

# Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation – notwendig, aber kein

## 14 Engpass für weitere Schritte

Christian von Hirschhausen\*

Im Rahmen der Energiewende in Deutschland bzw. der gesamten Transformation des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energieträger wird der Infrastruktur oftmals eine besondere Bedeutung zugewiesen; umgekehrt wird das Fehlen entsprechender Infrastrukturen gerne als ein Grund angeführt, die Systemtransformation zu verzögern. Dieser Aufsatz analysiert die gewandelte Funktion von Infrastruktur im Rahmen von »Energiewende« und »Systemtransformation«. Eingangs wird darauf eingegangen, was diese Begriffe eigentlich bedeuten und wie sie in der zeitlichen Perspektive einzuordnen sind. Anschließend wird dargelegt, dass sich die Bedeutung und der Regulierungsbedarf von Infrastruktur im Rahmen der Ausrichtung an erneuerbaren Energien verändern. Danach wenden wir uns zwei konkreten Infrastrukturen beispielhaft zu, den Höchstspannungselektrizitätsnetzen sowie CO<sub>2</sub>-Pipelines zur Nutzung von CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCTS) in der Industrie. Beide Fallstudien belegen die zentrale These dieses Aufsatzes: Infrastruktur ist zwar notwendig für eine erfolgreiche Systemtransformation, jedoch stellt sie in Deutschland derzeit keinen wesentlichen Engpass auf diesem Weg dar und sollte daher energie- und gesellschaftspolitisch nicht unnötig überhöht werden.<sup>1</sup>

### »Energiewende« und »Systemtransformation« der Energiewirtschaft

Der Begriff »Energiewende« hat sich in der öffentlichen Diskussion im zweiten Quartal 2011 eingebürgert und wird seitdem etwas diffus für jüngere Entwicklungen in der deutschen, manchmal auch der europäischen und internationalen Energiewirtschaft verwendet. Genau genommen ist jedoch die »Wende« der Energiewirtschaft in Deutschland strikt zu trennen von dem Prozess, auf welchem sich viele Energiewirtschaften rund um die Welt seit einiger Zeit befinden: Hierbei handelt es sich um den Weg zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhendem System, welcher klima-, industrie-, versorgungspolitisch oder »nur« ökonomisch motiviert sein kann.



Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Bereits die Wortwahl legt eine Analogie zur Wende und Systemtransformation vor gut 20 Jahren nahe: Damals wurden die Entwicklungen in der DDR im Herbst 1989 als »Wende« bezeichnet; wollte man ein spezifisches Datum festlegen, so böten sich unter anderem der 4. Oktober 1989 (Massendemonstration in Ostberlin) oder natürlich auch der Tag des Mauerfalls, der 9. November 1989, an. Die anschließende Systemtransformation des wirtschaftlichen und politischen Systems umfasste dann nicht nur die DDR bzw. später die neuen Bundesländer, sondern den gesamten Ostblock. Bis heute hat sich der Begriff der Systemtransformation gehalten, obwohl die Entwicklungen z.B. in den neuen EU-Mitgliedstaaten Ostmitteleuropas sich drastisch von denen der GUS-Staaten unterscheiden.

Betrachtet man die Entwicklungen in Deutschland, so lässt sich ein konkretes Datum für die »Energiewende« nennen: Es ist nicht der 11. März 2011, der Tag des Tsunami und den Explosionen des Kernkraftwerks Fukushima, und schon gar nicht der Oktober 2010 mit dem ers-

\* Prof. Dr. Christian von Hirschhausen ist Leiter des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik an der Technischen Universität Berlin.

<sup>1</sup> Dieser Aufsatz beruht auf Forschungsarbeiten am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) an der Technischen Universität Berlin, insb. mit Prof. Thorsten Beckers und Dipl.-Wing. Johannes Herold. Dank an das ifo Institut für die Konferenz, insb. an Frau Albrecht; der übliche Disclaimer gilt auch hier.

ten Energiekonzept, sondern Montag, der 14. März 2011: An diesem Tag gab Bundeskanzlerin Angela Merkel bekannt, dass die Verlängerung der Laufzeiten für die Kernkraftwerke ausgesetzt und ein Moratorium für sieben Kernkraftwerke beschlossen werde. Durch die Einbeziehung des temporär geschlossenen Kernkraftwerks Krümmel wurden somit »7+1« Kraftwerke auf der Stelle aus dem Energiesystem entfernt. Mit diesem Schritt, der nach dem Auslaufen des Moratoriums in der Atomgesetznovelle bestätigt und am 30. Juni vom Bundestag und am 8. Juli vom Bundesrat verabschiedet wurde, ist eine unumkehrbare Wende der deutschen Energiepolitik erfolgt. Zwar standen auch im Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 anspruchsvolle Ziele in Bezug auf erneuerbare Energien im Programm; de facto drehte sich jedoch diese Diskussion des Energiekonzepts im Wesentlichen um die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Durch den Ausstieg aus der Kernkraft und dem Bekenntnis nicht nur der Kanzlerin, sondern aller Parteien (mit Ausnahme der »Linken«) wurde aus einer Willenserklärung ein ernsthaftes energie- und gesellschaftspolitisches Projekt.

In diesem Zusammenhang kann man als Transformation des Energiesystems all diejenigen Entwicklungen subsumieren, die auf dem Weg zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem als notwendig erachtet werden. Dabei ist es nicht entscheidend, ob der Anteil der erneuerbaren Energien auf 80% im Jahr 2050 festgelegt wurde, so wie im Energiekonzept festgeschrieben, oder 100% angestrebt wurden, so wie z.B. im Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2010). Entscheidendes Merkmal der Systemtransformation ist eher die Summe der Maßnahmen, die von einem von konventionellen Quellen (fossil, Kernkraft) dominierten System zu einem von erneuerbaren Energien dominierten System führen.

Der Atomausstieg und die Energiewende in Verbindung mit der Systemtransformation des Energiesystems sind somit eine spezifisch deutsche Kombination, die allerdings rasch Nachahmer fand, z.B. in der Schweiz oder Italien. Allgemeiner ist festzustellen, dass auch andere Länder oder Organisationen bereits den Weg der Systemtransformation ausgerufen hatten. Beispielhaft sei auf den Sonderbericht des IPCC »Special Report on Renewable Energies« (SSRN) verwiesen (IPCC 2011).

### Neue Herausforderungen für die Infrastruktur

Infrastruktur spielt im Rahmen der Energiewende und der Systemtransformation eine notwendige, aber keine hinreichende Rolle. Infrastruktur ist notwendig, um die regional auseinanderfallenden Quellen der Energieerzeugung, insbesondere der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien, und die Verbrauchsregionen (Last) zu verbinden.

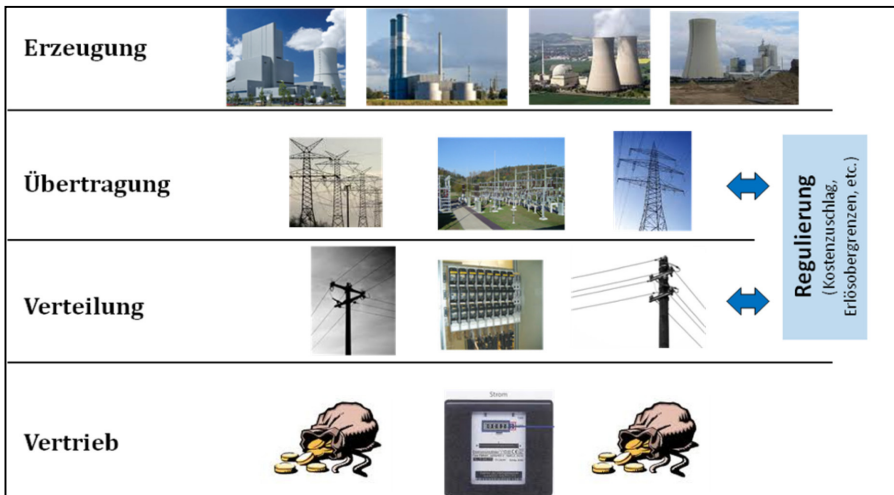
Damit erfüllt Infrastruktur auch im Rahmen der Energiewende die klassischen Funktionen des Ausgleichs von Faktorpreisen, welche zu einer Erhöhung der sozialen Wohlfahrt führen soll.

Eine notwendige und hinreichende Bedingung für die Systemtransformation ist die Systemintegration von erneuerbaren Energien. Damit ist gemeint, dass der Ausbau von Infrastruktur nicht ausreicht, sondern darüber hinaus eine materielle und institutionelle Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende bzw. die Entwicklung eines neuen, integrierten Energiesystems notwendig sind. Beispielsweise sei hier auf die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien im Elektrizitätsmarkt verwiesen, bei der ein gewisses Maß an zuverlässiger Back-up-Technologie zum Ausgleich eben dieser Fluktuationen notwendig ist. Dies kann sowohl im Speicherbereich als auch im Bereich flexibler Erzeugungen, z.B. durch Biogas, geleistet werden. In diesem Falle ist die Back-up-Kapazität nicht so sehr als eine Erzeugungskapazität zu sehen, sondern vielmehr als eine Systeminfrastruktur. Bereits hieran wird deutlich, dass sich diese Infrastruktur nicht notwendigerweise eigenständig rechnen muss oder kann; vielmehr liefert sie eine Kapazität bzw. eine Dienstleistung und benötigt hierfür eventuell neue Finanzierungsmechanismen.

Im Rahmen der Systemtransformation kommt es auch zur Umstellung der Rolle der klassischen Netzregulierung (vgl. Matthes 2009; Pollitt 2008; Hirschhausen et al. 2011): Im klassischen Schema der Energiewirtschaft waren ja die Erzeugungs- und die Verkaufsstufe von dem »natürlichen« Monopolbereich getrennt worden, welcher aus Hoch- und Niederspannungsnetzen bestand (vgl. Abb. 1). Die einzige Aufgabe der Regulierung wurde im Bereich der natürlichen Monopolinfrastrukturen gesehen, und es ergab sich eine intensive Diskussion zwischen Regulierungsverfahren: Im Mittelpunkt hiervon standen die Kostenzuschlagsregulierung (cost plus) und die Preis- bzw. Erlösgrenzenregulierung, welche auch in Deutschland eingeführt wurde.

Der zunehmende Bedarf an systemweiter, integrierender Infrastruktur sowie eine veränderte Rolle des Netzbetreibers als Koordinators des Gesamtsystems führen nunmehr jedoch sowohl zu einer erweiterten Rolle der Regulierung, als auch zu der Notwendigkeit, den Kapazitätsausbau koordinierend zu planen. In diesem Zusammenhang stellen sich auch neue Fragen der Investition und der Eigentümerstruktur. Abbildung 2 zeigt den Paradigmenwechsel auf, welcher Energieinfrastrukturen im Rahmen der Transformation des Energiesystems unterworfen sind. So steht im Bereich der Stromnetze die Erweiterung des bestehenden Wechselstromsystems (AC) mit Hochspannungs-Gleichstromübertragungsnetzen (HGÜ) in höheren Spannungsebenen (bis 800 kV) als sogenannte »Overlaynetze« auf der Agenda. Mit dem Auf-

**Abb. 1**  
Elektrizitätsinfrastruktur in der »alten« Welt



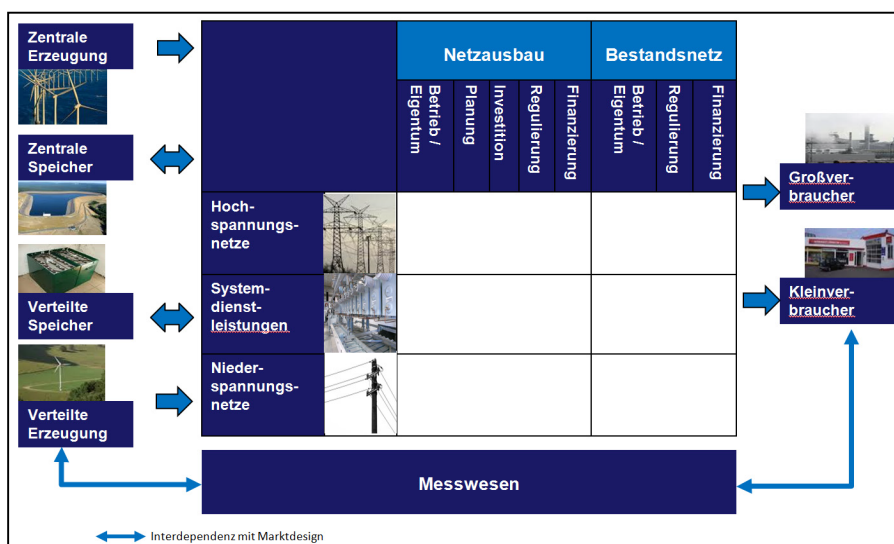
Quelle: von Hirschhausen et al. (2011, 2).

bau eines Offshore-Elektrizitätsnetzes in der Nordsee und dem Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Nordafrika und Südwesteuropa und deren Anbindung an Zentraleuropa sind prioritäre Ausbaukorridore im Europäischen Infrastrukturpaket (EIP) explizit benannt, die für diese Technologie also geeignet gehalten werden. Des Weiteren stellen sich auch im Bereich der Elektrizitätsverteilung neue Anforderungen an die Netzinfrastruktur; Ziel ist es, sowohl die Bidirektionalität von Stromflüssen (z.B. für flexibles Nachfragemanagement) als auch Ressourceneffizienz bei der Einspeisung zu gewährleisten; eine besondere Rolle kommt dabei den zentralen und verteilten Speichern zu.

Die Elektrizitätsinfrastruktur spielt somit eine wichtige Rolle in dem Transformationsprozess zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft und erfordert eine Neuausrichtung des bisherigen Ansatzes der Anreizregulierung. Hierbei sind – z.T. interdependente – Fragen zur Eigentümerschaft, Planung, Investition, Regulierung und Finanzierung von bestehenden Netzen und des Netzausbaus zu diskutieren und deren Wechselwirkungen mit dem Marktdesign zu berücksichtigen. Wettbewerb und die Vollendung des europäischen Binnenmarktes sind nicht mehr die einzigen Ziele der Infrastrukturpolitik, vielmehr kommt den ordnungspolitischen Vorgaben für die Schaffung einer echten Integrationsinfrastruktur größere Bedeutung zu. Dies beinhaltet auch eine größere Infrastrukturverantwortung des Staates, insb. in der Planung, aber auch in der (regulierten) Finanzierung.

Die Abkehr von der klassischen Preisgrenzenregulierung zugunsten eines multikriteriellen, auch an Nachhaltigkeitszielen orientierten Ansatzes wird bereits von der Regulierungsbehörde für Energienetze in England und Wales (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) praktiziert. Im Rahmen von Konsultationen und eines umfangreichen Überarbeitungsprozesses (RPI-X@20) wurde ein neuer Ansatz für die Regulierung von Energienetzen erarbeitet. Das Modell »Revenues set to deliver strong Incentives, Innovation and Outputs (RIIO)« gibt Bonus- und Malus-Regelungen für die ergebnisorientierte Umsetzung (»Outputs«) als Element der »klassischen« Anreizregulierung unter Einbezug von technologischen und ökonomischen Innovationen vor (Ofgem 2010). Dabei sind neben Effizienzaspekten erstmals langfristige Ziele zum Aufbau einer nachhaltigen Infrastruktur gleichberechtigt als Regulierungsziel genannt. Des Weiteren wurde das Mandat des englischen Regulierers OFGEM jüngst um die Berücksichtigung von Klimaaspekten

**Abb. 2**  
Die Rolle der Infrastruktur in der »neuen« Welt der Elektrizitätsversorgung



Quelle: von Hirschhausen et al. (2011, 3).

der Regulierung erweitert und eine neue Abteilung für diese Tätigkeit aufgebaut. Die Berücksichtigung einer Langfristsperspektive in der Regulierung der Energienetze gegenüber bisher vorwiegend kurz- bis mittelfristigen Effizienzzielen spiegelt sich auch in einer Verlängerung der Regulierungsperiode auf acht Jahre mit einer Zwischenüberprüfung wider. Die Aufnahme von Innovationszielen in die Regelungsvorgaben stellt eine Neuerung gegenüber der bestehenden Regulierungspraxis dar. Darüber hinaus soll ein stärkeres Mitspracherecht weiterer Interessensparteien möglich sein, um einem energiesystemweiten Ansatz der Regulierung Rechnung zu tragen. Regulierungsentscheidungen obliegen jedoch weiterhin Ofgem als Regulierer. Der RIIO-Ansatz findet erstmals im Rahmen der Preisüberprüfung im Jahr 2013 in England und Wales Anwendung.

**Stromnetz: Versorgungssicherheit trotz Atomausstieg nicht gefährdet**

In Deutschland besteht eine traditionell gut ausgebaute Energieinfrastruktur, welche im alten System reichlich »Luft«, d.h. Reservekapazitäten, aufwies und somit gute Rahmenbedingungen für die Energiewende liefert. Im Zusammenhang mit der Energiewende ist besonders intensiv die Frage der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft gestellt worden. In der Öffentlichkeit werden dabei die Frage ausreichender Kraftwerkskapazitäten und der Ausbau des Hochspannungsnetzes separat diskutiert. Zwischen beiden gibt es jedoch einen engen Zusammenhang, führen doch ein Ausbau von Erzeugungskapazitäten und/oder der Rückgang der Last (Nachfrage) zu weniger Infrastrukturausbaubedarf; umgekehrt kann durch Höchstspannungsleitungen die Stromnachfrage in einer Region befriedigt werden, auch wenn diese keine oder nur wenige Erzeugungsanlagen aufweist.

Das richtige Verhältnis von Stromerzeugung und -leitung, von regionaler und überregionaler Integration sowie von erneuerbaren, dargebotsabhängigen (Wind, Sonne) und konventionellen Kraftwerken steht im Rahmen der Energiewende im Mittelpunkt des Interesses und wird uns auch noch die kommenden Jahre begleiten. In einer unabhängigen Forschungsstudie haben wir daher geprüft, ob nach dem Abschalten von Kernkraftwerken Engpässe bei Erzeugung bzw. im Netz zu befürchten sind (Kunz, von Hirschhausen, Möst und Weigt 2011). Dabei wurden erstmalig die Energiebereitstellung und die Lastflüsse im deutschen und mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz analysiert. Die Analyse basiert auf dem europäischen Elektrizitätsmarktmodell ELMOD (Leuthold, Weigt und von Hirschhausen 2011) und simuliert das Atommoratorium vom 14. März 2011 mit der Abschaltung von sieben Kernkraftwerken. Das Modell ist auf einen kritischen Wintertag kalibriert, den 17. November 2010, für welchen ein vollständiger Datensatz verfügbar ist; somit

**Abb. 3**  
Gemittelte Veränderung des Kraftwerkseinsatzes im Fall Moratorium (links) gegenüber Status quo

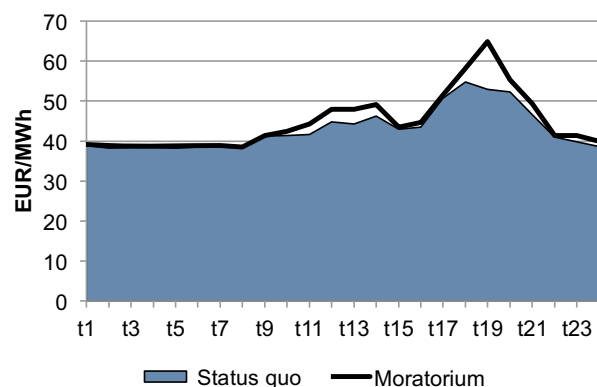


Quelle: Kunz et al. (2011, 31).

können die Auswirkungen auf Preise, Dispatch, Import und Export und Netzengpässe ermittelt werden.

Die Abbildungen 3 und 4 zeigen die Auswirkungen des Moratoriums auf Stromflüsse und -preise auf. Im Falle der Abschaltung der sieben alten Meiler im Rahmen des Moratoriums vermindern sich die Exporte auf 75% des Status quo, und die Importe erhöhen sich um ca. 25%. In Deutschland kommen bereits vorhandene Kohle- und Gaskraftwerke stärker zum Einsatz; des Weiteren wird geringfügig mehr Strom in den Niederlanden, Frankreich, Italien, Polen, und Ungarn erzeugt, um die fehlenden deutschen Importe zu ersetzen. Während der Peakzeiten sind die deutschen Kohlekraftwerke bereits ausgelastet, so dass eine zusätzliche Produk-

**Abb. 4**  
Auswirkungen des Kernkraftmoratoriums auf Marktpreise



Quelle: Kunz et al. (2011, 31).



tion nur noch mit Gaskraftwerken möglich ist; weiterhin werden Kapazitäten in den Niederlanden, Italien, Österreich und Ungarn herangezogen, um das Defizit zu decken.

Die Auswirkungen des Moratoriums auf die Marktpreise sind ebenfalls eher gering. Insbesondere zu Schwachlastzeiten sind ausreichende Kapazitäten vorhanden, um den Rückgang der Atomstromerzeugung zu kompensieren. Off-peakpreise sind nur ca. Euro 1/MWh höher als im Status quo (mit den Kernkraftwerken), und selbst in der Spitzenlast beträgt der Preisanstieg im Mittel lediglich Euro 3–5/MWh; der größte Aufschlag erfolgt erwartungsgemäß zur Abendstunde um 19 Uhr.

Die Studie legt somit nahe, dass die Energiewende und das Kernkraftmoratorium nicht zu einer Gefahr für das deutsche Energiesystem geführt haben und dass die Höchstspannungsinfrastruktur keinen limitierenden Faktor dargestellt hat. Die Gefahr eines moratoriumsinduzierten Blackouts stellt sich in dieser Form nicht mehr. Umgekehrt ist es eher erstaunlich, wie gering die Auswirkungen des Atomausstiegs auf die deutsche Energiewirtschaft gewesen sind.

Betrachtet man die mittlere Frist, so bestehen durch Optimierung des bestehenden Systems (z.B. Line Switching), dem Ausbau bestehender Trassen sowie den gezielten Neubau von Leitungen ausreichende Potenziale, die Transformation des Energiesystems graduell zu begleiten. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der Leitungsausbau bereits heute langsam aber sicher voranschreitet. So befinden sich alle vier Pilotprojekte mit Erdverkabelung aus dem Energieleitungsausbaugesetz (ENLAG) in Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren. Die Windsammelschiene Görries-Krümmler ist so gut wie fertig, der Ring um Berlin macht große Fortschritte, die Strecke Dauersberg-Limberg wurde im März 2010 in Betrieb genommen, etc. Mittelfristig sind sicherlich weitere Ausbaumaßnahmen notwendig, auch wenn sich diese weit unterhalb der im Rahmen der dena-Netzstudie 2 genannten 3 600 km befinden. Es ist aber nicht absehbar, dass der Trassenausbau im Bereich der Hoch- und Höchstspannung einen schwerwiegenden Engpass bezüglich der Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien im Rahmen der Systemtransformation darstellt.

### **CCTS in der Industrie – hohe Abscheidungsraten bei moderatem Infrastrukturausbau darstellbar**

Ein anderer Bereich, welcher im Rahmen der Systemtransformation intensiv diskutiert wird, ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, der -Transport und die -Speicherung, i.d.R. als CCTS bezeichnet (carbon capture, transport, and storage). So wurden in vielen europäischen Ländern, u.a. auch in Deutschland, große Hoffnungen auf die Umsetzung von CCTS im

Energiesektor gesetzt. Tatsächlich sah das Energiekonzept der Bundesregierung den wirtschaftlichen Einsatz von CCTS im Energiebereich bereits zum Zeitpunkt 2020 vor; auch auf europäischer Ebene wurden erhebliche Anstrengungen zum Anschub von zwölf Pilotprojekten gemacht (Herold, von Hirschhausen und Ruster 2010). Jedoch ist nach einer Reihe von Rückschlägen die Zukunft von CCTS in der Energiewirtschaft heute unsicher; jüngst fiel mit der Absage des CCTS-Demonstrationskraftwerks in Jämschwalde auch das letzte Pilotprojekt in Deutschland dem internationalen Negativtrend zum Opfer.

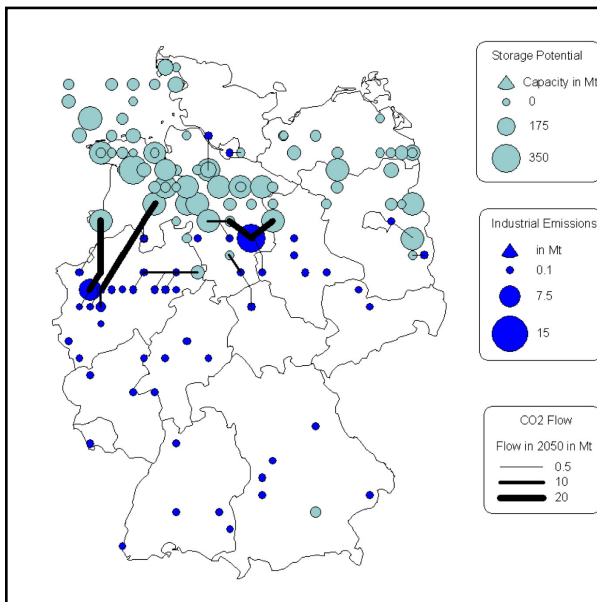
Umgekehrt stellt sich CCTS in der Industrie jedoch als eine ernsthafte CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategie dar. Einerseits ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in einigen Industriesektoren kostengünstiger als im Energiesektor, was u.a. mit größerer Reinheit und Stoffkonzentration zusammenhängt; andererseits gibt es in vielen Industrieprozessen keine Alternative zu CO<sub>2</sub>-intensiver Produktion, wodurch Vermeidungsstrategien dringender werden als im Energiesektor mit vergleichsweise kostengünstigen Alternativen. Dies gilt insbesondere für die Eisen- und Stahl- sowie die Kalk- und Zementindustrie.

In einer jüngst veröffentlichten Studie analysieren wir den Infrastrukturbedarf im Fall von CCTS in der Industrie (Herold, Oei, Tissen und von Hirschhausen 2011): Dabei handelt es sich um 54 Mt CO<sub>2</sub>, davon  $\frac{2}{3}$  in der Eisen- und Stahlerzeugung und  $\frac{1}{3}$  in der Kalk- und Zementindustrie. Die technische Anwendbarkeit der CCTS Technologie in diesen Sektoren sowie die resultierenden Kosten der Abscheidung wurden unter anderem in einer Studie des Öko-Institutes (2011) beschrieben. Zur Ermittlung der Kosten, insbesondere des benötigten Infrastrukturbedarfs, verwenden wir das am Lehrstuhl entwickelte Modell CCTSMOD, welches einen kostenminimierenden Ausbau der CCTS-Wertschöpfungskette simuliert (Oie, et al. 2010). Neben der Abscheidung und dem Transport werden zwei alternative Speichermöglichkeiten berücksichtigt, Onshore- bzw. Offshore-Speicherung; aufgrund längerer Transportwege und tieferer Erkundung sind Offshore-Speicher teurer, weisen jedoch höhere Speichervolumina und evtl. geringere Umsetzungskosten auf.

Die Abbildungen 5 und 6 zeigen den Infrastrukturbedarf für zwei ausgewählte Szenarien auf: »Onshore 50« und »Offshore 50«. Dabei wird jeweils von einem CO<sub>2</sub>-Preis von Euro 50/t ausgegangen, so dass CCTS-Investitionen unterhalb dieses Preises durchgeführt werden würden. Im Onshore-Szenario besteht freie Wahl der Speicherorte, während diese im Offshore-Szenario auf Lagerstätten in der Nordsee beschränkt sind. In beiden Fällen ergibt sich ein relativ moderater Infrastrukturaufbau:

- In Szenario »Onshore 50« werden vor allem industriennahe Speicherstätten gewählt, welche an große Emittenten

**Abb. 5**  
Graphische Abbildung der CCTS-Infrastruktur »Onshore 50«  
im Jahr 2050



Quelle: Herold et al. (2011, 15).

der Stahlindustrie sowie kleinere Kalk- und Zementwerke angeschlossen werden. Die vom Modell gewählten Lagerstätten liegen aufgrund der höheren Verfügbarkeit in Norddeutschland, kleinere Mengen werden auch in Ostdeutschland gespeichert.

- Im Szenario »Offshore 50« werden dagegen lediglich zwei große Stahlwerke mit den nahegelegensten Speicherstätten in der Nordsee verbunden, eine Anbindung kleinerer Zementwerke erfolgt hierbei nicht.

Die hier dargestellten Szenarien dienen der Plausibilisierung möglicher CO<sub>2</sub>-Vermeidungsstrategien, wobei die Wahl des Infrastrukturverlaufs und der Speicherstätten als grober Anhaltspunkt zu interpretieren ist. Bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen werden weitere Infrastrukturmaßnahmen durchgeführt werden, und der Pipeline- und Speicherbedarf steigen entsprechend an (vgl. Szenario »Onshore 100« und »Offshore 100« in der Studie). Dennoch weist die Analyse darauf hin, dass der moderate Bedarf an Pipelineinfrastruktur per se nicht den Engpass der CCTS-Entwicklung in der Industrie darstellt.

### Ausblick

Mit der Energiewende vom 14. März 2011 hat sich Deutschland auf den Weg in eine Systemtransformation begeben, welche in Richtung einer weitgehend dekarbonisierten Wirtschaftsstruktur und Versorgung mit erneuerbaren Energien zielt. Der politische Wettbewerb um das Thema, welcher sich rasch in allen Parteien ausgebreitet hat, weist darauf hin, dass es sich nicht um einen Eintagsfliege handelt, son-

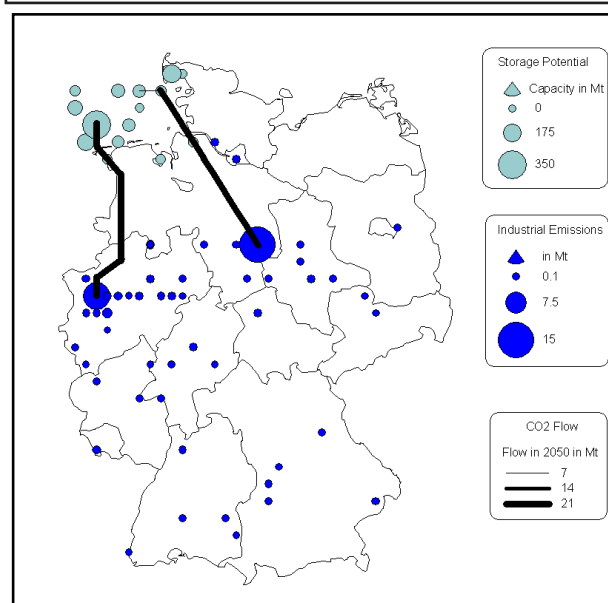
dern um ein gesellschaftspolitisches Großprojekt. Dies ist auch auf der Ebene der Bundesländer spürbar, welche innerhalb der letzten sechs Monate ihre Ziele an erneuerbaren Energien vervielfacht haben.

Infrastruktur spielt eine wichtige Rolle bei der Systemtransformation der Energiewirtschaft. Dies gilt umso mehr für die deutsche Energiewirtschaft, die mit der »Energiewende« vom 14. März 2011 und dem bestätigten Ausstieg aus der Kernkraft einen besonders ehrgeizigen Weg der Systemtransformation eingeschlagen hat. Insgesamt ändert sich die Rolle der Infrastruktur durch die Transformation der Energiesysteme: Von einem relativ einfach zu regulierenden »Bottleneck« wird Infrastruktur zu einem bedeutenden klimapolitischen Vektor, der aufgrund unterschiedlicher Ziele einer zunehmend komplexen Regulierung untersteht.

Andererseits sollte jedoch die Rolle der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende auch nicht unnötig überhöht werden. Die deutsche Energieinfrastruktur ist gut ausgebaut und traditionell mit hohen Sicherheitsaufschlägen versehen, so dass mittelfristig noch Puffer bestehen. Schon gar nicht sollte mangelnder Infrastrukturausbau gleichsam als »Geisel« missbraucht werden, der Systemtransformation Einhalt zu gebieten.

Anhand zweier Sektorstudien wurde die Rolle der Infrastruktur im Rahmen der Energiewende und der -transformation in Deutschland verdeutlicht: Im Bereich der Höchstspannungsleitungen gibt es zwar mittelfristig einen gewissen Ausbaubedarf, kurzfristig kann der Atomausstieg jedoch vom bestehenden System bewältigt werden. Auch nach dem Mo-

**Abb. 6**  
Graphische Abbildung der CCTS-Infrastruktur »Offshore 50«  
im Jahr 2050



Quelle: Herold et al. (2011, 15).

ratorium ist die Versorgungssicherheit der deutschen Stromwirtschaft nicht gefährdet. Sollte sich die, ökonomisch durchaus darstellbare, CO<sub>2</sub>-Abscheidung in der Industrie durchsetzen, wird zwar auch Transportinfrastruktur benötigt, jedoch dürfte diese, unter Berücksichtigung der komplexen Prozesskette, nicht den beschränkenden Faktor darstellen.

Der neue Fokus auf »nachhaltige Infrastruktur« stellt Politik und Wissenschaft, aber auch die Gesellschaft als Ganzes, vor neue Herausforderungen. Ein pragmatischer Ansatz mit moderatem, gezieltem Infrastrukturausbau erscheint dabei, auch vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Akzeptanz, notwendig zu sein. Dabei gilt es, ein ausbalanciertes Maß an zentraler Bereitstellung von erneuerbaren Energien mit entsprechendem Infrastrukturbedarf und dezentralen Lösungen zu finden.

## Literatur

- Herold, J., P.-Y. Oei, A. Tissen und Chr. von Hirschhausen (2011), *Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor – Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen*, Studie im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.
- Herold, J., S. Rüster und Chr. von Hirschhausen (2010), »Carbon Capture, Transport and Storage in Europe A Problematic Energy Bridge to Nowhere?« CEPS Working Document No. 341 (November), Brüssel.
- Hirschhausen, Chr. von, Chr. Beestermöller und R. Wand (2011), *Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms*, Studie im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.
- IPCC (2011), »Special Report on Renewable Sources and Climate Change Mitigation. Potsdam, Technical Support Unit Working Group III«, Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kunz, F., Chr. von Hirschhausen, D. Möst und H. Weigt (2011), »Nachfrage-sicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland – Sind Engpässe zu befürchten?«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(9), 28–32.
- Leuthold, F.U., H. Weigt und Chr. von Hirschhausen (2011), »A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market«, *Journal of Network and Spatial Economics*, doi:10.1007/s11067-010-9148-1.
- Matthes, F. (2009), »Towards an Ultra-low / Zero carbon Economy: The infrastructure Challenge«, Keynote Speech given at the 8th Conference on Applied Infrastructure Research (INFRADAY), Berlin.
- Oei, P.-Y., R. Mendelevitch, A. Tissen und J. Herold (2010), »CO<sub>2</sub> Highways – Modeling a Carbon Capture, Transport and Storage Infrastructure for Europe«, DIW Discussion Paper 1054, Berlin.
- Ofgem (2010), *RIO: A New Way to Regulate Energy Networks. Final Decision*, 4. Oktober 2010, Office of Gas and Electricity Markets, London.
- Pollitt, M.G. (2008), »The Future of Electricity (and Gas) Regulation«, EPRG Working Paper 0811, University of Cambridge.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010), »100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: Klimaverträglich, sicher, bezahlbar«, Stellungnahme, Berlin.