

Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen in der EU

Fischer, Severin; Westphal, Kirsten

Veröffentlichungsversion / Published Version

Forschungsbericht / research report

Zur Verfügung gestellt in Kooperation mit / provided in cooperation with:

Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:

Fischer, S., & Westphal, K. (2012). *Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen in der EU*. (SWP-Studie, 27/2012). Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik -SWP- Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-361360>

Nutzungsbedingungen:

Dieser Text wird unter einer Deposit-Lizenz (Keine Weiterverbreitung - keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Gewährt wird ein nicht exklusives, nicht übertragbares, persönliches und beschränktes Recht auf Nutzung dieses Dokuments. Dieses Dokument ist ausschließlich für den persönlichen, nicht-kommerziellen Gebrauch bestimmt. Auf sämtlichen Kopien dieses Dokuments müssen alle Urheberrechtshinweise und sonstigen Hinweise auf gesetzlichen Schutz beibehalten werden. Sie dürfen dieses Dokument nicht in irgendeiner Weise abändern, noch dürfen Sie dieses Dokument für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, aufführen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Mit der Verwendung dieses Dokuments erkennen Sie die Nutzungsbedingungen an.

Terms of use:

This document is made available under Deposit Licence (No Redistribution - no modifications). We grant a non-exclusive, non-transferable, individual and limited right to using this document. This document is solely intended for your personal, non-commercial use. All of the copies of this documents must retain all copyright information and other information regarding legal protection. You are not allowed to alter this document in any way, to copy it for public or commercial purposes, to exhibit the document in public, to perform, distribute or otherwise use the document in public.

By using this particular document, you accept the above-stated conditions of use.

SWP-Studie

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit



Severin Fischer / Kirsten Westphal

Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen in der EU

S 27
Dezember 2012
Berlin

Alle Rechte vorbehalten.

Abdruck oder vergleichbare Verwendung von Arbeiten der Stiftung Wissenschaft und Politik ist auch in Auszügen nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung gestattet.

SWP-Studien unterliegen einem Begutachtungsverfahren durch Fachkolleginnen und -kollegen und durch die Institutsleitung (*peer review*). Sie geben ausschließlich die persönliche Auffassung der Autoren und Autorinnen wieder.

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2012

SWP

Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für
Internationale Politik und
Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3-4
10719 Berlin
Telefon +49 30 880 07-0
Fax +49 30 880 07-100
www.swp-berlin.org
swp@swp-berlin.org

ISSN 1611-6372

Inhalt

- 5 **Problemstellung und Empfehlungen**
- 7 **Vor neuen Herausforderungen:
Erneuerbare Energien im Stromsektor**
- 7 Die erneuerbaren Energien:
Status quo und Projektion bis 2050
- 7 Die deutsche Energiewende:
Wegbereiter für Europa?
- 10 Die technische Dimension: Die Physik
des Stroms und die Stabilität des Systems
- 13 **Erneuerbare-Energien-Politik der
Mitgliedstaaten: Wie effektiv, effizient
und europäisch?**
- 13 Technologieentwicklung und Kostenstrukturen
- 15 Hürden für die Integration erneuerbarer
Energien in den Strommarkt
- 17 Förderinstrumente: Klassische Formen
der Technologiepolitik
- 19 Kriterien für eine erfolgreiche
Erneuerbare-Energien-Politik
- 20 **Erneuerbare Energien in der EU-Energiepolitik**
- 20 Ziele für 2020: Die Erneuerbare-Energien-
Richtlinie 2009/28/EG
- 22 Flexible Kooperationsmechanismen: Ersatz für
eine Harmonisierung der Förderpolitik
- 24 Rahmenbedingungen: Strombinnenmarkt,
Infrastrukturpolitik und Klimapolitik
- 28 **Der Verhandlungsprozess über die europäische
EE-Politik nach 2020: Optionen für die
Politikgestaltung**
- 29 Ziele für die Zeit nach 2020
- 31 Subsidiarität, Harmonisierung oder Konvergenz:
Optionen für ein europäisches Fördersystem
- 33 Im Gleichschritt oder mit
unterschiedlichen Geschwindigkeiten?
- 35 **Ausblick**
- 37 **Abkürzungen**

*Severin Fischer ist Stipendiat in der Forschungsgruppe
EU-Integration.*

*Dr. Kirsten Westphal ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der
Forschungsgruppe Globale Fragen.*

*Die Autoren danken Sarah Bremm für die Unterstützung bei
Anfertigung der Studie.*

**Erneuerbare Energien im Stromsektor:
Gestaltungsoptionen in der EU**

Wie soll die Zukunft der Erneuerbare-Energien-Politik in der EU aussehen? Für die europäische Energiepolitik der kommenden Jahre stellt dies eine der zentralen Fragen dar. Entscheidend dafür ist erstens, dass 2020 die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG auslaufen wird, in der die EU ihre Zielsetzungen auf diesem Sektor festgeschrieben hat. Hier muss also ein neuer Rechtsrahmen entwickelt werden. Zweitens bewegt sich die Debatte im Kontext einer generellen strategischen Richtungsentscheidung für die EU-Energie- und Klimapolitik über das Jahr 2020 hinaus. Zur Disposition steht nicht nur die Zukunft der Erneuerbare-Energien-Politik (EE-Politik); vielmehr werden auch energie- und klimapolitische Grundsatzfragen zu beantworten sein.

Die Vorzeichen für die politische Auseinandersetzung haben sich während der vergangenen Jahre deutlich gewandelt. Als 2007 die Vereinbarung über Ziele für den Klimaschutz, die erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz gemeinschaftlich beschlossen wurde, geschah dies noch mit Blick auf den Klimagipfel von Kopenhagen 2009, der mit hohen Erwartungen belegt war. Seitdem driften die energie- und klimapolitischen Vorstellungen der Mitgliedstaaten jedoch auseinander. Eindrucksvoll verdeutlicht hat dies insbesondere das Veto der polnischen Regierung gegen die langfristige Planung der EU-Kommission für die CO₂-arme Transformation des europäischen Wirtschafts- und Energiesystems.

Zwischenzeitlich hat die deutsche Bundesregierung ein umweltpolitisch ambitioniertes Energiewende-Programm beschlossen, in dem erneuerbare Quellen eine wichtige, wenn nicht die entscheidende Rolle spielen. Deutsche Akteure müssen mithin daran interessiert sein, die Inhalte dieses Transformationsprogramms so weit wie möglich auch im europäischen Kontext zu verankern. Dafür sprechen nicht nur umweltpolitische Gründe, sondern auch eine Reihe industrie-, technologie- und energiepolitischer Erwägungen.

Mittlerweile wird es sowohl für Deutschland als auch für die gesamte EU als realistisches Szenario betrachtet, die Stromversorgung zumindest überwiegend aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Allerdings hängt die Entwicklung stark von den politi-

schen Rahmenbedingungen ab. Die erneuerbaren Energien sind auf absehbare Zeit noch darauf angewiesen, durch Förderinstrumente, Anreizsysteme und Planungselemente unterstützt zu werden. Betrachtet man den existierenden Rechtsrahmen in Europa, so fällt auf, dass die entscheidenden Parameter für die erneuerbaren Energien noch immer auf nationaler Ebene gesetzt werden. Im Mittelpunkt stehen die unterschiedlichen Förderinstrumente der Mitgliedstaaten, wie beispielsweise das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland. Neben Einspeisevergütungsmodellen gibt es in anderen Mitgliedstaaten auch Prämiensysteme oder Quotenregelungen mit Zertifikaten. Lediglich der zu erreichende Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch wird länderspezifisch auf EU-Ebene vorgegeben.

Die stark subsidiär ausgerichtete Erneuerbare-Energien-Politik stößt jedoch zunehmend an ihre Grenzen. Gründe dafür sind zum einen die Kostenstrukturen, hat man die Entwicklung eines emissionsarmen und vorrangig erneuerbar versorgten Europas vor Augen. Investoren orientieren sich heute stärker an der Höhe nationaler Fördersätze als an den potentiellen Standortvorteilen für die jeweilige Technologie. Volkswirtschaftlich entstehen so erhebliche Transformationsmehrkosten. Zum anderen schreitet die Entwicklung des EU-Strombinnenmarktes immer weiter voran. Dies führt häufiger als in der Vergangenheit zu Komplikationen mit Blick auf die national ausgerichtete Entwicklung der erneuerbaren Energien. Unzureichende Infrastruktur-Investitionen und unkoordinierte Netzplanung verhindern den Ausbau und schaffen wiederum unnötige Mehrkosten für die energiepolitische Transformation. Gerade im Verhältnis zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarstaaten ergeben sich aus dem Zusammenwirken von nationaler EE-Planung und europäischem Strombinnenmarkt erhebliche Konflikte hinsichtlich Netznutzung und Systemstabilität.

Daher stellt sich die Frage, welche Schritte in den kommenden Jahren auf europäischer Ebene vollzogen werden müssen und welche politischen Handlungsoptionen sich anbieten. Das Dilemma, vor dem insbesondere die deutsche Politik steht, ergibt sich aus drei Faktoren: den hohen eigenen Ansprüchen beim Ausbau der erneuerbaren Energien, dem geringen Ehrgeiz anderer Mitgliedstaaten und der systembedingten kostenseitigen und umweltpolitischen Notwendigkeit, das Thema auf europäischer Ebene anzupacken. Kommt man hier nicht voran, könnte

das Ergebnis langfristig noch weit ernüchternder sein als der häufig beklagte Status quo.

Deutschland muss ein Interesse am Ausbau erneuerbarer Energien in Europa haben. Um diesen voranzutreiben, ist es entscheidend, dass man sich hierzulande frühzeitig mit den Gestaltungsoptionen und den anzupassenden Rahmenbedingungen auseinandersetzt. Mit der Erfahrung aus vorangegangenen und laufenden Verhandlungsprozessen ermöglicht dies einen Blick auf die unterschiedlichen Trieb- und Bremskräfte, die die Zukunft der Erneuerbare-Energien-Politik in der EU bestimmen werden. Abseits der Debatte über Zielsetzungen und Förderinstrumente geht es dabei auch um Fragen der Regulierung und Netzplanung. Erst mit einer integrierten Herangehensweise kann eine rasche und kostengünstige Transformationsdynamik auf nationaler wie europäischer Ebene ausgelöst werden.

Deutschland sollte sich sowohl mit der Europäisierung als auch mit der Internationalisierung der Energiewende beschäftigen. Auch wenn der erste Ansatzpunkt in der EU liegen muss, bieten auch die Nachbarregionen perspektivisch ein großes Potential bei der Suche nach Synergien. Schließlich kann die Weiterentwicklung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Strombinnenmarktes auch ein wichtiges strategisches Zukunftsprojekt in Zeiten der Krise in Europa sein.

Vor neuen Herausforderungen: Erneuerbare Energien im Stromsektor

Die erneuerbaren Energien: Status quo und Projektion bis 2050

Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet seit einigen Jahren in Deutschland und Europa voran. Insbesondere der Klimawandel, aber auch die wachsenden sicherheitspolitischen wie ökonomischen Unwägbarkeiten bei der Lieferung der fossilen Rohstoffe Erdöl und Erdgas haben den politischen Handlungsbedarf stark erhöht. Für Deutschland und eine Reihe anderer EU-Mitgliedstaaten wirkte nach der Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima im März 2011 zudem die Neubewertung der Kernenergie als Triebfeder für die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor.

Im Strategiepapier »EU Energy Roadmap 2050« von Dezember 2011 hat die Europäische Kommission erstmals langfristig ausgerichtete Szenarien zur Entwicklung des europäischen Energiemixes präsentiert. Politische Vorgabe bei der Aufstellung der Szenarien war, dass in der EU ein langfristiges Emissionsreduktionsziel von mindestens 80 Prozent bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 eingehalten wird. Sollte diese Zielmarke erreicht werden, würde sich der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von rund 8 Prozent im Jahr 2005 auf 40 bis 60 Prozent im Jahr 2050 erhöhen. Der Anteil im Stromsektor dürfte, je nach Szenario, sogar 59 bis 83 Prozent betragen.¹ Die vergleichsweise große Bandbreite an Entwicklungspfaden bei den erneuerbaren Energien ergibt sich vor allem aus der Konkurrenz zur Kernenergie und zu fossilen Kraftwerken mit »Carbon Capture and Storage« (CCS)² – in ihrer jeweiligen Funktion als CO₂-arme Technologien ringen alle drei um ihre Rolle im Energiemix der Zukunft.

¹ Vgl. Europäische Kommission, *Impact Assessment to the Communication »Energy Roadmap 2050«*, SEC(2011) 1565/2, Brüssel 2011.

² Carbon Capture and Storage: Technologie zur Abscheidung und unterirdischen Speicherung von CO₂.

Die deutsche Energiewende: Wegbereiter für Europa?

Deutschland hat mit den Entscheidungen zur Energiewende einen sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen. Gleichzeitig hat die Bundesregierung ehrgeizige Zielwerte für den Ausbau der erneuerbaren Energien festgelegt, mit denen die wegfallenden nuklearen und fossilen Energieträger ersetzt werden sollen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch soll, ausgehend von 11 Prozent im Jahr 2011, sukzessive auf 20, 30 und 50 Prozent in den Jahren 2020, 2030 und 2050 steigen. Eine noch größere Bedeutung wird den erneuerbaren Energien im Stromsektor beigemessen. Hier ist eine Steigerung auf 35 Prozent im Jahr 2020 und auf 80 Prozent im Jahr 2050 vorgesehen.³

Eine wichtige Rolle für die Energieversorgung in Deutschland könnte zukünftig der Stromimport aus erneuerbaren Energiequellen in anderen EU-Mitgliedsländern oder den europäischen Nachbarregionen (z.B. Wind-Offshore-Parks in der Nordsee und Wüstenstromprojekte in Nordafrika) spielen. Für beides ist jedoch ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze notwendig. Dies gilt aus deutscher Perspektive vor allem deshalb, weil damit absehbar Kosten verringert werden könnten, wie neue Studien belegen.⁴ Für die Bundesrepublik aber ist die Frage von Stromimporten und einer stärkeren Europäisierung der Energiepolitik hochsensibel. Deutlich wurde dies beim Beschluss zur Energiewende in Deutschland; in ihrem dazugehörigen Eckpunktepapier unterstrich die Bundesregierung den An-

³ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, September 2010. In seinem »Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)« stellte Bundesumweltminister Peter Altmaier im Oktober 2012 bereits eine Erhöhung des Ziels auf 40 Prozent bis 2020 in Aussicht, 30.10.2012, <www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verfahrensvorschlag_eeg-reform_2012_bf.pdf> (eingesehen am 20.11.2012).

⁴ Desertec Industrial Initiative (DII), *Desert Power 2050: Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA*, München 2012.

spruch auf eine eigenständige Stromerzeugung und auf die Unabhängigkeit von Stromimporten.⁵ Man will verhindern, dass nach dem Atomausstieg quasi durch die Hintertür AKW-Strom aus Frankreich oder Tschechien importiert wird.

Konterkariert wird diese Position jedoch durch den Umstand, dass die Stromflüsse schon heute neue Realitäten schaffen. Ein abgekoppelter deutscher Strommarkt ist eine Illusion, denn der physische Stromfluss im Verbund existiert bereits. Negative Folge für die Nachbarstaaten sind derzeit beispielsweise die zunehmenden »loop flows«, also Stromflüsse, die wegen deutscher Netzengpässe dem nächstgelegenen Weg etwa vom Norden der Bundesrepublik über Polen und Tschechien in die Verbrauchszentren Süddeutschlands folgen. Außerdem besteht mit dem Wunsch nach Stromautarkie ein politisch nicht aufgelöster Widerspruch zum formulierten Ziel der EU, einen gemeinsamen und integrierten Elektrizitätsbinnenmarkt bis 2014 zu schaffen.

Die Fokussierung der deutschen Politik auf die Energiewende darf nicht den Blick für die Entwicklungen verstellen, die in den anderen Mitgliedsländern und auf EU-Ebene stattfinden. Angesichts der deutschen Strategieformulierung ist es nicht nur energiepolitisch, sondern auch wirtschafts- und industriepolitisch sinnvoll, auf einen hohen Anteil erneuerbarer Energien im europäischen Strommix hinzuarbeiten.

Aus energiepolitischer Sicht ist relevant, dass die Kostenkurven bei Technologien für erneuerbare Energien mit einem forcierten Ausbau signifikant sinken. Eine Reihe von technologiespezifischen Analysen zeichnet die Lern- und Kostenkurven bei den erneuerbaren Energien nach; es bestätigt sich, wie entscheidend hier Skalenvorteile sind.⁶ Alleingänge sind teuer,

⁵ »Wir wollen in Deutschland nicht von Stromimporten abhängig sein, sondern unseren Nettobedarf eigenständig erzeugen können. Das ist auch weiterhin unser Anspruch.« Bundesregierung, *Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende. Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich*, 6.6.2011, <www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47465.php> (eingesehen am 20.11.2012).

⁶ International Renewable Energy Agency (IRENA), *Biomass for Power Generation*, Vol. 1: *Power Sector*, Issue 1/5, Juni 2012 (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series); IRENA, *Concentrating Solar Power*, Vol. 1: *Power Sector*, Issue 2/5, Juni 2012 (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series); IRENA, *Hydropower*, Vol. 1: *Power Sector*, Issue 3/5, Juni 2012 (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series); IRENA, *Solar Photovoltaics*, Vol. 1: *Power Sector*, Issue 4/5, Juni 2012 (Re-

newable Energy Technologies: Cost Analysis Series); IRENA, *Wind Power*, Vol. 1: *Power Sector*, Issue 5/5, Juni 2012 (Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series).

⁷ DII, *Desert Power 2050* [wie Fn. 4].

⁸ Nicht von ungefähr geht die Bundesregierung in ihren Leitstudien und Szenarien der letzten Jahre von Stromimporten aus. Die Leitstudie 2012 sieht die Stromimporte aus erneuerbaren Energien bei 10 bis 12 Prozent im Jahr 2050. Vgl. BMU, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitszenarien 2011)*, Stand: 29.3.2012, Berlin 2012, S. 19.

und ein forciertes Ausbauen der erneuerbaren Energien kann im größeren Maßstab kosteneffizienter vorangetrieben werden, wenn denjenigen Standorten mehr Beachtung geschenkt wird, die höhere Erträge versprechen. Dies gilt etwa für Windparks in Küstennähe oder Solarkraft im mediterranen Raum.⁷ Auch weniger ambitionierte Ziele als eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien erfordern aus volkswirtschaftlicher Perspektive eine stärkere Fokussierung auf ein europäisches Gesamtkonzept.

Schöpft man die Standortvorteile aus, so kann das auch einen zunehmenden Stromimport bedeuten.⁸ Ein europaweiter Umbau des Systems und ein Ausbau der Netze schaffen Synergien auch bei den Systemleistungen. Eine Zunahme der vorrangigen Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien verlangt nämlich neue Lösungen mit Blick auf die Systemstabilität. Dem Ziel, die Lastkurven zu glätten, also Angebots- und Nachfragekurven auszugleichen, lässt sich durch einen größeren Netzverbund ebenso dienen wie durch Importe, »Reserve-Kraftwerke«, das Einbeziehen der Nachfrageseite und Speicher. Ein erweiterter Verbund schafft Zugänge zu potentiellen Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz und Norwegen, die als »Batterien« überschüssigen Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen aufnehmen können. Auch die Rückhaltung von Reservekapazitäten wie hochflexiblen Gaskraftwerken ist im weiten Verbund effizienter. Je nach Größe des Stromverbundes muss ein unterschiedliches Maß an gesicherter Leistung im thermischen Kraftwerkspark vorgehalten werden. Eine rein auf den nationalen Markt gerichtete Analyse der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit kommt zu einer ganz anderen Bewertung mit Blick auf die Notwendigkeit von Reservekapazitäten und damit auch von zusätzlichen Kraftwerksinvestitionen. Ein Vorteil der fossil befeuerten thermischen Kraftwerke ist neben ihrer Regelbarkeit, dass die fossilen Brennstoffe gespeichert werden können. Das ist bei den erneuerbaren Energien (noch)

nicht der Fall, wenn man vom derzeitigen Stand ausgeht. Aber auch hier eröffnen sich für die Zukunft technologische Perspektiven mit Blick auf regelbaren EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken, auf Speichertechnologien wie »power to gas«⁹ oder Wasserstoff. Die große Herausforderung für die Politik besteht darin, weitgehend technologieneutral alle Möglichkeiten offenzuhalten und Forschung und Entwicklung zu unterstützen, dabei aber schon heute den Ausbau mit den verfügbaren Technologien voranzutreiben. Hier spielt der Faktor Zeit eine entscheidende Rolle.

Aus technologie- und industriepolitischer Sicht sind die Erwartungen an die erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren deutlich übertroffen worden. Insbesondere im Bereich der Stromerzeugung sind deutsche Unternehmen weltweit unter den führenden Anlagenbauern. Die deutsche Erneuerbare-Energien-Branche mit ihren knapp 400 000 Arbeitsplätzen hat sich als einer der Zukunftssektoren des Landes erwiesen.¹⁰ Arbeitsmarkt- und industriepolitische Argumente richten sich daher häufig auf die Bedeutung des Ausbaus im Inland, mit dem die Wertschöpfung im eigenen Land gehalten werde. Teil einer wirtschaftspolitischen Strategie müssten die Stabilisierung und der Ausbau eines Marktes für die hier entstehenden Produkte sein. Denn die Wachstumsraten sind bei den Arbeitsplätzen in Deutschland von 16 Prozent im Jahr 2008 auf nur noch 4 Prozent 2011 gesunken. Ein forcierter Ausbau in Europa und den Nachbarregionen würde neue Exportchancen eröffnen und die Skalenvorteile eines größeren Marktes nutzen.

Die umwelt- und klimapolitischen Ziele Deutschlands und der EU untermauern jedoch am stärksten das Argument, wonach der Ausbau der erneuerbaren Energien europaweit vorangetrieben werden muss. Nimmt man das Problem des Klimawandels ernst, dann gibt es zum Umbau des Energiesystems kaum eine Alternative. Die erneuerbaren Energien sind ein entscheidender Baustein, um die umwelt- und klimapolitischen Ziele zu erreichen. Ohne die Aussicht auf einen effizienten EE-Ausbau wird der klimapolitische Zielpfad für 2050 kaum zu beschreiten sein. So war

9 Siehe dazu Deutsche Energie-Agentur (DENA), »Strom in Gas umwandeln«, <www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html> (eingesehen am 20.11.2012).

10 Angesichts der Insolvenzen in der deutschen Photovoltaik-Industrie muss für 2012 von einer niedrigeren Zahl ausgegangen werden. Vgl. BMU/Umweltbundesamt, *Umweltwirtschaftsbericht 2011. Daten und Fakten für Deutschland*, Berlin/Dessau 2011, S. 124.

auch der Beschluss der 20-20-20-Strategie eine entscheidende Voraussetzung für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa.¹¹ Um die klima- und umweltpolitischen Weichenstellungen weitgehend beizubehalten, ist es notwendig, die erneuerbaren Energien frühzeitig kosteneffizient auszubauen. Daher muss ein Konsens für neue Ziele in der EU angestrebt werden. Die Kooperation unter den Mitgliedstaaten und der Import aus Drittländern können dazu dienen, Barrieren in einzelnen EU-Staaten abzubauen. Allerdings ist dafür eine Politikformulierung auf EU-Ebene nötig.

Bis heute hat die rechtliche Implementierung der Zielsetzungen für 2020 weitgehend verhindert, dass zwischen den Mitgliedstaaten ein offener Streit über die künftige energie- und klimapolitische Strategie ausgebrochen ist. Das heißt nicht, dass es hier keine verdeckten Konflikte geben würde. Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommix ist aber keineswegs ein Selbstläufer, der sich quasi automatisch aus der Weiterentwicklung des integrierten Binnenmarktes und der Verfolgung klima- und umweltpolitischer Ziele ergibt. Darauf hat auch die EU-Kommission in ihrem letzten Bericht zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Europa hingewiesen.¹² Gleichzeitig bedeutet der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zwangsläufig ein konsistentes Voranschreiten auf dem Emissionsminderungspfad: Neben den erneuerbaren Energien konnte in Deutschland die Kohle als kommerzielle Wahl Nummer eins Anteile an der Stromerzeugung gewinnen, während klimafreundlichere Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt werden.¹³ Die Politik ist gefragt, sollen strukturelle Veränderungen im Stromsektor erreicht werden. Politische Akteure formulieren Zielvorgaben und setzen den Gestaltungsrahmen in diesem von langfristigen Investitionsentscheidungen geprägten Politikfeld.

11 Bis zum Jahr 2020 sollen laut Beschluss des Europäischen Rates die Treibhausgas-Emissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 gesenkt, der Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 Prozent erhöht und die Energieeffizienz um 20 Prozent gesteigert werden. Vgl. Rat der Europäischen Union, Europäischer Rat Brüssel, 8./9. März 2007, *Schlussfolgerungen des Vorsitzes*, Dok. 7224/1/07 REV 1.

12 Europäische Kommission, *Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, COM(2012) 271, Brüssel, 6.6.2012.

13 AG Energiebilanzen, Pressedienst Nr. 05/2012, Berlin/Köln, 29.10.2012, S. 2.

Die technische Dimension: Die Physik des Stroms und die Stabilität des Systems

Bei aller politischen Diskussion über strategische Zielmarken und mögliche Förderinstrumente auf EU-Ebene dürfen die Realitäten des Strommarkts nicht aus dem Blick geraten. Ein forciertes Ausbauen der erneuerbaren Energien auf europäischer Ebene erfordert parallele und abgestimmte Maßnahmen im Netzausbau, hinsichtlich der Systemstabilität und auch bei der Binnenmarktorganisation. Werden bei der Stromerzeugung die regenerativen Quellen von der Nische ins Zentrum gerückt, so entspricht dies einem Systemwandel. Das bedeutet einen massiven Eingriff in historisch gewachsene Strukturen. Aufgeworfen werden dabei auch weitergehende Fragen zur Versorgungssicherheit und zur Stabilität im Stromsektor, die politisch mitgedacht und schließlich auch bearbeitet werden müssen. Die Energiewirtschaft denkt und plant in Jahrzehnten. Insbesondere die Elektrizitätsversorgungssysteme stellen komplexe und in Dekaden entstandene Gebilde dar. Mit einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien müssen die Strukturen nicht nur auf der Erzeugungsseite transformiert werden, sondern auch bei den nachgelagerten Stufen von Übertragung, Weiterverteilung und Endverbrauch. Notwendig erscheint zudem ein neues Marktdesign, das die Preissetzung auf den Strommärkten modifiziert und etwa auch die Bereitstellung von Systemleistung einpreist. Das machen die Veränderungen auf dem deutschen Stromsektor auch im Zuge der Energiewende deutlich.

Die Fragen, wie einsatzsicher und wie volatil die regenerative Stromerzeugung ist und welche Rolle konventionellen Formen der Stromerzeugung zukommt, sind eng verknüpft mit den Eigenschaften des Stromnetzes, der Größe der Regelkreise und dem Umfang verfügbarer Regelenergie oder Speicher. In einem Stromnetz muss ein dynamisches Gleichgewicht zwischen der Erzeugungshöhe und dem im Zeitverlauf veränderlichen Verbrauch gehalten werden. Das Lastmanagement erfolgt zentral, um die Gefahr eines Blackouts zu umgehen. Stromnetze sind engmaschig gebaut, damit bei einem Ausfall an einer Stelle die Funktionsfähigkeit insgesamt gewährleistet bleibt. Ein Verbundnetz muss also in der Lage sein, einen gebietsbezogenen und zeitlichen Last- und Erzeugungseinbruch auszugleichen. Dabei schwankt die Lastkurve in den Netzen je nach Tageszeit. Für Grund-, Mittel- und Spitzenlast stehen im (konventionellen) Kraftwerkspark verschiedene Kraftwerkstypen bereit.

Sie lassen sich unterschiedlich flexibel befeuern und sind deswegen kombiniert einsetzbar, um die jeweiligen Lasten bereitzustellen.

Mit der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien, die nicht der – weitgehend vorhersehbaren – Lastkurve folgt, sind also ganz neue Herausforderungen an das Gesamtsystem verbunden. Es geht beim Umbau des Stromsektors nicht nur um die Erzeugung, sondern auch um die (Um-) Organisation der nachgelagerten Stufen von Übertragungs- und Verteilernetzen sowie schließlich um nachfrageseitiges Management beim Stromverbrauch. Ein Abwägungsproblem zwischen den unterschiedlichen Pfaden ergibt sich dabei vor allem mit Blick auf die Kosten. Dieser Trade-off besteht darin, dass eine einmal gewählte Lösung wegen der hohen Investitionskosten alternative Varianten in erheblichem Maße verbaut. Je nachdem, ob dezentrale oder zentrale Lösungen in der Stromerzeugung gewählt werden, sind auch die Netze und Speicher bzw. Reservekapazitäten entsprechend auszulegen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zieht also eine Reihe anderer Fragen und Herausforderungen nach sich. Diese sind zwar unterschiedlich dringend, bedürfen aber vor allem aus Effizienz- und Kostengründen einer gemeinsamen und integrierten Bearbeitung. Eine Anbindung an größere Anlagen, z.B. Offshore-Windparks oder Solarparks in Nordafrika, macht zwar den nationalen Ausbau womöglich überflüssig, muss aber gleichzeitig auch eine andere parallele Netzwerkplanung nach sich ziehen. Man muss sich also verdeutlichen, dass eine einmal getroffene Entscheidung unter Umständen Weichen stellt und andere Lösungen zumindest unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz verhindert.

Folgende Faktoren bedürfen mithin der integrierten politischen Betrachtung und Bearbeitung, denn sie bilden zugleich bedeutende Hürden beim Ausbau der erneuerbaren Energien.

Netzentwicklung: Dem synchronen Netzausbau kommt eine entscheidende Rolle zu, weil die Integration der erneuerbaren Energien von Fortschritten auf diesem Feld abhängig ist. Das deutsche Beispiel zeigt deutlich, dass in vielen Fällen die Netztrassen und großen Überlandleitungen den entscheidenden Flaschenhals bilden. Insbesondere der Ertrag der Windenergie ist vom gewählten Standort abhängig und damit auch in erhöhtem Maße von netzinduzierten Hürden betroffen. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht mit Investitionen in die Energie-Infrastruktur einher, die ein bislang nicht gekanntes Ausmaß

erreichen.¹⁴ Das Investitionsvolumen stellt jedoch nur einen Ausschnitt der infrastrukturinduzierten Hürden dar. 80 Prozent aller Leitungseingänge in der EU sind mit der Integration der erneuerbaren Energien verknüpft, entweder aufgrund der notwendigen direkten Anbindung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und/oder weil sich die Lastflüsse im Netz ändern.¹⁵ Zudem ist vielfach unsicher, ob und wie schnell Anlagen an das bestehende Stromnetz angeschlossen werden können. Auch beim grenzüberschreitenden Engpass-Management gibt es keinen Vorrang für »grünen Strom«. Ungewissheiten existieren ebenso bei der Anbindungspflicht von Neuanlagen, die oftmals rechtlich unklar ist und national unterschiedlich geregelt wird. Diese Faktoren erhöhen das Risiko für Investitionen im Erneuerbare-Energien-Sektor zusätzlich.

Sollen erneuerbare Energien aber die tragende Säule in der Stromerzeugung werden, dann gehen die bisherigen Schritte beim Netzausbau und bei den Netzentwicklungsplänen noch nicht weit genug. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Stromverbrauch als Folge eines nachhaltigeren und klimafreundlicheren Energieverbrauchs (z.B. über Elektromobilität) im Zuge einer Energietransformation weiter zunehmen wird – wie in der »Roadmap 2050« erwartet. Schon der physische Stromfluss infolge hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien schafft politische Zwänge zum Interessenausgleich. Außerdem bieten größere Stromverbünde theoretisch immense Vorteile, denn je größer das Verbundnetz, desto mehr Möglichkeiten zum Rückgriff auf Ausgleichs- und Regelenergie gibt es. Diese sind aber mit enormen technischen und regulativen Herausforderungen verbunden. Die Zehn-Jahres-Netzwerkpläne können die weitere Entwicklung nur begrenzt abbilden, da die Netzplanung auf EU-Ebene – wegen der nationalen Entscheidungshoheit über den Energiemix – eine technologieoffene und inkrementelle Planung ist. Im Grunde besteht hier aber ein Henne-Ei-Problem, denn Leitungen und Erzeugung müssen in wechselseitiger Entsprechung entwickelt und ausgebaut werden. Das gilt umso mehr, wenn Großprojekte in Nachbarregionen wie dem südlichen Mittelmeerraum in das europäische

Netz integriert werden sollen. Die Kommission hat bereits darauf hingewiesen, dass auf EU-Ebene zu handeln sei, um die politische und regulative Grundlage für den grünen Stromimport aus Drittländern zu schaffen:¹⁶ In Erzeugungskapazitäten wird nur investiert, wenn eine Aussicht auf Netzanbindung und Amortisierung besteht. Leitungen wiederum werden nur gebaut, wenn ihr Bedarf absehbar ist. Mit der Anbindung von regenerativen Kraftwerken in Nordafrika wird Neuland beschritten. Es ist absehbar, dass hier auch neue Wege bei der synchronen Planung und Realisierung von Erzeugungs- und Leitungsprojekten eingeschlagen werden müssen.¹⁷

Systemstabilität und Regelenergie: Das Beispiel der deutschen Energiewende illustriert die Herausforderungen für die Systemstabilität. Die zunehmende Einbindung witterungsabhängiger und jahreszeitlich variabel verfügbarer Wind- und Sonnenenergie erfordert eine erweiterte Betrachtung des Gesamtsystems. Die Marktintegration dieser Energieformen ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, etwa für Speichertechnologien, Netzausbau oder Ausgleichskapazitäten, die sich bei windstillen bzw. sonnenarmen Tages- und Jahreszeiten nutzen lassen. Auch hier lassen sich Standortvorteile im regionalen Verbund realisieren. Denn eine Kopplung von Stromnetzen verspricht Synergieeffekte bei der tageszeitlichen Verschiebung der Lastkurven. Ein Stromverbund mit Nachbarregionen würde von saisonalen komplementären Lastkurven profitieren. Bei der Frage der Speicher muss zudem in Zeithorizonten gedacht werden. Angesichts der ambitionierten Ziele sind schnelle Technologieentwicklungen wünschenswert. In einer ersten Phase können Speicheroptionen im Wärme- oder Transportsektor genutzt werden, um die fluktuierenden erneuerbaren Energien auszugleichen. Die Einspeisung fluktuierender Strommengen aus erneuerbaren Energien kann und wird künftig auch durch ein nachfrageseitiges Management (Smart Grid und »Prosumers«) ausgeglichen werden. Allerdings zeigt sich,

¹⁴ Europäische Kommission, *Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, COM(2010) 677, Brüssel, 17.11.2010.

¹⁵ ENTSO_E, *Ten-Year Network Development Plan 2012. Executive Summary*, Brüssel 2012, S. 11.

¹⁶ Europäische Kommission, *Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt* [wie Fn. 12], S. 7; Europäische Kommission, *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen zur Energieversorgungssicherheit und internationalen Zusammenarbeit – »Die EU-Energiepolitik: Entwicklung der Beziehungen zu den Partnern außerhalb der EU«*, COM(2011) 539 endgültig, Brüssel, 7.9.2011, S. 5.

¹⁷ Karsten Neuhoff/Christian Winzer/Loredana Sasso, *Dii Transmission Incentives – Regulatory Frameworks for Transmission Investment*, Study of DIW Berlin (im Erscheinen).

dass der Grad an Flexibilisierung auf der Nachfrage-seite beschränkt ist.¹⁸

Marktreife Technologien und Markteinführungsstrategien: Wenn erneuerbare Energien ein Hauptpfeiler der Stromerzeugung werden sollen, wird es notwendig sein, neue Technologien im Bereich von Erzeugung und Speicherung zu entwickeln und zu erproben. Dabei kann man nicht allein auf schon bestehende Fördersysteme setzen, die nicht immer die Lern- und Kostenkurven nachzeichnen. In der Phase von Forschung und Entwicklung bis hin zur Erprobung sind Instrumente wie der SET-Plan und die SETIS-Plattform wichtig.¹⁹ Bei erprobten Technologien hingegen muss auf eine Marktintegration hingearbeitet werden, um den Ausbau kosteneffizient und bedarfsgerecht zu gestalten.

Es mag auch lohnen, die Erneuerbare-Energien-Politik in den breiteren Kontext eines Zukunftsprojektes zu stellen: Der Umbau des Stromsektors könnte politisch als Konjunkturprogramm in Zeiten der Krise gerahmt werden. Kooperation im Stromsektor schafft Interdependenzen und Synergien, derer die EU- (Außen-) Politik gerade gegenüber dem Mittelmeerraum bedarf. Auch wenn die Umsetzung enorme Herausforderungen mit sich bringt, könnte eine Vision dabei helfen, die entscheidenden Hürden zu identifizieren und zu überspringen. Denn in krisenhaften Phasen zeigt sich ein Grundproblem: Die Kurzfristlogik dominiert, was in einem auf Langfristentscheidungen ausgelegten Sektor fatal ist. Von den Wirtschafts- und Finanzkrisen der letzten Jahre sowie der daraus resultierenden staatlichen Konsolidierungspolitik ist denn auch der Erneuerbare-Energien-Sektor betroffen, was sich in vielen Ländern in sinkenden Ausbauraten bemerkbar macht.²⁰

Die Krise im Euroraum hat Stimmen lauter werden lassen, die mit dem Argument der sozialen Unverträglichkeit den nachhaltigen Umbau des Stromsystems

bremsen oder gar aussetzen möchten. Dass die energie- und ordnungspolitischen Vorstellungen der EU-Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich und teilweise kontrovers sind, verstärkt diese Tendenzen noch. Außerdem besteht ein Spannungsfeld zwischen spezifischen nationalen Interessen in der Energiepolitik und der Binnenmarktintegration. Das alles wird besonders mit Blick auf die Strategieformulierung nach 2020 evident und virulent. Dabei ist ebenso klar, dass die erneuerbaren Energien ihre enormen Möglichkeiten nur dann entfalten können, wenn sie von einer verlässlichen Politik gefördert werden. Für Deutschland, das ein manifestes Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien hat, ist es deshalb wichtig, frühzeitig die Gestaltungsoptionen in der Union auszuloten.

¹⁸ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*, Zusammenfassung, April 2012, S. 7.

¹⁹ Der Strategieplan für Niedrig-CO₂-Ergietechnologien von 2007 zielt darauf ab, den Ausbau und die Markteinführung von Energiezukunftstechnologien voranzutreiben. Die SETIS-Plattform bietet Informationsmaterial zu den einzelnen Technologien, dem Stand der Technik und den Standortbedingungen.

²⁰ BP, *Statistical Review of World Energy, Workbook from 1965–2011, 2012*; The European Wind Energy Association (EWEA), *Wind in Power. 2011 European Statistics*, 2012, S. 4; EWEA, *Wind in Power. 2010 European Statistics*, 2011, S. 4 (für Wind, 2009 und 2010).

Erneuerbare-Energien-Politik der Mitgliedstaaten: Wie effektiv, effizient und europäisch?

Zwischen 2001 und 2010 – also in einer für die Energiewirtschaft vergleichsweise kurzen Phase – stieg der Anteil regenerativer Energiequellen am Stromverbrauch in Europa von 14 auf knapp 20 Prozent.²¹ Einige Staaten wie Dänemark, Deutschland oder Spanien trugen durch eine gezielte EE-Politik auf nationaler Ebene ganz erheblich zu diesem Gesamtergebnis bei. Das verdeutlicht die wichtige Rolle, die nationalstaatliche Strategien und Politikansätze bis heute in diesem Bereich spielen. Bei der politischen Steuerung hat sich in der Vergangenheit eine Reihe unterschiedlicher Faktoren als bedeutsam erwiesen. Will man die weitere Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Politik analysieren, sollte man daher den Blick auch auf die spezifischen Rahmenbedingungen des Sektors richten.

Technologieentwicklung und Kostenstrukturen

Ein zentraler Erfolgsindikator für die Erneuerbare-Energien-Politik ist der Eintritt von Technologien in die Kommerzialisierungsphase, also ihre Anwendung unter Marktbedingungen. Je schneller Technologien voll in den Markt integriert werden, desto weniger öffentliche Förderung ist im Bereich der Technologiepolitik notwendig. Direkt damit verbunden ist die Absenkung der Kosten für regenerative Stromerzeugung auf oder unter das Niveau fossil-nuklearer Stromerzeugung. Die Kostenstrukturen der erneuerbaren Energien variieren jedoch nicht nur deshalb, weil unterschiedliche Technologien eingesetzt werden, sondern auch wegen regionaler Differenzen bei der Nutzung. Erneuerbare Energien werden somit in einigen Regionen Europas früher wettbewerbsfähig als in anderen. Während beispielsweise die Kosten für eine Megawattstunde Onshore-Windstrom in Irland 2009 auf durchschnittlich etwa 70 Euro geschätzt wurden, kostete die gleiche Megawattstunde in Österreich rund 115 Euro.²²

²¹ Eurostat, *Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – jährliche Daten*, 21.6.2012.

²² David de Jager et al., *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*, Ecofys Report to the European Commission, 2011, S. 17.

Wasserkraft und die Verbrennung von Biomasse gehören zu den wenigen regenerativen Technologien, die in der Stromerzeugungsstruktur vieler EU-Mitgliedstaaten seit Jahrzehnten einen festen Platz einnehmen. Zumindest im Fall der Wasserkraft kann heute von einer vollen Kommerzialisierung gesprochen werden, auch wenn diese Kraftwerkstechnologie durch topographische Bedingungen und die Anforderungen des Naturschutzes in ihrem Wachstumspotential begrenzt ist. Alle anderen Technologieoptionen sind bis heute auf eine finanzielle Förderung und/oder besondere regulative Bedingungen angewiesen.

Die größten Fortschritte bei der Kostensenkung haben in den vergangenen Jahren einige der variablen regenerativen Stromerzeugungstechnologien erzielt. Vor allem im Bereich von Onshore-Windenergie und Photovoltaik wurde die Kapitalintensität von Anlagen deutlich verringert.²³ Gerade durch die Entwicklung technologiespezifischer Förderinstrumente in einzelnen EU-Mitgliedstaaten konnten 2009 und 2010 in beiden Sektoren zweistellige Wachstumsraten bei den Neuanlagen erreicht werden.²⁴ Die Windenergie kann in einigen Regionen Europas bereits mit fossilen Kraftwerken konkurrieren; dass sie noch nicht als gleichwertige Technologie gilt, geht in erster Linie auf ihre Variabilität zurück. Die Photovoltaik dagegen benötigt in Europa noch finanzielle und politische Unterstützung, damit sie in den Strommarkt eingebunden werden kann – auch wenn die Kosten inzwischen stark gesunken sind.²⁵

²³ Vgl. ebd., S. 12; Ottmar Edenhofer et al., *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*, Cambridge 2011.

²⁴ Vgl. Europäische Union, *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2012*, Luxemburg 2012, S. 78f. So machten erneuerbare Energien 71 Prozent der zugebauten Erzeugungskapazitäten im Jahr 2011 in der EU aus. Vgl. REN 21, *Renewables 2012, Global Status Report*, Paris 2012, S. 13.

²⁵ Siehe dazu ausführlich Roland Berger/Prognos, *Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020. Wettbewerbsfähig, klimafreundlich, dezentral – Die Solarwirtschaft als eine bedeutende Säule einer nachhaltigen Energieversorgung*, 11/2010; Krister Aansen/Stefan Heck/Dickon Pinner, *Solar Power. Darkest before Dawn*, McKinsey, Mai 2012. Die Studien zeigen, dass Netzparität zügig erreicht wird. Darunter versteht man, dass die Kosten für eine Kilowattstunde selbsterzeugten Strom den Stromkosten, die dem

Für beide Technologien stellen Produktion, Inbetriebnahme und Netzanbindung der Anlagen die maßgeblichen Kostenkomponenten dar. Die Wahl eines optimalen Standorts mit hohem Wirkungsgrad bestimmt daher die Wirtschaftlichkeit einer Anlage.²⁶ Die variablen Stromerzeugungskosten liegen dagegen auf einem sehr niedrigen Niveau, da im Gegensatz zur fossilen Stromerzeugung keine Brennstoffe benötigt werden. Das unterscheidet Wind und Sonne von jenen Energieträgern, bei denen die Investitionskosten für Anlagen niedrig, die variablen Kosten jedoch hoch sind. Dazu zählen etwa fossile Großfeuerungsanlagen oder – im Bereich der erneuerbaren Energien – Biomasse und Biogas.

Eine seriöse Prognose über den technologischen Fortschritt und den Verlauf der Kostenkurven in einzelnen Sektoren ist nur schwer aufzustellen. Viele Faktoren bestimmen den Zeitpunkt der Kommerzialisierung und den Grad der Wettbewerbsfähigkeit.²⁷ Einige Trends sind jedoch schon heute absehbar. Zu erwarten sind in den kommenden Jahren etwa ein weiterer Ausbau der Windenergie auf dem Land und eine wachsende Zahl an Großprojekten vor den Küsten einzelner EU-Mitgliedstaaten. Der Zubau im Onshore-Wind-Bereich wird vor allem durch den verfügbaren Nutzungsraum bestimmt. Dabei sind gerade in Deutschland viele günstige Standorte schon besetzt, so dass lediglich ein Re-Powering²⁸ stattfinden wird. Der Ausbau von Offshore-Wind-Anlagen folgt der technischen Entwicklung bei Fundamenten, Witterungsbeständigkeit und Netzanbindung. Zunehmen werden auch die Kapazitäten der Photovoltaik; allerdings bleibt diese Technologie stark vom Niveau der staatlichen Förderung abhängig. Die solarthermische Stromproduktion in konzentrierenden Solarkraftwerken benötigt absehbar noch Anschlag für die

Anbieter zu zahlen sind, praktisch entsprechen. Das Problem liegt darin, dass Kosten für Stromnetze etc. außen vor bleiben. Dabei sind Anbindung, Netzintegration und Einspeisevorrang entscheidende Rahmenbedingungen. Der Ausbau zieht daher volkswirtschaftliche Kosten für Systemleistungen nach sich.

²⁶ Siehe dazu den *Global Atlas for Solar and Wind Energy* (IRENA, *Global Atlas for Solar and Wind Energy – a Collaborative Resource for Renewable Energy, Factsheet*, <www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Global_Atlas_for_Solar_and_Wind_Energy_abstract.pdf> (eingesehen am 20.11.2012).

²⁷ Siehe dazu IRENA, *Renewable Energy Technology: Cost Analysis Series* [wie Fn. 6].

²⁸ Von Re-Powering spricht man, wenn bestehende Windkraftanlagen durch neuere Anlagen ersetzt werden, die höhere Wirkungsgrade aufweisen.

Lernkurve und für Skaleneffekte, damit sich die Kosten senken lassen. Den dritten wichtigen Wachstumsmarkt der kommenden Jahre bildet die Stromerzeugung aus Biogas und Biomasse. Hier stellen insbesondere Fragen der Landnutzung und der Nachhaltigkeit kritische Einflussfaktoren dar.

Je schneller der Ausbau erfolgen soll, desto mehr ist auf erprobte Technologien zu setzen. Je größer zudem der Anteil erneuerbarer Quellen an der Energieversorgung werden soll, desto breiter muss das Spektrum an Technologieoptionen sein, die man in den Blick nimmt. Als Folge erscheint eine Differenzierung der begleitenden politischen Maßnahmen nötig. Einerseits wird es erforderlich sein, ausgereifte Technologien immer stärker zu höherer Kosteneffizienz und Systemverantwortung zu drängen. Andererseits sind Instrumente zu entwickeln, mit denen die heute noch in der Forschungs- oder frühen Demonstrationsphase befindlichen Technologien den Sprung zur Marktintegration schaffen können. Erst nach der Entwicklung von Pilotprojekten und einer Erprobung in der Demonstrationsphase können Technologien zur Kosteneffizienz und damit zur kommerziellen Anwendung gelangen. Dies gilt etwa für noch kaum genutzte Potentiale der Geothermie sowie der Wellen- und Gezeitenenergie, aber auch für bislang noch unausgereifte Formen solarer Elektrizitätserzeugung, die gerade wegen ihrer Regelbarkeit eine hohe Systemleistung versprechen. Es würde den Ausbau der erneuerbaren Energien zwischen 2030 und 2050 erheblich erschweren, sollte man diese Quellen aus den Augen verlieren.

Zentrale Bemessungsgröße für eine erfolgreiche Erneuerbare-Energien-Politik ist also der effiziente Einsatz öffentlicher Fördermittel – einerseits durch Standortoptimierung beim Einsatz von Technologien, andererseits durch Wahrung der Technologieoptionen für spätere Jahrzehnte. Gleichzeitig müssen politische Instrumente so ausgestaltet sein, dass sie eine hohe Effektivität bei der Integration der Technologien in den Markt besitzen. Auch der Faktor Zeit spielt hier eine wichtige Rolle, sollen fossile Kraftwerke nicht bloß durch modernere fossile Anlagen, sondern durch regenerative Stromerzeugungstechnologien ersetzt werden.

Hürden für die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt

Die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt setzt voraus, dass politische Akteure eine Reihe von spezifischen Herausforderungen bearbeiten. Im Mittelpunkt jeder Erneuerbare-Energien-Politik steht die Überwindung von Barrieren, die sich größtenteils aus der Funktionsweise des bestehenden und historisch gewachsenen Strommarktes ergeben. Die Mehrzahl der Technologien, mit denen sich regenerative Quellen zur Stromerzeugung nutzen lassen, ist unter den heutigen Marktbedingungen nicht wettbewerbsfähig. Verantwortlich dafür sind mehrere Faktoren:

Hohe Kapitalintensität und Investitionsrisiken haben sich in der Vergangenheit als zentrales Hemmnis für den Ausbau erneuerbarer Energien erwiesen. Im Gegensatz zu fossilen Kraftwerken weist der EE-Sektor eine hohe Kapitalintensität beim Bau von Kapazitäten auf, während die variablen Kosten bei der Stromerzeugung – im Falle fossiler Anlagen sind dies in erster Linie die Brennstoffkosten – niedrig sind. Daraus ergibt sich eine vergleichsweise lange Amortisationszeit von Investitionen. Diese Phase ist zugleich mit Unsicherheiten behaftet, weil man die Stromproduktion durch die variablen Energieträger Sonne und Wind nur schwer kalkulieren kann und sich die politischen Rahmenbedingungen ändern können. Investoren müssen abhängig von Erzeugungsstandort, Fördersystem und dessen politischer Verlässlichkeit eine unterschiedlich hohe Risikoprämie in ihre Finanzierungsentscheidung miteinbeziehen. Abrupte Kehrtwendungen in der Förderpolitik, wie sie zuletzt in Spanien oder der Tschechischen Republik zu beobachten waren, oder unkalkulierbare Strompreisentwicklungen erhöhen die Notwendigkeit einer Risikoabsicherung zusätzlich und führen damit zu steigenden Gesamtkosten für potentielle Investoren.

Kosten-Externalisierung und Subventionen: Subventionen für fossile und nukleare Energieträger, eine mangelnde Internalisierung externer Umweltkosten und die Bevorzugung von grundlastfähigen Technologien verhindern bislang in weiten Teilen Europas die Marktintegration aus dem System heraus. Eine volle Einpreisung externer Umweltkosten bei der Nutzung fossiler und nuklearer Energieträger sowie der Abbau von Subventionen, etwa für die Kohleförderung, erhöhen die Chancen, dass erneuerbare Energien in den Markt integriert werden. Zugleich lässt sich so lang-

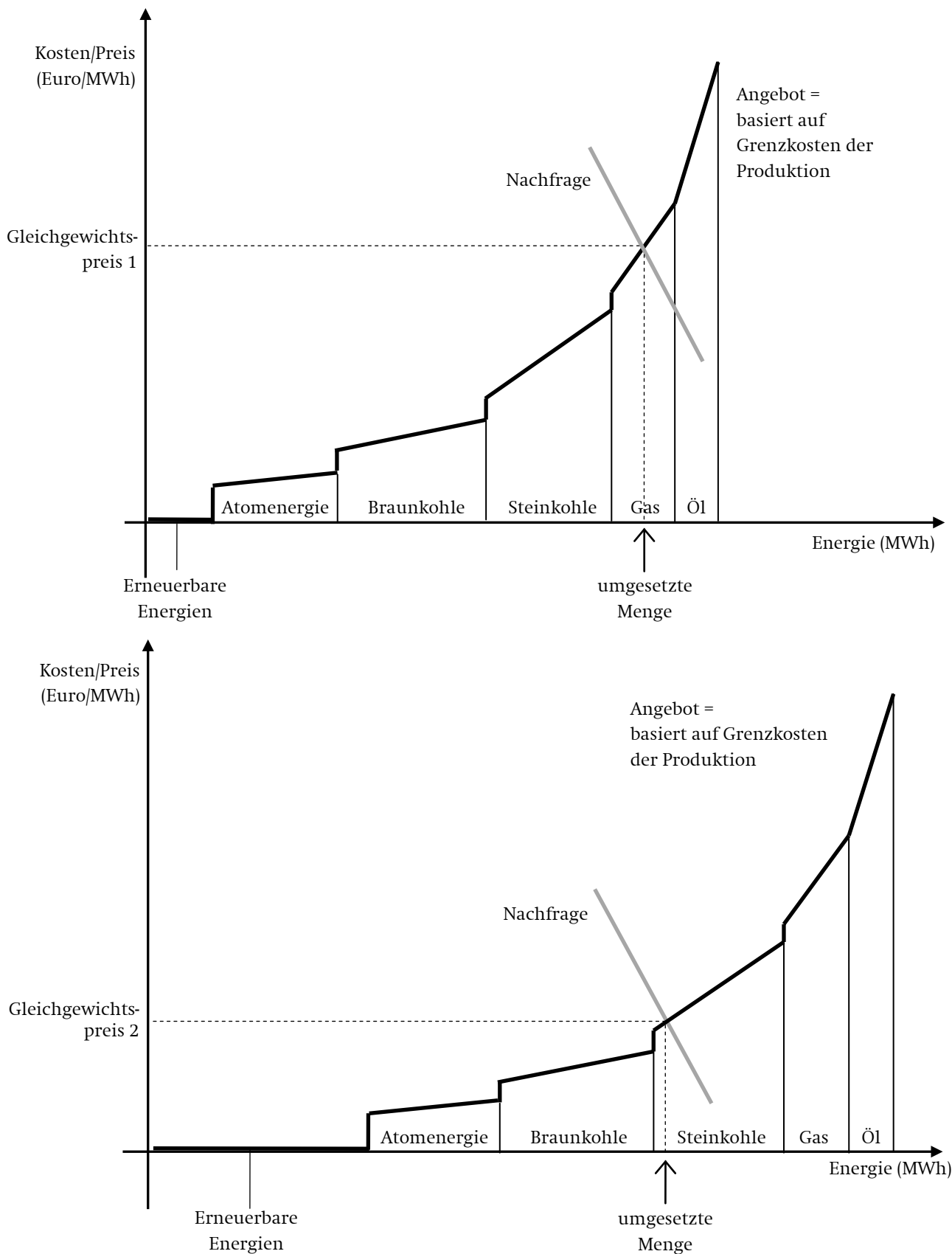
fristig vermeiden, dass ein Lock-in-Effekt²⁹ zugunsten CO₂-lastiger Energiesysteme eintritt.

Das »Merit-Order-Problem«: Eine weitere Herausforderung für die Marktintegration erneuerbarer Energien zeigt sich in einer fortgeschrittenen Phase des Ausbaus. Hervorgerufen wird das »Merit-Order-Problem« durch die Preissetzung auf den Spotmärkten für Elektrizität. Das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten (meist Erdgas oder Öl/Diesel) bestimmt den Preis für eine Megawattstunde auf dem jeweiligen Strommarkt. Je mehr Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten (erneuerbare Energien oder Kernenergie) zum Einsatz kommen, desto häufiger setzt ein Kraftwerk mit niedrigen variablen Kosten den Preis. Der preissenkende Effekt einer vermehrten Nutzung der erneuerbaren Energien mit niedrigen variablen Kosten (vor allem Sonne, Wind und Wasser) auf dem Stromsektor erscheint zunächst aus Verbrauchersicht positiv. Er erweist sich jedoch als problematisch für die Refinanzierung der Investitionskosten für alle Anlagen im Strommarkt. Durch diesen Effekt werden auch die erneuerbaren Energien Opfer ihres eigenen Erfolgs. Je häufiger die Stromnachfrage durch variable regenerative Energiequellen gedeckt wird, desto niedriger fallen die Einnahmen für Stromproduzenten aus. Dies wiederum macht Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten – sowohl auf erneuerbarem als auch auf fossil-nuklearem Feld – weniger attraktiv und kann dauerhaft zu Problemen bei der Versorgungssicherheit führen (vgl. Abbildung 1, S. 16).

Rechtliche und bürokratische Hürden: Verzögert wird der Ausbau erneuerbarer Energien auch durch eine Reihe administrativer Barrieren, die jenseits der Gestaltung von Strommärkten oder des nationalen Energierechts angesiedelt sind. Dazu gehören vor allem unklare und langwierige Genehmigungsverfahren, die zu höheren Kosten bei der Integration erneuerbarer Energien in das System führen. Am häufigsten beklagt werden dabei zeitintensive Raumplanungsprozesse und die Notwendigkeit, mehrere Behörden in die Verfahren einzubinden. Umfragen unter Anlagebetreibern belegen, dass in nahezu allen EU-Mitgliedstaaten rechtliche und bürokratische

²⁹ »Lock-in-Effekte« ergeben sich aus bestehendem Kapitalstock und Infrastruktur mit Lebenszeiten von beispielsweise 25 bis 35 Jahren im Kraftwerkssektor. Diese Effekte schränken kosteneffiziente Handlungsoptionen ein und erschweren Systembrüche; gleichzeitig sind damit klimaschädliche Investitionen quasi festgeschrieben.

Abbildung 1:
Das »Merit-Order-Problem«: Preissetzung bei unterschiedlichem Anteil erneuerbarer Energien



Hürden als größtes Problem beim Ausbau der erneuerbaren Energien gelten.³⁰

Eine erfolgreiche Bearbeitung der dargestellten Probleme bei der Integration erneuerbarer Energien führt in aller Regel dazu, dass die Risiken für Neuinvestitionen sinken. Damit verringern sich auch die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien. Während sich die Minimierung des Risikos und damit die Reduzierung der Kapitalkosten für die Angebotsseite als entscheidende Kriterien erweisen, muss für die Nachfrageseite der Faktor der Kosteneffizienz beim Einsatz von Mitteln als handlungsleitend gelten. Die politische Legitimation für eine Fortsetzung der Erneuerbare-Energien-Politik hängt stark von den damit verbundenen Kosten ab. Je mehr grüner Strom mit geringem finanziellen Aufwand erzeugt werden kann, je effektiver also das Förderregime gestaltet ist, desto eher dürften politische Akteure bereit sein, diese volkswirtschaftlichen Kosten auch weiterhin zu vertreten.

Förderinstrumente: Klassische Formen der Technologiepolitik

Die politische Steuerung bei der Entwicklung erneuerbarer Energien in Europa vollzieht sich bislang vorrangig im nationalen Rahmen. Alle 27 EU-Mitgliedstaaten haben nationale Förderinstrumente installiert. Diese lassen sich grob in drei Modelle einteilen, die dazu beitragen sollen, Marktbarrieren bei der Integration erneuerbarer Energien zu überwinden.

Einspeisevergütungen: Durch die Einführung eines Einspeisevergütungssystems wird Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen garantiert, dass sie für jede erzeugte Kilowattstunde Strom einen zuvor festgelegten Erlös bekommen. Diese Sätze sind meist technologiespezifisch ausgerichtet; sie unterscheiden sich also je nach Entwicklungsstand der verwendeten Technologie. Vergütungssätze werden für einen längeren Zeitraum festgelegt und gewährleisten somit, dass die Einkünfte der Betreiber berechenbar sind. Kombiniert mit einer Einspeisegarantie und einem vorrangigen Netzzugang, reduzieren sie die Marktrisiken auf ein Minimum. Das verbleibende Risiko beschränkt sich auf die Witterungsabhängigkeit der produzierten Strommenge.

Innerhalb eines Einspeisevergütungssystems konkurrieren die einzelnen Technologien nicht direkt miteinander. Die innovationsfördernde Wirkung von Wettbewerb wird somit kaum genutzt. Stattdessen können sich bei zu hoch angesetzten Tarifen erhebliche Mitnahmeeffekte auf Seiten der Anlagebetreiber ergeben. Das Instrument der festen Einspeisevergütung bietet sich vor allem für Technologien an, die sich noch in frühen Entwicklungsphasen mit hohen Risiken befinden. Bei Festlegung der Vergütungen wird häufig ein Degressionsmodell gewählt, das die Lernkurve bei der Technologieentwicklung reflektieren soll. Die überwiegende Mehrheit der EU-Mitgliedstaaten verwendet Einspeisevergütungssysteme, um erneuerbare Energien zu fördern. Als prominentestes Beispiel darf das deutsche EEG gelten.³¹ Das Förderniveau und damit die volkswirtschaftlichen Kosten unterscheiden sich dabei zwischen den Staaten ganz erheblich, was eine Vergleichbarkeit der Systeme nur hinsichtlich ihrer Systemlogik erlaubt.

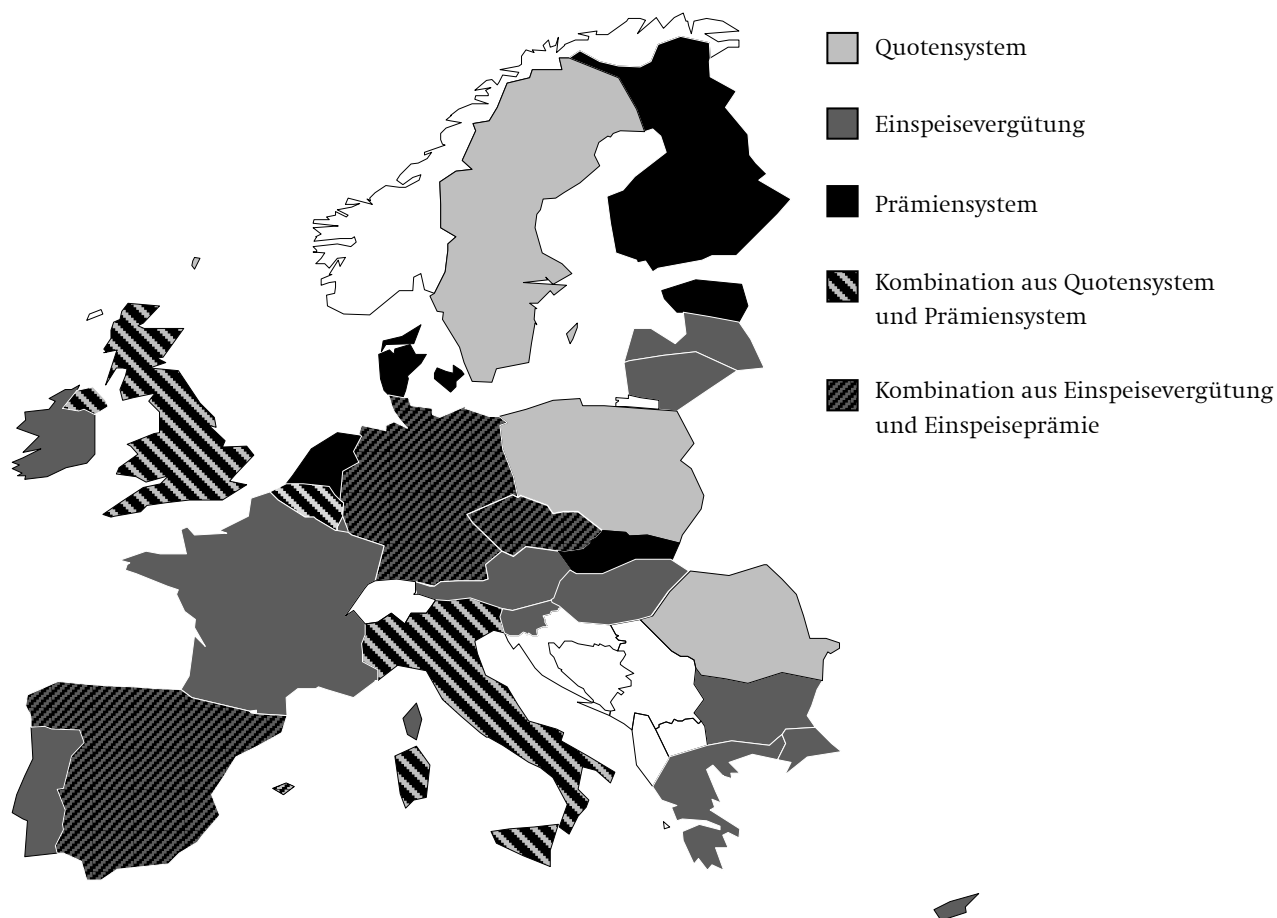
Prämiensysteme: Durch Einspeiseprämien werden Anlagenbetreiber in das Marktgeschehen eingebunden, indem sie eine Prämie auf den von ihnen an der Strombörse erwirtschafteten Preis erhalten. Der Gewinn orientiert sich somit an der Preisentwicklung auf dem Strommarkt, wird zugleich aber durch die Prämie nach unten abgesichert. Dadurch entstehen Anreize für eine stärker nachfrageorientierte Einspeisung; diese sind allerdings nur bei erneuerbaren Energien mit relevanten variablen Kosten von Bedeutung, etwa Biomasse oder Biogas. Die Einspeisung variabler Erzeugungstechnologien (Sonne, Wind) ist hingegen kaum von Marktpreisen abhängig, sondern vielmehr von der Verfügbarkeit der jeweils genutzten Quelle. Die Renditen für die Betreiber dieser Anlagen werden damit vorrangig von der Preisbildung auf den Strommärkten bestimmt. In der EU hat eine Reihe von Staaten gerade in jüngster Vergangenheit unterschiedliche Formen von Prämiensystemen eingeführt. Dänemark, die Niederlande und Spanien gehören zu den bekanntesten Beispielen.

Quotenregelung mit Zertifikaten: Fördern lassen sich erneuerbare Energien auch dadurch, dass eine Erneuerbare-Energien-Quote und ein Zertifikatesystem eingeführt werden. Solche Maßnahmen fallen unter die Kategorie marktbasierter Instrumente mit Mengen-

³⁰ Corinna Klessmann, *Increasing the Effectiveness and Efficiency of Renewable Energy Support Policies in the European Union*, Utrecht 2011, S. 69ff.

³¹ Seit Einführung der »optionalen Marktprämie« im Jahr 2012 gilt das EEG zwar nicht mehr als reines Einspeisevergütungssystem. Der Einfluss des so installierten Prämiensystems ist bislang jedoch sehr begrenzt.

Abbildung 2:
Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energien in der EU



Quelle: Fraunhofer ISI u.a., Stand 02/2012; <www.unendlich-viel-energie.de>.

steuerung. Im Vordergrund steht dabei die Kosteneffizienz beim Ausbau erneuerbarer Energien. Energieunternehmen werden innerhalb dieses Fördersystems verpflichtet, einen zuvor festgelegten jährlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien an ihrem Strommix vorzuweisen (»Quote«). Erreicht werden kann dieser Anteil entweder durch eigene Produktion oder durch den Erwerb von Zertifikaten anderer Betreiber. Bei Nichterfüllung der Quote drohen Strafzahlungen. Neben dem Markt für den erzeugten Strom entwickelt sich über dieses Instrument auch ein Markt für »grüne Zertifikate«. Damit werden Anreize gesetzt, einen möglichst hohen Anteil erneuerbarer Energien zu niedrigen Kosten nachzuweisen. Folge ist, dass zwischen den verschiedenen Technologien für erneuerbare Energien ein Konkurrenzverhältnis entsteht. Während die Menge an erzeugtem Strom vorbestimmt ist, wird der Preis zum Wettbewerbsfaktor. Dies begünstigt insbesondere weiterentwickelte Technologien, etwa

Onshore-Wind. Unterschiedliche Formen von Quotensystemen werden bislang in Großbritannien, Norwegen/Schweden und Polen genutzt.

Die jeweilige Ausgestaltung der Fördersysteme unterscheidet sich in den 27 EU-Mitgliedstaaten teils erheblich, einerseits beim finanziellen Umfang, andererseits mit Blick auf die Auswahl spezifischer Technologien. Unterstützt werden die drei beschriebenen Förderinstrumente häufig durch ergänzende Maßnahmen, wie Ausschreibungen, Investitionszulagen, Steuererleichterungen oder -befreiungen. Seit einigen Jahren zeigt sich zudem der Trend, dass Mitgliedstaaten mehrere Fördermodelle miteinander kombinieren, um die spezifische Entwicklung und die Systemleistung der jeweiligen Technologie berücksichtigen zu können. In einigen EU-Staaten spielt zudem die Anlagengröße eine Rolle. Für kleinere Anlagen werden häufig Einspeisetarife genutzt, bei größeren hingegen Prämien oder Quotensysteme. Dänemark

verbindet erfolgreich ein Einspeisevergütungssystem und ein Prämienmodell mit Ausschreibungen, Steuerbegünstigungen und Investitionszuschüssen.³²

Kriterien für eine erfolgreiche Erneuerbare-Energien-Politik

Objektive Kriterien für die Evaluation von Erneuerbare-Energien-Politiken lassen sich nur schwer festlegen. Zwei Aspekte dürfen jedoch als konsensfähig gelten. Der erste ist die Kosteneffizienz des Instruments. Sie bemisst sich vor allem an der Höhe der Differenz zwischen dem standardisierten Marktpreis für eine Kilowattstunde Strom und den aufgeteilten Gesamtkosten der Systemtransformation, die durch eine öffentliche Förderung oder die Umlage auf die Verbraucher entstehen. Eine Rolle spielen auch makroökonomische Faktoren wie die Schaffung neuer Arbeitsplätze, die Reduzierung von Umweltschäden oder die Gesamtkosten, die sich aus den erforderlichen Investitionen in die Infrastruktur ergeben. Einfluss auf die Berechnung hat zudem, ob eine dezentrale oder eine zentralisierte Versorgung präferiert wird. Als zweites Kriterium muss die Effektivität der politischen Maßnahmen in eine Gesamtbetrachtung einfließen. Die relative Zubaurate im Bereich der erneuerbaren Energien ist hierfür maßgeblich, jedoch nicht einziger Indikator. Auch die Technologieentwicklung und damit die Zukunftsfähigkeit der Erneuerbare-Energien-Politik kann als Faktor betrachtet werden.

Kosteneffizienz und Effektivität beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind zudem von den Standortbedingungen des jeweiligen Mitgliedstaates abhängig. Sind die Potentiale für eine Expansion schon weitgehend ausgereizt oder durch natürliche Gegebenheiten begrenzt, etwa durch eine hohe Bevölkerungsdichte wie in Luxemburg, so ergeben sich meist hohe Kosten bei niedriger Ausbaurate. Je weiter sich der Ausbau in den EU-Staaten entwickelt, desto wichtiger wird es bei der Gestaltung der Erneuerbare-Energien-Politik, die ökonomischen Aspekte zu betrachten. Der Erfolg politischer Instrumente lässt sich nicht mehr nur an der Ausbaurate messen. In die Bewertung miteinzubeziehen sind zunehmend auch die volkswirtschaftlichen Kosten erneuerbarer Energien und deren Bei-

trag zur Systemstabilität der Stromversorgung. Nationale Förderinstrumente stoßen hier an Grenzen. Dies gilt insbesondere für Fälle, bei denen der Ausbau unter hohen Kosten in einem Mitgliedstaat vollzogen wird, während in anderen Mitgliedstaaten optimale Standorte für den günstigen Ausbau von Technologien ungenutzt bleiben. Durch die Entwicklung eines europäischen Gesamtkonzepts für den Ausbau der erneuerbaren Energien könnte man eine Standortoptimierung bei den Anlagen erreichen – und damit auch bessere Ergebnisse in beiden Bereichen, Kosteneffizienz und Effektivität der Förderung. Eine Debatte über die unterschiedlichen Erfahrungswerte bei nationalen Förderinstrumenten könnte einen Beitrag zur intelligenten Europäisierung der EE-Politik leisten. Bislang verläuft diese Auseinandersetzung, wie in Deutschland, vorrangig auf nationaler Ebene.

³² Lena Kitzing et al., »Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?«, in: *Energy Policy*, 51 (2012), S. 192–201.

Erneuerbare Energien in der EU-Energiepolitik

Erneuerbare-Energien-Politik ist kein vollkommen neues Thema in der EU. Seit Mitte der 1990er Jahre wurde auf europäischer Ebene nach einem einheitlichen Rechtsrahmen gesucht, insbesondere auf Druck einer fraktionsübergreifenden Gruppe von Abgeordneten des Europäischen Parlaments sowie einzelner Mitgliedstaaten mit erfolgreichen Förderinstrumenten. Die EU-Kommission unterstützte diesen Prozess unter anderem mit dem Ziel, eine Vereinheitlichung der Förderung sowie Binnenmarktkonformität auf diesem Sektor zu erreichen. 2001 wurde durch die EU-Organe erstmals ein Rechtsrahmen für die Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor verabschiedet.³³ Mit dieser Richtlinie sollte der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 EU-weit auf 21 Prozent erhöht werden. Durch die Formulierung indikativer Zielsetzungen auf nationaler Ebene wurden Entwicklungspfade in den Mitgliedstaaten vorgezeichnet. Eine von der Kommission favorisierte Angleichung der Fördersysteme lehnten die meisten Mitgliedstaaten dagegen ab. Sie befürchteten entweder zu hohe Kosten für die Förderung oder aber, dass erfolgreiche nationale Instrumente unterlaufen und nationale Steuerungsmöglichkeiten damit aufgegeben würden.

Zwar entstanden durch den Rechtsrahmen auf EU-Ebene erste Anreize zur Entwicklung nationaler Förderregime, doch wurde rasch deutlich, dass die Steuerungsfunktion der Richtlinie auch aufgrund der indikativen Zielsetzungen defizitär bleiben würde. 2008 wurde daher eine Überarbeitung durch ein neues Gesetzgebungsverfahren eingeleitet. Erst seit Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (EE-Richtlinie 2009) kann von einer effektiven Politik auf EU-Ebene gesprochen werden.³⁴ Durch die nun geltende europäische Gesetzgebung

³³ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

³⁴ 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.

werden für den Ausbau erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten verbindliche nationale Zielwerte festgelegt. Diese sollen bis 2020 in der Summe einen Anteil am Endenergieverbrauch in der EU von 20 Prozent ergeben.

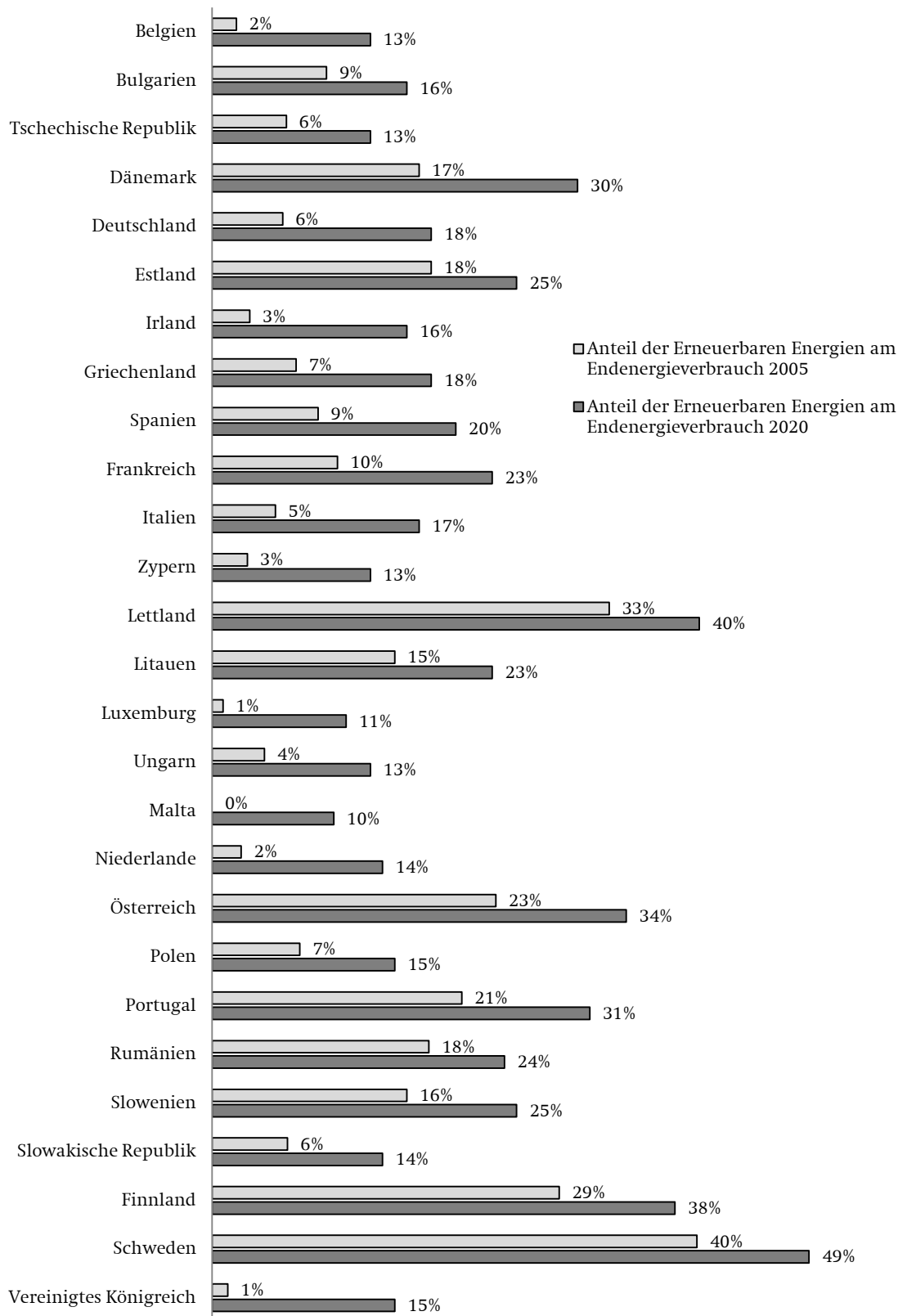
Während also die Grundstruktur der Erneuerbare-Energien-Politik in der EU mit der Richtlinie 2009/28/EG für den Zeitraum bis 2020 als weitgehend gesetzt erscheint, stellen sich diverse strategische Fragen zur Weiterentwicklung des Regimes in den Folgejahren. Zwar hat der Gesetzgeber in der Richtlinie vorgesehen, erst 2018 einen neuen Rechtsrahmen zu erarbeiten.³⁵ Doch angesichts der Interessenlage der beteiligten Akteure ist es unwahrscheinlich, dass EU-Energiekommissar Günther Oettinger diese Aufgabe der neuen EU-Kommission überlässt, die nach den Europawahlen 2014 antreten wird. Bereits aus der Mitteilung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien von Juni 2012 und Oettingers anschließenden Verlautbarungen wird ersichtlich, dass ein deutlich früherer Zeitpunkt als 2018 für die Strategieformulierung vorgesehen ist.

Ziele für 2020: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG

Die Richtlinie von 2009 bestimmt erstmals rechtsverbindliche nationale Ziele für den EE-Ausbau, die von den Mitgliedstaaten im Abrechnungsjahr 2020 erreicht werden sollen (vgl. Abbildung 3, S. 21). Sie ist Bestandteil des »Klima-Energie-Pakets«, das die unter deutscher EU-Ratspräsidentschaft 2007 festgelegten mittelfristigen Zielsetzungen für die europäische Energie- und Klimapolitik in Richtlinienvorschläge umsetzt. Die 20-20-20-Ziele sehen unter anderem vor, dass bis 2020 der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch auf 20 Prozent gegenüber einem Wert von rund 8 Prozent im Jahr 2005 steigen soll. In der EE-Richtlinie von 2009 wurde ein gleichermaßen sektor- wie technologieneutraler Ansatz gewählt, dessen Implementierungsinstrumente jedoch weiterhin auf mitgliedstaatlicher Ebene zu finden sind und

³⁵ Ebd., Art. 23, Abs. 9.

Abbildung 3: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Jahr 2005 und nationale Ziele nach EE-Richtlinie 2009 für das Jahr 2020



der – abgesehen von der verbindlichen Zielfestlegung – nur wenige Elemente einer europäischen Koordination enthält.³⁶ Die nationalen Ziele ergeben sich aus folgenden Faktoren: Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2005 und gleichmäßige Ausbauraten von 5,5 Prozent in jedem Mitgliedstaat (»Flatrate«) sowie ein zusätzlicher Beitrag, dessen Höhe sich anhand des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf errechnet. Damit rangieren die Verpflichtungen für 2020 zwischen 10 Prozent in Malta und 49 Prozent in Schweden. Die Mitgliedstaaten sind für die Einhaltung ihrer Ziele rechenschaftspflichtig und müssen nationale Aktionspläne einreichen, die Ausbaupfade und Maßnahmen enthalten. Die Pläne werden von der EU-Kommission überprüft und unter Bezugnahme auf indikative Interimsziele bewertet.

Einen wichtigen Baustein für die Entwicklung des EE-Sektors in der Europäischen Union bildet die Richtlinie nicht allein wegen der verbindlichen nationalen Ziele. Daneben enthält sie auch eine Reihe von ergänzenden Normen. Dazu gehört unter anderem die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Genehmigungs-, Zertifizierungs- und Zulassungsverfahren wesentlich zu erleichtern, Informationen zugänglich zu machen und Kenntnisse über die Anwendung von EE-Technologien in Ausbildungsberufen zu etablieren. Zudem soll Betreibern von Stromerzeugungsanlagen ein vorrangiger oder zumindest garantierter Netzzugang aus regenerativen Quellen gewährt werden, sofern dieser sich nicht negativ auf die Systemstabilität der Stromversorgung auswirkt.

Die Verhandlungen über die Richtlinie 2009/28/EG haben gezeigt, wie schwierig der Spagat zwischen Subsidiarität und Harmonisierung in der Erneuerbare-Energien-Politik ist. So wurden einerseits EU-weite Zielsetzungen und Rahmenbedingungen zur EE-Entwicklung angepasst und implementiert. Andererseits hat man die Effektivität nationaler Förderinstrumente nicht durch eine übereilte Harmonisierung der Förderinstrumente unterminiert. Die Mitgliedstaaten konnten somit ihre jeweiligen Politikansätze ausbauen und weiterentwickeln.

Dennoch zeichnen sich derzeit einige problematische Entwicklungen ab, die es im Rahmen einer Revision der Gesetzgebung in den kommenden Jahren zu bearbeiten gilt. Zum einen bieten die unterschied-

lichen Förderinstrumente in den 27 Mitgliedstaaten Fehlanreize für Investoren, wenn die umweltpolitische Effektivität des EE-Ausbaus im Mittelpunkt stehen soll. Denn nicht dort wird gebaut, wo sich am günstigsten Strom erzeugen lässt, sondern wo die Förderung am höchsten ist. Der bis vor kurzem noch umfangreich subventionierte Ausbau der Solarenergie in Deutschland und die im Gegensatz dazu seit vergangem Jahr rückläufigen Solarinvestitionen in Griechenland, Italien, Spanien oder Portugal erscheinen ökonomisch wie ökologisch gleichermaßen fragwürdig. Die geringeren Zubauraten in Südeuropa resultieren vor allem aus den (rückwirkenden) Förderkürzungen und den unsicheren politischen Rahmenbedingungen infolge der Wirtschafts- und Finanzkrise. Erst kürzlich haben Spanien und Portugal in der Förderpolitik eine Kehrtwende vollzogen; langfristige Unterstützungszusagen wurden von den Regierungen retroaktiv reduziert.³⁷ Die Folge ist, dass Investoren ihr Vertrauen in die entsprechenden Fördersysteme verlieren und die Risikoprämien auf Investitionen erheblich steigen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien dürfte dadurch in den kommenden Jahren deutlich gehemmt werden. Ähnliche Schritte wären im Kontext eines europäischen Förderinstrumentariums kaum vorstellbar gewesen, weil hier die politischen Prozesse viel langwieriger sind und ein stabiler Rechtsrahmen besteht. Entsprechend wäre mit niedrigeren Risikoaufschlägen zu rechnen gewesen. In beiderlei Hinsicht – bei der Allokation von Technologien auf Standorte und bei der Förderproblematik – hätte sich eine kohärentere europäische Förderpolitik positiv auf die Entwicklung des EE-Sektors ausgewirkt und eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung ermöglicht.

Flexible Kooperationsmechanismen: Ersatz für eine Harmonisierung der Förderpolitik

Die Europäische Kommission ist bislang mit allen Versuchen gescheitert, die Erneuerbare-Energien-Förderpolitik der Mitgliedstaaten zu harmonisieren. Beim Gesetzgebungsverfahren zur Richtlinie 2001/77/EG war noch ein einheitliches europaweites Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten vorgeschlagen

³⁶ Die Richtlinie gibt weder vor, innerhalb welcher Sektoren (Strom, Verkehr, Wärme, Kälte) die Zielsetzungen im nationalen Kontext erreicht werden sollen, noch mit welchen Technologien (Photovoltaik, Geothermie etc.) dies zu geschehen hat. Die Entscheidung obliegt hier den Mitgliedstaaten.

³⁷ Dave Keating, »Are sudden changes in solar subsidies scaring off investors?«, in: *European Voice*, 26.09.2012, <www.europeanvoice.com/article/imported/are-sudden-changes-in-solar-subsidies-scaring-off-investors-/75250.aspx> (eingesehen am 27.9.2012).

worden. Im Rahmen der Verhandlungen zur Richtlinie 2009/28/EG hatte die Kommission ihre Zielsetzungen bereits modifiziert. Angestrebt wurde nun eine verpflichtende Erstellung von Zertifikaten für die regenerative Stromerzeugung und die Einführung eines Handels unter den Mitgliedstaaten, ohne dass dabei Quoten festzulegen wären. Doch auch mit diesem Vorhaben hatte die Kommission keinen Erfolg, so dass letztlich nur eine optionale Zertifizierung in den Gesetzestext gelangte.

Dennoch wurde im Rahmen des Verhandlungsprozesses ein Türspalt für die europaweite Kooperation bei der Erfüllung der nationalen EE-Ziele offen gelassen. Richtlinie 2009/28/EG schreibt fest, dass die Mitgliedstaaten auf freiwilliger Basis über vier Mechanismen zusammenarbeiten können, um die gesetzten Werte für das Zieljahr 2020 zu erreichen:

Statistische Transfers (Art. 6): Um ihre nationalen EE-Ziele zu erfüllen, können Mitgliedstaaten sich untereinander darauf einigen, einen statistischen Transfer von Energie aus erneuerbaren Quellen in ihrer virtuellen Abrechnung für das Jahr 2020 vorzunehmen. Dabei muss gewährleistet sein, dass der anbietende Staat sein nationales Ziel erfüllen wird. Vereinbarungen zwischen Staaten können auch über mehrere Jahre getroffen werden. Für die Richtlinie ist jedoch das Zieljahr 2020 entscheidend. Denkbar wäre in diesem Fall als Gegenleistung ein finanzieller Ausgleich zwischen den Staaten, der vertraglich fixiert werden müsste. Allerdings ist dieser Kooperationsmechanismus mit einem hohen Grad an Unsicherheit behaftet, da für die Abrechnung nur das Jahr 2020 einbezogen wird. Witterungsbedingte oder konjunkturelle Schwankungen könnten dabei erheblichen Einfluss auf den Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch haben.

Gemeinsame Projekte (Art. 7): Mitgliedstaaten können gemeinsame Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien initiieren und eine statistische Aufteilung der für die Berechnung der nationalen Quote erheblichen Mengen vornehmen, auch wenn das entsprechende Projekt räumlich getrennt von einem der beteiligten Staaten liegt. Im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung ließe sich somit etwa die Finanzierung eines Projektvorhabens in Griechenland anstoßen, wie es derzeit im Rahmen des Solarstromprogramms »Helios« angedacht wird. Als Hindernis könnte sich jedoch erweisen, dass es für Mitgliedstaaten mit einem grundsätzlichen Interesse an einer derartigen Investition keinen Handlungsbedarf gibt, da genau sie es sind, die ihr nationales Ziel absehbar

erfüllen werden. Hinzu kommt, dass entsprechende Projekte vorrangig privatwirtschaftlich initiiert und nur selten durch öffentliche Investoren vorangetrieben werden, während die Verrechnung lediglich auf zwischenstaatlicher Ebene erfolgt.

Gemeinsame Förderregelungen (Art. 11): Die weitreichendste Option zur Kooperation von zwei oder mehr Mitgliedstaaten bietet die Gestaltung oder Koordination gemeinsamer Fördermechanismen. Mitgliedstaaten müssen dabei – als Beitrag zu ihrem nationalen EE-Ziel – einen gemeinsamen Schlüssel beschließen, über den die Zuteilung statistischer Kennzahlen festgelegt wird. Schweden und Norwegen haben seit Januar 2012 als Pilotprojekt ein gemeinsames Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten installiert und arbeiten so an der Erfüllung ihrer Erneuerbare-Energien-Ziele.³⁸

Projekte mit Drittstaaten (Art. 9): Neben den drei zuvor genannten EU-internen Kooperationsmechanismen wurde in der Richtlinie auch eine Option formuliert, um Projekte aus Nicht-EU-Staaten in die nationale Zielberechnung zu integrieren. Zusätzlich können so gemeinsame Projekte mit Drittstaaten initiiert und angerechnet werden. Eine Zertifizierung für die nationalen Ziele kann jedoch nur dann erfolgen, wenn eine entsprechende physische Verbindung – also eine Stromleitung – zwischen den Staaten besteht und das entsprechende Projekt erst nach Juni 2009 seinen Betrieb aufgenommen hat. Diese Bedingungen sollen verhindern, dass abgeschriebene Wasserkraftanlagen, etwa in Russland, der Ukraine oder Albanien, in der EU angerechnet werden. Auf diese Weise sollte die Umweltintegrität der EE-Politik aufrechterhalten werden. Umsetzen ließe sich ein Artikel-9-Vorhaben durch ein Wüstenstrom-Projekt in Nordafrika. Doch auch hier zeigt sich die begrenzte Attraktivität des Mechanismus auf staatlicher Ebene. Zugleich wird offenbar, dass es für den vorrangigen Stromtransport durch das europäische Netz zahlreiche Barrieren gibt. Da weitergehende Regelungen fehlen, stehen Investoren vor dem bislang unüberwindlichen Problem, eine individuelle Umsetzung für jedes Projekt finden und die notwendigen Interessenkoalitionen mit staatlichen und privaten Akteuren auf verschiedenen Ebenen schmieden zu müssen. Eine Anwendung erscheint daher fraglich.

³⁸ Norwegen hat als Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraumes (EWR) die EU-Richtlinie in nationale Gesetzgebung übernommen und sich ebenfalls ein Erneuerbare-Energien-Ziel gesetzt.

In welchem Umfang die EU-Mitgliedstaaten die freiwilligen Kooperationsmechanismen nutzen werden, ist derzeit noch nicht absehbar. Da die Zielsetzungen der EE-Richtlinie nur für das Referenzjahr 2020 gelten, wird der Ausbau erneuerbarer Energien auf nationaler Ebene in den kommenden Jahren hierfür das entscheidende Kriterium sein. Ob jedoch ausreichend Überkapazitäten zum statistischen Transfer entstehen werden, lässt sich durchaus kritisch hinterfragen. Zwar haben im Rahmen der ersten Runde nationaler Aktionspläne lediglich Italien und Luxemburg angekündigt, ihr europäisch vereinbartes Ziel absehbar zu unterschreiten, und damit die Inanspruchnahme von statistischen Transfers oder Projekten mit Drittstaaten vorbereitet.³⁹ Ob es bei diesen beiden Fällen bleiben wird, ist angesichts der Rezession in Europa sowie der Kürzungen bei Förderinstrumenten in einigen Mitgliedstaaten jedoch zweifelhaft.

Ob sich abzeichnet, dass Kooperationsmechanismen in Anspruch genommen werden, und in welcher Form dies geschieht, wird auch Einfluss haben auf die Gestaltung der Erneuerbare-Energien-Politik nach 2020. Insbesondere die Zusammenlegung von Förderinstrumenten könnte Anhaltspunkte für die weitere Konvergenz der Instrumente in der EU liefern. Dennoch wird es erst nach 2020 möglich sein, die Funktionalität freiwilliger Kooperationsmechanismen vollständig zu bewerten – also auch erst nach der Entwicklung eines neuen Rahmens für die Erneuerbare-Energien-Politik.

Rahmenbedingungen: Strombinnenmarkt, Infrastrukturpolitik und Klimapolitik

Die Zielsetzungen sowie die Gestaltung der Förderinstrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien bilden derzeit noch die zentralen Bezugspunkte für die Debatte über die EE-Politik in der EU. Neben der spezifischen Förderpolitik, die bisher in erster Linie auf nationalstaatlicher Ebene gestaltet wird, erweist sich eine Reihe von Faktoren auf EU-Ebene als relevant für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Bedeutung dieser Rahmenbedingungen dürfte in den kommenden Jahrzehnten weiter steigen.

³⁹ Europäische Kommission, *Renewable Energy: Progressing towards the 2020 Target*, Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, SEC(2011) 130, Brüssel, 31.1.2011.

Änderungen im Primärrecht: Seit 2009 haben sich die primärrechtlichen Rahmenbedingungen qualitativ geändert. Durch den Vertrag von Lissabon ist die EU-Energiepolitik mit einem eigenen Vertragstitel Gegenstand der geteilten Zuständigkeit zwischen EU und Mitgliedstaaten geworden. Wurden bis dahin energiepolitische Rechtsakte auf Grundlage des Umweltkapitels oder der Bestimmungen über den Binnenmarkt initiiert, so ermöglicht der neu geschaffene Artikel 194 im Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) nun explizit eine energiepolitische Gesetzgebung auf EU-Ebene. Damit kann auch die Gestaltung eines Rechtsrahmens für erneuerbare Energien auf Basis der Zielsetzung »Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen« (Art. 194.1c) angestoßen werden. Seine Legitimation muss der Rechtsrahmen also nicht mehr – wie bisher – aus rein umweltpolitischen Normen beziehen. Eingeschränkt wird die Gestaltung europäischer Energiepolitik jedoch weiterhin durch den Vorbehalt einer souveränen Entscheidung der Mitgliedstaaten über ihren Energiemix (Art. 194 Abs. 2 AEUV).

Vollendung des Binnenmarktes: Die Fortentwicklung des Binnenmarktes bringt ebenfalls ein Momentum für die Kooperation und den Ausbau der erneuerbaren Energien und vor allem der Stromnetze mit sich. Im Februar 2011 verständigte sich der Europäische Rat darauf, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vollenden. Das »level playing field« der nationalen Teilmärkte ist ein wesentliches Element für den Binnenmarkt.⁴⁰ Inwieweit die Integration fortschreitet, ist aber fraglich, denn in den Mitgliedstaaten ist der Stand bei Marktliberalisierung und Preisfreigabe sehr unterschiedlich. Vielfach dominiert ein Stromkonzern den Markt und/oder die Strompreise sind reguliert.⁴¹ Das wird Fragen hinsichtlich der Binnenmarktintegration aufwerfen. Zudem ist unklar, welche Kriterien für die »Vollendung« des Binnenmarktes gelten sollen; in absehbarer Zukunft könnte dies zum Gegenstand von Diskussionen werden. All dies hat Rückwirkungen auf den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere dann, wenn komparative Standortvorteile genutzt werden sollen und damit auch ein ver-

⁴⁰ Achim-Rüdiger Börner, »Erneuerbare Energien in der aktuellen EU-Energiepolitik«, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (2011) 10, S. 93–98 (93).

⁴¹ Europäische Kommission, *Ein funktionierender Energiebinnenmarkt*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, COM(2012) 663 final, Brüssel, 15.11.2012.

stärkter transnationaler Stromtransport stattfinden muss.

Netzausbau: Die Netze sind entscheidend für die Integration der erneuerbaren Energien. Sie bilden aber auch eine infrastrukturelle Grundlage für den Binnenmarkt. Der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zu den Netzen wiederum stellt ein zentrales Kriterium für den Wettbewerb dar. Der Bau von Interkonnektoren ist die Voraussetzung für die physische Integration der Strommärkte, gleichzeitig sind die Netze der entscheidende Flaschenhals bei der Expansion von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Viele Projekte werden nicht genehmigt, weil die Netze zum Abtransport fehlen. So wurden bei einem Abstimmungsprozess der europäischen Netzbetreiber 2012 mehr als 100 Engpassstellen in den Stromnetzen identifiziert. Wie sich zeigte, resultieren 60 Prozent davon aus der Marktintegration (innerhalb und zwischen Preiszonen), 30 Prozent aus der Anbindung von Erzeugungskapazitäten und 10 Prozent aus Überlegungen zur Versorgungssicherheit. Zugleich sind jedoch 80 Prozent aller Engpässe mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verknüpft.⁴² Diese Schwachstellen zu beheben würde bedeuten, dass in den nächsten zehn Jahren 52 300 Kilometer neue oder modernisierte Hochspannungs-Überlandleitungen installiert werden müssten.⁴³

Zunächst liegt der Fokus auf der Überwindung von »Strominseln«. Noch sind Italien, die Iberische Halbinsel, Großbritannien und Irland sowie die baltischen Staaten kaum an den europäischen Kontinentalmarkt angebunden. Um schrittweise mit der physischen Marktintegration voranzukommen, hat man Europa in sechs Regionen unterteilt, die jeweils Integration und Ausbau erneuerbarer Energien vorantreiben sollen: 1) die Gruppe der Nordsee-Anrainer, 2) die Ostsee-Anrainer, 3) Ost-Zentral-Kontinentaleuropa, 4) Süd-Zentral-Kontinentaleuropa, 5) Süd-West-Kontinental- und 6) Süd-Ost-Kontinentaleuropa.⁴⁴ Das Problem fehlender Verbindungen wird auch dann virulent, wenn langfristig EE-Stromquellen und Speicheroptionen in Skandinavien, der Schweiz, dem Balkan, in der Nordsee oder Nordafrika für einzelne Strommärkte oder den EU-Gesamtmarkt angezapft werden sollen, damit sich die ambitionierten Ziele bei den Erneuerbaren erreichen lassen.

Dabei kann auf bestehenden Programmen und Initiativen aufgebaut werden. Über das Programm Transeuropäische Netze Elektrizität (TEN-E) wurden in den vergangenen Jahren und Jahrzehnten Machbarkeitsstudien für grenzüberschreitende Leitungen finanziert. 2011 hat Energiekommissar Oettinger zudem ein Infrastrukturpaket in Höhe von 9,1 Milliarden Euro für den Zeitraum 2014 bis 2020 vorgeschlagen. Ein erheblicher Teil der Mittel soll in den Netzausbau auf dem Strommarkt fließen; dies dient der Integration erneuerbarer Energien in einen europäischen Strombinnenmarkt. Ob das Infrastrukturbudget letztlich den empfohlenen Umfang haben wird, dürfte sich erst am Ende eines vielschichtigen und langwierigen Verhandlungsprozesses über den gesamten EU-Finanzrahmen 2014–20 herausstellen. Neben der Finanzierung hat Oettinger eine Reihe von Maßnahmen zur Harmonisierung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren beim Netzausbau vorgeschlagen, mit denen die Risiken für Investoren reduziert werden könnten.⁴⁵

Institutionelle Rahmenbedingungen: Mit Blick auf einen integrierten und funktionierenden Binnenmarkt haben sich seit 2009 auch die institutionellen Rahmenbedingungen für die engere Kooperation in der EU verändert. Auf europäischer Ebene agieren nun die Europäische Vereinigung der Stromnetzbetreiber (ENTSO-E), ein Zusammenschluss aller europäischen Netzbetreiber, sowie die 2009 ins Leben gerufene Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden (ACER), die im März 2011 ihre Arbeit aufnahm. Seit Inkrafttreten des Dritten Energiebinnenmarktpakets im Jahr 2009 sind die Netzbetreiber verpflichtet, im Zwei-Jahres-Turnus einen zehnjährigen EU-weiten Netzinvestitionsplan aufzustellen. Auch auf Ebene der Mitgliedstaaten sind die Netzentwicklungspläne das Hauptinstrument für die Optimierung, Erneuerung und Netzausbauplanung.⁴⁶ Ein

⁴⁵ Europäische Kommission, *Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020* [wie Fn. 14].

⁴⁶ Ausgangspunkt sind Szenarien, die mögliche Entwicklungspfade entlang der energiepolitischen Vorgaben wiedergeben. Durch eine Marktsimulation wird dabei die – unter Berücksichtigung des ordnungspolitischen Rahmens – ökonomisch effizienteste Art der Stromerzeugung bestimmt. Zugleich ermittelt man die Erzeugungs- und Nachfragesituation jedes Marktgebietes sowie den Umfang des grenzüberschreitenden Stromhandels. Beides geschieht unabhängig von den gegebenen physikalischen Übertragungswegen. Auf diese Weise lassen sich Engpassstellen und Ausbaubedarf identifizieren. Es geht also darum, das nationale Netz und die Nachbarnetze mit den Grenzkuppelstellen in die Analyse

⁴² ENTSO_E, *Ten-Year Network Development Plan 2012* [wie Fn. 15], S. 11.

⁴³ Ebd., S. 13.

⁴⁴ Ebd., S. 25.

Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan wurde am 5. Juli 2012 im ersten Entwurf für die EU vorgelegt.⁴⁷ Diese Zehn-Jahres-Entwicklungspläne der europäischen Netzbetreiber sind aber nur ein erster Schritt, um den künftigen Vernetzungsbedarf festzustellen. Eine Umsetzung leitet sich daraus nicht automatisch ab. Noch ist weitgehend offen, was passiert, wenn Investitionsmittel fehlen. Die Rollenverteilung zwischen ENTSO-E und ACER ist hier noch nicht klar – insbesondere bei den Verantwortlichkeiten für die reale Netzentwicklung. In abgeschwächter Form gilt das auch für die nationale Ebene.

ACER beobachtet und begleitet den Netzplanungsprozess und spielt auch eine wichtige Rolle bei der Harmonisierung der Märkte, das heißt unter anderem der Tarife und Netzzugangscodes. Der Agentur kommt eine Schlüsselfunktion zu. Ihre Gründung geht auf das Dritte Binnenmarktpaket zurück; im Fokus stand dabei die Koordination der Arbeit nationaler Regulierungsbehörden. Das Dritte Binnenmarktpaket hat aber gleichzeitig die Aufgabenbereiche der nationalen Regulierungsbehörden definiert und deren Unabhängigkeit im nationalen Kontext gestärkt. So laufen der nationale und der auf EU-Ebene koordinierte Prozess zwar parallel, aber nicht im Gleichtakt. Die darin angelegte Logik, wonach die nationalen Regulierungsbehörden zwangsläufig mit der Situation im eigenen Land und der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen sowie ihrer eigenen Kompetenzen befasst sind, erschwert ein konzertiertes Herangehen auf EU-Ebene. Wegen der sehr unterschiedlichen Ausgangslagen unterscheiden sich die Regulierungsstrategien mit Blick auf Netzkodizes und Kapazitätsmanagement erheblich.

Klimapolitik: Die Internalisierung externer Umwelteffekte spielt eine wichtige Rolle bei der Gestaltung von Marktbedingungen im Elektrizitätssektor. Auf dem Strommarkt wurde durch Einführung des EU-Emissionshandelssystems ein System geschaffen, mit dem Preissignale für Investitionen in CO₂-freie und CO₂-arme Technologien attraktiver gemacht werden

einzu beziehen. Im letzten Schritt bestimmt man dann die notwendigen Maßnahmen, auch bezüglich ihrer technischen und zeitlichen Relevanz. Auf Basis dieses Netzplans kann man insbesondere den Zubau von EE-Projekten besser in das Gesamtsystem einbinden, <www.netzentwicklungsplan.de/content/der-netzentwicklungsplan> (eingesehen am 20.11.2012).

⁴⁷ Im Frühjahr 2010 war ein erster Ten-year Network Development Plan (TYNDP) auf freiwilliger Basis herausgegeben worden.

sollen. Mit dem Eintritt in die dritte Phase des Emissionshandels im Jahr 2013 gilt für den Strommarkt mit wenigen Ausnahmen eine volle Übertragung der Preissignale durch die Auktionierung der benötigten Zertifikate. Der Emissionshandel bietet somit grundsätzlich einen Anreiz für Investitionen in erneuerbare Energien. Dennoch ist der daraus resultierende Effekt abhängig vom Preisniveau für Zertifikate. Derzeit befindet sich der Zertifikatspreis vor allem infolge der Wirtschaftskrise auf einem unerwartet niedrigen Niveau⁴⁸ und sendet somit kaum Anreize für entsprechende Investitionsentscheidungen aus. Da die Menge der verfügbaren Zertifikate bis 2020 fixiert ist, werden ohne politische Korrekturen am System kaum Impulse von Seiten der Klimapolitik ausgehen, zusätzlich Investitionen in den Erneuerbare-Energien-Sektor zu tätigen.

Energieeffizienz und Energieeinsparung: Nur wenig Beachtung bei der Analyse von Erneuerbare-Energien-Politiken fand bislang die Energieeffizienzpolitik. In der Tat erscheinen die Rückwirkungen eines effizienteren Einsatzes von Energiedienstleistungen auf den ersten Blick nicht relevant für den Zubau von Anlagen. Betrachtet man jedoch den Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix, so wird deutlich, dass die EE-Quote durch Energieeinsparungen erheblich schneller erhöht werden kann, als dies bei steigendem Energieverbrauch der Fall wäre. Insofern bildet auch das 2008 formulierte indikative Ziel, eine Erhöhung der Energieeffizienz um 20 Prozent bis 2020 zu erreichen, einen wichtigen Faktor bei der Analyse der Erneuerbare-Energien-Politik. Nach wie vor ist die Energieeffizienz-Politik auf EU-Ebene jedoch in Einzelmaßnahmen fragmentiert und weit von der formulierten Zielsetzung entfernt. Mit Verabschiedung der neuen EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012 existiert nun zwar erstmals ein übergreifender Rechtsrahmen in Europa, dennoch darf die Effektivität des darin enthaltenen Maßnahmenpakets durchaus angezweifelt werden. Vieles hängt hier von der Implementierung durch die Mitgliedstaaten ab. Sollte es in den kommenden Jahren nicht gelingen, den Energieverbrauch deutlich zu reduzieren, würde dies auch höhere Kosten beim Ausbau der erneuerbaren Energien nach sich ziehen.

⁴⁸ 2012 schwankte der Preis zwischen sechs und acht Euro pro Zertifikat. Von einer Lenkungswirkung ist indes erst ab einem Preis von ca. 20 Euro auszugehen.

Der EU-Ebene wird während der kommenden Jahre in jedem Fall eine stetig wachsende Bedeutung auf allen Feldern des Gesamtsystems zukommen. Sowohl Förderinstrumente als auch Infrastruktur und Speichertechnologien müssen zunehmend aus einer europäischen Perspektive betrachtet werden. Insgesamt kommt man zu dem Ergebnis, dass sich der Fokus der Erneuerbare-Energien-Politik zunehmend verschieben muss. Je größer der EE-Anteil an der Stromversorgung ausfällt, desto stärker muss sich die Politik von Fragen der grundlegenden Markteintrittsbedingungen und der Forschungsförderung hin zu Aspekten der Kosteneffizienz und Standortoptimierung bei Nutzung der verfügbaren Quellen bewegen. Der Koordinationsbedarf unter den Mitgliedstaaten wird jedenfalls weiter wachsen.

Der Verhandlungsprozess über die europäische EE-Politik nach 2020: Optionen für die Politikgestaltung

Die Weiterentwicklung der Erneuerbare-Energien-Politik in der EU nach Auslaufen des zeitlichen Rahmens der Richtlinie 2009/28/EG im Jahr 2020 wird ein zentrales Thema für die europäische Energiepolitik in den kommenden Jahren bilden. Gerade infolge der deutschen Energiewende und der ehrgeizigen Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien hat das Thema EE-Politik auch in der Bundesrepublik zusätzlich an Beachtung gewonnen. Die »europäische Dimension« wird dabei sehr unterschiedlich bewertet. Industrie und Energiewirtschaft sehen in einer Europäisierung der Erneuerbare-Energien-Politik eine Chance, die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus zu reduzieren. Unter Umweltverbänden und in der deutschen EE-Branche wird der Prozess hingegen mit Skepsis betrachtet, insbesondere was eine Harmonisierung der Fördersysteme betrifft. Hier wird die Debatte von Befürchtungen dominiert, das nationale Förderregime könnte unterwandert werden.

Sowohl die Umsetzung der langfristigen Klimaziele als auch der entsprechende Ausbau der erneuerbaren Energien ist von vielen Faktoren abhängig, die sich wiederum aus dem fortlaufenden politischen Verhandlungsprozess in der EU ergeben. Spätestens seit März 2012 wird immer offensichtlicher, dass der vermeintlich stabile klimapolitische Konsens in der EU brüchig zu werden droht. Zu diesem Zeitpunkt legte Polen im EU-Umweltministerrat ein Veto gegen die Annahme der »Klima-Roadmap« ein, mit der unter anderem die Umsetzung des langfristigen Emissionsreduktionsziels für das Jahr 2050 untersucht wurde.⁴⁹ Der für den Ausbau der erneuerbaren Energien treibende Faktor Klimapolitik könnte entsprechend Schaden genommen haben.

In der Erneuerbare-Energien-Politik scheint ein Konsens in der EU noch schwerer herzustellen als in der Klimapolitik. Einige Vorreiterstaaten auf dem Gebiet, etwa Deutschland oder Dänemark, haben ein vitales Interesse daran, die ehrgeizigen Zielpfade für die erneuerbaren Energien auf EU-Ebene fortzusetzen. Dagegen ist dieser Elan in Frankreich, Großbritannien

und einer Reihe mittel- und osteuropäischer Mitgliedstaaten bislang weniger stark ausgeprägt. Bereits die bloße Fortschreibung der bisherigen Strategie erscheint daher nicht als gesichert, da mit einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien auch die Systemintegrationskosten für die einzelnen Mitgliedstaaten zu steigen drohen. Konnte das EU-weite 20-Prozent-Ziel für 2020 anfangs noch als No-regret-Option verstanden werden – also als Handlungsalternative ohne Zusatzkosten –, so dürfte eine Erhöhung dieser Zielsetzung in einer vergleichbaren Größenordnung bereits deutlich schwieriger zu erreichen sein.

Hinzu kommt, dass selbst die Erreichung der 20-Prozent-Marke für 2020 zunehmend als unrealistisch gilt.⁵⁰ Dies hat unterschiedliche Gründe. Zum einen erhöhen die Korrekturen am Biokraftstoffziel auf EU-Ebene den Druck auf Strom- und Wärmesektor, entsprechend mehr zur Erfüllung des Gesamtergebnisses beizutragen. Zum anderen wirken sich auch Wirtschaftskrise und die Kürzung öffentlicher Mittel zur EE-Förderung auf die Bilanzen der Mitgliedstaaten aus. Mit Ausnahme Deutschlands, Dänemarks und Schwedens erscheinen die Perspektiven in allen EU-Staaten derzeit weniger erfolgversprechend als noch im vergangenen Jahr. Dies wiederum dürfte auch die Bereitschaft der Mitgliedstaaten schwinden lassen, einer neuen Zielsetzung für die Zeit nach 2020 zuzustimmen, sollten bereits Sanktionen für die Nichterfüllung 2020 drohen.

Energiekommissar Oettinger hat im Juni 2012 durch eine Mitteilung der Kommission bereits angedeutet, dass es notwendig sei, eine stärkere Konvergenz der Fördersysteme zu erreichen und die Entwicklung in den Mitgliedstaaten zu stabilisieren.⁵¹ Entscheidende Themen dabei sind die Zielfestlegung für die Phase nach 2020, die Zukunft der Förderinstrumente, der Netzausbau sowie die Marktintegration der Erneuerbaren. Somit stehen in den kommenden

⁴⁹ »Poland Defies Europe over 2050 Low-Carbon Roadmap«, *EurActiv*, 8.3.2012; Gabriela Baczyńska/Barbara Lewis, »Poland Opposes EU Environment Ambition«, *Reuters*, 7.3.2012.

⁵⁰ David Keating, »Member states no longer on track for 2020 targets«, in: *European Voice*, 26.09.2012, <www.europeanvoice.com/article/imported/member-states-no-longer-on-track-for-2020-targets/75249.aspx> (eingesehen am 27.9.2012).

⁵¹ Europäische Kommission, *Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt* [wie Fn. 12].

Jahren nicht nur in der Klimapolitik richtungsweisende Entscheidungen an, sondern auch im Bereich der erneuerbaren Energien.

Ziele für die Zeit nach 2020

Die Zielsetzungen der EU für das Jahr 2020 haben gezeigt, dass eine politische Vorgabe als Orientierung für Investoren und nationale Gesetzgeber Wirkung entfalten kann. Die auf Planungssicherheit fixierte Energiewirtschaft und mehr noch die kapitalintensive Erneuerbare-Energien-Branche benötigen einen verlässlichen Politikrahmen, der langfristige Investitionssicherheit bietet. Nur so entstehen Anreize für den Ausbau des Sektors und die Transformation des Energiesystems. Zu den Kernfragen gehören dabei der zeitliche Horizont der Zielsetzungen, ihre Bezugsgröße und ihre quantitative Ausgestaltung.

Die *zeitliche Dimension* eines neuen Rechtsrahmens bezieht sich auf die Frage, für welches Jahr Ziele gesetzt werden. In der Vergangenheit wurden Zielmarken mit einem Vorlauf von neun bzw. elf Jahren festgelegt.⁵² Würde der Prozess in den kommenden Jahren beginnen und seinen Abschluss um 2016/17 finden, wäre zunächst auch lediglich eine Zielsetzung für 2025 denkbar. Die Perspektive 2030 würde hingegen eine unerwartet langfristige Planbarkeit implizieren, wie sie politisch selten formuliert wird. Dies erscheint gerade in Fällen, in denen es sich um rechtsverbindliche Zielsetzungen handelt, auch aus demokratietheoretischer Perspektive diskussionswürdig. Die gegenwärtige Debatte über die klimapolitische Festlegung auf 20 Prozent bis 2020 zeigt zudem, dass eine langfristige Entscheidung später als unzureichend erscheinen kann, wenn sich durch unerwartete Ereignisse die Rahmenbedingungen verändern, wie dies mit der Finanz- und Wirtschaftskrise geschehen ist.⁵³ Hinzu kommt die Erfahrung aus vergangenen Prozessen, dass es oftmals leichter fällt, eine politische Festlegung auf EU-Ebene zu treffen, als diese wieder zu verändern – eine Lehre, die sich auch aus

der aktuellen Diskussion über die EU-Klimapolitik ziehen lässt. Zu den vielen unbekanntenen Variablen im Entscheidungsprozess gehören unter anderem der Fortschritt in den internationalen Klimaverhandlungen, ein möglicher Durchbruch bei einzelnen technologischen Entwicklungen oder eine sich verändernde gesellschaftspolitische Bewertung der erneuerbaren Energien, wie sie beispielsweise auch bei den Biokraftstoffen in den vergangenen Jahren eingetreten ist.

Wichtiger noch als die Debatte über das Zieljahr erscheint die Frage nach dem *qualitativen Charakter* einer politischen Festlegung, die eine Entwicklung für den Erneuerbare-Energien-Sektor vorzeichnet. Dies bezieht sich in erster Linie auf den Gegenstand der Regulierung. Betrifft sie nur den Stromsektor oder alle Sektoren des Energiesystems? Sollen technologiespezifische Ziele gesetzt werden, oder überlässt man diese Entscheidung dem Markt bzw. den Mitgliedstaaten? Diese Debatte gehört neben der Implementierungsfrage zu den kontroversesten Verhandlungskapiteln im Entscheidungsprozess. Folgende drei Optionen wären – neben vielen anderen – in diesem Kontext denkbar.

Sektorneutrale Zielfestlegungen auf EU-Ebene mit Übertragung auf rechtsverbindliche nationale Zielwerte: Wie im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG könnte der politische Verhandlungsprozess eine neue sektorübergreifende Regelung für Strom, Wärme/Kälte und Verkehr ergeben, die den Mitgliedstaaten ein hohes Maß an Flexibilität bei der Umsetzung der Ziele bietet. Attraktiv erscheint ein sektorneutraler Ansatz insbesondere für Länder, die einen starken EE-Sektor im Wärmebereich haben und dabei Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen. Die Übertragung eines europäischen Ziels auf verbindliche nationale Werte würde zudem den Interessen vieler ambitionierter Mitgliedstaaten entsprechen, die auch aus industriepolitischen Gründen wünschen, dass andere Staaten sich auf einen vergleichbaren Transformationspfad festlegen. Allerdings dürfte es die bereits weiter oben skizzierten Probleme im Gesamtsystem nach sich ziehen, würde die EE-Politik über ein weiteres Jahrzehnt hinweg sektorneutral bearbeitet.

Ein verbindliches Erneuerbare-Energien-Ausbauziel für den Stromsektor auf EU-Ebene: Die grenzüberschreitende Herausforderung bei den erneuerbaren Energien liegt in erster Linie beim Ausbau der Stromversorgung. Der Verkehrs- und noch mehr der Wärmesektor könnten dagegen auch weiterhin national reguliert werden, ohne dass dadurch das Gesamtsystem erheblich beeinträchtigt würde. Daher dürfte auch der Fokus zu-

⁵² Vgl. Richtlinie 2001/77/EG für 2010; Richtlinie 2009/28/EG für 2020.

⁵³ In der Klimapolitik würde sich heute ein deutlich ambitionierteres Ziel realisieren lassen. Das Regime ist jedoch nicht darauf ausgerichtet, die Zielsetzung zu korrigieren, so dass absehbar keine Revision der Gesetzgebung vorgenommen wird. Der Schutz vor einem Aufweichen der Zielmarken hat somit einen gegenteiligen Effekt. Daran zeigt sich gut die politische Problematik langfristiger Zielvorgaben.

künftiger Regelungen auf dem Stromsektor liegen. Dies würde der Elektrizitätswirtschaft zudem ein höheres Maß an Verlässlichkeit bieten. Der Wärmesektor wird im relevanten Zeitraum kaum transnationale Wirkung entfalten, und die Nutzung regenerativer Quellen als Agrokraftstoffe im Verkehrssektor ist zunehmend umstritten. Eine Beschränkung auf den Stromsektor könnte daher gerade für die ambitionierten Mitgliedstaaten eine zielführende Lösung sein. Hinzu kommt, dass es im Stromsektor ein überdurchschnittlich hohes kosteneffizientes Potential zur Emissionsminderung gibt.

Ein europaweites Ziel für den Stromsektor könnte auch auf Ebene der Netzplanung und der Speicherfrage von Bedeutung sein. Außerdem entspräche es dem zunehmenden Trend zur Europäisierung in der Elektrizitätswirtschaft, von dem der EE-Sektor bislang weitgehend ausgenommen scheint. Allerdings würde ein europaweites Erneuerbare-Energien-Ziel für den Stromsektor ohne Übersetzung auf nationale Zielwerte auch ein weitgehend harmonisiertes Fördersystem nötig machen, da sonst keine Lenkungswirkung zu erwarten ist. In diesem Fall drohen Trittbrettfahreneffekte durch einzelne Mitgliedstaaten. Widerstand könnte diese Zielfestlegung insbesondere bei Mitgliedstaaten mit einem hohen Kernenergie- oder Kohleanteil an der Stromerzeugung hervorrufen, etwa Frankreich, Großbritannien, Polen oder Tschechien. Sollte die Festlegung jedoch nicht mit europäischen Implementierungsinstrumenten verbunden sein und keine Aufteilung auf nationale Ziele erfolgen, wäre eine Zustimmung dieser Länder denkbar, da keine unmittelbaren Zusatzkosten zu erwarten wären. In diesem Fall würde das Konzept jedoch vermutlich nicht über eine bloße Willensbekundung hinausgehen.

Festlegung von technologieneutralen CO₂-Zielen für den Stromsektor und Übertragung auf verbindliche nationale Zielwerte: Attraktiv erscheinen dürfte diese Option insbesondere für Mitgliedstaaten mit technologieneutralen Ansätzen beim Klimaschutz – etwa Frankreich oder Großbritannien –, aber auch für eine Reihe von mittel- und osteuropäischen EU-Staaten. Polen etwa könnte sich auf diese Kompromissformel einlassen, um seine Strategie zum Ausbau der Kernenergie und der Nutzung von Kohlekraftwerken mit CCS europakompatibel zu gestalten. Dieser Ansatz würde es mehr Staaten ermöglichen, einem langfristigen Dekarbonisierungspfad zuzustimmen, könnte jedoch den Ausbau der erneuerbaren Energien in direkte Konkurrenz zu Kernenergie und CCS-Technologie bringen. Gerade

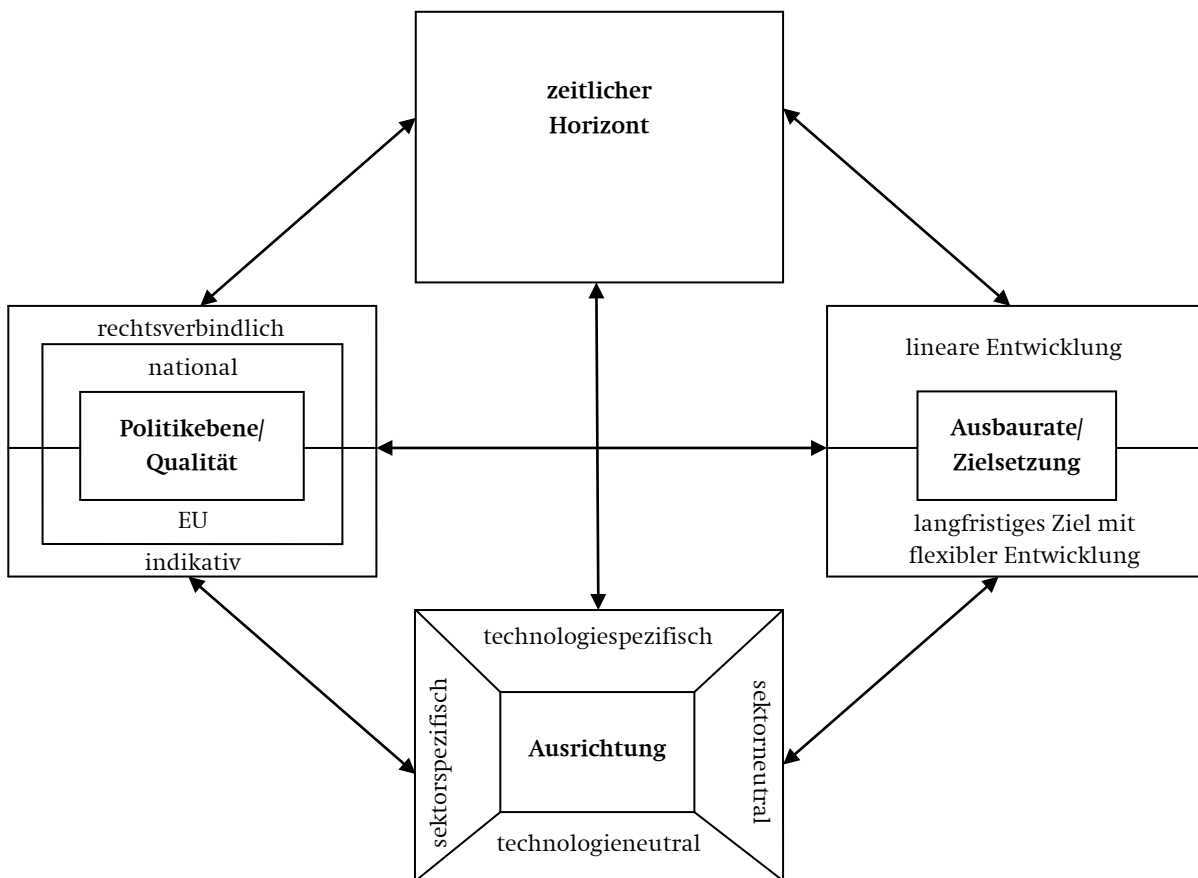
Großbritannien hatte sich im Zuge der Debatte über die Energie-Roadmap für eine solche technologieneutrale Festlegung ausgesprochen. Eine entsprechende Forderung im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Strategie könnte Resultat dieses Bestrebens sein.

Eine Auseinandersetzung über *quantitative Festlegungen* für die Zeit nach 2020 kann heute noch nicht mit der notwendigen Detailtiefe geführt werden, ist sie doch stark abhängig vom Zieljahr und von der qualitativen Dimension der Zielfestlegung. Würde der aktuelle Transformationspfad entlang der Richtlinie von 2009 linear fortgesetzt, so wäre ein sektorneutrales EE-Ziel von etwa 30 bis 35 Prozent für 2030 zu erwarten. Der Erneuerbare-Energien-Rat, die Interessenvertretung der Branche, spricht dagegen bereits von einem 45-Prozent-Ziel für den gleichen Zeitraum.⁵⁴ Die Zieldebatte lässt sich auch nicht losgelöst von der Diskussion über das ihr zugrundeliegende Instrumentarium führen. Beide Debattenstränge wird man in der Praxis aller Voraussicht nach zeitlich parallel verhandeln und teilweise auch miteinander verknüpfen. Ein getrennter Blick auf die beiden Auseinandersetzungen ist allein deshalb notwendig, um die Verhandlungsoptionen und die Komplexität des Politikgestaltungsprozesses zu veranschaulichen.

Da es sich bei der Festlegung von Zielen um richtungweisende Strategieentscheidungen handelt, wird der politische Gestaltungsprozess in letzter Instanz von den Staats- und Regierungschefs der 27 EU-Mitgliedstaaten verhandelt werden. Beschlüsse werden in diesem Organ einstimmig gefasst, was ein hohes Maß an Kooperationsbereitschaft bei den Akteuren erfordert. Dies führt auch dazu, dass den Mitgliedstaaten mit geringem Interesse an einer ehrgeizigen EE-Politik eine umfangreiche Vetospielerrolle zukommt. Die existierende rechtliche Vorgabe durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2009 sieht auf der Zielsetzungsebene – im Gegensatz etwa zur Emissionshandelsrichtlinie – keine Fortbestandsregelung für die Zeit nach 2020 vor. Für alle Akteure würde es einen Gesichtverlust bedeuten, sollte eine Anschlussvereinbarung nicht zustandekommen. Doch darüber hinaus sind gerade für die ambitionierteren Staaten, wie etwa Deutschland, in diesem Bereich auch industriepolitische Interessen von Belang, die dafür sprechen, die Erneuerbare-Energien-Politik in der EU fortzusetzen.

⁵⁴ European Renewable Energy Council (EREC), »Energy Roadmap 2050: Renewables Crucial for Decarbonisation«, <www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Press_Releases/EREC%20Press%20Release_Energy%20Roadmap%202050.pdf> (eingesehen am 20.11.2012).

Abbildung 4:
Elemente der Verhandlungen über einen neuen Rechtsrahmen für die EE-Politik der EU nach 2020



Subsidiarität, Harmonisierung oder Konvergenz: Optionen für ein europäisches Fördersystem

Während die politische Auseinandersetzung über Zielsetzungen in der EE-Politik infolge der Verhandlungsprozesse zu den Richtlinien von 2001 und 2009 bereits eine gewisse Pfadabhängigkeit zur Fortsetzung erkennen lässt, führte die Diskussion über eine Angleichung der Fördersysteme bislang noch zu keinem Ergebnis. Form und Umfang der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor blieben in beiden Legislativverfahren unangetastet. Bisher präsentierte sich die EU-Kommission zudem als einziger relevanter politischer Akteur mit einem vitalen Interesse an einer Harmonisierung der Systeme. Dieses Interesse resultierte in erster Linie aus dem Wunsch, die Erneuerbare-Energien-Förderung binnenmarktkonform zu gestalten und somit nationale Beihilfenpolitik zu begrenzen.

Jedoch hat nun eine ganze Reihe von neuen Aspekten die Angleichung nationaler Fördersysteme mit Nachdruck auf die Agenda gebracht. Dazu gehört vor allem die Anforderung, das europäische Energiesystem bis zum Jahr 2050 zu transformieren – steuern lässt sich dieser Prozess kaum durch ein unkoordiniertes Zusammenwirken nationaler Politiken. Die Verlässlichkeit der nationalen Politikgestaltung hat sich infolge der Wirtschaftskrise gerade in den vergangenen Monaten als weitere Problemstellung ergeben, die einer Bearbeitung bedarf. Zugleich geraten auch Vorreiterstaaten wie Deutschland unter Druck, ihre Fördersysteme kosteneffizienter auszurichten und damit Investitionen stärker anhand von Standortfragen zu steuern. Schließlich hoffen verschiedene EU-Staaten mit geeigneten Standorten und begrenzten budgetären Möglichkeiten darauf, von finanzkräftigeren Mitgliedstaaten unterstützt zu werden. Die Interessenlagen der einzelnen EU-Mitglieder sind also im Fluss. Deutlich wird aber, dass es vor allem an den Vorreiterstaaten liegen wird, Angebote für die Finanzierung

eines zumindest teileuropäisierten Fördersystems zu machen.

Unter dem Eindruck dieser Gemengelage werden sich die politischen Debatten über eine Konvergenz der Fördersysteme in den kommenden Jahren abspielen. Die Kommission hat angekündigt, die Diskussion voranbringen zu wollen, die sie durch Veröffentlichung ihrer Mitteilung zur EE-Politik unter den Mitgliedstaaten angestoßen hat. Wie bei der Zielformulierung könnte sich auch auf der Ebene von Koordination, Konvergenz oder Harmonisierung der Fördersysteme eine kaum noch zu überschauende Zahl von Ergebniskombinationen und damit Verhandlungsoptionen ergeben. Vier Entwicklungspfade erscheinen dabei als diskursprägend – mit hoher Wahrscheinlichkeit werden sie von der Kommission, einzelnen Mitgliedstaaten, der Energiewirtschaft und den Umweltorganisationen in den Prozess eingespeist:

Beibehaltung des Status quo unter Anwendung einer erweiterten Palette freiwilliger Kooperationsmechanismen: Am Status quo festzuhalten, also eine stark auf subsidiäre Elemente ausgerichtete Strategie der Beibehaltung nationaler Förderpolitiken fortzusetzen, erscheint als die naheliegendste aller diskutierten Optionen. In diesem Fall würden die niedrigsten politischen Transaktionskosten anfallen. Der umweltpolitische Erfolg dieser Option hängt jedoch entscheidend von Quantität und Qualität der Zielfestlegungen ab. Es ist davon auszugehen, dass die Transformationskosten für das europäische Energiesystem unter diesen Bedingungen mittel- und langfristig steigen werden. Effektivität und Integrität nationaler Fördersysteme würden zwar geschützt, Policy-Lerneffekte und die Gewährleistung sicherer Investitionsbedingungen in vielen Staaten würden jedoch länger auf sich warten lassen. Wenn man nationale Fördersysteme beibehält, ohne verbindliche Ausbauziele für den Zeitraum nach 2020 festzulegen, bleibt die Erneuerbare-Energien-Politik der EU auf Dauer heterogen. Eine grundlegende Transformation des Systems wird dann langfristig unwahrscheinlich.

Einrichtung eines europäischen Einspeisevergütungs- oder Prämienystems: Ein europaweiter Einspeisetarif oder ein Prämienmodell für erneuerbare Energien entsprächen am ehesten dem deutschen Ansatz der EE-Förderung. Neben der Beibehaltung des Status quo wäre dies mit Sicherheit eine der präferierten Lösungen der Vorreiterstaaten. Einige Faktoren sprechen jedoch gegen die Einführung eines solchen Systems. Zum einen würden sich die Diskussionen über die Höhe der Förderung als äußerst komplex erweisen.

Die Bereitschaft der Mitgliedstaaten, finanzielle Mittel zur Verfügung zu stellen, dürfte sehr unterschiedlich ausfallen. Auch technologiespezifische Fördersätze würden sich ohne einen schwierigen Verhandlungsprozess wohl nicht festlegen lassen. Eine Lösung könnten europaweite Mindestsätze darstellen. Das zentrale Hindernis dürfte jedoch die Frage nach der Finanzierung einer möglichen Förderung sein. Die Bereitschaft der Mitgliedstaaten, einen externen Zugriff auf öffentliche Mittel zu gewähren, erscheint in der gegenwärtigen europapolitischen Gesamtwetterlage äußerst gering. Vor allem in Großbritannien dürfte es schwierig werden, dafür Zustimmung zu erhalten. Die Entwicklung eines steuerähnlichen Instruments würde jedoch Einstimmigkeit unter den Mitgliedstaaten erfordern. Ein solches Modell ließe sich am ehesten im Rahmen einer Gruppe von EU-Staaten verwirklichen. Die bereits weiter oben angesprochenen Probleme im Binnenmarkt wären, abhängig von der Gruppengröße, jedoch nur teilweise gelöst.

Europaweites Quotensystem mit grünen Zertifikaten: Vor allem von der Kommission wurde immer wieder der Vorschlag ins Spiel gebracht, ein europäisches Quotensystem mit Zertifikaten für die regenerative Stromerzeugung einzurichten. Eine Umsetzung erscheint als binnenmarktkompatibel und würde vergleichsweise niedrige Transaktionskosten nach sich ziehen. Zudem hat die Kommission Erfahrung mit vergleichbaren Instrumenten, seit der Emissionshandel eingeführt wurde. Dennoch werden nach derzeitigem Stand insbesondere die Mitgliedstaaten mit ehrgeizigen EE-Zielen dieser Lösung kaum zustimmen. Dafür spricht, dass man bislang gemischte Erfahrungen mit der Effektivität eines Quotensystems für erneuerbare Energien gemacht hat. Daher herrscht auch unter Umweltverbänden und in der EE-Branche erhebliche Skepsis gegenüber Quotensystemen. Eine Mehrheit, die dieses Modell unterstützen würde, zeichnet sich jedenfalls nicht ab.

Hybrid-System nationaler und europäischer Fördermechanismen: Einen möglichen Ausweg aus der komplizierten Verhandlungssituation könnte ein Hybrid-System weisen, das unterschiedliche Fördermodelle von nationalstaatlicher und EU-Ebene verbindet. Denkbar wäre, ein unionsweites Quoten- oder Prämienystem für große EE-Anlagen (z.B. Offshore-Windparks, große Solaranlagen im mediterranen Raum, EE-Anlagen über 100 Megawatt) einzurichten, während dezentrale Kleinanlagen in der nationalen Förderung verblieben. Dadurch könnte man insbesondere die erzeugungsseitig wichtigen Großprojekte standortoptimal för-

dern und die Netzentwicklung für diese Vorhaben europaweit vorantreiben. Zugleich bliebe es den Mitgliedstaaten überlassen, in bestimmten Regionen eine dezentrale Versorgungsstruktur zu entwickeln. Dies würde auch dem bereits erwähnten Trend zur Kombination und Vermischung von Fördermodellen entsprechen.⁵⁵ Die konkrete Ausgestaltung eines solchen Systems würde jedoch stark vom Verlauf des Verhandlungsprozesses und von den Positionen der einzelnen Mitgliedstaaten abhängen.

Die Verhandlungen zur Festlegung neuer Ziele und deren Implementierung sind eng miteinander verknüpft. Wird ein europäischer Fördermechanismus mit der entsprechenden finanziellen Ausstattung eingerichtet, könnte dies mit der Zustimmung verbunden sein, die Zielfestlegung über 2020 hinaus fortzusetzen. Gerade süd- und osteuropäische Mitgliedstaaten dürften ein Interesse daran haben, dass die Transformation ihrer Stromerzeugungs-Strukturen materiell unterstützt wird. Ihr Einverständnis, die Erneuerbare-Energien-Politik fortzusetzen, könnten sie von diesem Faktor abhängig machen. Auch die Realisierung von Solarprojekten in der EU oder den Nachbarstaaten – wie das von der griechischen Regierung forcierte Vorhaben »Helios« oder die Einbindung der Desertec-Initiative – könnte das Ergebnis einer solchen Verhandlungslösung im Kontext eines europäischen Förderrahmens sein. Keiner der dargestellten Verhandlungsgegenstände kann isoliert betrachtet werden. Am Ende dürfte es daher zu einer Paketlösung kommen, eventuell auch unter Berücksichtigung anderer Aspekte, wie des Klimaschutzes, der Energieeffizienz oder vielleicht der Infrastrukturfinanzierung.

Im Gleichschritt oder mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten?

Abschließend sei nochmals betont, dass die Gestaltungsoptionen bei der Förderung erneuerbarer Energien sich nicht abgekoppelt vom Netzausbau und der Entwicklung der Strommärkte betrachten lassen. Insofern besteht die Herausforderung, das gesamte Stromsystem flexibel und synchron weiterzuentwickeln.

Ein forciertes EU-weiter Ausbau der erneuerbaren Energien zieht perspektivisch eine engere Koordina-

tion der nationalen Energiemixe nach sich; das wird bei der Netzplanung sichtbar – insbesondere dann, wenn die komparativen Standortvorteile zum Nutzen der EU-27 kosteneffizient ausgeschöpft werden sollen. Der Ausbaupfad für erneuerbare Energien hat zudem Auswirkungen auf den Nutzungspfad fossiler Brennstoffe. Nicht nur der Ausbau der Erneuerbaren, sondern auch der Ab- und Umbau des fossilen Nutzungspfad muss aktiv gestaltet werden. Man kann darüber nachdenken, dem vergleichsweise klimafreundlichen Erdgas den Vorzug zu geben und enger werdende Zielkorridore für die einzelnen fossilen Energieträger zu formulieren. Ansonsten ist schwer vorstellbar, wie ein Umbau konsistent mit der verstärkten Nutzung regenerativer Energien einhergehen kann. Ganz grundlegend aber muss es darum gehen, Anreizsysteme zu verändern und Subventionen für fossile Brennstoffe zu reduzieren.

Denkbar ist außerdem, dass man auf Basis der bestehenden, bereits identifizierten Regionen die beschleunigte Integration vorantreibt. Das beinhaltet sowohl den Ausbau grenzüberschreitender Netze als auch die Kopplung von Marktgebieten. Die beschleunigte regionale Integration beim Netzausbau ist bereits auf der Agenda von ENTSO-E. Dementsprechend muss die Regulierung auch schrittweise harmonisiert werden. Für die Zukunft ist bedeutend, wie in der Zusammenarbeit zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden die Marktgebiete und die Bilanzkreise gestaltet werden. Die Fragen der Marktkopplung und der Fusion von Marktgebieten spielen für einen funktionierenden, integrierten Binnenmarkt eine wichtige Rolle. Dies beinhaltet, dass man sich über gemeinsame Regeln bei Netzbetrieb und Stromhandel verständigt.

Die Verfügbarkeit von kostengünstigem Strom aus erneuerbaren Energien ist entscheidend für die Zukunft des EE-Regimes in der Europäischen Union und die Erreichung der Klimaziele. Um im transnationalen Rahmen – innerhalb der EU-Grenzen und mit den Nachbarregionen – einen effektiven grünen Strommarkt zu schaffen, muss man neue Lösungen finden und dabei auch zeitlich abgestuft vorgehen. Für einzelne Großprojekte, die etwa durch ein Hybrid-Fördermodell oder eine »Koalition der Vorreiter« getragen werden, sind verschiedene Varianten denkbar: etwa Vertragsmodelle (wie Langzeitverträge) auf individueller Basis, grüne Ursprungszertifikate (mit der Möglichkeit eines statistischen Transfers und/oder Produktvermarktung im Zielmarkt) ohne physische Lieferbeziehungen, perspektivisch aber auch die Etablie-

⁵⁵ Vgl. Kitzing et al., »Renewable energy policies in Europe« [wie Fn. 32].

rung einer Handelsplattform für erneuerbaren Strom. Das erweitert den Blickwinkel auf die Fragestellungen, die mit dem Ausbau von Wüstenstromprojekten in Nordafrika, Offshore-Windparks und Pumpspeicherlösungen verbunden sind. Diesen Projekten ist gemeinsam, dass Erzeugung und Transport nicht getrennt voneinander behandelt werden können, da ansonsten eine betriebswirtschaftliche Investitionsprüfung in der Anfangsphase steckenbleibt. Dabei müssen einige Prinzipien weiterentwickelt und Barrieren überwunden werden. Privilegien vergleichbar den »Projekten von gemeinsamen Interessen« der Connecting Europe Facility wären für die Umsetzung ebenso hilfreich. Ursprungszertifikate und ein Reportingsystem sind weitere zentrale Bausteine. Zu nennen ist ferner ein transnationaler Einspeisevorrang an den Grenzkuppelstellen. Letztlich würden solche Pilotprojekte auch eine weitergehende Koordination der Netzbetreiber erfordern und etwa von der Schaffung eines permanenten überregionalen Netzbetreibers (»Super-TSO«) profitieren. Erste Ansatzpunkte dafür bestehen schon, nachdem der Mittelmeerverbund der nationalen Regulatoren (MedReg) und der Netzbetreiber (Med-TSO) gegründet worden ist. Diese regulativen Fragen bedürfen aber mittelfristig auch einer weiteren energie- sowie außen- und sicherheitspolitischen Rahmung, die sich bestehende Instrumente wie die Europäische Energiegemeinschaft oder – in einem ersten Schritt – den Energiecharta-Vertrag zunutze macht.⁵⁶

⁵⁶ Europäische Kommission, »Die EU-Energiepolitik: Entwicklung der Beziehungen zu den Partnern außerhalb der EU« [wie Fn. 16]; Isabelle Werenfels/Kirsten Westphal, *Solarstrom aus Nordafrika. Rahmenbedingungen und Perspektiven*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2010 (SWP-Studie 3/2010).

Ausblick

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Europa liegt im deutschen Interesse. Nicht nur aus umwelt- und klimapolitischen Gründen erscheint ein kollektives Handeln notwendig. Auch unter industrie- und energiepolitischen Gesichtspunkten lässt eine gezielte Steuerung auf EU-Ebene positive Rückkopplungen erwarten. Die Vision eines gemeinsamen grünen Strommarktes könnte zudem als energiepolitisches Leitbild und Integrationsmotor für Europa wirken.

Die weitere Entwicklung erneuerbarer Energien ist wesentlich von den politischen Rahmenbedingungen abhängig. Damit der Ausbau gelingen kann, sind Förder- und Anreizsysteme notwendig. Die Integration in das Energiesystem erfordert ein neues Strommarktdesign und den synchronen Ausbau der Netze. Planungssicherheit für Investoren ist gerade in diesem Sektor ein weiterer Faktor, den es zu berücksichtigen gilt. Perspektivisch ist zudem essentiell, Nischentechnologien gezielt zu unterstützen und Förderprogramme für die Grundlagenforschung aufzustellen.

Objektive Kriterien für die Evaluation von EE-Politiken sind nur schwer festzulegen, hängen die Maßstäbe doch stark von nationalen Gegebenheiten und der strategischen Ausrichtung der jeweiligen Energiepolitik ab. Im europäischen Kontext lassen sich zwei grundlegende Indikatoren benennen: die Kosteneffizienz des Steuerungsinstrumentes und die Effektivität von Maßnahmen hinsichtlich der relativen Zubauraten. Eine Rolle spielen auch die makroökonomischen Faktoren – wie die Schaffung neuer Arbeitsplätze, die Reduzierung von Umweltschäden oder die Gesamtkosten der erforderlichen Infrastrukturinvestitionen.

Blickt man auf die EU als Regulierungsebene, so erscheint hinsichtlich der Kosteneffizienz insbesondere die Standortwahl als entscheidend. Gleichzeitig müssen politische Instrumente auf EU-Ebene so ausgestaltet sein, dass sie eine hohe Effektivität bei der Integration der Technologien in den Markt besitzen. Auch der Faktor Zeit spielt hier eine wichtige Rolle, sollen fossile Kraftwerke nicht durch modernere fossile Anlagen, sondern durch regenerative Stromerzeugungstechnologien ersetzt werden. Hier droht ein Lock-in-Effekt, wenn in den kommenden Jahren nicht umgesteuert wird.

Aktuell steht die Erneuerbare-Energien-Politik der EU vor vier großen Herausforderungen:

- ▶ Infolge der Wirtschafts-, Finanz- und Schuldenkrise und der daraus resultierenden Konsolidierungspolitik haben viele EU-Mitgliedstaaten erhebliche Kürzungen in ihren Förderstrukturen vorgenommen. Das hat fatale Folgen für Investoren im EE-Sektor, bremst den Ausbau und kostet Arbeitsplätze in den betroffenen Branchen. Hinzu kommt die gestiegene Risikoprämie für Neuinvestitionen. Zudem droht die EU ihr 20-Prozent-Ziel für 2020 zu verfehlen.
- ▶ Für die Investoren wiegt schwer, dass es auf EU-Ebene an Planungssicherheit für die Zeit nach 2020 mangelt. Immer deutlicher zeichnet sich ab, dass die Erneuerbare-Energien-Förderung nur dann zu stabilisieren ist, wenn sie auf die EU-Ebene verlagert wird. In den meisten Mitgliedstaaten betrachtet man eine europäische Förderung als verlässlicher und weniger konjunkturabhängig. Eine solche Politik hätte wiederum positive Rückwirkungen auf die Höhe der Risikoprämie für neue Projekte.
- ▶ Die erzielten Fortschritte bei der Entfaltung des EU-Strombinnenmarktes machen es erforderlich, Kapazitätszubau und Infrastruktur-Entwicklung transnational zu koordinieren. Dies tritt zunehmend in Konflikt mit der rein national gesteuerten Entwicklung der erneuerbaren Energien. Der Widerspruch zwischen europäischem Binnenmarkt und nationaler Förderpolitik wird immer offensichtlicher und zeigt sich vor allem im Verhältnis Deutschlands zu seinen Nachbarn. Hinzu kommt, dass unter den gegenwärtigen Bedingungen eine realistische Perspektive fehlt, um EE-Projekte in Nordafrika und anderen europäischen Nachbarregionen zu integrieren.
- ▶ Schließlich mangelt es an einer Vision, wie ein nachhaltiges Stromsystem im Jahr 2050 aussehen soll. Eine auf die weitere Zukunft gerichtete Debatte gibt es in der EU nicht. Stattdessen wird die Politik von Krisenbearbeitung dominiert, die politische und finanzielle Ressourcen bindet. Dabei herrscht Kurzfristigkeit vor. Als zu verengt erscheint insofern selbst die Debatte über die Zukunft der »integrierten Klima- und Energiepolitik« der EU, weil

dabei wichtige Gesichtspunkte ausgeblendet werden. Infrastrukturausbau bei der Erzeugung und den Netzen könnte als ein Konjunkturprogramm dienen, das – falls entsprechend angelegt – nicht nur auf öffentliche Mittel, sondern auch auf private Investitionen zurückgreifen würde. In Zeiten der Krise versprechen Infrastrukturprojekte eine wichtige Rendite. Die Kooperation im Energiesektor hilft dabei, EU-Nachbarregionen stärker mit der EU zu vernetzen, was auch außenpolitisch einen Mehrwert schafft. Die Vision eines grenzüberschreitenden nachhaltigen Strommarktes in Europa und im Mittelmeerraum könnte entscheidend dazu beitragen, Handlungskorridore zu identifizieren und zu beschreiten.

Bearbeiten wird man die dargestellten Herausforderungen vor allem im Kontext der Verhandlungen über die energie- und klimapolitische Gesamtstrategie der EU nach 2020. Dazu gehört auch die Debatte über einen Nachfolgerechtsakt für die in jenem Jahr auslaufende Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Die politischen Differenzen zwischen den Mitgliedstaaten haben dabei erheblich zugenommen, wie etwa das polnische Veto gegen die klimapolitischen Vorstellungen der EU-Kommission zeigt. Für Investitionen in die Transformation des Energiesystems ist jedoch entscheidend, dass energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen frühzeitig festgelegt werden. Diese Vorgaben werden angesichts der strategischen Bedeutung des Themas aller Voraussicht nach einstimmig von den 27 Staats- und Regierungschefs im Europäischen Rat beschlossen werden müssen.

Im Bereich der erneuerbaren Energien ist eine Paketlösung wahrscheinlich, die gleichermaßen den Zeitrahmen wie die qualitativen und quantitativen Zielsetzungen umfasst. Eine Festlegung für 2030 erscheint erforderlich, um ein Mindestmaß an Planungssicherheit zu gewährleisten. Der kleinste gemeinsame Nenner in der EU könnte darin bestehen, den Fokus auf eine Quote CO₂-armer Technologien zu richten, statt einen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix festzulegen. Aus deutscher Perspektive dürfte dies allerdings nur dann akzeptabel sein, wenn damit ein Beschluss über spezifische finanzielle Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien verbunden ist. Ein Hybrid-Fördersystem aus europäischen und nationalen Elementen könnte dabei gleichermaßen die nationale Vorreiterrolle einiger Staaten wie ein europäisches Gesamtkonstrukt absichern. Aus heutiger Perspektive ist jedoch nicht annähernd absehbar, wie der Verhandlungsprozess ausgehen wird. Weder haben

die relevanten Akteure bisher ihre Positionen klargestellt, noch ist der politische Kontext vorhersehbar, in dem die Debatte stattfinden wird. Denkbar und wahrscheinlich ist, dass am Ende eine Paketlösung stehen wird, die neben der EE-Politik auch Klimaziele und finanzielle Zuwendungen für den Ausbau europaweiter Infrastruktur enthält. Eine frühzeitige Festlegung auf einige wenige nationale Prioritäten dürfte einen größeren Handlungsspielraum in der politischen Auseinandersetzung versprechen. Dabei wird die weitere Entwicklung des Politikfelds wesentlich durch das Verhalten der Vorreiter geprägt. Blicken sie nur auf ihre innenpolitischen Debatten über die Energiesystem-Transformation, drohen falsche Schwerpunktsetzungen auf EU-Ebene.

Neben den Förder- und Anreizmechanismen kommen zunehmend auch andere Rahmenbedingungen auf die Agenda, die als entscheidende Kriterien für eine reibungslose Integration der erneuerbaren Energien in den europäischen Strommarkt gelten. Diese sind vor allem im alltäglichen Politikprozess unterhalb der öffentlichen Wahrnehmungsschwelle zu bewältigen. Dazu gehört die Kopplung von Märkten, die Entwicklung einer europäischen Perspektive auf Kapazitätsmärkte und Stromspeicheroptionen sowie die Rolle der grenzüberschreitenden Regulierung. Ebenso wie bei der Förderung gilt hier: Je erneuerbarer Europa sein soll, desto europäischer muss auch die Perspektive auf die Erneuerbare-Energien-Politik werden.

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden)
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BP	British Petroleum
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlendioxid
DENA	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DII	Desertec Industrial Initiative
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäische Vereinigung der Stromnetzbetreiber)
EREC	European Renewable Energy Council
EUMENA	Europe, Middle East, North Africa
EWEA	European Wind Energy Association
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
PV	Photovoltaik
SETIS	Strategic Energy Technologies Information System
SET-Plan	Strategic Energy Technology (Plan)
TEN-E	Trans-European Energy Networks
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten-year Network Development Plan