

BAND 16

Zur Governance des Übertragungsnetzes

Von **Antonella Battaglini** und **Johan Lilliestam**



ZUR GOVERNANCE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES

**HEINRICH BÖLL STIFTUNG
SCHRIFTEN ZUR ÖKOLOGIE
BAND 16**

Zur Governance des Übertragungsnetzes

Von Antonella Battaglini und Johan Lilliestam

Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung

Über die Autoren

Antonella Battaglini ist als Wissenschaftlerin am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) tätig, wo sie die Forschungsgruppe SuperSmart Grid leitet. Des Weiteren ist sie Programmdirektorin für SEFEP (Smart Energy for Europe Platform). SEFEP unterstützt die Dekarbonisierung des Energiesektors und die Integration erneuerbarer Energien. Frau Battaglini beschäftigt sich mit Investitions- und Technologieoptionen in Verbindung mit der Vision einer hundertprozentigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen. Darüber hinaus ist sie Direktorin der Renewables-Grid-Initiative und Gründungsmitglied und erste Vorsitzende von TheCompensators*, einer Organisation zur Verringerung der Verschmutzungsrechte.

Johan Lilliestam arbeitet seit 2007 am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) im Forschungsfeld IV «Transdisziplinäre Konzepte und Methoden». Seit 2009 ist er auch im International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) in Laxenburg, Österreich, in der Abteilung «Risk, Policy and Vulnerability» tätig. Johan Lilliestam schreibt zurzeit seine Promotion an der Central European University (CEU) in Budapest, Ungarn, zum Thema «Energiesicherheit in einem erneuerbaren europäischen Stromsystem mit signifikanten Solarstromimporten aus Nordafrika».



Diese Publikation wird unter den Bedingungen einer Creative-Commons-Lizenz veröffentlicht: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/de/>

Eine elektronische Fassung kann heruntergeladen werden. Sie dürfen das Werk vervielfältigen, verbreiten und öffentlich zugänglich machen. Es gelten folgende Bedingungen: Namensnennung: Sie müssen den Namen des Autors/Rechteinhabers in der von ihm festgelegten Weise nennen (wodurch aber nicht der Eindruck entstehen darf, Sie oder die Nutzung des Werkes durch Sie würden entlohnt). Keine kommerzielle Nutzung: Dieses Werk darf nicht für kommerzielle Zwecke verwendet werden. Keine Bearbeitung: Dieses Werk darf nicht bearbeitet oder in anderer Weise verändert werden.

Zur Governance des Übertragungsnetzes
Von Antonella Battaglini und Johan Lilliestam

Band 16 der Schriftenreihe Ökologie
Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung 2011
Übersetzung aus dem Englischen: Sandra Lustig

Gestaltung: graphic syndicat, Michael Pickardt (nach Entwürfen von blotto Design)
Titelphoto: Stanislav Sokolov
Druck: agit-druck

ISBN 978-3-86928-054-7

Heinrich-Böll-Stiftung, Schumannstraße 8, 10117 Berlin
T +49 30 28534-0 F +49 30 28534-109 E info@boell.de W www.boell.de

INHALT

| | |
|---|----|
| Vorwort | 7 |
| 1 Ein SuperSmartGrid | 9 |
| 2 Netze anlegen | 11 |
| 2.1 Warum würde ein Übertragungsnetzbetreiber neue Übertragungsleitungen bauen wollen? | 11 |
| 2.1.2 Anreize für den Bau von Merchant-Verbindungsleitungen | 13 |
| 2.1.3 Anreize für den Bau von Verbindungsleitungen bei Unsicherheit und in vertikal integrierten Oligopolen | 15 |
| 2.2 Kann ein Übertragungsnetzbetreiber Leitungen bauen, wenn er möchte? | 17 |
| 2.3 Werden uns die Investitionen auf einen Kurs in Richtung 100 Prozent erneuerbare Energien bis 2050 führen? | 18 |
| 3 Governance für ein SuperSmart Grid | 20 |
| 3.1 Europäisierung der Regulierung, Kostendeckung und Planung | 20 |
| 3.2 Die richtigen Anreize setzen: Risikominimierung und Entflechtung | 21 |
| Literatur | 23 |

VORWORT

Die Katastrophe von Fukushima hat einmal mehr deutlich gemacht, wie wichtig ein Umsteuern in Richtung erneuerbare Energien ist, um möglichst schnell aus der Risikotechnologie Atomenergie auszusteigen. Europa kann seinen Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen generieren. Das haben diverse Studien der letzten Jahre gezeigt, so auch die Studie der Heinrich-Böll-Stiftung zur Europäischen Gemeinschaft für Erneuerbare Energien (ERENE).

Die Europäische Union ist auf dem Weg: Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung ist von 14 Prozent im Jahr 2005 auf 18,2 Prozent im Jahr 2009 gestiegen; somit schneller als die meisten Prognosen vorhersagten.

Für diese sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Stromversorgung müssen die Mitgliedstaaten der Europäischen Union ihre Potenziale an erneuerbaren Energien gemeinsam nutzen. Der dafür notwendige Umbau der Stromnetze ist eine große Herausforderung. Auch wenn viele der erforderlichen Technologien bereits vorhanden sind, so müssen doch elementare Fragen wie beispielsweise die Stromspeicherung im großen Maßstab noch gelöst werden.

Zugleich braucht die europäische Infrastruktur eine Optimierung. Für die europaweite Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist ein Netz notwendig, das den von fluktuierenden Stromquellen erzeugten Strom quer durch Europa transportiert: von den Windrädern in der Nordsee nach Spanien, wenn dort die Sonne nicht scheint; aus der Biomasse aus Polen zu den Verbrauchern an der Nordseeküste, wenn dort der Wind nicht weht.

Die Bedeutung eines europäischen Netzes wird mittlerweile von den meisten Akteuren – auch von der Europäischen Kommission – betont. Gleichzeitig kommt der Ausbau der europäischen Stromnetze – und insbesondere der Verbindungen zwischen den europäischen Ländern – nur schleppend voran. Die Heinrich-Böll-Stiftung hat daher zwei Experten für Stromnetze, Antonella Battaglini und Johan Lilliestam, gebeten, die Gründe dafür zu untersuchen. Blockiert das aktuelle System der Netzregulierung den beschleunigten Ausbau? Setzen die existierenden Regelungen die richtigen Anreize? Ist neben den technischen und infrastrukturellen Aufgaben auch eine Neuordnung der Governance der Energiepolitik in Europa notwendig?

Die Heinrich-Böll-Stiftung möchte mit diesem Papier einen Beitrag zur Diskussion über die Energiepolitik in der Europäischen Union für das 21. Jahrhundert leisten. Battaglini und Lilliestam unterbreiten interessante Vor-

schläge, wie der notwendige Netzausbau und die Energiewende beschleunigt werden können.

Berlin, im Juni 2011

Ralf Fücks
Vorstand der Heinrich-Böll-Stiftung

Bastian Hermisson
Referent für EU/Nordamerika

1 Ein SuperSmartGrid

Als Integral über lange Zeiträume und große geographische Räume betrachtet, ist die Elektrizitätsversorgung aus erneuerbaren Quellen im Prinzip unbegrenzt (DLR 2005; 2006). Allerdings haben erneuerbare Quellen zwei wichtige Eigenschaften, die sie von fossilen Brennstoffen oder Atomkraft unterscheiden. Erstens sind sie nicht konstant und von der Nachfrageseite bestimmt, sondern sie fluktuieren und sind von der Angebotsseite bestimmt. Daher müssen wir darüber nachdenken, wie wir mit diesen Fluktuationen umgehen und die Nachfrage- und Angebotskurven einander anpassen. Zweitens haben erneuerbare Quellen eine niedrige Energiedichte und benötigen große Flächen, was sowohl aus Kostengründen als auch aufgrund von Flächennutzungskonflikten problematisch ist. Daher sollten wir für die Elektrizitätsversorgung der Zukunft Flächen suchen und nutzen, die eine möglichst hohe Energiedichte haben, mit einer möglichst begrenzten Menge an Flächennutzungskonflikten (Luther 2010; MacKay 2008).

Es gibt im breiten Feld der Erneuerbaren Energien zwei Hauptansätze zur Lösung dieser Probleme: das dezentrale Smartgrid und das zentrale Supergrid.

Bislang haben die dezentralen, kleineren Versorger den Hauptanteil der Expansion der Erneuerbaren Energien geschultert. Viele Ökologen behaupten, dass ein dezentraler Ansatz zur Dekarbonisierung des Stromsektors effizient wäre, gerade weil er keine enormen Investitionen in Übertragungsnetze erfordert und den Einfluss und die Marktmacht der großen Versorgungsunternehmen reduzieren würde. Das Stromsystem würde dann hauptsächlich aus großenteils unabhängigen und energieautarken Regionen bestehen, von denen jede die vor Ort vorhandenen erneuerbaren Ressourcen verwenden würde. Die Stabilität des Systems wäre durch intelligente Technologien und Lastmanagement gewährleistet – zum Beispiel könnten durch Preissignale Lastverschiebungen ausgelöst und durch Speichermöglichkeiten, etwa Batterien, ermöglicht werden. In Zeiten des Überschusses vor Ort würde Strom in das regionale Netz und seine Speicher eingespeist, und in Zeiten der Knappheit würde Strom aus dem Netz bezogen (Scheffer 2008; Willenbacher und Hinsch 2009). Allerdings sind in vielen Regionen die Potenziale und das Vorhandensein guter Produktionsstandorte begrenzt.

Manche der dicht besiedelten Länder auf dem europäischen Festland haben möglicherweise keine genügend großen Potenziale für eine hundertprozentige Versorgung durch Erneuerbare Energien (DLR 2006).

Überdies sind Speichertechnologien teuer, und die zur Verfügung stehenden Standorte sind begrenzt (Leonhard et al. 2008). Daher ist eine ausschließlich

dezentrale europäische Stromversorgung auf Basis autarker Regionen oder Länder eventuell technisch möglich, aber sie wäre teuer (SRU 2010).

Im Zuge der Weiterentwicklung der Technologie sind die Erzeuger Erneuerbarer Energien gewachsen, und auch die Energieriesen steigen zunehmend in den Markt für Erneuerbare Energien ein: So passen beispielsweise die großen Investitionen in zentrale Offshore-Windparks und CSP-Anlagen («concentrating solar power») gut ins Portfolio der großen Elektrizitätsunternehmen. Zugang zu Gegenden mit hoher Energiedichte für die Stromerzeugung, etwa die Nordsee für Offshore-Wind und die Sahara für CSP, wird zu niedrigeren Produktionskosten und einem weniger stark fluktuierenden Angebot führen (Club of Rome 2008). Der Bau eines Supergrid, also eines hocheffizienten Stromnetzes (typischerweise für Hochspannungsgleichstrom), das Elektrizität über sehr große Entfernungen transportieren kann, würde einen stochastischen Ausgleich sowohl der Nachfrage für als auch des Angebots an erneuerbarem Strom ermöglichen, was die Notwendigkeit teurer Speicherungs- und Backup-Kapazitäten sowie die Systemkosten stark verringern würde (Czisch 2005; ECF 2010; ENTSO-E 2010b). Ein Supergrid, das möglicherweise auch über Europa hinausreicht, ist mit bestehenden Technologien technisch umsetzbar und «eine besonders kostengünstige, aber auch politisch sehr anspruchsvolle» Option, um den europäischen Stromsektor vollständig CO₂-frei zu machen (SRU 2010: 66).

Häufig werden diese beiden Ansätze als gegensätzlich wahrgenommen: Die an Dezentralisierung orientierte Community hat der an Zentralisierung ausgerichteten Community vorgeworfen, die bestehende Marktdominanz der Energieriesen aufrechterhalten und die Ökologisierung des Stromsektors blockieren zu wollen. Im Gegenzug behauptet die an Zentralisierung orientierte Community, dass die große Transformation mit ihren massiven Investitionen von großen, finanzstarken Akteuren umgesetzt werden muss, obwohl kleine Akteure inkrementelle Veränderungen durchführen können, und dass der Schlüssel zur Effizienz insgesamt ein effizientes Übertragungsnetz ist. Allerdings muss der europäische Stromsektor bis zum Jahr 2050 vollständig CO₂-frei sein, wenn er die langfristigen Klimaverpflichtungen von mindestens 80 Prozent weniger Emissionen im Vergleich zu 1990 erreichen soll (ECF 2010). Dies ist eine gigantische Aufgabe, und wenn Europa sie bewältigen will, werden alle erneuerbaren Ressourcen, ungeachtet ihrer Größe, ihres Orts oder ihres Eigentümers, benötigt – und zwar so effizient wie möglich. Dies bedeutet, dass Europa sowohl ein Super Grid als auch ein Smart Grid braucht – also ein **SuperSmart Grid**. Dieses muss die Stromerzeugung im kleinen wie im großen Maßstab integrieren, Regionen, Länder und Bereiche stark zentraler und stark dezentraler Stromerzeugung miteinander verbinden sowie für die Lastverschiebung und das Nachfragemanagement sorgen.

2 Netze anlegen

Der Schlüssel zum Stromsystem der Zukunft wird ein Netz sein, das die Integration sowohl dezentraler als auch zentraler Stromerzeugung erlaubt – ein Super-Smart Grid. Da die Bau- und Betriebsdauer von Leitungsanlagen viele Jahrzehnte umfasst, muss das Netz der Zukunft heute angelegt werden. Schon jetzt gibt es einen massiven und wachsenden Bedarf für neue Übertragungskapazitäten. In seinem Ten-Year Network Development Plan (Zehn-Jahres-Netzwerkentwicklungsplan, TYNDP) berichtet das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), dass die Länge der geplanten Projekte hoher Priorität – neue oder verstärkte Übertragungsleitungen von europäischer Bedeutung, die bis 2020 fertiggestellt werden sollen – 42.000 km beträgt, von denen 23.000 km neue oberirdische Hochspannungswechselstromleitungen und 10.000 km neue Untersee- oder unterirdische Hochspannungsgleichstromleitungen sind (ENTSO-E 2010b). Zum Vergleich: Dies ist ein wenig mehr als das bestehende Hochspannungsnetz Deutschlands. ENTSO-E und viele anderen warnen jedoch, dass es hauptsächlich aufgrund von ordnungspolitischen und rechtlichen Aspekten schwierig sein könnte, sogar die mittelfristigen Ziele für Übertragungsnetze zu erreichen, ganz zu schweigen vom langfristigen Wandel des gesamten Stromsektors. Im Folgenden werden wir eine Reihe Schlüsselfragen ansprechen, die Haupthindernisse einer großmaßstäblichen Erweiterung des Übertragungsnetzes in Europa benennen und Lösungen vorschlagen. Wir werden die makroökonomischen Anreize und die Regulierung neuer Übertragungsleitungen in Europa (Abschnitte 2.1.1 und 2.1.2) sowie die mikroökonomischen Anreize für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), neue Verbindungsleitungen zu bauen (Abschnitt 2.1.3.), untersuchen. Dann gehen wir auf die Fragen ein, ob ein Übertragungsnetzbetreiber neue Leitungen bauen kann, wenn er will (Abschnitt 2.2), und ob solche Leitungen Europa wahrscheinlich auf einen dezidierten Weg in Richtung eines zu 100 Prozent erneuerbaren Stromangebots führen werden (Abschnitt 2.3).

2.1 Warum würde ein Übertragungsnetzbetreiber neue Übertragungsleitungen bauen wollen?

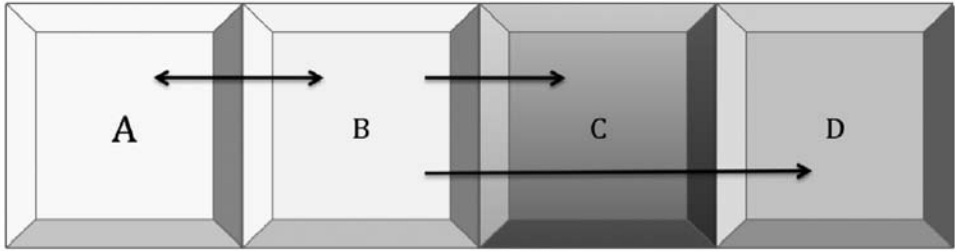
2.1.1 Anreize in einem nationalen ordnungspolitischen Umfeld

Die Grundlage der verschiedenen nationalen Ordnungspolitiken in Europa ist der Glaube an die grundlegenden Prinzipien der Ökonomie: Pläne für Übertra-

gungsleitungen, die als profitabel und für das jeweilige Land notwendig erachtet werden, werden «automatisch» vom Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde vorgelegt, die sie dann genehmigt, woraufhin die Leitungen dann gebaut werden. Die Investitionskosten werden von der Regulierungsbehörde anerkannt, und sie gewährleistet die vollständige Deckung dieser Kosten, da die Kapitalkosten in den Netzzugangstarifen enthalten sind. Die Kostendeckung wird typischerweise auf der Basis der erwarteten wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Leitung kalkuliert, die sich über mehrere Jahrzehnte erstreckt. Das Risiko einer solchen Investition ist, theoretisch betrachtet, niedrig – die Gesellschaft wird immer Strom benötigen, und aus diesem Grund wird sie immer Zugang zum Netz brauchen. Daher wird angenommen, dass die Zinssätze und Kapitalkosten niedrig sein werden, was – im Vergleich mit anderen Investitionen – für den Investor auch niedrige Renditen bedeutet. Häufig erreicht die Kapitalverzinsung sogar Werte, die nicht höher als 5 bis 6 Prozent sind, und die Abschreibung kann bis zu 50 Jahre dauern (De Nooij, 2010; ICF, 2002). Wenn eine Leitung für den Übertragungsnetzbetreiber oder das nationale System wirtschaftlich ineffizient ist oder für das Land nicht gebraucht wird, dann lehnt die Regulierungsbehörde entweder den Bauantrag ab oder bestimmt als Kostendeckungsrate ein Niveau, das es dem Übertragungsnetzbetreiber nicht ermöglicht, die Investitionskosten zu decken; in diesem Fall ist es unwahrscheinlich, dass der Übertragungsnetzbetreiber das Projekt weiter verfolgt und investiert.

Auf der Grundlage dieses Modells sollte man daher annehmen, dass alle neuen inländischen Leitungen, die dem Land wirtschaftliche Vorteile bringen, im nationalen Entwicklungsplan enthalten sind und gebaut werden. Überdies würden alle Verbindungsleitungen, die zwei benachbarten Ländern wirtschaftliche Vorteile bringen, entsprechend diesem Modell in beiden nationalen Plänen enthalten sein und errichtet werden. Allerdings, obwohl das nationale Regulierungsmodell theoretisch so attraktiv ist, gibt es gegenwärtig in Europa viel zu wenige Investitionen in Übertragungsleitungen; dies gilt auch für Inlandsleitungen.

In Zukunft, wenn die Anteile erneuerbarer Energien stark ansteigen – was ungeachtet der nationalen Grenzen wahrscheinlich dort stattfinden wird, wo die besten Ressourcen zur Verfügung stehen –, wird die Notwendigkeit rapide zunehmen, Strom in verschiedene Richtungen über lange Strecken und über Grenzen hinweg zu leiten. Dazu werden neue Leitungen und insbesondere Verbindungstrassen benötigt. Allerdings ist es mit dem landesweiten Regulierungsmodell unwahrscheinlich, dass Verbindungstrassen, die langfristige wirtschaftliche Vorteile für ein Stromerzeugerland, aber weniger für das Nachbarland bringen, gebaut werden. Überlastungen an der Grenze werden zunehmen. Die folgende Abbildung stellt die aktuellen Arten der Unterversorgung des bisherigen Modells dar.



Um die Nutzung erneuerbarer Energiequellen auszuweiten und zu integrieren, muss Land B an Land A, C oder D exportieren, wenn es reichlich erneuerbare Ressourcen im System gibt. An Tagen mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen muss Land B aus Land A Strom importieren. Es ist zu erwarten, dass die Verbindungsleitung zwischen A und B gebaut werden wird, da beide davon profitieren. Die Verbindungsleitung zwischen B und C/D wird nicht gebaut, da die Übertragungsnetzbetreiber in den Ländern C und D die Kosten für Leitungen, die sie nicht brauchen, tragen müssten. Man kann daraus schließen, dass auf Grundlage des nationalen Regulierungsmodells ein SuperSmart Grid nicht gebaut wird.

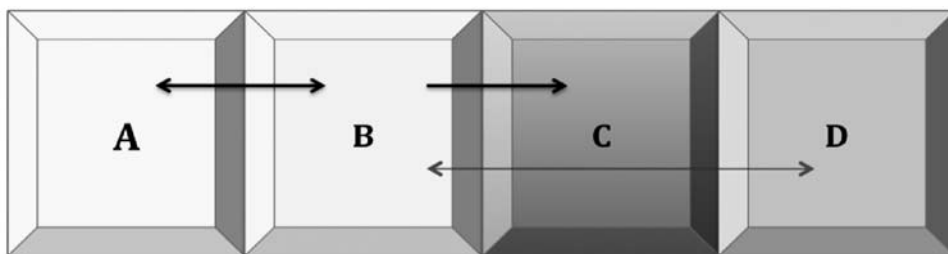
2.1.2 Anreize für den Bau von Merchant-Verbindungsleitungen

Als Alternative könnten Dritte – d.h. andere Akteure mit Netzkonzession als die Übertragungsnetzbetreiber – von der Regulierung ausgenommen werden und die Genehmigung für den Bau von grenzüberschreitenden Merchant-Stromleitungen erhalten (Verordnung Nr. 1228/2003, 2003). Heute werden viele Verbindungstrassen gemäß diesem Modell gebaut und betrieben, z.B. Estlink (2006) und die geplante Kabelverbindung zwischen Italien und Tunesien. Obwohl eine Merchant-Leitung von der Regulierungsbehörde genehmigt werden muss, unterliegen diese Verbindungstrassen nicht dem regulierten Tarifsystem. Daher kann der Eigentümer der Merchant-Leitung entweder selbst die Leitung benutzen oder die verfügbare Kapazität zu selbst bestimmten wirtschaftlichen Konditionen an interessierte Parteien auktionieren. Als Folge können die Profite – oder Verluste – einer Merchant-Leitung hoch oder niedrig ausfallen. Meist werden die Investitionsentscheidungen unter relativ hohem Risiko gefällt, und im Allgemeinen werden daher keine Investitionen getätigt, es sei denn, die Einschätzung der Kostendeckung ist sehr günstig. Aufgrund des höheren Risikoprofils dieser Investitionen erwarten Investoren meist eine Amortisationsperiode, die deutlich kürzer als die Nutzungsdauer der Leitung ist. Häufig werden nicht mehr als 10 Jahre für die Amortisation akzeptiert – dies bedeutet eine beträchtlich höhere Kapitalverzinsung als für regulierte Leitungen erlaubt ist.

Der Hauptantrieb für diese Investitionen sind die unterschiedlichen Strompreise in zwei Ländern: Strom fließt vom Niedrig- zum Hochpreismarkt, und der Eigentümer der Merchant-Leitung zieht aus dieser Differenz Profit.

In der Zukunft könnte die steigende Produktion aus erneuerbaren Quellen in manchen Regionen die Argumentation für Merchant-Kabel aus zwei Gründen stärken. Erstens, attraktive Förderprogramme in einem Land werden die Stromerzeugung erhöhen, was die Strompreise auf dem Markt drücken wird. Die Ausnutzung der Preisdifferenz und der Export preisgünstigen Stroms in Nachbarländer könnte dann die Aufgabe von Merchant-Leitungen sein. Zweitens könnten manche Länder sich dafür entscheiden, ihre Ziele für Strom aus erneuerbaren Quellen dadurch zu erfüllen, dass sie aus den Nachbarländern Elektrizität importieren, und der Transport dieses Stroms könnte ebenfalls die Aufgabe neuer Merchant-Leitungen sein.

Daher steht zu erwarten, dass manche Verbindungstrassen, die mit dem nationalen Modell nicht gebaut würden, mit dem Merchant-Leitungs-Modell doch gebaut würden – vorausgesetzt, die erwarteten Marktbedingungen sind günstig. Diese Bedingungen könnten durch Unterschiede zwischen nationalen Anreizprogrammen für Erneuerbare Energien, CO₂-Emissionsgrenzen usw. hervorgebracht werden. In der unten abgebildeten Situation wird Land C eine Merchant-Verbindung zwischen dem Niedrigpreisland B und dem Hochpreisland D bauen. Aus der Preisdifferenz zwischen B und D erzielt C einen Profit. Die Hersteller in Land B profitieren, weil sie ihren überschüssigen Strom exportieren



können, und die Konsumentinnen und Konsumenten in Land D profitieren, weil sie Elektrizität zu einem niedrigeren Preis importieren können.

Wenn der Wert der Merchant-Verbindungsleitung erhalten bleiben soll, muss allerdings eine Preisdifferenz bestehen bleiben. Daher wird nicht die gesamte benötigte Leitungskapazität von Land B in Land D gebaut werden. Die Kosten bleiben auf einem makroökonomisch suboptimalen – künstlich hohen – Niveau. Mit diesem Modell wäre es eventuell möglich, Verbindungstrassen zwischen zwei europäischen Ländern und auch zwischen einem europäischen und einem außereuropäischen Land zu bauen, aber die induzierten Kapazitäten sind wahrscheinlich zu niedrig, um systemweite optimale Effizienzen zu generieren. Daher ist auch das Merchant-Leitungsmodell nicht ausreichend, um ein europaweites SuperSmart Grid zu erzeugen.

2.1.3 Anreize für den Bau von Verbindungsleitungen bei Unsicherheit und in vertikal integrierten Oligopolen

Übertragungsnetzbetreiber verdienen an der Übertragung von Strom und haben daher ein intrinsisches Interesse an der Fortleitung einer möglichst großen Strommenge. Dennoch sind zu wenige Übertragungsleitungen im Bau, und es herrscht ein großer Mangel an Verbindungstrassen (Europäische Kommission 2007a). Es scheint, dass die Anreize für Übertragungsnetzbetreiber, neue Leitungen und insbesondere neue Verbindungstrassen zu bauen, nicht ausreichen, obwohl «[d]ie geringe Investitionstätigkeit ... in einem erstaunlichen Gegensatz zum wachsenden Interesse der Privatwirtschaft an Investitionen in langfristige Infrastrukturprojekte» steht (Europäische Kommission, 2007b: 15). Es gibt mehrere Gründe für diesen Unwillen, in neue Übertragungsleitungen zu investieren.

Erstens kann der Übertragungsnetzbetreiber nicht wirtschaftlich dafür bestraft werden, dass er keine Verbindungstrassen baut und die Überlastung einer Leitung auflöst. Daher bleibt der Status quo erhalten, wenn man nicht baut. Allerdings schadet dies dem Übertragungsnetzbetreiber nicht. In ganz Europa wird Verbindungstrassenkapazität auktioniert oder auf eine andere, nicht benachteiligende Art und Weise zugewiesen. Die Gewinne sind bei überlasteten Leitungen höher. Die Auktionserträge müssen entweder für den Bau von Verbindungstrassenkapazität zur Reduzierung der Überlast eingesetzt werden oder zur Senkung der allgemeinen Netzzugangstarife im Bereich des Übertragungsnetzbetreibers (Verordnung Nr. 1228/2003, 2003: Art. 6(6)). In der Praxis entscheiden sich die meisten Übertragungsnetzbetreiber dafür, keine neuen Verbindungstrassen zu bauen, sondern die Netztarife zu senken. Nur rund 20 Prozent der Einnahmen werden für neue Verbindungstrassen eingesetzt (Europäische Kommission 2007a).

Zweitens sind die meisten Übertragungsnetzbetreiber nicht eigentumsrechtlich entflochten – dies trifft nur auf 15 von 41 Betreibern zu (Europäische Kommission 2009 und 2010; Schellekens et al. 2010). Obwohl die gesamten Einkünfte des Übertragungsnetzbetreibers aus der Übertragung von Elektrizität stammt, ist dies für vertikal integrierte Unternehmen – Firmen, die sowohl Stromerzeugungs- als auch Übertragungsanlagen besitzen – nicht der Fall. Da die Stromerzeugungs- und -verkaufsabteilungen meist höhere Umsätze und Profite erzielen als die Übertragungsabteilung, mag der Konzern nur geneigt sein, niedrigere Profite bei der Übertragung zu akzeptieren, um Wettbewerber aus dem eigenen Elektrizitätsmarkt herauszuhalten und die Marktmacht des Konzerns zu sichern. Vertikal integrierte Übertragungsnetzbetreiber haben daher «keinen Anreiz, das Netz im allgemeinen Interesse des Marktes zu entwickeln, um den Markteintritt neuer Marktteilnehmer bei der Stromerzeugung oder -lieferung zu erleichtern» (Europäische Kommission 2007c: 4). Während der Vorbereitungen für das neue Energiegesetzpaket haben Deutschland und Frankreich – unter dem Einfluss ihrer früheren Staatsmonopole, die die nationalen Strommärkte noch immer

beherrschen – gemeinsam mit einer Koalition anderer Mitgliedstaaten weitere Maßnahmen zur Liberalisierung des Energiemarktes blockiert. Aufgrund der vorherrschenden Machtkonstellation im Europäischen Rat ist es der Kommission nicht gelungen, sich mit ihrer Position durchzusetzen, vertikal integrierte Unternehmen zu zwingen, ihre Übertragungsanlagen zu verkaufen. Aus diesem Grund wird auch das dritte Energiepaket die bestehenden, unzureichenden Entflechtungsbedingungen nicht signifikant ändern, denn es erlaubt vertikal integrierten Unternehmen, ihre Eigentümerschaft an den Übertragungsnetzen und die Kontrolle über die Investitionen in den Netzausbau beizubehalten. Gegenwärtig gibt es keine Anzeichen dafür, dass strengere Entflechtungsbedingungen umgesetzt werden. Obwohl klar ist, dass eine Entflechtung vorteilhaft wäre, da sie das Problem strategisch zurückgehaltener Investitionen beseitigen würde, ist es allerdings fraglich, ob eine Entflechtung allein ausreichen würde, um zusätzliche Investitionen in Übertragungs- und Verbindungsleitungen anzustoßen (siehe Brunekreeft 2008).

Drittens: Der Übertragungsnetzbetreiber muss neue Leitungen als ausreichend profitabel und risikolos ansehen, sonst wird er nicht investieren. Übertragungskapazitäten müssen auf der Grundlage von Prognosen für die Entwicklung der Stromerzeugung und -nachfrage geplant und gebaut werden. Leitungsanlagen bestehen typischerweise mehrere Jahrzehnte lang, d.h. viel länger als Stromerzeugungsanlagen. Daher haben Entscheidungen zum Zeitpunkt des Baubeginns – Entscheidungen, die unter signifikanten Unsicherheiten über die Zukunft gefällt werden – großen Einfluss auf das künftige System und seine Fähigkeiten, sich an neue Situationen anzupassen. Diese Unsicherheiten hat es immer gegeben, aber sie wurden durch die Marktöffnung und die – noch nicht vollkommene – Entflechtung von Stromerzeugung und -übertragung 1999 verstärkt, und sie werden durch die Transformation hin zu einem grünen Elektrizitätssystem weiter intensiviert (ENTSO-E 2010b). Es liegt auf der Hand, dass ein Übertragungsnetzbetreiber mit dem Ausbau der Windkraft z.B. auf und an der Nordsee rechnen kann wie auch mit dem Ausbau der Solarenergie etwa in Spanien. Allerdings kann der Übertragungsnetzbetreiber nicht wissen, wann diese Expansion tatsächlich stattfinden wird. Normalerweise würde eine solche Situation höhere Risikoprämien bedeuten, aber dies ist nicht möglich, da die Kapitalverzinsung im natürlichen Netzmonopol reguliert ist. Daher müssen die Übertragungsnetzbetreiber risikoavers – sprich: risikoscheu – sein. Sie könnten daher eine Haltung des Abwartens einnehmen und entweder ihre Investitionen hinausschieben oder überhaupt keine neuen Leitungen bauen. Hier gibt es eine klare Diskrepanz zwischen der Annahme, dass neue Leitungen ein geringes Risiko beinhalten (siehe oben), und dem gegenwärtigen unsicheren Politikumfeld der europäischen Strommärkte.

2.2 Kann ein Übertragungsnetzbetreiber Leitungen bauen, wenn er möchte?

Im heutigen Rechts- und Regulierungsumfeld ist es für einen Übertragungsnetzbetreiber schwierig und zeitaufwändig, eine neue Übertragungsleitung zu bauen. Das liegt vor allem an der jeweiligen gesellschaftlichen und politischen Akzeptanz von Übertragungsleitungen vor Ort sowie an den langen, komplexen und ineffizienten Genehmigungsprozessen.

Vor allem die Genehmigungsphase eines Übertragungsleitungsprojekts ist nicht zu unterschätzen (ENTSO-E 2010a und 2010b). Die Genehmigungsprozesse sind in den meisten Mitgliedstaaten recht ähnlich. Typischerweise sind die Hauptschritte: öffentliche Konsultationen, Umweltverträglichkeitsprüfung, Ausstellung einer Baugenehmigung und Zulassung durch die Regulierungsbehörde. Aber die einzelnen Schritte können auch in einer anderen Reihenfolge erfolgen, es kann weitere Verfahrensschritte geben oder die Beteiligung anderer Behörden (ENTSO-E 2010b). Der Mangel an Harmonisierung und Koordination zwischen Regulierungsbehörden führt oft zu massiven Verzögerungen für grenzüberschreitende Projekte. Außerdem stehen Verbindungstrassen stärker öffentlichem Protest gegenüber als Inlandsleitungen, da die Bevölkerung vor Ort häufig der Ansicht ist, sie würden eher den Interessen der großen Elektrizitätsunternehmen dienen als denen der Allgemeinheit (ENTSO-E 2010a).

Durchschnittlich dauert es sieben Jahre, um eine Baugenehmigung für eine neue Hochspannungsleitung hoher Priorität in Europa zu erhalten; 25 Prozent der Projekte brauchen sogar mindestens doppelt so lang. Im besten Fall benötigt ein Genehmigungsverfahren fünf Jahre, aber manche Projekte haben sogar bis zu 20 Jahre gebraucht. Zum Vergleich: Die typische Bauzeit eines Wärmekraftwerks beträgt etwa zwei bis drei Jahre. Diese langen Genehmigungsverfahren und etwaige Widerstände haben dazu geführt, dass Investitionen in Übertragungsleitungen unattraktiv und riskant sind – was in vielen Fällen sogar die Streichung von Projekten zur Folge hatte (ENTSO-E 2010b; MVV consulting 2007; Schellekens et al. 2010). Daher sind technisch viel schwierigere Unterwasserverbindungen oftmals schneller fertiggestellt worden als viele oberirdische Leitungen (Europäische Kommission 2007b).

Insgesamt betrachtet, sind es die langwierigen und unsicheren Genehmigungsverfahren, die «die rechtzeitige Fertigstellung von Infrastrukturprojekten und das Erreichen europäischer politischer Ziele gefährden» (ENTSO-E 2010b: 39).

Die Schwierigkeiten mit der sozialen Akzeptanz stammen u.a. vom Unwillen von Stakeholdern, die Argumente der Übertragungsnetzbetreiber bezüglich der Notwendigkeit und Nützlichkeit einer neuen Übertragungstrasse zu akzeptieren und zu unterstützen. Oft erkennen lokale Stakeholder nicht, wie die neue Leitung ihnen nutzt, insbesondere wenn es sich um eine grenzüberschreitende Leitung handelt. Außerdem ist es schwierig, lokale Umweltschäden (z.B. Störungen der Landschaft) auf der einen Seite und regionale oder globale Umweltver-

besserungen sowie die ökonomischen Vorteile der Auflösung einer Überlastungszone auf der anderen Seite gegeneinander abzuwägen. Befürchtungen, dass der Wohlstand beeinträchtigt wird, sowie vermeintliche Gesundheitsrisiken sind weitere Punkte, die zu einer «St.-Florians»-Haltung in ganz Europa geführt haben. Die Bemühungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber, das Abwägungsproblem aufzulösen und die öffentliche Akzeptanz zu steigern, sind nicht immer besonders erfolgreich gewesen. Der öffentliche Widerstand ist aber geringer gegen Leitungen, die von Übertragungsnetzbetreibern im öffentlichen Besitz gebaut werden sollen. Aber auch in diesen Fällen kann er signifikant sein (ENTSO-E 2010b; Europäische Kommission 2007b; MVV consulting 2007).

2.3 Werden uns die Investitionen auf einen Kurs in Richtung 100 Prozent erneuerbare Energien bis 2050 führen?

Beim gegenwärtigen Tempo der Netzverstärkung und des Netzausbaus ist es unwahrscheinlich, dass Europa das Ziel 100 Prozent erneuerbaren Stroms bis 2050 auf ökonomisch akzeptable Weise erreichen wird, denn es dürfte Engpässe im Netz geben (SRU 2010). Daher müssen die oben beschriebenen Probleme zügig gelöst werden. Allerdings ist ebenfalls unklar, ob eine nationale Regulierung, die auf mittelfristiger ökonomischer Effizienz beruht, mit einem langfristigen europäischen Ziel vereinbart werden kann.

Die Integration weit entfernt liegender europäischer – oder sogar außereuropäischer – erneuerbarer Stromressourcen und der Ausgleich des intermittierenden Angebots erfordern hocheffiziente Langstreckenleitungsnetze. Heute ist die Technologie der Wahl hierfür Hochspannungsgleichstrom, eine bekannte und weit verbreitete Technologie in Europa für Unterwasserverbindungen. Ein Hochspannungsgleichstromnetz (oder eine Reihe Hochspannungsgleichstrom-Einspeiseleitungen) ist wahrscheinlich die kostengünstigste Lösung für den Transfer großer Strommengen über große Entfernungen und die Integration großer Mengen erneuerbaren Stroms (Czisch 2005; May 2005). Allerdings erfordert Hochspannungsgleichstrom Gleichstrom-Wechselstrom-Umrichter und ist daher über kurze Strecken teurer als Hochspannungswechselstrom. Der Break-Even-Punkt liegt bei etwa 800 km (DLR 2006), und wenige Länder in Europa weisen Strecken dieser Länge auf, da sie zu klein sind. Aufgrund des gegenwärtigen Regulierungsrahmens wäre es also in praktisch allen Fällen profitabler für einen Übertragungsnetzbetreiber, eine Hochspannungswechselstromleitung zu bauen – trotz der Tatsache, dass dies für die Gesellschaft langfristig teurer wird, weil letztlich ein zusätzliches Hochspannungsgleichstromnetz installiert werden muss. Wenn dies in Zukunft der Fall sein sollte, dann dürften die mittelfristige nationale Regulierung und die langfristigen europäischen Ziele miteinander in Konflikt geraten.

Überdies werden Aktionspläne für erneuerbare Energien bislang in einem nationalen Rahmen entwickelt, und die meisten Mitgliedstaaten erwarten, ihre nationalen Ziele bis zum Jahre 2020 im Alleingang erreichen zu können (DG TREN

2010). Angesichts der sehr langen Lebensdauer von Leitungsanlagen und den langen Vorlaufzeiten für ihren Bau könnte dies Mitgliedstaaten auf den falschen Pfad festlegen. Dies wären im nationalen Rahmen optimale, aber regional ineffiziente Stromleitungsstrecken, beispielsweise Leitungen, die an einer nationalen Grenze enden. Manche Länder könnten sich aber auch programmatisch für zentralisierte Erneuerbare Energien entscheiden, in Großbritannien und Schweden beispielsweise gigantische Windfarmen; andere hingegen bevorzugten einen stärker dezentralen Ansatz, siehe in Deutschland beispielsweise das massive Wachstum der Photovoltaik. Es könnte passieren, dass jedes Land Netze bauen würde, die nur mit einer Art Stromerzeugung umgehen könnten. Obwohl zwischen diesen Ansätzen zur erneuerbaren Energiegewinnung nicht notwendigerweise ein Gegensatz besteht, zwingt die Pfadabhängigkeit im Elektrizitätssystem uns doch dazu, solche potenziellen Systemkonflikte heute schon zu erkennen, um in der Zukunft gravierende Probleme zu vermeiden.

3 Governance für ein SuperSmart Grid

Die gegenwärtige nationale Regulierung und der bestehende Rahmen fragmentierter nationaler Energiepolitiken und Strommärkte werden kaum einen Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes in der benötigten Größenordnung einleiten und voranbringen. Es gibt aber einige Lösungen für dieses Problem; im Folgenden stellen wir sie vor.

3.1 Europäisierung der Regulierung, Kostendeckung und Planung

Es ist erforderlich, ein europäisches Netz zu schaffen, das einerseits in der Lage ist, große Mengen erneuerbaren Stroms zu integrieren – und zwar sowohl auf der Ebene der großen Versorgungsunternehmen als auch der dezentralen Erzeuger –, und andererseits den größten ökonomischen Nutzen für Europa zu erzielen. Dafür braucht es ein neues Regulierungsmodell, das für Europa und seine künftigen Strombedarfe ausgelegt ist. Ziel ist ein gesamteuropäisches Netz, zu dem möglicherweise ein Hochspannungsgleichstromnetz gehört, dessen Struktur nicht durch administrative Grenzen bestimmt wird, sondern durch die geographische Verteilung von Gebieten mit großem Angebot nachhaltiger Energie bzw. großer Nachfrage.

Zunächst muss der Regulierungsrahmen den Bau von Leitungen stimulieren, die aus europäischer Perspektive vorteilhaft sind; und er muss die Kostendeckung der erforderlichen Investitionen in vollem Umfang garantieren, ohne Rücksicht auf nationale Grenzen. Dafür ist ein berechenbarer, stabiler und transparenter Umgang mit den Tarifen auf europäischer Ebene nötig. Die Einführung eines europäischen Netzzugangstarifs könnte die existierenden nationalen Netzzugangstarife ergänzen oder vollständig ersetzen. Ein solcher Regulierungsrahmen würde die Kostendeckung internationaler Leitungen sicherstellen und die Investitionsrisiken neuer Verbindungstrassen reduzieren – was wiederum die Kapitalkosten und die Gesamtkosten solcher Investitionen senken würde. Eine europäische Regulierungs- und eine europäische Planungsbehörde werden außerdem benötigt.

Heute gibt es in Form der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER, Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden) bereits die Basis für ein neues Regulierungsregime. Zukünftig wird eine European Regulatory Authority (ERA, Europäische Regulierungsbehörde) gebraucht – mit dem Auftrag,

den EU-weiten Netzausbau zu regulieren, um die allgemeinen und auf Erneuerbare Energien bezogenen Energieziele der EU kurz-, mittel- und langfristig zu gewährleisten. Die ACER könnte sich zu einer solchen Instanz entwickeln. Die ERA würde die Genehmigungskriterien überwachen und genehmigen (siehe Abschnitt 3.2). Sie wäre außerdem für einen operativ und rechtlich bindenden Netzentwicklungsplan zuständig und würde den europäischen Netzzugangstarif, wie von der Politik definiert, umsetzen. Eine weitere Aufgabe: die Entwicklung und Genehmigung von Kompensationsleistungen für die vom Netzinfrastukturausbau betroffenen Menschen.

Die notwendige europäische Planungsinstanz ist für die mittel- bis langfristige Übertragungsnetzplanung auf europäischer Ebene verantwortlich. Diese Planung soll im Einklang mit den langfristigen Zielen der Integration erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten stehen. Die ersten Schritte hin zu einem solchen Plan wurden mit dem ersten Zehnjahresentwicklungsplan des ENTSO-E (ENTSO-E 2010b) gemacht, aber es bleibt abzuwarten, ob diese Art der Planung ausreicht oder ob eine verbindlichere Planung nötig ist. Die neue Planungsinstanz – möglicherweise auch weiterhin das ENTSO-E – wird die künftige Netzarchitektur definieren, um langfristig den maximalen ökonomischen Nutzen auf europäischer Ebene sowie die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden weiterhin für den Bau der Netze entsprechend der Netzentwicklungspläne verantwortlich sein. Sie werden der ERA die Investitionskosten vorlegen, die die Kostendeckung entsprechend einem vorgegebenen Kostenerstattungsmodell überwacht. Weitere Zuständigkeit: die Einholung der europäischen und nationalen Netzzugangstarife, um Gelder für die Finanzierung neuer Netzentwicklungen zu sichern, sowie die Anwendung der Kompensationspakete und die Umsetzung der lokalen Strategien für den Umgang mit öffentlicher Opposition.

3.2 Die richtigen Anreize setzen: Risikominimierung und Entflechtung

In vielen Fällen halten Investoren die Risiken einer neuen Übertragungsleitung, besonders im Fall von Verbindungstrassen, angesichts des Kompensationsniveaus für zu hoch. Außerdem könnten die vertikal integrierten Übertragungsnetzbetreiber bereit sein, niedrigere Umsätze zu akzeptieren, um Wettbewerber abzuwehren. Wenn angemessene Investitionen erfolgen sollen, dann müssen auch die finanziellen Anreize richtig gesetzt werden. Eine Möglichkeit dazu wäre, höhere Risikoprämien zuzulassen, aber dies würde für die europäische Wirtschaft höhere Kosten bedeuten. Außerdem sind die höheren Renditen ein Hauptgrund für den Bau von Merchant-Leitungen. Eine weitere Möglichkeit, angemessenere Anreize für Neubauten zu schaffen, ohne die unmittelbaren Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher zu erhöhen: das Risiko der Investitionen in die Übertragungsleitungen senken.

Ein Kernproblem der Investitionen ist eine Henne-oder-Ei-Frage: Die Hauptunsicherheit für neue Leitungen liegt darin, ob es einen Bedarf gibt. Im Gegenzug ist der Anschluss an ein passendes Stromnetz eine Voraussetzung für Investitionen in die Stromerzeugung: Erzeuger könnten sich scheuen, mit dem Bau ihrer Anlagen zu beginnen, bevor das Netz bereitsteht. Dieses Problem ist besonders akzentuiert bei den erneuerbaren Energiequellen, da die entsprechenden Anlagen häufig in abgelegenen Gegenden gebaut werden, in denen wenig oder gar keine Übertragungskapazität zur Verfügung steht.

Eine Möglichkeit, die Unsicherheit und damit das Risiko von Investitionen in Übertragungsleitungen zu reduzieren, wäre die Festlegung von Bereichen europäischen Interesses für die Erzeugung erneuerbaren Stroms. Es würde den Übertragungsnetzbetreibern mehr Sicherheit geben, wenn sie wüssten, wo die Stromerzeugung stattfinden und wann ungefähr die neue Kraftwerkskapazität installiert sein wird; das wiederum hilft, neue Arten von Verbindungen – sprich: Offshore-Hochspannungsgleichstromnetze – und den Bau neuer Verbindungstrassen anzustoßen, weil das Risiko solcher Investitionen gesenkt wird.

Eine weitere Möglichkeit, das Risiko von Investitionen in Übertragungskapazitäten zu reduzieren, könnte öffentliche Kofinanzierung sein. Das könnte die Glaubwürdigkeit und die öffentliche Akzeptanz des Projekts erhöhen und die Mobilisierung privater Gelder mobilisieren helfen. Solche Kofinanzierungsprogramme müssen transparent sein, breit akzeptiert und Ziele verfolgen wie etwa die Integration von Strom aus erneuerbaren Quellen. Die Kofinanzierung kann fundamental unterschiedliche Formen haben. Die erste Option wäre eine öffentlich-private Partnerschaft: Hier wird das Risikoprofil des Projekts durch die Anwesenheit eines öffentlichen Partners, der einen Teil der Investitionskosten trägt, gesenkt. Bei der zweiten Option ginge es um die Erträge des Projekts: Hier wäre eine öffentliche Kofinanzierung nötig, um für die Investoren eine regulierte Rendite, die höher als normal ist, während der ersten Betriebsjahre der Übertragungsleitungen zu garantieren und die Amortisationszeit so zu senken. Ein Stützungsmechanismus, der eine Rendite von 10 bis 12 Prozent pro Jahr für die ersten drei bis fünf Jahre garantiert, könnte dabei in Betracht gezogen werden. Überdies kommen zinsverbilligte Darlehen, Grenzkostendeckung durch öffentliche Stellen und die Kombination mehrerer Ansätze in Frage. Ein Programm zur Risikominderung bzw. zur Erhöhung der Rendite ist wichtig, um den Ausbau erneuerbaren Stroms für die Bevölkerung Europas in kostengünstiger Weise zu gewährleisten. Die Gelder für die öffentliche Kofinanzierung von Übertragungsleitungen könnten aus verschiedenen Quellen stammen: EU-Haushalt, Emissionshandel, Europäische Investitionsbank und verschiedene nationale Finanzierungsquellen sowie aus erhöhten Netztarifen oder zusätzlichen Gebühren oder Abgaben.

Eine weitere Risikoquelle – und eine große Hürde für den rechtzeitigen Bau neuer Leitungen – sind die langwierigen und unsicheren Genehmigungsverfahren in ganz Europa. Es ist unerlässlich, dass diese Verfahren verschlankt und berechenbarer werden, zum Beispiel durch die Definition klarer und trans-

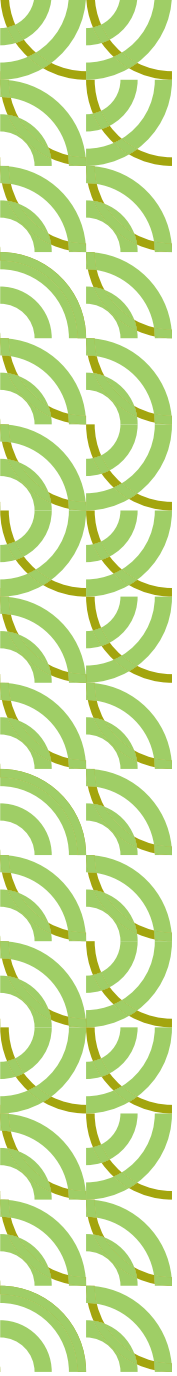
parenter Kriterien, die erfüllt werden müssen, wenn ein Übertragungskorridor genehmigt werden soll. Jedes Projekt, das diese Kriterien erfüllt, ist – im Prinzip – baugenehmigungsfähig, was die Möglichkeiten für Gerichtsverfahren und langwierige Prozesse einschränkt. Es ist wichtig, dass die Kriterien so festgelegt werden, dass sie die Vorteile für das Elektrizitätssystem und den Übertragungsnetzbetreiber angemessen gegen die Nachteile für die Menschen vor Ort abwägen und dass die Verfahren der öffentlichen Konsultation gleichzeitig gestärkt werden. Außerdem sollte das Wissen der Öffentlichkeit über die Risiken und Vorteile von Übertragungsleitungen verbessert werden. Ein größeres Wissen über die tatsächlichen Gesundheitsrisiken und Umweltprobleme von Übertragungsleitungen wird den Widerstand wahrscheinlich reduzieren. Wenn öffentlicher Widerstand vor Ort weiter vermindert und die Genehmigungsverfahren beschleunigt werden sollen, werden die ERA und die Übertragungsnetzbetreiber jedenfalls überlegen müssen, wie die Verfahren zur Konsultation der Öffentlichkeit verbessert und wie Kompensationspakete für Betroffene entwickelt werden können. Die Vorschrift, dass das Genehmigungsverfahren innerhalb von zwei bis drei Jahren nach Antragstellung – mit einer Genehmigung bzw. Ablehnung – abgeschlossen sein muss, kann ein geeignetes Instrument sein, um die Verfahren zu beschleunigen und so – wie auch die anderen Maßnahmen – die Investitionsrisiken zu senken.

Schließlich muss die Bedeutung der Entflechtung noch einmal unterstrichen werden. Wie oben beschrieben, ist die Frage des Eigentums am Übertragungsnetz von entscheidender Bedeutung für den Anreiz zum Bau neuer Leitungen – und besonders für Verbindungsstrassen. Mit dem dritten Energiepaket fehlt der Europäischen Union noch immer eine Verpflichtung zur Entflechtung des Eigentums. Wenn es Europa mit der Integration seiner Strommärkte und einem sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor ernst ist, muss dies geändert werden. Die eigentumsrechtliche Entflechtung von Stromerzeugung und Stromübertragung bleibt ein Schlüssel zur Stromversorgung der Zukunft.

Literatur

- Brunekreeft, G. (2008): Eigentumsentflechtung, deep-ISA, der dritte Weg – wohin führt die Reise der Europäischen Energiemärkte? *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 3: 177-86.
- Club of Rome (2008): Clean power from deserts. Club of Rome, Hamburg.
- Czisch, G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Universität Kassel, Kassel.
- De Nooij, M. (2010): Social cost benefit analysis of interconnector investment: A critical appraisal. Bremer Energieinstitut, Bremen.
- DG TREN (2010): Renewable energy. National renewable energy action plans. Directorate-General Transport and Energy (DG-TREN), European Commission, Brussels, http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm, August 13.

- DLR (2005): Concentrating solar power for the Mediterranean region. German Aerospace Centre (DLR), Stuttgart.
- (2006): Trans-Mediterranean interconnection for concentrating solar power. German Aerospace Centre (DLR), Stuttgart.
- ECF (2010): Roadmap 2050. European Climate Foundation, Den Haag.
- ENTSO-E (2010a): ENTSO-E position paper on permitting procedures for electricity transmission infrastructure. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brüssel.
- (2010b): Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brüssel.
- Europäische Kommission (2007a): Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlussbericht), SEK(2006) 1724. Generaldirektion Wettbewerb, Europäische Kommission, Brüssel.
- (2007b): Vorrangiger Verbundplan. KOM(2006)846. Europäische Kommission, Brüssel.
- (2007c): Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt, KOM(2006) 841, Europäische Kommission, Brüssel.
- (2009): Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes KOM(2009)115 endgültig. Europäische Kommission, Brüssel.
- (2010): Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes Europäische Kommission, Brüssel.
- ICF (2002): Unit costs of constructing new transmission assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland. ICF Consulting, London.
- Leonhard, W.; Buenger, U.; Crotogino, F. et al. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (VDE), Frankfurt am Main.
- Luther, J. (2010): Smart grids, smart loads, and energy storage. In: Schellnhuber, H. J.; Molina, M.; Stern, N.; Huber, V.; Kadner, S. (Hrsg.), *Global sustainability – A noble cause*. Cambridge University Press, Cambridge: 281-87.
- MacKay, D. J. C. (2008): *Sustainable energy – without the hot air*. UIT, Cambridge.
- May, N. (2005): Eco-balance of a solar electricity transmission from North Africa to Europe. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.
- MVV consulting (2007): Implementation of TEN-E projects (2004–2006). Evaluation and analysis. European Commission, Brüssel.
- Scheffer, K. (2008): Vom Bioenergiedorf zur autonomen Solarenergie-Region. *Solarzeitalter* 4: 23-30.
- Schellekens, G.; Battaglini, A.; Lilliestam, J.; McDonnell, J.; Patt, A. (2010): 100% renewable electricity – A roadmap to 2050 for Europe and North Africa. PriceWaterhouseCoopers, London.
- SRU (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin.
- Verordnung 1228/2003 (2003): Verordnung 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union.
- Willenbacher, M.; Hinsch, C. (2009): Das Grundversorgungskraftwerk. Erneuerbare Energien im intelligenten Zusammenspiel. *Solarzeitalter* 3: 50-59.



Europa kann seinen Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen beziehen. Das haben diverse Untersuchungen der letzten Jahre gezeigt, so auch die Studie der Heinrich-Böll-Stiftung zur Europäischen Gemeinschaft für Erneuerbare Energien (ERENE). Für eine sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Stromversorgung müssen die Mitgliedstaaten der Europäischen Union ihre Potenziale an erneuerbaren Energien allerdings gemein-

sam nutzen. Der dafür notwendige Umbau des Stromnetzes ist eine große Herausforderung. Seine Bedeutung wird von der Europäischen Kommission erkannt, doch er kommt trotzdem nur schleppend voran. Antonella Battaglini und Johan Lilliestam gehen in ihrer Untersuchung den Problemen auf den Grund und machen Vorschläge, wie der notwendige zügige Umbau des europäischen Stromnetzes realisiert werden kann.

Heinrich-Böll-Stiftung e.V.

Schumannstraße 8, 10117 Berlin

Die grüne politische Stiftung

T 030 285340 **F** 030 28534109

E info@boell.de

W www.boell.de

ISBN 978-3-86928-054-7