



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



März 2015
Stellungnahme

Die Energiewende europäisch integrieren

Neue Gestaltungsmöglichkeiten für die gemeinsame
Energie- und Klimapolitik

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Herausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. (Federführung)
Residenz München, Hofgartenstraße 2, 80539 München

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale)

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz

Redaktion

Selina Byfield, acatech

Koordination

Michael Themann, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Dr. Cyril Stephanos, acatech

Gestaltung und Satz

unicommunication.de, Berlin

Druck

koenigsdruck.de, Berlin

Stand: März 2015

ISBN: 978-3-8047-3429-6

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Die Energiewende europäisch integrieren

Neue Gestaltungsmöglichkeiten für die gemeinsame
Energie- und Klimapolitik

Vorwort

Der globale Klimaschutz ist eine der drängenden Herausforderungen unserer Zeit. Ein wesentliches Ziel der Energiewende in Deutschland sowie der europäischen Energie- und Klimapolitik ist es, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Da der Energiesektor für den größten Teil dieser Emissionen verantwortlich ist, spielt eine CO₂-arme Energieerzeugung dabei eine zentrale Rolle. Europa kann beim Klimaschutz Vorreiter werden, sofern es gelingt, nationale und europäische Maßnahmen so zu gestalten, dass sie als Modell für andere Volkswirtschaften geeignet sind und somit zu globalen Veränderungen führen können. Diesen Anspruch hat die Europäische Union mit den Klimazielen für das Jahr 2030 erneut formuliert.

Wie diese Ziele konkret erreicht werden sollen, ist Gegenstand politischer, gesellschaftlicher und wissenschaftlicher Debatten. Dabei werden zum einen die Chancen und Risiken klimapolitischer Leitinstrumente auf europäischer und nationaler Ebene diskutiert. Zum anderen werden die Handlungsoptionen verstärkt im Kontext von Versorgungssicherheit und wirtschaftlicher Effizienz bewertet. Schließlich gilt es, eine möglichst große Staatenallianz dafür zu gewinnen, sich der europäischen Initiative zum globalen Klimaschutz anzuschließen.

Die vorliegende Stellungnahme des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ beschreibt Gestaltungsoptionen für einen effektiven und effizienten Klimaschutz. Dabei kommt der Weiterentwicklung des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) als politischem Leitinstrument eine zentrale Rolle zu. Die Stellungnahme benennt weitere flankierende Instrumente und Weichenstellungen, welche die Integration des europäischen Strombinnenmarkts erleichtern können. Ziel der Akademien ist es, den politischen und gesellschaftlichen Akteuren mit dieser Stellungnahme Gestaltungsmöglichkeiten für eine gemeinsame Energie- und Klimapolitik in Europa aufzuzeigen.

Wir danken den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern der Ad-hoc-Gruppe „Integration“, die im vergangenen Jahr diese Stellungnahme erstellt haben.



Prof. Dr. Jörg Hacker
Präsident
Nationale Akademie der
Wissenschaften Leopoldina



Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl
Präsident
acatech – Deutsche Akademie der
Technikwissenschaften



Prof. Dr. Günter Stock
Präsident
Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften

Inhalt

Abkürzungen	5
Zusammenfassung.....	6
1. Einleitung.....	9
2. Status quo der europäischen Energie- und Klimaschutzpolitik	12
2.1 Das Leitinstrument zum Klimaschutz kann weiterentwickelt werden	12
2.2 Deutschlands Alleingang erschwert die Integration der europäischen Strommärkte	14
3. Handlungsoptionen	17
3.1 Politische Umsetzbarkeit energie- und klimapolitischer Maßnahmen im Kontext der Europäischen Union	18
3.2 Die europäischen Instrumente neu ausrichten	19
3.2.1 Ausbau des Emissionshandels.....	19
3.2.2 Marktorientierte Erneuerbaren-Förderung in der EU	21
3.3 Den Strombinnenmarkt mit flankierenden Maßnahmen stärken.....	24
3.3.1 Optimierung der Standortwahl im europäischen Kontext	28
3.3.2 Optimierung der Standortwahl im nationalen Kontext	29
3.3.3 Massiver Netzausbau	30
3.3.4 Kostenorientierter Netzausbau	30
3.4 Die politische Umsetzbarkeit erleichtern: Kooperation und Lastenteilung.....	32
4. Europarechtliche Bewertung der Handlungsoptionen	34
4.1 Bewertung des Konzepts „Ausbau des Emissionshandels“	35
4.2 Bewertung des Konzepts „Marktorientierte Erneuerbaren-Förderung in der EU“ ...	35
4.3 Bewertung von Mechanismen zur Behebung von Versorgungsengpässen.....	37
4.4 Bewertung neuer Kooperations- und Transfermechanismen	37
5. Fazit	38
Literatur	40
Über das Akademienprojekt.....	44

Abkürzungen

ACER	European Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BSP	Bruttosozialprodukt
CWE	Central Western European Region
DSM	Demand Side Management, Management der Nachfrage
EG	Europäische Gemeinschaft
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
ETS	Emissions Trading System, Emissionshandelssystem
HVDC	High Voltage Direct Current
NEP	Netzentwicklungsplan
NER	New Entrants' Reserve of the European Emissions Trading Scheme
NREAP	National Renewable Energy Action Plans

Zusammenfassung

Ausgangspunkt und Arbeitshypothese der vorliegenden Stellungnahme ist die Annahme, dass der Klimaschutz – unter Beachtung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – das prioritäre Ziel aller Bemühungen im Rahmen der Energiewende ist. Angesichts der globalen Dimension des Klimaproblems sind rein nationale Maßnahmen mit dem Ziel des Klimaschutzes jedoch wirkungslos, sofern sie nicht zu globalen Veränderungen führen.

Ein Rückgang der globalen Emissionen kann nur dann erreicht werden, wenn eine hinreichend große Staatenallianz für den Klimaschutz geschaffen wird. Die Europäische Union (EU) – nicht jedoch einzelne Mitgliedsstaaten – kann bei diesem Bemühen eine zentrale Rolle spielen. Damit sich Nicht-EU-Länder der europäischen Initiative anschließen, muss die Emissionsminderung in Europa möglichst kosteneffizient gestaltet werden und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet sein.

In der Europäischen Union existiert in Form des Emissionshandels (Emissions Trading System – ETS), dessen konkrete Ausgestaltung zuletzt intensiv diskutiert wurde, bereits ein klimapolitisches Leitinstrument. Es kann die in der EU vereinbarten Treibhausgasreduktionsziele zu geringstmöglichen Kosten erreichen. Gleichzeitig ist das ETS anschlussfähig für Drittländer – ein entscheidender Hebel für ein global koordiniertes Vorgehen. Für einen wirksamen Klimaschutz ist ein möglichst umfassendes ETS daher das Instrument erster Wahl. Die rein nationale Förderung der erneuerbaren Ener-

gien (EE), in Deutschland beispielsweise durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), führt hingegen zu keinerlei zusätzlichen europaweiten Reduktionen von Treibhausgasen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat auch Konsequenzen für den europäischen Strombinnenmarkt. Im Falle von Deutschland folgen EE-Anlagen aufgrund der marktfernen Ausgestaltung des EEG nicht dem Strompreissignal. Investitionsentscheidungen in EE-Anlagen berücksichtigen nicht das Marktrisiko und damit auch nicht die Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Grünstrom. Eine wesentliche Herausforderung besteht somit in der Marktintegration der Erneuerbaren. Darüber hinaus stellt der EE-Ausbau zusätzliche Anforderungen an die deutsche und europäische Energieversorgungsinfrastruktur, die noch nicht hinreichend ausgebaut ist.

Die vorliegende Stellungnahme beschreibt Gestaltungsoptionen für eine europäische Strategie zum effizienten und effektiven Klimaschutz. Dabei spielt ein funktionierender Binnenmarkt für Strom eine zentrale Rolle.

Den Emissionshandel als klimapolitisches Leitinstrument stärken

Im Mittelpunkt dieser Handlungsoptionen steht der Ausbau des Emissionshandels als Leitinstrument, das Klimaschutz und Marktintegration gewährleistet und von weiteren Maßnahmen flankiert werden kann. Die Bundesregierung kann einen entsprechenden energie- und klima-

politischen Ordnungsrahmen in Europa entscheidend mitgestalten, indem sie dafür aktiv im Europäischen Rat eintritt. Ebenso kann sie bereits jetzt auf freiwilliger Basis Schritte zu einer Harmonisierung der Instrumente mit anderen Mitgliedsstaaten vornehmen. Die markt-konforme Koordination von Klimaschutzmaßnahmen in Europa ist dabei der Schlüssel zu hoher Kosteneffizienz beim Klimaschutz.

Wichtige Schritte zum Ausbau des Emissionshandels als klimapolitisches Leitinstrument sind: 1. die Einführung eines Mindest- und Höchstpreises für Emissionszertifikate, 2. der schrittweise Abbau nationaler Förderschemata für erneuerbare Energien, da die monetären Anreize für diesen Ausbau durch das ETS gesichert werden, 3. eine Ausweitung des ETS um weitere Treibhausgas emittierende Sektoren (Verkehrssektor, Wärme-markt etc.), 4. eine Verknüpfung des ETS mit den Emissionshandelssystemen anderer Regionen beziehungsweise die Aufnahme von Drittländern in das ETS.

Die EU-Mitgliedsstaaten werden unterschiedlich stark durch den Emissionshandel belastet. Ein Lastenausgleich könnte daher die Entscheidung der EU-Mitgliedsstaaten für einen konsequenten und ambitionierten Ausbau des Emissionshandels unterstützen. Hierzu könnten etwa Einnahmen aus dem Emissionshandel an ärmere EU-Mitglieder transferiert werden.

Entscheidendes Erfolgskriterium für die Stabilität und Wirksamkeit des Emissionshandels ist das Bekenntnis seitens der europäischen Politik zur Dauerhaftigkeit des Systems. Mit der Festlegung auf ein EU-Ziel zur Reduktion von Treibhausgasen für das Jahr 2030 haben die Mitgliedsstaaten einen wichtigen Schritt getan, um dies zu gewährleisten. Die aktuelle Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung des ETS kann allerdings

dazu führen, dass die regulierten Unternehmen ihre Investitionen in Vermeidungsmaßnahmen sowie Forschung und Entwicklung zurückhalten. Ob eine Maßnahme wie die Einführung einer Marktstabilitätsreserve die Erwartungen der Marktteilnehmer ausreichend stabilisieren kann, ist zu bezweifeln. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, sollte der Emissionshandel stattdessen über das Jahr 2020 hinaus möglichst effektiv ausgestaltet werden.

Gelingt es den EU-Mitgliedsstaaten (noch) nicht, den Emissionshandel als Leitinstrument zu stärken und dabei auf zusätzliche, potenziell ineffektive Förderinstrumente zu verzichten, stellt sich die Frage, wie sich dennoch eine Strategie für ein europäisch integriertes Vorgehen gestalten ließe. In diesem Falle kann eine europäisch verzahnte Erneuerbaren-Förderung unter bestimmten Bedingungen einen Übergang schaffen. Dies würde zwar – verglichen mit einer Vorgehensweise, in welcher das ETS das alleinige Instrument darstellt – die Kosten der Klimazielerreichung erhöhen. Doch könnte ein solches Vorgehen immerhin die hohen Kosten nationaler Fördersysteme reduzieren und die Binnenmarktintegration der Erneuerbaren vorantreiben. Eine europäisch integrierte EE-Förderung erfüllt jedoch nicht die Anforderungen an ein wirksames und kosteneffizientes klimapolitisches Instrument, welches dafür sorgt, dass Emissionen dort vermieden werden, wo es am günstigsten ist. Mit Blick auf den Klimaschutz stellt dieses Instrument somit keine Alternative zum Emissionshandelssystem dar.

Die schrittweise Harmonisierung der europäischen EE-Fördersysteme ist bereits in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU angelegt. Gemeinsame Pilotprojekte, Förderschemata und statistische Transfers könnten zunächst zwischen Ländern mit ähnlich niedrigen administrativen Kostenstrukturen

vorangetrieben werden. Länder mit hohen administrativen Barrieren hätten somit einen Anreiz, diese zu senken. Um Marktintegration und Kosteneffizienz zu gewährleisten, müsste eine europäische EE-Förderung standort- und technologie-neutral gestaltet werden.

Der Ausbau von erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands würde in jedem Fall deutlich hinter den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung zurückbleiben – zugunsten eines Ausbaus an den europaweit günstigsten Standorten.

Im Zuge des Abbaus nationaler EE-Förderschemata ließen sich die frei werdenden volkswirtschaftlichen Ressourcen zum Teil nutzen, um Forschung und Entwicklung im Bereich emissionsarmer Technologien zu fördern. Ein verlässlicher Preispfad des ETS gäbe bereits hohe Anreize für entsprechende Investitionen. Dieser Effekt könnte durch eine zusätzliche Forschungsförderung verstärkt werden.

Der Erfolg der europäischen Energie- und Klimapolitik hängt maßgeblich von der Kooperationsbereitschaft Deutschlands und der anderen EU-Mitgliedsstaaten ab. Bereits bestehende Mechanismen für Kooperationen und Transfers können genutzt werden, um in den jeweiligen energie- und klimapolitischen Handlungsfeldern eine gerechtere Lastenteilung und eine vertiefte Integration zu erreichen.

Den Strombinnenmarkt stärken

Neben der Marktintegration der Erneuerbaren kann der Binnenmarkt durch flankierende Maßnahmen gestärkt werden. Hierbei gilt es, Übertragungskapazitäten zu erhöhen und Engpässe zu vermeiden, sodass sich die Strompreise in Europa weiter anpassen. Zur Kapazitätssicherung

ist die Einführung von sogenannten Kapazitätsmärkten in absehbarer Zeit nicht notwendig, da für die nahe Zukunft das System mit Überkapazität ausgestattet ist. Regionale Engpässe können dagegen durch einen europäischen Mechanismus für Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken (sogenannter Redispatch) und eine Marktteilung in regionale, grenzüberschreitende Preiszonen mit regional variierenden Netzentgelten reduziert werden. Auch der Netzausbau kann diese Funktion erfüllen. Dieser Ausbau der Binnenmarktinfrastruktur könnte über gemeinsame EU-Instrumente finanziert werden.

Nicht zuletzt sind bei allen ergriffenen Maßnahmen sowohl der europäische als auch der nationale Rechtsrahmen zu berücksichtigen. Denn Rechtssicherheit ist eine grundlegende Voraussetzung für Investitionen in klimafreundliche Technologien. Die in diesem Beitrag dargestellten Handlungsoptionen können Rechtssicherheit gewährleisten und darüber hinaus Konfliktpotenziale zwischen Europarecht und nationaler Erneuerbaren-Förderpolitik auflösen.

1. Einleitung

Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 legt gleichermaßen Ziele für den Klimaschutz, den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) sowie die Energieeffizienz fest. Die Gesamtheit dieser Ziele beschreibt eine umfassende Transformation des Energiesystems. Die Gleichrangigkeit dieser Vielfalt an Zielen aufrechtzuerhalten, ist allerdings ein widersprüchliches Unterfangen.¹ Denn ernsthafte Zielkonflikte drohen insbesondere im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks aus Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit: Wenn gleich ein emissionsarmes System der Energieversorgung nur mit einem hohen Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung und mit hohen Standards der Energieeffizienz vorstellbar ist, impliziert dies nicht notwendigerweise, dass eine effektive Reduktion von Klimagasemissionen am besten und kostengünstigsten durch eine rasche Steigerung des Anteils an Erneuerbaren bewirkt werden kann.

Da es unwahrscheinlich ist, dass die verantwortliche Politik in naher Zukunft das Zielsystem durch eine Priorisierung ergänzen wird, muss sich jede Analyse der Maßnahmen und Vorschläge zur Umsetzung der Energiewende auf der Basis einer Arbeitshypothese im Hinblick auf diese Prioritäten bewegen. Denn keineswegs ist die Energiewende identisch mit dem Ausbau von EE-Kapazitäten und dem Ausstieg aus der Kernkraft. Stattdessen liegt es nahe, das Ziel „Klimaschutz“ nicht nur als das prioritäre, sondern als das eigentliche Ziel der Energiewende an-

zusehen.² Dies dient im vorliegenden Beitrag als Arbeitshypothese, ohne die Sinnhaftigkeit dieser Priorisierung selbst einer Diskussion zu unterziehen. Der von der Bundesregierung im Jahr 2011 beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung wird dabei als gesetztes Nebenziel in Deutschland betrachtet.

Dieser Ausgangspunkt der Analyse hat unweigerlich Konsequenzen für die Einordnung nationaler energie- und klimapolitischer Maßnahmen: Rein nationale Maßnahmen mit dem Ziel des Klimaschutzes sind wirkungslos, sofern sie nicht zu globalen Veränderungen führen. Denn Emissionsreduktionen einzelner Staaten haben keinen wesentlichen Einfluss auf die globale Emissionsmenge. Es ist daher geboten, die Perspektive auf eine globale Betrachtung zu erweitern.

Effektiver Klimaschutz ist nur dann möglich, wenn die eingeleiteten Maßnahmen zur Bildung eines hinreichend großen Staatenverbundes führen, sodass die globalen Emissionen reduziert werden.³ Hierbei kommt der Europäischen Union (EU) eine zentrale Rolle zu.

Damit sich Nicht-EU-Länder der europäischen Initiative anschließen, muss Europa zeigen, wie Emissionsminderungen kostengünstig erreicht werden können und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet bleibt. Denn die Bereitschaft von Drittländern, ambitionierte Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen, dürfte stark nachlassen, wenn

¹ acatech 2012.

² Joas et al. 2014.

³ acatech 2012.

diese mit hohen Kosten und Versorgungsunsicherheiten einhergehen. Gelingt es jedoch, in einem großen Wirtschaftsraum wie der EU signifikante Emissionsminderungen kostengünstig zu erreichen, so kann die EU auch anderen Ländern und Regionen als Vorbild dienen.

Konkret bedeutet dies, dass auf europäischer Ebene Klimaschutzinstrumente zum Einsatz kommen müssen, die zum einen das für das Jahr 2030 festgelegte EU-Ziel zur Reduktion von Treibhausgasen kosteneffizient erreichen. Zum anderen müssen die Instrumente auch für Drittstaaten anschlussfähig sein. Diese Anschlussfähigkeit ist ein entscheidender Hebel für ein global koordiniertes Vorgehen. Durch dieses Vorgehen könnte schrittweise ein hinreichend großer Staatenverbund zum wirksamen Klimaschutz geschaffen werden.

In der Europäischen Union existiert in Form des Emissionshandels (Emissions Trading System – ETS) bereits ein klimapolitisches Leitinstrument, das die in der EU vereinbarten Treibhausgasreduktionsziele zu geringen Kosten erreicht und gleichzeitig anschlussfähig ist für Drittländer. Für einen wirksamen Klimaschutz ist ein möglichst umfassendes ETS daher das Mittel der Wahl.

Fragmentierung der Europäischen Energiepolitik: Folgen für den Klimaschutz

Die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien jenseits des Emissionshandels erhöht die Kosten der Erreichung des EU-internen Reduktionsziels für Treibhausgase teilweise erheblich, ohne einen direkten Beitrag zum Abbau von Klimagasen zu leisten.⁴ Denn das ETS setzt den emittierten Klimagasen in den von ihm abgedeckten Sektoren, inklusive Strom-

sektor, bereits eine effektive Obergrenze. Durch nationale Fördersysteme für erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten „erkaufte“ Treibhausgasreduktionen verdrängen dann lediglich die Nachfrage des deutschen Stromsektors nach Emissionszertifikaten, doch lassen sich diese Zertifikate ohne Weiteres in anderen vom ETS abgedeckten Sektoren einsetzen. Die rein nationale Förderung der erneuerbaren Energien, in Deutschland beispielsweise durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), führt somit zu keinerlei zusätzlichen europaweiten Reduktionen von Treibhausgasen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat auch Konsequenzen für den europäischen Strombinnenmarkt. Im Falle von Deutschland folgen EE-Anlagen etwa aufgrund der marktfernen, auf festen Vergütungen basierenden Ausgestaltung des EEG nicht dem Strompreissignal. Gleichzeitig verzerrt die Einspeisung von Grünstrom den Strompreis, was zu Fehlallokationen führen kann. Darüber hinaus stellt der EE-Ausbau neue Anforderungen an die deutsche und europäische Infrastruktur, die noch nicht hinreichend ausgebaut ist.

Diesen Herausforderungen kann nur durch einen dezidiert europäischen Ansatz begegnet werden. Doch die bislang weitgehend national formulierte Strategie der Energiewende erweist sich als losgelöst von den klima- und energiepolitischen Strategien der EU und ihrer Mitgliedsstaaten: Die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien gehen weit über die auf EU-Ebene getroffenen Vereinbarungen hinaus. In der Konsequenz ist die Geschwindigkeit des Ausbaus deutlich höher als in anderen Mitgliedsländern.

Tatsächlich folgen die EU-Mitgliedsstaaten diesem Modell nicht, vielmehr treiben sie ebenfalls eigene nationale, vom deutschen Modell nicht beeinflusste Ziele voran. Viele Mitglieds-

⁴ Sachverständigenrat 2014.

staaten setzen dabei auf einen langsameren Ausbau von Erneuerbaren und eine weiterhin bedeutende Rolle konventioneller Energieträger. In diesem Sinne stößt die deutsche Energiewende innerhalb der EU weitgehend auf wenig Begeisterung und teilweise sogar auf offenen Widerspruch. Dies gilt insbesondere dort, wo benachbarte Mitgliedsstaaten gezwungen sind, die dargebotsabhängigen Einspeisespitzen von in Deutschland produziertem Strom in ihren Stromnetzen aufzufangen.

Aufbau der Stellungnahme

Die vorliegende Stellungnahme beschreibt Übergänge zu einem wirksamen und kosteneffizienten Klimaschutz in Europa unter besonderer Berücksichtigung eines funktionierenden Binnenmarktes. Im Mittelpunkt dieser Handlungsoptionen steht der Ausbau eines klimapolitischen Leitinstrumentes in Form des Emissionshandels, das Klimaschutz und Marktintegration von Erneuerbaren gewährleistet und von weiteren Instrumenten flankiert werden kann.

Die Bundesregierung kann einen solchen energie- und klimapolitischen Ordnungsrahmen in Europa entscheidend mitgestalten, indem sie dafür aktiv im Europäischen Rat eintritt. Ebenso kann sie bereits jetzt auf freiwilliger Basis Schritte zu einer Harmonisierung der Instrumente vornehmen. Die Integration der Klimaschutzmaßnahmen in Europa ist dabei der Schlüssel zu hoher Kosteneffizienz beim Klimaschutz. Hohe Kosteneffizienz wiederum ist eine Grundvoraussetzung dafür, dass sich Drittländer der europäischen Initiative anschließen und Treibhausgasemissionen im globalen Maßstab reduziert werden können.

Der Stellungnahme liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Erstens ist die europäische Minderung von Treibhausgasen als das vorrangige Ziel zu ver-

stehen, sofern der Klimaschutz als prioritär gesehen wird. Zweitens wird ein Ausbau des Binnenmarktes für Strom als wünschenswert betrachtet. Drittens wird vorausgesetzt, dass keine Bereitschaft besteht, Abstriche hinsichtlich der technischen Versorgungssicherheit im Stromsektor zu akzeptieren. Viertens müssen sämtliche Maßnahmen mit dem europäischen und deutschen Recht in Einklang stehen, um Rechtssicherheit für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu gewährleisten.

Kapitel 2 gibt einen Überblick über die europäischen Klimaschutzmaßnahmen sowie die Integration des Strombinnenmarktes und benennt Widersprüche, die sich durch die bislang rein national formulierte Energiewende ergeben. Kapitel 3 beschreibt Handlungsoptionen für die gestaltende Politik. Im Mittelpunkt steht dabei die Gestaltung des Emissionshandels als wirksames Instrument für Klimaschutz und Marktintegration. Ein solches Instrument kann von Mechanismen flankiert werden, die den Binnenmarkt stärken. Eine Einigung auf solche Maßnahmen setzt aber voraus, dass unterschiedliche nationale Gegebenheiten in den EU-Mitgliedsstaaten über Mechanismen eines Lastenausgleichs berücksichtigt werden. Kapitel 4 nimmt eine Bewertung der Optionen hinsichtlich ihrer rechtlichen Umsetzbarkeit vor und untersucht die Europarechtskonformität der Maßnahmen. Kapitel 5 fasst die Handlungsoptionen und die mit ihnen einhergehenden Zielkonflikte zusammen.

2. Status quo der europäischen Energie- und Klimaschutzpolitik

2.1 Das Leitinstrument zum Klimaschutz kann weiterentwickelt werden

Der europäische Emissionshandel ist das wesentliche gemeinschaftliche Instrument in der EU zum Klimaschutz, wengleich seine konkrete Ausgestaltung zuletzt intensiv diskutiert wurde. Das ETS deckt derzeit rund 50 Prozent der CO₂-Emissionen und 45 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union ab.⁵ Wichtige Sektoren wie der Verkehrs- und Wärmesektor sowie die Landwirtschaft sind allerdings ebenso wenig erfasst wie Kleinanlagen im Umwandlungssektor.

Ausgangsbeobachtung 1

Kosteneffiziente Zielerreichung und internationale Anschlussfähigkeit machen das ETS zum Instrument erster Wahl für den Klimaschutz.

Beim ETS handelt es sich bereits jetzt um ein effektives Instrument, das die regulierten Emissionen erfolgreich entlang des festgelegten Minderungspfades reduziert und somit eine direkte Erreichung des europäischen Reduktionsziels für Treibhausgase ermöglicht.⁶ Des Weiteren hat das ETS dem aktuellen Kenntnisstand zufolge zudem Innovationsan-

reize für klimafreundliche Technologien geschaffen.⁷

Darüber hinaus ist das ETS hochgradig anschlussfähig für internationale Kooperationen. Im Rahmen eines Bottom-up-Verfahrens, das den schrittweisen Aufbau einer globalen Klimaschutzallianz zum Ziel hat, könnte das europäische System etwa mit den Emissionshandelssystemen anderer Länder verbunden werden, und Drittländer könnten durch monetäre Anreize zu einem Beitritt bewogen werden.⁸ Die Ausweitung des ETS würde die zunehmend globale Steuerung von Treibhausgasen erlauben und könnte den Weg für ein globales Klimaschutz-Abkommen ebnen. Da beim Klimaschutz letztlich die Reduktion des globalen Treibhausgasausstoßes zählt, ist gerade diese Anschlussfähigkeit von erheblicher Bedeutung.

Ausgangsbeobachtung 2

Die Unklarheit über die künftige Ausgestaltung des ETS kann zu Investitionszurückhaltung bei CO₂-armen Technologien führen.

Ein entscheidendes Erfolgskriterium für die Stabilität und Wirksamkeit des Emissionshandels ist das Bekenntnis seitens der europäischen Politik zur Dauerhaftigkeit des Systems. Mit der Festlegung auf ein EU-Ziel zur Reduktion von Treibhausgasen für das Jahr 2030 haben die Mitgliedsstaaten einen wichtigen Schritt getan, um dies zu gewährleisten. Aktu-

⁵ EU 2014-1.

⁶ Abrell et al. 2011; Zachmann 2013. Die Festlegung des Minderungspfades für die Jahre 2013 bis 2020 erfolgte in Anlehnung an das sektorenübergreifende Reduktionsziel von 20 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990, auf welches der Europäische Rat sich im Jahr 2007 verständigt hat (EU 2010): 2008–2012 Zuteilung von 2,08 Milliarden Zertifikaten, ab 2013 jährliche Reduktion um 1,74 Prozent (2013: Zuteilung von 1,93 Milliarden Zertifikaten. Ein Zertifikat entspricht dabei einer Tonne CO₂-Äquivalent).

⁷ Cabel/Dechezleprêtre 2014.

⁸ acatech 2012.

ell besteht allerdings erhöhte Unsicherheit über die künftige Ausgestaltung des Emissionshandels. Denn Verbesserungspotenziale bestehen: Der Preis für Emissionszertifikate ist aktuell sehr niedrig. Die beiden unmittelbaren Auslöser für diesen Preisverfall sind ein Nachfragerückgang nach Zertifikaten im Zuge der Wirtschaftskrise und eine Überallokation von Zertifikaten.⁹ Nicht zuletzt ist jedoch die Tatsache, dass Marktteilnehmer offenbar keine effektive Regelung zum Abbau des Zertifikatüberschusses für die vierte Handelsperiode ab 2021 erwarten, für den Preisverfall verantwortlich.¹⁰ Auch bestehen Zweifel, ob eine Maßnahme wie die Einführung einer Marktstabilitätsreserve, welche Zertifikatsüberschüsse abbauen soll, diese Dynamik brechen können.

Die Unsicherheit kann dazu führen, dass die regulierten Unternehmen ihre Investitionen in Vermeidungsmaßnahmen sowie Forschung und Entwicklung zurückhalten. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten und ein Bekenntnis der Politik zum System zu signalisieren, sollten daher die Rahmenbedingungen für den Emissionshandel über das Jahr 2020 hinaus möglichst effektiv ausgestaltet werden.

Ausgangsbeobachtung 3

Die zusätzliche – im Falle von Deutschland massive – Förderung erneuerbarer Energien kann einen kosteneffizienten und damit letztlich effektiven Klimaschutz konterkarieren.

Darüber hinaus ist zu klären, welche Rolle eine zusätzliche EE-Förderung jenseits des Emissionshandels überhaupt

⁹ Zum einen haben Marktteilnehmer internationale Emissionsgutschriften aufgrund ihrer Emissionsvermeidung im außereuropäischen Ausland erhalten (sogenannte „Offsets“). Zum anderen wurden zusätzliche Auktionen durchgeführt. Beides kann zu der hohen Menge an Zertifikaten im System beigetragen haben. Ebenso könnte die Förderung von erneuerbaren Energien zu einem Nachfragerückgang geführt haben.

¹⁰ Koch et al. 2014.

spielen kann. Das ETS ist bereits ein technologieutrales Fördersystem zur Emissionsvermeidung, das einen Großteil der klimapolitisch relevanten Sektoren umfasst und damit sowohl den Ausbau der erneuerbaren Energien als auch Innovationen anregt. Zusätzliche innovationspolitische Bemühungen mögen nichtsdestoweniger sinnvoll sein, erfordern aber eine stringente Begründung und den empirischen Nachweis ihres Erfolgs.

Mit Blick auf den Klimaschutz steht die separate Förderung erneuerbarer Energien in einem starken Widerspruch zur Funktionsweise des ETS: Die deutschen und europäischen Emissionen werden direkt über das ETS gesteuert. Die separate Förderung Erneuerbarer kann in dieser Konstellation daher nicht zu einer Verringerung der relevanten Emissionsmenge führen.¹¹ Denn die Subventionierung des Stromsektors führt zu einem sinkenden Preis der ETS-Zertifikate, sodass vermeintliche Reduktionen von Treibhausgasen im deutschen Stromsektor automatisch durch steigende Emissionen anderer im ETS regulierter Sektoren kompensiert werden.¹²

Dies macht nationale Förderpolitiken hinsichtlich des relevanten Reduktionsziels für Treibhausgase nicht nur wirkungslos, sondern lässt die Kosten der Zielerreichung erheblich höher ausfallen als eigentlich nötig. Da Kosteneffizienz ein wesentliches Akzeptanzkriterium für die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen in Nicht-EU-Ländern und damit für die

¹¹ EFI 2014. Eine Emissionsreduktion durch EE-Förderung wäre in diesem Zusammenhang lediglich in zwei theoretischen Fällen denkbar, nämlich dann, wenn der Emissionshandel beendet und in der Konsequenz der Zertifikate-Preis auf null fallen würde. Oder aber dann, wenn die Förderung zu Reduktionen in Wirtschaftssektoren außerhalb des ETS führen würde. Während das Eintreten des ersten Falls aufgrund der Festlegung des EU-weiten Klimaziels für 2030 derzeit nicht möglich erscheint, gibt es für den zweiten Fall keinen empirischen Beleg, der auf einen nennenswerten Effekt hindeuten würde.

¹² Dieser Effekt ist auch empirisch belegt. Allerdings ist die separate EE-Förderung wohl nicht der zentrale Treiber des Preisverfalls im Emissionshandel (Koch et al. 2014).

globale Reduktion der Klimagase ist, darf dieser Aspekt keinesfalls vernachlässigt werden.¹³

Für die oft in diesem Zusammenhang angeführten Innovationswirkungen von Förderinstrumenten¹⁴, die wie das EEG den Ausbau bereits etablierter Technologien vorantreiben, konnte dagegen bislang kein empirischer Nachweis erbracht werden, der hier einen wesentlichen Effekt vermuten ließe.¹⁵ Sollten sich denn neben dem ETS weitere Innovationsanreize als notwendig herausstellen, so könnte dies erfolversprechender mit einer staatlichen Förderung von grundlegender Forschung und Entwicklung gelingen.¹⁶

Ob eine nationale Förderung der Erneuerbaren angesichts der genannten Inkonsistenzen in jedem Falle wohlfahrtsmindernd wirkt, ist damit noch nicht gesagt. Denn dies hängt jeweils vom betrachteten Zielsystem und den weiteren Zielen ab, die neben dem Klimaschutzziel noch von gesellschaftlicher Relevanz sind, etwa die Vermeidung lokaler Luftverschmutzung, die Schonung endlicher Ressourcen oder die Unabhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.¹⁷ Dennoch wären diese Vorzüge dann beim Einsatz von nationalen Förderregimes von Erneuerbaren explizit als wohlfahrtssteigernde Ziele zu rechtfertigen und ihr besseres Erreichen durch das Förderregime empirisch nachzuweisen.¹⁸ Vor allem aber wäre es dringend geboten, diese etwaigen Vorzüge gegen die durch die Inkonsistenz mit dem ETS entstehen-

den Kosten abzuwägen. Trifft die Arbeitshypothese dieses Beitrags, dass die Energiewende zuallererst dem Klimaschutz dienen soll, zu, so ist eine zusätzliche EE-Förderung jedenfalls im besten Fall nicht zielführend und unter Umständen sogar kontraproduktiv. Dieselbe Diagnose gilt im Übrigen auch für andere nationale Instrumente wie die Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, deren wohlfahrtssenkende oder -steigernde Effekte einer gründlichen Überprüfung zur Rechtfertigung ihres Einsatzes bedürfen.

2.2 Deutschlands Alleingang erschwert die Integration der europäischen Strommärkte

Dreh- und Angelpunkte des liberalisierten Strommarktes in den wettbewerblich organisierten Wertschöpfungsstufen von Erzeugung, Handel und Vertrieb sind der europäische Stromgroßhandelsmarkt und die auf diesem Markt entstehenden Preise.¹⁹ Diese Preise spiegeln in hoher zeitlicher Auflösung²⁰ die jeweilige Knappheit im europäischen Stromsystem wider und liefern damit wichtige Anhaltspunkte für Investoren, Betreiber und Nachfrager für die Ausrichtung ihrer wirtschaftlichen Entscheidungen. Gerade für einen umfassenden Transformationsprozess wie den Ausbau erneuerbarer Energien ist die hohe Güte solcher Preissignale ein entscheidendes Erfolgskriterium.²¹

13 Auch dürfen die Belastungen für Gesellschaft und Unternehmen nicht zu hoch ausfallen, da sonst die Akzeptanz für klimapolitische Maßnahmen einbrechen und Wirtschaftsaktivitäten (und damit Treibhausgasemissionen) ins Ausland verlagert werden könnten.

14 UBA 2014.

15 EFI 2014.

16 Dechezleprêtre/Glachant 2014.

17 Edenhofer et al. 2013; McCollum et al. 2013.

18 Grundsätzlich müssen alle derartigen Politikinstrumente diese Prüfung bestehen. Ohne empirischen Befund ließe sich keine verlässliche Ursache-Wirkungs-Beziehung zwischen Maßnahme und Zielerreichung herstellen.

19 Bettzüge 2013. Der Strommarkt setzt sich zusammen aus dem Terminmarkt, dem Spotmarkt, dem Intradaymarkt und dem Regelle Energiemarkt.

20 Zum Ausgleich des Stromsystems in der sehr kurzen Frist wird der Stromgroßhandelsmarkt durch Reservemärkte ergänzt, in denen ein einzelner Nachfrager die Wahl zwischen vielen Anbietern hat.

21 Die Vielzahl der Einzelentscheidungen auf dem Strommarkt – beispielsweise Investitionen in konventionelle Erzeugungsanlagen, in sehr unterschiedliche erneuerbare Energien-Technologien und -Standorte, dezentrale Erzeugungsanlagen wie Mikro-KWK, in Speichertechnologien oder in Flexibilitätstechnologien auf der Nachfrageseite (*Demand Side Management, DSM*) – lassen sich so miteinander koordinieren.

Da Strom zunehmend grenzüberschreitend gehandelt wird („Market Coupling“²²), werden tendenziell die Preise europäischer Strommärkte angeglichen und knappe Übertragungskapazitäten effizient vergeben. Insgesamt ist die Integration der Stromgroßhandelsmärkte in Europa also als bereits weit fortgeschritten zu bezeichnen:²³ Preisdifferenzen zwischen europäischen Märkten sind in den vergangenen Jahren teilweise nahezu völlig verschwunden. Die wachsende Integration Deutschlands mit den Nachbarmärkten hat im Jahre 2012 aber eine gewisse Umkehr erfahren, indem die Preisdifferenzen wieder zunahm.²⁴ Ursachen hierfür sind unter anderem die Veränderungen des Erzeugungsmix in Deutschland durch das Kernkraftmoratorium und die stark gestiegenen Einspeisungen von EE-Strom.

Ausgangsbeobachtung 4

Wichtige Herausforderungen für den Strombinnenmarkt bestehen in der Marktintegration der Erneuerbaren und den neuen Anforderungen an die deutsche und europäische Infrastruktur.

Mit Blick auf die Förderung erneuerbarer Energien ergeben sich hier zwei grundlegende Herausforderungen hinsichtlich der Integration von EE in den Strommarkt. Erstens folgen EE-Anlagen aufgrund der im Rahmen des EEG bestehenden Einspeisegarantie nicht dem Strompreissignal. Zweitens berücksichtigen Investitionsentscheidungen in solche Anlagen nicht das Marktrisiko – etwa bei einer schwächeren Entwicklung der Nachfrage – und damit auch nicht die Gleichzeitigkeit der Einspeisung der EE-Anlagen.

Auch die europaweit verbreitete nationalstaatliche Subventionierung von Kraftwerken auf Basis konventioneller, nicht-erneuerbarer Energien wie Kohle- und Kernenergie führt zu Verzerrungen im europäischen Strombinnenmarkt.²⁵ Doch die technologiespezifische Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland und die spezifische Ausgestaltung der Förderregeln im EEG sind qualitativ von größerer Bedeutung, denn die damit einhergehenden Fehlanreize stehen im Widerspruch zur Grundmechanik des europäischen Strombinnenmarktes.²⁶

Der fehlenden Marktintegration der Erneuerbaren soll im Rahmen des reformierten EEG durch eine Direktvermarktung begegnet werden. Es ist aber zu erwarten, dass EE-Anlagen bei der Stromeinspeisung Strompreissignale weiterhin nur bedingt berücksichtigen werden. Denn der geplante Aufschlag auf den Strompreis (Prämie) ermöglicht es, dass eine Einspeisung selbst bei negativen Preisen einen positiven Erlös erzielen kann. Ebenso bleibt der Einspeisevorrang für deutsche EE-Anlagen bestehen. Darüber hinaus sollen neu hinzukommende EE-Erzeugungskapazitäten künftig technologiespezifisch ausgeschrieben werden. Ob ein solches Ausschreibungsmodell tatsächlich zu einer besseren Marktintegration führt, ist zweifelhaft. Denn eine spezifische Förderung einzelner Technologien erlaubt keinen umfassenden Wettbewerb zwischen Technologien und damit keine adäquate Berücksichtigung des tatsächlichen Marktrisikos.

Eine Besinnung auf die europäische Perspektive ist bei den aktuellen Reformbestrebungen der Bundesregierung nicht erkennbar. Dies zeigt sich auch im Bereich der Netze: Zum einen sind das in-nerdeutsche, aber auch das europäische Netz nach wie vor zu schwach entwickelt,

²² Verbunden sind bereits Deutschland, Frankreich, die Beneluxstaaten, Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland. Ebenso besteht eine gleichstrombetriebene Höchstspannungsleitung (HVDC), die Polen mit Schweden verbindet. In Planung befindet sich die Ausweitung auf die baltischen Staaten sowie anschließend auf Spanien und Portugal.

²³ EU 2012, ACER/CEER 2012.

²⁴ Monopolkommission 2013.

²⁵ IEA 2011.

²⁶ Bettzüge et al. 2011.

um die wachsende Menge an von erneuerbaren Energien erzeugtem Strom aufzunehmen. Versorgungsengpässe könnten die Folge sein. Mit Blick auf das europäische Netz ist dabei nicht eindeutig geklärt, wie die Kosten für den Netzausbau zwischen den jeweiligen EU-Mitgliedern verteilt werden sollen. Zum anderen bewirkt deutscher Grünstrom auch einen Verfall des Stromgroßhandelspreises im europäischen Ausland mit entsprechenden Konsequenzen für die Rentabilität ausländischer Kraftwerke. Auch hierfür gibt es bislang keine Regelung.

Verstärken sich die beschriebenen Tendenzen hinsichtlich des Strombinnenmarktes, so könnte eine Abkopplung Deutschlands vom europäischen Strombinnenmarkt erfolgen: So würde sich ohne einen entsprechenden Ausbau von Übertragungskapazitäten der Strompreis in vielen Stunden in Deutschland deutlich von dem im benachbarten Ausland unterscheiden. Die Belastung ausländischer Netze könnte weiter zunehmen und die Rentabilität ausländischer Kraftwerke abnehmen.

Aus rechtlicher Sicht wird derzeit diskutiert, ob und unter welchen Bedingungen eine nationale EE-Förderung überhaupt mit dem vom Europarecht vorgegebenen und dem Binnenmarkt zugrunde liegenden Wettbewerbsprinzip vereinbar ist.²⁷ Insofern stellt sich die Frage, ob mittelfristig eine Verlagerung der EE-Förderung auf die europäische Ebene sinnvoll ist, um potenzielle Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden.

Um die hier dargestellten Herausforderungen zu adressieren, stehen bereits verschiedene EU-Konzepte und Mechanismen zur Verfügung. Auch die Rahmenstrategie der EU-Kommission für die Bildung einer europäischen Energieunion nennt Ansatzpunkte, um die Inte-

gration der energie- und klimapolitischen Maßnahmen in Europa zu vertiefen.²⁸

Die vorliegende Stellungnahme baut auf solchen Konzepten auf und zeigt anhand von konkreten Handlungsoptionen, wie ein europäischer Rahmen ausgestaltet werden kann.

²⁷ Wolfrum 2014.

²⁸ EU 2015-1.

3. Handlungsoptionen

Vor dem Hintergrund der dringend notwendigen Neuausrichtung des europäischen Ordnungsrahmens für einen wirksamen Klimaschutz ist es das erklärte Ziel dieser Stellungnahme, entsprechende Handlungsoptionen im Hinblick auf ihre möglichen Wirkungen und ihre politische Umsetzbarkeit hin zu überprüfen. Um die bereits beschriebenen Handlungsfelder konsequent nach dem übergeordneten Ziel des Klimaschutzes zu gestalten, ergeben sich für die deutsche und europäische Politik unterschiedliche Handlungsoptionen.

Für einen wirksamen Klimaschutz ist der Ausbau des Emissionshandels unter den Gesichtspunkten der Kosteneffizienz und der Ausweitung auf Drittländer und weitere Treibhausgase emittierende Sektoren naheliegend. Eine zusätzliche EE-Förderung würde dann schrittweise zugunsten einer Revitalisierung des ETS abgebaut. EE-Anlagen wären damit vollständig in den Markt integriert und würden Strompreissignalen folgen.

Gelingt es den EU-Mitgliedsstaaten nicht, den Emissionshandel als Leitinstrument zu stärken und dabei auf zusätzliche, potenziell ineffektive Förderinstrumente zu verzichten, stellt sich die Frage, wie sich dennoch eine Strategie für ein europäisch integriertes Vorgehen gestalten ließe. In diesem Falle könnte unter bestimmten Bedingungen eine europäisch verzahnte Erneuerbaren-Förderung einen Übergang schaffen. Dies würde – verglichen mit einer Vorgehensweise, in welcher das ETS das alleinige Instrument darstellt – die Kosten der Klimazielerreichung erhöhen. Doch ein solches Vorgehen könnte immerhin die hohen Kosten

nationaler Fördersysteme reduzieren und die Binnenmarktintegration der Erneuerbaren steigern. Mit Blick auf den Klimaschutz stellt diese Handlungsoption allerdings keine Alternative zum Emissionshandelssystem dar. Denn eine europäisch integrierte EE-Förderung erfüllt nicht die Anforderungen an ein effektives klimapolitisches Instrument.

Der Ausbau erneuerbarer Energien innerhalb Deutschlands würde in jedem Falle hinter den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung zurückbleiben – zugunsten eines Ausbaus an den europaweit günstigsten Standorten.²⁹

Neben der Marktintegration der Erneuerbaren kann der Binnenmarkt durch flankierende Maßnahmen gestärkt werden. Hierbei gilt es, Übertragungskapazitäten zu erhöhen und Engpässe zu vermeiden, sodass sich die Strompreise in Europa weiter anpassen. Vor allem ein Ausbau der physischen Austauschkapazitäten würde diese Preisdifferenzen tendenziell weiter mindern.³⁰ Weitergehende Effizienzvorteile des Stromgroßhandels in Zentralwesteuropa (die sogenannte CWE-Region umfasst Deutschland, Frankreich, die Beneluxstaaten, Österreich, Schweiz und Dänemark-West) könnten insbesondere durch die Einführung von an die tatsächliche Netzstruktur angepassten und damit häufig grenzüberschreitenden Preiszonen realisiert werden.

²⁹ EWI 2012-1.

³⁰ Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die Anzahl der Engpassstunden oder die Höhe der entstehenden Preisdifferenz im Verhältnis zu den Kosten eines weiteren Netzausbaus hoch sind. Ansonsten muss durch eine Preisdifferenz kein zwingender Handlungsbedarf ausgelöst werden.

3.1 Politische Umsetzbarkeit energie- und klimapolitischer Maßnahmen im Kontext der Europäischen Union

Eine entscheidende Rolle bei der Implementierung der im Rahmen dieser Stellungnahme beschriebenen Handlungsoptionen spielt die politische Umsetzbarkeit. Da die EU in vielen Bereichen keine oder nur eingeschränkte Kompetenzen hat, sind „ideale“ Lösungen im Sinne eines „Top-down“-Vorgehens nicht unmittelbar zu erreichen:

- So existieren bei der Ausgestaltung des ETS grundlegende Differenzen über den anzustrebenden Emissionsminderungspfad sowie über die notwendige Höhe des Zertifikatspreises. Einige Mitgliedsstaaten mit hohen Anteilen an kohlebasierter Stromerzeugung stehen einem ambitionierten ETS-Ausbau kritisch gegenüber.
- Auch eine EU-weite Erneuerbaren-Förderung ist nicht ohne Weiteres auf europäischer Ebene umsetzbar. Denn nach Artikel 194 des Lissabon-Vertrags legen die Mitgliedsstaaten ihren Energiemix selbst fest.³¹
- Im Bereich der Netze bleiben die nationalen Entscheidungsträger ausschlaggebend. Die nationalen Regierungen gestalten nach wie vor den Netzausbau mithilfe der Übertragungsnetzbetreiber (als Eigentümer) oder nationaler Netzregulierung. Interessenkonflikte werden hier meist bi- oder multilateral, nicht aber auf EU-Ebene ausgetragen.

Die nationalen Kompetenzen der Mitgliedsstaaten entsprechen mit Blick auf Klimaschutz und Binnenmarkt insgesamt nicht dem Subsidiaritätsprinzip. Denn sowohl Klimaschutzmaßnahmen als

auch Maßnahmen zur Vertiefung des Binnenmarktes ließen sich auf europäischer Ebene effektiver gestalten. Dieser Umstand erschwert es, einen europäischen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten und die Widersprüche nationaler Energiepolitik zum Binnenmarkt aufzulösen.

Da eine Übertragung von Kompetenzen auf EU-Ebene nicht ohne Weiteres möglich sein wird, können Handlungsoptionen keine „idealen“ Lösungen darstellen, sondern müssen Übergänge beziehungsweise pragmatische Kompromisslösungen beschreiben. Einige Reformschritte erfordern eine Neuordnung von Kompetenzen – auf europäischer und nationaler Ebene. Sollte dies im Rahmen der gesamten EU nicht in der mittleren Frist politisch umsetzbar sein, kann dies – als Übergang zu einer gesamteuropäischen Lösung – auf Regionalebene geschehen, im Falle von Deutschland in Zentralwesteuropa (CWE-Region).

Eine Schlüsselrolle bei der Weiterentwicklung des Emissionshandels sowie der Harmonisierung von Erneuerbaren-Förderung und Netzausbau spielt die Frage der Lastenteilung zwischen den Ländern bei der Finanzierung dieser Maßnahmen. Hier bieten sich Transfer- und Kooperationsmechanismen an. Sie können dazu beitragen, dass Länder Maßnahmen akzeptieren, die ihren nationalen energiepolitischen Interessen bei isolierter Betrachtung zuwiderlaufen, aber im Sinne des Binnenmarktes und des Klimaschutzes sinnvoll sind.

Die Bundesregierung kann durch eine stärkere Kooperationsbereitschaft beim Netzausbau und bei der Netzregulierung sowie bei der EE-Förderung direkt zum Gelingen eines europäischen Ordnungsrahmens beitragen. Darüber hinaus kann sie im Europäischen Rat aktiv für die konsequente Weiterentwicklung des Emissionshandels eintreten. Um sicherzustellen, dass alle ergriffenen Maßnah-

³¹ Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union garantiert dabei explizit „das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

men langfristig Bestand haben, sind die Rahmenbedingungen des europäischen und deutschen Rechts zu beachten.

3.2 Die europäischen Instrumente neu ausrichten

3.2.1 Ausbau des Emissionshandels

Damit das ETS ein Erfolg für den Klimaschutz wird, muss erstens die im ETS festgelegte Emissionsobergrenze beständig reduziert werden. Durch die Festlegung auf ein EU-weites Emissionsreduktionsziel für 2030 haben die Mitgliedsstaaten hierfür bereits eine klare Perspektive geschaffen.³² Zweitens müsste das ETS alle relevanten Sektoren, die Treibhausgase emittieren, umfassen, also entsprechend um die noch fehlenden Sektoren erweitert werden. Drittens ist das ETS global mit anderen Ländern so abzustimmen, dass sich diese der Emissionsminderung anschließen – vorzugsweise durch eigene Emissionshandelssysteme, die sich mit dem ETS verbinden lassen, oder den Beitritt zum ETS.

Eine Reform müsste allerdings nicht zuletzt die Erwartungen der Marktteilnehmer stabilisieren und glaubhaft machen, dass sich Investitionen der Marktteilnehmer in Vermeidungsmaßnahmen sowie Forschung und Entwicklung auch lohnen.

Häufige, wenig erfolgversprechende Eingriffe in das ETS während laufender Handelsperioden erhöhen dagegen die Unsicherheit der Marktteilnehmer und tragen maßgeblich zur Preisvolatilität bei. Dennoch wurde das sogenannte „Backloading“ für die laufende Handelsperiode eingeführt. Damit werden Zertifikate im Wert von 900 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten in 2019 und 2020 auktioniert, statt zwischen 2014 und 2016.³³ Ein solches po-

litisches Placebo signalisiert zwar die Bereitschaft der Politik für Reformen, wird aber keinen wesentlichen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer haben und bestenfalls den Zertifikatspreis für kurze Zeit moderat anheben.³⁴

Zuletzt wurden jedoch auch grundlegendere ETS-Reformen diskutiert.³⁵ Die Vorschläge unterscheiden sich stark hinsichtlich der Frage, inwiefern der derzeit niedrige Preis ein Problem darstellt und damit einhergehend, welches spezifische Ziel mit dem ETS verfolgt wird (nur Einhalten der Emissionsobergrenze oder darüber hinaus auch Setzen von Innovationsanreizen). Um einem „Lock-in“ von wichtigen Investitionen in Vermeidungstechnologien sowie in Forschung und Entwicklung entgegenzuwirken, muss die Glaubwürdigkeit des Systems wiederhergestellt und der Preis stabilisiert werden.

Die Einführung eines Preiskorridors, bestehend aus einem Mindest- und einem Höchstpreis bei Auktionen, würde den Marktteilnehmern Sicherheit über den künftigen Preispfad geben und ihre Erwartungen stabilisieren.³⁶ Damit könnte dann ein starker Innovationsanreiz vom ETS ausgehen. Die derzeit angestrebte Implementierung einer Stabilitätsreserve erlaubt dagegen – ganz ähnlich wie das „Backloading“ – kein treffsicheres Erreichen eines Preisniveaus.³⁷ Stattdessen ist davon auszugehen, dass der Markt die damit geplante temporäre Herausnahme von Zertifikaten längst antizipiert und da-

³⁴ UBA 2012.

³⁵ Grosjean et al. 2014.

³⁶ Euro-CASE 2014.

³⁷ Der Ansatz der Stabilitätsreserve besteht im Grunde darin, dass – sobald der Zertifikate-Überschuss eine kritische Grenze (833 Millionen Zertifikate) überschreitet – ein gewisser Prozentsatz (12 Prozent) des Überschusses auf künftigen Auktionen nicht versteigert, sondern aus dem Markt genommen und in eine „Reserve“ eingespeist wird. Fällt der Überschuss dagegen unter eine kritische Grenze (400 Millionen Zertifikate) oder übersteigt der Zertifikate-Preis einen kritischen Wert (das Dreifache des Durchschnittspreises in den letzten zwei Jahren), so werden automatisch 100 Millionen Zertifikate aus der Reserve via Auktion in den Markt gegeben.

³² Darüber hinaus könnten angesichts der langen Investitionszyklen in verschiedenen Wirtschaftssektoren auch Zielsetzungen über 2030 hinweg sinnvoll sein.

³³ EU 2014-2.

mit eingepreist hat.³⁸ Das angestrebte höhere Preisniveau wurde bislang erkennbar nicht erreicht.

Ein Preiskorridor würde im Verbund mit einem steigenden Anteil an auktionierten Zertifikaten zu steigenden Einnahmen aus dem ETS führen, die für weitere Klimaschutzmaßnahmen genutzt werden könnten. Er würde zudem einer Unterminierung des ETS durch nationale Instrumente entgegenwirken, da ein Preisverfall unter das vorgegebene Niveau nicht mehr möglich wäre.

Im Idealfall würde die Förderung erneuerbarer Energien parallel dazu schrittweise abgebaut. Die Erneuerbaren müssten sich dann im Rahmen des ETS allein aufgrund ihres Potenzials zur kosteneffizienten Reduktion von Treibhausgasemissionen durchsetzen. Unterschiedliche Pfadabhängigkeiten, Präferenzen bei den nationalen Förderpolitiken und langfristige energiepolitische Strategien machen aber einen solchen Weg in absehbarer Zeit unwahrscheinlich. Ziel kann es daher sein, die unterminierende Wirkung auf das ETS, die die Förderung erneuerbarer Energien derzeit mit sich bringt, zu dämpfen und Effizienzverluste möglichst gering zu halten. Die Mitgliedsstaaten müssten ihre Ausbauziele anpassen, um einen zu schnellen Ausbau zu vermeiden, oder diese zugunsten des ETS gänzlich infrage stellen. Mit dem schrittweisen Abbau nationaler Förderschemata würden die erneuerbaren Energien zunehmend über das ETS gefördert und damit in den Markt integriert. Die dadurch frei werdenden Fördermittel könnten anstelle von Ausbauförderung für Forschungsförderung verwendet werden, sofern weitere Anreize für Innovationen zusätzlich zum Preissignal des ETS geschaffen werden

sollen.³⁹ Ein ähnliches Vorgehen bietet sich für weitere Instrumente wie die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen an, sollten sich diese mit Blick auf den Klimaschutz als ineffizient beziehungsweise als nicht komplementär zum ETS erweisen.

Mittelfristig würden diese Maßnahmen zu einer Stabilisierung des Zertifikatspreises und damit der Erwartungen der Marktteilnehmer führen. Langfristige Investitionen in Emissionsvermeidung, die vormals zu unsicher waren, würden getätigt. Für die Mitgliedsstaaten könnte sich das ETS auf diese Weise auch als sichere Einnahmequelle etablieren. Dies kann der Schlüssel sein, um das ETS um weitere Sektoren (Verkehrssektor, Privathaushalte, Landwirtschaft) zu erweitern. Es könnte dann an die Stelle bereits bestehender Regulierungen treten, die bisher für die Mitgliedsstaaten aufgrund der von ihnen für die nationalen Regierungen generierten Einnahmen nicht zur Disposition standen.

Die Hinzunahme weiterer Sektoren würde allerdings die Komplexität des ETS deutlich erhöhen, da eine Vielzahl von Unternehmen und Haushalten zu erfassen wäre. Für die Ausweitung des Emissionshandels müsste das ETS dann an der obersten Handelsstufe, also bei den Produzenten und Importeuren treibhausgashaltiger Brennstoffe, ansetzen.⁴⁰ Dementsprechend würden Anbieter von fossilen Brennstoffen Emissionszertifikate halten, nicht aber Anlagenbetreiber, bei denen der tatsächliche Ausstoß von Treibhausgasen erfolgt. Die Pflicht, sogenannte „Brennstoffzertifikate“ zu halten, würde dann EU-weit für Raffinerien, Öl-Importeure, die Kohleproduktion sowie den Handel mit

³⁹ Wichtige Forschungsfelder sind beispielsweise Energiespeicherung, alternative Energiegewinnung, Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) beziehungsweise Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (Carbon Capture and Use, CCU).

⁴⁰ SRU 2008. Auch eine Hinzunahme weiterer Treibhausgase in den Emissionshandel wäre in diesem Zusammenhang denkbar.

Kohle und Erdgas gelten. Ein Übergang zu einem derart reformierten ETS kann darin bestehen, das aktuelle System für die bereits integrierten Sektoren zunächst beizubehalten und die Emissionen der bislang ausgeschlossenen Sektoren über die erste Handelsstufe zu erfassen. Anschließend würden auch die übrigen Handelssektoren in das neue System überführt.

Hinsichtlich der Ausweitung des Emissionshandels geben Befürworter eines „Instrumentenmix“ zu bedenken, dass eine Regulierung dieser Sektoren über das ETS geringere Innovationsanreize nach sich ziehen könnte, denn die hierfür abzubauenen nationalen Regulierungen seien hinsichtlich ihrer dynamischen Anreizwirkung effektiver.⁴¹ Diese Sichtweise vernachlässigt allerdings, dass zum einen die Innovationswirkung dieser Instrumente keineswegs ausgemacht ist und außerdem eines empirischen Nachweises bedarf. Zum anderen wäre zu erwarten, dass ein durch den Preiskorridor gestärkter Emissionshandel zusammen mit dem festgelegten Emissionsreduktionspfad bis 2030 die Innovationswirkung des ETS noch weiter steigern dürfte.⁴²

Eine Ausweitung des Emissionshandels würde in den neu hinzukommenden Sektoren ebenfalls Innovationspotenziale freisetzen. Hinzu kommt, dass ein größerer Markt für Emissionsreduktionen geschaffen würde und aufgrund der unterschiedlichen Vermeidungskosten zwischen den Sektoren erhebliche Effizienzgewinne freigesetzt werden könnten. Die volkswirtschaftlichen Kosten der Emissionsvermeidung würden geringer ausfallen, denn es würden dort Emissionen reduziert, wo dies am günstigsten ist. Das System hätte dadurch eine erheblich höhere Steuerungswirkung auf die gesamt-europäische Emissionsmenge.

Mit Blick auf den globalen Klimaschutz kann das ETS mit anderen Emissionshandelssystemen harmonisiert werden und auf globaler Ebene entscheidend zu Investitionen in Vermeidungstechnologien beitragen. Hierzu müssten entsprechende Verhandlungen mit weiteren Ländern und Regionen, die über Emissionshandelssysteme verfügen, vorangetrieben werden. Ebenso können Drittländern Transferzahlungen angeboten werden, damit diese im Gegenzug dem EU-ETS beitreten.

Voraussetzungen und Zielkonflikte

Der Beitrag zum Klimaschutz durch die Handlungsoption „Ausbau des Emissionshandels“ hängt maßgeblich von der Bereitschaft Deutschlands und der anderen EU-Mitgliedsstaaten ab, den Emissionshandel tatsächlich ins Zentrum ihrer Klimapolitik zu stellen und sich in dieser Form dauerhaft zu binden. Befürchten einige Staaten jedoch zu hohe Belastungen ihrer Industrien, während andere mit ambitionierten Zielen weiter nationale Strategien verfolgen, könnte der Ausbau des Emissionshandels ausbleiben.

3.2.2 Marktorientierte Erneuerbaren-Förderung in der EU

Einigen sich die EU-Mitgliedsstaaten nicht darauf, den Ausbau des Emissionshandels als klimapolitisches Leitinstrument voranzutreiben, könnte es dazu kommen, dass einzelne Mitgliedsstaaten dann verstärkt auf die unterschiedlichen EE-Fördermechanismen zurückgreifen. Flankiert würde diese Strategie aller Voraussicht nach von der Einführung neuer nationaler CO₂- oder Ökosteuern, wie sie in Großbritannien und Frankreich bereits umgesetzt werden, die dann wiederum die Effizienz des Emissionshandels zu unterminieren drohen.⁴³

⁴¹ UBA 2014.

⁴² Calel/Dechezleprêtre 2014.

⁴³ Wie stark diese Unterminierung wäre, hinge letztlich davon ab, in welchem Maße diese Instrumente auf bereits vom ETS regulierte Sektoren abzielen würden. Vgl. auch Böhringer et al. 2007.

Angesichts der Unsicherheit über die Ausgestaltung des Emissionshandels würden zudem weniger Investitionen in Vermeidungstechnologien getätigt. Auch könnte der derzeit niedrige Zertifikate-Preis einzelne Mitgliedsstaaten darin bestärken, Investitionen in fossile Energieträger zu forcieren. Aufgrund der Wirkung des Emissionshandels würde dies zwar nicht zu europaweiten Emissionssteigerungen führen.⁴⁴ Sind diese Investitionen aber einmal getätigt, könnte es im schlimmsten Fall dazu kommen, dass bereits bestehende EU-Klimaschutzziele nach unten angepasst werden, wenn Mitgliedsstaaten beispielsweise ihre dann neu gebauten Kohlekraftwerke vor einer Belastung durch den Emissionshandel schützen wollen.

Führt man sich ein solches Szenario vor Augen, stellt sich insgesamt die Frage, wie ein Rückfall in ineffektive, rein nationalstaatliche Klimaschutzbemühungen verhindert werden könnte und sich eine europäische Strategie umsetzen ließe. Unter bestimmten Bedingungen könnte eine europäisch verzahnte Erneuerbaren-Förderung einen Übergang schaffen, bis sich die EU-Mitgliedsstaaten dazu durchringen, den Emissionshandel zu stärken und Maßnahmen, die sich mit Blick auf den Klimaschutz als ineffektiv erweisen, abzubauen. Wenn dies nicht ernsthaft angestrebt wird, gelangt man im Endeffekt wieder in die Ausgangssituation zurück, in der zwar der Ausbau von Erneuerbaren vorangetrieben wird, dies aber nicht zu einer Emissionsreduktion von Treibhausgasen führt.

Aus deutscher Sicht ist dabei zu beachten, dass dann die bisherigen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien mit hoher Wahrscheinlichkeit durch ein EEG weiter fortgeführt würden. Dies würde dazu führen, dass die Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt tendenziell weiter

sinken und damit sowohl die erneuerbaren als auch die fossilen Kraftwerke, vor allem die Gaskraftwerke, unrentabel (bleiben) werden. Damit besteht für die Profiteure des Systems ein hoher Anreiz, bei den politischen Entscheidungsträgern für eine noch höhere Förderung der erneuerbaren Energien und die Subventionierung fossiler Kraftwerke (als vermeintlich notwendige Kapazitätsreserve) zu werben. Dies würde die Kosten der staatlichen Förderung letztendlich noch weiter deutlich steigen lassen.

Eine europäische Förderung der erneuerbaren Energien hätte gegenüber einer nationalen Förderung den Vorteil, dass damit die Kosten der Variabilität reduziert würden und der Preisdruck auf dem europäischen Großhandelsmarkt gemildert werden könnte. Auch der Anreiz zur Subventionierung der fossilen Kraftwerke könnte auf diese Weise gemindert werden. Würde zusätzlich bei den Investoren zumindest die langfristige Erwartung stabilisiert, dass es später zu einem Ausbau des Emissionshandels kommt, wäre dies ein Pfad, der die Schwierigkeiten einer rein national gedachten Energiewende abmildern könnte.

Um die EE-Förderung als europäisches Instrument auszugestalten, müsste man einem Stufenplan folgen, der EU-weite Pilotprojekte und eine schrittweise Konvergenz der Förderschemata vorsähe. Da sehr unterschiedliche Präferenzen bei den Mitgliedsstaaten hinsichtlich ihres Energiemix bestehen, könnten zunächst kooperationsbereite Staaten ihre EE-Fördersysteme zusammenlegen. In der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie ist diese Möglichkeit im Prinzip schon angelegt.⁴⁵ Die nationalen EE-Ziele, die in den Allokationsplänen (NREAP) festgeschrieben sind, können entweder heimisch oder über statistische Transfers, gemeinsame Projekte oder sogar gemeinsame Förderschemata erreicht werden.

⁴⁴ Stattdessen würde der Zertifikate-Preis so weit steigen, bis die zusätzlichen Emissionen von beispielsweise Kohlekraftwerken durch entsprechende Reduktionen von anderen Marktteilnehmern kompensiert würden.

⁴⁵ EU 2009.

Für eine vollständige Harmonisierung der EE-Förderung und Marktintegration der Erneuerbaren im Rahmen eines gemeinsamen Förderinstrumentes wie etwa über ein Quotensystem⁴⁶ müssten die Voraussetzungen erst Schritt für Schritt geschaffen werden. Die Netzzugangs- und administrativen Barrieren stellen sich zwischen den Mitgliedsländern sehr unterschiedlich dar.⁴⁷ Diese Unterschiede führen zu starken Verzerrungen des eigentlich vorhandenen technischen Potenzials. In dieser Situation ein europaweit harmonisiertes Quotensystem einzuführen, könnte sogar dazu führen, dass die Solarenergie im Endeffekt etwa in Spanien nicht in angemessenem Ausmaß zum Einsatz käme, da sie aus Sicht der Investoren sogar teurer ist als in Deutschland.

Ein starker Ausbau des europäischen Übertragungs- und Verteilnetzes (siehe Option 3.3.3) würde diese Barrieren europaweit entscheidend senken. Alternativ könnten Staaten, bei denen die administrativen Barrieren in ähnlicher Kostenhöhe liegen, eine gemeinsame EE-Förderung anstreben. Länder, die hohe administrative Hürden, aber auch hohe Potenziale bei den Erneuerbaren aufweisen, hätten so einen Anreiz, ihre Barrieren zu senken. In beiden Fällen wäre der Schritt zu einer Top-down-Harmonisierung dann nur noch klein.⁴⁸ Dabei müssten EE-Investoren allerdings auch am Netzausbau beteiligt werden, damit die Gesamtsystemkosten (Erzeugung und Verteilung) hinreichend berücksichtigt werden.

Eine europäische EE-Förderung müsste technologie- und standortneutral sein. Ebenso müssten die Nutzen des EE-Ausbaus mit den entstehenden Netzausbaukosten abgewogen werden, indem EE-Investoren an diesen Kosten beteiligt werden. So ließe sich ein EE-Ausbau unter Nutzung der jeweils adäquaten Technologien und Standorte kosteneffizient gestalten. Der Beschluss des Europäischen Rates, ein „weiches“, das heißt nicht mehr ein länderspezifisch verpflichtendes, EE-Ziel für die gesamte EU zu verfolgen, könnte dafür einen Rahmen schaffen. Gerade ein ausdrücklich EU-weites Erneuerbaren-Ziel könnte somit einen Anreiz für eine engere europäische Zusammenarbeit in der Energiepolitik setzen. Im besten Falle könnte es als gemeinschaftliche Plattform für die Koordination des Ausbaus der Erneuerbaren dienen.

Eine Verschiebung der Gewichte von einer direkten Ausbauförderung hin zu mehr Forschung könnte wichtige Impulse für klimafreundliche Technologien setzen. Die Empirie zeigt, dass die staatliche Förderung von Forschung und Entwicklung die Wirkung von reiner Ausbauförderung um ein Vielfaches übersteigen kann.⁴⁹ Doch die derzeit in Deutschland und Europa vorherrschende Verteilung der Fördermittel zugunsten der großflächigen Installation etablierter Technologien läuft dieser Einsicht zuwider.⁵⁰ Eine deutliche Umverteilung dieser Mittel zugunsten Forschung und Entwicklung neuer Technologien würde erhebliche Innovationspotenziale freisetzen, insbesondere natürlich gemeinsam mit einem verlässlichen Preispfad des Emissionshandels.

So könnte etwa die Förderung von europäischen Pilotprojekten als ein weiterer Bestandteil des Stufenplans insbe-

46 Ein Quotensystem könnte auf sehr einfache Weise die unterschiedlichen nationalen Präferenzen für den EE-Ausbau berücksichtigen. Mitgliedsstaaten könnten über unterschiedliche Quoten verfügen, sodass der gewichtete Durchschnitt die europäische Quote ergäbe. Dies ist ein wesentlicher Vorteil gegenüber anderen Fördersystemen, die eine Einigung bei deutlich mehr Parametern (Höhe der Prämien, Standorte, Technologie) erfordern.

47 Ecorys 2010, EWEA 2010, PV Legal 2012. Netzzugangsbarrieren bei Wind können zum Beispiel in Griechenland acht Prozent der Gesamtprojektkosten ausmachen (Vergleich zu Dänemark: ein Prozent). Bei Photovoltaik liegen etwa für Spanien die administrativen Kosten bei 36 Prozent der gesamten Projektkosten für kleine Aufdachanlagen (Vergleich zu Deutschland: elf Prozent).

48 Kitzing et al. 2012.

49 Dechezleprêtre/Glachant 2014.

50 Während die Ausgaben für Energieforschung seit den 1980er Jahren beständig gesunken sind, betragen die im Rahmen des EEG aufgewendeten Mittel ein Vielfaches dieser Summe.

sondere bei Technologien, bei denen die administrativen Hürden sehr hoch sind, Kosten senken und eine europäische Perspektive unterstützen.⁵¹ Eine solche Förderung wäre etwa für großskalige thermische Solaranlagen denkbar. In Form des NER300-Programms, dem wesentlichen EU-Förderprogramm für Technologien zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen, besteht auf europäischer Ebene bereits ein entsprechender regulatorischer Rahmen, der noch erweitert werden könnte.

Voraussetzungen und Zielkonflikte

Damit der Handlungsoption „Marktorientierte Erneuerbaren-Förderung in der EU“ der Übergang in ein ausgebautes ETS gelingen kann, müssen die Kosten der erneuerbaren Energien relativ zu den Kosten der fossilen Energieträger deutlich sinken. Entweder muss also eine starke Kostendegression bei den erneuerbaren Energien zu verzeichnen sein (verbunden etwa mit – derzeit nicht absehbaren – Durchbrüchen bei der Speichertechnologie oder einem stärkeren Netzausbau) oder die Preise der fossilen Energieträger müssen steigen. Gerade Letzteres ist derzeit nicht der Fall, allerdings könnte die Situation auch auf dem Weltmarkt in ein paar Jahren wieder anders aussehen.

Wenn keine der beiden Voraussetzungen gegeben ist, könnte die Handlungsoption im schlimmsten Fall dazu führen, dass zwar der Anteil der Erneuerbaren in Europa steigt, gleichzeitig aber auch die Kohle verstärkt genutzt wird. Denkbar ist eine regionale Aufsplitterung, zum Beispiel mit einem steigenden Erneuerbaren-Anteil in Nordwesteuropa, während die osteuropäischen Staaten auf einen Neubau von Kohlekraftwerken setzen. Letzten Endes würde das bedeuten, dass dann ein anschließender Ausbau des ETS zu spät

käme. Denn die Kohleländer würden sich nicht auf eine Stärkung des Emissionshandels einlassen oder würden gar bereits beschlossene EU-Klimaziele hinterfragen, wenn erst einmal die Kohlekraftwerke in ihren Ländern stehen.

Dieser Weg würde dann in einer Sackgasse enden. Denn eine europäisch integrierte EE-Förderung erfüllt die Anforderungen an ein wirksames klimapolitisches Instrument, das die Menge an Treibhausgasen aller relevanten Sektoren steuert, international anschlussfähig ist und langfristig eine Emissionsvermeidung im globalen Maßstab erlaubt, nicht.⁵²

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit würde eine technologie- und standortneutrale europäische EE-Förderung bei gleicher Ausbaumenge die Kosten gegenüber nationaler Förderung immerhin deutlich senken, ohne allerdings gewährleisten zu können, dass der Ausbau – wie im Augenblick – zu großen Teilen in Deutschland erfolgt. Verglichen mit einem unmittelbaren ETS-Ausbau ohne separate EE-Förderung sind die mit dieser Option verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten dennoch hoch, ohne dass ein direkter Beitrag zur Zielerreichung des Klimaschutzes durch die EE-Förderung geleistet werden könnte.

3.3 Den Strombinnenmarkt mit flankierenden Maßnahmen stärken

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland und Europa stellt nicht zuletzt den europäischen Strombinnenmarkt vor neue Herausforderungen. Eine

⁵¹ Bei Offshore-Wind werden zum Beispiel die administrativen Kosten auf fast 14 Prozent beziffert, während sie EU-weit für Onshore-Wind unter vier Prozent liegen (EWEA 2010).

⁵² Emissionshandelssysteme erfüllen grundsätzlich diese Kriterien. Nur falls der Emissionshandel beendet würde, würde EE-Förderung zu einer Emissionsreduktion führen, allerdings wohl auf Kosten steigender Emissionen in anderen, nicht mehr vom ETS regulierten Sektoren. In diesem Fall eine Ausweitung der EE-Förderlogik auf alle relevanten Treibhausgasemittierenden Sektoren vorzunehmen, wäre dagegen in Europa politisch nicht durchsetzbar und aufgrund ihrer gesamtgesellschaftlichen Kosten vor allem nicht tragbar.

grundlegende Voraussetzung für seine Stärkung ist die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Dieses Ziel könnte wie oben dargestellt sowohl durch den Ausbau des Emissionshandels als auch durch eine europäische EE-Förderung verwirklicht werden.

Neben der ökonomischen Herausforderung – Marktintegration – stellt sich bei der Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes auch die technische Frage der Systemintegration: Wie kann eine zukunftsfähige Systemarchitektur im europäischen Kontext so gestaltet werden, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt? Die Transformation des Stromsektors hin zu erneuerbaren Energien stellt aufgrund der Kleinteiligkeit der Stromerzeugung (wachsende Anzahl dezentraler Erzeuger) und der höheren Volatilität der Stromeinspeisung neue Anforderungen an die deutsche und europäische Energieinfrastruktur. Diese Infrastruktur wäre nicht nur um-, sondern auszubauen, wenn im Sinne des Binnenmarktes eine stärkere Integration und mehr Wettbewerb angestrebt und damit einhergehende Effizienzpotenziale realisiert werden sollen.

Von zentraler Bedeutung ist, dass der EE-Ausbau zu einer geografischen Neuverteilung der Energieerzeugung in den einzelnen Ländern führt. So entstehen in Deutschland neue Erzeugungskapazitäten im Bereich der Windkraft vor allem im Norden und Osten des Landes. Die Verbrauchszentren befinden sich jedoch in West- und Süddeutschland. Bisher wurden sie von konventionellen und verbrauchsnahe angesiedelten Kraftwerken versorgt, deren Anteil an der Stromerzeugung aber sukzessive zugunsten der erneuerbaren Energien reduziert werden soll. Um Erzeugung und Verbrauch auch künftig zu verbinden, müssen die für den Stromtransport über lange Strecken ausgerichteten Übertragungsnetze erheblich ausgebaut werden. Im Bereich der Verteilnetze, die Strom an Endverbraucher

übertragen und dezentrale Einspeisungen aufnehmen, steigt der Erweiterungsbedarf dagegen aufgrund des Wachstums der Solarenergie.

Kann der Netzausbau jedoch nicht mit der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus Schritt halten, drohen regionale Versorgungsengpässe. Diese werden insbesondere für Süddeutschland befürchtet, weil dort im Zuge des Kernenergieausstiegs große Kernkraftwerke vom Netz gehen werden.⁵³ Ein Versorgungsengpass entsteht dann, wenn die Nachfrage nach Stromdurchleitung die vorhandenen Netzkapazitäten übersteigt.

Für Ausbau und Planung der Übertragungs- und Verteilnetze in Europa ist deshalb vor allem entscheidend, in welchem Umfang, mit welcher Geschwindigkeit und vor allem in welchen Regionen Europas künftig der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen wird. Werden die in diesem Beitrag beschriebenen klimapolitischen Handlungsoptionen umgesetzt und erfolgt der Erneuerbaren-Ausbau über den Emissionshandel oder eine europäisch harmonisierte Förderung, so wird dies in jedem Falle zu einer Spezialisierung führen: Tendenziell würden EE-Kapazitäten künftig (nur) dort entstehen, wo die europaweit günstigsten Standortbedingungen herrschen. In Deutschland würde der EE-Ausbau daher künftig weniger schnell voranschreiten als bisher. Einerseits würden sich damit perspektivisch der Netzausbaubedarf und die damit einhergehende Wahrscheinlichkeit regionaler Versorgungsengpässe innerhalb Deutschlands verringern. Andererseits müssten vor allem Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten deutlich verstärkt werden. Die notwendige Geschwindigkeit und der erforderliche Umfang dieses grenzüberschreitenden Netzausbaus wären jedoch insgesamt niedriger, wenn der EE-Ausbau über den Emissionshandel und

⁵³ Stiftung Marktwirtschaft 2014.

nicht über eine europäische EE-Förderung vorangetrieben würde.⁵⁴

Aus- und Umbau des Stromsystems müssen möglichst effizient erfolgen, damit einerseits Kosten und Umfang des Gesamtvorhabens nicht zu hoch ausfallen. Dies ist insbesondere wichtig mit Blick auf die Bereitschaft der Bevölkerung, für die Systemtransformation zu zahlen und die Umsetzung von Großprojekten im lokalen Kontext zu akzeptieren. Andererseits verringert ein effizientes Vorgehen die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsengpässen, da tendenziell die Notwendigkeit des Netzausbaus sinkt.

Um die Systemarchitektur konsistent zu gestalten, gilt es, ihre wesentlichen Elemente, nämlich Erzeugungsstandorte (sowohl von erneuerbaren Energien als auch von konventionellen Kraftwerken) und Netze, möglichst optimal anzuordnen: Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazitäten sollten die für das Gesamtsystem relevanten Kosten berücksichtigen, also nicht nur die Frage, inwieweit sich der jeweilige Standort zur Erzeugung eignet, sondern auch die Zusatzkosten für den Netzausbau, die mit einer bestimmten Standortwahl einhergehen, beachten. Ansonsten fallen die Kosten des Netzausbaus deutlich höher aus als nötig. Damit resultierende Netzkosten angemessen in das Kalkül von Erzeugungsinvestitionen einfließen, muss der regulatorische Rahmen angepasst werden. Eine europäische Ausgestaltung würde hier höhere Effizienzvorteile als nationale Anpassungen mit sich bringen, da mehr Länder und Marktteilnehmer in die Entwicklung einer konsistenten Systemstruktur einbezogen wären.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, in welchem Umfang der Netzausbau

in Europa stattfinden soll. Ein massiver Ausbau der europäischen und deutschen Netze würde mehr Markttransaktionen im sogenannten europäischen *Energy-only*-Markt ermöglichen, auf dem in kurzen zeitlichen Abständen Kapazitäten gehandelt werden. In einem derart vertieften Strombinnenmarkt wäre ein stärkerer Wettbewerb zwischen Erzeugern in Europa möglich, da Strom über weite Strecken übertragen werden könnte. Gleichzeitig würde ein solches Vorgehen aber mit hohen Kosten beim Netzausbau einhergehen. Ein alternativer Ansatz könnte dagegen darauf abzielen, den Umfang des Netzausbaus und damit seine Kosten gering zu halten. In diesem Falle könnten aber mögliche Effizienzgewinne eines vertieften Binnenmarktes nicht realisiert werden. In beiden Fällen müsste die Netzfürung dabei stärker räumlich verteilt, mit höherer Leistung in den Übertragungs- und Verteilnetzen ausgestattet und um „intelligente“ Betriebsmittel ergänzt werden.⁵⁵

Bis die im Folgenden beschriebenen Wege⁵⁶ zum Umbau des Stromsystems vollständig umgesetzt sind, kann es dennoch zu regionalen Versorgungsengpässen kommen. In diesen Fällen bleibt dann nichts anderes übrig, als das System durch kurzfristige Eingriffe der Netzbetreiber zu stabilisieren.

⁵⁴ Durch die Anbindung einer Vielzahl an Kleinanlagen der Erneuerbaren entsteht ein großer Koordinationsbedarf. Übertragungsnetze müssen stärker auf Verteilnetze zugreifen. Letztere müssen durch erweiterte Aufgaben wie die Frequenzstabilisierung, Spannungshaltung und intelligente Engpassvermeidung die Übertragungsnetze unterstützen. Hierzu bedarf es unter anderem einer Standardisierung von IKT-Schnittstellen und -Prozessen.

⁵⁶ Speicher werden eine untergeordnete Rolle für den Netzausbau spielen, sofern hier keine technologischen Durchbrüche zu erheblichen Kostensenkungen führen. Sie sind selbst verglichen mit einer Abregelung von Strom vorerst keine wirtschaftliche Alternative. Verglichen mit den Kosten der Abregelung von Onshore-Wind (ca. 3 bis 5 €/MWh) in fünf Prozent von 2000 Volllaststunden sind alle bekannten Speichertechnologien in der Neuinvestition deutlich teurer.

⁵⁴ Im Emissionshandel kommen zunächst die relativ günstigen Technologien zur Emissionsvermeidung zum Einsatz. Dementsprechend würde der EE-Ausbau insgesamt langsamer voranschreiten, als wenn die erneuerbaren Energien noch eine zusätzliche Förderung erhielten.

Zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen

Vollkommen getrennt vom Aspekt der regionalen Versorgungssicherheit zu betrachten ist die Frage, ob hinreichend Reservekapazitäten zur Verfügung stehen, um Fluktuationen in der Stromerzeugung auszugleichen. Hintergrund ist der Umstand, dass mit voranschreitendem EE-Ausbau die Volatilität der gesamten Stromeinspeisung erheblich zunimmt. Wenn der Wind weht und die Sonne scheint, ist die EE-Einspeisung sehr hoch. Ist dies nicht der Fall, müssen regelbare Kraftwerke ihre Produktion hochfahren, um die Stromnachfrage zu decken.

Derzeit wird intensiv darüber diskutiert, ob es deshalb kurz- oder mittelfristig notwendig sein wird, einen Mechanismus zur Sicherung ausreichender Erzeugungskapazitäten zu etablieren (einen sogenannten *Kapazitätsmechanismus*).⁵⁷ Dabei geht es zum einen zentral um die Frage, welche Preisspitzen ein an der Kapazitätsgrenze operierender Stromgroßhandelsmarkt aushalten kann, und zum anderen, wie verlässlich die von diesen Preisspitzen ausgehenden Investitionssignale sind.⁵⁸ Das häufige Auftreten hoher Preisspitzen würde darauf hinweisen, dass das Stromangebot zu diesen Zeitpunkten im Verhältnis zur Nachfrage relativ knapp war. Entsprechend hohe Preise könnten den Marktteilnehmern dann Anreize zur Investition in Kapazität geben. Zum jetzigen Zeitpunkt ist im kontinentaleuropäischen Großhandelsmarkt allerdings keine kritische Häufung solcher Preisspitzen zu beobachten, auch nicht in Zeiten geringer Einspeisung aus EE-Anlagen. Es ist daher davon auszugehen, dass im System derzeit sogar Überkapazitäten bestehen.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass auch die Nachfrageseite zur Bewältigung temporärer Engpässe beitragen kann. Zu dieser Flexibilisierung der Nachfrage (*Demand Side Management, DSM*) wurden in den vergangenen Jahren erhebliche Investitionen getätigt.⁵⁹ Dementsprechend zeigen auch die quantitativen Abschätzungen zur künftigen Entwicklung von Verbrauch und Kapazitäten in Deutschland keinen Handlungsbedarf für die kommende Dekade an.⁶⁰ Ob dann für die sichere und friktionsarme Gewährleistung der ab etwa dem Jahr 2020 zunehmend wichtiger werdenden Kapazitätsneubauten ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte, ist derzeit nicht verlässlich abzuschätzen.⁶¹

Hinzu kommt, dass bereits bestehende und mittelfristig zusätzlich verfügbare Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und seinen europäischen Nachbarn (sogenannte Kuppelkapazitäten) eine grenzüberschreitende Deckung regionaler Verbrauchsspitzen erlauben. Die europäische Integration reduziert somit zusätzlich die Handlungsnotwendigkeit. Daher sollte von vorzeitigen Festlegungen hinsichtlich eines Kapazitätsmechanismus auf deutscher wie europäischer Ebene abgesehen werden.⁶²

Ein vorzeitiges Einführen eines Kapazitätsmechanismus für den gesamten Stromgroßhandelsmarkt käme einer unnötigen Subventionierung von Kraftwerken gleich, die selbständig keine hinreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Eine solche Regelung würde nicht nur hohe Kosten nach sich ziehen, sondern für einen langen Zeitraum auch rechtliche Ansprüche seitens der Kraftwerksbetreiber schaffen. Einmal eingeführt wäre ein Kapazitätsmechanismus nur schwer wieder abzuschaffen.

57 BMWi 2013; EWI 2012-2. Die folgende Passage entspricht weitgehend der Darstellung in Bettzüge 2013.

58 EWI 2012-2; Cramton et al. 2013; Cramton/Ockenfels 2012; Joskow/Wolfram 2012.

59 Die International Energy Agency hat hierzu bereits 1993 ein internationales Technologieprogramm ins Leben gerufen (IEA Demand-Side Management Programs).

60 EWI 2012-2.

61 Wesentliche Einflussgrößen auf die Bewertung sind die Entwicklung der nachfrageseitigen Flexibilität einerseits und der Einspeiseprofile aus erneuerbaren Energien andererseits.

62 Monopolkommission 2013; EWI 2012-2.

Wie kann sinnvoll und möglichst effizient verhindert werden, dass *regionale* Versorgungsengpässe die angestrebte Transformation des Stromsystems in Deutschland und Europa gefährden? Dazu zeigen die folgenden Abschnitte eine Reihe von Handlungsoptionen auf.

3.3.1 Optimierung der Standortwahl im europäischen Kontext

Damit bei der Standortwahl von Investitionen in Erzeugungskapazitäten die für das Stromsystem relevanten Kosten in das Entscheidungskalkül miteinbezogen werden, sind verschiedene Maßnahmen vonnöten.⁶³

Ihre europaweit harmonisierte Umsetzung (in eng integrierten Strommärkten) erfordert allerdings die dazu notwendige politische Bereitschaft in den entsprechenden Ländern. Aus diesem Grund bietet sich ein schrittweises Vorgehen an, das zunächst so lange Versorgungssicherheit im nationalen Maßstab gewährleistet, bis die effizienteren Maßnahmen auf europäischer Ebene vollständig implementiert sind. Als Ad-hoc-Maßnahmen⁶⁴ sind Eingriffe des Netzbetreibers im Rahmen des sogenannten „Redispatch“-Mechanismus (§ 13.2 EnWG in Verbindung mit § 11 EEG beziehungsweise nach § 13.2 EnWG) gut geeignet. Hierbei werden Kraftwerke „vor“ dem Engpass herunter- und „hinter“ dem Engpass befindliche Kraftwerke hochgefahren, sodass ausreichend Strom in der betroffenen Region zur Verfügung gestellt werden kann. Der Mechanismus müsste um Maßnahmen zur Kapazitätssicherung erweitert werden. Dazu zählt etwa die Übernahme der Fixkosten von Kraftwerken durch den Netzbetreiber.

⁶³ Bettzüge 2013.

⁶⁴ Eine Ad-hoc-Maßnahme in Süddeutschland zeigte sich im April 2013, als die für die Betreiber defizitären Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5 nur in Betrieb belassen wurden, nachdem sich der Netzbetreiber TenneT in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur dazu verpflichtet hatte, die Fixkosten des Kraftwerks teilweise zu tragen (TenneT 2013). Dieses Vorgehen wurde anschließend durch die Reservekraftwerksverordnung der Bundesregierung kodifiziert, die zunächst bis zum 31.12.2017 befristet ist (ResKV 2013).

Die Einführung von grenzüberschreitenden Redispatch-Mechanismen unter Koordination der nationalen Regulierungen in eng integrierten Strommärkten kann die Wirksamkeit des Mechanismus noch verstärken und Strukturen für eine EU-weite Kooperation schaffen. Eine entsprechende Zusammenarbeit Deutschlands mit Frankreich, Österreich und der Schweiz wäre ein wichtiger Schritt in diese Richtung. Sollte sich tatsächlich langfristig ein europäischer Kapazitätsmechanismus als nötig erweisen, würde dies eine passende Plattform bieten.

In einem zweiten Schritt könnten dann Maßnahmen zur Optimierung der Standortwahl von Erzeugungskapazitäten ergriffen werden. Im Wesentlichen müssten hierzu die Strompreissignale angepasst werden. Derzeit existiert etwa in Deutschland lediglich eine nationale Preiszone. Problematisch daran ist, dass der nationale Strompreis keine regionale Knappheit von Strom und damit auch keine Engpässe in bestimmten Regionen wiedergibt. Ein sogenanntes *Market Splitting* würde hier ansetzen und den Strommarkt in regionale Preiszonen aufteilen. Versorgungsengpässe, etwa in Süddeutschland, würden sich dann in höheren Preisen widerspiegeln. Damit würden hohe Anreize bestehen, Erzeugungskapazitäten in Regionen mit höherer Versorgungsunsicherheit anzusiedeln. In der Konsequenz würde die Versorgungssicherheit deutlich erhöht und der Netzausbaubedarf (sowie die damit einhergehenden Kosten) reduziert. Mittelfristig könnte dann die grenzüberschreitende Netzstruktur zunehmend nationale Grenzen als Bezugsgröße für die Grenzen einer Preiszone ersetzen.

Als Vorbild für ein derartiges *Market Splitting* in regionale Preiszonen kann die skandinavische *Nord Pool Spot Strombörse* dienen.⁶⁵ Die Umsetzung sollte zu-

⁶⁵ Im Bereich von Nord Pool Spot, der Strombörse der skandinavischen und baltischen Staaten, werden derzeit für Norwegen fünf, für Schweden vier und für Dänemark zwei Preiszonen unterschieden. Die übrigen Staaten stellen jeweils eine Preiszone dar.

nächst in den eng integrierten Regionen Europas erfolgen, um langfristig ein *Market Splitting* im europäischen Stromgroßhandelsmarkt zu ermöglichen.⁶⁶ Hierzu wäre eine Koordinierung Deutschlands mit *Nord Pool* und den anderen direkten Nachbarn erforderlich. Eine Aufteilung Deutschlands in zwei Preiszonen – aber innerhalb der deutschen Grenzen – könnte dabei einen Zwischenschritt darstellen.

Eine weitere wichtige Maßnahme ist die Weiterentwicklung der Netzentgelte. Diese Entgelte werden von Stromerzeugern für die Durchleitung von Strom entrichtet, ihre Höhe ist derzeit aber nicht von der Entfernung, über welche der Strom übertragen wird, abhängig. Durch die Einführung eines entfernungsabhängigen Aufschlags, einer sogenannten „G-Komponente“ (für „Generation“, Erzeugung), könnten Stromerzeuger am Netzausbau beteiligt werden.⁶⁷ Diese ließe sich regional ausdifferenzieren, sodass in Regionen mit hoher Nachfrage der vom Erzeuger zu entrichtende Betrag niedriger ausfallen würde als in Regionen mit geringer Nachfrage. Ebenso müsste die derzeit über das EEG bestehende Pflicht des Netzbetreibers, EE-Anlagen unabhängig von ihrer geografischen Lage an das Netz anzuschließen, abgeschafft werden. Dadurch würden Anlagen, die zu besonders hohen Netzausbaukosten führen, wie etwa oftmals Offshore-Anlagen, tendenziell nicht gebaut. In der Konsequenz würden zusätzliche Kraftwerksinvestitionen in versorgungskritischen Gebieten getätigt und Umfang sowie Kosten des Netzausbaus reduziert.⁶⁸

Sowohl Ad-hoc- als auch derartige mittelfristige Maßnahmen würden nicht nur Engpässe erheblich reduzieren und die Effizienz des Gesamtsystems deutlich erhöhen, sondern auch die Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus weiter verringern.

3.3.2 Optimierung der Standortwahl im nationalen Kontext

Für eine rein nationale Politik zur Förderung einer optimalen Standortwahl von Erzeugungskapazitäten gelten grundsätzlich ähnliche Voraussetzungen wie für eine europäische Lösung. Auch hier wäre ein schrittweises Vorgehen denkbar, das zunächst auf Ad-hoc-Maßnahmen basiert und dann schrittweise regional unterschiedliche Preiszonen und Netzentgelte definiert. Derartige Maßnahmen würden jedoch nicht in Koordination mit den europäischen Partnern stattfinden. Die politische Umsetzbarkeit dürfte entsprechend höher sein. Allerdings würden Effizienzvorteile geringer ausfallen, da das Stromsystem der europäischen Nachbarstaaten nicht miteinbezogen wäre.

Müssen die Maßnahmen ohne Einbeziehung ausländischer Kapazitäten umgesetzt werden, so ist ein größerer Zubau von deutschen Kraftwerken nötig. Dadurch erhöhen sich die Kosten der nationalen Vorgehensweise gegenüber einer europäischen Lösung. Tendenzuell steigt in diesem nationalen Szenario auch die Wahrscheinlichkeit, dass ein verstärkter Netzausbau innerhalb Deutschlands betrieben werden muss, um Systemstabilität zu gewährleisten. Andernfalls könnte es angesichts der fehlenden Abstimmung mit den europäischen Nachbarn vermehrt zu Eingriffen benachbarter Netzbetreiber und zur Abregelung deutschen Stroms kommen, was die Engpassproblematik weiter verschärfen würde.

⁶⁶ Der Übergang zu solchen grenzüberschreitenden Preiszonen kann Transaktions- und Transitionskosten nach sich ziehen, die es gegen die möglichen Vorteile abzuwägen gilt.

⁶⁷ Die Übertragungsnetzbetreiber identifizieren hierzu Netzengpässe und kalkulieren langfristige Grenznutzen sowie -kosten der Netzbelastung und definieren Preiszonen, in denen ein negatives/positives Netzentgelt berechnet wird.

⁶⁸ Bisher fehlen jedoch Untersuchungen, die Grenznutzen und -kosten erheben und den Umfang der Einsparungen quantifizieren.

3.3.3 Massiver Netzausbau

Neben dem ohnehin erforderlichen Netzausbau in Deutschland ist auch ein europäischer Netzausbau vonnöten. Dieser Ausbau des europäischen Übertragungs- und Verteilnetzes könnte darauf abzielen, alle Hindernisse beim großräumigen Transport elektrischer Energie abzubauen („Kupferplatte“), um möglichst viele Markttransaktionen eines europaweit einheitlichen „Energy-Only“-Marktes zu erlauben. In einem solchen Szenario würde viel stärker als bereits heute der Fall auf nationale Autonomie und Autarkie in der Stromversorgung verzichtet.

Derzeit besteht auf nationaler Ebene eine Ausbaupflicht, sobald aufgrund eines Netzengpasses die EE-Stromerzeugung aberegelt wurde. Auf ähnliche Weise könnte auch auf europäischer Ebene ein Abbau der Engpässe in den Übertragungsnetzen angestrebt werden. Mittel- und langfristig würde die Errichtung eines gleichstrombetriebenen Höchstspannung-„Supergrids“ (HVDC) notwendig, um Effizienzvorteile über verstärkten Wettbewerb im Strombinnenmarkt zu generieren und den europaweiten EE-Ausbau zu flankieren.

Hierzu sind in den europäischen Übertragungsnetzen bis 2030 in den kommenden zehn Jahren voraussichtlich rund 150 Milliarden Euro zu investieren.⁶⁹ Ein Großteil der Engpässe, die sonst durch mehr EE-Einspeisung entstehen, könnte auf diese Weise ausgeräumt werden. Schätzungen zufolge wäre das größte Investitionsvolumen mit etwa 44 Milliarden Euro von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu schultern.⁷⁰

Ein solcher Netzausbau würde es insbesondere ermöglichen, große Strommengen vom Süden Europas nach Norden

und umgekehrt zu transportieren. Gilt die Prämisse, dass Kraftwerke europaweit an Standorten mit möglichst optimalen Produktionsbedingungen entstehen sollen, so müsste der europaweite Netzausbau darüber hinausgehend noch deutlich gesteigert werden. Ein wachsender Teil des deutschen Bedarfs an Leistung würde dann importiert.

Die europaweite Verteilung von Wind- und Solarkraft könnte aufgrund der Entfernungen von bis zu mehreren tausend Kilometern zwischen einzelnen Erzeugungsstandorten teilweise die EE-typischen Fluktuationen ausgleichen und würde somit zur Verstärkung der Versorgung beitragen. Das verstärkte Netz würde es zudem erlauben, bei drohenden Instabilitäten oder Engpässen mehr Regelkraftwerke einzubeziehen. Mittelfristig werden es neue Planungs- und Analysemethoden erlauben, Redispatch und Abregelungen von EE-Anlagen langfristiger im Voraus und über größere Regionen als heute zu planen.

Eine vollständige Realisierung dieser Handlungsoption setzt eine weitere Integration der europäischen Energieversorgung ebenso voraus wie eine politische Bereitschaft der Mitgliedsstaaten, auf nationale Autarkie und andere standortbezogene nationale Politikelemente zu verzichten. Insbesondere eine Kopplung mit einer europaweiten regionalen Aufgliederung von Preiszonen und Netzentgelten wäre wichtig, um die hohen Kosten dieses Ansatzes zu reduzieren. Eine schrittweise Umsetzung durch den koordinierten Netzausbau und die Schaffung eines derartigen regulatorischen Rahmens in bereits eng integrierten Regionen (im Falle von Deutschland ist dies die CWE-Region) wäre ein konsequenter Übergang zu diesem Ziel.

3.3.4 Kostenorientierter Netzausbau

Ein kostenorientierter Ausbau würde prioritär darauf abzielen, Netzausbaukosten sowohl im Verteil- als auch im Übertra-

⁶⁹ ENTSO-E 2014.

⁷⁰ Laut *Netzentwicklungsplan* (NEP), der noch weitere Ausbaupläne berücksichtigt, werden in den nächsten Jahren 22 Milliarden für den Offshore- und weitere 22 Milliarden für den Onshore-Ausbau der Erneuerbaren benötigt (Netzentwicklungsplan 2014).

gungsnetz möglichst gering zu halten. Bei einem solchen Ansatz könnte der Netzausbau daher nicht dazu dienen, Schwankungen bei Erzeugung und Verbrauch europaweit auszugleichen.

Um regionale Engpässe in einem System zu vermeiden, das immer stärker durch die volatile Stromerzeugung der EE geprägt wird, müsste das Vorgehen entsprechend angepasst werden. Kommt es zu Erzeugungsüberschüssen, müssten diese vor allem abgeregelt werden. Soweit möglich sollte auch die Stromnachfrage flexibilisiert werden (*Demand Side Management*), indem etwa Verbraucher Anreize erhalten, ihren Stromkonsum zu bestimmten Zeiten zu erhöhen.⁷¹ In geringem Umfang könnten Überschüsse auch durch Speicher aufgenommen werden.

Bei Erzeugungsempässen kämen vorwiegend die Reservekapazitäten regelbarer Kraftwerke zum Einsatz, gefolgt von Pump- und Wasserspeichern sowie Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung.⁷²

Ein kostenorientierter Ausbau wäre eine deutliche Abkehr vom bisher vorherrschenden Paradigma, dass alle Markttransaktionen erlaubt werden sollen und alle EE-Anlagen jederzeit mit der maximal möglichen Last einspeisen sollen. In einem Szenario des kostenorientierten Netzausbaus würde daher aus der Abregelung der EE-Anlagen keine Verpflichtung zum Netzausbau mehr resultieren.

Um Kosten weiter zu senken, könnten zudem Systemdienstleistungen auf der Verteilnetzebene ausgeschrieben werden. Erst wenn ein Engpass nicht mehr von den Marktteilnehmern selbst aufgelöst werden könnte, würde der Netzbe-

treiber die nötigen Abregelungen oder Abschaltungen vornehmen (sogenanntes „Ampel-Konzept“).⁷³ Eine Europäisierung dieses Konzepts würde insgesamt zu geringeren Ausbaukosten führen.⁷⁴

Tendenziell würde ein Szenario des kostenorientierten Netzausbaus zu weniger stabilen Netzen führen, da benachbarte und untergeordnete Netze nur eingeschränkt in der Lage wären, bei Gefahr für die Netzstabilität Abhilfe zu schaffen. Allerdings könnten die dargestellten Maßnahmen zu deutlichen Kosteneinsparungen führen. Zur Netzstabilisierung wären stärkere Markteingriffe erforderlich als im Szenario des massiven Netzausbaus. Eine europaweite Aufgliederung von Preiszonen und Netzentgelten könnte aber auch hier hilfreich sein, um die Anreize für verbrauchsnahe Stromerzeugung zu erhöhen und Netzengpässe zu verringern. EE-Anlagen würden auf jeden Fall häufiger abgeregelt.

Zielkonflikte bei der Gestaltung des Strombinnenmarktes

Bei Maßnahmen, die gleichzeitig der Systemstabilität und der Stärkung des Binnenmarktes dienen sollen, ergeben sich Zielkonflikte. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit ist zwangsläufig mit Kosten durch den Netzausbau oder den Zubau von Kraftwerken verbunden. Mechanismen zur Optimierung der Standortwahl können dazu ebenso einen Beitrag leisten wie der Netzausbau. Je mehr dies im Austausch mit den Nachbarländern geschähe, desto geringer wären diese Kosten.⁷⁵

Insgesamt erlauben die Handlungsoptionen eine Reduzierung der Engpässe, ohne dass die Einführung eines

⁷¹ Ein Beispiel für derartige Maßnahmen sind Verträge, die es Verbrauchern erlauben, Effizienzvorteile zu realisieren, etwa indem sie ihren Strombedarf verschieben beziehungsweise zu bestimmten Stunden erhöhen/reduzieren.

⁷² Das Potenzial von *Demand Side Management* ist aber weitgehend auf den Tagesverlauf beschränkt.

⁷³ CEN et al. 2012; als erster technischer Schritt müsste hierzu auf Verteilnetzebene die Einrichtung eines „Energieinformationsnetzes“ erfolgen (Appelrath et al. 2012).

⁷⁴ Auch hier gilt, dass der genaue Umfang solcher Einsparungen noch nicht quantifiziert wurde.

⁷⁵ Beispielsweise müssten in Grenzgebieten weniger ineffiziente Kraftwerke in Deutschland zum Einsatz kommen, sofern ausreichend Kapazitäten im Ausland bestehen.

Kapazitätsmechanismus vonnöten wäre. In jedem Fall setzt eine vertiefte Integration des Binnenmarktes voraus, dass die Politik nicht das Ziel möglichst starker Autarkie und Autonomie verfolgt. Nicht zuletzt ist bei Netzplanung und -ausbau auch die Akzeptanz aufseiten der Bevölkerung zu untersuchen und entsprechend zu berücksichtigen.

3.4 Die politische Umsetzbarkeit erleichtern: Kooperation und Lastenteilung

Eine effiziente Umsetzung der europäischen Energie- und Klimapolitik basiert auf einer verstärkten Kooperation zwischen den Mitgliedsländern. Für die in diesem Beitrag beschriebenen Handlungsoptionen ist dies eine wichtige Voraussetzung: Eine klar definierte und gesellschaftlich akzeptierte Lastenteilung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten könnte sowohl bei der Gestaltung des Emissionshandels als auch beim europäischen Netzausbau die Kooperationsbereitschaft der Staaten erhöhen und so die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen erleichtern.⁷⁶ Auch für eine schrittweise Etablierung einer europäischen Erneuerbaren-Förderung sind Kooperationsmechanismen hilfreich.

Auf europäischer Ebene existieren bereits entsprechende Mechanismen, die es verstärkt zu nutzen gilt. Einige davon beinhalten auch Transfers, die nationale Gegebenheiten und unterschiedliche Entwicklungsstände zwischen den Mitgliedsländern ausgleichen sollen. Diese Perspektive ist im Klima- und Energiepaket von 2007 („20-20-20-Ziele“) verankert und fußt auf dem Prinzip der Solidarität als Fundament der Europäischen Union.⁷⁷

⁷⁶ Eine gesellschaftlich transparente Diskussion der möglichen Verteilungsschlüssel könnte die Bereitschaft, diesbezüglich eine Einigung zu erzielen, erhöhen.

⁷⁷ EUV.

Sowohl das ETS als auch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie ermöglichen Kooperationen und Transfers. Seit Phase III des ETS, also seit Beginn des Jahres 2013, werden mindestens 40 Prozent der Emissionszertifikate versteigert. 88 Prozent dieser Einnahmen gehen zurück an die Mitgliedsstaaten. Allerdings werden zehn Prozent der Auktionseinnahmen auch direkt an die ärmsten EU-Mitgliedsstaaten verteilt. Darüber hinaus werden zwei Prozent der Erlöse an solche Staaten verteilt, die seit 2005 besonders viele Emissionen reduziert haben. In der Praxis findet hier ein finanzieller Transfer zugunsten der osteuropäischen Mitgliedsländer statt. Ein stärker ausgeprägter Lastenausgleich durch eine umfangreichere Umverteilung der Einnahmen könnte eine Einigung der EU-Mitgliedsstaaten zugunsten des Ausbaus des Emissionshandels unterstützen.⁷⁸

Auch in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie sind Transfers vorgesehen.⁷⁹ Zunächst haben die Mitgliedsländer über die Richtlinie die Verpflichtung, ihre nationalen Allokationspläne (NREAP) einzuhalten. Die Erfüllung dieser Verpflichtung kann entweder inländisch erfolgen, oder es können drei verschiedene Kooperationsmechanismen genutzt werden, nämlich statistische Transfers, gemeinsame Projekte oder sogar gemeinsame Fördermechanismen für Erneuerbare. Es steht somit ein regulatorischer Rahmen zur Verfügung, der unverbindliche bilaterale Kooperation über statistische Transfers am Ende der Verrechnungsperiode im Jahr 2020 zulässt und bis zu einer vollständigen Harmonisierung der Förderschemata reicht.

Ein weiterer Aspekt ist in diesem Zusammenhang wichtig. Die NREAP sind nicht aufgrund der nationalen Potenziale der Erneuerbaren festgelegt worden,

⁷⁸ Dies setzt allerdings eine Einigung auf entsprechende Verteilungsschlüssel voraus.

⁷⁹ Kleßmann et al. 2010.

sondern nach einem Schema der Lastenteilung.⁸⁰ Käme es zu einer zunehmend europäisch integrierten EE-Förderung, so stünde aufgrund der damit einhergehenden Effizienzgewinne Geld für Transfers in Mitgliedsländer zur Verfügung, um dort Klimaschutzanstrengungen voranzutreiben.

Mit Blick auf den europäischen Netzausbau sieht das „EU Energy Union Package“ eine vertiefte Kooperation zur Stärkung des Binnenmarkts vor.⁸¹ Das von der EU angestrebte Ziel, die Verbindungskapazitäten jedes Mitgliedsstaates bis 2020 auf mindestens 10 Prozent der installierten Stromkapazitäten und bis 2030 auf 15 Prozent zu heben, ist ein erster Schritt. Hierbei kann die regionale Kooperation von benachbarten Mitgliedsstaaten, wie sie etwa bereits in den vier „Regional Groups for Electricity“ der EU stattfindet, weiter vertieft werden. Mechanismen zur Projektauswahl, -finanzierung und -umsetzung bestehen bereits in Form der „Connecting Europe Facility“ (CEF) und den „Projects of Common Interest“ (PCI), die beide stärker genutzt werden könnten. Während die PCI der Projektauswahl dienen, verfügt die CEF über finanzielle Ressourcen. Für den Ausbau der Energieinfrastruktur sind im Budgetplan 2014-2020 unter anderem 5,3 Milliarden Euro vorgesehen, was angesichts der fehlenden europäischen Übertragungsnetze wahrscheinlich noch zu wenig ist.⁸² Die Ressourcen im Rahmen dieses Budgetplans könnten ausgebaut und zur gemeinschaftlichen Finanzierung der Binnenmarktinfrastruktur genutzt werden. Auch könnten weitere Finanzierungsoptionen, wie der von der Kommission vorgeschlagene „European Fund for Strategic Investment“ (EFSI), auf ihre Eignung geprüft werden.

Viele der hier beschriebenen Mechanismen werden zwar von der EU-Kommission immer wieder betont, aber bisher noch kaum genutzt.⁸³ So wären im Rahmen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie gemeinsame EE-Projekte etwa mit Polen möglich. Ebenso könnte man zu einer Konvergenz der Förderschemata gelangen. Die Transfermechanismen des ETS ließen sich nutzen und ausbauen, um die relativ hohen Belastungen durch den Emissionshandel einiger Länder zu kompensieren. Ein ausgestaltetes „EU Energy Union package“ könnte einen Rahmen bieten, um die Kosten des europäischen Netzausbaus zur weiteren Integration des Binnenmarktes lastengerecht zu verteilen.

⁸⁰ Dieses Schema basiert auf dem EE-Anteil im Jahr 2005 als Ausgangsbasis, einer gemeinsamen „flat rate“ von 5,5 Prozent Zuwachs und einem Anteil, der sich nach dem Brutto sozialprodukt pro Kopf berechnet.

⁸¹ EU 2015-1.

⁸² EU 2015-2.

⁸³ EU 2013-1.

4. Europarechtliche Bewertung der Handlungsoptionen

Damit Investitionen in klimafreundliche Technologien getätigt und so die Treibhausgase in Europa reduziert werden können, muss die in dem vorliegenden Beitrag beschriebene Gestaltung des europäischen Ordnungsrahmens mit dem europäischen und deutschen Recht vereinbar sein. Denn nicht zuletzt dieser Rechtsrahmen entscheidet maßgeblich darüber, ob eine energie- und klimapolitische Maßnahme auch umgesetzt werden kann und langfristig tragfähig ist.

Insbesondere mit Blick auf die nationale Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und ihre Europarechtskonformität bestanden aus Sicht der EU-Kommission zum EEG vor der Reform 2014 und zu dem vorgelegten Regierungsentwurf zunächst schwerwiegende Bedenken, die aus rechtswissenschaftlicher Sicht zumindest in Teilen fortbestehen.⁸⁴ Der Rechtsstreit⁸⁵ zwischen Bundesregierung und EU-Kommission bezüglich der Vereinbarkeit des EEG insbesondere mit dem Beihilfeverbot (Art. 107, 108 AEUV) führte letztlich zu einer Einigung im Rahmen der EEG-Reform 2014.⁸⁶ Der Gestaltungsspielraum der Mitgliedsstaaten wird zudem durch ein Grundsatzurteil des EuGH vom 01.07.2014 gestärkt.⁸⁷

Mögliche rechtliche Konflikte bestehen dennoch nach wie vor mit Blick auf die EE-Förderung und das Wettbewerbsprinzip des europäischen Binnenmarktes. Denn im Falle von Deutschland blockiert der geltende Einspeisevorrang für deutschen Grünstrom den Export regenerativ erzeugten Stroms aus EU-Mitgliedsstaaten. Hier ist noch offen, ob dieses Vorrangprinzip zulässig ist. Es ist keineswegs gesichert, dass der durch die Richtlinie 2009/28/EG eingeräumte Gestaltungsspielraum für die EE-Förderung eine umfassende Einschränkung des Wettbewerbs auf dem Erzeugungsmarkt zulässt.⁸⁸ Der EuGH äußert sich dazu in seinem Grundsatzurteil vom 01.07.2014 nicht.

Die in diesem Beitrag beschriebenen Handlungsoptionen werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Europarechtskonformität überprüft, um festzustellen, ob durch ihre Umsetzung langfristige Rechtssicherheit in der Energie- und Klimapolitik gegeben ist – in Deutschland wie in Europa.

In einem zweiten Schritt wird untersucht, ob diese Optionen Wege aufzeigen können, um die Widersprüche zwischen nationaler EE-Förderung und geltendem EU-Recht aufzulösen. Aus deutscher Sicht ist dabei zu beachten, dass – auch wenn die Handlungsoptionen umgesetzt werden – die künftige Rechtssicherheit nicht zuletzt von der Ausgestaltung des EEG

⁸⁴ Wolfrum 2014.

⁸⁵ Am 18.12.2013 wurde ein entsprechendes Hauptprüfverfahren eingeleitet (EU 2013-2).

⁸⁶ Die Kommission hat dem EEG 2014 vor dem 23.07.2014 zugestimmt, wodurch ein termingemäßes Inkrafttreten zum 01.08.2014 ohne europarechtliche Rechtsrisiken bezüglich einer Beanstandung durch die Kommission möglich wurde. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die rechtzeitige Stellung von Anträgen für die Verschonungsregeln (§§ 64 ff. EEG 2014) von Bedeutung.

⁸⁷ EU 2013-3. Laut Urteil wird eine Beschränkung nationaler Fördersysteme auf die jeweiligen nationalen Kraftwerksbetreiber unter Einsatz von erneuerbaren Energien mit dem Verbot von Handelshemmnissen nach Art. 34 AEUV für vereinbar gehalten.

⁸⁸ Vgl. Richtlinien 2009/28/EG und 2009/72/EG. Die Frage, ob die Richtlinie 2009/28/EG eine abschließende Sonderregelung gegenüber der Richtlinie 2009/72/EG mit der europarechtlichen Vorgabe von Wettbewerb auch auf dem Erzeugermarkt bildet, ist gerichtlich noch nicht geklärt und wird in der Literatur kontrovers beurteilt.

abhängt. Vor der EEG-Reform galt dies insbesondere für Altfälle bei Ausnahmen von der EEG-Umlage sowie für bereits errichtete beziehungsweise genehmigte EE-Anlagen.⁸⁹ Eine enge Abstimmung mit der Europäischen Kommission zur Vermeidung langjähriger Rechtsunsicherheit ist daher in jedem Fall weiterhin notwendig, etwa mit Blick auf die noch offene Frage der Zulässigkeit des Vorrangprinzips für EE-Anlagen.

4.1 Bewertung des Konzepts „Ausbau des Emissionshandels“

Der europäische Emissionshandel als gemeinschaftliches Instrument zum Klimaschutz ist uneingeschränkt mit dem europarechtlichen Rahmen vereinbar. Gleiches gilt für einen Ausbau des ETS, der mehr Versteigerungen von Emissionszertifikaten sowie die Einführung eines Preiskorridors vorsieht. Die Einigung auf Mindestanzahlziele für Treibhausgasemissionen ist aus rechtlicher Sicht ebenso unbedenklich.

Wie bereits dargestellt, bestehen derzeit Bedenken in erster Linie bezüglich der Europarechtskonformität der nationalen Förderprogramme für erneuerbare Energien. Voraussetzung für eine Lösung im Rahmen der Handlungsoption ist, dass Deutschland – ebenso wie andere EU-Mitgliedsstaaten – bereit ist, sein Fördersystem umzustellen, also die Förderung zu reduzieren, und den EE-Ausbau vor allem über das ETS stattfinden zu lassen. Wie beschrieben, ist hier auch eine Verlagerung der Förderung zugunsten von mehr Forschung und Entwicklung beispielsweise über Pilotprojekte möglich. Diese ist unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten unbedenklich.

Hinsichtlich der Vereinbarkeit der Handlungsoption mit dem europarechtlichen Wettbewerbsprinzip und mit dem Beihilfeverbot und damit für die Intensität der primärrechtlichen Absicherung gilt folgender Grundsatz: Die rechtliche Kollisionsgefahr wird umso geringer ausfallen, je umfassender die Ausbauförderung erneuerbarer Energien über das ETS und je weniger über rein nationale Fördermechanismen erfolgt – und umgekehrt.

Um rechtlich bindend sicherzustellen, dass alle EU-Mitgliedsstaaten ihre nationalen Förderprogramme entsprechend anpassen und das ETS volligen oder weitgehenden Vorrang beim EE-Ausbau erhält, ist eine Beseitigung beziehungsweise Reduzierung der gegenwärtig bestehenden nationalrechtlichen Kompetenzen hinsichtlich der Gestaltung des Energiemix notwendig. Dies bedingt vor dem Hintergrund des Artikels 194 AEUV, der ebendiese Kompetenzen garantiert, eine entsprechende europarechtliche Rechtsänderung auf primärrechtlicher Basis.

4.2 Bewertung des Konzepts „Marktorientierte Erneuerbare-Förderung in der EU“

Eine Förderung erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene ist grundsätzlich mit dem Europarecht vereinbar. Bei der Umsetzung ist allerdings zu beachten, dass ein solches Konzept auf Ebene des europäischen Primärrechts implementiert werden muss. Denn sowohl das europäische Wettbewerbsprinzip als auch das Beihilfeverbot (mit Ausnahmen) sind primärrechtlich, also auf der obersten Stufe der Normenhierarchie, im europäischen Recht verankert. Beide stehen potenziell im Konflikt mit einer EE-Förderung. Eine sekundärrechtliche Richtlinie zur europaweit einheitlichen EE-Förderung würde daher nur dann für eine endgültige rechtliche Absicherung genügen, wenn das Primärrecht für eine Konkretisierung durch

⁸⁹ Hierbei ist anzumerken, dass sich die deutsche Politik für einen umfassenden Bestandschutz bezüglich bestehender oder bereits genehmigter EE-Anlagen entschieden hat, obwohl aus rechtlicher Sicht – nach kontrovers beurteilter Zulässigkeit – durchaus Einschränkungen des Bestandschutzes möglich wären. Mit Inkrafttreten des EEG 2014 hat sich diese Frage für die Praxis erledigt.

Sekundärrecht offen ist.⁹⁰ Dafür würde es einer rechtsgrundsätzlichen Analyse bedürfen, die den Rahmen der hier vorgelegten Untersuchung sprengen würde.

Aus rechtlicher Sicht beseitigt eine europäische EE-Förderung den Konflikt zwischen nationaler Förderung und Europarecht. Dieser Konflikt basiert darauf, dass die genannten europarechtlichen Vorgaben zum Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft – insbesondere auch im Sektor Stromerzeugung – und zum prinzipiellen Beihilfeverbot (mit Ausnahmen) bestehen, an welche die nationale Ausgestaltung der Fördermechanismen gebunden ist. Jede Förderung bestimmter Formen der Energieerzeugung mit Ausnahmen dazu im nationalen Recht befindet sich in einem Spannungsfeld zu den zwingend zu beachtenden europarechtlichen Vorgaben.

Die Europarechtskonformität nationaler EE-Förderung ist also zweifelhaft und aufgrund einiger komplexer Rechtsfragen noch nicht endgültig geklärt, wenn auch für das EEG 2014 infolge der Zustimmung der Kommission politisch zunächst gelöst. Diese Schwierigkeiten werden beseitigt, wenn die Förderkonzeption für erneuerbare Energien auf die europäische Ebene mit einheitlicher Ausgestaltung unter entsprechender Verdrängung nationalrechtlicher Kompetenzen verlagert wird.

Bei einem solchen Vorgehen hat derselbe europäische Normgeber es in der Hand, das Wettbewerbsprinzip und das prinzipielle Beihilfeverbot mit dem EE-Förderkonzept wie oben beschrieben zu harmonisieren, zum Beispiel durch rechtlich abgesicherte Ausnahmen. Widersprüche zwischen nationalem und

europäischem Recht werden so vermieden. Aus beihilferechtlicher Sicht würde wegen einer einheitlichen Geltung des EE-Förderkonzeptes in der EU die Problematik des innerstaatlichen Schutzes der stromintensiven Wirtschaft innerhalb der EU dauerhaft beseitigt. Alle Unternehmen wären gleichermaßen betroffen.

Hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit von besonders stromintensiven Unternehmen in der EU mit Unternehmen außerhalb der EU blieben die ungleichen Belastungen dann bestehen, wenn außerhalb der EU umfassende EE-Förderkonzepte nicht oder nur in Ansätzen vorhanden wären. Entsprechendes würde im Übrigen auch für das Konzept „Ausbau des Emissionshandels“ gelten. Daher wäre zu prüfen, ob eine EU-weite Sonderregelung für die stromintensive Wirtschaft zum Schutze ihrer Wettbewerbsfähigkeit mit Unternehmen außerhalb der EU in Betracht kommt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass diese Thematik für das ETS schon jetzt besteht.

Rechtsgrundsätzlich möglich zur Verbesserung einer europäischen Harmonisierung der EE-Förderung sind schließlich völkerrechtliche Verträge zwischen einzelnen Mitgliedsstaaten, die ihre Fördersysteme zusammenlegen möchten. Ihrer Zulässigkeit steht jedoch die mangelnde Praktikabilität und Effizienz entgegen, resultierend aus der Freiwilligkeit solcher Vertragsschlüsse. Realistischer Weise müsste – wenn überhaupt erreichbar – mit geringer Beteiligung und geringer europaweiten Effizienz gerechnet werden. Eine den Rechtsraum der EU umfassend erreichende Harmonisierung der EE-Förderung und der EU-Klimapolitik ist damit nicht möglich.

⁹⁰ Der europäische Normgeber muss daher zwingend das vorgegebene Verhältnis von Primärrecht (hier im AEUV) zum Sekundärrecht (hier in den Richtlinien zum Wettbewerb und zur EE-Förderung, Richtlinien 2009/72/EG vom 13.07.2009 und 2009/28/EG vom 23.04.2009) beachten.

4.3 Bewertung von Mechanismen zur Behebung von Versorgungsengpässen

Zur Bewältigung der Problematik regionaler Engpässe ist keine neue gesetzliche Regelung notwendig. Auf vertraglicher Ebene können Kraftwerke in EU-Staaten bereits jetzt einen wichtigen Beitrag in Einzelfällen leisten und damit zur Verringerung der Notwendigkeit einer gesetzlichen Lösung in der Bundesrepublik Deutschland beitragen.

Dabei ist zu sehen, dass wir gegenwärtig eine solche gesetzliche Lösung in Form eines staatsdirigistischen Kapazitätsmarktes durch §§ 13 a bis 13 c EnWG⁹¹, ergänzt um die Reservekraftwerksverordnung befristet bis zum 31.12.2017, schon haben. Voraussetzung für solche „Hilfen“, also die Bereitstellung von Kapazität im Falle eines Engpasses, aus der EU ist einerseits eine hinreichende Netzkapazität und andererseits die Anerkennung von Leistungspreisen durch die Bundesnetzagentur. Die Voraussetzungen dafür sind in der ARegV⁹², ergänzt um die aus § 13 EnWG resultierende normative Wertung, gegeben. Im Sinne des Gemeinsamen Marktes sind solche EU-weiten Lösungen einer rein nationalen Lösung schon aus rechtlichen Gründen vorzuziehen, bei entsprechenden Angeboten aus der EU sogar zwingend zu berücksichtigen.

Für den Ausbau der Netze in Europa zur Vertiefung der Binnenmarktintegration stehen entsprechende Regelungen zur Verfügung. In der Bundesrepublik Deutschland gibt es eine regulierungsbehördliche durchsetzbare Investitionspflicht zum Netzausbau bei Bedarf und Zumutbarkeit nach §§ 11 Abs. 1, 65 EnWG. Die Regelungen in den EU-Staaten sind unterschiedlich. Eine neue europarechtliche Netzinvestitionspflicht ist für den

europäischen Netzausbau insofern nicht nötig und auch nicht im europäischen Primärrecht verankert. Für den koordinierten Ausbau kann zudem ergänzend das Instrumentarium der Verordnung (EG) Nr. 714/2009⁹³ über die Netzzugangsbedingungen als Investitionsanreiz genutzt werden, insbesondere nach dessen Artikel 17. Dabei kann ACER, die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, die Koordinierung übernehmen. Eine Harmonisierung des Anlagengenehmigungsrechts für Netze im EU-Raum, an der es bislang fehlt, würde den Ausbau grenzüberschreitender Netze erleichtern.

4.4 Bewertung neuer Kooperations- und Transfermechanismen

Für Kooperationen und Transferzahlungen im Bereich des ETS, der EE-Förderung und des Binnenmarktausbaus können die genannten Richtlinien als Basis dienen. Da dabei kein Rechtszwang besteht, kommen nur freiwillige Lösungen zwischen den betreffenden Akteuren in Betracht.

Mit Blick auf die Lastenverteilung zwischen EU-Ländern beim Übertragungsnetzausbau kann eine Verständigung mit den staatlichen Regulierungsbehörden über die Anerkennung als Kostenpositionen bei der Netzentgeltregulierung angestrebt werden. Auch hier kann ACER die Koordinierung übernehmen. Grundlage hierfür ist die Verordnung (EG) Nr. 713/2009.⁹⁴

Auch aus rechtswissenschaftlicher Sicht existiert somit bereits eine gute institutionelle Basis, um Kooperationen innerhalb der EU anzustreben und so schrittweise zu einer integrierten Klima- und Energiepolitik zu gelangen.

⁹¹ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

⁹² Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

⁹³ Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

⁹⁴ Verordnung (EG) Nr. 713/2009.

5. Fazit

Bei der deutschen Energiewende handelt es sich derzeit um eine weitgehend national formulierte Politik, der ein konsistentes Zielsystem fehlt. Aufgrund von Zielkonflikten muss eine Priorisierung der Ziele vorgenommen werden. Die Arbeitshypothese dieses Beitrags besteht deshalb darin, dass das prioritäre Ziel der umfassenden Transformation des Energiesystems – unter Beachtung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – der Klimaschutz ist. Angesichts der globalen Dimension des Klimawandels und der Irrelevanz von Emissionsreduktionen einzelner Staaten kann die Energiewende nur dann von Erfolg gekrönt sein, wenn sie zum Aufbau einer hinreichend großen Staatenallianz beiträgt, welche die globalen Klimagase schrittweise reduziert.

Die Europäische Union kann einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn es gelingt, die europäischen Treibhausgasemissionen kosteneffizient zu senken. Dies kann einen Impuls für andere Länder geben, sich der europäischen Initiative anzuschließen und die klimapolitischen Instrumente zu harmonisieren. Der dafür notwendige europäische Ordnungsrahmen kann von der deutschen Politik maßgeblich mitgestaltet werden. Ist Klimaschutz das prioritäre Ziel, müsste auch die deutsche Energiewende in diesen europäischen Rahmen eingebettet werden.

In der Europäischen Union existiert in Form des Emissionshandels bereits ein klimapolitisches Leitinstrument, das weiter gestärkt und ausgebaut werden kann. Mit der bereits erfolgten Einigung auf ein verbindliches Ziel zur Emissionsreduktion

für 2030 und einem noch ausstehenden, ambitionierten Ausbau des ETS können Investitionssicherheit hergestellt und die europäischen Treibhausgasemissionen reduziert werden. Hierzu müssten auch zusätzliche, potenziell ineffektive Förderinstrumente abgebaut werden. Aufgrund von Differenzen zwischen den Mitgliedsstaaten könnte aber eine dafür notwendige politische Einigung ausbleiben.

In diesem Fall kann eine europäische Förderung von erneuerbaren Energien unter bestimmten Bedingungen einen Übergang schaffen. Mit Blick auf den Klimaschutz stellt ein solches Vorgehen aber keinesfalls eine Alternative zum ETS dar. Allerdings können die hohen Kosten der derzeit rein national betriebenen Erneuerbaren-Förderung zumindest gesenkt werden. Der Ausbau von erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands würde in jedem Falle hinter den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung zurückbleiben – zugunsten eines Ausbaus an den europaweit günstigsten Standorten.

Um die europaweite Transformation des Energiesystems zu unterstützen und Effizienzgewinne zu schaffen, müsste die Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom weiter gestärkt werden. Hierzu kann der europäische Netzausbau vorangetrieben und weitere Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit können getroffen werden.

Der Erfolg der europäischen Energie- und Klimapolitik hängt maßgeblich von der Kooperationsbereitschaft Deutschlands und der anderen EU-Mitgliedsstaaten ab. Bereits bestehende

Mechanismen für Kooperationen und Transfers können genutzt werden, um in den jeweiligen energie- und klimapolitischen Handlungsfeldern eine gerechtere Lastenteilung und eine vertiefte Integration zu erreichen.

Nicht zuletzt müssen bei allen ergriffenen Maßnahmen der europäische und der nationale Rechtsrahmen berücksichtigt werden. Denn Rechtssicherheit ist eine grundlegende Voraussetzung für Investitionen in klimafreundliche Technologien. Aus rechtlicher Sicht können die in diesem Beitrag dargestellten Handlungsoptionen diese Rechtssicherheit gewährleisten und darüber hinaus Widersprüche zwischen Europarecht und nationaler Erneuerbaren-Förderpolitik auflösen.

Literatur

Abrell et al. 2011

Abrell, J./Ndoye Faye, A./Zachmann, G.: Assessing the impact of the EU ETS using firm-level data. Bruegel Working Paper 2011/08, 2011. URL: <http://www.bruegel.org/publications/publication-detail/publication/579-assessing-the-impact-of-the-eu-ets-using-firm-level-data/> [Stand: 08.12.2014].

acatech 2012

acatech (Hrsg.): *Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft* (acatech POSITION), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

ACER/CEER 2012

Agency for the Cooperation of Energy Regulators/Council of European Energy Regulators: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012. URL: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf [Stand: 08.12.2014].

AEUV

Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), konsolidierte Fassung: Amtsblatt der Europäischen Union Nr. C 83 vom 30.03.2010.

ARegV

Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529); zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

Appelrath et al. 2012

Appelrath, H.-J./Kagermann, H./Mayer, C. (Hrsg.): *Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie* (acatech STUDIE), Heidelberg u. a.: Springer Verlag 2012.

Betzüge 2013

Betzüge, M. O.: „Zwischen Europa und Re-Regulierung – welcher Ordnungsrahmen für die ‚Energiewende‘?“. In: Löwer, W. (Hrsg.): *Veranlassung und Verantwortung bei der Energiewende*, Bonner Gespräch zum Energierecht, Band 7, 2013, S. 23 ff.

Betzüge et al. 2011

Betzüge, M. O./Growitsch, C./Panke, T.: „Erste Elemente eines Jahrhundertprojekts – ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Europäischen Energiepolitik“. In: *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 60: 1, 2011, S. 50–61.

BMWi 2013

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Studie vorgelegt von Growitsch, C. et al., 2013. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-ka-pazitaetsmaerkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Stand: 08.12.2014].

Böhringer et al. 2007

Böhringer, C./Moslener, U./Sturm, B.: „Hot Air for Sale: A Quantitative Assessment of Russia's Near-Term Climate Policy Options“. In: *Environmental and Resource Economics*, 38: 4, 2007, S. 545–572.

Calel/Dechezleprêtre 2014

Calel, R./Dechezleprêtre, A.: „Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market“. In: *The Review of Economics and Statistics*, 2014, forthcoming. URL: <http://personal.lse.ac.uk/calel/Calel%20and%20Dechezlepretre%20%282012%29.pdf> [Stand: 08.12.2014].

CEN et al. 2012

European Committee for Standardization (CEN) / European Telecommunications Standards Institute (ETSI) / European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC): Sustainable Processes, 2012. URL: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_sustainable_processes.pdf [Stand: 08.12.2014].

Cramton et al. 2013

Cramton, P./Ockenfels, A./Soft, S.: „Capacity Market Fundamentals“. In: *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2: 2, 2013, S. 27–46.

Cramton/Ockenfels 2012

Cramton, P./Ockenfels, A.: „Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36: 2, 2012, S. 113–134.

Dechezleprêtre/Glachant 2014

Dechezleprêtre, A./Glachant, M.: „Does foreign environmental policy influence domestic innovation? Evidence from the wind industry“. In: *Environmental & Resource Economics*, 58: 3, 2014, S. 391–413.

Ecorys 2010

Ecorys: Assessment of non-cost barriers to renewable energy growth in EU member states – AEON. Final Report, 2010. URL: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2010_non_cost_barriers.pdf [Stand: 16.12.2014].

Edenhofer et al. 2013

Edenhofer, O./Hirth, L./Knopf, B./Pahle, M./Schlömer, S./Schmid, E./Ueckerdt, F.: „On the economics of renewable energy sources“. In: *Energy Economics*, 40: 1, 2013, S. 12–23.

EEG 2014

Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014, Teil I Nr. 33. Bonn.

EFI 2014

Expertenkommission Forschung und Innovation: Jahrestgutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands 2014. URL: http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten_2014/EFI_Gutachten_2014.pdf [Stand: 10.12.2014].

ENTSO-E 2014

European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten-Year Network Development Plan 2014. URL: „<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>“ [Stand: 08.12.2014].

EnWG

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621); zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

EU 2009

Europäische Union: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. In: *Official Journal of the European Union*, 52: L 140/16, 2009.

EU 2010

Europäische Union: Beschluss der Kommission über die gemeinschaftsweite Menge der im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems für 2013 zu vergebenden Zertifikate, 2010. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:175:0036:0037:DE:PDF> [Stand: 08.12.2014].

EU 2012

Europäische Union: Ein funktionierender Energiebinnenmarkt. Mitteilung der Europäischen Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, 2012. URL: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_de.pdf [Stand: 08.12.2014].

EU 2013-1

Europäische Union: Renewable energy progress report, 2013. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0175:FIN:EN:PDF> [Stand: 08.12.2014].

EU 2013-2

Europäische Union: Aufforderung zur Stellungnahme nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. URL: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.C_.2014.250.01.0015.01.DEU [Stand: 08.12.2014].

EU 2013-3

Europäische Union: Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 1. Juli 2014. Ålands vindkraft AB gegen Energi-myndigheten. URL: <http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?language=de&num=C-573/12> [Stand: 08.12.2014].

EU 2014-1

Europäische Union: The EU Emissions Trading System (EU ETS), 2014. URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm [Stand: 08.12.2014].

EU 2014-2

Europäische Union: Structural reform of the European carbon market, 2014. URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm [Stand: 08.12.2014].

EU 2015-1

Europäische Union: Energy Union Package. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, 2015. URL: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_en.pdf [Stand: 25.02.2015].

EU 2015-2

Europäische Union: Energy Union Package. Achieving the 10% electricity interconnection target, 2015. URL: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf [Stand: 25.02.2015].

Euro-CASE 2014

European Council of Academies of Applied Sciences, Technologies and Engineering: Reform Options for the European Emissions Trading System (EU ETS). Euro-CASE Policy Position Paper, 2014. URL: <http://www.euro-case.org/images/stories/pdf/position-paper/Euro-CASE-policy-paper-ETS-reform.pdf> [Stand: 10.12.2014].

EUV

Vertrag über die Europäische Union (EUV), konsolidierte Fassung, Amtsblatt der Europäischen Union Nr. C 83 vom 30.03.2010.

EWEA 2010

European Wind Energy Association: Wind Barriers. Administrative and grid access barriers to wind power, 2010. URL: <http://www.ewea.org/publications/reports/wind-barriers> [Stand: 10.12.2014].

EWI 2012-1

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.): Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios. Studie vorgelegt von Bertsch, J. et al., 2012. URL: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Flexibility_options_in_the_European_electricity_markets.pdf [Stand: 08.12.2014].

EWI 2012-2

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Gutachten vorgelegt von Elberg, C. et al., 2012. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endebericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf> [Stand: 08.12.2014].

Grosjean et al. 2014

Grosjean, G./Acworth, W./Flachsland, C./Marschinski, R.: „After monetary policy, climate policy: is delegation the key to EU ETS reform?“. In: *Climate Policy*, 2014, S. 1–25.

IEA 2011

International Energy Agency: World Energy Outlook 2011. URL: http://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2011_weo-2011-en [Stand: 08.12.2014].

Joas et al. 2014

Joas, F./Pahle, M./Flachsland, C.: „Die Ziele der Energiewende: Eine Kartierung der Prioritäten“. In: *Ifo Schnelldienst*, 9, 2014, S. 6–11.

Joskow/Wolfram 2012

Joskow, P./Wolfram, C.: „Dynamic Pricing of Electricity“. In: *American Economic Review*, 102: 3, 2012, S. 381–385.

Kitzing et al. 2012

Kitzing, L./Mitchell, C./Morthorst, P. E.: „Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?“. In: *Energy Policy*, 51, 2012, S. 192–201.

Kleßmann et al. 2010

Kleßmann, C./ Lamers, P./Ragwitz, M./Resch, G.: „Design options for cooperation mechanisms under the new European renewable energy directive“. In: *Energy Policy*, 38: 8, 2010, S. 4679–4691.

Koch et al. 2014

Koch, N./Fuss, S./Grosjean, G./Edenhofer, O.: „Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New evidence“. In: *Energy Policy*, 73, 2014, S. 676–685.

McCollum et al. 2013

McCollum, D./Krey, V./ Riahi, K./ Kolp, .P./Grubler, A./ Makowski, M./Nakicenovic, N.: „Climate policies can help resolve energy security and air pollution challenges“. In: *Climatic Change*, 119: 2, 2013, S. 1–16.

Monopolkommission 2013

Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, 2013. URL: <http://www.monopolkommission.de/index.php/de/gutachten/sondergutachten/208-sondergutachten-65> [Stand: 10.12.2014].

Netzentwicklungsplan 2014

50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO / Transnet BW: Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf> [Stand: 10.12.2014].

PV Legal 2012

PV Legal: Final Report. Reduction of bureaucratic barriers for successful PV deployment in Europe, 2012. URL: <http://www.pvlegal.eu/de/results/status-reports.html#c461> [Stand: 10.12.2014].

ResKV 2013

Reservekraftwerksverordnung, 2013. URL: <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=586772.html> [Stand: 08.12.2014].

Richtlinie 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, Amtsblatt der Europäischen Union (ABl.) Nr. L 140/16.

Richtlinie 2009/72/EG

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Amtsblatt der Europäischen Union (ABl.) Nr. L 211/55 vom 14.08.2009.

Sachverständigenrat 2014

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung: Mehr Vertrauen in Marktprozesse. Jahresgutachten 2014/2015. URL: http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201415/JG14_ges.pdf [Stand: 10.12.2014].

SRU 2008

Sachverständigenrat für Umweltfragen: Umweltgutachten 2008 – Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels, 2008. URL: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2008_Umweltgutachten_BTD.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 10.12.2014].

Stiftung Marktwirtschaft 2014

Stiftung Marktwirtschaft (Hrsg.): Neustart in der Energiepolitik jetzt. Veröffentlichung vorgelegt von Feld, L. et al., Kronberger Kreis der Stiftung Marktwirtschaft, 2014. URL: http://www.stiftung-marktwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/KK-Studien/KK_58_Energiewende_2014.pdf [Stand: 10.12.2014].

TenneT 2013

TenneT: TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch, 2013. Newsmeldung vom 26.04.2013. URL: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/tennet-reserviert-irsching-4-und-5-fuer-redispatch.html> [Stand: 10.12.2014].

UBA 2012

Umweltbundesamt (Hrsg.): „EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen?“. In: *Climate Change*, 17, 2012. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/eu-emissionshandel-anpassungsbedarf-des-caps-als> [Stand: 08.12.2014].

UBA 2014

Umweltbundesamt (Hrsg.): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Studie vorgelegt von Behnisch M. et al., 2014. URL: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_03_2014_komplett_27.3.14.pdf [Stand: 08.12.2014].

Verordnung (EG) Nr. 713/2009

Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden, Amtsblatt der Europäischen Union (ABl.) Nr. L 211/1 vom 14.08.2009.

Verordnung (EG) Nr. 714/2009

Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, Amtsblatt der Europäischen Union (ABl.) Nr. L 211/15 vom 14.08.2009.

Wolfrum 2014

Wolfrum, R. (Hrsg.): *Rechtliche Rahmenbedingungen für die Reform der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2014.

Zachmann 2013

Zachmann, G.: „You'd better bet on the ETS“. In: *Bruegel Policy Brief*, 2, 2013. URL: <http://www.bruegel.org/publications/publication-detail/publication/775-you-d-better-bet-on-the-ets/> [Stand: 08.12.2014].

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen (AGs) bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Auf Basis folgender Grundsätze stellt das Akademienprojekt System- und Orientierungswissen für Entscheidungen im Rahmen des Gemeinschaftswerks Energiewende bereit:

Die Energieversorgung unseres Landes ist ein komplexes System

Rohstoffe und Ressourcen, Technologien, Ökonomie, Gesellschaft und Recht: Im Energiesystem gibt es vielfältige, sektorübergreifende Wechselwirkungen. Werden sie nicht ausreichend berücksichtigt, können punktuelle Eingriffe paradoxe und unbeabsichtigte Folgen haben. Ein umsichtiger Umbau der Energieversorgung braucht daher Systemverständnis. Dieses muss gemeinschaftlich und mit höchstem wissenschaftlichem Anspruch erarbeitet werden. Den Masterplan für die Energiewende kann es jedoch nicht geben. Die Energiewende bedeutet nämlich die stetige Transformation des Energiesystems in all seiner Dynamik.

Der Sinn der Energiewende ist Nachhaltigkeit

Daher müssen wir uns darauf verständigen, welche Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung gelten sollen und wie Fortschritte in Richtung Nachhaltigkeit gemessen werden können. Im Energiekonzept der Bundesregierung bilden Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit das Zieldreieck einer nachhaltigen Energieversorgung. Sozialverträglichkeit und Gerechtigkeit müssen angemessen berücksichtigt werden. Um festzustellen, ob diese Ziele gleichwertig oder unterschiedlich zu gewichten sind, braucht das Land eine Wertediskussion und gute Verfahren für den Umgang mit Wertekonflikten.

Wissenschaft erarbeitet Gestaltungsoptionen

Auf Basis wissenschaftlich fundierter Gestaltungsoptionen können Akteure aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft sachlich begründete, ethisch verantwortbare und politisch umsetzbare Entscheidungen treffen. Im Unterschied zu Handlungsempfehlungen, die einen bestimmten Vorschlag in den Mittelpunkt rücken, beschreiben Optionen, mit welchen Konsequenzen zu rechnen ist, wenn man sich für das eine oder andere Vorgehen entscheidet. So kann Wissenschaft aufzeigen, welche Vor- und Nachteile nach dem besten Stand des Wissens mit jeder Lösung verbunden sind. Der Umgang mit Zielkonflikten und der immer verbleibenden Unsicherheit im Entscheidungsprozess aber ist eine politische Aufgabe, die im Dialog mit den gesellschaftlichen Gruppen zu bewältigen ist.

Mitwirkende des Projekts

Acht Arbeitsgruppen (AGs) bündeln im Akademienprojekt fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten dazu anschließend Handlungsoptionen.

Arbeitsgruppen des Projekts

AG Ausgangssituation	AG Recht	AG Technologien
AG Gesellschaft	AG Ressourcen	AG Umsetzungsoptionen
AG Ökonomie	AG Szenarien	

Ad-hoc-Gruppe „Integration“

Die nachfolgend genannte Gruppe von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern hat die vorliegende Stellungnahme erarbeitet, die vier Gutachtern vorgelegt wurde. Deren Anmerkungen fanden in der Schlussfassung ebenso Berücksichtigung wie Kommentare aus dem Kuratorium des Akademienprojekts und dem Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina.

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Leiter)	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Dr. Hans-Jürgen Appelrath	OFFIS e.V. – Institut für Informatik, Universität Oldenburg
Prof. Dr. Ulrich Büdenbender	bis 2013 Technische Universität Dresden, seither Rechtsanwalt in Düsseldorf
Prof. Dr. Ottmar Edenhofer	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
Prof. Dr. Justus Haucap	Universität Düsseldorf
Dr. Brigitte Knopf	Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change
Dr. Thomas Lange	acatech
Dr. Christoph Mayer	OFFIS e.V. – Institut für Informatik
Prof. Dr. Christian Rehtanz	Universität Dortmund
Michael Themann (Wissenschaftlicher Referent)	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Gutachter

Prof. Dr. Christoph Böhringer	Universität Oldenburg
Prof. Dr. Johann-Christian Pielow	Universität Bochum
Prof. Dr. Till Requate	Universität Kiel
Dr. Felix Christian Matthes	Öko-Institut e.V.

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Tech- nik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	Karlsruher Institut für Technologie

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monito- ring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Koordinierungsstelle, acatech
----------------------	--

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.

Die Stellungnahme wurde am 4. Dezember 2014 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Autorinnen und Autoren sowie Gutachtern für ihre Beiträge.

Deutsche Akademie der Naturforscher
Leopoldina e.V.
Nationale Akademie der Wissenschaften

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e.V.

Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: (0345) 472 39-867
Fax: (0345) 472 39-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org

Residenz München, Hofgartenstraße 2
80539 München
Tel.: (089) 5 20 30 9-0
Fax: (089) 5 20 30 9-9
E-Mail: info@acatech.de

Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: (06131) 218528-10
Fax: (06131) 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de

Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

Hauptstadtbüro:
Unter den Linden 14
10117 Berlin

Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung