

Fromme, Jörg

Book Part

Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen

Provided in Cooperation with:

ARL – Akademie für Raumentwicklung in der Leibniz-Gemeinschaft

Suggested Citation: Fromme, Jörg (2007) : Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen, In: Gust, Dieter (Ed.): Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik, ISBN 978-3-88838-056-3, Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover, pp. 126-152

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/60120>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Wandel der Stromversorgung und räumliche Verteilungswirkungen

Gliederung

- 1 Die Stromversorgung in Deutschland im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik, Umweltpolitik und Raumordnung
- 2 Langfrist-Energieszenarien als Grundlage für die Diskussion räumlicher Entwicklungen des Stromversorgungssystems
- 3 Raumbezogene Wirkungen und Wirkungspotenziale der Elektrizitätswirtschaft auf dem Wege zu einer „solaren Vollversorgung“
 - 3.1 Die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks bei solarer Vollversorgung bis 2050
 - 3.2 Erzeugungsmanagement und Erzeugungspotenziale der Windenergie
 - 3.3 Raumbezogene Entlastungs- und Belastungseffekte durch die Veränderung des Kraftwerksmixes im Szenario „solare Vollversorgung“
 - 3.4 Der zukünftige Stromtransportbedarf und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Freileitungstrassen
 - 3.5 Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur
- 4 Ansatzpunkte für die Integration von raumanalytischen Fragen in Energiesystemanalysen und Energieszenarien

Literatur

1 Die Stromversorgung in Deutschland im Spannungsfeld zwischen Energiepolitik, Umweltpolitik und Raumordnung

Die Energie- und Umweltpolitik formuliert für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung Ziele, die zum Teil in einem erheblichen Spannungsverhältnis zueinander stehen. Bei der räumlich konkreten Umsetzung energie- und umweltpolitischer Konzepte sind außerdem Ziele der Raumordnung und Landesplanung zu beachten, die ihrerseits wiederum von der Energie- und Umweltpolitik beeinflusst werden, zum großen Teil jedoch ihrer eigenen Logik und ihrem eigenen Wertesystem unterworfen sind. Das Interesse der Energiepolitik ist eher auf die Gestaltung des gesamten Versorgungssystems gerichtet, während die Raumplanung ebenso wie die Regionalpolitik das einzelne Systemelement in seinem regionalen bzw. lokalen Wirkungszusammenhang im Blickfeld hat. Diese unterschiedlichen Sichtweisen dürfen einer Abstimmung auf der Ziel- und Handlungsebene nicht im Wege stehen. Daher besteht die Anforderung, die verfügbaren Analyseinstrumente und -methoden der Energiewissenschaft für die Politikberatung um raumanalytische Komponenten zu erweitern und die Raumplanung stärker als bisher für aktuelle energiepolitische Fragestellungen zu sensibilisieren.

2 Langfrist-Energieszenarien als Grundlage für die Diskussion räumlicher Entwicklungen des Stromversorgungssystems

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die langfristige räumliche Entwicklung der energietechnischen Infrastruktur. Das „Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung“ (IER) hat im Auftrag der Enquetekommission „nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des deutschen Bundestages Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Energiesystems erstellt.

Neben einem Status-quo-Szenario (Fossil-Szenario) wurden Klimaschutz-Szenarien ausgearbeitet, denen das Ziel zugrunde gelegt wurde, die Klimagasemissionen des Energiesektors der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2050 um 80 % zu reduzieren. Bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergienutzung setzen diese „REG-Szenarien“ eine politisch gesteuerte verstärkte regenerative und rationelle Energienutzung voraus. Im REG-Szenario soll laut Vorgabe der Enquetekommission der Anteil regenerativer Energien am Netto-Stromverbrauch im Jahre 2050 mehr als 50 % betragen. In einer speziellen Variantenrechnung hat das IER im Auftrag der Kommission zusätzlich ein REG-Szenario „solare Vollversorgung“ erstellt, bei dem die Energieversorgung des Jahres 2050 vollständig auf regenerativen Energien basieren soll. Aufgrund dieser Vorgabe wird sogar das Ziel, die Klimagas-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren, deutlich übererfüllt (vgl. Förster; Fahl 2006).

Diese letztgenannte Szenariovariante wurde hier für die raumbezogene Analyse ausgewählt; das REG-Szenario „solare Vollversorgung“ steht also im Mittelpunkt der folgenden Ausführungen. Ausgehend von der – zumindest bezogen auf den gewählten Zeithorizont – außerordentlich ambitionierten Zielsetzung, die diesem REG-Szenario zugrunde liegt, lassen sich die Umsetzungspotenziale und Restriktionen für eine ausstiegs- und klimaschutzorientierte Energiepolitik aus raumanalytischer und raumplanerischer Sicht besonders gut verdeutlichen. Bei der diesbezüglichen Auswertung der Szenario-Ergebnisse ist allerdings zu beachten, dass Nebenziele wie die Vermeidung von potenziell unerwünschten Raumwirkungen und Umsetzungshemmnissen so gut wie keinen Einfluss auf die Ausgestaltung des Szenarios hatten. In den veröffentlichten Darstellungen der Szenario-Ergebnisse des IER und der Enquetekommission werden abgesehen von mengen- und anteilmäßigen Veränderungen bei den Stromerzeugungskapazitäten infrastrukturelle Aspekte kaum oder höchstens am Rande behandelt.

Diese Einschränkung lässt sich unmittelbar auf die Zielsetzung der Szenario-Erstellung zurückführen. Ziel der Enquetekommission war es, unter der Prämisse, aus der Kernenergienutzung auszusteigen und dabei das langfristige Klimaschutzziel erfüllen zu müssen, einen technisch realisierbaren und energieökonomisch optimierten zukünftigen Energiemix zu ermitteln. Im Vordergrund standen daher emissionsrelevante Veränderungen des Versorgungssystems (also z. B. Veränderungen des Kraftwerksmixes und des Kraftwerkseinsatzes), ohne dabei die räumlichen Dimensionen bezogen auf das Gesamtsystem der Energieversorgung (bzw. Stromversorgung) oder raumbezogene Folgewirkungen zu betrachten. So wurden z. B. zwar bei der Szenarienerstellung die Kosten der Stromerzeugung als Optimierungskriterien zugrunde gelegt, die Kosten des Stromtransports aber vernachlässigt.

Ins Blickfeld der kritischen Betrachtung rückt somit neben der „Wünschbarkeit“ politischer Ziele mindestens ebenso sehr auch die Ausgestaltung der auf diesen Zielen basieren-

den Energie- und Klimaschutzszenarien selbst sowie die Optimierungskriterien, die dieser Szenarioerstellung zugrunde lagen.

3 Raumbezogene Wirkungen und Wirkungspotenziale der Elektrizitätswirtschaft auf dem Wege zu einer „solaren Vollversorgung“

Bei der Infrastrukturplanung im Bereich der Stromversorgung werden Raumnutzungskonflikte durch die räumliche Konzentration von technischen Einrichtungen oder energiewirtschaftlichen Aktivitäten¹ in einer Region und durch deren Flächeninanspruchnahme ausgelöst, unter Umständen also allein schon aufgrund eines Mengeneffekts. Als raumbedeutsam sind dabei insbesondere die technischen Anlagen oder Aktivitäten einzustufen, die am Standort bzw. am Ort des Eingriffs in besonderem Maße störend, beeinträchtigend oder gefährdend auf benachbarte Nutzungen oder Nutzungsansprüche wirken oder von denen allgemein eine entsprechende Wirkung erwartet wird.

Für die Gesamtbewertung von energiepolitischen Zukunftsentwürfen ist außerdem wichtig, welche Entlastungswirkungen durch die Substitution von Technologien hervorgerufen werden können. Deshalb kann diese Bewertung sinnvoll nur auf der Basis einer vergleichenden Bestandsaufnahme des bisherigen Versorgungssystems durchgeführt werden, um eine Grundlage für die Feststellung von Entlastungswirkungen zu schaffen.

Grundsätzlich ist die Raumwirkung sowohl von den jeweiligen Standortbedingungen als auch von den spezifischen Eigenschaften technischer Anlagen selbst abhängig. Kategorisiert werden können, losgelöst von konkreten Projektbezügen, allenfalls Wirkungspotenziale in ihrer Zuordnung zu bestimmten Anlagentypen, die aber im Einzelfall wiederum von der Art, dem Stand der Technik, dem Einsatzzweck und der Kapazität der jeweiligen Anlage abhängen. Auch die Art der zu kategorisierenden potenziellen Raumwirkungen ist höchst unterschiedlich. Raumwirkungen einzelner Anlagentypen sind daher oft nur schwer miteinander vergleichbar. In dem hier vorgegebenen Rahmen ist es nicht möglich, die gesamte Palette der Technologien in ihren potenziellen Raumwirkungen darzustellen und zu bewerten. Es sollen daher nur Grobindikatoren für die Raumbedeutsamkeit von Anlagentypen bzw. von Entwicklungen des technischen Systems insgesamt benannt und deren Ausprägung anhand von Szenariendaten beschrieben werden.

Das REG-Szenario (Variante „solare Vollversorgung“) stützt sich bezogen auf das Zieljahr 2050 ausschließlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Dazu werden die heimischen Potenziale ausgeschöpft, die unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten aus heutiger Sicht voraussichtlich am schnellsten zu erschließen sein werden. Der Restbedarf wird über den Stromimport aus Lieferländern abgedeckt, die über günstigste Bedingungen für eine regenerative Stromerzeugung und -bereitstellung bezogen auf den Bedarf in Deutschland verfügen. Außerdem ist im Zieljahr 2050 in bereits größerem Umfang die Wasserstoffelektrolyse ein wichtiges Element der heimischen Stromversorgung. Diese Tech-

¹ Der Begriff der Aktivität wird hier als Sammelbegriff für das Aufsuchen oder die Gewinnung von Energierohstoffen verwendet (Bergbau, bezogen auf Bodenschätze, oder Land- und Forstwirtschaft, bezogen auf Biomasse-Brennstoffe).

nologie soll einerseits der Umwandlung und indirekten Speicherung von Elektrizität dienen und andererseits Sekundärenergie für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen bereitstellen. Zusätzlich muss in größerem Umfang Wasserstoff als Energieträger für die Stromerzeugung importiert werden.

Zur Beschreibung der Raumwirkung eines solchen Stromversorgungssystems werden folgende Indikatoren vorgeschlagen:

- die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Netzhöchstlast
- die Anzahl und Gesamtkapazität von stillgelegten oder neu gebauten Stromerzeugungsanlagen, die aus Sicht der Raumnutzung als besonders konfliktträchtig anzusehen sind
- der Bedarf an Energierohstoffen für die Stromerzeugung, deren Gewinnung aufgrund eines hohen Flächenbedarfs oder aufgrund besonderer Umweltbeeinträchtigungen als raumbedeutsam einzustufen ist
- der Bedarf an Hochspannungs- und Höchstspannungsfreileitungen
- der infrastrukturelle Aufwand für die Wasserstoffelektrolyse sowie für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff, soweit diese Infrastruktur als Element des Stromversorgungssystems mit Funktionen im Bereich der Speicherung von Elektrizität, des Leistungsausgleichs und/oder als Brennstofflieferant für die Stromerzeugung anzusehen ist

3.1 Die Entwicklung der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks bei solarer Vollversorgung bis 2050

Die Windenergie und die solare Strahlungsenergie, deren Dargebot aufgrund natürlicher Einflussfaktoren besonders stark schwankt, weisen im Vergleich mit den anderen regenerativen Energien in Deutschland sehr hohe technische Stromerzeugungspotenziale auf. Sollen diese Potenziale genutzt werden, müssen den Windenergie- und Photovoltaikanlagen in ausreichendem Umfang steuerbare Kraftwerke zur Seite gestellt werden, um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können.² Dabei ist gerade für die Ausgestaltung von Stromversorgungskonzepten, die auf die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Stromerzeugung abzielen, zu beachten, dass der so genannte „Backup-Kraftwerkspark“ sich aus schnell regelbaren und eher dezentralen Einheiten zusammensetzen sollte, während konventionelle große Dampfturbinen-Kraftwerke (z. B. Braunkohlekraftwerke) eher ungeeignet sind (vgl. Fritz; Linke 2000 und Nitsch; Trieb 2000). Die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Stromerzeuger kann je nach Ausgestaltung der Szenarioparameter zu einer hohen Überkapazität des Kraftwerksparks in Relation zur Stromnachfrage führen. In Abhängigkeit von der jeweils benötigten Reserve- und Regelleistung und dem Anteil fluktuierender Stromerzeuger geht die durchschnittliche Auslastung des gesamten Kraftwerksparks zurück.

² Steuerbare Kraftwerke sind – meist brennstoffbasierte – Stromerzeuger, deren Leistung an den momentanen Bedarf angepasst werden kann.

Im REG-Szenario wird in den Jahren 2030 bzw. 2050 eine Strommenge mit stark fluktuierender und dargebotsabhängiger Leistung in Höhe von 109 bzw. 137 TWh (Windenergie) und 1,4 bzw. 9,1 TWh (Photovoltaik) erzeugt. Das entspricht einem Anteil in Höhe von 20 bzw. 26 % an der Netto-Stromerzeugung der entsprechenden Jahre. Der insgesamt in Deutschland installierten Windenergie- (49,4 bzw. 58,3 GW) und Photovoltaikleistung (1,5 bzw. 9,6 GW) steht ein Mix aus fossilen und sonstigen regenerativen Kraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 102 bzw. 128,2 GW (einschl. REG-Importkapazität) gegenüber. Zusätzlich speisen aufgrund der vergleichsweise günstigen Stromgestehungskosten wahrscheinlich weitere Windenergieanlagen, die im europäischen Ausland aufgestellt sind, in das deutsche Verbundnetz ein und tragen zur Bedarfsdeckung in Deutschland bei.

Gemäß REG-Szenario übertrifft im Jahre 2050 die gesamte installierte Kraftwerksleistung (196,1 GW inkl. der Stromerzeuger für den REG-Stromimport mit Standort im Ausland) diejenige des heutigen Kraftwerksparks um den Faktor 1,6, obwohl die Netto-Stromerzeugung im gleichen Szenario bis 2050 nur um 7 % ansteigt und der Endenergiebedarf Strom sogar um 8 % zurückgeht (vgl. Tab. 1). Die durchschnittliche Auslastung des gesamten

Tab. 1: Lastdeckung und Kraftwerksauslastung im REG-Szenario (2030 und 2050)

	2000	2030	2050	2000	2030	2050	2000	2030	2050
	Kraftwerkskapazität (GW)			Stromerzeugung (TWh)			Vollbenutzungstunden (h/a)		
REG Inland, stark fluktuierend	6	51	68	9	110	146	1.508	2.169	2.152
REG-Strom-Import	0	26	38	0	114	156	0	4.342	4.104
Wasserkraft Inland	9	11	11	26	28	29	2.865	2.500	2.581
steuerbare Kraftwerke Inland *)	103	65	79	498	307	224	4.817	4.756	2.844
Summe	118	153	196	532	559	556	4.500	3.659	2.833
	Jahres-Höchstlast/Kapazität (GW)			Netto-Stromverbrauch (TWh)			Jahresbenutzungsdauer (h/a)		
REG-Stromeinsatz zur Wasserstoffgewinnung	0	k.A.	k.A.	0	14	85	0	k.A.	k.A.
öffentliche Stromversorgung	77	81	70	478	501	435	6.217	k.A.	k.A.

*) fossile und nukleare Wärmekraftwerke, Geothermie, Biomasse und H2-Brennstoffzellen

Quelle: IER 2002, Förster; Fahl 2006

Kraftwerksparks sinkt von 4.500 Volllaststunden im Jahre 2000 auf nur noch 2.800 Volllaststunden im Jahre 2050. Ebenso tragen die steuerbaren Kraftwerke im Jahre 2000 mit 4.800, im Jahr 2050 jedoch nur noch mit 2.800 durchschnittlichen Jahres-Volllaststunden zur Bedarfsdeckung bei. Die geringe Auslastung dieser Anlagen lässt vermuten, dass sie zu großen Teilen zu Reserve- und Regelungszwecken benötigt werden.³ Das Verhältnis zwischen Kraft-

³ Dabei ist zu beachten, dass im REG-Szenario der KWK-Anteil an der in Deutschland insgesamt installierten steuerbaren Leistung bezogen auf das Jahr 2050 immerhin 85 % beträgt. Um für Regelungszwecke einsetzbar zu sein, müssten die KWK-Anlagen hauptsächlich stromgeführt betrieben werden. Ergänzend können auch Wasserkraftwerke mit entsprechender Speicherkapazität zu Regelungszwecken eingesetzt werden. Dazu könnten zusätzliche Wasserkraftpotenziale in Norwegen und möglicherweise auch in den GUS-Ländern erschlossen werden.

werksgesamtkapazität zu der Netz-Höchstlast, das im Jahr 2000 noch bei 1,5 lag, steigt im REG-Szenario bis zum Jahr 2050 auf einen Wert in der Größenordnung von etwa 2,8 an.

Für die Einschätzung der Raumwirkung des überproportionalen Anstiegs der Kraftwerksleistung im Zieljahr des REG-Szenarios ist wichtig, dass ein Anteil von beinahe einem Fünftel (37,9 GW) dieser Kapazitäten im Ausland aufgestellt und somit aus deutscher Perspektive nur indirekt über den Einfluss auf die Stromgestehungskosten und über die zusätzlich benötigten Stromtransportkapazitäten raumwirksam sein kann. Ein Teil der potenziellen (negativen) Raumwirkungen der Stromerzeugung wird ins Ausland verlagert, während auf der anderen Seite der Ersatz fossiler und nuklearer Brennstoff-Importe durch regenerative Primärenergieströme einer „territorialen Internalisierung“ von Raumwirkungen gleichkommt.

Die Gesamtkapazität der Kraftwerke mit Standort in Deutschland übersteigt die Netzhöchstlast aber immer noch um den Faktor 2,3, sodass die raumbedeutsamen Effekte dieses Entwicklungspfades je nach Kraftwerkstyp, Standort und Kraftwerksgröße unter Umständen beträchtlich sein können. Zu dieser überproportional hohen Kraftwerksleistung trägt aber bei, dass ein Anteil an der Nettostromerzeugung in Höhe von zunächst 2,5 % im Jahre 2030 und dann von 15 % im Jahre 2050 zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion verwendet wird. Der Kapazitätsanteil, der dieser Stromerzeugung zuzurechnen ist, kann nicht exakt beziffert werden, da nicht bekannt ist, welche Stromerzeuger mit welcher Auslastung für die Elektrolyse arbeiten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass vor allem die fluktuierende Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion eingesetzt werden würde. Wird die durchschnittliche Auslastung der Photovoltaik- und Windenergieanlagen des Szenarios RRO 2 im Jahre 2050 in Höhe von 2.150 h/a (vgl. IER 2002) als Berechnungsbasis herangezogen, ergibt sich eine Anlagenleistung in Höhe von 39,5 GW, die rechnerisch der Wasserstoffherzeugung zuzuordnen ist. Die Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland, die direkt zur Deckung des Strom-Endenergiebedarfs genutzt wird, übersteigt die Jahreshöchstlast demzufolge nur um den Faktor 1,7 und liegt damit in der Größenordnung des heutigen Stromversorgungssystems in Deutschland. Die Kraftwerkskapazität, die für die Elektrolyse benötigt wird, ersetzt im Wesentlichen heute für die Stromerzeugung genutzte fossile Brennstoffe, die zum Teil in Deutschland gewonnen werden und zum Teil importiert werden müssen.

3.2 Erzeugungsmanagement und Erzeugungspotenziale der Windenergie

Der Gesamtkapazitätsbedarf für die Deckung der Stromnachfrage in Szenarienrechnungen, die von einer hohen Durchdringung mit fluktuierenden Stromerzeugern ausgehen, wird unter anderem durch Annahmen zur Größenordnung der Volllaststunden beeinflusst, die der Berechnung der Stromerträge von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zugrunde gelegt werden. Ob die getroffenen Annahmen zur langfristigen Entwicklung der Volllaststunden realistisch sind, hängt u. a. von Regelungskonzepten, die zukünftig für den Netzbetrieb Anwendung finden werden, und deren Auswirkungen auf die Anlagenauslastung ab.

Um ungewollte Einflüsse dargebotsabhängiger fluktuierender Stromerzeuger auf die Systemstabilität zu minimieren, fordern Netzbetreiber von Windenergieanlagenbetreibern ein Erzeugungsmanagement z. B. in Bezug auf Wirk- und Blindleistungsabgabe (vgl. Erlich 2002, Hoppe-Kilpper 2003). Teilweise haben die Übertragungsnetzbetreiber diese Forderungen durch Anpassung ihrer Netzanschlussbedingungen bereits umgesetzt (vgl. zu den Bedin-

gungen in der e.on-Regelzone: Burgholte 2002, Santjer; Klosse 2003). Übergeordnete Regeleinriffe in den Betrieb von Windenergieanlagen entlasten die Stromnetze, sodass dadurch der Ausbau der Netz-Kapazitäten in dem ansonsten notwendigen Umfang reduziert bzw. zurückgestellt werden kann. Gleichzeitig liegt die Vermutung nahe, dass die damit angestrebte übergeordnete Betriebsführung sich bezogen auf den jeweiligen Windpark bzw. auf das jeweilige Windparkcluster insgesamt ertragsmindernd auswirkt. Unklar ist jedoch, welche Regelungs- und Betriebsführungskonzepte sich langfristig durchsetzen werden und ob Ertragsminderungen, die durch Maßnahmen im Bereich des Erzeugungsmanagements verursacht werden, in der Jahresbilanz eine Größenordnung annehmen, die in Szenarienrechnungen Beachtung finden müsste. Sollte dies der Fall sein, wären die Szenarien um den entsprechenden Fehlertrag zu korrigieren. Zum Ausgleich müssten dann zusätzliche Potenziale (z. B. im Bereich des REG-Stromimports) in die Szenarien-Rechnung einbezogen werden, soweit es sich um klimaschutz- und ausstiegsorientierte Zielszenarien handelt und dementsprechend umwelpolitischen Zielvorgaben für die Szenarienerstellung verbindlich sind. In diesem Fall würde sich die Gesamt-Kraftwerkskapazität in dem Szenario nochmals erhöhen.

3.3 Raumbezogene Entlastungs- und Belastungseffekte durch die Veränderung des Kraftwerksmixes im Szenario „solare Vollversorgung“

Wie Tab. 2 zeigt, werden im REG-Szenario bis 2050 vor allem fossile und nukleare Kapazitäten zurückgebaut. Dadurch werden vor allem Großkraftwerksstandorte für Folgenutzungen frei. Eine entlastende Wirkung für die Landschaft und die Siedlungsstruktur innerhalb Deutschlands ist insbesondere auch durch den fast vollständigen Verzicht auf die Steinkohle- und Braunkohleverstromung zu erwarten. Unter den Annahmen und Bedingungen, die das REG-

Tab. 2: Zubau und Rückbau von Kraftwerken 2000 bis 2050 im Fossil-Szenario und im REG-Szenario

Energieträger	Brutto-Stromerzeugung GWh	Brennstoffverbrauch			Heizwert MJ/kg	mittlerer Brutto-Nutzungsgrad %
		natürliche Mengen		Energie-menge PJ		
		tU	Mio.t SKE	PJ		
Kernenergie ¹⁾	169.606	4.000	63,217	1.853	-	33,0
		Mio.t		PJ	MJ/kg	%
Braunkohle ²⁾	148.332	172,9	48,666	1.426	8,3	37,4
Steinkohle	143.164	43,3	43,328	1.270	29,3	40,6
Heizöl ³⁾	3.613	0,9	1,255	37	42,0	35,4
	GWh	Mrd. m3		PJ	MJ/m3	%
Erdgas	49.144	11,3	12,201	358	31,7	49,5
sonstige gasförmige Brennstoffe	12.262	3,5	3,842	113	31,7	39,2
	GWh	-		PJ	-	-
übrige ⁴⁾	12.367	-	3,822	112	-	-

¹⁾ Für Kernenergie wurde der Brennstoffenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode berechnet

²⁾ Rohbraunkohle, Hartbraunkohle, Braunkohlenbrikettantrieb

³⁾ Heizöle und Dieselkraftstoff

⁴⁾ Müll, Windenergie, Photovoltaik, Biomassebrennstoffe, Ölschiefer, Abhitze, bezogener Dampf

Quelle: IER 2002

Szenario voraussetzt bzw. beschreibt, müssen Flächen für den aktiven Braunkohlen-Tagebau im Zieljahr 2050 nicht mehr in Anspruch genommen werden. Ebenso wird der deutsche Steinkohlebergbau für die Stromversorgung nicht mehr benötigt. Letzteres betrifft allerdings auch die im Fossil-Szenario beschriebene Referenzentwicklung, da dort im Jahre 2050 statt heimischer Kohle nur noch Importsteinkohle zur Verstromung eingesetzt wird (vgl. Förster; Fahl 2006 und IER 2002). In Tab. 3 sind die natürlichen Brennstoffmengen aufgelistet, die im Jahre 2000 zur Stromerzeugung in Wärmekraftwerken eingesetzt wurden. Bezogen auf die Brennstoff-Masse dominiert eindeutig die Braunkohle den Brennstoff-Mix der derzeitigen deutschen Stromerzeugung. Zudem wird fast 100 % der Braunkohle in Deutschland gewonnen, sodass alle Raum- und Umweltbelastungen des Braunkohlebergbaus innerhalb Deutschlands wirksam werden.

Tab. 3: Brennstoffverbrauch und Bruttostromerzeugung in Wärmekraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland 2000

	KW-Bestand 2000	Kapazitäts-Veränderungen 2000-2050			
		Szenario Fossil		Szenario REG	
		Zubau	Rückbau	Zubau	Rückbau
	GW	GW	GW	GW	GW
Wasserkraft	8,9	1,7	-	2,4	-
Windenergie	6,0	21,5	-	52,2	-
Photovoltaik	0,1	9,5	-	9,5	-
Geothermie	-	0,3	-	9,4	-
Biomasse/-gas/Müll	1,4	2,8	-	10,4	-
Wasserstoff	-	3,4	-	48,6	-
Steinkohle	30,1	-	2,1	-	28,7
Braunkohle	20,1	2,8	-	-	19,9
Erdgas	22,0	-	0,8	-	14,6
Heizöl	7,7	-	7,7	-	7,7
Kernenergie	21,3	-	21,1	-	21,3
REG-Stromimport	-	-	-	37,9	-
Summe Inland	118,5	42,0	31,7	132,1	92,4
Summe Gesamt	118,5	42,0	31,7	170,1	92,4

Quelle: BMWi; VWEW 2002, ATW 2003

Der bis 2050 zugebaute Kraftwerksmix besteht aus regenerativen Stromerzeugern sowie aus Brennstoffzellen, die im Zieljahr ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden. Insbesondere die Kapazität der Windenergieanlagen nimmt im Vergleich zu dem Ausbaustand des Jahres 2000 stark zu. Onshore aufgestellte Windenergieanlagen sind wegen ihrer landschaftsprägenden Wirkung und der störenden Einflüsse auf benachbarte empfindliche Nutzungen als besonders raumwirksam einzustufen. Wenige Erfahrungen liegen bisher mit der Offshore-Windenergienutzung vor. Hier werden vor allem Anlagen in Küstennähe aufgrund von befürchteten Beeinträchtigungen des Tourismus kritisch gesehen. Konflikte können aber auch in Bezug auf eine Beeinträchtigung der Belange des Naturschutzes und in Bezug auf die Sicherheit des Schiffsverkehrs bestehen.

Ebenso ist zu erwarten, dass Biomasse-Feuerungsanlagen aufgrund der Anforderung an die Verbrauchernähe der Anlagenstandorte, aufgrund des erhöhten Transportbedarfs für die Brennstoffanlieferung bzw. der Reststoffentsorgung und aufgrund der Geruchs- und Luftschadstoff-Emissionen mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden. Dies gilt in besonderem Maße für Anlagen, die mit Brennstoffen aus dem Bereich der Abfallwirtschaft betrieben werden (z. B. belastetes Altholz). Stellt man die etwa 70 heute bundesweit be-

triebenen Müllverbrennungsanlagen den etwa 350 großen Biomasseanlagen gegenüber, die das REG-Szenario für das Jahr 2050 ausweist, lässt sich das Konfliktpotenzial erahnen, das das Szenario in dieser Hinsicht birgt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass neben den als besonders problematisch angesehenen Abfallstoffen auch Energiepflanzen und unbelastete Reststoffe als Brennstoffpotenzial zur Verfügung stehen und zum Einsatz kommen werden, sodass zumindest ein erheblicher Teil der Anlagen nicht in dem vergleichbaren Umfang wie heute Müllverbrennungsanlagen mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden.

Weitgehend neuartig sind Geothermieanlagen zur Stromerzeugung. Für diesen Anlagentyp liegen in Deutschland bislang kaum Praxiserfahrungen vor, besondere Raum- und Umweltbeeinträchtigungen sind jedoch von dieser Anlagenkategorie aus heutiger Sicht kaum zu erwarten. Brennstoffzellen werden vielfach Kleinanlagen zur Objektversorgung sein, die weder eigene Betriebsgebäude noch eigene Betriebsgrundstücke benötigen, sondern als KWK-Anlagen für die Gebäudewärmeversorgung konzipiert sind und innerhalb der Gebäude untergebracht sind, für deren Versorgung sie genutzt werden. Auch von größeren Brennstoffzellen-HKW gehen im Einzelfall keine erheblichen negativen Raumwirkungen aus, da die spezifischen lokal wirksamen Emissionen dieser Anlagen außerordentlich gering sind und der Flächenbedarf in etwa vergleichbar mit dem von heute üblichen Blockheizkraftwerken gleicher Kapazitätsklassen ist. Im Unterschied zur heutigen Situation nimmt die Gesamtanzahl dieser Anlagen jedoch zu, woraus im Vergleich mit dem heutigen Kraftwerkspark in der Summe eine höhere Flächeninanspruchnahme resultiert. Für den Betrieb von Brennstoffzellenkraftwerken ist generell ein Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur vorauszusetzen, da diese Anlagen ab 2030 in zunehmendem Umfang und bis zum Jahre 2050 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden. Für die Erschließung von Siedlungsgebieten mit Wasserstoffnetzen sind aufgrund des höheren technischen Aufwands noch in stärkerem Maß als beim Erdgas Mindest-Abnahmedichten erforderlich, sodass eine flächendeckende Nutzung der Brennstoffzellentechnologie wenig wahrscheinlich ist.

Der Zubau an Wasserkraftkapazitäten beschränkt sich bezogen auf Anlagenstandorte in Deutschland weitgehend auf Leistungserhöhungen im Zuge von Modernisierungsmaßnahmen im Anlagenbestand, neue Anlagen werden aufgrund geringer Zubau-Potenziale kaum gebaut werden.

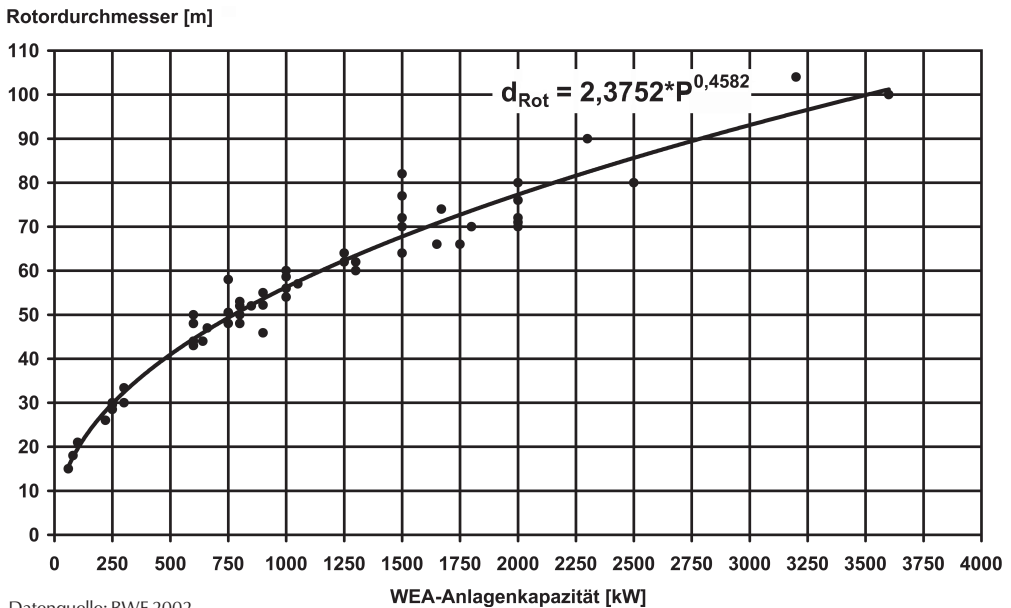
Die IER-Szenarien sehen einen sehr weitgehenden Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland vor (für das Jahr 2050 im Fossil-Szenario 27,5 GW und im REG-Szenario 58,3 GW). Im Fossil-Szenario würde der Anlagenzubau sich vor allem auf den Offshore-Bereich konzentrieren (12,5 GW in 2050), während die Onshore-Kapazitäten gegenüber dem heutigen Ausbaustand in etwa konstant bleiben würden (15 GW in 2050). Gemäß REG-Szenario wären die technischen Potenziale, die vom IER für On- und Offshore mit jeweils 30 GW angegeben werden, bis 2050 allerdings jeweils nahezu vollständig auszuschöpfen.

Im REG-Szenario wird die Steigerung der Gesamt-Kapazität der Onshore-Windenergieanlagen von heute 18,4 GW auf etwa 29,2 GW im Jahre 2050 durch eine Erhöhung der spezifischen Anlagenleistung erreicht. Ende 2005 lag die durchschnittliche Kapazität der insgesamt rund 17.600 Windenergieanlagen in Deutschland bei 1.050 kW. Wachsende Anlagengrößen verbessern die Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung und ermögli-

chen es, die Anzahl der neu gebauten bzw. der im Zuge des Repowering zu ersetzenden Anlagen trotz steigender Gesamtkapazität zu begrenzen bzw. zu reduzieren. Allerdings sind der Anlagengröße für die Onshore-Aufstellung durch infrastrukturelle Beschränkungen (max. passierbare Höhen bzw. Breiten von Brücken und sonstigen Bauwerken) Grenzen gesetzt. Die Autoren der DENA-Netzstudie gehen davon aus, dass langfristig eine mittlere Anlagengröße für die Onshore-Windenergienutzung von 2,5 MW als realistisch anzusehen ist (vgl. DENA 2005).

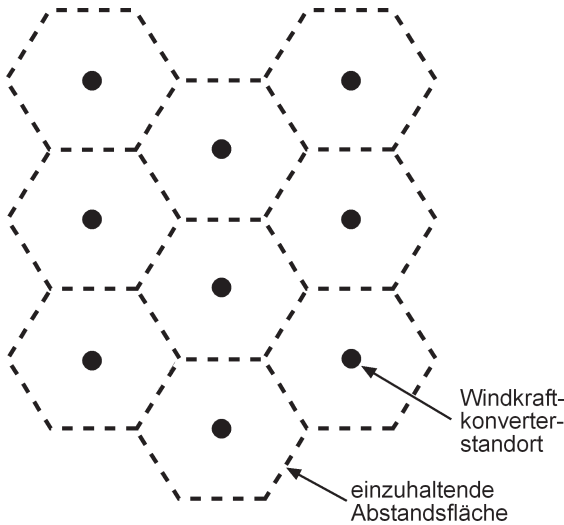
Der Flächenbedarf einzeln aufgestellter Windenergieanlagen ist gering und beschränkt sich im Wesentlichen auf die Grundfläche des Anlagenfundamentes sowie auf Zufahrtsstraßen für die Geländeerschließung. Der Flächenbedarf von Windparks dagegen ist erheblich größer und hängt im Wesentlichen vom Abstand der Einzelanlagen zueinander ab. Dieser Abstand wird bei generalisierender Betrachtung, die keine spezifischen Standortgegebenheiten berücksichtigen kann, durch den Rotordurchmesser bestimmt. Die Erhöhung der spezifischen Anlagenleistung bedingt auch eine Vergrößerung der Rotordurchmesser der einzelnen Anlagen. In Abb. 1 ist der Rotordurchmesser einiger aktuell am Markt verfügbarer Anlagen über der Anlagenkapazität aufgetragen. Demnach steigt der Rotordurchmesser von etwa 40 m bei 500-kW-Anlagen über 56 m bei 1-MW-Anlagen bis hin zu 77 m bei 2-MW-Anlagen an. Anlagen mit einer Kapazität von 2,5 MW und mehr werden derzeit erst vereinzelt angeboten, sodass über die Entwicklung der Anlagenparameter noch keine verlässlichen Angaben möglich sind. Die Marktdaten deuten aber darauf hin, dass 2,5-MW-Anlagen mit Rotordurchmessern 85 m und mehr üblich sein könnten.

Abb. 1: Abhängigkeit des Rotordurchmessers von Windenergieanlagen von der Anlagenkapazität



Bei einem angenommenen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 86 m im Jahre 2050 und einem Abstand zwischen zwei Windenergieanlagen in Höhe von durchschnittlich 6 Rotordurchmessern ergäbe sich eine Windparkfläche von 23 ha pro Einzelanlage. Daraus resultiert bei einer Anlagenaufstellung wie in Abb. 2 eine Onshore-Windparkgesamtfläche in der Bundesrepublik Deutschland in Höhe von 2.670 km², wenn unterstellt wird, dass zukünftig alle Anlagen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit in Windparks aufgestellt werden.

Abb. 2: Windpark-Konfiguration bei Standorten ohne eindeutige Hauptwindrichtung



$$A_{WEK} = \sqrt{\frac{3}{4}} * (k_A * d_R)^2$$

A_{WEK} verfügbare bzw. benötigte Gebietsfläche für den Windpark

k_A richtungsunabhängiger Abstands faktor

d_R Rotordurchmesser der Windenergieanlage

Quelle: Kaltschmitt; Wiese 1993

Ermittelt man für den derzeitigen Anlagenbestand den Flächenbedarf nach derselben Methode, ergibt sich rechnerisch bei einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 58 m eine Gesamtflächenbelegung in Höhe von 1.812 km². Die Gesamtfläche, die nach REG-Szenario für Onshore-Windparks bereitgestellt werden müsste, wäre also um den Faktor 1,5 höher als die durch den derzeitigen Bestand an Windenergieanlagen bzw. Windparks rechnerisch heute bereits belegte Fläche. Mit dem IER-Ausbauszenario ließe sich jedoch gegenüber der heutigen Situation die Anzahl der Anlagen – eine Erhöhung der durchschnittlichen Anlagenleistung um den Faktor 2,4 bis 2050 vorausgesetzt – reduzieren, während sich die Gesamt-Onshore-Windenergieleistung gleichzeitig deutlich erhöhen würde (vgl. Tab. 4).

Aufgrund der wachsenden Größe der Windenergieanlagen und der zunehmenden Standortverknappung planen Windparkentwickler Windparks mit immer engeren Anlagenabständen. Allerdings muss im Rahmen von Windpark-Genehmigungsverfahren gutachterlich nachgewiesen werden, dass die Standsicherheit der Anlagen durch zunehmende Turbulenzbeanspruchung im laufenden Betrieb nicht beeinträchtigt wird, wenn der Abstand zwischen zwei Anlagen ein bestimmtes Maß unterschreitet (vgl. für Nordrhein-Westfalen WEA NRW 2002 und 2005 sowie allgemein Seifert et al. 2003). Trotzdem besteht die Tendenz zur Verringerung der Anlagenabstände und es verringern sich die benötigten Windparkflächen entsprechend.

Tab. 4: Onshore-Windenergieausbau im REG-Szenario

	m ² /MWh _{el} /a	GWh _{el} /(km ² *a)
Freiflächen-Photovoltaik	21	47
Windparkfläche Onshore (3,3 MW, 1.900 h/a)	47	21
Kurzumtriebsplantage und Holzgas-GuD	518	2
Silomais/Wintergerste Biogas-BHKW	1.381	1

Quelle: Enders 2006; IER 2002; WI 2002

Die Fläche, die für Windparks benötigt wird, ist anderen Nutzungen nicht vollständig entzogen. In den meisten Fällen ist auch weiterhin der landwirtschaftliche Betrieb ohne große Einschränkungen möglich. Daher wäre es zum Beispiel vorstellbar, dass Windparkflächen bei entsprechender Standorteignung für die Energiepflanzenproduktion genutzt werden würden. Auf diese Weise ließe sich allerdings der flächenspezifische Gesamtenergieertrag nur wenig erhöhen. Der Energieertrag des Energiepflanzenanbaus und damit auch der flächenspezifische Stromertrag aus Biomasse- bzw. Biogasfeuerungen auf der Basis von Energiepflanzen ist je nach Kulturen, Standortgunst und Feuerungstechnik zwischen 10- und 30-mal geringer als bei modernen großen Onshore-Windenergieanlagen (vgl. Tab. 5)

Tab. 5: Spezifische Flächeninanspruchnahme regenerativer Stromerzeugung auf Freiflächen

		Anlagen-Bestand Ende 2005	IER-REG-Szenario 2050
Installierte Gesamtleistung	[GW]	18,4	29,2
Anzahl WEA		17.574	11.700
Durchschnittliche WEA-Kapazität	[MW]	1,05	2,5
Gesamt-Windpark-Fläche *)	[km ²]	1.812	2.670

*) berechnet auf Basis einer vollständigen Aufstellung der Anlagen in Windparks bei einem mittleren Abstand der Anlagen untereinander in Höhe des 6-fachen Rotordurchmessers

Quelle: Fromme 2005

Zudem wären siedlungsstrukturelle Anpassungen bzw. Einschränkungen in Abhängigkeit von der Leistungsgröße, des biogenen Brennstoffs und der Umwandlungstechnologie insbesondere dann erforderlich, wenn die Abwärme zur Einspeisung in Wärmenetze und damit zur Erhöhung der Gesamteffizienz der Biomassenutzung genutzt werden soll. So würde z. B. die Versorgung eines Dorfgebietes mit einer Flächengröße von 19 ha mit Nahwärme aus einem holzgasbefeuerten BHKW aus Kurzumtriebsplantagen eine Anbaufläche von 270 ha und bei Nutzung von Waldrestholz eine Waldfläche von 3.600 ha erfordern, wobei vereinfacht angenommen wurde, dass der gesamte Wärmebedarf über das BHKW gedeckt wird (vgl. Tab. 6).

Tab. 6: Flächenbezogene Kenndaten für ein Holzgas-BHKW zur kombinierten Strom- und Siedlungswärmeversorgung

Elektrische Leistung	1	MW_{el}
Thermische Leistung	1	MW_{th}
Auslastung	6.000	h/a
Netto-Stromerzeugung	5,74	GWh_{el}/a
Netto-Wärmeerzeugung	6	GWh_{th}/a
Elektrischer Nutzungsgrad	42	%
Holzvergaser-Nutzungsgrad	82	%
Nutzungsgrad Strombereitstellung	34	%
Jahres-Rohholz-Energiebedarf	16,7	GWh/a
Restholz-Flächenertrag Wald	4,6	$MWh/(ha^*a)$
ha-Ertrag Kurzumtriebsplantage	61,3	$MWh/(ha^*a)$
Wärmebedarfsdichte Dorfgebiet	28,3	$GWh/(km^2*a)$

Quelle: Fromme 2005

Der räumlichen Verteilung von Windenergieanlagen sind durch die Konzentration windhöfziger Standorte innerhalb der Bundesrepublik vergleichsweise enge Grenzen gesetzt. Die Windenergienutzung ist aufgrund naturräumlicher Gegebenheiten in der Wahl der Anlagenstandorte stark eingeschränkt. Diese Einschränkung kann nicht durch Planung und durch technischen Fortschritt nur in begrenztem Maße kompensiert werden.

Der Schwerpunkt der technischen Leistungspotenziale für die Onshore-Windkraftnutzung liegt – den Ergebnissen einer Potenzialstudie entsprechend, die vom IER flächendeckend für die Bundesrepublik Deutschland durchgeführt und 1993 veröffentlicht wurde – mit einem Anteil von fast 90 % in den drei Küstenländern (vgl. Kaltschmitt; Wiese 1993). Auch in einer aktuelleren Studie für das Land Niedersachsen werden die Berechnungen von Kaltschmitt; Wiese aus dem Jahre 1993 über die technischen Leistungspotenziale der Windenergienutzung zumindest für dieses Bundesland in ihrer Größenordnung in etwa bestätigt (vgl. Nitsch 2004). Ende 2005 waren bezogen auf die Anlagenkapazitäten 45 % und bezogen auf die Anlagenanzahl 48 % der WEA auf die drei Küstenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern konzentriert, während der Anteil dieser Bundesländer an der Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschland bei nur knapp einem Viertel liegt (vgl. BWE 2006). Seit einigen Jahren konzentriert sich jedoch der Ausbau zunehmend auf das Binnenland (vgl. BWE 2006). Ein Vergleich des aktuellen Ausbaustands in den Bundesländern macht deutlich, dass die technischen Potenziale im Binnenland in Kaltschmitt; Wiese 1993 teilweise erheblich unterschätzt wurden. Deren Berechnung bezog sich im Übrigen ausschließlich auf die Windhöffigkeit sowie auf die Flächenverfügbarkeit, die aus der zu dem Zeitpunkt der Potenzialberechnung aktuellen Flächennutzungsstruktur abgeleitet wurde. Wird bei der Ermittlung der Leistungspotenziale dagegen der steuernde Einfluss der räumlichen Planung berücksichtigt, ergeben sich erhebliche Abweichungen zu Ergebnissen von Studien, die sich vorwiegend am naturräumlich-technisch Machbaren orientieren. Insbesondere die nördlichen Binnenländer Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt

bieten aufgrund entsprechender Ausweisungen von Eignungsgebieten und Konzentrationszonen noch erhebliche zusätzliche Flächenreserven für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung, während insbesondere in Schleswig-Holstein die planungsrechtlich gesicherten Flächen weitgehend – wenn auch zu einem hohen Anteil mit Altanlagen – bebaut sind (vgl. DENA 2005). Es ist zu vermuten, dass bei einer weitgehenden Ausschöpfung der verfügbaren planungsrechtlich abgesicherten Flächenpotenziale im Zuge von Repowering-Maßnahmen und der Erschließung neuer Standorte schwerpunktmäßig neben dem küstennahen Norden der Bundesrepublik vor allem die nördlichen Binnenländer betroffen sein würden (vgl. Tab. 7).

Im Vergleich zur Windkraft sind die technischen Potenziale für die Aufstellung von Photovoltaikanlagen ebenso wie für die Stromerzeugung aus Biomasse über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland relativ gleichmäßig verteilt. Werden nur die Potenzialflächen auf Gebäuden betrachtet, korreliert das Photovoltaik-Potenzial – hier dargestellt als potenziell installierbare Anlagenleistung (vgl. Tab. 7) – mit der Gebäudedichte, sodass die Stadtstaa-

Tab. 7: Leistungspotenziale zur regenerativen Stromerzeugung auf der Fläche der Bundesrepublik Deutschland bezogen auf die jeweilige Gesamtfläche der Bundesländer

Bundesland	Biomasse *) kW/km ²	PV auf Gebäude- flächen kW/km ²	Wasserkraft kW/km ²	Windenergie	
				Kaltschmitt/ Wiese 1993 **) kW/km ²	DENA 2005 ***) kW/km ²
Schleswig-Holstein	45	250	1	860	144
Mecklenburg-Vorpommern	44	110	0	781	47
Niedersachsen	45	279	2	482	103
Hamburg	31	2.703	0	314	k.A.
Bremen	47	2.374	0	592	k.A.
Berlin	26	3.758	0	0	k.A.
Brandenburg	38	125	1	24	88
Nordrhein-Westfalen	51	634	5	25	65
Rheinland - Pfalz	41	346	17	30	41
Hessen	37	468	9	23	20
Saarland	33	748	15	23	22
Sachsen	41	343	4	63	38
Sachsen-Anhalt	46	206	4	10	107
Thüringen	44	261	6	7	31
Baden-Württemberg	39	507	39	52	7
Bayern	41	334	45	9	4

*) berechnet auf der Basis des technischen Brennstoffpotenzials des jeweiligen Bundeslandes und eines Netto-Nutzungsgrades der Stromerzeugung

**) Technisches Leistungspotenzial ohne Berücksichtigung planungsrechtlicher Vorgaben

***) Planungsrechtlich für die Windenergienutzung gesicherte Flächen

Quelle: Datenbasis: Kaltschmitt; Wiese 1993, DENA 2005

ten, bezogen auf die Gesamtlandesfläche, die höchsten Photovoltaikpotenziale aufweisen. Im Bereich der Biomasse ist die Zuordnung zwischen den Potenzialen für das Brennstoffaufkommen und dem Standort der Stromerzeugung nicht eindeutig, da Biomassebrennstoffe im Unterschied zu nicht stofflich gebundenen Primärenergien transportfähig sind. Daher ist eine räumliche Zuordnung der Leistungspotenziale für die Stromerzeugung aus Biomassebrennstoffen zu den Flächenpotenzialen der Biomassebereitstellung streng genommen nicht zulässig. Wenn man vereinfacht davon ausgeht, dass die Verstromung der Brennstoffe innerhalb desselben Bundeslandes wie die Gewinnung erfolgt, zeigt sich eine räumlich sehr homogene Potenzialverteilung. Bei den Biomassepotenzialen werden die höheren Potenziale aus dem Energiepflanzenanbau sowie den Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft, die den ländlichen Regionen zuzurechnen sind, weitgehend durch höhere Potenziale ausgeglichen, die die Stadtstaaten im Bereich der Biomasse aus Bioabfall sowie aus Klär- und Deponiegas aufzuweisen haben. Die Wasserkraft hat ihren eindeutigen Schwerpunkt im Süden der Bundesrepublik Deutschland (vgl. Tab. 7).

Im REG-Szenario erhöht sich die Zahl der Erzeugungseinheiten deutlich im Vergleich zu der heutigen Kraftwerksstruktur. Während die Zahl der konventionellen Anlagen (Wärme- kraftwerke und Wasserkraftwerke) im Jahr 2000 bei insgesamt etwa 13.000 lag, steigt die Gesamtzahl der Stromerzeuger ohne Berücksichtigung von Anlagen, die für den Stromimport produzieren und ihren Standort im Ausland haben, bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 196.000 an (vgl. Tab. 8 und Tab. 9). Dabei ist die spezifische Leistungsgröße sehr unterschiedlich. Im Jahr 2000 lag die Kapazität konventioneller Wärme- und Wasserkraftwerke bei durchschnittlich 8 MW. Die Stromerzeugung wurde jedoch eindeutig dominiert von großen Wärmekraftwerken, die ihrerseits insgesamt eine durchschnittliche Anlagenkapazität von 380 MW hatten. Im Jahre 2050 beträgt gemäß REG-Szenario die durchschnittliche Kapazität aller Stromerzeuger mit Standort in Deutschland nur noch etwa 800 kW, während Großkraftwerke für die Stromversorgung praktisch kaum noch eine Rolle spielen.

Tab. 8: Anzahl, Nettoleistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeuger 2000

	Kapazität (Netto)	Anzahl Anlagen	mittlere Anlagen- Kapazität
	GW		MW
Anlagenmix nur REG-Strom und Müll	17	46.700	0,4
Anlagenmix gesamt (inkl. REG-Strom)	119	51.960	2
Anlagenmix ohne Photovoltaik	118	22.960	5
Anlagenmix ohne Photovoltaik und Wind	112	13.560	8
Anlagenmix ohne Photovoltaik, Wind und Wasserkraft	103	7.860	13
fossil befeuerte Stromerzeuger	80	5.241	15
fossil befeuerte Wärmekraftwerke (ohne BHKW)	78	241	322
Nur fossile und nukleare Wärmekraftwerke (ohne BHKW)	99	260	380

Quelle: BMWi; VWEW 2002, VGE 2002, Staiß 2001; Enquete 2002, Fahl 2002, Fromme 2005

Tab. 9: Anzahl, Nettoleistung und mittlere Anlagenkapazität aller Stromerzeuger im REG-Szenario bezogen auf das Jahr 2050

	Gesamt-Kapazität	Anzahl Anlagen *)	Kapazität pro Anlage*)
	GW		MW
Kernenergie	0,0	0	-
fossile Stromerzeuger	8,8	125	70,5
Wasserstoff	48,6	11.800	4
Biomasse/Biogas/Müll	12,0	4.600	3
Wasserkraft	11,3	7.600	1,5
Windenergie Onshore	29,2	11.700	2,5
Windenergie Offshore	29,2	5.800	5
Photovoltaik	9,6	154.000	0,06
Geothermie	9,4	190	50
Anlagenmix Inland gesamt	158,2	195.815	0,81
Anlagenmix Inland ohne Photovoltaik	148,6	41.815	3,55
REG-Stromimport	37,9	k.A.	k.A.
Anlagenmix gesamt	196,1	k.A.	k.A.

*) nur Anlagen mit Standort im Inland

**) einschließlich Erdgas-BHKW

Quelle: IER 2002, Förster; Fahl 2006, Fahl 2002

3.4 Der zukünftige Stromtransportbedarf und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Freileitungstrassen

Der sehr hohe Anteil von Windkraftleistung erfordert ebenso wie der Import regenerativ erzeugter Elektrizität flankierende Maßnahmen im Bereich des Netzausbaus. Auf der anderen Seite können die Netze aber auch durch die Vielzahl von Stromerzeugern, die verbrauchsnahe einspeisen, entlastet werden. Ebenso kann die Nutzung fluktuierender elektrischer Leistungen zur Wasserstoffproduktion zu einer Vergleichmäßigung des Leistungstransportbedarfs und somit zu einer Entlastung der Netze beitragen.

Der Windenergieausbau an Land ist in Norddeutschland bereits jetzt schon relativ weit fortgeschritten. Die Kapazitätsgrenze des – auf eine geringe Lastdichte und die konventionelle Erzeugungsstruktur ausgerichteten – Hochspannungsverteilungs- und des Übertragungsnetzes ist in küstennahen Regionen schon erreicht, Planungs- und Genehmigungsverfahren für einzelne neue Freileitungstrassen, die mit einem zunehmenden Leistungstransportaufkommen aus der Windkraft begründet werden, sind bereits im Gange. Eine Studie, die ein Konsortium aus Unternehmen der Elektrizitätsverbundwirtschaft, dem Deutschen Windenergieinstitut (DEWI) und dem energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln (EWI) 2005 im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (DENA) veröffentlicht hat, hat ergeben, dass eine installierte Windleistung in Höhe von 48,2 GW, welche für den Ausbau an Land (27,9 GW) und auf dem Meer (20,3 GW) bis 2020 prognostiziert wird, einen Ausbau

des Höchstspannungsnetzes in einer Größenordnung von zehn zusätzlichen Trassen mit insgesamt 1.900 Trassenkilometern erfordern würde (vgl. Luther 2002, Dany et al. 2003 und DENA 2005 sowie Tab. 10). Dies würde einer Zunahme der Trassenlänge des Höchstspannungsnetzes des Jahres 2000 (vgl. BMWi; VWEW 2002) um etwa 10 % entsprechen.

Für große Offshore-Windparks ist zusätzlich die Frage der Netzanbindung zu klären. Offshore-Windparks mit Leistungen bis in den Gigawattbereich sind als Großkraftwerke zu betrachten und können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden. Dabei müssen die Seekabel, über die die Anlagen an das Verbundnetz angeschlossen werden, das zum großen Teil unter Naturschutz stehende Küstenmeer durchqueren. Da die Windparks nur schrittweise geplant, genehmigt und gebaut werden und eine Vielzahl von Akteuren mit zum Teil gegenläufigen Interessen über einen langen Zeitraum an diesen Prozessen beteiligt ist, wird es allenfalls unter großen Schwierigkeiten möglich sein, eine Bündelung der Kabeltrassen zu erreichen und die Bauarbeiten zeitlich zu koordinieren.

Tab. 10: Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes bis 2020 nach Windenergie-Szenario des DENA-Fachbeirates

Ausbauphase	Neubau Trassenlänge (kumuliert)	prognostizierte Windkraft-Gesamtleistung (DENA - Fachbeirat)		
		Onshore (inkl. Repowering)	Offshore	Gesamt
	km	MW	MW	MW
bis 2010	455	24.347	5.439	29.786
2010 bis 2015	845	26.185	9.793	35.978
2015 bis 2020	1.895	27.854	20.358	48.212

Quelle: DENA 2005

Für die Netzanbindung müssen sowohl küstennahe Einspeisepunkte mit ausreichender Kapazität als auch in den betreffenden Netzabschnitten zwischen Einspeisepunkt ins Verbundnetz und Lastschwerpunkt freie Übertragungskapazitäten verfügbar sein. Im Küstenbereich der Nordsee sind zurzeit an den Standorten Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer und an der Ostsee in Greifswald und Rostock Einspeisepunkte ins Höchstspannungsnetz zu finden. Zusätzliche potenzielle Einspeisepunkte entstehen, wenn küstennahe Großkraftwerke (z. B. die KKW Unterweser, Krümmel und Brokdorf) stillgelegt werden.

Für die Netzanbindung von großen Offshore-Windparks bzw. Windpark-Clustern ist zu berücksichtigen, „dass aufgrund von UCTE-Vereinbarungen pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3.000 MW eingespeist werden dürfen, da die maximale Reservehaltung bislang auf diesen Wert im europäischen Verbundnetz begrenzt ist“ (Hoppe-Kilpper 2003). Ohne Berücksichtigung der durch die Stilllegung von Großkraftwerken zusätzlich frei werdenden Einspeise- und Transportkapazitäten sind damit aktuell maximal 18 GW zusätzlicher Kraftwerksleistung küstennah an das Verbundnetz anschließbar. Das IER-REG-Szenario sieht für den Zeithorizont 2050 immerhin einen Ausbau bis auf 29 GW im Offshore-Bereich vor.

Zusätzliche Anforderungen an die Übertragungs- bzw. Transportkapazität des Stromnetzes entstehen durch den Import regenerativ erzeugten Stroms zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland. Im REG-Szenario werden beginnend mit dem Jahr 2020 52 TWh, im Jahre 2030 bereits 114 TWh und im Jahr 2050 157 TWh regenerativ erzeugter Strom importiert. Der Ergebnisbericht zu den Szenarien des IER enthält keine näheren Angaben zur geographischen und primärenergetischen Herkunft des Importstroms. Es werden lediglich Größenordnungen der erschließbaren Potenziale für den REG-Strom-Import innerhalb der Betrachtungszeitsegmente des Szenarios benannt. Die Möglichkeiten, REG-Importstrom in die deutsche Stromversorgung einzubinden, sind in Bezug auf die geographische Richtung der Netzeinspeisung, die Leistungscharakteristik und in Bezug auf die Erzeugungszuverlässigkeit sehr unterschiedlich. Es werden Wasserkraftpotenziale aus Skandinavien und Russland, Windenergie und Biomasse aus europäischen Nachbarländern und solarthermischer Strom aus Nordafrika genannt (vgl. IER 2002).

Sollen Energieströme oder Lageenergie⁴, die im Gegensatz zu Brennstoffen nicht oder kaum transportfähig sind, als Primärenergien zur Stromerzeugung genutzt werden, ist der Aufbau zusätzlicher Kapazitäten für den Strom-Ferntransport oft die einzige Möglichkeit für eine weiter gehende netzgestützte Ausschöpfung dieser Potenziale. Das heutige westeuropäische Verbundsystem ist nicht auf den Ferntransport von Strom ausgelegt, es weist überwiegend Regionen mit ausgeglichener Last- und Erzeugungsbilanz aus (vgl. Hagenmeyer 1997). So beträgt die mittlere Transportentfernung für Strom im deutschen Verbundnetz zurzeit etwa 80 km.

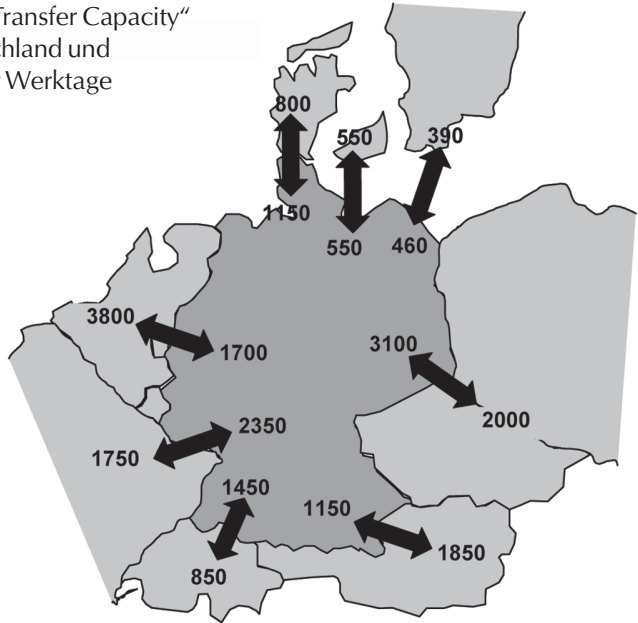
Die Übertragungskapazitäten zwischen den Verbundnetzen der Nachbarstaaten und der Bundesrepublik reichen bei weitem nicht aus, Stromimporte in der Größenordnung des REG-Szenarios (37 GW im Jahre 2050) zu ermöglichen, selbst wenn unterstellt würde, dass das Verbundnetz in ferner Zukunft ausschließlich für den REG-Leistungstransport genutzt werden würde (vgl. Abb. 3, s. S. 144).

Seit längerem werden Vorschläge diskutiert, abgelegene regenerative Stromerzeugungspotenziale für Regionen mit hoher Stromnachfrage über den Aufbau von zusätzlichen Stromferntransportsystemen zu erschließen. Entsprechende Überlegungen wurden bereits in den frühen 90er-Jahren für den Aufbau eines Ost-West-Hochleistungsübertragungssystem von Smolensk über Minsk, Warschau und Berlin nach Borken angestellt (1.800 km Länge, vgl. Abb. 4, s. S. 144). In einer Projektstudie wurde gezeigt, dass über das russische Netz ein Anschluss an die Wasserkraftwerke der Wolga erfolgen könnte und bei weiterem Ausbau der innerrussischen Hochleistungsverbindungen auch an die Wasserkraftwerke in Sibirien mit einer bereits heute installierten Leistung von rund 20 GW, insbesondere an die Wasserkraftwerke Krasnojarskaya/Jenissei (6 GW) und Bratskaya/Angara (5 GW) (Haubrich et al. 1994 und Hagenmeyer 1997).

Ab einer Entfernung von 500 km sind HGÜ-Systeme der Drehstromübertragungstechnik wirtschaftlich überlegen, sodass für Hochleistungsferntransporte aus heutiger Sicht ausschließlich die HGÜ-Technik in Frage kommt. Die Verbindung zu Drehstromnetzen erfolgt über

⁴ Hier: Windenergie, Wasserkraft und solare Strahlungsenergie.

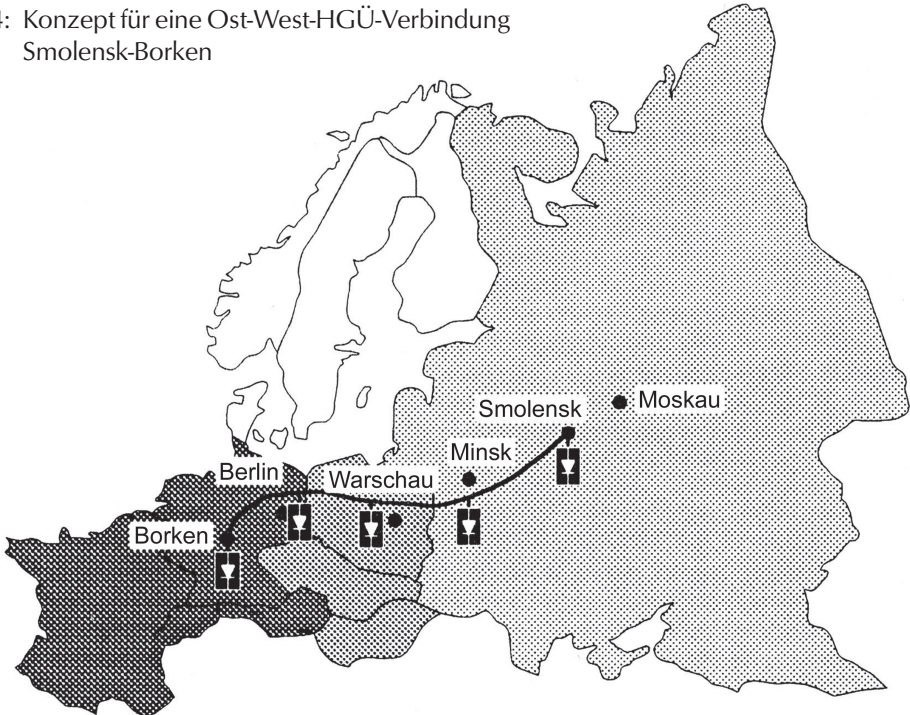
Abb. 3: Anhaltswerte der „Net Transfer Capacity“ (NTC) zwischen Deutschland und den Nachbarländern für Werktage im Sommer 2000



850 Zahlenwerte in Megawatt (MW)

Quelle: Fritz; Linke 2000

Abb. 4: Konzept für eine Ost-West-HGÜ-Verbindung Smolensk-Borken



Quelle: Haubrich et al. 1994

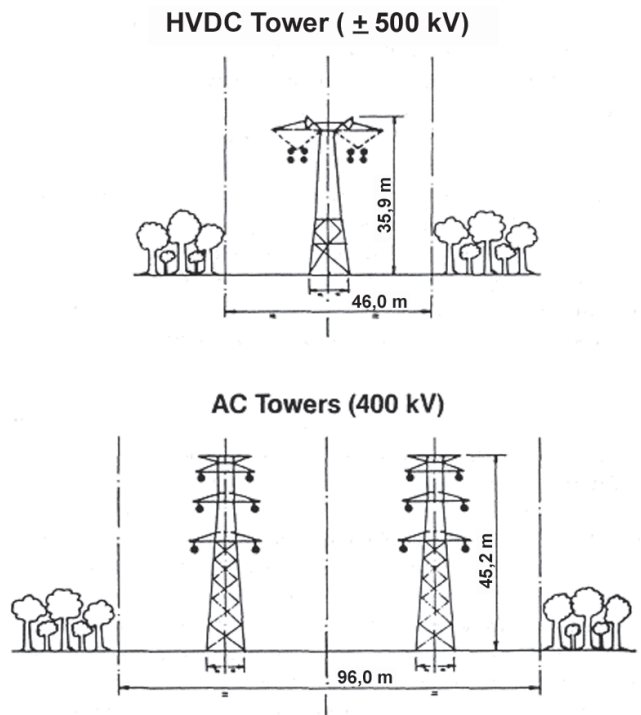
Stromrichterstationen, die den Strom an der Einspeisestelle von Drehstrom in Gleichstrom und am Empfangsort wieder von Gleichstrom in Drehstrom umwandeln.

Im Rahmen von Langfristklimaschutzszenarien wird für REG-Stromimporte nach Deutschland ebenso wie für die Anbindung von Offshore-Windparks der Aufbau von zusätzlichen HGÜ-Systemen diskutiert (vgl. z. B. Nitsch; Trieb 2000). Zum Teil wird – in Analogie zu dem oben genannten deutsch-russischen Beispielprojekt – vorgeschlagen, solche HGÜ-Leitungen bis in die Lastschwerpunkte innerhalb Deutschlands zu verlängern und erst im unmittelbaren Umfeld von Verdichtungsräumen Übergabestationen zur Einspeisung in das bestehende HDÜ-Verbundnetz zu installieren.

Dabei stellt sich wieder das Problem des zusätzlichen Freileitungsbaus in dicht besiedelten Regionen. Die großen Übertragungsleistungen und Transportentfernungen bedeuten insgesamt einen weitgehenden Eingriff in die Landschaft. Zwar beanspruchen HGÜ-Transportsysteme bei gleicher Transportkapazität deutlich weniger Fläche und kommen mit niedrigeren Masten aus als DHÜ-Systeme. Diese spezifisch geringere Raumbeanspruchung wird jedoch durch die verhältnismäßig hohe Übertragungsleistung bei großen Transportentfernungen kompensiert. Die für den Ferntransport von Regenerativstrom erforderlichen Leistungen liegen bei einer Übertragungsspannung von ± 500 kV in einer Größenordnung von 2 (Bipol) bis 4 GW (Doppelbipol) pro Trasse und entsprechen damit in den Raummassen etwa den in Deutschland heute üblichen Höchstspannungsübertragungssystemen im 380-kV-Bereich (vgl. Abb. 5). Höhere Übertragungsleistungen pro Trasse erreichen 600-kV-Systeme mit bis zu $2 * 4.000$ MW. Diese erfordern jedoch noch höhere Masten und dürften damit zumindest in dicht besiedelten Regionen auf erhebliche Akzeptanzprobleme stoßen.

Generell müssen HGÜ-Stromrichter an starke spannungsstützende Netze angeschlossen werden. Ein Netzanschluss gilt als ausreichend spannungsstützend, wenn seine Kurzschlussleistung mindestens etwa das Dreifache der HGÜ-Nennleistung erreicht.

Abb. 5: Mastbilder und Trassen für Gleichstrom- und Drehstromübertragungsleitungen gleicher Übertragungsleistung (2000 MW)



Quelle: Häußler; Schlayer 1994

Ebenso wie im Falle der Anbindung großer Offshore-Windparks an das Verbundnetz darf die maximale HGÜ-Leistung je Anschlussknoten andererseits einen Grenzwert (im UCTE-Netz etwa 3 GW) nicht überschreiten, weil sonst die Stabilität des Netzes bei Ausfall der HGÜ gefährdet wäre. Bei größeren HGÜ-Leistungen sind also entsprechend viele, elektrisch voneinander unabhängige Anschlussknoten erforderlich (vgl. Häußler 2002). Daher wird man zur Erhöhung der Versorgungssicherheit vorzugsweise mehrere Leitungen parallel führen und abschnittsweise vermaschen (Nitsch; Trieb 2000).

Geht man von einer maximalen Übertragungsleistung pro Trasse in Höhe von 3 GW aus, wären für den Ausbaustand gemäß REG-Szenario im Jahre 2050 mindestens 12 zusätzliche Hochleistungs-Ferntransporttrassen allein für den Anschluss und die Einspeisung des importierten Regenerativstroms in das deutsche Verbundnetz erforderlich. Der zusätzliche Trassenbedarf für die heimische Offshore- und Onshore-Windeneinspeisung in dem Umfang, den das REG-Szenario beschreibt, übersteigt den Trassenbedarf, den die DENA-Netzstudie ausweist und ist in der Größenordnung ohne zusätzliche Simulationsrechnungen nicht abzuschätzen. Ebenso sind hier keine Aussagen zu dem Grad der Netzentlastung und den eventuell sich daraus ergebenden Potenzialen für einen Rückbau von Netzbetriebsmitteln durch die Dezentralisierung und stärkere Verbrauchsnähe der Stromerzeugung möglich.

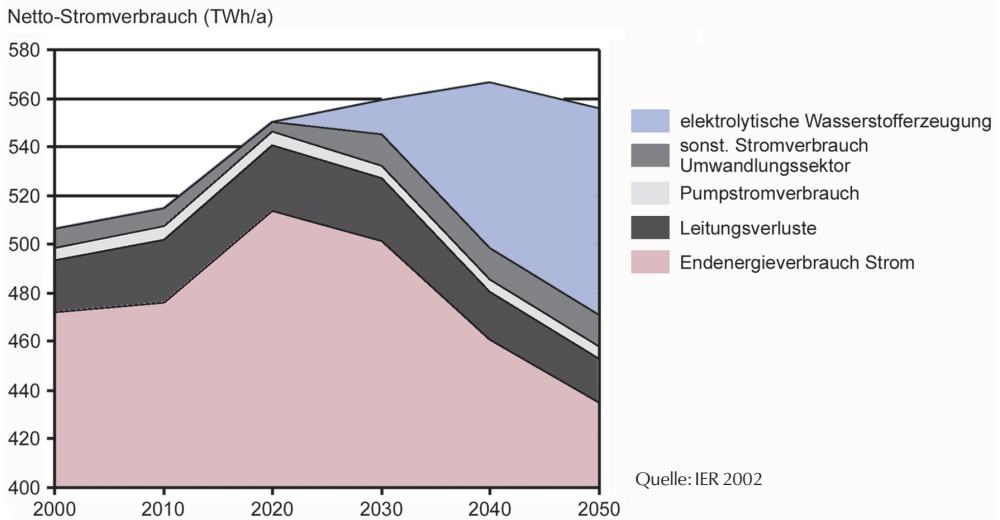
Auch zur Entlastung der Netze durch die Speicherung von Elektrizität bei der Nutzung der Elektrolyse zur Umwandlung in Wasserstoff können keine quantitativen Angaben gemacht werden. Deutlich wird nur, dass eine netzentlastende Wirkung durch Speicherung erst relativ spät eintreten kann. Im REG-Szenario beginnt der großtechnische energiewirtschaftliche Einsatz der Elektrolyse nach 2020. Das bedeutet, dass alle Stromerzeuger, die bis nach 2020 zur Deckung des deutschen Strombedarfs betrieben werden, an das elektrische Netz angeschlossen werden müssen. Die Strom-Transportkapazitäten müssen in Deutschland mindestens soweit ausgebaut werden, dass diese Leistungen vollständig in das System der Stromversorgung integriert werden können.

3.5 Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

Im REG-Szenario dient die Produktion von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom zum Ausgleich der Leistungsschwankungen, zur Speicherung von Erzeugungsüberschüssen und der Sekundärenergiebereitstellung für den Betrieb von Brennstoffzellenstromerzeugern. Ab 2030 wird ein Anteil an der dargebotsabhängigen Stromerzeugung in Höhe von ca. 14 TWh und im Jahr 2050 in Höhe von 85 TWh zur Wasserstoffproduktion genutzt (vgl. Abb. 6). Bei einem Nutzungsgrad der Elektrolyse in Höhe von 75 % ergibt sich eine Wasserstoffproduktion in Deutschland aus regenerativem Strom in einer Größenordnung von 64 TWh. Dieser Wasserstoff wird entweder direkt als Endenergie z. B. in flüssiger Form zum Antrieb von Fahrzeugen oder gasförmig zur Rückverstromung vor allem in Brennstoffzellen-Anlagen eingesetzt.

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff beträgt im REG-Szenario im Jahr 2050 insgesamt 124 TWh. Bei einem angenommenen Nutzungsgrad von 60 % für die Wasserstoffverstromung bezogen auf das Jahr 2050 ergibt sich ein Wasserstoffbedarf für die Elektrizitätswirtschaft in Höhe von insgesamt 200 TWh. Im REG-Szenario wird demnach ca. zwei Drittel der für die Verstromung eingesetzten Wassermenge im Ausland erzeugt und nach Deutsch-

Abb. 6: Netto-Stromverbrauch im Szenario REG/REN-Offensive
„solare Vollversorgung“ (RRO 2)



land importiert. Daher ist es erforderlich, sowohl für den Wasserstoffimport als auch für den Transport, die Speicherung und die Verteilung von Wasserstoff, der in Deutschland produziert wird, die notwendige Infrastruktur bereitzustellen.

Im REG-Szenario wird der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung, der im Jahr 2000 etwa 100 TWh betrug, bis zum Jahr 2050 durch Wasserstoff vollständig verdrängt. Prinzipiell kann die bestehende Erdgasinfrastruktur auch für gasförmigen Wasserstoff genutzt werden, soweit genügend Wasserstoff zur Verfügung steht, um den Erdgasbedarf zu substituieren. Der Transport und die Speicherung von Wasserstoff erfordern jedoch im Vergleich zum Erdgas einen höheren technischen Aufwand. Die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff liegt bei einem Drittel (H_2 : 3 kWh/Nm³; Erdgas: 9 kWh/Nm³). Daher wird verglichen mit Erdgas für gasförmigen Wasserstoff bezogen auf den Energieinhalt ein etwa dreimal so großes Speichervolumen (bei gleichem Betriebsdruck) und für den Transport ein dreimal so großer Volumenstrom benötigt. Die dadurch bedingte Verringerung des Leistungsflusses beim Pipeline-Transport kann bei gleicher Rohrennweite durch Druckerhöhung am Beginn der Pipeline und durch Zwischenverdichtung entlang der Transportstrecke ausgeglichen werden. Soll eine bestehende Erdgaspipeline für den Wasserstofftransport genutzt werden, wird bei gleicher Transportleistung bezogen auf den Energiegehalt des transportierten Gases die etwa 3,5-fache Verdichterleistung benötigt. Analog dazu lässt sich ebenso für die gasförmige Wasserstoffspeicherung das erforderliche Behältervolumen in gewissen technischen Grenzen durch Erhöhung des Betriebsdrucks begrenzen. Dies gilt vor allem für die unterirdische Speicherung in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten oder in Salzkavernen. Insgesamt steigt jedoch der Infrastrukturbedarf allein schon aufgrund der größeren durch Wasserstoff im Jahre 2050 für die Stromerzeugung bereitzustellenden Energiemenge (200 TWh) im Vergleich zu dem im Jahre 2000 durch Erdgas gedeckten Energiebedarf für die Stromerzeugung (100 TWh).

Im REG-Szenario wird die Wasserstoffproduktion ebenso wie die nachgeschaltete Wasserstoffinfrastruktur schrittweise ausgebaut. Daher wäre es erforderlich, die bestehende Gasversorgung zunächst aufrechtzuerhalten, während eine Wasserstoffversorgung aufgebaut wird, da der Wasserstoff das Erdgas auch bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes nicht vollständig ersetzt (vgl. IER 2002). Technisch ist es möglich, Wasserstoff in das Erdgasnetz zu integrieren. Allerdings ist zu bedenken, dass während einer Übergangsperiode, in der der Erdgaskonsum zunächst eher noch zunehmen würde, etwa ab 2020 massiv neue Erdgasgewinnungs- und -transportkapazitäten aufgebaut werden müssten, um die zurückgehenden europäischen Erdgasvorräte durch Erdgaslieferungen aus den GUS-Ländern bzw. arabischen Förderländern zu ersetzen. Solche Investitionen lohnen sich aber nur, wenn sie durch langfristige Lieferverträge abgesichert sind, wodurch der Übergang von der Erdgas- zur Wasserstoffversorgung zusätzlich erschwert werden könnte (vgl. Fromme 2005). Dies gilt vor allem überall dort, wo die ökonomisch grundsätzlich sinnvolle Weiternutzung der Erdgasinfrastruktur zu Zwecken des Wasserstofftransports bzw. der Wasserstoffspeicherung nur möglich ist, wenn dafür Wasserstoffproduktionsstandorte in Kauf genommen werden, die für das Gesamtsystem der regenerativen Stromversorgung eher ungünstig sind.

Insbesondere für große Offshore-Windparks ist die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff eine interessante Option, da bei vollständiger Nutzung zur Wasserstoffproduktion die entsprechenden Windkraftkapazitäten keinen Anschluss an das elektrische Netz benötigen. Dadurch könnten das Stromverbundnetz entlastet und ansonsten erforderliche Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. Stattdessen wäre es dann allerdings erforderlich, auf dem Meer eine Infrastruktur für die direkte Umwandlung von Strom in Wasserstoff und zum Abtransport an Land aufzubauen. Problematisch wäre dabei, dass in größerem Umfang zusätzliche Gaspipelines von den Offshore-Windparks zur Küste verlegt und an das Gastransportnetz auf dem Festland angeschlossen werden müssten. Dies wäre aufgrund der Vielzahl räumlich weit verteilter Windparkstandorte und des ökologisch besonders sensiblen Küstenbereichs ebenso schwer zu realisieren wie die Stromnetzanbindung per Seekabel. Anzustreben wäre im Falle des Pipelinetransportes eine Bündelung des Gastransportes in einer gemeinsamen Trasse oder sogar in einer gemeinsamen Sammelpipeline. Dies würde aber eine Kooperation und Koordination der Planungen der einzelnen an der Projektierung beteiligten Konsortien erfordern. Eine mögliche Alternative wäre die Verflüssigung des Wasserstoffs offshore und der Transport des verflüssigten Wasserstoffs per Schiff. Allerdings wäre diese Lösung mit weiteren Umwandlungsverlusten verbunden und erheblich kostenaufwendiger. Zudem sind Fragen der technischen Machbarkeit der Umladung des Flüssigwasserstoffs auf dem Meer sowie des Seetransports großer Flüssigwasserstoffmengen noch zu klären.

Bei ausschließlicher Nutzung von Offshore-Windstrom zur elektrolytischen Wasserstoffherzeugung und bei 3.000 durchschnittlichen Nettovollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks ergäbe sich laut RRO 2-Szenario eine Windparkleistung in Höhe von insgesamt 4,7 GW (2030) und 28 GW (2050), die zur Wasserstoffproduktion genutzt werden würde. Bis 2020 sollen laut REG-Szenario in Deutschland insgesamt bereits Windenergieanlagen mit einer Kapazität in Höhe von 28 GW und bis 2030 in Höhe von 49 GW installiert sein, wovon jeweils ein nicht näher spezifizierter Anteil auf Offshore-Kapazitäten entfällt (vgl. IER 2002).

Zwar bietet sich die Kombination der Offshore-Windenergienutzung mit der der Wasserelektrolyse auf dem Meer als Lösung für die Probleme der Netzintegration großer fluktuierender elektrischer Leistungen an. Diese Art der räumlichen und funktionalen Zuordnung zwischen Stromerzeugern und Elektrolyseuren ist jedoch durch das Szenario nicht vorgegeben. Elektrolyseure können entweder zentral mit hoher Umwandlungskapazität in räumlicher Nähe zu großen Stromerzeugern wie z. B. Offshore-Windparks oder eher dezentral und angepasst an Verbrauchsschwerpunkten (HKW und BHKW mit Nahwärmenetzen, Tankstellen, Industriebetriebe) angeordnet werden (vgl. Nitsch 2002). Ebenso wäre es vorstellbar, zentrale und landgestützte Elektrolyseeinheiten aufzubauen, die flexibel Dargebotsschwankungen im Gesamtnetz bzw. in regionalen Netzgebieten auffangen können. Solche Anlagen wären wie andere Verbraucher an die ihrer Kapazität entsprechende Netzebene angebunden. Welche Variante unter ökonomischen Aspekten unter dem Aspekt der Netzbelastung am günstigsten wäre, müsste wie andere systemanalytische Fragen per Simulationsrechnung ermittelt werden.

4 Ansatzpunkte für die Integration von raumanalytischen Fragen in Energiesystemanalysen und Energieszenarien

Wie bereits ausgeführt, wurde das hier betrachtete Klimaschutz-Szenario weitgehend ohne Rücksicht auf raumbezogene Wirkungspotenziale und Umsetzungskonflikte ausgestaltet. Dies spiegelt zum Teil auch Defizite in der aktuellen energie- und umweltpolitischen Diskussion. Die Tatsache, dass bisher bei der Energiesystemmodellierung die räumliche Komponente weitgehend außer Acht gelassen wird, erschwert eine differenzierte Einschätzung der Raumwirkungspotenziale, die sich aus der Umsetzung solcher Szenarien ergeben würden.

Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, dass das REG-Szenario des IER nur eine von vielen möglichen Entwicklungspfaden beschreibt, die den zugrunde gelegten energiepolitischen Leitvorstellungen (Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie Klimaschutz durch Effizienzsteigerung und Nutzung regenerativer Energien) entsprechen. Dies ist durch zahlreiche aktuelle Forschungsprojekte und Veröffentlichungen dokumentiert (vgl. dazu z. B. DLR; WI 2002, Nitsch et al. 2004, Fritsche et al. 2004). Es ist denkbar, dass andere Konzepte selbst bei gleicher Zielstellung und vergleichbarem Grad der Zielerfüllung ein geringeres raumbezogenes Konfliktpotenzial bieten, als das hier diskutierte REG-Szenario.

Wie in diesem Beitrag gezeigt wurde, ergeben sich solche Konfliktpotenziale bei der Umsetzung von ähnlich ausgerichteten REG-Szenarien wie das des IER aufgrund folgender Faktoren:

- Substitution von Brenn- und Treibstoffen, die bisher zu einem nicht unerheblichen Anteil nach Deutschland importiert werden, durch inländische Wasserstoffproduktion auf der Basis von im Inland regenerativ erzeugtem Strom
- erheblicher Kapazitätswachstum bei der Stromerzeugung trotz sinkender Stromnachfrage bei deutlich verringerter Auslastung des Kraftwerksparks
- drastische Zunahme der Anzahl der Stromerzeuger bei teilweise hoher bis sehr hoher spezifischer Flächeninanspruchnahme für Primärenergiebereitstellung und -umwandlung

- räumliche Verlagerung der Stromerzeugung in Regionen abseits von Lastschwerpunkten
- erheblicher zusätzlicher Bedarf an Freileitungstrassen für den Stromtransport

Spielräume für die raumverträgliche Ausgestaltung klimaschutzorientierter regenerativer Stromversorgungskonzepte ergeben sich vor allem durch eine langfristige wechselseitige Anpassung der Raumstrukturen der regenerativen Stromerzeugung einerseits und der Stromnachfrage andererseits. Dies betrifft zumindest die Frage des Netzinfrastrukturausbaus. Schon unter heutigen siedlungsstrukturellen Bedingungen können innerhalb Deutschlands Regionen identifiziert werden, die über eine ausgeglichene Stromnachfrage- und regenerative Angebotsstruktur für eine potenzielle Stromerzeugung verfügen und die sich damit für den Aufbau einer Stromversorgung eignen, die lokal oder regional weitgehend unabhängig von der übergeordneten Netzinfrastuktur funktionieren könnte (vgl. Hoppe-Kilpper et al. 2002). Inwieweit eine solche raumstrukturelle Anpassung – abgesehen von der Frage der politischen Realisierbarkeit – bei gleichzeitig weitgehender Ausschöpfung aller Potenziale zur regenerativen Stromerzeugung insgesamt zu einer Minimierung von zusätzlich erforderlichen Aufwendungen im Bereich der Netzinfrastuktur oder per Saldo sogar zu einem Rückbau der Netze führen könnte, bedarf weitergehender systematischer Studien.

Um die aus einem entsprechenden Umbau des Stromversorgungssystems resultierenden raumbezogenen Belastungen und Umsetzungshemmnisse zu vermeiden oder zu minimieren, erfordert die Umsetzung neuer energiepolitischer Leitvorstellungen ein abgestimmtes Gesamtkonzept mit mittel- bis langfristiger zeitlicher Perspektive. Dies scheint mittlerweile auch die Energiewirtschaft so zu sehen. Im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung fordert sowohl die etablierte Elektrizitätswirtschaft (vgl. Schneller 2003) als auch die Lobby der Offshore-Windparkinvestoren ein nationales Energiekonzept (vgl. OFW 2003). Unter der Prämisse, dass die den aktuell publizierten REG-Szenarien zugrunde liegenden energiepolitischen Ziele als Maßstab gelten sollen, müsste ein solches Konzept sich auf die folgenden Bereiche erstrecken:

- Ausbau eines geeigneten regenerativen Mix von Stromerzeugern in Deutschland sowie in Import-Ländern in wechselseitiger Anpassung mit klimaschutzpolitischen Zielen
- räumliche und zeitliche Koordination der Stilllegung von Wärmekraftwerken (Großkraftwerke) mit dem Zubau von fluktuierenden Anlagen einerseits und steuerbaren Kraftwerken (schnell regelbare verbrauchernahe Einheiten kleiner bis mittlerer Leistungen) im Hinblick auf Reserve- und Regelfunktion für die fluktuierende Stromerzeugung andererseits
- Aufbau von Hochleistungsferntransportverbindungen zur Strom- und Wasserstoffversorgung in internationaler Kooperation
- Anpassung und Ausbau des Stromnetzes in Deutschland in Abstimmung mit dem Umbau des Kraftwerksparks und mit dem Ausbau des internationalen Netzverbundes
- Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mit Anlagen zur Wasserstoffherzeugung sowie zur Wasserstoffgrob- und -feinverteilung und -speicherung in Deutschland in Abstimmung mit den Standorten, Kapazitätsgrößen und Erzeugungscharakteristiken regenerativer Kraftwerke sowie mit den Leistungsflüssen in den Stromtransport- und -verteilungsnetzen

Für die Konzeption und Umsetzung ist eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure mit unterschiedlich sachlich und räumlich gegliederter Handlungskompetenz und jeweils eigenen Zielen und Interessen zu berücksichtigen und einzubinden. Aufgrund der zum Teil erheblichen Raumbedeutsamkeit der Infrastrukturmaßnahmen ist hier eine Koordination mit der räumlichen Planung auf allen Ebenen von besonderer Bedeutung. Aus diesem Grunde sollten zukünftig Energieszenarien raumrelevante infrastrukturelle Aspekte in obigem Sinne stärker in die Systemanalyse integrieren. Hierzu bedarf es weitergehender Forschungen, um eine stärkere räumliche Differenzierung im Bereich der Analyse und der Szenarioausgestaltung zu erreichen.

Literatur

- ATW (2003): Uranversorgung der Welt. Vorkommen, Produktion und Nachfrage. In: Atomwirtschaft (ATW) 1/2003, S. 46-49.
- BMWi, VWEW (2002): Elektrizitätswirtschaft in Deutschland. 52. Bericht 2000. Publikation der Zeitschrift ew in Zusammenarbeit mit dem BMWi. Berlin/Frankfurt am Main.
- Burgholte, A. (2002): Von der Windenergieanlage zum Windkraftwerk. In: Stimmen zur Windenergie. Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.). Kiel.
- BWE (2006): Bundesverband Windenergie: Zahlen zur Windenergie – Bundesländer in Zahlen. www.windenergie.de, Zugriff Februar 2006.
- Czisch, G. (1999): Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. Kassel.
- Dany, G.; Haubrich, H.-J.; Luther, M.; Berger, F.; Sengbusch, K. v. (2003): Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2003, S. 562-566.
- DENA (2005): Konsortium DEWI/E.ON Netz/EWI/RWE Transportnetz Strom/VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Endbericht. Köln.
- DLR; WI (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. DLR, Institut für Thermodynamik, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. Berlin.
- Erlich, I. (2002): Dynamische Wechselwirkung zwischen Windenergieanlagen und Netzverbund. In: Perspektiven für die Stromversorgung der Zukunft. Anforderungen an das Elektrizitätssystem für eine nachhaltige und sichere Energieversorgung. Dokumentation des Fachkongresses der Deutschen Energie-Agentur und der Fördergesellschaft Windenergie am 21. und 22. November 2002 in Berlin.
- Fahl, U. (2002): Potenziale dezentraler Stromerzeugung (REG/KWK) und Szenarien zur Entwicklung der Strombereitstellung für Deutschland bis 2050. Beitrag zur Sitzung des ARL-Arbeitskreises (erweitert) „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“, Frankfurt, 20. Juni 2002.
- Fahl, U. (2004): Kurzdokumentation der Szenariorechnungen für den ARL-Arbeitskreis „Räumliche Aspekte neuer Entwicklungen der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland“, unveröffentlichtes Manuskript, Stuttgart, Februar 2004.
- Förster, G.; Fahl, U. (2006): Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg. Beitrag in diesem Sammelband.
- Fritsche, U., et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse – Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Projektträger: FZ Jülich – Endbericht Darmstadt et al.

- Fritz, W.; Linke, C. (2000): Mögliche technische Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung auf die Elektrizitätsversorgung in Deutschland. Studie im Auftrag des Deutschen Bundestages, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, vorgelegt dem Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Abschlußbericht. Aachen.
- Fromme, J. (2005): Räumliche Implikationen von Regenerativ-Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems. Dortmund.
- Hagenmeyer, E. (1997): Energiewirtschaftliche Aspekte eines interkontinentalen Stromverbundes. In: Dezentrale, zentrale und globale Energiesysteme – Bausteine eines optimierten Energieverbunds: Vorträge der ETG-Fachtagung am 29. und 30. April 1997 in Schliersee. Berlin Offenbach.
- Haubrich, H.-J., et al. (1994): Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund. In: Global Link – Interkontinentaler Energieverbund. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), VDI-Berichte 1129. Düsseldorf.
- Häußler, M. (2002): HGÜ für das europäische Verbundnetz. In: Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) (Hrsg.): Siebentes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik. Energiespeicher und Energietransport. Kassel.
- Häußler; Schlayer (1994): Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen. In: Global Link – Interkontinentaler Energieverbund. VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), VDI-Berichte 1129. Düsseldorf.
- Hoppe-Kilpper, M., et al. (2002): Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.): Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin, S. 4-13.
- Hoppe-Kilpper, M. (2003): Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik – Technikentwicklung in den 90er Jahren zwischen Markt und Forschungsförderung. Kassel.
- IER (2002): Fahl, U.; Remme, U.; Blesl, M.: Szenarienerstellung für die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages. Endbericht, Stuttgart.
- Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (1993): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin/Heidelberg.
- Luther (2002): Windkraft goes Offshore – Transport und Einspeisung von Strom in neuer Dimension.
- Nitsch, J.; Trieb, F. (2000): Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Stuttgart 2000.
- Nitsch, J., et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart et al.
- OFW (2003): Positionspapier des Offshore-Forums Windenergie (OFW) zur geplanten Novellierung des EEG. Hamburg.
- Santjer, F.; Klosse, R. (2003): Die neuen ergänzenden Netzanschlussregeln von E.ON Netz GmbH. In: DEWI Magazin Nr. 22, Februar 2003, S.: 28-34.
- Schneller, C. (2003): Erneuerbare Energien zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Ein Apell für ein nationales Windkonzept. In: VGB PowerTech 6/2003, S. 34-38.
- Seifert, H., et al. (2003): Abstandsregelung in Windparks. In: DEWI Magazin 2/2003, S. 79-87.
- WEA NRW (2005): Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen – WKA-Erl. – Gem. RdErl. vom 21.10.2005.
- WEA NRW (2002): Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (Windenergie-Erlass – WEA-Erl.) Gem. RdErl. vom 3.5.2002.