen aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten nicht dazu führen dürfen, dass ineffiziente Anlagen durch eine staatliche Förderung künstlich in Betrieb gehalten oder unnötige neue Erzeugungskapazitäten gebaut werden (Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, 8).

705 Hinsichtlich der Wettbewerbsverzerrung im nationalen Strommarkt sollten die Kapazitätsanbieter in einem offenen, wettbewerblichen Verfahren ausgewählt werden (neue Marktteilnehmer aus allen Technologien sollten mit bestehenden Marktteilnehmern konkurrieren können). Auch ein transparenter, organisierter Zertifikathandel oder längerfristige Verträge für neue Kapazitäten können geeignet sein, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen (sowohl der britische wie auch der französische Kapazitätsmechanismus sehen für neue Kapazitäten längere Vertragslaufzeiten vor, vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Pressemitteilung vom 23. Juli 2014; DIES., Pressemitteilung vom 8. November 2016). Hinsichtlich grenzübergreifender Wettbewerbsverzerrungen sollten Kapazitätsmechanismen so ausgestaltet werden, dass sie mit hohen Stromknappheitspreisen koexistieren können. Zudem ist eine grenzübergreifende Teilnahme an marktweiten Kapazitätsmechanismen von entscheidender Bedeutung. Zum Ganzen EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 19 f.

Die erforderliche Grösse der Mechanismen solle mit einer strengen Angemessenheitsbewertung bestimmt werden.[706] Zudem solle der Kapazitätsmechanismus so gewählt werden, dass er zur Lösung des jeweiligen Problems geeignet ist. Schliesslich sollten marktweite Kapazitätsmechanismen einer grenzübergreifenden Teilnahme offenstehen[707] und technologieneutral[708] ausgestaltet werden.[709] Zwar enthalten die Beihilfeleitlinien Kriterien, die bei der Ausgestaltung von (binnenmarktkonformen) Kapazitätsmechanismen zu berücksichtigen sind, doch äussern sie sich nicht dazu, wann eine staatliche Massnahme als Beihilfe anzusehen ist.[710] Die Kommission will einen Kapazitätsmechanismus dann dem Beihilferecht unterstellen, wenn dieser auf Initiative bzw. unter Beteiligung staatlicher Stellen zustande kam, sein vorrangiges Ziel die Gewährleistung der Sicherheit der Stromversorgung ist und der Mechanismus den Kapazitätsanbietern zusätzlich zu den Einnahmen aus dem Stromverkauf eine Vergütung bietet.[711]

---

[706] Zur Ermittlung der erforderlichen Grösse von Kapazitätsmechanismen muss eine Angemessenheitsbewertung vorgenommen werden. Zu dieser bemerkt die EUROPÄISCHE KOMMISSION, dass «noch viel zu tun ist, bis gewährleistet ist, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen auf einer objektiven, gründlichen Bewertung der Angemessenheit des Stromversorgungssystems beruht». Deshalb sollten die Angemessenheitsbewertungen innerhalb der EU weiter harmonisiert werden und damit u.a. zu mehr Transparenz führen. Mit einer strengen Angemessenheitsbewertung verringere sich das Risiko eines Überangebots an Kapazitäten und die durch Kapazitätsmechanismen geschaffenen Wettbewerbsverzerrungen würden begrenzt (Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 9, 21). Zur Standardisierung dieses Verfahrens auch bereits EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt 15 ff.; DIES., Einleitung öffentliche Konsultation, 15 f. HANCHER, 177, meint dazu, dass sich die Kommission bei der Anwendung der Beihilfeleitlinien im Wesentlichen auf die nationale Beurteilung der Angemessenheit der Stromversorgung verlassen muss, da innerhalb der EU keine harmonisierten Methoden bestehen.

[707] Zur Verringerung der Komplexität schlägt die Kommission in der Marktgestaltungsinitiative verbindliche gemeinsame Vorschriften für die grenzübergreifende Teilnahme vor. Vgl. dazu bereits EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt 17 f.; DIES., Mitteilung vom 15. Juli 2015, 16 f.

[708] Zur Technologieneutralität von Förderregelungen bereits EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, 12.

[709] Zum Abschnitt EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 21 f.

[710] HANCHER, 176. Die Kommission geht davon aus, dass Kapazitätsmechanismen «in der Regel» bzw. «in vielen Fällen» eine staatliche Beihilfe darstellen. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 2, 8. Auch nach RIEWE, Versorgungssicherheit, 555, 623, können die meisten Kapazitätsmodelle als tatbestandliche Beihilfe gewertet werden, auch wenn in Bezug auf den Tatbestand von Art. 107 Abs. 1 AEUV eine gewisse Unsicherheit bestehe.

[711] EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 9.

Bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen können die Mitgliedstaaten gegenüber der Kommission verschiedene Argumente vorbringen: So können sie geltend machen, der Kapazitätsmechanismus sei nicht mit staatlichen Mitteln finanziert und deshalb nicht meldepflichtig. Alternativ können sie ausführen, der Mechanismus sei zwar staatlich finanziert, erfülle aber die sog. «Altmark-Kriterien»[712] und sei deshalb nicht meldepflichtig.[713] Überdies können sie sich auf den Standpunkt stellen, die staatliche Beihilfe sei zulässig im Sinne von Art. 107 Abs. 3 AEUV oder mit Art. 106 Abs. 2 AEUV vereinbar. Die Prüfung der Vereinbarkeit eines Kapazitätsmechanismus mit den Beihilfeleitlinien ist also nur ein Teil des Beurteilungsprozesses.[714]

So unterrichtete Frankreich die Kommission von einem geplanten Kapazitätsmechanismus dahingehend, dass dieser nach französischer Auffassung keine Beihilfe darstelle. Das Kriterium der «Zurechenbarkeit zum Staat und Finanzierung durch staatliche Mittel» werde nicht erfüllt, da keine staatliche Hilfe gewährt und der Staat nur auf der Ebene der Festlegung der Kriterien für die Versorgungssicherheit in den Kapazitätsmechanismus eingebunden werde.[715] Die Kommission qualifizierte dagegen die Mittel zur Finanzierung des Kapazitätsmechanismus als staatliche Ressourcen.[716] Unter Berufung auf die «Alt-

712 Im EuGH, Urteil vom 24. Juli 2003, C-280/00, hat der Gerichtshof ausgeführt, dass unter bestimmten Voraussetzungen staatliche Leistungen an Unternehmen, die mit der Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse vom Staat beauftragt werden, keine staatlichen Beihilfen i.S.v. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen, sondern als Gegenleistungen für die erbrachten Dienstleistungen zu beurteilen sind. Vgl. dazu auch RIEWE, Versorgungssicherheit, 555 ff.; VEDDER et al., N 4.175.

713 HANCHER, 176; RIEWE, Versorgungssicherheit, 572 f. Das Recht der Mitgliedstaaten, bestimmte Unternehmen mit Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse zu betrauen, wird für den Strombereich in Art. 3 Abs. 2 RL 2009/72/EG konkretisiert. Die Prüfung im Rahmen der Rechtfertigung für staatliche Beihilfen erfolgt jedoch erst auf Ebene des Primärrechts. RIEWE, Versorgungssicherheit, 442, 445.

714 HANCHER, 176.

715 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 103 f.

716 Die EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 125, begründet ihren Entscheid einerseits damit, dass Frankreich durch die Verteilung kostenloser Kapazitätszertifikate an die Kapazitätsanbieter auf staatliche Einnahmen verzichtet, da für diese Zertifikate gleichzeitig ein Markt (inkl. Nachfrage) geschaffen wird und ihnen dadurch Wert zukommt (N 113 ff.). Andererseits wird der Entscheid, dass der Kapazitätsmechanismus aus staatlichen

mark-Rechtsprechung» machte Frankreich zudem geltend, die Kapazitätszahlungen würden keine selektiven Vorteile begründen, sondern seien Gegenleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse.[717] Die Kommission sah die Altmark-Kriterien[718] allerdings als nicht erfüllt an, da die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung nicht genau bestimmt sei.[719]

RIEWE sieht in diesem Kriterium die grösste Hürde bei der Berufung auf die «Altmark-Rechtsprechung».[720] Könnten die Kriterien nicht erfüllt werden, so bestehe dennoch die Möglichkeit einer Rechtfertigung nach Art. 106 Abs. 2 AEUV, der gemeinwohlorientierte Abweichungen vom Vertrag, insbesondere den Wettbewerbsvorschriften, erlaubt.[721] Diese Bestimmung ist allerdings restriktiv auszulegen.[722] In

Mitteln finanziert wird, auch auf den Umstand gestützt, dass sich die Geldflüsse auf dem Zertifikatsmarkt permanent unter staatlicher Kontrolle befinden (N 113, 118 ff.).

717 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 126.

718 Nach einem Kriterium muss «das begünstigte Unternehmen tatsächlich mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut worden, und diese [...] Verpflichtung klar definiert worden [sein]» EuGH, Urteil vom 24. Juli 2003, C-280/00, N 95.

719 Zwar werde den Kapazitätsbereitstellern die Pflicht auferlegt, sich zertifizieren zu lassen und die zertifizierten Kapazitäten zu Zeiten der Spitzenlast bereit zu halten, allerdings sei diese Verpflichtung nicht strikt, da sie sich nicht auf die «capacité d'effacement» beziehe. Ein Teil der Kapazitätsanbieter trete dem Kapazitätsmechanismus also freiwillig bei. Da die Betreiber bestehender Produktionsanlagen zudem darüber bestimmen können, welche Kapazitätsmenge sie zertifizieren lassen, liegt der Entscheid über die zertifizierte Kapazitätsmenge in der Macht der Kapazitätsbereitsteller. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 131 f.; DIES., Aide d'Etat SA.39621, N 56.

720 RIEWE, Versorgungssicherheit, 572 ff., nach dem dieses Konzept konturlos ist. Er führt aus, dass gegenüber der Kommission verdeutlicht werden muss, dass man sich auf die Altmark-Kriterien beruft und dass entsprechende Beweise vorgebracht werden müssen. Zu den strengen Anforderungen auch KLOTZ, in: Kommentar AEUV, Art. 106 N 71.

721 KHAN/SUH, in: European Commentary, Art. 106 N 6; KLOTZ, in: Kommentar AEUV, Art. 106 N 60 ff.; RIEWE, Versorgungssicherheit, 575.

722 KLOTZ, in: Kommentar AEUV, Art. 106 N 57; RIEWE, Versorgungssicherheit, 576. Die Kommission hat in einem Entwurf zu den Beihilfeleitlinien zudem festgehalten: «the provision of services such as a specific level of electricity generation adequacy is unlikely to be a compatible form of support for the performance of an SGEI within the meaning of Article 106(2) TFEU. The provision of electricity is under normal circumstances a service provided by undertakings competing in a market, and such service cannot be easily distinguished from the provision of capacity». Abgedruckt bei HANCHER, 162 f. HANCHER führt unter Verweis auf einen weiteren Leitlinienentwurf jedoch aus, dass die Kommission ihre Meinung geändert und anerkannt habe, dass gewisse Dienstleistungen im Energiesektor als Dienstleistungen i.S.v. Art. 106 Abs. 2 AEUV beurteilt werden könnten.

Bezug auf erneuerbare Energien hat die Kommission, soweit ersichtlich, noch keine Entscheide über die Vereinbarkeit staatlicher Beihilfen auf Art. 106 Abs. 2 gestützt.[723]

Bis heute beurteilte und genehmigte die Kommission den britischen und den französischen Kapazitätsmarkt.[724] Diese Kapazitätsmechanismen geben damit Anhaltspunkte für eine leitlinienkonforme Ausgestaltung. Der britische Kapazitätsmechanismus sieht vor, dass die Netzbetreiber jährlich landesweite Auktionen durchführen, um die zur Bedarfsdeckung erforderlichen Kapazitäten zu beschaffen. Die Kapazitätsverträge haben i.d.R. eine Laufzeit von einem Jahr (bzw. drei Jahren bei erheblichen Umrüstungen), wobei neue Erzeuger Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von 15 Jahren abschliessen können. Die Vergütung wird über die gesamte Vertragslaufzeit hinweg geleistet und durch eine Abgabe der Stromversorger finanziert. Gemäss der Kommission entspricht der britische Kapazitätsmarkt dem EU-Beihilferecht, da er technologieneutral ausgestaltet ist und auf der Grundlage von Preiswettbewerb funktioniert.[725]

Im französischen Kapazitätsmechanismus erhalten die Anbieter Zertifikate für ihre verfügbaren Kapazitäten. Diese Zertifikate können von Stromversorgern erworben werden, um Lastspitzen (bspw. bei extremen winterlichen Bedingungen) abzudecken. Die Zertifikate werden zwischen den Kapazitätsanbietern und den Stromversorgern oder auf öffentlichen Auktionen gehandelt. Weil die Kommission befürchtete, dass der französische Kapazitätsmechanismus bestimmte Unternehmen im Wettbewerb begünstigen und den Eintritt neuer Marktteilnehmer verhindern könnte, stimmte Frankreich verschiedenen Änderungen zu: Um den Eintritt neuer Marktteilnehmer zu erleichtern, können neue Kapazitäten Zertifikate mit einer Laufzeit von sieben

723 RUSCHE, 133.

724 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Pressemitteilung vom 23. Juli 2014 (zum britischen Kapazitätsmarkt) und DIES., Pressemitteilung vom 8. November 2016 (zum französischen Kapazitätsmarkt). Vgl. auch BFE, Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt, 6. Im Verfahren zum britischen Kapazitätsmechanismus hat die EU-Kommission erstmals ein Beihilfevorhaben anhand der Leitlinien für staatliche Beihilfen im Bereich Umweltschutz und Energie geprüft.

725 EUROPÄISCHE KOMMISSION, Pressemitteilung vom 23. Juli 2014.

statt dem üblichen einen Jahr erhalten, sofern sie wettbewerbsfähiger als bereits vorhandene Kapazitäten sind. Zudem sollen ausländische Kapazitäten im Rahmen der erwarteten Kapazität der Verbindungsleitungen zu Spitzenlastzeiten in den französischen Mechanismus eingeschlossen und vergütet werden. Schliesslich willigte Frankreich in Massnahmen gegen mögliche Marktmanipulationen ein.[726]

Vorgaben für Kapazitätsmechanismen enthalten auch die Strombinnenmarkt- und die Versorgungssicherheits-Richtlinie.[727] Zusammen mit dem Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung hat die Kommission ein Paket mit Gesetzgebungsvorschlägen vorgelegt, die u.a. die beiden genannten Richtlinien betreffen.[728] Für die Zulässigkeit von Kapazitätsmechanismen bleibt jedoch das Beihilferecht zentral.[729]

Kapazitätsmechanismen müssen ferner das Prinzip des unverfälschten Wettbewerbs im Binnenmarkt beachten.[730] Sie sind allgemein anfällig für Marktmachtprobleme, denen jedoch auf unterschiedliche Weise begegnet werden kann.[731] Das Wettbewerbsprinzip kann beispielsweise durch ein offenes, technologieübergreifendes und wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren verwirklicht werden.[732] Während

[726] EUROPÄISCHE KOMMISSION, Pressemitteilung vom 8. November 2016.

[727] Art. 8 RL 2009/72/EG enthält Mindestanforderungen für die wettbewerbliche Vergabe von Kapazitätsdienstleistungen (Ausschreibungen, Auktionen, Interessenbekundungsverfahren). Wie dem Beihilferecht kann der Richtlinie entnommen werden, dass ein Kapazitätsmechanismus nur bei Vorliegen eines Marktversagens eingeführt werden darf und technologieneutral ausgestaltet werden muss. Die RL 2005/89/EG enthält das «Optimierungsgebot zur Behebung der tatsächlichen Ursachen des Kapazitätsproblems». Dazu RIEWE, Versorgungssicherheit, 461, 477.

[728] Die RL 2009/72/EG soll geändert, RL 2005/89/EG soll aufgehoben und ersetzt werden. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht Sektoruntersuchung, 3 Fn. 8.

[729] Nur im Eröffnungsentscheid hinsichtlich des Kapazitätsmechanismus in Frankreich finden sich Ausführungen zu Art. 3 RL 2009/72/EG. Frankreich unterrichtete die Kommission nicht unter Bezugnahme auf Art. 108 Abs. 3 AEUV, sondern berief sich auf Art. 3 Abs. 15 der erwähnten Richtlinie. Die Kommission führte aus, dass der französische Kapazitätsmechanismus keine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung darstelle, weshalb die Vereinbarkeit des Mechanismus mit dem Binnenmarkt anhand der Beihilfeleitlinien beurteilt werden müsse. EUROPÄISCHE KOMMISSION, Aide d'Etat SA.39621, N 147.

[730] Ausführlich dazu DE HAUTECLOCQUE/SADOWSKA, 182 ff.

[731] So BUNDESKARTELLAMT, 8. BÖCKERS et al., F, schlagen Preisobergrenzen und Entflechtungen vor; EWI, 59; HARTOG/JUDITH, 159 ff.; DE HAUTECLOCQUE/ SADOWSKA, 185 ff.; RIEWE, Kapazitätsmechanismen, 231; DERS., Versorgungssicherheit, 489 ff.

[732] Zulässig wäre nach RIEWE, Versorgungssicherheit, 495, auch ein Reservemodell, das die wettbewerbliche Struktur des EoM unangetastet lässt. DE HAUTECLOCQUE/SADOWSKA,

umfassende, marktweite Kapazitätsmechanismen nicht mit dem Unionsrecht kollidieren dürften, wären Kapazitätsmechanismen, die ausschliessliche Rechte gewähren, marktbeherrschende Stellungen von Unternehmen aufrechterhalten bzw. verstärken oder unverhältnismässige Präqualifikationsanforderungen vorsehen und selektiv ausgestaltet sind, wettbewerbsrechtlich heikel.[733]

Kapazitätsmechanismen dürfen zudem keine mengenmässige Beschränkung oder Massnahme gleicher Wirkung darstellen.[734] Dies betrifft vor allem diskriminierende Modalitäten der Beihilfegewährung, die von der eigentlichen Beihilfe abtrennbar und zu deren Erreichung nicht notwendig sind, konkret die Beschränkung der Kapazitätsförderung auf inländische Erzeuger.[735] Eine Rechtfertigung dieser Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit ist schwierig, wenn sie zur Sicherstellung einer angemessenen Erzeugungskapazität nicht erforderlich ist.[736] Eine nationale Beschränkung liesse sich aber rechtfertigen,

185 ff., legen dar, dass gewisse Kapazitätsmechanismen anfälliger sind für wettbewerbswidriges Verhalten als andere und dass die Wirksamkeit eines kartellrechtlichen Vorgehens stark von der Art des Marktmissbrauchs abhängig ist.

733 RIEWE, Kapazitätsmechanismen, 231; DERS., Versorgungssicherheit, 455 ff., 488, 495, 542 ff.

734 Hinsichtlich der Beachtung bei Kapazitätsmechanismen vgl. HANCHER, 206 ff.; TRINKNER et al., 133. Art. 34 AEUV ist auf Kapazitätsmechanismen anwendbar, weil die RL 2009/72/EG und 2005/89/EG keine abschliessenden Vorgaben zu Art und Inhalt der Kapazitätssicherungsinstrumente machen. EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 56 ff., zum Verhältnis der RL 2009/28/EG und Art. 34 AEUV.

735 RIEWE, Versorgungssicherheit, 628 f.; so wohl auch HANCHER, 206 ff. Gemäss TRINKNER et al., 93, kann schon eine Pflicht der Lieferanten, Zertifikate vorzulegen bzw. eine Strafabgabe zu zahlen, eine Massnahme gleicher Wirkung darstellen

736 Eine gegen Art. 34 AEUV verstossende nationale Regelung kann nach ständiger Rechtsprechung durch einen der in Art. 36 AEUV genannten Gründe des Allgemeininteresses oder durch zwingende Erfordernisse gerechtfertigt sein. Ob die Sicherstellung angemessener Erzeugungskapazität unter Art. 36 AEUV subsumiert werden kann, ist unklar; TRINKNER et al., 93 f. RIEWE, Versorgungssicherheit, 634 ff., 645, zufolge wäre eine Rechtfertigung nur über das «Cassis-de-Dijon»-Prinzip möglich, wobei sie bei einer nationalen Begrenzung des Kapazitätsmechanismus an der Erforderlichkeit im Rahmen des Verhältnismässigkeitsgrundsatzes scheitere. TRINKNER et al., 94, differenzieren insofern, als sie die Rechtfertigungsmöglichkeit gestützt auf die zwingenden Erfordernisse im Allgemeininteresse nur in Betracht ziehen, wenn ausländische Erzeuger berücksichtigt werden. Der EuGH erachtet ein territorial begrenztes Modell der EE-Förderung allerdings als gerechtfertigt. Er stützte sich dabei u.a. auf die fehlende Harmonisierung der nationalen Regelungen zur Förderung von Grünstrom, aufgrund derer Mitgliedstaaten grundsätzlich frei sind, Förderregelungen national auszugestalten (Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 94). Der EuGH bejahte im Rahmen dieses Urteils auch die Erforderlichkeit dieser Massnahme (N

wenn die ausländischen Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht gleich geeignet sind.[737] Dies verschafft allenfalls protektionistisch motivierten Behörden natürlich Spielraum bei der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus.

Schliesslich darf ein Kapazitätsmechanismus bzw. die Abgabe, durch welche dieser finanziert wird, auch nicht als Zoll oder als diskriminierende Steuer qualifiziert werden.[738] Die Kommission äusserte sich dazu im Zusammenhang mit dem britischen Kapazitätsmechanismus, der zur Finanzierung der Kapazitätsvergütungen eine Abgabe vorsieht, die allen lizenzierten Stromlieferanten im Verhältnis zu deren Marktanteil basierend auf dem Stromabsatz auferlegt wird. Danach setze eine Diskriminierung die Ungleichbehandlung trotz gleichartiger Verhältnisse voraus, sodass hinsichtlich einer territorialen Begrenzung entscheidend sei, ob sich Importe zur nationalen Produktion in einer vergleichbaren Situation befinden.[739] Die Kommission anerkannte hier überdies die von Grossbritannien angeführten Gründe für eine momentane nationale Beschränkung des Kapazitätsmechanismus.[740] Eine angemessene nationale Erzeugungskapazität konnte damals nur mithilfe inländischer Kapazitäten erreicht werden.[741]

Insgesamt sieht die Kommission Kapazitätsmechanismen gegenüber Marktlösungen und Marktreformen stets als zweitbeste Lösung an.[742]

---

92). RIEWE, Versorgungssicherheit, 638 ff., lehnt eine pauschale Übertragung dieser Rechtsprechung aus dem Bereich der erneuerbaren Energien auf die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen ab, da sich die Harmonisierung im regulären Strommarkt deutlich von dem Harmonisierungsstand der RL 2009/28/EG unterscheide.

737 Skeptisch RIEWE, Versorgungssicherheit, 645 f.

738 Art. 30 und 110 AEUV; dazu TRINKNER et al., 98.

739 EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.35980, N 69, 157 f., 160; HANCHER, 179 f.

740 Ausländische Kapazitäten wurden von der Teilnahme an der ersten Auktion im Dezember 2014 ausgeschlossen. Vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.35980, N 20.

741 Die Kommission bemerkte zudem, Grossbritannien habe eingewilligt, Formen grenzüberschreitender Kapazität ab dem Jahr 2015 in den Mechanismus einzubinden, sobald dies rechtlich und technisch machbar sei. EUROPÄISCHE KOMMISSION, State aid SA.35980, N 160. HANCHER merkt dazu an, dass die Kommission in anderen Entscheidungen strenger vorgegangen ist, 180.

742 Vgl. bereits Fn. 703. Wie RIEWE, Versorgungssicherheit, 613 f., festhält, kommt es deshalb auf die vom Mitgliedsstaat zur Behebung des Marktversagens ergriffenen Optimierungsmassnahmen an. Aus dem europäischen Primär- und Sekundärrecht folge, dass marktinterventionistische Eingriffe generell rechtfertigungsbedürftig sind und damit ein Regel-

Unter diesem Gesichtspunkt dürfte ein schweizerischer Kapazitätsmechanismus dennoch grundsätzlich mit dem EU-Recht kompatibel ausgestaltet werden können.[743] Wichtig erscheinen aus europarechtlicher Sicht eine möglichst technologieneutrale Ausgestaltung, Preiswettbewerb, diskriminierungsfreier grenzüberschreitender Kapazitätsaustausch sowie die Berücksichtigung des Wettbewerbsprinzips. Realistisch ist jedoch einzuräumen, dass die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus leicht Hand für die Berücksichtigung protektionistischer Anliegen bieten kann. Für die vorliegende Problemstellung kann festgestellt werden, dass die Kommission das Interesse an der Sicherung einer angemessenen Stromerzeugung als solches anerkennt und einzelstaatlichen Massnahmen zur Verwirklichung dieses Interesses bislang nicht grundsätzlich entgegentritt.

Ausnahme-Verhältnis bestehe (DERS., 653). Die EUROPÄISCHE KOMMISSION stellte bereits in einer früheren Mitteilung fest, dass ein marktweiter Kapazitätsmechanismus nur in Frage kommt, wenn alternative Massnahmen wie eine strategische Reserve oder eine glaubwürdige einmalige Ausschreibung das Problem der angemessenen Stromerzeugung nicht lösen können (Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, 17 f.).

743 Auch TRINKNER et al., 91 ff. kommen zum Schluss, dass Kapazitätsmechanismen grundsätzlich mit dem EU-Recht vereinbar ausgestaltet werden können. Vgl. Hinweis darauf in BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 43.

4.3. Welthandelsrecht

4.3.1. Grundlegende Bestimmungen

Kern des Welthandelsrechts bildet das GATT/WTO-Recht mit seinen Bestimmungen für den Handel mit Waren und Dienstleistungen.[744] Das GATT-Übereinkommen verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Nichtdiskriminierung, verrechtlicht durch die Meistbegünstigung (Art. I) und die Inländerbehandlung (Art. III). Der Grundsatz der Inländerbehandlung verbietet die schlechtere Behandlung ausländischer Waren gegenüber gleichartigen inländischen Waren.[745] Der Grundsatz der Meistbegünstigung verbietet Diskriminierungen zwischen gleichartigen Waren aus verschiedenen ausländischen Mitgliedsstaaten.[746] Differenzierungen zur Förderung der inländischen Stromproduktion aus erneuerbarer Energie sind unter dem Aspekt des Nichtdiskriminierungsgebots generell einer näheren Prüfung betreffend Vereinbarkeit mit Art. I und III zu unterziehen.[747] Für die Inländerbehandlung und die Meistbegünstigung wird auf die «Gleichartigkeit» der Waren abgestellt. Grundsätzlich gelten Waren als gleichartig, wenn sie in einem Wettbewerbsverhältnis zueinander stehen.

---

744 Relevant sind hier u.a. das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (GATT), das Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen (ASCM) und das Übereinkommen über technische Handelshemmnisse (TBT); vgl. für eine ausführliche Auflistung TIETJE, 179 ff.

745 Zur Inländerbehandlung und Meistbegünstigung im Energiebereich PINELLI, 93 ff.; SELIVANOVA, 280 ff.; BUCHMÜLLER, 185; GÖTTSCHE, § 7 N 40. Vom Bund in Auftrag gegebene Rechtsgutachten kommen zum Schluss, dass eine nach Produktionsart differenzierte Stromabgabe zumindest dann mit dem internationalen Recht vereinbar ist, sofern sie auf im Inland produzierten und vom Ausland importierten Strom gleichermassen Anwendung findet, COTTIER et al., CO_2 Levies, 3, 13, 73 f.; COTTIER et al., Differential Taxation, 3, 50 f.; COTTIER /ESPA/HOLZER, 2, 8. Auch das BFE, Stromabgabe, 4, scheint unter gewissen Bedingungen von der grundsätzlichen Zulässigkeit einer differenzierten Stromabgabe auszugehen. Zu diesem Schluss kommen auch ITEN/SCHÄPPI/MEIER, 8, 48 f. Eher kritisch noch EFD, 50, und dem folgend EFV, Ergebnisbericht Konsultation 2014, 43.

746 GÖTTSCHE, § 7 N 39; HILF/OETER, § 9 N 30; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 317 ff.

747 BFE, Stromabgabe, 4; BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7900; COTTIER et al., CO_2 Levies, 3. So sei bspw. die Belastung von ausschliesslich importiertem Graustrom mit einer CO_2-Abgabe problematisch; BUNDESRAT, Stellungnahme Favre. Ob die Differenzierung einer Lenkungsabgabe nach Produktionsart mit WTO-Recht vereinbar wäre, ist nicht vollständig geklärt. BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7900; LAY, 144 ff.; SELIVANOVA, 283.

Zentral ist also, ob es sich bei Grün- und Graustrom um gleichartige bzw. unmittelbar konkurrierende oder zum gleichen Zweck geeignete Produkte handelt. Massgebend hierfür sind (1) die Eigenschaften, die Qualität und Natur der Produkte, (2) die Endverwendungsmöglichkeiten, (3) die Zolltarifklassifikation sowie (4) die Verbrauchervorlieben und -gewohnheiten.[748] Wird die Gleichartigkeit verneint, können Grün- und Graustrom unterschiedlich behandelt werden, ohne dass ein Konflikt mit der Pflicht zur Nichtdiskriminierung entsteht. In diesem Fall verbleiben aber allenfalls Diskriminierungen zwischen in- und ausländischen Grünstromerzeugern.

Mit Blick auf die Praxis wohl vorherrschend ist die Meinung, dass Strom unabhängig von seiner Produktionsweise als gleichartige Ware zu beurteilen sei.[749] Wenn Verbraucher aber willens seien, für grünen Strom mehr zu bezahlen als für grauen Strom, dann könne dies ein Argument der Ungleichartigkeit von Grün- und Graustrom stützen. *Canada – Renewable Energy* hält dazu fest:[750]

> *«The fact that electricity is physically identical, regardless of how it is generated, suggests that there is high demand-side substitutability between electricity generated through different technologies. On the other hand, however, there are additional factors that may be used to differentiate on the demand-side (…). Factors such as the type of contract, the size of the customer, and the type of electricity generated (base-load versus peak-load) may differentiate the market»*

---

748 BUCHMÜLLER, 212 ff.; DERS., ZNER, 254 ff.; COTTIER et al., Differential Taxation, 31 ff., 34; TIETJE, § 3 N 77; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 325 ff., 386 f.

749 BUCHMÜLLER, 227, 429; COTTIER et al., Differential Taxation, 32; COTTIER/ESPA/HOLZER, 8; HORLICK/SCHUCHHARDT/MANN, 9. So auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 27. A.M. HOWSE, 10 f., 13 f.

750 WTO, Canada – Certain measures affecting the renewable energy generation sector; Canada – Measures relating to the feed-in tariff program, 6. Mai 2013, WT/DS412/ AB/R, N 5.170. Bei handelsrechtlichen Gegenmassnahmen machen COTTIER/ESPA/HOLZER, 26 f., mit Verweis auf den Entscheid geltend, dass Strom aus Wasserkraft von Strom aus anderen erneuerbaren Energieträgern allenfalls zu unterscheiden sei. Allerdings kann nach COTTIER et al., Differential Taxation, 32 f., die Bevorzugung von grünem Strom durch Konsumenten auch dafür sprechen, dass es sich bei Grün- und Graustrom um «unmittelbar konkurrierende oder zum gleichen Zweck geeignete» Produkte handelt (diesfalls würde Art. III.2 Satz 2 GATT dann verletzt, wenn der importierte Strom einer unverhältnismässigen Steuerbelastung ausgesetzt würde; auch HOWSE, 11, 14.).

Damit generell in Zusammenhang steht die Debatte, ob bei der Beurteilung der Gleichartigkeit nebst den Produkteigenschaften auch Prozess- und Produktionsmethoden Beachtung finden sollen.[751] Entsprechendes wird in der Regel verneint, ist aber nicht unbestritten.[752] Zu Unterscheidungen von Strom basierend auf der Erzeugungsweise bestehen bis anhin keine Präzedenzfälle.[753]

Den nachfolgenden Ausführungen liegt die Annahme zugrunde, dass es sich bei Grün- und Graustrom um gleichartige Produkte i.S.v. Art. I.1, III.2 und III.4 GATT handelt. Mit Blick auf die Marktverhältnisse reflektiert dies auch den Umstand, dass Elektrizität und Grünstromzertifikate regelmässig getrennt erworben werden können.

4.3.2. Quotenmodell

Ein territorial begrenztes Quotenmodell behandelt ausländische und inländische Stromerzeuger unterschiedlich, da nur der inländisch produzierte Grünstrom zur Erfüllung der Quote anerkannt wird. Diese Ungleichbehandlung ausländischer Stromerzeuger könnte gegen den Grundsatz der Inländerbehandlung verstossen, da der ausländische gegenüber dem inländischen Strom ungünstiger behandelt wird

751 Es geht bei «PPM» («process or production method») um Regulierungen (Gesetze oder Abgaben), die aufgrund von Prozess- oder Produktionsmethoden differenzieren, aber das Endprodukt physikalisch nicht verändern. Vgl. HILF/OETER, § 34 N 28; HORLICK/ SCHUCHHARDT/MANN, 8; REGAN, 102; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 328, 393 f.

752 BUCHMÜLLER, 223, nach dem dieser Ansatz vom Appellate Body bisher nicht aufgegriffen wurde und auch nicht davon auszugehen ist, dass dies erfolgen wird; auch MALUMFASHI, 346. REGAN, 118 ff. führt aus, unter welchen Umständen PPMs zulässig seien. Gemäss TIETJE, § 3 N 78, müsse heute im Einzelfall sogar von einer Pflicht zur Beachtung von Produktionsmethoden gesprochen werden; auch KRAJEWSKI, N 333. VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 328, die aber auf 393 darauf hinweisen, dass Unterschiede in der Produktionsmethode die Verbraucherwahrnehmung und das Verbraucherverhalten und damit auch das Wettbewerbsverhältnis zwischen zwei Produkten beeinflussen können. POTTS, 35, kommt in seiner Untersuchung zum Schluss, dass PPM auf der Basis des bestehende GATT-Fallrechts zulässig sind, solange die Grundsätze der Nichtdiskriminierung eingehalten werden. Nach HOWSE, 10 f., kann aus der bisherigen Rechtsprechung einerseits nicht abgeleitet werden, dass Produktionsmethoden per se von der Beurteilung der Gleichartigkeit ausgeschlossen sind und andererseits bestehen auch keine Hinweise, dass Produktionsmethoden massgebend wären, um eine «Ungleichartigkeit» festzustellen.

753 COTTIER et al., Differential Taxation, 32.

(Art. III.4 GATT).[754] Schon rein formal ist eine solche Diskriminierung gleichartiger in- und ausländischer Waren in einem national beschränkten Quotenmodell wohl ohne weiteres zu bejahen.[755] Ausschlaggebend für eine Beurteilung als «ungünstigere Behandlung» sind die Auswirkungen der Ungleichbehandlung auf die Wettbewerbsbedingungen des ausländischen Grünstroms.[756] Diese werden durch ein nationales Quotenmodell verschlechtert, da die Nachfrage nach inländischem Grünstrom verstärkt wird und die inländischen Grünstromerzeuger vom Mengenrisiko entlastet werden.[757] Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommen Studien zu Zertifikatsmechanismen, die eine differenzierte steuerliche Behandlung von grünem und grauem Strom beinhalten. Sofern Grün- und Graustrom als gleichartige Waren angesehen werden, dürfte eine solche gegen den Grundsatz der Inländerbehandlung (Art. III.2 GATT) verstossen.[758]

---

[754] Reine Quotenmodelle sind an Art. III.4 und nicht an Art. III.2 GATT zu messen, da sie weder Steuern noch Abgaben beinhalten. Vgl. BUCHMÜLLER, 185 f.; HOWSE, 12. Grundsätzlich wäre es denkbar, ein Quotenmodell als Subvention i.S.v. Art. III.8 Bst. b GATT zu beurteilen und entsprechend vom Anwendungsbereich des Art. III GATT auszunehmen. Nach der Praxis der Streitbeilegungsorgane ist der Subventionstatbestand hier – im Gegensatz zum ASCM – allerdings eng auszulegen; er umfasst nur unmittelbare, direkte Auszahlungen von Einnahmen durch die Regierung an inländische Erzeuger. WTO, Canada – Certain measures concerning periodicals, 30. Juni 1997, WT/DS31/AB/R, 34; WTO, Indonesia – Certain measures concerning the automobile industry, 2. Juli 1998, WT/DS54/R, WT/DS55/R, WT/DS59/R, WT/DS64/R, N 14.119 f.; WTO, United States – Measures affecting alcoholic and malt beverages, 16. März 1992, DS23/R – 39S/206, N 5.10. Quotenmodelle fallen in ihrer Grundkonzeption deshalb nicht unter Art. III.8 Bst. b GATT. BUCHMÜLLER, 195 ff., 206 f., will allerdings alle subventionierenden Aspekte eines Quotenmodells dem Anwendungsbereich von Art. III GATT entziehen.

[755] Eine Massnahme, die gleichartige in- und ausländische Waren formal unterschiedlich behandelt, stellt nicht notwendigerweise ein Verstoss gegen Art. III.4 GATT dar. HESTERMEYER, WTO Kommentar, Art. III N 85; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 395.

[756] Vgl. HESTERMEYER, WTO Kommentar, Art. III N 85; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 396 f. mit Hinweisen auf die Rechtsprechung der Streitbeilegungsorgane.

[757] BUCHMÜLLER, 232 f., der ausführt, dass bei einem Quotenmodell mit Zertifikathandel der Zusatzerlös aus dem Zertifikatverkauf ein weiterer Vorteil für die inländischen Grünstromerzeuger darstellt und dass die Wettbewerbsbedingungen je nach konkreter Ausgestaltung des Quotenmodells zusätzlich verschlechtert werden können; DERS., 207 ff., 248, für eine ausführliche Überprüfung mit einer Differenzierung der (nicht) gegen Art. III GATT verstossenden Aspekte von Quotenmodellen.

[758] Während oben die Vereinbarkeit eines nationalen Quotenmodells mit Art. III.4 GATT geprüft wurde, ist hinsichtlich Zertifikatsmärkten Art. III.2 GATT einschlägig, der die Schlechterbehandlung ausländischer Erzeugnisse durch die Belastung mit Steuern oder Abgaben verbietet.

Selbst bei einer offenen Ausgestaltung des Quotenmodells können allerdings Ungleichbehandlungen zwischen ausländischem Graustrom und inländischem Grünstrom verbleiben. Wird der Graustrom vom Quotenmodell ausgeschlossen, erscheint dies unter dem Gesichtspunkt von Art. III.4 GATT relevant.[759] Die Inländerbehandlung kommt auch zum Tragen, wenn in- und ausländischer Grünstrom zwar formal gleichermassen zur Quotenerfüllung zugelassen werden, aber eine *de facto*-Diskriminierung vorliegt.[760] Die Festlegung von Teilquoten im System könnte etwa die im Inland – und nicht die im Ausland – zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträger bevorzugen. Alternativ könnten Zertifikate eines ausländischen Quotenmodells nur unter der Bedingung zugelassen werden, dass alle Voraussetzungen des nationalen Quotenmodells erfüllt sind oder bestimmte technische Vorgaben eingehalten werden.[761] Abhängig davon, wie weit der Begriff der «ungünstigeren Behandlung» ausgelegt wird, können solche Ausgestaltungsvarianten als Verstösse gegen Art. III.4 GATT angesehen werden. Ein Verstoss gegen die Meistbegünstigung (Art. I.1 GATT) ist im offenen Quotenmodell sodann möglich, wenn nur Grünstrom bestimmter Staaten zur Quotenerfüllung anerkannt wird oder die Voraussetzungen der Anerkennung je nach Mitgliedsstaat unterschiedlich ausgestaltet werden.

Theoretisch könnten Quotenmodelle ausserdem als eine mengenmässige Beschränkung des Imports von Graustrom angesehen werden (Art. XI GATT), weil sie die Menge des in einem Markt veräusserbaren Graustroms beschränken. Allerdings ist diese WTO-rechtliche Be-

759 BUCHMÜLLER, 131, 340. A.M. TRINKNER et al., 91, die bei einer Berücksichtigung ausländischer Produzenten keinen Verstoss gegen das GATT erkennen.

760 Art. I.1 und III GATT verbieten nicht nur de jure-Diskriminierungen, die auf die Herkunft der Ware abstellen und damit immer diskriminierend sind, sondern auch de facto-Diskriminierungen, die herkunftsneutral scheinen, aber tatsächlich diskriminierende Wirkung haben; HILF/Oeter, § 9 N 34, 50; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 319, 353.

761 BUCHMÜLLER, 132, 340 f. Allerdings führt HOWSE, 14 f., dazu aus, dass die Voraussetzung der «ungünstigeren Behandlung» gemäss dem Appellate Body dem Zweck dient, protektionistische Massnahmen zu vermeiden. Wenn also ein Staat für gewisse erneuerbare Energiequellen höhere Teilquoten vorsieht als für andere, liegt eine «ungünstigere Behandlung» nur dann vor, wenn durch die Festlegung der Teilquoten inländische Stromprozenten systematisch bevorzugt werden.

stimmung dazu gedacht, die nur auf Importe wirkenden mengenmässigen Beschränkungen zu beseitigen. Solange mengenmässige Beschränkungen auf inländische und importierte Elektrizität gleichermassen Anwendung finden, sollten sie unter Art. III.4 GATT beurteilt werden.[762]

Allfällige Verstösse gegen die Meistbegünstigung und die Inländerbehandlung können durch die Ausnahmetatbestände nach Art. XX GATT gerechtfertigt werden.[763] Für diese Rechtfertigung zentral ist das Ziel, das mit dem Quotenmodell erreicht werden soll: Um unter Art. XX GATT zu fallen, muss das Quotenmodell entweder für den Schutz des Lebens oder der Gesundheit von Personen und Tieren oder die Erhaltung des Pflanzenwuchses erforderlich sein (Bst. b) oder zum Schutz natürlicher erschöpflicher Hilfsquellen (Bst. g) eingeführt werden.[764] Jüngst wurden Tierschutzmassnahmen auch unter die Ausnahme zum Schutz der öffentlichen Moral (Bst. a) subsumiert.[765]

Zudem muss das Quotenmodell auch dem Einleitungssatz («*Chapeau*») von Art. XX GATT genügen, der den Missbrauch der Ausnahmeregelungen verhindern soll.[766] Quotenmodelle dürfen demnach nicht so angewendet werden, dass eine willkürliche oder ungerechtfertigte Diskriminierung zwischen Ländern mit gleichen Verhältnissen oder eine verschleierte Beschränkung des internationalen Handels

---

762 HOWSE, 15; vgl. auch BUCHMÜLLER, 186 ff., der eine Anwendung von Art. XI GATT auf Quotenmodelle mit der Begründung verneint, dass diese keine Massnahmen darstellen, die anlässlich des «Grenzübertritts» von ausländischem Grau- oder Grünstrom durchgesetzt werden; TRINKNER et al., 91.

763 Auch Art. XXI GATT «Ausnahmen zur Wahrung der Sicherheit» bietet Rechtfertigungsmöglichkeiten für Verstösse gegen die Inländerbehandlung. Für die Förderung nationalen Grünstroms bietet er aber wohl keine Rechtfertigungsmöglichkeit (vgl. ausführlich BUCHMÜLLER, 327 ff.; im Ergebnis ebenso TRINKNER et al., 91).

764 Die Rechtfertigung nach Bst. b setzt voraus, dass die Massnahme «erforderlich» ist, dass also keine den Handel weniger einschränkenden Alternativen zur Verfügung stehen, die gleichermassen zur Erreichung des angestrebten Ziels beitragen können. Die Rechtfertigung nach Bst. g könnte deshalb leichter fallen (BUCHMÜLLER, 296; vgl. auch COTTIER et al., Differential Taxation, 35; HOWSE, 16 f.; TRINKNER et al., 107). Allgemein zu der Rechtfertigung nach Bst. b und g VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 554 ff., 565 ff.

765 WTO, European Communities – Measures prohibiting the importation and marketing of seal products, 22. Mai 2014, WT/DS400/AB/R, WT/DS401/AB/R, N 5.194 ff.

766 Zu Ziel und Zweck des Chapeaus HILF/OETER, § 9 N 76; HORLICK/SCHUCHHARDT/ MANN, 16; VAN DEN BOSSCHE/ZDOUC, 572 ff.

entsteht. Gleichwohl können auch rein nationale Quotenmodelle dem *Chapeau* von Art. XX GATT genügen.[767] Hinsichtlich der Ausnahmetatbestände unproblematisch erscheinen offene Quotenmodelle, bei denen Diskriminierungen nach Art. I.1 und III.4 GATT ganz grundsätzlich rechtfertigbar sein dürften.[768]

Ähnliche Fragen bei der Rechtfertigung von Verstössen gegen die Inländerbehandlung stellen sich auch bei Zertifikatsmechanismen, die grünen und grauen Strom steuerlich differenziert belasten. Eine unterschiedliche Behandlung soll nach Art. XX Bst. b oder g GATT gerechtfertigt werden können, wenn auf in- und ausländischen Strom die gleichen Regeln angewandt werden.[769] COTTIER et al. sehen es deshalb als problematisch an, wenn der von Steuervergünstigungen profitierende, importierte Grünstrom auf gewisse Herkunftsländer («*only for neighbouring countries*») beschränkt wird, oder wenn Steuervergünstigungen nur für Zertifikate gewährt werden, die auf Basis eines bilateralen Abkommens anerkannt werden.[770] Rechtlich riskant sei es auch, ausländischen grünen Strom, der im Herkunftsland bereits von staatlicher Unterstützung profitiert hat, von Steuervergünstigungen

[767] Gemäss BUCHMÜLLER, 327, 356 f., genügt ein Quotenmodell dem Chapeau aber dann nicht bzw. kann nicht nach Art. XX GATT gerechtfertigt werden, wenn für die Netzbetreiber ein Abnahmezwang des inländisch produzierten Stroms besteht und die Netzbetreiber den aufgenommenen Grünstrom an die Stromlieferanten bzw. direkt an inländische Endkunden weitergeben.

[768] Da zu der Rechtfertigung eines Verstosses gegen Art. III.4 GATT durch die Einführung eines nationalen Quotenmodells keine Präjudizien vorliegen, ist eine abschliessende Stellungnahme kaum möglich. Während BUCHMÜLLER, 296, eine Rechtfertigung bejaht, bekunden TRINKNER et al., 107 f., Zweifel hinsichtlich der Verhältnismässigkeit einer nationalen Beschränkung.

[769] Der Zweck der Steuer dürfe entsprechend nicht bloss als die Förderung erneuerbarer Energie in der Schweiz beschrieben werden, weil diese dann als protektionistische Massnahme beurteilt werden könnte. COTTIER et al., Differential Taxation, 34; BFE, Stromabgabe, 4. Eine solche Besteuerung sei auch mit dem Chapeau von Art. XX GATT vereinbar. COTTIER et al., Differential Taxation, 67 ff.; COTTIER/ESPA/HOLZER, 8, 36. Während das BFE sich in Stromabgabe, 3, hinsichtlich einer Rechtfertigung nach Art. XX GATT eher positiv zeigt, beurteilt es die Rechtfertigung einer Ungleichbehandlung von Grün- und Graustrom in seinem Bericht Strommarkt 2020, 27, als «fraglich» und «zweifelhaft».

[770] COTTIER et al., Differential Taxation, 64 und 68; vgl. auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 26, wo ein Verstoss gegen Art. III GATT erkannt wird, wenn steuerliche Privilegien ausschliesslich der aus einem bestimmten geographischen Umkreis stammenden erneuerbaren Energie gewährt werden.

auszuschliessen[771] oder die Anzahl zugelassener ausländischer Zertifikate zu beschränken (Kriterium der «*net exports*» oder «*percentage of GOs*»).[772] Solch quantitative Begrenzungen seien mit Art. III.4 und XI GATT nicht vereinbar.[773] Eine Rechtfertigung nach Art. XX GATT würde als Konsequenz dieser Auslegung höchstwahrscheinlich misslingen: Der schweizerische Elektrizitätssektor würde durch solche Massnahmen gegenüber den ausländischen (grünen) Elektrizitätserzeugern bevorzugt. Die Vorteile müssten aber dem schweizerischen und den ausländischen Sektoren gleichermassen zukommen, um als Massnahme zur Bekämpfung des Klimawandels, sprich zur Erreichung von Zielen in den Bereichen Umweltschutz und Gesundheit zu gelten.[774] WTO-rechtlich nicht von Bedeutung sei dagegen, ob die differenzierte Besteuerung auf separat handelbaren Zertifikaten gründet, oder ob ein tatsächlicher physikalischer (grüner) Stromfluss vorausgesetzt wird.[775] Letztere Zertifikate müssten allerdings so ausgestaltet werden, dass sie mit dem Abkommen über technische Handelshemmnisse (TBT) vereinbar sind.[776]

771 COTTIER et al., Differential Taxation, 70 f.

772 COTTIER et al., Differential Taxation, 68.

773 Quantitative Beschränkungen sind an Art. III.4 GATT zu messen, da sie importierte Energie nicht mit Steuern oder Abgaben belasten, sondern diese durch ein Gesetz oder eine Verordnung beschränken würden. So COTTIER et al., Differential Taxation, 56; COTTIER/ESPA/HOLZER, 14 f. Die Unterscheidung von fiskalischen Massnahmen nach Art. III.2 und von regulatorischen Massnahmen nach Art. III.4 GATT ist allerdings nicht immer deutlich. Vgl. WTO, European Communities – Measures affecting asbestos and asbestos-containing products, 12. März 2001, WT/DS135/AB/R, N 99. COTTIER et al., Differential Taxation, 76 und COTTIER/ ESPA/HOLZER, 14 ff., führen aus, dass auch der Einleitungssatz («Chapeau») von Art. XX GATT entsprechende Beschränkungen nicht zulassen würde.

774 COTTIER et al., Differential Taxation, 68, 77; COTTIER/ESPA/HOLZER, 16.

775 Denn bei Voraussetzen eines tatsächlichen Stromflusses würden nur die als handelbare finanzielle Aktiva behandelten Zertifikate von der Steuervergünstigung ausgeschlossen, was ein formal objektives, länderneutrales Kriterium darstellt. Zum Ganzen COTTIER et al., Differential Taxation, 63 f., 75 f.; COTTIER/ESPA/HOLZER, 17 f.

776 Die Zertifikate würden diesfalls nicht nur zur Stromkennzeichnung verwendet, sondern dienten auch als Instrumente, um die grüne Herkunft des Stroms hinsichtlich der Einführung einer differenzierenden Stromsteuer zu kennzeichnen. COTTIER et al., Differential Taxation, 75. Ein solches System müsste so ausgestaltet werden, dass die Voraussetzungen für die Zertifizierung und die für den Erhalt eines Zertifikats zu erfüllenden Bedingungen nicht in einem unnötigen Handelshemmnis resultieren. HOWSE, 17 f.

Wird diese eher restriktive Auslegung von COTTIER et al. auf Quotenmodelle übertragen, so erscheinen diese kaum als rechtfertigbar, solange sie nur den Grünstrom zur Quotenerfüllung zulassen, der in benachbarten oder in sonst durch bilaterale Abkommen mit der Schweiz verbundenen Staaten produziert wird. Auch die mengenmässige Beschränkung des zur Quotenerfüllung zugelassenen ausländischen Grünstroms wäre nach dieser Auffassung wohl problematisch. Diese Rechtsauffassung kann zur Folge haben, dass eine Diskriminierung von «Waren» bejaht wird, die von vornherein gar nicht ins Land gelangen können. Überdies würde der Zweck der Fördermassnahme selbst vereitelt, da mit der Zulassung ausländischer Grünstromzertifikate jegliche Anreize zum Ausbau – und allenfalls zum Erhalt – entsprechender erneuerbarer Erzeugungsanlagen beseitigt werden.

4.3.3. Kapazitätsmechanismen

Ein territorial beschränkter Kapazitätsmechanismus mit einem separaten Zertifikatmarkt für gesicherte Leistung kann eine Handelsbeschränkung darstellen (Art. III.4 GATT). Eine solche kann allenfalls nach Art. XX GATT gerechtfertigt werden, wenn eine Gefährdung der Versorgungssicherheit geltend gemacht wird. Da ihr aber kein expliziter Rechtfertigungsgrund direkt zugeordnet werden kann, sind die Chancen einer Rechtfertigung schwer zu beurteilen.[777] TRINKNER et al. raten deshalb, diskriminierende Aspekte von vorneherein so weit wie möglich zu vermeiden.[778] Auch hier ist jedoch darauf hinzuweisen, dass gerade bei wettbewerblichen Ausschreibungen von Kapazitäten keine Diskriminierung bei einem Ausschluss von Anbietern angenommen werden kann, deren «Waren» gar nicht geliefert werden könnten.[779] Die Zulassung solcher Anbieter würde wiederum den Zweck der Massnahme (Versorgungssicherheit) selbst vereiteln. Angesichts der Schäden, die schon bei kurzen Unterbrüchen der Stromversorgung erwartet werden können, erscheint eine erfolgreiche Berufung

[777] TRINKNER et al., 92, ziehen Art. XX Bst. b und g GATT in Erwägung.
[778] TRINKNER et al., 92.
[779] Wohl ähnlich BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 43.

auf Art. XX Bst. b zum «Schutz des Lebens oder der Gesundheit von Personen» möglich, um die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit inadäquaten ausländischen Erzeuger auszuschliessen.

4.3.4. Gegenmassnahmen bei Subventionen

Unmittelbare Retorsionsmassnahmen gegen rechtswidrige Förderregimes erlaubt das WTO-Recht.[780] Dabei muss die Schweiz nicht nur Ziel solcher Gegenmassnahmen sein: Gebrauch von möglicherweise schädigenden Regimes macht, wie oben gesehen, auch das europäische Ausland. Namentlich Deutschland hat im Jahr 2015 insgesamt 161,8 TWh Strom aus EEG-geförderten Anlagen erzeugt – ein Anstieg von 25.8 TWh bzw. 19 % gegenüber 2014. Für die Förderung dieses Stroms wurden allein im Jahr 2015 EUR 24'248 Mio. an die Anlagenbetreiber ausbezahlt.[781] Deutschland exportierte 2015 insgesamt 68,0 TWh Strom, davon 16,4 TWh in die Schweiz.[782] Aufgrund der physikalischen Beschaffenheit von Elektrizität bleibt in dieser Gesamtbetrachtung allerdings unklar, ob und in welchem Umfang Strom aus den nach dem EEG geförderten Anlagen in die Schweiz exportiert wurde.

Dass sich die Schweiz allerdings etwas widersprüchlich verhielte, wenn sie Deutschland rechtswidrige Subventionen vorwerfen würde, obwohl sie selbst ähnliche Förderregimes eingeführt hat, soll dabei die Ergreifung welthandelsrechtlicher Rechtsbehelfe nicht verunmöglichen.[783]

Regelungen zur Gewährung von Subventionen enthalten Art. VI und Art. XVI GATT-Abkommen sowie das Abkommen über Subventionen

---

[780] So das Agreement on Subsidies and Countervailing Measures. Auf das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen wird hier lediglich summarisch eingegangen. Verzichtet wird auf eine Diskussion des Abkommens über handelsbezogene Investitionsmassnahmen. Vgl. zur Entstehungsgeschichte des GATT SENTI, 170 ff. Die Schweiz trat dem GATT 1966 definitiv bei. Vgl. dazu EHRENZELLER, SG Kommentar, Art. 101 BV N 39.

[781] BUNDESNETZAGENTUR/BUNDESKARTELLAMT, 21.

[782] BFE, Elektrizitätsstatistik 2015, 37, sowie BUNDESNETZAGENTUR/BUNDESKARTELLAMT, 8.

[783] So COTTIER/ESPA/HOLZER, 22.

und Ausgleichsmassnahmen (ASCM).[784] Das ASCM als multilaterales Übereinkommen konkretisiert bzw. ergänzt die im GATT statuierten Regeln, ersetzt diese aber nicht.[785] Obwohl das ASCM das spezifischere Abkommen ist, finden gemäss Praxis der Streitbeilegungsorgane die Regeln von GATT und ASCM nebeneinander Anwendung.[786] Wie das GATT findet das ASCM nur auf den Warenhandel Anwendung.[787] Wie schon dargelegt geht das Schrifttum jedoch einhellig davon aus, dass Elektrizität, bspw. mit Blick auf Produktion und Handel, als Ware behandelt werden soll.[788]

Um das ASCM zur Anwendung zu bringen, wären Fördermassnahmen, wie sie bspw. im deutschen EEG 2017 vorgesehen sind, als Subventionen zu qualifizieren, die überdies das Kriterium der «Spezifität» erfüllen. Solche Subventionen sind dann allenfalls verboten oder anfechtbar, wodurch Ausgleichsmassnahmen möglich werden.

a) Vorliegen einer Subvention

Eine Subvention liegt vor, wenn eine Regierung oder eine öffentliche Körperschaft aufgrund eines staatlichen Verhaltens eine finanzielle

---

784 Das GATT enthält im Gegensatz zum ASCM keine Definition der «Subvention», ADAMANTOPOULOS, 25. Generell zu den Abkommen ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 100; COTTIER/ESPA/HOLZER, 22; HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 643 und 689; JÄGER, 154 ff.; SENTI, 170 ff.; VERGANO/LAURENZA, 227 sowie ZIEGLER, 145 f.

785 NOWAK, § 13 N 3; ferner HERDEGEN, § 10 N 77 ff.

786 So jedenfalls ausserhalb von Art. III Ziffer 8 Bst. b GATT. Dazu allgemein PITSCHAS, Teil B.I.12, N 14 ff. Zur Streitbeilegung allgemein siehe GRAVE, 101 f.: Es wird zwischen dem Allgemeinen Rat der WTO (Dispute Settlement Body, DSB), der Sondergruppe (Panel) und dem Einspruchgremium (Appellate Body) unterschieden. Die Berichte von Panel und Appellate Body sind Basis für den Beschluss des DSB in der Streitsache. Bei Missachtung des Beschlusses kann der geschädigte Mitgliedstaat um Erlaubnis für Vergeltungsmassnahmen bitten.

787 BUCHMÜLLER, ZNER, 254 sowie LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 102.

788 Siehe oben Kapitel 4.1.1. Vgl. etwa ALBATH, Handel, 89 ff.; STRAUB, 25 sowie KRATZ, 77, 80. Gemäss BUCHMÜLLER, 171 ff., erfüllt Strom sämtliche abstrakten Merkmale des Warenbegriffs – nämlich das Merkmal der Berührbarkeit, Speicherbarkeit, Zollfähigkeit. Darüber hinaus stellt Strom das Ergebnis eines Produktionsprozesses dar. Allerdings mussten sich die Streitbeilegungsorgane bisher zu dieser Frage nicht äussern.

Beihilfe leistet und dadurch ein Vorteil gewährt wird.[789] Mögliche Formen von Beihilfen liegen bspw. im Transfer von Geldern.[790] Ebenso erfasst sind Formen der Einkommens- oder Preisstützung.[791] Ein Vorteil kann darin liegen, dass der Empfänger der Beihilfe die finanzielle Zuwendung zu besseren Bedingungen erhält, als es die Verhältnisse im freien Markt zulassen.[792] Dieser Vorteil muss kausal auf die finanzielle Beihilfe des Staates zurückgeführt werden.[793] Die Elemente der Beihilfe und des Vorteils müssen kumulativ erfüllt sein, um eine Subvention anzunehmen, wobei der Begriff weit ausgelegt wird.[794]

Das EEG 2017 gewährt privaten Betreibern für den von ihnen erzeugten Strom aus neuen erneuerbaren Energien einen im Ausschreibungsverfahren gewährten Zuschlag in Form einer Marktprämie.[795] Die damit bezweckte Stützung des Preises von Strom aus neuen erneuerbaren Energien vermittelt den Betreibern von Windkraft-, Solar-

---

789 Art. 1.1 Bst. a Ziffer. 1 ASCM. HERDEGEN, § 10 N 77; NOWAK, § 13 N 7 ff. sowie VERGANO/LAURENZA, 228. Vgl. zum Begriff der «Regierung» LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 103 ff. sowie STOLL/SCHORKOPF, 166.

790 Siehe die abschliessende Aufzählung in Art. 1.1 Bst. a ASCM: Direkter tatsächlicher oder potenzieller Transfer von Geldern oder Verbindlichkeiten; Verzicht auf normalerweise zu entrichtende Abgaben; Bereitstellung von Waren oder Dienstleistungen, die nicht zur normalen Infrastruktur gehören oder Aufkauf von Waren; Betreuung privater Einrichtungen. Dazu COTTIER et al., 43 ff.; NOWAK, § 13 N 8; VERGANO/LAURENZA, 228.

791 Stützungen nach Art. XVI GATT 1994. Dazu LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 119 ff.; NOWAK, § 13 N 8 f. sowie VERGANO/LAURENZA, 228.

792 Dazu HERDEGEN, § 10 N 77; HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 691. Ferner ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 110. Zum «Vorteil» COTTIER/ESPA/HOLZER, 23 f.; COTTIER et al., 46 f.; LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 107 ff.

793 ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 109.

794 ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 102; BUCHMÜLLER, ZNER, 257. Zur Praxis WTO, Korea – Measures affecting trade in commercial vessels, 7. März 2005, WT/DS273/R, N 7.28 ff. sowie WTO, United States – Preliminary determination with respect to certain softwood lumber from Canada, 27. September 2002, WT/DS236/R, N 7.24. Gemäss COTTIER/ESPA/HOLZER, 23 f., liegt auch dann noch eine Subvention nach ASCM vor, wenn der Staat indirekt handelt. Vgl. auch STOLL/SCHORKOPF, 165 ff. Im EU-Recht wird dagegen der Begriff der Subvention enger gefasst als im WTO-Recht. Vgl. dazu EuGH, Urteil vom 13. März 2001, C-379/98, 58 ff.; zum staatlichen Handeln im Zusammenhang mit dem deutschen EEG, EuG, Urteil vom 10. Mai 2016, T-47/15 (i.S. Deutschland v. Europäische Kommission).

795 Für die Ausschreibung am 1. Februar 2017 betrug das von der Bundesnetzagentur festgelegte Höchstgebot 8.91 Cent/kWh. Gemäss BUCHMÜLLER, ZNER, 258, liegt der Grosshandelspreis für Strom aus (neuen) erneuerbaren Energien bei 4.0 bis 6.0 Cent/kWh (zuzüglich eines Aufschlages von maximal 0.2 bis 0.4 Cent/kWh). Dazu allgemein SEITZ/BREITENMOSER, 12.

und Biomasseanlagen einen Vorteil.[796] Unerheblich ist gemäss BUCHMÜLLER dabei, ob die Marktprämie zu einer Belastung der öffentlichen Haushalte führt oder nicht. Entscheidend sei, dass die durch die Marktprämie einhergehenden Mehrkosten durch die Endverbraucher getragen werden müssen.[797] Eine Subvention liegt also vor.

b) Spezifität der Subvention

Subventionen sind handelsrechtlich nur relevant, wenn sie «spezifisch» sind, also potenziell zu einer Fehlallokation von Ressourcen und damit zu einer Verzerrung der internationalen Wettbewerbsbedingungen führen können.[798] Spezifisch ist eine Subvention, wenn «die gewährende Behörde oder die Gesetzgebung, nach der sich die gewährende Behörde richtet, den Zugang zu einer Subvention ausdrücklich auf bestimmte Unternehmen» beschränkt.[799] Als «bestimmte Unternehmen» gelten dabei einzelne oder Gruppen von Unternehmen oder Wirtschaftszweigen.[800] Wenn die Subvention nicht auf «bestimmte Unternehmen» beschränkt ist, kann sie *de facto* gleichwohl bestimmten Unternehmen oder Wirtschaftszweigen zukommen.[801] Eine Subvention ist immer spezifisch, wenn sie Unternehmen innerhalb eines genau bezeichneten geographischen Gebiets gewährt wird oder wenn sie unter die verbotenen Subventionen fällt.[802]

Die Fördergelder des EEG sind beschränkt auf bestimmte Erzeuger von Elektrizität aus neuer erneuerbarer Energie v.a. im Gebiet der

---

796 BUCHMÜLLER, 362 ff., prüft das Vorliegen einer Subvention am Beispiel des Einspeisevergütungssystems nach dem EEG und bejaht das Vorliegen einer finanziellen Beihilfe nach ASCM. Vgl. auch BUCHMÜLLER, ZNER, 257; COTTIER/ESPA/HOLZER, 23 ff.

797 BUCHMÜLLER, ZNER, 257.

798 Art. 2 i.V.m. Art. 1.2 ASCM. Dazu ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 112; COTTIER/ESPA/HOLZER, 24; COTTIER et al., 47; HERDEGEN, § 10 N 77; HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 692; NOWAK, § 13 N 11; ZIEGLER, 146; PITSCHAS, Teil B.I.12, N 26.

799 Art. 2.1 Bst. a ASCM «De jure-Spezifität»; dazu BUCHMÜLLER, 417 f.; NOWAK, § 13 N 12; VERGANO/LAURENZA, 228.

800 Zum Unternehmensbegriff BUCHMÜLLER, 418 f.

801 Sog. «De facto-Spezifität» dazu NOWAK, § 13 N 12. Gemäss Art. 2.4 ASCM muss jedes WTO-Mitglied, das eine Subvention eines anderen WTO-Mitgliedes de jure oder de facto als spezifisch qualifiziert, dies mittels eindeutiger Beweise begründen können.

802 Art. 2.2 und 2.3 ASCM; NOWAK, § 13 N 12; VERGANO/LAURENZA, 228.

Bundesrepublik.[803] Im Bereich der Einspeisevergütung könnte die Spezifität mit dem Argument infrage gestellt werden, dass der Anspruch auf die Subvention «automatisch» bestehe.[804] Eine solche Auslegung ist jedoch keinesfalls zwingend und nach der hier vertretenen Auffassung eher abzulehnen. Auch die in Ausschreibungen bestimmte Marktprämie zur Förderung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien stellt wohl eine spezifische Subvention dar.[805]

c) Verbotene Subventionen

Spezifische Subventionen sind entweder verboten («*prohibited subsidies*») oder anfechtbar («*actionable subsidies*»); sie werden nach dem «Ampelansatz» («*traffic light approach*») den Farben Rot (verboten) und Gelb (anfechtbar) zugeordnet.[806] Die Farbe Grün, also die besondere Kategorie der nicht anfechtbaren und damit rechtmässigen Subventionen («*non-actionable subsidies*»), besteht nicht mehr.[807]

Als verbotene Subventionen gelten Exportsubventionen und Importsubstitutionssubventionen.[808] Diese dürfen von WTO-Mitgliedstaaten weder gewährt noch beibehalten werden.[809] Exportsubventionen sind gesetzlich oder tatsächlich von der Ausfuhrleistung abhängig.[810] Importsubstitutionssubventionen knüpfen demgegenüber an der Bevorzugung einheimischer Waren vor importierten Erzeugnissen an.[811]

---

803 Nach § 5 EEG 2017 können Anlagen in anderen EU-Mitgliedstaaten im Umfang von 5 % der zu installierenden Leistung bezuschlagt werden.

804 Art. 2.1 Bst. b ASCM.

805 Dazu vor allem BUCHMÜLLER, 419 ff., der die «De jure-Spezifität» für das Einspeisevergütungssystem bejaht. Anders ALTROCK/OSCHMANN/THEOBALD, EEG-Kommentar, Einführung N 112, die die deutschen Einspeisevergütungen nicht als spezifische Subvention bezeichnen, weil das EEG objektive Kriterien für die Inanspruchnahme des Vergütungsanspruches statuiere.

806 Art. 3 ff. ASCM; HERDEGEN, § 10 N 78; NOWAK, § 13 N 13; PINELLI, 159.

807 Art. 31 i.V.m. Art. 8 f. ASCM. Dazu HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 693; PITSCHAS, Teil B.I.12, N 27.

808 Art. 3.1 Bst. a ASCM, dazu HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 694; NOWAK, § 13 N 14; ZIEGLER, 145; HERDEGEN, § 10 N 78 bzw. Art. 3.1 Bst. b ASCM, dazu NOWAK, § 13 N 14.

809 Art. 3.2 ASCM; dazu VERGANO/LAURENZA, 228.

810 Vgl. dazu Art. 3.1 Bst. a ASCM.

811 Art. 3.1 Bst. b ASCM («Subventionen, die entweder für sich alleine oder als eine von mehreren anderen Bedingungen davon abhängig sind, dass einheimische Waren Vorrang vor

Nach BUCHMÜLLER sind die Einspeisevergütungen nicht von der Ausfuhrleistung abhängig und deshalb keine Exportsubventionen.[812] Auch sei die Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen für inländische Erzeugnisse im Vergleich zu ausländischen nicht ausreichend, um eine Importsubstitutionssubvention anzunehmen.[813] Dasselbe gelte, wenn Subventionen ausschliesslich inländischen Stromerzeugern gewährt würden.[814] In diesem Sinne würden auch die deutschen Fördermassnahmen lediglich die Wettbewerbsbedingungen von deutschen Erzeugern von Elektrizität aus Wind-, Solar- und Biomasse im Vergleich zu ausländischen Grünstromerzeugern verbessern. Anders verhielte es sich, wenn die Förderung an die Bedingung geknüpft wäre, dass «national erzeugte Einsatzstoffe oder nur national hergestellte Anlagenbestandteile im Rahmen der Stromproduktion zum Einsatz gelangen».[815] So wurde in *Canada – Renewable Energy* eine Regelung der Provinz Ontario, nach der die subventionierten Stromerzeugungsanlagen nationale Anlagenkomponenten aufweisen mussten, als WTO-widrig qualifiziert. Solche verbotenen Subventionen sind *per se* unzulässig und können nicht gerechtfertigt werden.[816]

d) Anfechtbare Subventionen

Anfechtbar sind spezifische Subventionen, die nachteilige Auswirkungen («*adverse effects*») auf die Interessen eines anderen WTO-Mitglieds haben.[817] Dazu gehören Subventionen, die einen inländischen

eingeführten Waren erhalten» (sog. *local content subsidies*). Dazu HERDEGEN, § 10 N 78; PINELLI, 159; BUCHMÜLLER, 414. Für ein Beispiel einer WTO-widrigen «Local Content-Regelung» BUCHMÜLLER, ZNER, 254. Eine solche kann je nach Ausgestaltung auch ein Verstoss gegen Art. III.4 GATT und Art. 2.1 TRIMs darstellen.

812 BUCHMÜLLER, 414.

813 BUCHMÜLLER, 414. Siehe aber BFE, Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt, 6.

814 BUCHMÜLLER, 415.

815 BUCHMÜLLER, 415. Siehe auch BFE, Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt, 6.

816 Vgl. dazu WTO, Canada – Certain measures affecting the renewable energy generation sector. Canada – Measures relating to the feed-in tariff program, 6. Mai 2013, WT/DS412/AB/R, N 5.84. Zudem WTO, China – Measures concerning wind power equipment, 6. Januar 2011, WT/DS/419/1 in dem es um die Zulässigkeit von Subventionen für Windkraftanlagen geht. Dazu COTTIER/ESPA/HOLZER, 24; BUCHMÜLLER, ZNER, 254, 258.

817 COTTIER/ESPA/HOLZER, 24 f.; NOWAK, § 13 N 14; PINELLI, 159.

Wirtschaftszweig bedeutend schädigen oder zu schädigen drohen oder die die Errichtung eines inländischen Wirtschaftszweiges erheblich verzögern.[818] Ferner sind Subventionen anfechtbar, die die Interessen eines anderen WTO-Mitglieds ernsthaft schädigen.[819] Eine solche ernsthafte Schädigung kann in jedem Fall entstehen, wenn die Subvention die Einfuhren gleichartiger Waren eines anderen Mitglieds verdrängt oder wenn die Subvention sich in einer bedeutenden Preisunterbietung oder in Preisdruck, Preisrückgang oder Absatzverlust gleichartiger Waren eines anderen Mitglieds auswirkt.[820]

Die Feststellung der Schädigung soll sich auf eindeutige Beweise stützen. Sie erfordert eine objektive Prüfung des Umfanges der subventionierten Einfuhren und ihrer Auswirkungen auf die Preise gleichartiger Waren auf dem Inlandmarkt, sowie eine objektive Prüfung der Folgen dieser Einfuhren für die inländischen Hersteller.[821] Eine gleichartige Ware («*like product*», «*produit similaire*») ist mit der betreffenden Ware identisch, gleicht ihr also in jeder Hinsicht, oder weist zumindest ihre charakteristischen Merkmale auf, sodass sie der betreffenden Ware sehr ähnlich ist.[822]

Für die Prüfung des Umfanges der subventionierten Einfuhren ist zu ermitteln, «ob sich diese Einfuhren entweder absolut oder im Verhältnis zu Produktion oder Verbrauch des Einfuhrmitgliedes erheblich erhöht haben».[823] Bei einer erheblichen Erhöhung ist zu prüfen, ob die Einfuhr nachteilige Auswirkungen auf die Preise gleichartiger Waren auf den Inlandsmarkt hat. In einem zweiten Schritt ist zu prüfen, ob die erhebliche Erhöhung des Umfangs subventionierter Einfuhren zu einer Schädigung des massgeblichen inländischen Wirtschaftszweiges

818 Art. 5 Bst. a ASCM.

819 Art. 5 Bst. c ASCM.

820 Ausführlich mit verschiedenen Differenzierungen Art. 6.3 ASCM.

821 Art. 15 ASCM.

822 Siehe Art. 15.2 ASCM Fn. 2. Zu dieser Diskussion schon oben Abschnitt 4.3.1, wobei der Begriff der Gleichartigkeit in Art. 15 ASCM und Art. III GATT nicht zwingend deckungsgleich sein muss.

823 Art. 15.2 ASCM. Was als erhebliche Erhöhung zu gelten hat, lässt das ASCM offen. Im Fall WTO, European Communities - Countervailing measures on dynamic random access memory chips from Korea, 17. Juni 2005, WT/DS299/R, N VII.307, wurde die Erhöhung subventionierter Einfuhren um 20 Prozent als erheblich befunden.

des Einfuhrlandes führt. Des Weiteren bedarf es eines ursächlichen Zusammenhanges zwischen den subventionierten Einfuhren und der Schädigung des inländischen Wirtschaftszweiges.[824]

Die Fördergelder nach deutschem EEG können eine erhebliche Erhöhung der Einfuhr von Grünstrom in andere WTO-Mitgliedstaaten nach sich ziehen, die die Erzeuger von Strom im Einfuhrstaat potenziell erheblich schädigen kann. Elektrizität ist jedoch keine gewöhnliche Ware, die physische Form annehmen würde; wieviel Elektrizität aus welcher Energiequelle schliesslich in die Schweiz fliesst, ist nur sehr umständlich zu eruieren. Nur schwer dürfte der Nachweis zu führen sein, dass die Einfuhren von Strom aus subventionierten Windkraft-, Solar- und Biomasseanlagen erheblich zugenommen haben, und diese Zunahme darüber hinaus kausal zu einer Schädigung der inländischen Elektrizitätswirtschaft geführt hat.[825] Von vorneherein unmöglich erscheint die Beweisführung jedoch nicht, zumal die Anforderungen an den Beweis in Bezug auf den Elektrizitätshandel noch nicht in Präzedenzfällen konkretisiert wurden und der Beitrag der deutschen Fördergelder zum Elektrizitätspreiszerfall in der Schweiz im Grundsatz unbestritten erscheint. Umgekehrt wäre, aufgrund der durch den Kostendeckel begrenzten Förderung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung durch die Schweiz, eine Schädigung der Wirtschaft der umliegenden europäischen Staaten weit schwerer nachzuweisen.

e) Unilaterale Ausgleichszölle

Im Falle von anfechtbaren Subventionen kann ein WTO-Mitglied entweder in einem dafür vorgesehenen, besonderen Verfahren vom subventionierenden Mitglied die Beseitigung der nachteiligen Auswirkungen bzw. die Rücknahme der Subvention verlangen; oder aber es

[824] ARPAGAUS, § 2 N 74. In diesem Zusammenhang ist darauf zu achten, dass keine anderen Faktoren, welche den inländischen Wirtschaftszweig ebenfalls schädigen können, den subventionierten Einfuhren zugeschrieben werden.

[825] Dazu COTTIER/ESPA/HOLZER, 25.

kann sich entscheiden, in einem alternativen Verfahren relativ rasch unilaterale Ausgleichszölle («*countervailing duties*») zu erheben.[826]

Ein Ausgleichszoll ist ein Sonderzoll, der «jede mittelbar oder unmittelbar für die Fabrikation, Herstellung oder Ausfuhr einer Ware gewährte Subvention unwirksam [...] machen» soll.[827] Dies setzt voraus, dass der subventionierte Grünstrom überhaupt in einen anderen WTO-Mitgliedstaat eingeführt wird.[828] Die Höhe des Ausgleichszolles richtet sich nach der Höhe des Vorteiles des Empfängers der staatlichen Beihilfe, sodass der Ausgleichszoll die gewährte Subvention nicht überkompensieren darf.[829] Der Ausgleichszoll muss sich aber nicht zwingend nur gegen die subventionierte Elektrizität richten, sondern könnte auch generell auf Strom erhoben werden.[830] In der Regel ist ein Ausgleichszoll auf fünf Jahre beschränkt.[831] Der Entscheid, ob bei Vorliegen sämtlicher Voraussetzungen ein Ausgleichszoll erhoben werden soll, obliegt der Behörde des Einfuhrmitgliedes.[832] Zuvor ist jedoch eine formelle Untersuchung zumindest einzuleiten, auf Antrag des (geschädigten) inländischen Wirtschaftszweigs oder auch von der betreffenden Behörde selbst.[833] Ausgleichszölle können schon vor Abschluss der Untersuchung, also vorläufig erhoben werden.[834]

Für die unilaterale Erhebung von Ausgleichszöllen muss innerstaatlich geregelt werden, wer für die Untersuchung zuständig ist und in wel-

---

826 Siehe zum Konsultationsverfahren Art. 7 ASCM. Dazu COTTIER/ESPA/HOLZER, 26 ff.; HERDEGEN, § 10 N 80; HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 698 ff.; JORDAN, 111 f.; VERGANO/LAURENZA, 235 f.; ZIEGLER, 146 f.; LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 180 ff.; STOLL/SCHORKOPF, 171.

827 Art. 10 Fn. 2 ASCM; dazu ARPAGAUS, § 2 N 20; EHRENZELLER, SG Kommentar, Art. 101 BV N 18; BUCHMÜLLER, 457; NOWAK, § 13 N 18 («unilaterales Track I-Verfahren»).

828 COTTIER/ESPA/HOLZER, 24 f.

829 Art. 19.4 ASCM. Dazu JÄGER, 157; JORDAN, 260; nach ARPAGAUS, § 2 N 79, ist der Ausgleichszoll auf die «Abschöpfung der Subventionsspanne beschränkt».

830 Vgl. dazu WTO, United States – Final countervailing duty determination with respect to certain softwood lumber from Canada, 19. Januar 2004, WT/DS257/AB/R, N 152 sowie 154. Wohl anderer Ansicht sind COTTIER/ESPA/HOLZER, 26 f.

831 Art. 21.3 ASCM.

832 Art. 19.2 ASCM. Dazu COTTIER/ESPA/HOLZER, 21 f.

833 Art. 11 ASCM. Dazu MATSUSHITA/SCHOENBAUM/MAVROIDIS, 375, 382.

834 Art. 17 ASCM.

chem Verfahren entschieden wird. Dabei sind die verfahrensrechtlichen Mindestvorschriften von GATT und ASCM zu beachten.[835] Im Schrifttum wird diesbezüglich darauf hingewiesen, dass die Schweiz bisher weder eine Behörde noch spezifische Verfahrensregeln für derartige Untersuchungen erlassen habe.[836] Höchstens Art. 7 ZTG käme infrage: Nach dieser Bestimmung kann der Bundesrat die in Betracht kommenden Zollansätze abändern oder, soweit Zollfreiheit besteht, Zölle einführen sowie andere geeignete Massnahmen treffen, wenn durch ausländische Massnahmen die Aussenhandelsbeziehungen der Schweiz derart beeinflusst werden, dass wesentliche schweizerische Wirtschaftsinteressen beeinträchtigt werden. Da diese Bestimmung nur eine Behörde bezeichnet, nicht aber ein Verfahren festlegt, ist sie nach COTTIER/ESPA/HOLZER nicht genügend, um Ausgleichszölle zu erheben.[837] Nach DIEBOLD/OESCH kann diese Lücke dagegen durch die direkte Anwendung der einschlägigen völkerrechtlichen Bestimmungen gefüllt werden.[838] Allenfalls könnten die ergänzenden rechtlichen Grundlagen für die Erhebung von Ausgleichszöllen auch auf dem Verordnungsweg geschaffen werden.

f) Multilaterale Abhilfemassnahmen

Statt unilaterale Ausgleichszölle zu erheben, kann ein WTO-Mitglied auch multilaterale Abhilfemassnahmen in die Wege leiten, um auf die Beseitigung der Subvention hinzuwirken.[839] Dieser Rechtsbehelf stellt ein Streitbeilegungsverfahren dar, das durch einen schriftlichen und ausreichend substanziierten Antrag des betroffenen Mitgliedstaates

---

[835] ARPAGAUS, § 2 N 74 sowie § 8 N 649 ff.; COTTIER/ESPA/HOLZER, 21 f. und 27; JÄGER, 161 sowie NOWAK, § 13 N 19.

[836] DIEBOLD/OESCH, 1537 ff.; ARPAGAUS, § 2 N 79; COTTIER/ESPA/HOLZER, 21 f.

[837] In diesem Sinne COTTIER/ESPA/HOLZER, 21 f. Die EU hat mit der Verordnung (EG) Nr. 597/2009 des Rates vom 11. Juni 2009 über den Schutz gegen subventionierte Einfuhren aus nicht zur Europäischen Gemeinschaft gehörenden Ländern die Rechtsgrundlage zur Erhebung eines Ausgleichszolles geschaffen.

[838] DIEBOLD/OESCH, 1551 (zumindest de lege lata).

[839] Art. 7 ASCM i.V.m. Dispute Settlement Understanding (Vereinbarung über Regeln und Verfahren zur Beilegung von Streitigkeiten). Dazu ARPAGAUS, § 2 N 74; HERDEGEN, § 10 N 80; HERRMANN/WEISS/OHLER, § 14 N 698 ff.

eingeleitet wird.[840] Ist der Antrag begründet, stellen die WTO-Streitbeilegungsorgane nach Durchlaufen des vorgesehenen Verfahrens die nachteiligen Auswirkungen der Subvention auf die Interessen des anderen Mitgliedes fest. Die nachteiligen Auswirkungen sind dann zu beseitigen oder die Subvention ganz zurückzunehmen.[841] Ein WTO-Mitglied muss demnach eine Subvention nicht zwingend abschaffen, um das Regime in Einklang mit dem WTO-Recht zu bringen.[842] Bei Ausbleiben geeigneter Massnahmen wird der beschwerdeführende WTO-Mitgliedstaat zu Gegenmassnahmen ermächtigt, die dem Ausmass und der Art der festgestellten nachteiligen Auswirkungen angemessen sind.[843]

[840] Vgl. dazu Art. 7.1 ASCM. Zum Verfahren GRAVE, 103 ff.; STOIBER, 19 ff.; COTTIER/ESPA/HOLZER, 29

[841] Art. 7.8 ASCM. Zur Zurückforderung bereits ausgezahlter und vom Empfänger verbrauchter Subventionen LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, 184 ff.; HÜBSCHEN, 39 ff.

[842] BUCHMÜLLER, 459.

[843] Art. 7.9 ASCM. Zur Angemessenheit siehe MATSUSHITA/SCHOENBAUM/MAVROIDIS, 375.

4.4. Energieverfassungsrecht

Unter verfassungsrechtlichen Aspekten sind die hier diskutierten Förderregimes bislang kaum diskutiert worden, obwohl für einige Marktmodelle schon längere Zeit gesetzliche Grundlagen bestehen.[844] Ein Einspeisevergütungssystem wurde in rudimentärer Form schon mit dem Energienutzungsbeschluss eingeführt, der am 1. Mai 1991 in Kraft trat. Die Mehrkostenfinanzierung, die kostendeckende Einspeisevergütung und die kommenden Einspeiseprämien setzen dieses Fördermodell in ausdifferenzierter Form fort.[845] Im bundesrätlichen Entwurf zum revEnG war die Festlegung der Einspeiseprämien durch wettbewerbliche Ausschreibungen vorgesehen, was in den parlamentarischen Beratungen nicht auf verfassungsrechtliche Bedenken gestossen ist. Auch der Kern eines Quotenmodells ist schon in Art. 7*b* Abs. 4 des geltenden EnG umrissen: Das Modell hätte diejenigen Energieversorgungsunternehmen, die Endverbraucher beliefern, verpflichtet, eine Mindestmenge von Strom aus erneuerbaren Energien an ihre Kunden abzugeben. Die jährliche Mindestmenge wäre durch den Bundesrat als prozentuale Quote bestimmt worden.[846]

Dagegen dienen Kapazitätsmechanismen nicht der Förderung erneuerbarer Energien, sondern der Versorgungssicherheit und der mittelbis langfristigen Sicherung der Netzstabilität.[847] Vorstufen solcher Mechanismen können in Art. 9 StromVG (Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung), Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG (Bereitstellung von Regelenergie) sowie Art. 23 Abs. 1 Bst. a, g und f LVG (Massnahmen bei zunehmender Bedroung). Nicht ausgeschlossen ist schliesslich, die vom Parlament im revEnG eingefügte Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen als strukturpolitische Unterstützungsmassnahme zu qualifizieren.

---

844 Siehe hier HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 143 ff., die sich auf eine kritische Diskussion der Finanzierung der KEV durch den Netzzuschlag sowie der subventionsrechtlichen Prioritätenordnung beschränken.

845 Siehe oben Abschnitt 2.4.

846 BUNDESRAT, Botschaft StromVG 2004, 1668.

847 Betreffend Kapazitäten bestehen gewisse, offen formulierte Gesetzesgrundlagen in Art. 9 Abs. Abs. 2 sowie Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG, welche vermutlich (knapp) nicht als Grundlage für einen eigentlichen Kapazitätsmarkt dienen können.

Als verfassungsrechtliche Grundlagen für die Förderung der Elektrizitätserzeugung mit erneuerbaren Energieträgern beruft sich der Bundesrat vor allem auf die Kompetenzen des Bundes zum Umweltschutz (Art. 74 BV). Der Energieartikel (Art. 89 BV) erlaubt keine finanzielle Förderung der praktischen Anwendung von erprobten Verfahren, sondern lediglich die Entwicklung von (neuen) Energietechniken.[848] Massnahmen des Bundes im Bereich Netzstabilität und Versorgungsicherheit finden verfassungsrechtliche Grundlagen in Art. 91 BV (Transport von Energie) und allenfalls Art. 102 BV (Landesversorgung). Für eine strukturpolitisch motivierte Unterstützung bedrohter Wirtschaftszweige sind die restriktiven Voraussetzungen von Art. 103 BV zu erfüllen. Schliesslich ist die Gesetzgebung über Zölle und andere Abgaben auf dem grenzüberschreitenden Warenverkehr – einschliesslich Elektrizität – Sache des Bundes (Art. 133 BV).

4.4.1. Umweltschutz (Art. 74 BV)

Der Bundesgesetzgeber ist dazu ermächtigt und verpflichtet, Vorschriften zu erlassen, um den Menschen und seine natürliche Umwelt vor schädlichen oder lästigen Einwirkungen zu schützen.[849] «Wegen des Zusammenhangs zwischen Energieversorgung und -konsum einerseits und Umweltbelastungen andererseits verschafft der Umweltschutzartikel dem Bund erhebliche Eingriffs- und Steuerungsmöglichkeiten auch im Energiebereich».[850] Es handelt sich bei Art. 74 Abs. 1 BV um eine umfassende, konkurrierende Kompetenz des Bundes.[851] Bei der Wahl des Instrumentariums ist der Bundesgesetzgeber weit-

[848] BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1153.

[849] MORELL/VALLENDER, SG Kommentar BV, Art. 74 N 10; BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 74 N 4 f.; GRIFFEL, Basler Kommentar BV, Art. 74 N 16. Der Begriff der Einwirkungen ist gemäss h.L. weit auszulegen. Gemäss Art. 7 Abs. 1 USG versteht man unter Einwirkungen: «...Luftverunreinigungen, Lärm, Erschütterungen, Strahlen, Gewässerverunreinigungen oder andere Eingriffe in Gewässer, Bodenbelastungen, Veränderungen des Erbmaterials von Organismen oder der biologischen Vielfalt, die durch den Bau und Betrieb von Anlagen, durch den Umgang mit Stoffen, Organismen oder Abfällen oder durch die Bewirtschaftung des Bodens erzeugt werden».

[850] BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1153.

[851] BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 74 N 3.

gehend frei. Es stehen ihm sowohl Verbote, Gebote und Bewilligungspflichten, als auch marktwirtschaftliche Instrumente wie Subventionen (z.B. Finanzhilfen) zur Verfügung.[852] Zum Ausgleich des Wegfalls von kompetenzmässig erlassenen Realleistungspflichten kann der Bund gestützt auf Art. 74 BV auch Ersatzabgaben vorsehen.[853]

Der Bund ist grundsätzlich kompetent, reine Lenkungsabgaben zum Zweck des Umweltschutzes einzusetzen. Allerdings darf er durch diese Annahme stillschweigender Kompetenzen nicht die bestehende, ausdrückliche Kompetenzordnung, insbesondere die Finanzkompetenzordnung, aushebeln.[854] Reine Lenkungsabgaben sind «auf Bundesebene nicht haushaltswirksam».[855] Die im Rahmen der erhobenen Abgabe erzielten Erträge müssen also vollständig an die Bevölkerung oder Wirtschaft rückverteilt werden.[856] Namentlich die Teilzweckbedingungen der CO_2-Abgabe (Gebäudeprogramm) entsprechen dem nicht.[857] Solche Abweichungen vom Ideal werden von einem Teil der Lehre toleriert, solange die Erträge der Lenkungsabgabe im entsprechenden Sachbereich oder in einem mit diesem eng verknüpften Bereich für die Verstärkung der mit der Abgabeerhebung verfolgten Ziele eingesetzt werden.[858]

Das Einspeisevergütungssystem wird mit dem Netzzuschlag über eine Zwecksteuer finanziert.[859] Es handelt sich beim Netzzuschlag nicht um

---

852 MORELL/VALLENDER, SG Kommentar BV, Art. 74 N 15; BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 74 N 6.

853 Weiterführend dazu HUNGERBÜHLER, Kausalabgaben, 505, 511 (kostenunabhängige Kausalabgabe); WIEDERKEHR, 54 (Sonderabgabe).

854 BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 74 N 6; MORELL/VALLENDER, SG Kommentar BV, Art. 74 N 17; HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 159.

855 MORELL/VALLENDER, SG Kommentar BV, Art. 74 N 17; dazu ausführlich VALLENDER/JACOBS, 70 ff.; JAGMETTI, N 9412; BIAGGINI, Kommentar BV, Vorbemerkungen 126-135 BV, N 3; SEILER, Vorbemerkungen zu USG 35*a*-35*c* N 13; CAMENISCH, 38 ff.

856 MORELL/VALLENDER, SG Kommentar BV, Art. 74 N 17; VALLENDER/JACOBS, 70 ff.; JAGMETTI, N 9412; HETTICH/WETTSTEIN, 552; BIAGGINI, Kommentar BV, Vorbemerkungen 126-135, N 3; SEILER, Vorbemerkungen zu USG 35*a*-35*c*, N 13; CAMENISCH, 40.

857 Ähnlich auch BUNDESRAT, Botschaft KELS, 7887 f.

858 KELLER/HAUSER, Gutachten 2011, N 10; siehe auch DONZEL, 42 f., 51, JAAG/KELLER, 327 f., 330; KAPPELER, 113.

859 Zur Qualifikation des Netzzuschlages HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 153 ff. m.w.H.; zur näheren Ausgestaltung des schweizerischen Einspeisevergütungssystems, siehe oben Abschnitt 2.4.6.

eine Lenkungsabgabe, da dieser dann das Verhalten der Abgabepflichtigen beeinflussen müsste. Dies ist weder intendiert noch tatsächlich der Fall, da die Nachfrage nach Elektrizität preisunelastisch ist.[860] Der Bundesrat qualifiziert den Netzzuschlag als «Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck [...], mit der Sonderlasten und daraus resultierende Wettbewerbsnachteile ausgeglichen werden sollen, die einzelne Wettbewerbsteilnehmer (vorliegend Netzbetreiber) auf sich nehmen, um gesetzlich umschriebene Ziele oder gesetzliche Pflichten zu erfüllen (hier insbesondere die Pflicht zur Abnahme von Elektrizität aus erneuerbaren Energien)».[861] Für die Erhebung einer solchen Ausgleichsabgabe sei keine ausdrückliche Verfassungsgrundlage erforderlich; sie lasse sich auf Art. 89 BV stützen. Diese Rechtsauffassung ist mit Blick auf die etablierte Lehre kaum haltbar.

4.4.2. Energiepolitik (Art. 89 BV)

Als Ziele der Energiepolitik nennt Art. 89 Abs. 1 BV u.a. die Sicherstellung einer ausreichenden, breit gefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung.[862] Der Zielkatalog begründet keine Kompetenzen.[863] Er bezieht sich in erster Linie auf die Energieversorgung und den Energieverbrauch, dient aber auch dem sorgsamen Umgang mit begrenzten Ressourcen und dem Schutz der Umwelt.[864] Die einzelnen energiepolitischen Ziele sind grundsätzlich gleichwertig.[865] Zielkonflikte sind durch den Gesetzgeber im Sinne eines Optimierungsgebots aufzulösen.[866]

---

860 HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 154 f.; Gl.M. WIEDERKEHR, 57. Lenkungswirkung hat der Netzzuschlag bei energieintensiven Betrieben, die aber Erleichterungen nach Art. 15*b* Abs. 3 EnG geniessen. Nach BFE, Energieperspektiven 2035, 21 wäre für eine Senkung des Endenergieverbrauchs um 31 % eine Verdoppelung der Endverbraucherpreise nötig.

861 BUNDESRAT, Botschaft ES 2050, 7741.

862 Für eine präzisere Umschreibung der einzelnen Begriffe SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 89 N 7; BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1081 ff.

863 KERN, Basler Kommentar BV, Art. 89 N 9; BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 89 N 4.

864 JAGMETTI, N 1316.

865 BUNDESRAT, Botschaft EnG 1996, 1062; JAGMETTI, Kommentar BV 1874, Art. 24^{octies}, N 36.

866 SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 89 N 10; siehe auch BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 89 BV N 4; HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 146.

Der vom Gesetzgeber zumindest als «Richtwert» angestrebte Umbau des Energiesystems verlagert die Gewichte innerhalb des Zielkatalogs und steht im potenziellen Konflikt mit anderen Verfassungsnormen. Zu nennen sind u.a. die Raumplanung (Art. 75 BV), der Natur- und Landschaftsschutz (Art. 78 BV), der Immissionsschutz (Art. 74 BV), der Gewässerschutz (Art. 76 BV) und der Auftrag zur Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für die private Wirtschaft (Art. 94 BV).[867] Die Fördermassnahmen bedürfen daher eines besonders sorgfältigen Austarierens, um grundsätzlich alle Verfassungsnormen zur Geltung zu bringen.[868]

Art. 89 Abs. 2 BV vermittelt dem Bund eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz im Bereich der Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien und dem sparsamen und rationellen Energieverbrauch. Im Bereich des Energieverbrauchs von Anlagen, Fahrzeugen und Geräten verfügt der Bund über umfassende Kompetenzen (Abs. 3). Zudem darf der Bundesgesetzgeber die Entwicklung von Energietechniken, insbesondere in den Bereichen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien, fördern. Gemäss herrschender Lehre ist die Erhebung einer Energieabgabe gestützt auf Art. 89 BV nicht zulässig.[869] Bereits bei Erlass der Bestimmung verzichtete der Bundesrat ausdrücklich darauf, eine solche vorzuschlagen, und auch in den parlamentarischen Beratungen bestand Konsens, dass die Bestimmung nicht als Grundlage zur Erhebung einer Energieabgabe dienen kann.[870]

867 HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 147 f. m.w.H.

868 Vgl. HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 148.

869 KERN, Basler Kommentar BV, Art. 89 N 6.

870 JAGMETTI, Kommentar BV 1874, Art. 24^{octies} N 51; SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 89 N 27; KERN, Basler Kommentar BV, Art. 89 N 6; JAGMETTI, N 9415; KELLER/HAUSER, Ertragsverwendung, 825 f; HETTICH/WALTHER, Rechtsfragen, 158. BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 89 N 2 ff., schliesst die Abstützung einer reinen Lenkungsabgabe auf Art. 89 BV nicht aus, sofern allenfalls weitere Bestimmungen wie bspw. Art. 74 BV herangezogen werden. Siehe auch BUNDESRAT, Botschaft Energieartikel, 374.

4.4.3. Kernenergie (Art. 90 BV)

Art. 90 BV vermittelt dem Bund eine umfassende Zuständigkeit mit nachträglich derogierender Wirkung auf dem Gebiet der Kernenergie.[871] Er kann gestützt darauf ein Konzessions- und Bewilligungssystem vorsehen oder gemäss einigen Lehrmeinungen gar ein Monopol errichten.[872] Es ist umstritten, ob die Kompetenz dem Bund auch den Verzicht auf die Elektrizitätserzeugung mittels Kernenergie erlaubt.[873]

4.4.4. Transport von Energie (Art. 91 BV)

Art. 91 Abs. 1 BV ermächtigt den Bund zur umfassenden Gesetzgebung auf dem Gebiet des Transports und der Lieferung elektrischer Energie. Damit erfasst sind die Erstellung, der Betrieb und die Instandhaltung der Netze sowie die geltende Marktordnung einschliesslich des diskriminierungsfreien Netzzugangs.[874] Eine umfassende Regelung der Energiewirtschaft, vor allem der Elektrizitätsproduktion, erlaubt Art. 91 BV nicht.[875] Massnahmen zur Errichtung von Kapazitätsmärkten und Quotenmodelle mit Stossrichtung Versorgungssicherheit und Netzstabilität können auf Art. 91 BV, allenfalls ergänzend mit Art. 102 BV (Landesversorgung), gestützt werden.

---

871 SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 90 N 5 BV; BIAGGINI, Kommentar BV, Art 90 N 2 BV.

872 SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 90 N 5 BV

873 Hinweise in Fn. 88 und 89.

874 KERN, Basler Kommentar BV, Art 91 N 4; SCHAFFHAUSER/UHLMANN, SG Kommentar BV, Art. 91 N 3; BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 91 N 2.

875 BIAGGINI, Kommentar BV, Art. 91 N 2.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Das in der Abstimmung vom 21. Mai 2017 vom Volk deutlich angenommene «erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» sieht ein Auslaufen des Einspeisevergütungssystems ab dem 1. Januar 2023 vor.[876] Ohne ein zweites Massnahmenpaket können die ambitionierten Ziele des Gesetzgebers jedoch nicht erreicht werden. Auf das vom Bundesrat für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050 vorgeschlagene Klima- und Energielenkungssystem (KELS) sind der Nationalrat am 8. März 2017 und die zuständige Sachbereichskommission des Ständerates am 7. April 2017 jedoch nicht eingetreten. Für den Gesetzgeber stellt sich damit die Frage nach einem alternativen Fördersystem, sofern er die inländischen erneuerbaren Elektrizitätserzeugungskapazitäten weiterhin erhalten und ausbauen will. Nach der hier vertretenen Auffassung werden sich zu diesem Zeitpunkt weder die Märkte stabilisiert noch die «neuen» Erneuerbaren Netzparität erreicht haben.

Fallen die preissteuernden Ansätze der Einspeisetarife und der Lenkungsabgaben aus politischen Gründen ausser Betracht, verbleiben von den «marktbasierten» Förderinstrumenten noch Ausschreibungen und Quoten. Bei der Gegenüberstellung dieser beiden Instrumente unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten erscheinen Ausschreibungen hinsichtlich der Effektivität und der resultierenden Transaktionskosten als nachteiliger (vgl. oben 3.3.3). In Bezug auf Effizienz, Verteilungswirkungen und Akzeptanz sind Ausschreibungen und Quotenmodelle demgegenüber vergleichbar. Im Folgenden werden deshalb Ansatzpunkte für die konkrete Ausgestaltung eines schweizerischen Quotenmodells diskutiert.

Nicht besprochen wird das Modell einer «differenzierten Stromabgabe» (auch «Dreckstromabgabe»), das von einigen Mitgliedern der eidgenössischen Räte propagiert wird. Ein solches Marktmodell wäre dem hier diskutierten Quotenmodell nicht unähnlich, da es auch auf

[876] Vgl. Art. 38 revEnG.

einem Zertifikatsmechanismus basiert. Betreffend die Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate stellen sich damit weitgehend dieselben Fragen wie im Quotenmodell.

5.1. Ausgestaltung eines Quotenmodells

5.1.1. Adressaten der Quotenverpflichtung

Als Adressaten der Quotenverpflichtung kommen grundsätzlich alle nachfrageseitigen Strommarktakteure, d.h. die Stromhändler, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Verteilnetzbetreiber und die Endverbraucher in Frage.[877] Um die Transaktionskosten zu minimieren, sollten nicht die zahlreichen Endverbraucher, sondern die zahlenmässig kleinere Gruppe der im Inland als Stromverkäufer aktiven Elektrizitätsunternehmen Adressaten der Quotenverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien sein. Diese müssten entsprechend jährlich nachweisen, dass sie die vorgegebene Quote, d.h. eine ausreichende Menge an Grünstromzertifikaten im Verhältnis zu ihrer Liefermenge an die Endverbraucher, in ihrem Portfolio erreicht haben. Denselben jährlichen Nachweis sollten Endverbraucher, die Strom selbst produziert oder importiert haben, erbringen müssen.

5.1.2. Zertifikatehandel

In sachlicher Hinsicht ist zu bestimmen, welche Stromerzeugungskapazitäten auf der Anbieterseite einen Herkunftsnachweis bzw. ein Grünstromzertifikat erhalten sollen.[878] Der schweizerische Gesetzge-

[877] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261; MENANTEAU/FINON/LAMY, 803; BERGEK/JACOBSSON, 1258. Siehe auch oben 3.2.1.

[878] Begrifflich zu beachten ist Ålands Vindkraft AB gegen Energimyndigheten, EuGH, Urteil vom 1. Juli 2014, C-573/12, N 52, welcher strikt zwischen Herkunftsnachweisen und Grünstromzertifikaten unterscheidet: «Herkunftsnachweise, ..., dienen ausschliesslich dazu, einem Endkunden gegenüber nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. [...] Es ist wichtig, dass zwischen grünen Zertifikaten, die für Fördersysteme genutzt werden, und Herkunftsnachweisen unterschieden wird.»

ber könnte dabei am Begriff der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 7*a* Abs. 1 EnG anknüpfen. Demnach kämen Produzenten von Elektrizität aus Wasserkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Biomasse sowie aus Abfällen aus Biomasse für die Zuteilung von Grünstromzertifikaten in Frage.[879] Wird stattdessen am CO_2-Gehalt der aus den verschiedenen Energieträgern erzeugten Elektrizität angeknüpft, was sich vor allem im Zusammenhang mit einer differenzierten Stromabgabe aufdrängt, so wäre konzeptionell auch die Elektrizität aus Kernenergie zertifikatsberechtigt. Um die wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen des Quotenmodells zu minimieren, ist der Markt für Grünstromzertifikate möglichst strikt vom Grosshandelsmarkt für Elektrizität zu trennen. OTC-Geschäfte mit Zertifikaten sind möglichst zu unterbinden (Börsenpflicht).

Sodann ist zu klären, ob nur für die erneuerbare Elektrizitätsproduktion aus Neuanlagen oder auch für jene aus Altanlagen Zertifikate ausgegeben werden dürfen (dazu sogleich 5.1.2.a). Zweitens ist zu entscheiden, ob nur inländische, oder auch ausländische Zertifikate – allenfalls unter gewissen Bedingungen – zur Quotenerfüllung zugelassen werden sollen (dazu nachfolgend 5.1.2.b).

a) Einbezug von Altanlagen

Soll ein Quotenmodell nicht nur den Zubau von erneuerbarer Stromerzeugungskapazität fördern, sondern auch zum Erhalt bestehender erneuerbarer Produktionsanlagen beitragen, welche ansonsten mangels Rentabilität in ihrem Betrieb gefährdet sein könnten, so können Grünstromzertifikate auch für bestehende Kraftwerke ausgegeben werden. Diesfalls dient das Quotenmodell auch einer versorgungspolitischen Motivation im Sinne der Sicherung einer ausreichenden Eigenproduktionsquote. Für einen Einbezug bestehender Anlagen in ein Quotenmodell kann überdies die höhere Liquidität auf dem Zertifikatemarkt sprechen.[880]

---

[879] Dazu weiterführend VLCEK, Kommentar Energierecht, Art. 4 StromVG N 7; vgl. auch Art. 19 Abs. 1 revEnG.

[880] Vgl. oben 3.2.3.b); siehe auch MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 264.

Durch einen Einbezug von Altanlagen können sich allerdings hohe Mitnahmeeffekte ergeben, falls der Betrieb der entsprechenden Kraftwerke schon vor der Einführung des Quotenmodells grösstenteils kostendeckend war. Im Vergleich mit Neuanlagen kann bei Altanlagen schon eine geringe Förderung genügen, um eine Kostendeckung (wieder) zu erreichen. Zur Minimierung der Mitnahmeeffekte wäre dem Gesetzgeber folglich zu empfehlen, bei Altanlagen einen Anpassungsfaktor anzuwenden: Damit würden für die erzeugte Menge an erneuerbarer Elektrizität aus Altanlagen weniger Zertifikate ausgegeben als für die entsprechende Elektrizität aus Neuanlagen.[881] Es versteht sich jedoch von selbst, dass die Festlegung eines geeigneten Anpassungsfaktors für den Gesetzgeber aufgrund von Informationsdefiziten gegenüber den Kraftwerksbetreibern eine grosse Herausforderung darstellt und nur auf Schätzungen beruhen kann. Zudem bergen die mit einem Anpassungsfaktor einhergehenden Pauschalierungen die Gefahr, dass den heterogenen Kostenstrukturen des bestehenden erneuerbaren Kraftwerksparks nur ungenügend Rechnung getragen wird. Nichtsdestotrotz erschiene bei der Implementierung eines Quotenmodells in der Schweiz ein Einbezug von Altanlagen aus versorgungspolitischen Gründen sowie zur Gewährleistung eines liquiden Zertifikatemarktes angezeigt.

Mit nachvollziehbaren Überlegungen wird geltend gemacht, dass die bestehende Erzeugungskapazität selbst bei einem Konkurs der heutigen Wasserkraftwerkbetreiber (Werke der Kantone und Gemeinden) produktiv bleiben würde, da Investoren die – dann von Fremdkapitel befreiten – Anlagen übernehmen würden.[882] Entsprechend wird im Zusammenhang mit der nun diskutierten «Grundversorgungsprämie» eingeräumt, dass die Wasserkraft tatsächlich «systemrelevant» sei für die Versorgung, die jetzigen Betreiber jedoch nicht.[883] Auch wenn Studien ein ungenutztes Kosteneinsparungspotenzial bei der Wasserkraft

881 In diesem Sinne auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 37 f.

882 MIJUK, Schweizer Wasserkraft: Im Subventionsfieber, NZZaS vom 13. April 2015, mit Verweis auf eine Stellungnahme von Urs Meister (damals Avenir Suisse).

883 STALDER, Subventionen für die Wasserkraft: Dreister Etikettenschwindel, NZZ Online vom 30. April 2017.

verorten[884], ist es aus ordnungspolitischer Sicht dennoch fragwürdig, die Anlagen erst regulatorisch zu entwerten und dann verlustreich an Private zu verkaufen. Vor allem erscheint es wenig konsistent, die Wasserkraft als einzigen aller erneuerbaren Energieträger nicht (explizit oder implizit) zu subventionieren, sondern stattdessen zu «besteuern».[885]

b) Inländische Quotenverpflichtung

Unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes, aber auch der Effizienz, namentlich zur Nutzung des geografisch unterschiedlichen Erzeugungspotentials verschiedener erneuerbarer Energieträger, erschiene der Einbezug ausländischer erneuerbarer Elektrizitätserzeugungsanlagen in ein Quotenmodell grundsätzlich naheliegend. Auch mit Blick auf einen möglichst liquiden Markt für Grünstromzertifikate würden nationale Quotenmodelle in Europa idealerweise miteinander gekoppelt.[886] In dieser Konzeption eines offenen Quotenmodells könnten die inländischen Quotenverpflichteten also auch ausländische Grünstromzertifikate zur Erfüllung ihrer Quote beibringen.

Die Union selbst treibt die grenzüberschreitende Integration der nationalen Förderregimes nur sehr vorsichtig voran. Gemäss der Rechtsprechung in *Ålands Vindkraft* sind national geschlossene Quotenmodelle heute mit dem europäischen Recht vereinbar.[887] Auch nach den jüngsten Vorschlägen sollen die Mitgliedstaaten bis 2030 nur 15 % ihrer neu geförderten Kapazitäten für ausländische Anlagen öffnen müssen, überdies unter dem Vorbehalt des Abschlusses von zwischenstaatlichen Kooperationsabkommen.[888] Als Drittstaat kann die Schweiz angesichts der Entwicklungen im Bereich der Netzkodizes

884 FILIPPINI/GEISSMANN, 71 f.

885 In diesem Sinne wäre es natürlich naheliegend, aber aus realpoltischen Gründen kaum im notwendigen Ausmass zu verwirklichen, die Abgabelast der Wasserkraftwerkbetreiber stark zu senken. Siehe hier wohl als Vorreiter der Kanton Bern, der seit 1. April 2017 Herabsetzungen des Wasserzinses (generell und in wirtschaftlichen Notlagen) vorsieht; Art. 35 Abs. 2 und 35*a* WNG BE i.d.F. vom 7. September 2016.

886 MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 260, 267.

887 EuGH, Urteil vom 11. September 2014, C-204/12 bis C-208/12.

888 Art. 5 Abs. 3 Draft Renewable Energy Directive i.d.F. vom 23. Februar 2017.

nicht damit rechnen, mit anderen Mitgliedstaaten der Union solche bilateralen Kooperationsabkommen schliessen zu können. Die Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate würde also aller Voraussicht nach einseitig erfolgen.

Ohnehin sprechen mehrere Gründe gegen eine bedingungslose Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate zur Erfüllung einer schweizerischen Quotenverpflichtung. So leisten erneuerbare Elektrizitätserzeugungsanlagen im Ausland keinen Beitrag zur Inlandproduktion und damit zur Vermeidung einer allzu grossen Stromimportabhängigkeit der Schweiz, welche versorgungspolitisch als Risiko betrachtet wird.[889] Des Weiteren würden die nationalen Zubauziele für erneuerbare Energien, welche in der zweiten Phase mittels eines Quotenmodells erreicht werden müssten, bei einer umfassenden Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate mit grosser Wahrscheinlichkeit verfehlt.[890] Aufgrund der gegenwärtig sehr tiefen Preise für Grünstromzertifikate in Europa wäre davon auszugehen, dass die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen ihre Quotenverpflichtung schlicht mit «importierten» Zertifikaten erfüllen würden; eine Deckung des nicht erneuerbaren Stromanteils in der Schweiz mit Importen, welche mit ausländischen Grünstromzertifikaten hinterlegt sind, wäre aufgrund der grossen Grenzkapazitäten des Übertragungsnetzes auch unter der Voraussetzung einer zeitgleichen physischen Produktion problemlos möglich.[891]

Schliesslich würde eine Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate zu einer unerwünschten Doppelförderung dieser Erzeuger und damit zu Wettbewerbsverzerrungen führen.[892] Wird erneuerbarer Strom in anderen europäischen Ländern bereits durch eigene Fördersysteme subventioniert, sollen die entsprechenden Strommengen nicht noch zusätzlich Zertifikate zur Anrechnung und finanziellen Verwertung in einem Quotenmodell eines anderen Staates resp. der

[889] Vgl. ELCOM, Bericht Stromversorgungssicherheit, 41 ff., 65 f.
[890] Vgl. BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 39.
[891] BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 25.
[892] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 260.

Schweiz erhalten dürfen. Dies ist bei europäischen Grünstromzertifikaten jedoch zumindest teilweise der Fall, während schweizerische Grünstromproduzenten ihre Zertifikate mit Zahlung der Einspeisevergütung verlieren.[893]

Vor diesem Hintergrund wird in der Schweiz die Einführung einer rein inländischen Quotenverpflichtung oder das Knüpfen der Zulassung ausländischer Herkunftsnachweise an restriktive Bedingungen diskutiert.[894] Das BFE wirft in diesem Zusammenhang etwa die Idee auf, ein nationales Zertifizierungssystem (mit der Formulierung zusätzlicher Produktionsbedingungen, z.B. ökologische Kriterien wie Restwassermengen für Wasserkraftwerke) mit dem Nachweis von gebuchten Grenzkapazitäten für den Import von Zertifikaten, einer zeitgleichen Produktion und einer distanzabhängigen Restriktion zu verbinden.[895] Das heisst, Grünstromzertifikate dürften zum einen nicht mehr getrennt vom gelieferten Strom gehandelt werden; zum anderen müsste die physische Stromlieferung aus dem Ausland aus einer Anlage innerhalb eines bestimmten geografischen Umkreises um die Schweiz herum stammen (z.B. 200 km). Vor allem letzteres Kriterium scheint aufgrund willkürlicher Elemente bei der Bestimmung des geografischen Umkreises allerdings problematisch in Bezug auf die Vereinbarkeit mit dem FHA. Eine rein inländische Quotenverpflichtung wäre mit Verweis auf die nationalen Produktionsziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach der hier vertretenen Auffassung demgegenüber einfacher zu rechtfertigen.[896]

5.1.3. Technologieneutralität oder -differenzierung

Bei der Einführung eines Quotenmodells müsste der Gesetzgeber auch zwischen einem technologieneutralen Ansatz und einer Technologiedifferenzierung abwägen. Für eine technologieneutrale Ausgestaltung eines schweizerischen Quotenmodells sprechen die höhere

[893] Art. 3c EnV; Art. 13 VE EnFV.
[894] Vgl. BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 26, 39.
[895] BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 26.
[896] Vgl. oben 4.2.2.

Liquidität im geografisch kleinräumigen, inländischen Zertifikatemarkt, die Kosteneffizienz zufolge eines unverzerrten Wettbewerbs zwischen den kostengünstigsten Erzeugungstechnologien, Standorten und Anlagegrössen sowie geringere Transaktionskosten, weil bei den Produzenten und auf behördlicher Seite Differenzierungs- bzw. Abgrenzungsaufwände entfallen.[897]

Eine Differenzierung nach Technologien bzw. Technologiegruppen, nach Anlagegrössen und/oder nach Regionen wäre demgegenüber geeignet, die aus der erneuerbaren Stromproduktion resultierenden Immissionen geografisch stärker zu verteilen und zufolge der Diversifikation von Erzeugungstechnologien und Standorten versorgungspolitische und finanzielle Klumpenrisiken zu minimieren (Art. 89 Abs. 1 BV: «breit gefächert»).[898] Damit wäre unter Umständen auch eine höhere politische Akzeptanz des Fördersystems verbunden.[899]

Da jedoch ein rein inländischer Zertifikatemarkt aufgrund der Kleinräumigkeit der Schweiz schon Gefahr läuft, eine ungenügende Liquidität aufzuweisen, ist vor einer differenzierten Ausgestaltung eines Quotenmodells mit mehreren Teilmärkten prinzipiell zu warnen. In Betracht ziehen könnte der Gesetzgeber jedoch – wie dies beim Einbezug von Altanlagen zur Minimierung von Mitnahmeeffekten auch angezeigt erscheint – den Einsatz von Anpassungsfaktoren je nach Erzeugungstechnologie resp. Technologiegruppe (sog. «*banding*»).[900] Die Zertifikatausgabe könnte damit nach Erzeugerklassen oder Technologiegruppen unterschiedlich ausgestaltet werden. Die eingespeiste Strommenge würde dann mit dem klassen- resp. gruppenspezifischen Anpassungsfaktor multipliziert.[901] Dem verfassungsrechtlichen Ziel einer «breit gefächerten» Energieversorgung könnte auf diese Weise besser nachgelebt werden als bei einer technologieneutralen Ausgestaltung. Ausserdem könnten mit der Bildung von Technologiegruppen auch noch nicht etablierte Technologien gefördert und damit die

[897] Vgl. oben 3.2.3.b); siehe auch MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 267.
[898] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2015, N 229 ff.
[899] Vgl. oben e contrario 3.2.3.e).
[900] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 68.
[901] Vgl. TRINKNER et al., 101.

dynamische Effizienz des Quotenmodells verbessert werden.[902] Der Gesetzgeber hätte mit der Festlegung von Anpassungsfaktoren nach Erzeugerklassen oder Technologiegruppen überdies eine Möglichkeit, die Verfassungsziele einer umweltverträglichen und zugleich sicheren, ausreichenden Energieversorgung in die Beurteilung einfliessen zu lassen und politisch, d.h. wertend, zu gewichten – dies allerdings zulasten der Kosteneffizienz und mit Unsicherheiten betreffend die resultierende erneuerbare Gesamtstrommenge.[903]

5.1.4. Zeithorizont und Zubaupfad

Der Mengenpfad ist zeitlich zu definieren und es ist festzulegen, über welchen Zeitraum die neu geschaffenen sowie allenfalls die bestehenden erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten berechtigt sein sollen, Zertifikate zu erhalten (sog. Qualifikationsperiode).

Um Rechtssicherheit zu schaffen, den Investoren möglichst stabile Rahmenbedingungen sowie Planbarkeit zu bieten und die Risikoprämien zu minimieren, wäre dem Gesetzgeber zu empfehlen, die jährliche Anpassung der Quote bis zu einem bestimmten Ziel langfristig, z.B. über 30 Jahre, vorzugeben.[904] Auch die Qualifikationsperiode sollte längerfristig, z.B. über 15-20 Jahre hinweg, bemessen sein, um den Investoren eine Amortisation ihrer Investitionen zu ermöglichen und damit die privaten Risikoprämien zu minimieren. Damit würden freilich implizit die Verwerfungen an den europäischen Elektrizitätsmärkten und die Wettbewerbsnachteile der neuen erneuerbaren Energien als noch länger andauernd anerkannt. Damit der Zertifikatehandel in Gang kommt, aber zugleich initiale Fehlinvestitionen vermieden werden können, sollte der Zubaupfad bei Einführung des Quotenmodells nicht allzu weit über dem aktuellen Marktanteil von Strom aus erneuerbaren Energien liegen.[905] Anschliessend kann die

[902] Vgl. oben 3.2.3.b).
[903] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 68.
[904] MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 265, 307; vgl. auch BFE, Bericht Auslegeordnung Strommarkt, 32; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 73.
[905] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 73, 78.

Quote langfristig in vorab festgelegten Schritten ansteigen, bis das angestrebte Ziel erreicht wird.

5.1.5. Zulässigkeit von «banking/borrowing»

Im Rahmen der konkreten Ausgestaltung eines Quotenmodells obliegt dem Gesetzgeber ausserdem der Entscheid, ob am jährlichen Stichtag nicht verwendete Zertifikate von den Quotenverpflichteten gehalten und in einer späteren Periode verkauft werden dürfen (sog. «*banking*»). Auch kann er vorsehen, dass Zertifikate des Folgejahres für das vorherige Jahr genutzt werden dürfen (sog. «*borrowing*»). Die Zulassung dieser Optionen erscheint aus mehreren Gründen vorteilhaft: So bewirken «*banking*» und «*borrowing*» erstens eine höhere Marktliquidität und reduzieren die Volatilität auf dem Zertifikatemarkt.[906] Zweitens erhalten «*banking*» und «*borrowing*» die Anreize für frühe Investitionen in grosse Erzeugungsanlagen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien aufrecht. Drittens können durch «*banking*» und «*borrowing*» Transaktionskosten vermieden werden, weil die Marktteilnehmer mit geringeren Illiquiditätsrisiken konfrontiert sind und entsprechend tiefere Risikoprämien verlangen werden.[907] Letzteres wirkt sich positiv auf die volkswirtschaftlichen Kosten eines Quotenmodells aus. Das «*banking*» und «*borrowing*» von Zertifikaten erscheint damit insgesamt als vorteilhaft.

5.1.6. Sanktionsart und -höhe

Zur Durchsetzung resp. zur Sicherstellung der Effektivität eines Quotenmodells sollte der Gesetzgeber bei Nichteinhaltung der Quotenverpflichtung ausreichend hohe Sanktionen in Form von Ersatzzahlungen vorsehen; ein Freikaufen («*buy-out*») muss den Quotenverpflichteten unattraktiv erscheinen.[908] Ein offensichtlich zu tiefer «*buy-*

[906] SCHMALENSEE, 56; FREI, 22; AMUNDSEN/BALDURSSON/MORTENSEN, 280 f.; FINON/PEREZ, 86.

[907] AMUNDSEN/BALDURSSON/MORTENSEN, 281.

[908] DIEKMANN et al., 17; HUBER et al., 88; HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 66 f.; HAAS et al., Historical Review, 1033; MONOPOLKOMMISSION, Energie 2013, N 261.

out»-Preis ist daher problematisch. Die Höhe der bei Nichterfüllung der Quote fälligen Ersatzzahlungen sollte entsprechend über dem Wert der am Markt gehandelten Zertifikate liegen.[909] Ein relativer Betrag, z.B. 150 % des durchschnittlichen Zertifikatspreises, allenfalls begrenzt durch ein Maximum, wird diesem Erfordernis besser gerecht als ein absoluter Betrag.

Exorbitant hohe Ersatzzahlungen sind ebenso zu vermeiden, da diese dann den Charakter einer Steuer (Gemengsteuer) annehmen würden, was unter Art. 74 BV nicht zulässig wäre. Ohnehin ist eine nicht rechtzeitige Quotenerfüllung bisweilen auch nicht auf mangelnden Willen der Verpflichteten, sondern auf langwierige Planungs- und Bewilligungsverfahren für Neuanlagen zurückzuführen.

Kann die Ersatzzahlung aufgrund ihrer Höhe noch als Ersatzabgabe (Kausalabgabe) qualifiziert werden, wirft ihre Verwendung keine besonderen Verfassungsfragen auf. Werden die Einnahmen denjenigen Stromversorgern vergütet, die ihre Quote erfüllen, könnte allenfalls die Effektivität und Treffsicherheit des Quotenmodells erhöht werden.[910] Geschieht die Vergütung zweckgebunden, kann neben dem negativen Anreiz der Pönale ein positiver Anreiz für Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen geschaffen werden.[911]

5.1.7. Vollzug

Mit Blick auf den Vollzug sollte der Gesetzgeber schliesslich eine Ausgestaltungsvariante eines Quotenmodells bevorzugen, die durch Einfachheit und eine schlanke Administration überzeugt. Dadurch können die Regulierungs- und Transaktionskosten auf Seiten des Staates und der involvierten Marktakteure minimiert werden.

Idealerweise kann für die Lancierung des Zertifikatehandels bereits auf bestehende Institutionen wie Zertifizierungs- und Handelsstellen resp. -plattformen zurückgegriffen werden. In der Schweiz könnte

[909] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 67; FINON/PEREZ, 86, 69.
[910] HAMMER/SCHWEGLER/ITEN, 66.
[911] FINON/PEREZ, 86.

etwa die akkreditierte Zertifizierungsstelle der Swissgrid die zentrale Datenbank für die schweizerischen Grünstromzertifikate führen.[912] Der Handel der Zertifikate könnte sodann über eine bereits bestehende inländische Handelsplattform für Herkunftsnachweise eines Drittanbieters (z.B. Ökostrombörse Schweiz oder die Energieplattform AG) abgewickelt werden.

Anstelle einer ausgeklügelten Technologiedifferenzierung mit mehreren Teilmärkten wäre sodann ein einziger inländischer Zertifikatemarkt vorzusehen; dabei wären Anpassungsfaktoren für Altanlagen sowie für einzelne Erzeugungstechnologien resp. Technologiegruppen («*banding*») vorzusehen.[913]

[912] Vgl. oben 3.2.3.c).
[913] Vgl. oben 3.2.3.

5.2. Ausblick und realpolitische Hindernisse

5.2.1. Umfassendes Rechtsetzungsprogramm

Die Energiestrategie 2050 ist kein in sich geschlossenes Gesamtwerk, sondern bildet als «erstes Massnahmenpaket» ohnehin nur Teil eines wesentlich umfassenderen energiepolitischen Rechtsetzungsprogramms, das massgeblichen Einfluss auf die Akteure der Energiewirtschaft und die Energiemärkte haben wird. Zu nennen sind – ohne Anspruch auf Vollständigkeit:

Netzentgeltregulierung: Das StromVG befindet sich seit seinem Inkrafttreten im Jahr 2009 in Revision. Die im März 2011 sistierten Arbeiten wurden im Februar 2014 wiederaufgenommen. Mittlerweile wurde die Revision in zwei Pakete aufgespalten. Das erste Paket befasst sich mit Aspekten der Netztarifregulierung und soll z.B. die von der ElCom schon praktizierte «Sunshine-Regulierung» gesetzlich verankern; die Vernehmlassung für dieses Paket wird für das zweite Halbjahr 2017 erwartet. Die Inhalte und der Zeitplan für das zweite Paket erscheinen heute als weitgehend offen; ob die für das zweite Paket vorgesehene «Anreizregulierung» verwirklicht wird, ist momentan fraglich.

Stromnetze: Die «Strategie Stromnetze» zielt auf Änderungen des EleG und des StromVG und beinhaltet verbindliche Vorgaben für den Netzumbau und -ausbau. Für die Bedarfsermittlung ist die Verabschiedung eines energiewirtschaftlichen Szenariorahmens durch das BFE und die Ermittlung des Netzausbaubedarfs anhand von Mehrjahresplänen der Netzbetreiber angedacht. Am 28. März 2017 hat sich die vorberatende Kommission des Zweitrats (UREK-N) mit der Vorlage befasst und ist weitgehend dem Ständerat gefolgt. Im Rahmen der parlamentarischen Beratung hat der Ständerat – an sich sachfremd – auch entschieden, Art. 6 Abs. 5 StromVG (Überwälzung der Eigenproduktionskosten) aufzuheben. Die UREK-N hat hier am 25. April 2017 nachgedoppelt und möchte, dass den gebundenen Endkunden ausschliesslich Strom aus inländischen erneuerbaren Energien (Wasserkraft) zu Gestehungskosten geliefert wird. Mit dem Gedanken der Marktöffnung und dem angestrebten Stromabkommen steht dieser

Beschluss wohl in unauflösbarem Widerspruch. Dennoch könnte sich die Norm als dauerhafte Lösung etablieren, vor allem wenn sich die Räte nicht auf ein alternatives Marktmodell verständigen können.

Wasserzins: Die gesetzliche Grundlage für den Wasserzins (heute maximal CHF 110 pro kW Bruttoleistung) ist befristet. Für die Zeit nach dem 1. Januar 2020 ist eine Revision des Wasserrechtsgesetzes geplant, die im Mai 2017 in Vernehmlassung gehen soll. Angedacht ist eine Flexibilisierung des Wasserzinses. Dadurch soll der auf den Wasserkraftwerksbetreibern lastende Marktdruck gesenkt werden, was wohl zu Einnahmeverlusten der Bergkantone und -gemeinden führen wird. In diesem Sinne kann die Einführung einer «Marktprämie» für die Grosswasserkraft im revEnG (Subvention) bei gleichzeitiger Beibehaltung des maximalen Wasserzinses (Abgabe) als erstes Ergebnis eines Verteilungskonflikts der Berg- und Talkantone um Ressourcen gesehen werden.

Klima: Die Vernehmlassungen betreffend Klimapolitik der Schweiz nach 2020 (Klimaübereinkommen von Paris, Abkommen mit der EU über die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme, Totalrevision des CO_2-Gesetzes) wurden bis zum 30. November 2016 durchgeführt. Die Botschaft zur Genehmigung des Klimaübereinkommens wurde noch im Dezember 2016 verabschiedet; das Abkommen soll 2018 in Kraft treten. Die anderen Vorlagen werden voraussichtlich dem Parlament separat überwiesen; die Klimagesetzgebung soll am 1. Januar 2021 in Kraft treten.

Marktdesigns: Das Parlament verlangt vom Bundesrat bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells als Ersatz für das Einspeisevergütungssystem. Grundlage dafür bildet die «Auslegeordnung Strommarkt 2020», die u.a. das hier analysierte Quotenmodell diskutiert. Gemäss Presseberichten propagieren Teile der Branche ein «Versorgungs- und Klimamarktmodell», das im Wesentlichen eine CO_2-Abgabe auf Strom vorsieht.

Stromabkommen: Die Verhandlungen um ein Stromabkommen, das im hier interessierenden Zusammenhang vor allem Erleichterungen im grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel mit sich bringen würde

(Marktkopplung), sollen weit fortgeschritten sein. Der Abschluss wird seitens der EU von Fortschritten bei den institutionellen Fragen (Rahmenabkommen) abhängig gemacht. Eine Botschaft zum Stromabkommen ist Teil der Legislaturplanung 2015-2019.

Die oben aufgelisteten Gesetzesprojekte stehen in einem offensichtlichen Zusammenhang, was vor allem aufgrund von Interdependenzen eine Gesamtsicht nötig macht. Jedes der Projekte fördert Teilaspekte im energiepolitischen Zieldreieck von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Heute ist weitgehend anerkannt, dass die Energiestrategie 2050 vor allem Fragen der Versorgungssicherheit vernachlässigt. Soll eine ausreichende Elektrizitätserzeugung (vor allem im Winterhalbjahr) nicht durch verstärkte Importe aus dem europäischen Ausland gewährleistet werden, so erscheinen bei heutiger Ausgangslage politische Interventionen zur Sicherung der schweizerischen Eigenproduktion unausweichlich. Soweit von solchen sicherheits- und versorgungspolitischen Massnahmen auch die (grundlastfähige) Wasserkraft profitiert, fördern diese Vorkehrungen gleichzeitig auch die Erzeuger erneuerbarer Elektrizität und dienen – im Falle von Pumpspeicherkraftwerken – der besseren Integration der neuen erneuerbaren Erzeuger in das Energiesystem.

5.2.2. Gestaltung des Strommarktes 2023

Wir haben in dieser Schrift vor allem mit Blick auf eine marktnahe Förderung von erneuerbaren Elektrizitätserzeugern verschiedene Modelle betrachtet und namentlich die mögliche Ausgestaltung eines Quotenmodells diskutiert. Die von Ökonomen häufig propagierten Lenkungsabgaben (z.B. in Form des KELS) stossen in der Schweiz auf sichtlich geringe politische Akzeptanz; sie würden aufgrund des Wettbewerbsdrucks von subventionierten Erzeugern im Ausland kaum Anreize für den Ausbau und Erhalt der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung im Inland bieten. Preissteuernde Instrumente wie Einspeisetarife und -prämien sind mit Blick auf einen Ausbau der Erneuerbaren in der Initialphase meist ungemein effektiv, dafür aber wenig effizient. Vor

allem Einspeisetarife befreien Produzenten von jeglichem Wettbewerbsdruck und setzen daher teilweise perverse Einspeiseanreize. Aufgrund der verbesserten Wettbewerbsfähigkeit der neuen erneuerbaren Erzeuger sind diese Instrumente im Lichte des europäischen Beihilferechts zunehmend heikel. Hier erscheinen (mengensteuernde) Ausschreibungen aufgrund der gesetzten wettbewerblichen Anreize als eher europarechtskonform; Ausschreibungen gehen jedoch – je nach Ausgestaltung – mit hohen Transaktionskosten einher.

In einem Quotenmodell gibt das Gemeinwesen bspw. den Elektrizitätslieferanten einen verbindlichen Anteil an erneuerbarer oder CO_2-armer Elektrizität am Energiemix vor. Spezifisch mit Blick auf die Schweizer Situation – ein Land mit einem hohen Produktionsanteil an erneuerbarer und gleichzeitig grundlastfähiger Wasserkraft – erscheinen Quotenmodelle als eine Möglichkeit, die Stärkung der Versorgungssicherheit mit dem Bestreben der Förderung der erneuerbaren Energieträger zu verbinden. Dies gilt jedoch nur in einer spezifischen Ausgestaltung der Parameter des Quotenmodells, die quasi als Funktionsvoraussetzung entsprechend zu setzen sind. So werden Anreize zum Ausbau – und je nachdem auch zum Erhalt – der geförderten Erzeugungsanlagen nur dann gesetzt, wenn die für das Quotenmodell qualifizierenden Grünstromzertifikate werthaltig sind. Das Überangebot ausländischer Grünstromzertifikate würde bei einer vorbehaltlosen Anerkennung derselben den Preis der schweizerischen Zertifikate auf nahezu Null drücken; dadurch würde das Quotenmodell seiner Funktionalität beraubt und zwecklos. Vor dem Hintergrund dessen, dass die Schweiz gemäss ihren energiepolitischen «Richtwerten» die erneuerbare Elektrizitätserzeugung nicht nur ausbauen, sondern auch in einem bestimmten Anteil am Produktionsmix halten möchte, ist ein vollständiger Ausschluss der Anerkennung ausländischer Grünstromzertifikate zur Erfüllung der Quotenpflicht sachgerecht.

Die durch den Ausschluss ausländischer Grünstromzertifikate stark verringerte Liquidität im Zertfikatemarkt kann dadurch aufgefangen werden, dass Zertifikate auch an Altanlagen vergeben werden. Um Mitnahmeeffekte zumindest teilweise zu unterbinden, ist für diese Anlagen ein Anpassungsfaktor zur Anwendung zu bringen, wobei die

Grundlastfähigkeit der Anlage allenfalls berücksichtigt werden könnte. Die Sicherung der Liquidität des Zertifikatemarkts legt auch nahe, die Zertifikate der verschiedenen zugelassenen Technologien in einem einzigen Markt – allenfalls ebenfalls gesteuert über Anpassungsfaktoren – konkurrieren zu lassen. Die konkrete Festlegung angemessener Anpassungsfaktoren ist freilich sehr anspruchsvoll und wertungsbedürftig.

5.2.3. Überwindbare rechtliche Hürden

Ein national geschlossenes Quotenmodell steht in einem gewissen Widerspruch zum Gedanken eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes und eines auf europäischer Ebene verwirklichten Energiebinnenmarktes. Konkret steht ein auf das Inland beschränkter Zertifikatemarkt im möglichen Konflikt mit den Verpflichtungen der Schweiz aus dem Freihandelsabkommen von 1972 und dem Welthandelsrecht (GATT). Nach der hier vertretenen Auffassung ist es sachgerecht, bei der Auslegung dieser Regelwerke auch das Verständnis zu berücksichtigen, das die von der schweizerischen Energiepolitik unmittelbar betroffenen europäischen Staaten den Verträgen zugrunde legen. Hier ist festzustellen, dass das europäische Recht heute selbst im Binnenverhältnis national geschlossene Quotenmodelle zulässt. Auch hat die Kommission staatliche Interventionen zur Sicherung einer ausreichenden Erzeugungskapazität – wenn auch teilweise nur nach Zugeständnissen der Mitgliedstaaten – stets genehmigt. Erst jüngst, am 6. März 2017, hat die Kommission Beihilfen des Staates Ungarn zum Bau zweier neuer Kernreaktoren gutgeheissen. Welthandelsrechtlich sind bisher keine Streitfälle zu verzeichnen, welche die hier besprochenen Förderregimes oder Kapazitätsmechanismen als unzulässig erklärt hätten; die meisten dieser Regimes dürften auch tatsächlich einer Rechtfertigung zugänglich sein. Zentral für diese Rechtfertigung ist die nähere Ausgestaltung des dem Quotenmodell zugrundliegenden Zertifikatemechanismus.

Obwohl Grünstromzertifikaten keine Körperlichkeit zukommt, werden sie im europäischen Recht mehrheitlich als Waren angesehen. Der

EuGH hat sich bisher zur Wareneigenschaft von Grünstromzertifikaten selbst nicht geäussert, sondern diese im Konnex mit den Förderregimes der Mitgliedstaaten beurteilt. Soweit ein solcher Konnex besteht, ist auf jeden Fall von einer Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit auszugehen (Art. 34 AEUV, Art. 13 FHA), die aber aufgrund ihrer umweltpolitischen Motivation einer Rechtfertigung zugänglich ist (Art. 36 AEUV, Art. 20 FHA). Die Rechtfertigung muss nach der hier vertretenen Auffassung – angesichts des nationalen Richtwerts für die (gesamte) erneuerbare Elektrizitätsproduktion – auch beim Einbezug bestehender Anlagen in das Quotenmodell gelingen.

Gemäss der einschlägigen Rechtsprechung in *Ålands Vindkraft* darf die für die Nichterfüllung der Quotenpflicht zu bezahlende Ersatzabgabe «nicht über das hinausgehen, was für derartige Anreizzwecke erforderlich ist». Bei Übertragung dieses Auslegungsergebnisses auf das Freihandelsabkommen ist festzuhalten, dass das FHA keine weitergehenden Pflichten als diejenigen verankert, die im Binnenverhältnis unter den Mitgliedstaaten gelten. So sehen selbst die jüngsten Reformvorschläge der Europäischen Kommission nur eine beschränkte Öffnung der Förderregelungen in mittlerer Frist vor (10 % der neu geförderten Kapazität ab 2021). Diese neuen Vorschriften dienen der Stärkung des Energiebinnenmarktes und hätten für die Schweiz erst bei Abschluss eines Stromabkommens Bedeutung.

Im Welthandelsrecht werden Grünstromzertifikate nicht als Waren behandelt. Im Zusammenhang mit einem national begrenzten Quotenmodell würde die Nichtzulassung ausländischer Grünstromerzeuger zur Erfüllung der Quotenpflicht allenfalls dennoch als diskriminierend im Sinne von Art. III.4 GATT angesehen. Es erscheint trotzdem als sehr wahrscheinlich, dass für solche Diskriminierungen zur Förderung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung die rechtfertigenden Tatbestände von Art. XX Bst. b und Bst. g GATT angerufen werden könnten. Im Schrifttum ist offenkundig umstritten, ob die Rechtfertigung national begrenzter Quotenmodelle daran scheitern könnte, dass diese als eine «willkürliche oder ungerechtfertigte Diskriminierung» qualifiziert würden («*Chapeau*» von Art. XX). Tatsächlich erscheinen nationale Beschränkungen *prima vista* im Hinblick auf das Ziel

des globalen Klimaschutzes kaum als sachgerecht. Als Konsequenz müssten Förderregime jegliche Grünstromzertifikate anerkennen, ungeachtet dessen, wo auf dem Globus die Elektrizität erzeugt wurde; diese Elektrizität könnte in vielen Fällen gar nicht in die Schweiz geliefert werden. Angesichts der bei einer Öffnung des Zertifikatemarktes erwartbaren «Überschwemmung» des Schweizer Marktes ist eine Begrenzung von ausländischen Zertifikaten unabdingbar, wenn das Quotenmodell überhaupt sinnvolle Anreizwirkungen entfalten soll; mit anderen Worten ist der Ausschluss ausländischer Zertifikate mit Blick auf die mit dem Quotenmodell angestrebten Umweltziele erforderlich, da die Ziele ansonsten nicht erreicht würden. Die Streitbeilegungsorgane haben zur Rechtfertigung von Quotenmodellen allerdings noch keine Fallpraxis entwickelt. Die Länder, deren Lieferungen von Elektrizität durch ein schweizerisches Quotenmodell beeinträchtigt werden könnten, haben selbst eigene Förderregime mit ähnlich beschränkenden Wirkungen implementiert, sodass eine Anrufung der Streitbeilegungsorgane durch deren Regierungen kaum zu erwarten ist.

Verfassungsrechtliche Hürden für ein Quotenmodell zur Förderung der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung existieren nicht. Schon die heutige Energiegesetzgebung hätte den Bundesrat zur Vorgabe von Mengenzielen (Quoten inkl. Ersatzzahlungen) ermächtigt. Die Massnahme lässt sich auf bestehende Kompetenzen des Bundes, namentlich Art. 74 BV, abstützen.

5.2.4. Realpolitische Hürden

Herausfordernd sind für die Elektrizitätsunternehmen heute nicht nur die wirtschaftlichen Entwicklungen auf den Energiemärkten, sondern auch das sich schnell verändernde politische Umfeld. Dass einige Unternehmen der Energiewirtschaft unter den derzeitigen Marktbedingungen nicht langfristig überleben können, scheint kaum von der Hand zu weisen. Der Gesetzgeber sieht sich dadurch allenfalls genötigt, kurzfristig Sofortmassnahmen zur Beruhigung der weitgehend von ihm selbst verursachten Marktstörungen zu ergreifen. Vor diesem

Hintergrund ist auch die von der UREK-N am 25. April 2017 beschlossene, gegenüber dem Branchenvorschlag modifizierte und vor allem ohne Befristung verankerte «Grundversorgungsprämie» zur Unterstützung der Schweizer Wasserkraft eher verständlich.

Die Vielzahl der in den letzten Jahren geschaffenen, nun parallel bestehenden Förderregime schafft natürlich die Gefahr, dass langfristig verfestigte Anspruchspositionen geschaffen werden, die nur schwer wieder rückgängig gemacht werden können. Der Wechsel zu einem auf kohärenten konzeptionellen Grundlagen basierenden Marktmodell mag immerhin dadurch erleichtert werden, dass die Verwerfungen auf den Elektrizitätsmärkten langfristig weiterhin Stützungsmassnahmen des Staates erfordern werden. Die heutigen Subventionsempfänger können also auch zukünftig mit Unterstützung rechnen, wodurch die politische Akzeptanz des Wechsels zu einem Quotenmodell vermutlich erhöht wird.

In einer orthodoxen ökonomischen Sicht sind die Endkonsumenten wohl als Verlierer der derzeitigen Entwicklungen zu sehen; in der Schweiz konkret zu nennen sind die gebundenen Endkunden ohne Marktzugang sowie die Unternehmen ohne Anspruch auf Rückerstattung des Netzzuschlags. Diese profitieren überhaupt nicht bzw. nur teilweise von den derzeit tiefen Preisen auf den Elektrizitätsgrosshandelsmärkten. Aus versorgungspolitischer Sicht kann es jedoch auch diesen Anspruchsgruppen nicht gleichgültig sein, zu welchem Anteil sich die Schweiz selbst mit Elektrizität versorgen kann. Da in diesem Bereich zukünftigen Mangellagen nicht durch Vorratshaltung begegnet werden kann, können nur die Erzeugungskapazitäten selbst ein sinnvoller Gegenstand von rechtlichen Massnahmen bilden.

Als Gewinner des heutigen Markt- und Förderregimes erscheinen – neben den subventionierten Unternehmen der «neuen» erneuerbaren Energiewirtschaft – die Grossverbraucher von Elektrizität, deren Elektrizitätspreise sich eng an den Preisen auf den Grosshandelsmärkten orientieren («*back-to-back*»-Verträge). Zu nennen sind auch die Unternehmen, deren Netzzuschläge wegen ihres grossen Anteils der

Elektrizitätskosten an der Bruttowertschöpfung zurückerstattet werden. Diese Akteure tragen in einem Quotenmodell die Lasten des Umbaus des Energiesystems grundsätzlich mit, wobei auch hier Ausnahmen zugunsten der energieintensiv produzierenden Industrie denkbar und wahrscheinlich sind.

Ungeachtet der allfälligen realpolitischen Hürden erachten wir es mit Blick auf die starken gesamtgesellschaftlichen Interessen als möglich, einen Wechsel zu einem Markt- und Fördermodell an die Hand zu nehmen, welches sich durch eine Gesamtsicht auf die erneuerbare Elektrizitätserzeugung auszeichnet und welches neben dem Klimaschutz auch den versorgungs- und sicherheitspolitischen Interessen der Schweiz dient. Ein solches Modell könnte das hier ausführlich dargestellte Quotenmodell sein, ohne unterschlagen zu wollen, dass es abhängig von den vorzunehmenden politischen Wertungen andere geeignete Modelle geben wird. Viele dieser alternativen Modelle werden jedoch ebenfalls auf einem national geschlossenen Markt für Grünstromzertifikate beruhen, sodass die hier gewonnenen Erkenntnisse auf viele der Rechtsfragen zu jenen Modellen übertragbar sein dürften.

Rechtsquellen

13. AtG-Novelle: Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl. I 1704 ff.)

AEUV (TFEU): Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union vom 1. Dezember 2009, ABl EU vom 26. Oktober 2012, C 326/47

Anhang über Finanzdienstleistungen: Allgemeines Abkommen über den Handel mit Dienstleistungen vom 15. April 1994, Anhang 1.B WTO Abkommen, SR 0.632.20

ASCM: Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen vom 15. April 1994 (Agreement on Subsidies and Countervailing Measures), Anhang 1A.13 WTO-Abkommen, SR 0.632.20

AtG: Bundesgesetz vom 23. Dezember 1959 über die friedliche Verwendung der Atomenergie (Atomgesetz), aufgehoben am 1. Februar 2005, AS 1960 541

BGF: Bundesgesetz über die Fischerei vom 21. Juni 1991, SR 923.0

BGÖ: Bundesgesetz über das Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung vom 17. Dezember 2004 (Öffentlichkeitsgesetz), SR 152.3

BV: Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999, SR 101

CACM: Verordnung (EU) Nr. 1222/2015 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management), ABl EU vom 25. Juli 2015, L 197/24

CO_2-Gesetz: Bundesgesetz über die Reduktion der CO_2-Emissionen vom 23. Dezember 2011, SR 641.71

Draft Balancing Code: Commission Regulation (EU), establishing a guideline on electricity balancing, 24. January 2017

Draft Renewable Energy Directive: European Commission, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (recast), 23. Februar 2017

EEG 2017: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066 ff.), das durch Art. 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106 ff.) geändert worden ist

E EnG: Entwurf vom 4. September 2013 zu einem totalrevidierten Energiegesetz, BBl 2013 7757

EGV: Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, ABl EU vom 31. August 1992, C 224/6

EleG: Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen vom 24. Juni 1902 (Elektrizitätsgesetz), SR 734.0

ENB: Bundesbeschluss vom 14. Dezember 1990 für eine sparsame und rationelle Energienutzung (Energienutzungsbeschluss), aufgehoben am 1. Januar 1999, AS 1991 1018

Energy Act 2008: Energy Act 2008, Chapter 32, abrufbar unter <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf>

EnG: Energiegesetz vom 26. Juni 1998, SR 730.0

EnV: Energieverordnung vom 7. Dezember 1998, SR 730.01

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I 1970 ff.), das durch Art. 1 des Gesetzes vom 27. Januar 2017 (BGBl. I 130 ff.) geändert worden ist

EWR-Abkommen: Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, ABl EU vom 3. Januar 1994, L 001/3

FHA: Abkommen zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft vom 22. Juli 1972 (Freihandelsabkommen), SR 0.632.401

GATS: Anhang 1.B WTO-Abkommen, Allgemeines Abkommen über den Handel mit Dienstleistungen vom 15. April 1994 (General Agreement on Trade in Services), SR 0.632.20

GATT: Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen vom 30. Oktober 1947 (General Agreement on Tariffs and Trade), SR 0.632.21

GSchG: Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer vom 24. Januar 1991 (Gewässerschutzgesetz), SR 814.20

HKNV: Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität vom 24. November 2006 (Herkunftsnachweis-Verordnung), SR 730.010.1

KEG: Kernenergiegesetz vom 21. März 2003, SR 732.1

KG: Bundesgesetz über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen vom 6. Oktober 1995 (Kartellgesetz), SR 251

LVG: Bundesgesetzes vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung (Landesversorgungsgesetz), SR 531

NFFO: The Electricity (Non-Fossil Fuel Sources) (England and Wales Order) vom 31. März 1990, 1990 No. 263

PBG SG: Planungs- und Baugesetz des Kantons St. Gallen vom 27. April 2016, Inkrafttreten am 1. Oktober 2017

PBG ZH: Planungs- und Baugesetz des Kantons Zürich vom 7. September 1975, LS 700.1

REMIT: Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, ABl EU vom 8. Dezember 2011, L 326/ 1

Rev EnG: Energiegesetz vom 30. September 2016, BBl 2016 7683, Inkrafttreten voraussichtlich am 1. Januar 2018 (angenommen in der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017)

RL 2001/77/EG: Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl EU vom 27. Oktober 2001, L 283/33

RL 2003/54/EG: Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl EU vom 15. Juli 2003, L 176/37

RL 2003/96/EG: Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, in: ABl EU vom 31. Oktober 2003, L 283/51

RL 2005/89/EG: Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, ABl vom 4. Februar 2006, L 33/22

RL 2009/28/EG: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl EU vom 5. Juni 2009, L 140/16

RL 2009/72/EG: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl EU vom 14. August 2009, L 211/55

RL 2014/94/EU: Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl EU vom 28. Oktober 2014, L 307/1

RO 2014: Renewables Obligation Order 2009 as amended by the Renewables Obligation (Amendment) Order 2014 vom 31. Januar 2013, abrufbar unter <https://www.gov.uk/government/publications/renewables-obligation-order-2009-as-amended-by-the-renewables-obligation-amendment-order-2011--2>

RPG: Bundesgesetz über die Raumplanung vom 22. Juni 1979 (Raumplanungsgesetz), SR 700

Strommarktgesetz: Gesetz zur Weiterentwicklung Strommarktes vom 26. Juli 2016 (BGBl I, 1786 ff.)

StromVG: Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (Stromversorgungsgesetz), SR 734.7

StromVV: Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, 734.71

TBT: Übereinkommen über technische Handelshemmnisse (Agreement on Technical Barriers to Trade), Anhang 1A.6 WTO-Abkommen, SR 0.632.20

TRIMs: Übereinkommen über handelsbezogene Investitionsmassnahmen (Agreement on Trade-Related Investment Measures), Anhang 1A.7 WTO-Abkommen, SR 0.632.20

USG: Bundesgesetz über den Umweltschutz vom 7. Oktober 1983 (Umweltschutzgesetz), SR 814.01

VE CO_2-Verordnung: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung über die Reduktion der CO_2-Emissionen, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE EnEV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung über die Anforderungen an die Energieeffizienz serienmässig hergestellter Anlagen, Fahrzeuge und Geräte (VE Energieeffizienzverordnung), abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE EnFV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (VE Energieförderungsverordnung), abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE EnV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Energieverordnung, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE GebV-En: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE KEV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Kernenergieverordnung, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE HKSV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE LGeolV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Verordnung über die Landesgeologie (VE Landesgeologieverordnung), abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

VE StromVV: Vernehmlassungsentwurf vom 1. Februar 2017 zur Stromversorgungsverordnung, abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html#UVEK>

WNG BE: Wassernutzungsgesetz (WNG) vom 23. November 1997 (i.d.F. vom 7. September 2016), BSG 752.41

WTO-Abkommen: Abkommen vom 15. April 1994 zur Errichtung der Welthandelsorganisation, SR 0.632.20

ZTG: Zolltarifgesetz vom 9. Oktober 1986, SR 632.10

Literatur

ADAMANTOPOULOS, KONSTANTINOS, Das Subventionsrecht des GATT in der EWG, Diss. Köln 1988

AEBERLI, CAROLINE, Regulierung von persistenten organischen Verbindungen unter besonderer Berücksichtigung des Vorsorgeprinzips, in: Rausch, Heribert/Griffel Alain (Hrsg.), Schriftenreihe zum Umweltrecht, Bd. 25, Zürich 2014

ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB), Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, abrufbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

ALBATH, LARS, Trade and Energy: Investment in the Gas and Electricity Sector, London 2004 (zit. Trade)

ALBATH, LARS, Handel und Investitionen in Strom und Gas, Die internationalen Regeln, Diss. München 2005 (zit. Handel)

ALTROCK, MARTIN/OSCHMANN, VOLKER/THEOBALD, CHRISTIAN (Hrsg.), EEG: Kommentar, 2. Aufl., München 2008 (zit. AUTOR/IN, EEG-Kommentar, Art. X N Y)

AMUNDSEN, EIRIK S./BALDURSSON, FRIDRIK M./MORTENSEN, JØRGEN, B., Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets, in: Environmental & Resource Economics 35 (4/2006), 259 ff.

ANDERSEN, MIKAEL SKOU, Carbon-Energy Taxation, Revenue Recycling, and Competitiveness, in: Andersen, Mikael Skou/Ekins Paul (Hrsg.), Carbon-Energy Taxation, Lessons from Europe, New York 2009, 3 ff.

ANDERSSON, GÖRAN, Technische Voraussetzungen des Stromhandels, in: Weber, Rolf H. (Hrsg.), Stromhandel, Zürich 2007, 23 ff.

ARPAGAUS, REMO, Zollrecht: Unter Einschluss der völkerrechtlichen Grundlagen im Rahmen der WTO, der WCO, der UNECE, der EFTA und der Abkommen mit der EU, 2. Aufl., Basel 2007

AUBERT, JEAN-FRANÇOIS et al. (Hrsg.), Kommentar zur Bundesverfassung der schweizerischen Eidgenossenschaft vom 29. Mai 1874, Basel 1987-1996 (zit. Autor/in, Kommentar BV 1874, Art. X N Y)

AUBERT JEAN-FRANÇOIS/MAHON PASCAL, Petit commentaire de la Constitution fédérale de la Confédération suisse du 18. Avril 1999, Zürich 2003 (zit. AUTOR/IN, Petit commentaire Cst., Art. X N Y)

BALMER, MARKUS et al., Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb, Eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems, Zürich 2006

BALTHASAR, MICHÈLE, Elektrizitätslieferungsverträge im Hinblick auf die Strommarktöffnung unter besonderer Berücksichtigung des schweizerischen und europäischen Wettbewerbsrechts, Diss. Zürich 2007

BARKER, TERRY et al., Carbon Leakage from Unilateral Environmental Tax Reforms in Europe, 1995-2005, in: Andersen, Mikael Skou/Ekins, Paul (Hrsg.), Carbon-Energy Taxation, Lessons from Europe, New York 2009, 215 ff. (zit. Carbon Leakage)

BARKER, TERRY et al., The Effects of Environmental Tax Reform on International Competitiveness in the European Union: Modelling with E3ME, in: Andersen, Mikael Skou/Ekins, Paul (Hrsg.), Carbon-Energy Taxation, Lessons from Europe, New York 2009, 147 ff. (zit. Effects)

BAUMGART, MAX/MANTILLA BLANCO, SEBASTIÀN, Electrabel v. Ungarn, Aktuelle Entwicklungen beim Schutz von Auslandinvestitionen nach dem Vertrag über die Energiecharta, in: KSzW 7 (3/2016), 179 ff.

BAUMOL, WILLIAM J./OATES WALLACE E., Economics, Environmental Policy, and the Quality of Life, Englewood Cliffs 1979 (zit. Economics)

– The Theory of Environmental Policy, 2. Aufl., Cambridge 1988 (zit. Theory)

BAUR, MARTIN, Grundlagen für eine ökologische Steuerreform, Notiz im Auftrag der EFV, Bern 2012

BAUR, MARTIN/HIMMEL, MARGRIT, Ökologische Steuerreform: Pläne des Bundesrates für eine zweite Phase der Energiestrategie 2050, in: Die Volkswirtschaft 11/2012, 12 ff.

BECHBERGER, MISCHA/KÖRNER, STEFAN/REICHE, DANYEL, Erfolgsbedingungen von Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt, Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin, 2003

BERGEK, ANNA/JACOBSSON, STAFFAN, Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008, in: Energy Policy 38 (3/2010), 1255 ff.

BEUSCH, MICHAEL, Lenkungsabgaben im Strassenverkehr, Diss. Zürich 1999

BIAGGINI, GIOVANNI, Kommentar BV: Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Zürich 2007 (zit. Kommentar BV, Art. X N Y)

BIGOT, ANNA SOPHIE/KIRST, PHILIPP, Neue Vorgaben für Umweltschutz und Energiebeihilfen, in: Zeitschrift für Umweltrecht 2/2015, 73 ff.

BIRNSTIEL, ALEXANDER/BUNGENBERG MARC/HEINRICH, HELGE (Hrsg.), Europäisches Beihilfenrecht, Baden-Baden 2013

BISCHOF, JUDITH, Rechtsfragen der Stromdurchleitung, Spezialgesetzliche und kartellrechtliche Liberalisierung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes, Diss., Zürich/Basel/Genf 2002

BLUMENSTEIN, ERNST/LOCHER, PETER, System des schweizerischen Steuerrechts, 7. Aufl., Zürich 2016

BÖCKERS, VEIT et al., Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien, Ein Gutachten im Auftrag der RWE AG, Düsseldorf 2011

BONN, MORITZ et al., Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020, Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien, März 2014

BORNER, SILVIO et al., Energiestrategie 2050: Eine institutionelle und ökonomische Analyse, Basel 2014

BORSCHE, THEODOR/ULBIG, ANDREAS/ANDERSSON, GÖRAN, Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende, Speicherstudie, SATW Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (Hrsg.), Zürich 2016

BÖTTCHER, JÖRG, Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben, München 2009

BREEZE, PAUL, The Future of Small, Medium and Large Hydropower Technologies, Technology developments, key costs and the future outlook, London 2010

BREITSCHOPF, BARBARA/DIEKMANN, JOCHEN, Verteilungswirkungen erneuerbarer Energien – Grundlagen, Systematik und methodische Ansätze, Berlin/Karlsruhe 2013

BREWER, THOMAS L., The trade regime and the climate regime: institutional evolution and adaption, in: Climate Policy 3 (4/2003), 329 ff.

BRINDA, BIRGIT/FISLAGE, BERND, Projektfinanzierungsanleihen, in: Gerhard, Markus/Rüschen, Thomas/Sandhövel, Armin (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a.M. 2011, 967 ff.

BUCHMÜLLER, CHRISTIAN, Die Vereinbarkeit einer «Local Content-Regelung» im EEG mit dem WTO-Recht, in: ZNER 3/2012, 253 ff. (zit. ZNER)

– Strom aus erneuerbaren Energien im WTO-Recht, Zur Vereinbarkeit von Einspeisevergütungssystemen und Quotenmodellen mit Zertifikatehandel mit dem WTO-Recht, in: Studien zum Internationalen Wirtschaftsrecht, Bd. 7, Baden-Baden 2013 (zit. Vereinbarkeit)

BUCHANAN, JAMES M./TULLOCK, GORDON, The Calculus of Consent: Logical Foundations of Constitutional Democracy, Ann Arbor 1962

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016), Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration

der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen, Berlin 2016

BÜRER, MARY JEAN/WÜSTENHAGEN, ROLF, Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors, in: Energy Policy 37 (12/2009), 4997 ff.

BURGHERR, PETER/GIROUX, JENNIFER/SPADA, MATTEO, Accidents in the Energy Sector and Energy Infrastructure Attacks in the Context of Energy Security, in: EJRR 6 (2/2015), 271 ff.

BÜRGI, JAKOB/LEUTWILER, HANSPETER, Jahresbericht ISKB 2002, abrufbar unter <http://swissmallhydro.ch/wp-content/uploads/2016/01/Jahresbericht_ISKB_2002.pdf>

BURKHARDT, ANDREA, CO_2-Gesetz: Grenzen und Möglichkeiten, in: URP 1/2010, 71 ff.

CAMENISCH, LIVIA, Klima- und Energielenkungssystem: Normative Überlegungen zu Art. 131*a* E-BV, Zürich/St.Gallen 2016.

CLEMMONS, ERIC K./SCHIMMELBUSCH, HEINZ, The Environmental Prisoners' Dilemma *Or* We're All in This Together: Can I Trust You to Figure it Out? 20. Mai 2007, abrufbar unter <http://opim.wharton.upenn.edu/~clemons/blogs/prisonersblog.pdf>.

COMPETENCE CENTER FOR RESEARCH IN ENERGY, SOCIETY AND TRANSITION (CREST), Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV): Fördern, Lenken, Abwarten? White Paper 3, Januar 2017

COTTIER, THOMAS et al., CO_2 Levies and Tariffs on imported electricity, Assessing the Combability of Options with WTO Law, EU Law and the Free Trade Agreements Switzerland-EEC, Gutachten im Auftrag des BFE und SECO, 8. August 2014 (zit. CO_2 Levies)

– Differential Taxation of Electricity: Assessing the Compatibility with WTO Law, EU Law and the Swiss-EEC Free Trade Agreement, Gutachten im Auftrag des EFV, BFE und SECO, 18. April 2014 (zit. Differential Taxation)

– Energy in WTO Law and Policy, NCCR Trade Working Paper 25, May 2009 (zit. Energy)

COTTIER, THOMAS/ESPA, ILLARIA/HOLZER, KATERYNA, 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, Gutachten im Auftrag des BFE, 8. März 2015

CRAMTON, PETER/OCKENFELS, AXEL/STOFT, STEVEN, Capacity Market Fundamentals, in: Economics of Energy & Environmental Policy 2 (2/2013), 27 ff.

CVP SCHWEIZ, Stellungnahme vom 2. Juni 2015, Vernehmlassung: Verfassungsbestimmung über ein Klima- und Energielenkungssystem, abrufbar unter

<https://www.cvp.ch/sites/default/files/Stellungnahme_CVP_2015_Klima-_und_Lenkungsabgabe.pdf>.

DEES, PHILIPP, Preisbildung in Quotenmodellen zur Förderung Erneuerbarer Energien: Modellierung mit stochastischem Ansatz am Beispiel des schwedischen Quotenmodells, Diss. Erlangen-Nürnberg 2013

DE HAUTECLOCQUE, ADRIEN/SADOWSKA, MALGORZATA, Antitrust Law: A Missing Piece in a Regulatory Puzzle?, in: Hancher, Leigh/de Hauteclocque, Adrien/Sadowska, Malgorzata (Hrsg.), Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics, Oxford 2015

DELIMATSIS, PANAGIOTIS, Financial innovation and climate change: the case of renewable energy certificates and the role of the GATS, in: World Trade Review 8 (3/2009), 439 ff.

DELIMATSIS, PANAGIOTIS/MAVROMATI, DESPINA, GATS, financial services and trade in renewable energy certificates (RECs) – just another market-based solution to cope with the tragedy of the commons?, in: Cottier, Thomas/Nartova, Olga/Bigdeli, Sadeq Z. (Hrsg.), International Trade Regulation and the Mitigation of Climate Change, Cambridge 2009, 231 ff.

DENSING, MARTIN/HIRSCHBERG, STEFAN/TURTON, HAL, Review of Swiss Electricity Scenarios 2050, PSI Bericht Nr. 14–05, Villigen 2014, abrufbar unter <http://www.lib4ri.ch/archive/nebis/PSI_Berichte_000478272/PSI-Bericht_14-05.pdf>

DIEBOLD, NICOLAS/OESCH, MATTHIAS, Die Durchsetzung von WTO-Recht durch Schweizer Unternehmen, in: AJP 12/2008, 1525 ff.

DIEKMANN, JOCHEN et al., Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, in: DIW Wochenbericht 45, Berlin 2012

DINICA, VALENTINA, Support systems for the diffusion of renewable energy technologies – an investor perspective, in: Energy Policy 34 (4/2006), 461 ff.

DONZEL, VALÉRIE, Les redevances en matière écologique, Diss. Lausanne 2002

DACHVERBAND SCHWEIZER VERTEILNETZBETREIBER (DSV), Medienmitteilung vom 12. Juni 2015: Keine übereilte Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems, abrufbar unter <http://www.dsvnet.ch/fileadmin/pdf/2015-06/DSV_Medienmitteilung_2015_06_12_KELS.pdf>

DUVANEL-DONZEL, VALÉRIE, La fiscalité écologique à la lumière des principes généraux du droit, in: URP 1/2007, 37 ff.

ECONOMIESUISSE, Medienmitteilung vom 13. März 2015, Gezielt lenken, statt ineffizient subventionieren, abrufbar unter <http://www.economiesuisse.ch/de/artikel/gezielt-lenken-statt-ineffizient-subventionieren>

EHRENZELLER, BERNHARD et al. (Hrsg.), Die schweizerische Bundesverfassung: St. Galler Kommentar, 3. Aufl., Zürich/St.Gallen 2014. (zit. AUTOR/IN, SG Kommentar BV, Art. X N Y)

EKARDT, FELIX/SCHMEICHEL, ANDREA, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht – Nationale Klimaschutzmassnahmen im EG-Recht, in: ZEuS 2/2009, 171 ff.

ENDRES, ALFRED, Environmental Economics, Theory and Policy, Cambridge 2011

EPINEY, ASTRID, Freiheit des Warenverkehrs, in: Ehlers, Dirk (Hrsg.), Europäische Grundrechte und Grundfreiheiten, 3. Aufl., Berlin 2009, 270 ff.

ERDMANN, GEORG, Volkswirtschaftliche Auswirkungen von Lenkungsabgaben auf Energieträger in der Schweiz, Bern 1997

ERDMANN, GEORG/ZWEIFEL, PETER, Energieökonomik: Theorie und Anwendungen, 2. Aufl., Berlin 2010

EWI, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht, März 2012, abrufbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf

FAGIANI, RICCARDO/BARQUÍN, JULIÁN/HAKVOORT, RUDI, Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs, in: Energy Policy 55 (2013), 648 ff.

FERRONI, FERRUCCIO/HOPKIRK, ROBERT J., Energy Return on Energy Invested (EroEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate isolation, in: Energy Policy 94 (2016), 336 ff.

FILIPPINI, MASSIMO/GEISSMANN, THOMAS, Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht vom 1. Dezember 2015 zu Handen des BFE, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch>

FINON, DOMINIQUE, Pros and cons of alternative policies aimed at promoting renewables, in: European Investment Bank Papers 12 (2/2007), 110 ff.

FINON, DOMINIQUE/PEREZ, YANNICK, The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective, in: Ecological Economics 62 (1/2007), 77 ff.

FÖHSE, KATHRIN S., Die rechtliche Ausgestaltung der nationalen Netzgesellschaft im Stromversorgungsgesetz (StromVG): Unter besonderer Berücksichtigung der Regulierung und Entflechtung des Übertragungsnetzbereichs im 3. Energiebinnenmarktpaket der EU, Diss. Bern, St.Gallen/Zürich 2014 (zit. Netzgesellschaft)

– Die Leiden der jungen Strommarktordnung – aktuelle Probleme des StromVG unter besonderer Berücksichtigung der Rechtsprechung zu Netzgebietszuteilung und Grundversorgung, in: recht 3/2015, 125 ff. (zit. Strommarktordnung)

FREI, FANNY, Makler könnten Risiken mindern: Wie Eigenschaften eines Grünstrommarktes die Liquidität beeinflussen, in: Bulletin SEV/VSE 08, 2016, 21 ff.

FRICK, MARTIN, Das Verursacherprinzip in Verfassung und Gesetz, Diss. Bern 2004

FRISCHKNECHT, ROLF/ITTEN, RENÉ/WYSS, FRANZISKA, Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-scale Systems Operated in Europe, Golden 2015.

FRITSCH, MICHAEL, Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 9. Aufl., München 2014

FRONDEL, MANUEL/RITTER, NOLAN/SCHMIDT, CHRISTOPH M., Photovoltaik: Wo viel Licht ist, ist auch viel Schatten, RWI: Positionen, RWI (Hrsg.), Essen 2007

FRONTIER ECONOMICS, Study on market design for a renewable quota scheme, a final report prepared for energie-nederland, London 2011

FRONTIER ECONOMICS/POLYNOMICS, Direktvermarktung von geförderter erneuerbarer Stromerzeugung, Studie im Auftrag des BFE, London November 2013

GAHLEITNER, GERDA, Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications, in: International Journal of Hydrogen Energy 38 (5/2013), 2039 ff.

GAWEL, ERIK/KORTE, KLAAS, Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen, in: Wirtschaftsdienst 8/2012, 512 ff., abrufbar unter <http://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2012/8/verteilungswirkungen-des-erneuerbare-energien-gesetzes/>

GEIGER, RUDOLF/KHAN, DANIEL-ERASMUS/KOTZUR, MARKUS (Hrsg.), European Union Treaties. A Commentary, München 2015 (zit. AUTOR, in: European Commentary, Art. X N Y)

GÉTAZ, HENRI, GATS – Das allgemeine Abkommen über den Handel mit Dienstleistungen der WTO, in: GATS – General Agreement on Trade in Services, DACH Schriftenreihe, Bd. 15, Zürich 2001, 1 ff.

GÖTZ, MANUEL et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, in: Renewable Energy 85 (2016), 1371 ff.

GRAVE, CARSTEN, Der Begriff der Subvention im WTO-Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen, Berlin 2002

GRIFFEL, ALAIN, Die Grundprinzipien des schweizerischen Umweltrechts, Zürich 2001

GROSS, ROBERT/BLYTH, WILLIAM/HEPTONSTALL, PHILIP, Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs, in: Energy Economics 32 (4/2010), 796 ff.

HAAS, REINHARD et al., A Historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2/2011), 1003 ff. (zit. Historical Review)

HAAS, REINHARD et al., Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries, in: Energy 36 (2010) 1 ff., abrufbar unter <http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_193135.pdf> (zit. Efficiency and Effectiveness)

HÄFLIGER, MARKUS, Stromlobby fordert Not-Subventionen für Wasserkraft, in: Tages-Anzeiger vom 20. April 2017, abrufbar unter <http://www.tagesanzeiger.ch/schweiz/standard/stromlobby-fordert-notsubventionen-fuer-wasserkraft/story/23086774?track>

HAMMER, STEPHAN et al., Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem, Literaturanalyse und Varianten, Studie im Auftrag des BFE und EFV, Schlussbericht vom 5. Juli 2013

HAMMER, STEPHAN/SCHWEGLER, REGINA/ITEN, ROLF, Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse, INFRAS Schlussbericht, Zürich 2011

HANCHER, LEIGH, Capacity Mechanisms and State Aid Control. A European Solution to the 'Missing Money' Problem? In: Hancher, Leigh/de Hauteclocque, Adrien/Sadowska, Malgorzata (Hrsg.), Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics, Oxford 2015

HARTMANN, DIRK, Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Recht – unter Bezugnahme auf internationale Entwicklungen und das Schweizer Recht, Zürich/Basel/Genf 2011

HARTOG, JOHANNA/JUDITH, DANIEL, Marktmachtpotenziale auf dezentralen Leistungsmärkten, in: EnWZ 4/2015, 159 ff.

HAUCAP, JUSTUS/KÜHLING, JÜRGEN, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, in: Energiewirtschaft Tagesfragen 3/2013, 41 ff.

HEAD, CHRIS, Financing of Private Hydropower Projects, World Bank Discussion Paper No. 420, Washington D.C. 2000

HEIMERL, STEPHAN, Projektierung von Wasserkraftvorhaben, in: Gerhard, Markus/Rüschen, Thomas/Sandhövel, Armin (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a.M. 2011, 465 ff.

HELD, ANNE et al., Design features of support schemes for renewable electricity, Task 2 report, Utrecht 2014

HERDEGEN, MATTHIAS, Internationales Wirtschaftsrecht, 10. Aufl., München 2014

HERMES, GEORG, Staatliche Infrastrukturverantwortung, Rechtliche Grundstrukturen netzgebundener Transport- und Übertragungssysteme zwischen Daseinsvorsorge und Wettbewerbsregulierung am Beispiel der leitungsgebundenen Energieversorgung in Europa, Habil. Freiburg i. Br., Tübingen 1998

HERRMANN, CHRISTOPH/WEISS, WOLFGANG/OHLER, CHRISTOPH, Welthandelsrecht, München 2007

HESELHAUS, SEBASTIAN, 1. Teil: Rechtsentwicklung in der Europäischen Union und die Schweiz, in: Epiney, Astrid/Diezig, Stefan (Hrsg.), Schweizerisches Jahrbuch für Europarecht 2013/2014, Zürich 2014, 201 ff. (zit. Rechtsentwicklung EU und Schweiz)

– Europa-Fenster, in: URP 4/2016, 400 ff. (zit. Europa-Fenster)

HESELHAUS, SEBASTIAN/KNAUL, ADRIAN, Aktuelle Entwicklungen im Europäischen Energierecht, in: Schweizerisches Jahrbuch für Energierecht 2014/2015, 253 ff.

HESSELMANN, ANDRÉ/UNSER, MATTHIAS, Infrastruktur als eigene Anlageklasse, in: Reichmuth, Tobias (Hrsg.), Die Finanzierung der Energiewende in der Schweiz, Zürich 2014, 235 ff.

HETTICH, PETER, Kooperative Risikovorsorge, Regulierte Selbstregulierung im Recht der operationellen und technischen Risiken, Habil. St.Gallen, Zürich 2014

HETTICH, PETER/KELLER, CLAUDIA/RECHSTEINER, STEFAN, Telekommunikationsrecht – Recht der audiovisuellen Medien – Stromversorgungsrecht, Entwicklungen 2009, Bern 2010

HETTICH, PETER/PENG, GIAN LUCA, Erleichterte Bewilligung von Solaranlagen in der Rechtspraxis: gut gemeint, wenig effektiv und verfassungsrechtlich fragwürdig, in: AJP 10/2015, 1427 ff.

HETTICH, PETER/WALTHER, SIMONE, «Hype» um Batterien lässt das Verteilnetz vergessen: Skizzen zu einer sachgerechteren Anlastung der Netzkosten, in: Bulletin SEV 12/2015, 24 ff. (zit. Verteilnetz)

– Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, in: ZBl 112 (3/2011), 143 ff. (zit. Rechtsfragen)

HETTICH, PETER/WALTHER, SIMONE/SCHREIBER TSCHUDIN, Sabine, Schweiz ohne Stromabkommen, Zürich 2015

HETTICH, PETER/WETTSTEIN, YANNICK, Rechtsfragen um Kostenanlastungssteuern, in: ASA 78 (9/2009&2010), 537 ff.

HORLICK, GARY/SCHUCHHARDT, CHRISTIANE/MANN, HOWARD, NAFTA Provisions and the Electricity Sector, Background Paper, June 2002

HOWSE, ROBERT, Post-Hearing Submission to the International Trade Commission: World Trade Law and Renewable Energy: The Case of Non-Tariff Measures, 5. Mai 2005

HUBER, CLAUS et al., Green-X. Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market, Final Report of the project Green-X, supported by DG Research, 2004

HUBER, MARIUS, Strom vom Walensee ein Flop?, in: Tages-Anzeiger vom 23. Mai 2016, abrufbar unter <http://www.tagesanzeiger.ch/zuerich/stadt/mehr-fiction-als-science/story/30208810>.

HÜBSCHEN, NIKOLAS, Rückforderung WTO-rechtswidriger Subventionen, Diss. Homburg/Saar 2004

HUNGERBÜHLER, ADRIAN, Grundsätze des Kausalabgabenrechts: Eine Übersicht über die neuere Rechtsprechung und Doktrin, in: ZBl 104 (2003), 505 ff. (zit. Kausalabgaben)

HUNGERBÜHLER, SANDRA, Mit Energie etwas für die Zukunft erreichen, Fachbericht, in: Aqua & Gas 7&8/2016, 38 ff. (zit. Energie)

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), Deploying Renewables, Principles for Effective Policies, Paris 2008 (zit. Deploying Renewables)

– Nordic Energy Technology Perspectives, Pathways to a Carbon Neutral Energy Future, Paris 2013 (zit. Nordic Energy)

ITEN, ROLF, Ökologische Steuerreform: Ausgestaltung und Wirkungen, in: Meier, Ruedi/Messerli, Paul/Gunter, Stephan (Hrsg.), Ökologische Steuerreform für die Schweiz, Chur 1998, 57 ff.

ITEN, ROLF et al., Abfederungsmassnahmen für energie- und treibhausgasintensive Unternehmen im Rahmen eines Klima- und Energielenkungssystems, Studie im Auftrag des BFE und EFV, Schlussbericht, Zürich/Rüschlikon 13. Mai 2015

ITEN, ROLF/SCHÄPPI, BETTINA/MEIER, CLAUDIA, Differenzierte Stromabgabe, Ausgestaltung und Folgen in der Schweiz, Kurzstudie, Schlussbericht, Zürich 6. Juni 2014

JAAG, TOBIAS/KELLER, HELEN, Zur Verfassungsmässigkeit einer Energieabgabe, in: URP 12/1998, 319 ff.

JACOBS, RETO, Marktwirtschaftlicher Umweltschutz aus rechtlicher Sicht, Diss. St. Gallen 1997 (zit. Umweltschutz)

– Möglichkeiten und Grenzen marktwirtschaftlicher Instrumente, in: URP 5/2000, 453 ff. (zit. Möglichkeiten)

JACOBSSON, STAFFAN et al., EU renewable energy support policy: Faith or facts?, in: Energy Policy 37 (6/2009), 2143 ff.

JAFFE, ADAM B./NEWELL, RICHARD G./STAVINS, ROBERT N., Environmental Policy and Technological Change, in: Environmental and Resource Economics 22 (1/2002), 41 ff.

JÄGER, THOMAS, Streitbeilegung und Überwachung als Mittel zur Durchführung des GATT, Diss. Basel 1992

JAGMETTI, RICCARDO, Energierecht, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Bd. VII, Basel 2005

JARAITE, JURATE/KAŽUKAUSKAS, ANDRIUS, The profitability of electricity generating firms and policies promoting renewable energy, in: Energy Economics 40 (2013), 858 ff.

JOHNSON, PAUL/MCKAY, STEVE/SMITH, STEVEN, The Distributional Consequences of Environmental Taxes, London 1990

JOHNSTONE, ANGUS ET AL., The Proposed New EU Renewables Directive, in: European Energy and Environmental Law Review, 2008, 126 ff.

JUNG, CHRISTIAN/THEOBALD, CHRISTIAN, Zusammenschlüsse und Kooperationen in der europäischen und deutschen Energiewirtschaft, in: Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 3. Aufl., München 2011, 205 ff.

KAPPELER, THOMAS, Verfassungsrechtliche Rahmenbedingungen umweltpolitisch motivierter Lenkungsabgaben, Diss. Zürich 2000

KELLER, HELEN/HAUSER, MATTHIAS, Verfassungskonforme Ertragsverwendung einer Klimalenkungsabgabe Funktion und Tragweite des Verfassungsvorbehalts im Abgaberecht, in: AJP 7/2009, 803 ff. (zit. Ertragsverwendung)

– Rechtsgutachten über den verfassungsrechtlichen Rahmen einer Klimalenkungsabgabe des Bundes, Zürich 6. Juni 2008 (zit. Gutachten 2008)

– Rechtsgutachten über die Bundeskompetenz zur Erhebung einer Lenkungsabgabe auf alkoholischen Getränken, Zürich 13. April 2011 (zit. Gutachten 2011)

KILDEGAARD, ARNE, Green certificate markets, the risk of over-investment, and the role of long-term contracts, in: Energy Policy 36 (10/2008), 3413 ff.

KILGUS, SABINE, Effektivität von Regulierung im Finanzmarktrecht, Zürich/St.Gallen 2007

KIRCHGÄSSNER, GEBHARD, Eine moderne Steuer- und Abgabenordnung für die Schweiz, Vorüberlegungen und Grundzüge, Chur/Zürich 1999 (zit. Steuer- und Abgabenordnung)

– Ökologische Steuerreform: Utopie oder realistische Alternative?, in: Krause-Junk, Gerold/Richter, Rudolf (Hrsg.), Steuersysteme der Zukunft, Jahrestagung 1996, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften in Kassel, Bd. 256, Berlin 1998 (zit. Ökologische Steuerreform)

KLAUS, SAMUEL, Deregulierung der netzbasierten Infrastruktur, Identifikation und Analyse von Lenkungsinstrumenten im Rahmen von De-/Regulierungsvorgängen in Primärinfrastruktursektoren, Diss. Zürich 2009

KLESSMANN, CORINNA et al., Ausschreibungen für erneuerbare Energien, Wissenschaftliche Empfehlungen, Studie im Auftrag des BMWi, 7. Juli 2015

KOKOTT, JULIANE, Liberalisierung der Finanzdienstleistungen im Rahmen der WTO - Auswirkungen auf Deutschland, Österreich und die Schweiz, in: RIW 46 (6/2000), 401 ff.

KOPP, OLIVER et al., Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013

KRAJEWSKI, MARKUS, Wirtschaftsvölkerrecht, 3. Aufl., Heidelberg 2012

KRATZ, BRIGITTA, Rechtliche Rahmenbedingungen des Stromhandels, in: Weber, Rolf H. (Hrsg.), Stromhandel, Zürich/ Basel/Genf 2007, 77 ff.

KRATZ, BRIGITTA et al., Kommentar zum Energierecht, Bd. I: WRG/EleG/StromVG, Bern 2016. (zit. AUTOR/IN, Kommentar Energierecht, Art. X N Y)

KÜCHLER, SWANTJE/HORST, JURI, Strom- und Energiekosten der Industrie, Pauschale Vergünstigungen auf dem Prüfstand, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace e.V., 2012, abrufbar unter <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/2012-FOES-IZES-Verguenstigungen-Industrie_0.pdf>

LAMBERTZ, JOHANNES et al., Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (7/2012), 16 ff.

LANGE, JÜRGEN H., Einführung in die Projektfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten, in: Gerhard, Markus/Rüschen, Thomas/Sandhövel, Armin (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a.M. 2011, 643 ff.

LÄUBLI, MARTIN, Druckluftbatterie in den Alpen, in: Tages-Anzeiger Online vom 27. Dezember 2016, abrufbar unter <http://www.tagesanzeiger.ch/wissen/technik/druckluft-batterie-in-den-alpen/story/15469479>

LAY, ANICÉE, Massnahmen zum Ausgleich der Kosten des europäischen Emissionszertifikatehandels, Eine europa- und WTO-rechtliche Untersuchung, in: ZStöR, Bd. 203, Zürich 2012, 144 ff.

LESCHKE, MARTIN, Regulierungstheorie aus ökonomischer Sicht, in: Fehling, Michael/Ruffert, Matthias (Hrsg.), Regulierungsrecht, Tübingen 2010, 281 ff.

LÜBBIG, THOMAS/ FUCHS, MARIE-CHRISTINE, Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit eines Direktvermarktungsmodells gemäss der Verordnungsermächtigung in § 95 Abs. 6 EEG 2014 mit dem Europarecht, Rechtsgutachten erstattet im Auftrag des BMWi vom 7. Oktober 2015

LUENGO HERNÁNDEZ DE MADRID, GUSTAVO E., Regulation of Subsidies and State Aids in WTO and EC Law: Conflicts in International Trade Law, Alphen aan den Rjin 2007

LÜTHI, SONJA/WÜSTENHAGEN, ROLF, The price of policy risk – Empirical insights from choice experiments with European photovoltaic project developers, in: Energy Economics 34 (4/2012), 1001 ff.

MALLON, KARL, Renewable Energy Policy and Politics, New York 2006

MALUMFASHI, GARBA I., Procurement policies, Kyoto compliance and the WTO Agreement on Government Procurement: the case of the EU green electricity procurement and the PPMs debate, in: Cottier, Thomas/Nartova, Olga/Bigdeli, Sadeq Z. (Hrsg.), International Trade Regulation and the Mitigation of Climate Change, Cambridge 2009, 328 ff.

MANKIW, N. GREGORY, Smart Taxes: An Open Invitation to Join the Pigou Club, in: Estern Economic Journal 35 (1/2009), 14 ff.

MANKIW, N. GREGORY/TAYLOR, MARK P., Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, aus dem Englischen übersetzt von Adolf Wagner und Marco Herrmann, 5. Aufl., Stuttgart 2012

MARCU, ANDREI et al., Carbon Leakage: An overview, in: CEPS Special Report 79 (2013)

MATSUSHITA, MITSUO/SCHOENBAUM, THOMAS J./MAVROIDIS, PETROS C., The World Trade Organization: Law, Practice and Policy, 2. Aufl., Oxford/New York 2006

MAUCH, SAMUEL P. et al., Ökologische Steuerreform, Europäische Ebene und Fallbeispiel Schweiz, Chur/Zürich 1992

MAURER, LUIZ T. A./BARROSO, LUIZ A., Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices, World Bank Study, Washington D.C. 2011

MENANTEAU, PHILLIPPE/FINON, DOMINIQUE/LAMY, MARIE-LAURE, Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, in: Energy Policy 31 (8/2003), 799 ff.

MENDONÇA, MIGUEL/JACOBS, DAVID/SOVACOOL, BENJAMIN, Powering the Green Economy. The Feed-in Tariff Handbook, London 2010

MEYER ZU HIMMERN, ANNE-CHRISTINE, Strukturelle Auswirkungen umweltpolitischer Massnahmen zur Bekämpfung des Treibhauseffektes, Diss. St. Gallen 1997

MEYER ZU HIMMERN, ANNE-CHRISTINE/KIRCHGÄSSNER, GEBHARD, Umweltschutz und internationale Wettbewerbsfähigkeit, in: Jochimsen, Maren/Kirchgässner, Gebhard (Hrsg.), Schweizerische Umweltpolitik im internationalen Kontext, Basel 1995, 43 ff.

MICHAELS, ROBERT J., National Renewable Portfolio Standard: Smart Policy or Misguided Gesture? In: Energy Law Journal 29 (2008), 79 ff.

MIGROS, Medienmitteilung vom 17. Oktober 2016, Migros hat die leistungsstärkste Solaranlage ausgebaut, abrufbar unter <https://www.migros.ch/de/news/medienmitteilungen/2016/migros-hat-die-leistungsstaerkste-solaranlage-ausgebaut.html>

MITCHELL, CATHERINE/BAUKNECHT DIERK/CONNOR, PETER M., Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, in: Energy Policy 34 (3/2006), 297 ff.

MONJON, STÉPHANIE/QUIRION, PHILIPPE, How to Design a Border Adjustment for the European Union Emissions Trading System?, in: Energy Policy 38 (9/2010), 5199 ff.

MIJUK, GORDANA, Schweizer Wasserkraft: Im Subventionsfieber, NZZaS vom 13. April 2015

MÜLLER, ANDRÉ, Ökologische Steuerreform – Rückverteilung und Ausnahmeregelung, Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz, Schlussbericht vom 5. Juli 2013 im Auftrag des EFV und BFE (zit. Ökologische Steuerreform)

MÜLLER, ANDRÉ/BITSCH, CHRISTIAN, Grünstromzertifikate im EG-Binnenmarkt, in: ZNER 3/2008, 197 ff.

MÜLLER, ANDRÉ et al., Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050, 2. Phase der vertieften Regulierungsfolgenabschätzung zu den Massnahmen KEV, Stromeffizienzziele, Wettbewerbliche Ausschreibungen und Grossverbraucher, Schlussbericht vom 18. April 2013 im Auftrag des SECO

MÜLLER, ANDRÉ/SPILLMANN, CORINNE, Auswirkungen eines Klima- und Energielenkungssystems für 2030, Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz, Schlussbericht vom 13. Januar 2015 im Auftrag des BFE, BAFU und EFV

MÜLLER, ANDRÉ/SUTER, STEFAN, Umweltabgaben auf kantonaler Ebene mit einnahmeseitiger Kompensation (MUEK), in: Meier, Ruedi/Messerli, Paul/Gunter, Stephan (Hrsg.), Ökologische Steuerreform für die Schweiz, Chur 1998, 79 ff.

MÜLLER, GEORG/UHLMANN, FELIX, Elemente einer Rechtssetzungslehre, 3. Aufl., Zürich 2013

MÜLLER, RETO, Energiewende: Neue Politik in altem Kleid?, in: ZBl 114 (12/2013), 635 ff. (zit. Energiewende)

NOWAK, CARSTEN, Subventionen, in: Hilf, Meinhard/Oeter, Stefan (Hrsg.), WTO-Recht: Rechtsordnung des Welthandels, 2. Aufl., Baden-Baden 2010, 306 ff.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD), Taxation, Innovation and the Environment, 2010, abrufbar unter <http://www.keepeek.com/Digital-Asset-Management/oecd/environment/taxation-innovation-and-the-environment_9789264087637-en#page4>

OHLS, UWE/FENK, SEBASTIAN/MOSLENER, ULF, Finanzierung von Wasserkraftprojekten, in: Gerhard, Markus/Rüschen, Thomas/Sandhövel, Armin (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a.M. 2011, 761 ff.

OHLS, UWE/MOSLENER, ULF, Die Rolle von Förder- und Entwicklungsbanken beim Ausbau Erneuerbarer Energien, in: Gerhard, Markus/Rüschen, Thomas/Sandhövel, Armin (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a.M. 2011, 61 ff.

OPPERMANN, THOMAS/CLASSEN, CLAUS DIETER/NETTESHEIM, MARTIN, Europarecht, 5. Aufl., 2011

ORTLIEB, BIRGIT, EuGH, Urteil vom 01.07.2014, Az. C-573/12: Ålands Vindkraft AB, in: EWeRK 5/2014, 297 ff.

PERNER, JENS et al., Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes, Bericht für Bundesamt für Energie (BFE), London 2015, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/themen/00486/00488/index.html?lang=de&dossier_id=06513>

PETSONK, ANNIE, The Kyoto Protocol and the WTO: Integrating Greenhouse Gas Emissions Allowande Trading into the Global Marketplace, in: Duke Environmental Law & Policy Forum 10 (1999), 185 ff.

PIGOU, ARTHUR C., The Economics of Welfare, 4. Aufl., London 1932

PINELLI, DAVIDE, Rechtliche Rahmenbedingungen erneuerbarer Energien im Lichte der Nachhaltigen Entwicklung, Eine Untersuchung unter besonderer Berücksichtigung der kostendeckenden Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 7*a* Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998, in: Rausch, Heribert/Griffel, Alain (Hrsg.), Schriftenreihe zum Umweltrecht, Bd. 27, Diss. Luzern, Zürich 2014.

POSNER, RICHARD A., Theories of Economic Regulation, in: The Bell Journal of Economics and Management Science 5 (1974), 335 ff.

POTTS, JASON, The Legality of PPMs under the GATT, Challenges and Opportunities for Sustainable Trade Policy, International Institute for Sustainable Development 2008

PITSCHAS, CHRISTIAN, Das Übereinkommen über Subventionen und Ausgleichsmassnahmen, in: Priess, Hans-Joachim/Berrisch, Georg M. (Hrsg.), WTO-Handbuch, München 2003, 429 ff.

RAGWITZ, MARIO/DEL RÍO GONZÁLES, PABLO/RESCH, GUSTAV, Assessing the advantages and drawbacks of government trading of guarantees of origin for renewable electricity in Europe, in: Energy Policy 37 (1/2009), 300 ff.

RECHSTEINER, RUDOLF, Umweltschutz per Portemonnaie, Wege zur sauberen Wirtschaft, Zürich 1990

REGAN, DONALD H., 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 ff.

RHINOW, RENÉ A. et al., Öffentliches Wirtschaftsrecht, 2. Aufl., Basel 2011

RICHLI, PAUL, Grundriss des schweizerischen Wirtschaftsverfassungsrechts, Bern 2007

RIEDER, STEFAN et al., Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), Studie im Auftrag des BFE, Bern 2012

RIEWE JOHANNES, Kapazitätsmechanismen – Perspektiven des Wettbewerbs- und Kartellrechts, in: EWeRK 3/2016, 229 ff. (zit. Kapazitätsmechanismen)

– Versorgungssicherheit durch Kapazitätsmechanismen, Eine ökonomisch-juristische Analyse, Baden-Baden 2016 (zit. Versorgungssicherheit)

RINGEL, MARC, Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates, in: Renewable Energy 31 (1/2006), 1 ff.

RIVA, ENRICO, Wohlerworbene Rechte – Eigentum – Vertrauen: Dogmatische Grundlagen und Anwendung auf die Restwassersanierungen nach Art. 80 des eidgenössischen Gewässerschutzgesetzes, Bern 2007

ROHRER, SEBASTIAN/ELSPAS, EMANUEL, Ausschreibungsverfahren für PV-Freiflächenanlagen (Newsletter vom Februar 2015), abrufbar unter <http://www.beitenburkhardt.com/de/downloads/downloads>

ROTH, THOMAS, Die erste Etappe der Energiestrategie 2050 liegt vor, in: Die Volkswirtschaft 10/2013, 55 ff.

RUSCHE, TIM MAXIAN, EU Renewable Electricity Law and Policy, Cambridge 2015

SAVIOZ, MARCEL R., Die Zukunft der Hydroelektrizität im deregulierten Elektrizitätsmarkt: Ein Diskussionsbeitrag, Diskussionspapier Nr. 9906 der Volkswirtschaftlichen Abteilung der Universität St.Gallen, St.Gallen 1999

SCHÄFER, HANS-BERND/OTT, CLAUS, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, 5. Aufl., Berlin 2012

SCHILLINGER, MORITZ/SCHLECHT, INGMAR/WEIGT HANNES, An Island in the Middle of Europe? The Costs of Swiss Electricity Autarky, CREST Working Papers, Basel 2017

SCHINTOWSKI, HANS-PETER, Ålands – War's das?, in: EWeRK 5/2014, 302 ff.

SCHMALENSEE, RICHARD, Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy, in: Review of Environmental Economics and Policy 6 (1/2012), 45 ff.

SCHMIDT, CHRISTOPH M., Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.), Essen 2012

SCHOLL, PHYLLIS, Elektrizität, in: Biaggini, Giovanni et al. (Hrsg.), Fachhandbuch Verwaltungsrecht, Expertenwissen für die Praxis, Zürich/Basel/Genf 2015

SCHÖNENBERGER, MICHAEL, Lob und harsche Kritik, Reaktionen zu Lenkungsabgaben, in: NZZ Online vom 14. März 2015, abrufbar unter <http://www.nzz.ch/schweiz/zwiespaeltige-reaktionen-zur-interventionspolitik-des-bundesrats-1.18501653>.

SCHWARZE, JÜRGEN, Soft Law im Recht der Europäischen Union, in: EuR 1/2011, 3 ff.

SCRUZZI, DAVIDE, Grosskraftwerk am Walensee, Solarprojekt steht vor einem steinigen Weg, NZZ vom 29. Juni 2015, abrufbar unter <http://www.nzz.ch/schweiz/solarprojekt-steht-vor-einem-steinigen-weg-1.18571129>

SEA, Läget på Elmarknaden, Vecka 5 år 2017, abgerufen unter <http://ei.se/sv/NYHETSRUM/NYHETSBREV/LAGET-PA-ELMARKNADEN/>

SEITZ, CLAUDIA/BREITENMOSER, STEPHAN, 2. Teil: Abhandlungen: Energie- und Umweltbeihilfen im EU-Beihilferecht unter Berücksichtigung internationaler Vorgaben der Klimarahmenkonvention und des Kyoto-Protokolls, in: Epiney, Astrid/Diezig, Stefan (Hrsg.), Schweizerisches Jahrbuch für Europarecht 2013/2014, Zürich 2014, 257 ff.

SELIVANOVA, YULIA, The WTO agreements and energy, 275 ff. in: Talus, Kim (Hrsg.), Research Handbook on International Energy Law, Cheltenham/Northampton 2014

SENTI, RICHARD, GATT: Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen als System der Welthandelsordnung, Zürich 1986

SKJELVIK, JOHN MAGNE/BRUVOLL, ANNEGRETTE/IBENHOLT, KARIN, Greening the economy: Nordic experiences and challenges, Kopenhagen 2011

SPECK, STEFAN, Overview of Environmental Tax Reforms in EU member states, WP 1, in: Andersen, Mikael Skou et al. (Hrsg.), Competitiveness Effects of Environmental Tax Reforms (COMETR), Final Report to the European

Commission, DG Research and DG Taxation and Customs Union, Aarhus 2007

SPECK, STEFAN/JILKOVA, JIRINA, Design of Environmental Tax Reforms in Europe, in: Andersen, Mikael Skou/Ekins Paul (Hrsg.), Carbon-Energy Taxation, Lessons from Europe, New York 2009, 24 ff.

SPENGEL, CHRISTOPH/WÜNSCHE, ALEXANDER, Umweltschutz durch Abgaben – Eine juristische und ökonomische Beurteilung von Umweltabgaben in: Hohmeyer (Hrsg.), Ökologische Steuerreform, ZEW-Wirtschaftsanalysen, Bd. 1, 1. Aufl., Baden-Baden 1995

SPILLMANN, ANDREAS/STAEHELIN-WITT, ELKE, Konflikte und Widerstände, in: Frey, René L./ Staehelin-Witt, Elke/Blöchliger, Hansjörg (Hrsg.), Mit Ökonomie zur Ökologie, Analyse und Lösungen des Umweltproblems aus ökonomischer Sicht, Basel 1993, 117 ff.

SP SCHWEIZ, Medienmitteilung vom 13. März 2015, Lenkungsabgabe muss die Energiewende verstärken, abrufbar unter <https://www.sp-ps.ch/de/publikationen/medienmitteilungen/lenkungsabgabe-muss-die-energiewende-verstarken> (zit. Medienmitteilung vom 13. März 2015)

– Stellungnahme vom 9. Juni 2015, Verfassungsbestimmung für ein Klima- und Energielenkungssystem: Stellungnahme SP Schweiz, abrufbar unter <https://www.sp-ps.ch/de/themen/umwelt-und-energie>. (zit. Stellungnahme vom 9. Juni 2015)

STALDER, HELMUT, Subventionen für die Wasserkraft: Dreister Etikettenschwindel, NZZ Online vom 30. April 2017.

STARN, JASPAR, Sweden Sees Red Over Google and Ikea's Green Goals, abrufbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-09/google-ikea-nordic-wind-power-crush-comes-too-soon-for-sweden>

STAUB-BISANG, MIRJAM, Infrastrukturanlagen im Bereich erneuerbare Energie als Antwort auf die Bedürfnisse institutioneller Investoren im Tiefzinsumfeld, in: Reichmuth, Tobias (Hrsg.), Die Finanzierung der Energiewende in der Schweiz, Zürich 2014, 251 ff.

STEINER, PETER, Die Umsetzung des Verursacherprinzips durch das Umweltschutzrecht, Eine Darstellung der Vorschriften des Bundes und der Kantone Basel-Stadt und Basel-Landschaft, Diss. Basel 1999

STEPHAN, GUNTER, Zehn Überlegungen zur Ökologischen Steuerreform, in: Meier, Ruedi/Messerli, Paul/Gunter, Stephan (Hrsg.), Ökologische Steuerreform für die Schweiz, Chur 1998, 15 ff.

STIFTUNG KOSTENDECKENDE EINSPEISEVERGÜTUNG (KEV), Geschäftsbericht 2009, Frick 2010. (zit. Geschäftsbericht 2009)

– Geschäftsbericht 2010, Frick 2011 (zit. Geschäftsbericht 2010)

– Geschäftsbericht 2011, Frick 2012 (zit. Geschäftsbericht 2011)

– Geschäftsbericht 2012, Frick 2013 (zit. Geschäftsbericht 2012)
– Geschäftsbericht 2013, Frick 2014 (zit. Geschäftsbericht 2013)
– Geschäftsbericht 2014, Frick 2015 (zit. Geschäftsbericht 2014)
– Geschäftsbericht 2015, Frick 2016 (zit. Geschäftsbericht 2015)
– Jahresrechnung 2009, Frick 2010 (zit. Jahresrechnung 2009)
– Jahresrechnung 2010, Frick 2011 (zit. Jahresrechnung 2010)
– Jahresrechnung 2011, Frick 2012 (zit. Jahresrechnung 2011)

STIGLER, GEORGE J., The Theory of Economic Regulation, in: The Bell Journal of Economics and Management Science, 2 (1971), 3 ff.

STOIBER, BENEDIKT, Das Streitschlichtungsverfahren der Welthandelsorganisation, Diss. Frankfurt am Main 2004

STOLL, PETER-TOBIAS/SCHORKOPF, FRANK, WTO – World Economic Order, World Trade Law, Leiden 2006

STRAUB, PHILIPP, Der Zugang zu den Elektrizitätsnetzen in Europa und der Schweiz, Diss. Basel 2005

STURM, BODO/VOGT, CARSTEN, Umweltökonomik: Eine anwendungsorientierte Einführung, Heidelberg 2011

TECHERT, HOLGER/NIEHUES, JUDITH/BARDT, HUBERTUS, Ungleiche Belastung durch die Energiewende: Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren, in: Wirtschaftsdienst 8/2012, 508 ff., abrufbar unter <http://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2012/8/verteilungswirkungen-des-erneuerbare-energien-gesetzes/>

TIETJE, CHRISTIAN (Hrsg.), Internationales Wirtschaftsrecht, 2. Aufl., Berlin/Boston 2015

TRINKNER, URS et al., Umgang mit bestehenden Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Schweiz, Schlussbericht im Auftrag des BFE, Oktober 2016.

TSCHANNEN PIERRE/ZIMMERLI, ULRICH/MÜLLER, MARKUS, Allgemeines Verwaltungsrecht, 4. Aufl., Bern 2014

TUERK, ANDREAS et al., Linking Emissions Trading Schemes, Synthesis Report, Mai 2009, abrufbar unter: https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/pdf/Publikationen/Tuerk_Sterk_Haites_Mehling_Flachsland_Kimura_Betz_Jotzo_2009_Linking_Emissions_Trading_Schemes.pdf

VALLENDER, KLAUS, Grundzüge des Kausalabgabenrechts: Gebühren, Vorzugslasten, Ersatzabgaben, in: Schriftenreihe Finanzwirtschaft und Finanzrecht, Bd. 20, Bern 1976 (zit. Grundzüge)

– Ökologische Steuerreform und eidgenössische Energieabgaben, in: URP 5/2000, 525 ff. (zit. Steuerreform)

VALLENDER, KLAUS A./HETTICH, PETER/LEHNE, JENS, Wirtschaftsfreiheit und begrenzte Staatsverantwortung, 4. Aufl., Bern 2006

VALLENDER, KLAUS A./JACOBS RETO, Ökologische Steuerreform, Bern 2000

VAN DEN BOSSCHE, PETER/ZDOUC, WERNER, The Law and Policy of the World Trade Organization, Text Cases and Materials, 3. Aufl., Cambridge 2013

VAN DER ELST, RENAUD, Le defis de la nouvelle directive sur les energies renouvelables et son impact sur le commerce intra- et extracommunautaire, in: Buschle, Dirk/Hirsbrunner, Simon/Kaddous, Christine (Hrsg.), European Energy Law, Droit européen de l'énergie, Basel 2011, 179 ff.

VAN DER LINDEN, N. H. et al., Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms, Mai 2005

VEDDER, HANS et al., EU Energy Law, in: Energy Law in Europe, National, EU and International Regulation, 3rd Ed., in: Roggenkamp, Martha M. et al. (Hrsg.), Oxford 2016

VERBRUGGEN, AVIEL, Tradable green certificates in Flanders (Belgium), in: Energy Policy 32 (2/2004), 165 ff.

VERBRUGGEN, AVIEL/LAUBER, VOLKMAR, Assessing the performance of renewable electricity support instruments, Energy Policy 45 (2012), 635 ff.

VEREINIGUNG FÜR UMWELTRECHT (Hrsg.), Kommentar zum Umweltschutzgesetz, 2. Aufl., Zürich 2004 (zit. AUTOR/IN, Kommentar USG)

VERGANO, PAOLO R./LAURENZA, EUGENIA C., Subsidies to Renewable Energy Sources and International Trade: Issus and Tools to Reconcile Trade Rules and Environmental Policies, in: Global Trade Journal 5 (6/2010), 223 ff.

VILLIGER, KASPAR, Demokratie und konzeptionelles Denken: Politik im Spannungsfeld von ökonomischen Zwängen, Emotionen und Zufällen, Zürich 2015

VISCUSI, KIP W./HARRINGTON, JOSEPH E. JR./VERNON, JOHN M., Economics of regulation and antitrust, 4. Aufl., Cambridge 2005

VOLMERT BARBARA, Rechtsfragen der Verknüpfung von Emissionshandelssystemen, Verbindungsmöglichkeiten der Europäischen Union mit Australien, den USA und Japan, Kassel 2016

VON DER GROEBEN, HANS/SCHWARZE, JÜRGEN/HATJE, ARMIN (Hrsg.), Kommentar zum europäischen Unionsrecht, Bd. 3., 7. Aufl., Baden-Baden 2015 (zit. AUTOR/IN, Kommentar AEUV)

VON STOKAR, THOMAS/MAUCH, SAMUEL/ITEN, ROLF, Marktwirtschaftliche Instrumente für einen ökologischen Strukturwandel, Übersicht über die Entwicklungstrends, in: BfK (Hrsg.), Strukturberichterstattung, Bern 1993

VERBAND SCHWEIZERISCHER ELEKTRIZITÄTSUNTERNEHMEN (VSE), (Hrsg.), Grosswasserkraft, Aarau 2014, abrufbar unter <http://www.strom.ch/fileadmin/_migrated/content_uploads/07_Grosswasserkraft.pdf>

– Medienmitteilung vom 11. Juni 2015, Vernehmlassung zum Klima- und Energielenkungssystem: VSE fordert Fokus auf Klimaschutz und Gesamtenergieeffizienz, abrufbar unter <https://www.strom.ch/de/metanavigation/medien/medienmitteilungen.html>

WAGNER PFEIFER, BEATRICE, Rechtliche Aspekte der Reduktion von Treibhausgasemissionen im Unternehmen, in: URP 2/2014, 137 ff.

WALDMANN, BERNARD/BELSER, EVA MARIA/EPINEY, ASTRID (Hrsg.), Schweizerische Bundesverfassung (BV), Basler Kommentar, Basel 2015 (AUTOR/IN, Basler Kommentar BV, Art. X N Y)

WALTHER, SIMONE, Netzkonvergenz und rechtliche Regulierung, in: Aqua & Gas 5/2017, 14 ff. (zit: Netzkonvergenz)

– Schweizerische Energieversorgungssicherheit, in: Sicherheit & Recht 2/2014, 125 ff. (zit. Energieversorgungssicherheit)

– Kooperative Steuerungsinstrumente im schweizerischen Stromversorgungsrecht, Diss. Zürich/St.Gallen 2014 (zit. Steuerungsinstrumente)

WEBER ROLF H./KRATZ BRIGITTA, Elektrizitätswirtschaftsrecht, Bern 2005

WEIGT, JÜRGEN, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union: Probleme und Herausforderungen im Spannungsfeld zwischen Binnenmarkt und Umweltschutz, Diss. Düsseldorf, Frankfurt a.M. et al. 2009

WEIMANN, JOACHIM, Institutionen für die Beherrschung globaler Commons und global öffentlicher Güter, Kurzexpertise für die Enquete-Kommission «Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität» des Deutschen Bundestags, Berlin 2010

WERKSMANN, JACOB, Greenhouse Gas Emissions Trading and the WTO, in: RECIEL 8 (3/1999), 251 ff.

WIEDERKEHR, RENÉ, Sonderabgaben, in: recht 2017, 43 ff.

WILSON, JAMES Q., Bureaucracy, New York 1989

WINKLER, JENNY et al., Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter?, in: Energy Policy 93 (2016), 157 ff.

WISER, RYAN H./PICKLE, STEVEN J., Financing investments in renewable energy: the impacts of policy design, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews 2 (4/1998), 361 ff.

WITHANA, S. et al., Evaluation of environmental tax reforms: International experiences, Studie im Auftrag des SECO und EFV, Brüssel 2013

WOLFRUM RÜDIGER/STOLL PETER-TOBIAS/HESTERMEYER HOLGER P. (Hrsg.), WTO – Trade in Goods, Leider/Boston 2011 (zit. Autor, WTO Kommentar, Art. X N Y)

WOODMAN, BRIDGET/MITCHELL, CATHERINE, Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010, in: Energy Policy 39 (7/2011), 3914 ff.

WWF SCHWEIZ, Medienmitteilung vom 13. März, Energielenkungssystem: ein gefährlicher Blindgänger, abrufbar unter <http://www.wwf.ch/de/aktuell/medien/medienmitteilungen/?1912/Energielenkungssystem-ein-ge faumlhrlicher-Blindgaumlnger>

ZIEGLER, ANDREAS R., Wirtschaftsvölkerrecht der Schweiz: Eine Einführung unter Einschluss des Aussenwirtschaftsrechts, Bern 2010

ZIMMERMANN, HORST/WOHLTMANN, MATTHIAS/HANSJÜRGENS, BERND, Umweltabgaben und Innovation, Berlin 1996

Materialien und amtliche Publikationen

BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE), Auslegeordnung Strommarkt nach 2020: Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien vom 23. Dezember 2016, Bern 2017, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Bericht Auslegeordnung Strommarkt)

– Auslegeordnung Strommarkt nach 2020: Kurzbericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien vom 3. Januar 2017, Bern 2017, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Kurzbericht Auslegeordnung Strommarkt)
– Die wichtigsten Stromspeichermethoden, in: energeia 3/2014, 6 ff., abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Stromspeichermethoden)
– Differenzierte Stromabgabe, Erkenntnisse aus den Rechtsgutachten zu einer differenzierten Stromabgabe sowie ökonomische Einschätzung zur Umsetzbarkeit, 19. März 2015 (zit. Stromabgabe)
– Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese, Bern Januar 2007 (zit. Energieperspektiven 2035)
– Energieperspektiven 2050, Zusammenfassung vom 5. Oktober 2013, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Energieperspektiven 2050)
– Faktenblatt zur Energiestrategie 2050, Direktvermarktung von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeisevergütung, Bern Januar 2014 (zit. Faktenblatt ES 2050)
– Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, Bern 2012 (zit. Folgeabschätzung)
– Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: Zubau und Kosten bis 2045 gemäss Modell UREK-S, 19. August 2015 (zit. Förderung: Zubau und Kosten gemäss Modell UREK-S)
– Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung, Schlussbericht, Bern 2006 (zit. Förderung erneuerbarer Energien)
– Füllungsgrad der Speicherseen 2016, Sonntag 24h, Wochenbericht Speicherinhalt, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/> (zit. Füllungsgrad Speicherseen 2016)
– Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2016, Bern 2016, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/> (zit. Gesamte Erzeugung Schweiz)
– Grundlagen Energieversorgungssicherheit, Bericht zur Energiestrategie 2050, Bern 2012 (zit. Energieversorgungssicherheit)

- Medienmitteilungen. abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/index.html?lang=de> (zit. Medienmitteilung vom [Datum])
- Reglement HKN-Lenkungsgremium vom 1. Dezember 2008, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00614/index.html?lang=de&dossier_id=01144> (zit. Reglement HKN)
- Rentabilität der bestehenden Wasserkraft, Bericht zu Handen der UREK-N, 7. August 2014 (zit. Rentabilität Wasserkraft)
- Richtlinie Mehrkostenfinanzierung (MKF) gemäss Art. 7 Abs. 5 EnG (Fassung vom 26. Juni 1998) und Art. 5*a*-5*c* EnV (Fassung vom 7. Dezember 1998), Version 1.3 vom 2. August 2014 (zit. Richtlinie MKF)
- Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2007, Bern 2008 (zit. Elektrizitätsstatistik 2015)
- Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014, Bern 2015 (zit. Elektrizitätsstatistik 2015)
- Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015, Bern 2016 (zit. Elektrizitätsstatistik 2015)
- Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2015 vom 12. Juli 2016 (zit. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2015)
- Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1. Januar 2016, Bern 2015, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Statistik Wasserkraftanlagen)
- Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien: Bericht vom 20. Juni 2014 in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) vom 12. März 2009, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch> (zit. Wirkung)

BUNDESAMT FÜR JUSTIZ (BJ), Verfassungsfragen zum Ausstieg aus der Kernenergie, Gutachten vom 8. August 2011, Bern 2011

BUNDESAMT FÜR RAUMENTWICKLUNG (ARE), Bericht des Bundesrates zur möglichen Einführung von Road Pricing in der Schweiz in Erfüllung des Postulats 04.3619 KVF Nationalrat vom 16. November 2004, Bern 2007

- Konzept Windenergie: Basis zur Berücksichtigung der Bundesinteressen bei der Planung von Windenergieanlagen – Entwurf für die Anhörung und öffentliche Mitwirkung vom 22. Oktober 2015, abrufbar unter <http://www.are.admin.ch>

BUNDESAMT FÜR UMWELT (BAFU), Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO_2-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013-2020), Bern 2016

BUNDESKARTELLAMT, Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), «Ein Strommarkt für die Energiewende», 2015

BUNDESMINISTERIUM DER FINANZEN, Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen, Berlin 2010

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015, Berlin 2016

BUNDESNETZAGENTUR, Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bonn März 2012

BUNDESNETZAGENTUR/BUNDESKARTELLAMT, Monitoringbericht 2016: Monitoringbericht gemäss § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB vom 30. November 2016, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de>

BUNDESRAT, Botschaft vom 7. Dezember 1987 über einen Energieartikel in der Bundesverfassung, BBl 1988 I 337 ff. (zit. Botschaft Energieartikel)

– Botschaft vom 21. Dezember 1988 betreffend den Bundesbeschluss über eine sparsame und rationelle Energieverwendung (Energienutzungsbeschluss, ENB), BBl 1989 I 497 ff. (zit. Botschaft ENB)

– Botschaft vom 21. August 1996 zum Energiegesetz (EnG), BBl 1996 IV 1005 ff. (zit. Botschaft EnG 1996)

– Botschaft Botschaft vom 20. November 1996 über eine neue Bundesverfassung, BBl 1997 I 1 ff. (zit. Botschaft BV 1996)

– Botschaft zu den WTO/GATS-Vereinbarungen im Bereich der Finanzdienstleistungen vom 27. Mai 1998, BBl 1998 3460 ff. (zit. Botschaft Finanzdienstleistungen)

– Botschaft vom 3. Dezember 2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz, BBl 2005 1611 ff. (zit. Botschaft StromVG 2004)

– Botschaft vom 26. August 2009 über die Schweizer Klimapolitik nach 2012 (Revision des CO_2-Gesetzes und eidgenössische Volksinitiative «Für ein gesundes Klima»), BBl 2009 7433 ff. (zit. Botschaft Klimapolitik nach 2012)

– Botschaft vom 4. September 2013 zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 7561 ff. (zit. Botschaft ES 2050)

– Botschaft vom 28. Oktober 2015 zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBl 2015 7877 ff. (zit. Botschaft KELS)

– Medienmitteilung. abrufbar unter <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.html> (zit. Medienmitteilung vom [Datum])

– Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz, Bericht vom 17. September 2010 (zit. Infrastrukturnetze)

EIDGENÖSSISCHES FINANZDEPARTMENT (EFD), Grundlagenbericht, Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem, Varianten eines Energielenkungssystems, 2. September 2013

EIDGENÖSSISCHE FINANZVERWALTUNG (EFV), Ergebnisbericht, Konsultation zu Varianten eines Klima- und Energielenkungssystems, April 2014 (zit. Ergebnisbericht Konsultation 2014)

– Verfassungsbestimmung über ein Klima- und Energielenkungssystem, Ergebnisbericht der Vernehmlassung, Bern 2015 (zit. Ergebnisbericht Vernehmlassung 2015)

EFV/BFE/BAFU, Verfassungsbestimmung über ein Klima- und Energielenkungssystem, Ergebnisbericht der Vernehmlassung vom 28. Oktober 2015. abrufbar unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2625/Klima-und-Energielenkungssystem_Ergebnis-bericht_de.pdf>.

EIDGENÖSSISCHE ELEKTRIZITÄTSKOMMISSION (ELCOM), Bericht, Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016, Bern 2016 (Bericht Stromversorgungssicherheit)

– Presserohstoff zur Jahresmedienkonferenz der ElCom am 9. Juni 2016 (Jahresmedienkonferenz der ElCom am 9. Juni 2016)

EUROPÄISCHE KOMMISSION, Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, Bericht der Kommission, Brüssel 30. November 2016, SWD(2016) 385 fin (zit. Abschlussbericht Sektoruntersuchung)

– Aide d'Etat N550/2000 – Belgique, Certificats verts dans le secteur de l'électricité, Brüssel 25. Juli 2001, SG(2001) D/ 290545 (zit. Aide d'Etat N550/2000)

– Aide d'Etat N415a/2001– Belgique, Projet d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la promotion de l'électricité verte - Aspect concernant le dispositif de certificats verts, Brüssel 28. November 2001, C(2001) 3738 fin (zit. Aide d'Etat N415a/2001)

– Aide d'Etat N14/2002 – Belgique, Régime fédéral belge de soutien aux énergies renouvelables, Brüssel 2. August 2002, C(2002) 2904 fin (zit. Aide d'Etat N14/2002)

– Aide d'Etat SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) – France, Mécanisme de capacité en France, Brüssel 13. November 2015, C(2015) 7805 fin (zit. Aide d'Etat SA.39621)

- Commission decision on the aid scheme, State aid SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), Brüssel 25. November 2014, C(2014) 8786 fin (zit. Decision State aid SA.33395)
- Décision de la Commission concernant le régime d'aides, Aide d'Etat SA.39621 2015/C, Brüssel 8. November 2016, C(2016) 7086 fin (zit. Décision Aide d'Etat SA.39621)
- Der freie Warenverkehr, Leitfaden zur Anwendung der Vertragsbestimmungen über den freien Warenverkehr, Brüssel 18 Dezember 2013, Europäische Union 2010 (zit. Warenverkehr)
- Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts, Mitteilung der Kommission, Brüssel 15. Juli 2015, SWD(2015) 142 fin (zit. Einleitung öffentliche Konsultation)
- Energy and Environmental State aid Guidelines – Frequently asked questions, Memo der Kommission, Brüssel 9. April 2014 (zit. Energy and Environmental State aid Guidelines FAQ)
- Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, Mitteilung der Kommission, ABl EU vom 28. Juni 2014, C 200/01 (zit. Leitlinien)
- Pressemitteilung vom 9. April 2014, Staatliche Beihilfen: Kommission verabschiedet neue Regeln für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (zit. Pressemitteilung vom 9. April 2014)
- Pressemitteilung vom 23. Juli 2014, Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt britisches Beihilfenpaket für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (zit. Pressemitteilung vom 23. Juli 2014)
- Pressemitteilung vom 8. November 2016, State aid: Commission approves revised French market-wide capacity mechanism (zit. Pressemitteilung vom 8. November 2016)
- Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland, Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen, Brüssel 18. Dezember 2013, C(2013) 4424 fin (zit. Staatliche Beihilfe SA.33995)
- State aid N504/2000 – United Kingdom, Renewables Obligation and Capital Grants for Renewable Technologies, Brüssel 28. November 2001, C(2001) 3267 fin (zit. State aid N504/2000)
- State aid N789/2002 – Sweden, Green certificates, Brüssel 5. Februar 2003, C(2003) 382 fin (zit. State aid N789/2002)
- State aid N35/2003 – Netherlands, NO_x emission trading scheme, Brüssel 24. Juni 2003, C(2003) 1761 fin (zit. State aid N35/2003)

– State aid SA.33134 2011/N – Romania, Green certificates for promoting electricity from renewable sources, Brüssel 13. Juli 2011, C(2011) 4938 (zit. State aid SA.33134)

– State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom, Electricity market reform – Capacity market, Brüssel 23. Juli 2014, C (2014) 5083 final (zit. State aid SA.35980)

– State aid SA.37177 (2015/NN) – Romania, Amendments to the green certificates support system for promoting electricity from renewable sources, Brüssel 4. Mai 2015, C (2015) 2886 cor (zit. State aid SA.37177)

– State aid SA.46894 (2016/N) – Romania, Amendments to the green certificates support system for promoting electricity from renewable sources, Brüssel 16. Dezember 2016, C (2016) 8865 final (zit. State aid SA.46894)

– Statsstøttesag N416/1999 – Danmark, Elreform, Brüssel 3. Oktober 2000, SG (2000) D/ 107237 (zit. Statsstøttesag N416/1999)

– Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen, Mitteilung der Kommission, Brüssel 5. November 2013, SWD(2013) 438 fin (zit. Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt)

– Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen Bericht der Kommission, Brüssel 13. April 2016, SWD(2016) 119 fin (zit. Zwischenbericht Sektoruntersuchung)

MONOPOLKOMMISSION, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Haucap, Justus/Kofler, Christiane/Nöcker, Thomas/Westerwelle, Angelika/Zimmer, Daniel, 59. Sondergutachten (2011), Baden-Baden 2011 (zit. Energie 2011)

– Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Zimmer, Daniel/Haucap, Justus/Kollmann, Dagmar et al., 65. Sondergutachten (2013), Baden-Baden 2013 (zit. Energie 2013)

– Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Zimmer, Daniel/ Kollmann, Dagmar/Nöcker, Thomas et al., 71. Sondergutachten (2015), Baden-Baden 2015 (zit. Energie 2015)

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM), Renewables Obligation: Annual Report 2008–2009, London 2010, abrufbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/03/annual-report-2008-09.pdf> (zit. Annual Report 2008–2009)

– The Renewables Obligation (RO) Buy-Out Price and Mutualisation Ceiling 2014–15, London 2014, abrufbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-buy-out-price-and-mutualisation-ceiling-2014-15> (zit. Buy-Out Price)

PREISÜBERWACHER, Jahresbericht des Preisüberwachers, in: RPW 5, 2013, 877 ff.

SACHVERSTÄNDIGENRAT ZUR BEGUTACHTUNG DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG (SVR), Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland, Jahresgutachten 2012/2013, Wiesbaden 2012

STATISTISCHES BUNDESAMT, Luftemissionen: Deutschland, Jahre, Luftemissionsart, Produktionsbereiche, Wiesbaden 2017, abrufbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/link/tabellen/85*>

SWEDISH ENERGY AGENCY (SEA), The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market, Annual Report 2013

SWISSGRID, Anleitung der unabhängigen Stelle zur Mehrkostenfinanzierung (MKF), Mehrkostenfinanzierung gemäss Art. 7 Abs. 7 EnG und Art. 5*a*–5*c* EnV, abrufbar unter <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?lang=de> (zit. Anleitung MKF)

– Mehrkostenfinanzierung (MKF), abrufbar unter <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/renewable_energies/mkf.html> (zit. MKF)

KOMMISSION FÜR UMWELT, RAUMPLANUNG UND ENERGIE NATIONALRAT (UREK-N), Bericht vom 8. Januar 2013 zur Parlamentarischen Initiative 12.400 – Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher, in: BBl 2013 1669 ff. (zit. Parlamentarische Initiative 12.400)

– Medienmitteilung vom 31. Januar 2017, Keine Chance für das KELS, abrufbar unter <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-urek-n-2017-01-31.aspx> (zit. Medienmitteilung vom 31. Januar 2017)

WETTBEWERBSKOMMISSION (WEKO), Verfügung vom 5. März 2001 betreffend die Untersuchung gemäss Art. 27 KG in Sachen Watt/Migros – EEF, in: RPW 2001/2, 255 ff.