

Stellungnahme zur Anhörung „Zukünftige Energie- und Klimaschutzpolitik in Hessen“

des Ausschusses für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz,
im Hessischen Landtag, September 2008

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. Gregor Czisch

Vorbemerkung

Im Folgenden wird zu ausgesuchten Fragen des Themenkatalogs des Ausschusses für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz des Hessischen Landtags Stellung genommen. Dabei liegt ein Schwerpunkt auf Aspekten der zukünftigen Stromversorgung und der Nutzung regenerativer Energien. Damit ist mit der Stromversorgung der für die Klimaentwicklung mit Abstand wichtigste Sektor des Energieverbrauchs adressiert. Allein die Stromerzeugung verursacht weltweit fast die Hälfte der Emissionen des Klimagases Kohlendioxid aus fossilen Brennstoffen (s.a. [CS2007]). Insbesondere aufgrund des großen Anteils der Kohleverstromung ist die Stromversorgung auch in Deutschland der mit weitem Abstand größte Emittent von Kohlendioxid unter allen Verbrauchssektoren. Ihre CO₂-neutrale Gestaltung stellt sich damit als Schlüssel zur Nachhaltigkeit dar. Gelingt es eine kostengünstige klimaschonende Stromversorgung zu etablieren, können über die Elektrifizierung anderer Sektoren weitere Erfolge für den Klimaschutz erzielt werden.

Zu den Kernfragen

1. Kernfrage: *„Wie kann der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (ohne Verkehr/Kraftstoffe) deutlich gesteigert werden.“*

Neben der Frage nach den nutzbaren Potentialen erneuerbarer Energien (EE) ist mit der Frage nach der Steigerung ihres Anteils am Energieverbrauch auch die Frage nach der Struktur des Energieverbrauchs gestellt sowie nach den Kosten der Energieversorgung und somit nach ihrer Sozialverträglichkeit. Die Nutzbarkeit der Potentiale wird ganz wesentlich auch vom technischen System bestimmt, in das sie eingebunden sind. Sollen beispielsweise zukünftig Kraftwerke ersetzt werden, die in Grundlast betrieben werden, kann das nicht einfach durch die Installation von anderen Erzeugungskapazitäten mit der gleichen Jahreserzeugung geschehen.

Beispiel Photovoltaik als Ersatz: So würde beispielsweise der Ersatz der Jahreserzeugung eines Grundlastkraftwerks mit einem Gigawatt Leistung und einer jährlichen Produktion von 8 TWh durch Photovoltaikanlagen die Installation von etwa 8 Gigawatt Photovoltaikanlagen erfordern. Deren Erzeugungsverhalten ist aber völlig anders geartet als das des Grundlastkraftwerks. Die Photovoltaikanlagen würden in manchen Situationen fast zeitgleich die gesamte Nennleistung in die Netze einspeisen und nachts grundsätzlich keinen Strom liefern. Wollte man das gleiche Produktionsverhalten erreichen – also kontinuierlich gleichhohe Erzeugung, müssten große Speicher mit großen Leistungen zur Verfügung stehen. Diese würden hohe Kosten verursachen und große Verluste, die einen entsprechenden Mehrbedarf nach sich ziehen würden. Bei relativ kleinen Photovoltaikleistungen stellt sich das Problem so nicht: da von diesen Anlagen die Leistung tendenziell zu Zeiten der Höchstlast abgegeben wird, kann die Erzeugung bis zu einer gewissen Leistungsobergrenze vollständig abgenommen werden. Das Problem tritt somit erst bei großen Leis-

tungen auf. Wollte man beispielsweise in Hessen jährlich den Anteil von 8 TWh am Stromverbrauch von etwa 39 TWh durch Photovoltaik ersetzen und einen ebenso großen Anteil in den übrigen Bundesländern, so entspräche das insgesamt einer Strommenge von 110 TWh sowie einer Installation von etwa 110 GW Photovoltaikanlagen. Diese Leistung übertrifft bei weitem den Spitzenwert des Stromverbrauchs. Die Leistung aus diesen Anlagen ist also bei maximaler Erzeugung nicht mehr zeitgleich in Deutschland nutzbar. Schon viel früher wird der Effekt auftreten, dass entweder die vorhandenen Transportkapazitäten nicht mehr ausreichen, um den Strom dem Verbrauch zuzuführen und deshalb ein Ausbau des Leitungssystems und/oder ein Bau von Speichern notwendig wird. Für Hessen errechnete sich beim obigen Beispiel – bei heute marktüblichen Preisen für Photovoltaikanlagen inklusive deren Installation – die Investition auf etwa 40 Mrd. € und für die Bundesrepublik auf 550 Mrd. €¹. Die Investitionssumme in Braunkohlekraftwerke gleicher Jahrerzeugung würde dagegen nur bei etwa einem Fünfzigstel dessen liegen, was hier beispielhaft für die Photovoltaik überschlagen wurde und bei Windkraft läge sie anhängig – von der Standortqualität – etwa bei einem Zehntel². Dies wirft unweigerlich die Frage nach den Kosten und deren Zumutbarkeit auf.

Auch bei anderen regenerativen Erzeugungsmethoden können ähnlich gelagerte Probleme auftreten. Auch die Windenergie produziert nicht wie ein Grundlastkraftwerk oder gar so, wie es der Verbrauch erfordern würde. Auch die Überlagerung der Stromerzeugung aus Wind und Sonne trägt nicht jederzeit zu einer Verbesserung der Situation bei. Die Nutzung erneuerbarer Energien wirft neue Fragen auf, die nach neuen Antworten verlangen. Eine Umstellung auf Erneuerbare Energien erfordert daher einen Wandel im System. Es geht nicht darum, Kraftwerke, die heute in Grundlast betrieben werden, eins zu eins durch die Produktion aus erneuerbaren Energien zu ersetzen. Ein zunehmender Anteil der Erneuerbaren wird längerfristig deutliche Veränderungen des Stromversorgungssystems nach sich ziehen. Diese Veränderungen können großteils heute schon antizipiert werden. Sich auf sie einzustellen und rechtzeitig entsprechende Maßnahmen einzuleiten ist ein Gebot der Stunde.

Zukunftsoption großräumige Stromversorgung und Schritte zur Umsetzung

Betrachtet man die Versorgungsaufgabe nicht allein aus nationaler oder Landes-Perspektive sondern von übergeordnetem Standpunkt, ergeben sich interessante Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.

Mit Hilfe eines Stromnetzes, das sich über ganz Europa bis zu den Nachbarn in Afrika und Asien erstreckt und in diesem Gebiet die Quellen der regenerativen Stromerzeugung miteinander verbindet, könnte der gesamte Strombedarf im genannten Gebiet aus erneuerbaren Energien kostengünstig gedeckt werden³. Eingespeist würde der Strom aus Wind- und Wasserkraft, Sonnenenergie oder Biomasse dort, wo die besten Potentiale zu finden sind und sich das – für die Bedarfsdeckung – beste gemeinsame zeitliche Erzeugungsmuster ergibt: Windenergie und Wasserkraft in Nordeuropa, Windstrom und Strom aus solarthermischen Kraftwerken in der Sahara, Biomasse in Zentraleuropa, Windenergie aus Nordrussland und Westsibirien.

Ein wesentlicher Vorteil der großräumigen Nutzung der erneuerbaren Energien ist, dass die Vernetzung der verschiedenen Energiequellen die Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ausgleichen. Deshalb kann auch der größte Teil des Stroms aus der vergleichsweise kostengünstigen Wind-

¹ Gerechnet wurde hier überschlägig mit Preisen für Photovoltaikanlagen inklusive Installation von 5000 €/kW. Diese Preise sind leider noch immer üblich, wie beispielsweise das Ergebnis einer Umfrage der Deutschen Gesellschaft für Solarenergie mit einem Durchschnitt von 4837 €/kW belegt [DGS2007]. Die durchschnittliche Anlagenleistung lag bei der Umfrage bei 14 Kilowatt. Auch Anfang 2008 wird selbst bei größeren dachaufgeständerten PV-Anlagen im Leistungsbereich von mehreren 10 Kilowatt noch von Preisen deutlich über 5000 €/kW berichtet. Die Preise sind in den letzten Jahren kaum gefallen (vgl. [GC2005]).

² An Spitzenstandorten, wie sie beispielsweise in Nordafrika bekannt sind, lägen die erzeugungsspezifischen Investitionskosten bei deutlich weniger als einem Zwanzigstel der obengenannten Kosten für die photovoltaische Produktion.

³ Die Frage der regenerativen Vollversorgung wurde anhand verschiedener Szenarien einer weitgehend CO₂-neutralen Stromversorgung für Europa und seine nähere Umgebung untersucht [GC2005].

energie bereitgestellt werden. Windstrom wird an den besten Standorten in und um Europa produziert und über ein leistungsstarkes Transportnetz in die Ballungsräume transportiert. In einem solchen Ansatz ließen sich Klimaschutz und kostengünstige Stromversorgung in Einklang bringen. Die Stromkosten bei Übergabe vom dazu neu zu errichtenden Transportnetz (Supernetz) an die nationalen Hochspannungsnetze könnten in einem solchen System ähnlich niedrig – oder sogar niedriger – liegen als die des Stroms aus fossil gefeuerten Kraftwerken heute (vgl. z.B. [GC2005] oder [GC2007]).

Darüber hinaus würde ein derartiger Versorgungsansatz die Interessen der verschiedensten involvierten Partnerländer zusammenführen. Beispielsweise sind die kostengünstig erschließbaren Potenziale erneuerbarer Energien in der **Schweiz** begrenzt. Will die Schweiz eine kostengünstige Stromversorgung mit EE anstreben, ist sie auf Partner mit besseren Potentialen angewiesen. Dementsprechend hat die UREK-S Subkommission „Energiepolitik“ der „Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK)“ des Nationalrats und des Ständerats der Schweiz auf ihrem Hearing „Strom: Stromlücke und Stromimport“ im April 2007 im Beisein der Vorstandsvorsitzenden der führenden Schweizer Stromversorgungsunternehmen unter anderem die Möglichkeit des Imports von Strom aus Offshore-Windenergie aus Deutschland und Frankreich erörtert. Vorgestellt wurde eine Kooperation in gegenseitigem Interesse, in der die Schweiz einerseits mit ihren schnell regelbaren Speicherwasserkraftwerken zur Leistungssicherheit beiträgt und andererseits elektrische Energie in Form von Strom aus Offshore-Windenergie bezieht. Das besprochene Konzept beinhaltet Bau und Finanzierung der Offshore-Windparks sowie des Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Systems für den Stromtransport von der Küste bis in die Schweiz jeweils mit Auskoppelstellen in Deutschland und Frankreich. Das Konzept wurde dabei auch als Keimzelle für eine internationale Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verstanden.

Ein anderes Beispiel für das Interesse an einer derartigen Kooperation im internationalen Stromverbund ist **Marokko**: Im Juni 2007 trafen sich in Husum bei der Veranstaltung der Windcomm⁴ „Marokko als Zukunftsmarkt für Erneuerbare Energien“ hochrangige Marokkanische Vertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft und der Marokkanischen Regierung mit Vertretern aus dem öffentlichen Finanzsektor und von Ministerien Schleswig-Holsteins sowie der GTZ und der Deutschen Windindustrie. Ein zentrales Thema war die Möglichkeit des Exports von Strom aus Marokkanischer Windenergie nach Europa. Für Europa verspricht diese Option kostengünstigen Windstrom, der sich wegen seiner jahreszeitlich zum Europäischen Windstrom gegenläufigen Produktionsverläufe hervorragend in den Europäischen Strommix integrieren ließe. Für Marokko gibt es zwei existenzielle Gründe, die für diese Option sprechen: Einerseits ist der heimische Verbrauch an elektrischer Energie so klein, dass sich nur verhältnismäßig winzige Anteile der riesigen Windpotentialen nutzen ließen und eine Erschließung der Potentiale vieler Gebiete aufgrund der geringen, ins Marokkanische Netz integrierbaren, Leistung nicht wirtschaftlich wäre. Dies führt dazu, dass Marokko – trotz des im Überfluss vorhandenen Potentials – mit dessen heimischer Nutzung allein der großen Bedrohung durch den Klimawandel kaum etwas Nennenswertes entgegenzusetzen hat⁵. Erst eine Kooperation mit den Hauptverursachern des CO₂-Ausstoßes macht einen wesentlichen Beitrag Marokkos möglich. Andererseits bieten die Windressourcen für Marokkos Wirtschaft nur dann große Wachstumschancen, wenn der Windstrom auch für den Export erzeugt wird. So ließen sich mit einer Europäisch-Marokkanischen Klima-Kooperation Dimensionen erreichen, die ein volkswirtschaftlich relevantes Wachstum schaffen könnte, verbunden mit dringend benötigtem Zufluss von Devisen und der Reduzierung der drückenden Arbeitslosigkeit. Sinnvollerweise würde Marokko dann eine hohe Fertigungstiefe bei allen Technologien anstreben, die für diesen Export benötigt werden. Andererseits wird das ein langfristiger Prozess sein, währenddessen sich auch den heutigen Herstellern und deren Standorten sehr attraktive Entwicklungschancen bieten.

Auch für Russland könnte eine intensive Kooperation im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien von wirtschaftlichem Interesse sein. Mit Windstrom von den hervorragenden Standorten in Nordrussland und Westsibirien könnte Russland zu einem Großexporteur erneuerbaren Stroms werden. Darin wäre der großräumige Stromtransport vergleichbar mit der heutigen Situation im Erdgasbereich. Allerdings existiert

⁴ Zur Veranstaltung „Marokko als Zukunftsmarkt für Erneuerbare Energien“ siehe auch [Win2007], [Win2007a] und [Win2007b].

⁵ Schon in den letzten Jahrzehnten gab es in Marokko einen signifikanten Rückgang der Niederschläge. Der anthropogene Klimawandel könnte diesen Trend noch in diesem Jahrhundert so verschärfen, dass er für Marokko zur existenziellen Bedrohung wird (s.a. [CLV2003] u. [GC2005]).

heute im Gegensatz zum Strombereich schon ein leistungsstarkes Erdgasnetz, dessen Transportleitungen sich von Westsibirien bis Algerien erstrecken⁶. Im Unterschied dazu würde aber beim Stromnetz nicht klimaschädliches Erdgas transportiert, sondern CO₂-neutraler erneuerbarer Strom. Da die Ressource Windenergie nicht zur Neige geht, könnte sie langfristig die Einkommensquelle Erdgas ablösen. Anfangs könnte das Erdgas oder auch Flaregas⁷ aus der Russischen Ölproduktion – im Falle einer Kooperation mit Russland – aktiv dazu eingesetzt werden, die Übergangsphase zu unterstützen, indem die mehr oder weniger fluktuierende Erzeugung von Windstrom aus Westsibirien durch gezielte Verstromung ebenfalls Westsibirischen Gases bedarfsgerecht unterstützt wird. Die Option, Windstrom für Europa zu produzieren, bietet sich als strategische Energiepartnerschaft zwischen Russland und Europa an und ist weder durch die Ressourcenreichweite noch durch die Klimafolgewirkungen zeitlich begrenzt. Für die Importeure stellt sich die Situation bei erneuerbarem Strom besser dar als bei Erdgas, da hier nicht mit einer zunehmenden Verknappung der Ressource und der damit einhergehenden, zunehmenden Abhängigkeit von immer weniger Lieferanten zu rechnen ist, sondern sich die Quellen günstigen regenerativen Stroms mit dem zu erwartenden wirtschaftlich/technischen Fortschritt bei der regenerativen Stromerzeugung langfristig vermehren, was der Versorgungssicherheit zuträglich ist. Auch was die Projektgröße angeht, stellt sich die großräumige Stromversorgung ähnlich dar wie beim Erdgas: Wie der Erdgasnetztransport mit großen Investitionsprojekten Stück für Stück wächst, könnte auch der internationale regenerative Stromverbund aus einzelnen Investitionsprojekten zusammenwachsen. Russland könnte dabei auch mit seiner Wasserkraft, die sich im Zusammenspiel mit anderen stärker fluktuierenden Stromerzeugungsarten als besonders hilfreich erweist, einen wertvollen Beitrag zur internationalen Stromversorgung leisten. Die Wasserkraft ist mit ihrer schnellen Regelbarkeit ein wesentlicher Systemdienstleister. Auch das eröffnet Perspektiven für Russland sowie für viele andere Länder mit guten Wasserkraftpotentialen. Ebenso könnten die skandinavischen Wasserkraftwerke ebenfalls durch leistungsstarke Netze in das Versorgungssystem integriert werden womit sich beispielsweise für Norwegen ähnliche Perspektiven ergeben wie für Russland. Gerade in einer Zeit, in der Russland wieder auf den Neubau von Kernkraftwerken zusteuert, sollte der alternative Weg einer kooperativen Nutzung der erneuerbaren Energien diskutiert und nach Möglichkeit auf den Weg gebracht werden, bevor die Weichen endgültig gestellt sind und von diesen Entscheidungen falsche Signale in den internationalen Raum ausgehen. Noch ist die Rolle des Vermittlers im Sinne einer internationalen Kooperation im Bereich der Stromversorgung mit erneuerbaren Energien im politischen Raum weitgehend unbesetzt. Diese Lücke gilt es jetzt zu schließen.

Die EU und die großräumige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Die internationale Kooperation im Energiebereich ist ein wichtiges Anliegen der EU. Im Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ (Grünbuch-EU) finden sich bereits einige Anknüpfungspunkte für einen großräumigen erneuerbaren Stromverbund (s.a. [KOM2006] und [GC2006]). Die Möglichkeiten der internationalen Stromversorgung finden inzwischen vielfach Eingang in Politik und Politikberatung. So empfiehlt der „Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen“ (WBGU) als technischen „Leuchtturm“ für Europa die Realisierung eines transeuropäischen Hochleistungsnetzes für elektrische Energie mit einer Übertragungskapazität im Bereich von 10 GW. Die Bundesregierung setzt sich inzwischen dafür ein, dass zur Erreichung des EU-weiten Ziels von 20% erneuerbarer Energie am Gesamtenergieverbrauch der 27 Mitgliedstaaten im Jahre 2020 auch Strom aus erneuerbaren Quellen aus Nordafrika angerechnet werden kann, der in die EU eingeführt und dort verbraucht wird [MM2008]. Dies sieht auch ein Vorschlag der EU-Kommission für eine neue, umfassende EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien vor, den Deutschland unterstützt [MM2008]. Jüngst wurde der Import von Strom aus erneuerbaren Energien auch zum Gegenstand der Mittelmeerunion.

In Teilprojekten zur großräumigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Der sinnvollste Weg zu einem solchen leistungsstarken Verbundnetz führt über Einzelsysteme, die zum Gesamtsystem

⁶ Die spezifischen Investitionskosten für Gasnetze zum Gasferntransport und leistungsstarke Stromverbünde liegen in vergleichbarer Höhe.

⁷ Flaregas ist ein Abfallprodukt der Ölförderung, das meist vor Ort abgefackelt (flare) wird, in Russland in sehr großen Mengen. Da das Flaregas ohnehin – ohne weitere Nutzung – verbrannt wird, würde sein Einsatz zur Stromproduktion keinen zusätzlichen CO₂-Ausstoß verursachen. Der Strom würde aber anderen Strom ersetzen und dadurch dessen anteiligen CO₂-Ausstoß verhindern. Dementsprechend hätte er praktisch den gleichen Effekt wie Strom aus EE.

zusammenwachsen. Hierbei bietet es sich an, die Teilsysteme so zu konzipieren, dass sie von Anfang an dem Zweck einer klimaverträglichen Stromversorgung dienen:

In der Ostsee-Region könnte die Strategie beispielsweise darin bestehen, ein leistungsfähiges Stromnetz zu etablieren, das die Nutzung der dortigen Ressourcen für die Region und später im interregionalen Verbund ermöglicht. Dieses Stromnetz könnte die Potentiale der Offshore- und Onshore-Windenergie in den Anrainerländern bündeln und so schon in sich einen gewissen Ausgleich der Erzeugungsschwankungen gewährleisten. Darüber hinaus könnte die Einbindung der nordischen Speicherwasserkraftpotentiale als Reserve zum Ausgleich der Erzeugungsschwankungen und Erzeugungslücken dienen. So wäre das „Teilsystem Ostseeraum“ schon durch die wesentlichen Charakteristika einer späteren regenerativen Vollversorgung geprägt und hervorragend als wesentlicher Bestandteil in das angestrebte Gesamtsystem integrierbar. Das Projekt sollte von Anfang an so realisiert werden, dass Vorteile für alle Beteiligten zu erwarten sind. Ein entsprechender Vorschlag wurde bereits auf dem Parlamentsforum Südliche Ostsee in Schwerin im Dezember 2007 diskutiert.

Beim Hearing „Strom: Stromlücke und Stromimport“ der UREK wurde im April 2007 in Bern der Import von Offshore-Windenergie aus Europäischen Küstenländern diskutiert (explizit waren Frankreich und Deutschland im Gespräch). Diskussionsgegenstand war eine Kooperation in gegenseitigem Interesse, die eine Hybridisierung eines Systems aus Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie und Schweizer Speicherwasserkraft als Lieferant schnell verfügbarer Backup-Leistung, vermittelt durch Hochspannungsgleichstrom-Übertragung, zwischen deren jeweiligen Standorten vorsah, mit Auskoppelstellen an verschiedenen Netzknoten in den beteiligten Ländern bzw. Bundesländern.

Auf dieser Diskussion baut der Vorschlag der Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation auf, der inzwischen auf Initiative des Ministeriums für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein in einem Bund-Länder-Gespräch unter Beteiligung der Wirtschaftsministerien von Bund und Ländern sowie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und der Bundesnetzagentur zur Diskussion steht.

Durch die gemeinsame Nutzung von Offshore-Windenergie und Speicherwasserkraft erfolgt bei diesen Teilprojekten eine Hybridisierung. Die gezielte Nutzung der Speicherwasserkraft ermöglicht es, Erzeugung und Bedarf besser aufeinander abzustimmen.

Elektrifizierung der Wärmeversorgung

Wenn in Zukunft im Neubau und im Altbaubestand wesentlich bessere Wärmedämm-Standards durchgesetzt werden, dann eröffnen sich weitere interessante Perspektiven für die CO₂-Einsparung durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung, vor allem außerhalb dicht besiedelter Gebiete. Dies gilt insbesondere, wenn auf eine kostengünstige Stromerzeugung weitgehend beruhend auf der Nutzung von EE umgestellt wurde und daher nahezu CO₂-neutral realisiert wird. Wird dieser Weg verfolgt, ist die Elektrifizierung der Wärmeversorgung sinnvollerweise parallel voranzutreiben. Bei niedrigem Heizwärmebedarf kann der verbliebene Wärmebedarf sehr effizient durch eine Kombination elektrisch betriebener Lüftungswärmerückgewinnung, Wärmepumpen und Solarkollektoren gedeckt werden. In dieser Kombination sollten sich kombinierte Jahresarbeitszahlen zwischen 5 und 10 für weite Teile des Gebäudebestands erreichen lassen⁸. Das heißt, dass die elektrische Energie zum Antrieb der Wärmeversorgung nur ein Fünftel bzw. ein Zehntel des Nutzwärmegewinns ausmacht, worin sich u.a. die deutlich höhere Wertigkeit eines hohen elektri-

⁸ Die Jahresarbeitszahlen bei Kollektoranlagen können etwa bei Werten zwischen 20 und 30, bei der Wärmerückgewinnung können sie bei etwa 10 und bei - kleinen und deshalb relativ ineffizienten – Wärmepumpen zwischen 3 und 4 angesiedelt werden (s.a. [BRS2002]). In geschickter Kombination der drei Aggregate sollten sich sehr hohe kombinierte Jahresarbeitszahlen realisieren lassen. Eine kombinierte Jahresarbeitszahl von 5 sollte sich unschwer fast immer erreichen lassen, wesentlich höhere sind ohne weiteres vorstellbar. Die Möglichkeiten und Grenzen dieser kombinierten Nutzung und damit einer Elektrifizierung der Wärmeversorgung nach vorheriger Wärmedämmung im Deutschen Gebäudebestand sind – soweit dem Autor bekannt – noch nicht systematisch untersucht worden, weshalb die interessanten Optionen der Elektrifizierung der Wärmeversorgung noch nicht in ausreichendem Maße in die Erstellung von Zukunftskonzepten eingeflossen sind.

schen Wirkungsgrads gegenüber einem hohen Anteil der Wärmeerzeugung bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) begründet⁹ (s.a. [GC2008]).

Biomasse in der zukünftigen Stromversorgung

Neben des Einsatzes der Speicherwasserkraft bietet sich die Biomasse als Back-Up zum Ausgleich der – wengleich im großräumigen regenerativen Verbund gegenüber nationalen oder noch kleinräumigeren Ansätzen deutlich verringerten – Fehlanpassungen zwischen Verbrauch und fluktuierender Erzeugung aus Wind und Sonne an. Aufgrund der Beschränktheit der Biomassepotentiale und der Tatsache, dass es wirtschaftlich günstiger ist, Nahwärmeversorgungssysteme in verdichteten Räumen zu errichten, sollte die Nutzung der Biomasse in relativ großen Einheiten – in Stadtwerksdimension – angestrebt werden, wobei darauf zu achten ist, dass insbesondere die elektrischen Wirkungsgrade bei der Kraftwärmekopplung (KWK) möglichst hoch sein sollten und die Kraftwerke möglichst gut als Back-Up-Kraftwerke eingesetzt werden können. Die Größe bringt erhebliche Skaleneffekte bei den Kosten und bei den elektrischen Wirkungsgraden. Grundsätzlich gibt es bei der Nahwärmeversorgung einen Zielkonflikt im Bezug auf die Energieeinsparung. Der Nahwärmebedarf wird durch Dämmmaßnahmen zurückgedrängt. Der Wärmebedarf pro Abnehmer nimmt mit zunehmendem Dämmstandard ab. Daher erfordert es die Wirtschaftlichkeit von KWK-Systemen, dass die Anzahl der Verbraucher mit steigendem Dämmstandard erhöht wird. Deshalb, sowie wegen der Begrenztheit des Biomassepotentials als auch wegen der einfacheren Einbeziehung großer Einheiten in die Regelung des Versorgungssystems ist eine Konzentration der Biomassenutzung auf Ballungsräume sinnvoll. Die Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen muss – ebenso wie die Stromerzeugung – allmählich zurückgefahren werden. Eine Infrastruktur für KWK mit fossilen Brennstoffen – deren Brennstoffbedarf deutlich über den später dafür allozierbaren Biomassepotentials liegt – würde den Einsatz fossiler Energieträger langfristig festschreiben, was in Anbetracht der Klimaproblematik prohibitiv ist. Daher sind bei den zukünftigen Planungen die Grenzen der dafür nutzbaren Biomassepotentiale zu berücksichtigen. Auch dies erzwingt eine Konzentration auf die effizientesten Nutzungsarten. Die höhere Wertigkeit elektrischer Energie legt – wie bereits anhand der Jahresarbeitszahlen elektrisch angetriebener Komponenten der Wärmebereitstellung angesprochen – einen Einsatz der Biomasse mit möglichst hohen elektrischen Wirkungsgraden nahe, was – aufgrund der Skaleneffekte bei den Wirkungsgraden¹⁰ – wiederum die Nutzung in größeren Kraftwerken sinnvoll macht. Daher sollte die KWK – insbesondere die Biomasse-KWK – vornehmlich in den Städten weiter ausgebaut werden. In kleineren Nutzungseinheiten – beispielsweise in kleineren Kommunen – muss der Einsatz der Biomasse-KWK dagegen eher kritisch betrachtet werden, da neben der besseren Regelbarkeit zum Zweck einer bedarfsgerechten Stromversorgung, der Begrenztheit der Potentiale und den niedrigeren Kosten ein stärkeres Gewicht auf die großen Nutzeinheiten naheliegt. Auch aufgrund der langjährigen Festlegung durch die Investitionen in die Infrastruktur sollte die Verfügbarkeit biogener Kraftstoffe für den Betrieb der KWK-Einheiten berücksichtigt werden, da fossile Brennstoffe zwangsläufig eine ungünstige CO₂-Bilanz aufweisen. Biomassenutzung zur alleinigen Wärmebereitstellung ist nur in sehr begrenzten Maß sinnvoll. Die Option, Biogas in die Gasnetze einzuspeisen und das Gas dann in hocheffizienten GuD-Kraftwerken im KWK-Einsatz zu verstromen,

⁹ Beispiel zur Verdeutlichung der Relevanz von elektrischen Wirkungsgraden z.B. von Biomassekraftwerken: Zum Vergleich seien ein kleines Biomassekraftwerk mit 20% elektrischem Wirkungsgrad und eine großes im Zig-MW-Bereich mit 40% gegenübergestellt. Es soll davon ausgegangen werden, dass die ganze relative elektrische Mehrerzeugung des großen Kraftwerks zur Wärmeversorgung unter Nutzung einer Kombination von Wärmepumpen, Wärmetauschern und Sonnenkollektoren mit durchschnittlicher Jahresarbeitszahl von 8 eingesetzt wird. Beide Heizkraftwerke sollen den gleichen – heute üblichen – energetischen Gesamtnutzungsgrad von 90% aufweisen. Das kleine Kraftwerk wandelt 20% der eingesetzten Energie in elektrische Energie um und 70% in Nutzwärme, beim großen ist das Verhältnis 40% zu 50%, weshalb – in diesem Beispiel – 20% der elektrischen Erzeugung zur Wärmeversorgung eingesetzt werden, die damit zusätzliche 160% Nutzwärme generieren {Jahresarbeitszahl * (el. „Überschuß“anteil) = 8 * 20% = 160%}. Das große Kraftwerk ist in diesem Beispiel – bezogen auf die gesamte genutzte Energie von 160% + 50% + 20% = 200% – mehr als doppelt so effizient wie das kleine, bei dem die gesamte genutzte Energie nur 90% des Energiegehalts des eingesetzten Brennstoffs beträgt. Selbst bei einer sehr niedrig angesetzten Jahresarbeitszahl von 3 wäre das Ergebnis für das Konzept mit der teilweisen Elektrifizierung der Wärmeversorgung mit 130% noch um beinahe die Hälfte günstiger als das reine KWK-Konzept. Meist liegen die Wirkungsgrade von Kraftwerken im Sub-MW-Bereich, die biogene Feststoffe als Brennstoff nutzen, sogar unter 10% (siehe dazu auch [GC2005]).

¹⁰ Zu Skaleneffekten bei Wirkungsgraden, Wartungskosten und Investitionskosten siehe z.B. [ASUE1999], [ASUE1999a] und [GC2005].

scheint vielversprechend¹¹, dies unter anderem auch, da die Kraftwerke in der Übergangsphase zu einer nachhaltigen Energieversorgung auch mit Erdgas betrieben werden können¹².

Die Hessische Rolle bei der zukünftigen Stromerzeugung

Hessen könnte bei der zukünftigen großräumigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien mehrere Aufgaben übernehmen und in vielfacher Hinsicht profitieren.

Als mögliches Transitland für den internationalen Stromaustausch könnte Hessen zum Abnehmer regenerativer Energie werden. Bei der Realisierung erster Teilsysteme – wie der Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation – könnte Hessen schon von Anfang an von der Kombination aus Offshore-Windenergie und Speicherwasserkraft profitieren. Gleichzeitig könnte es dabei seine Kraftwerksbestand in den Dienst des Umbaus der Stromversorgung stellen. Dabei ist der Bau neuer fossil gefeuerter Kraftwerke – wo immer möglich – zu vermeiden, da die Lebensdauer solcher Kraftwerke üblicherweise etwa ein halbes Jahrhundert beträgt, was langfristige nachteilige Festlegungen nach sich ziehen würde, insbesondere auch der Emissionen von Klimagasen. Gegebenenfalls ist die zeitweilige Ertüchtigung bestehender Kraftwerke als Zwischenlösung beim Umbau der Stromversorgung vorzuziehen.

Einen wichtigen Beitrag zur großräumigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien könnte Hessen leisten, indem es darauf achtet, dass die Hessischen Biomassepotentiale zukünftig möglichst gut zur Back-Up-Bereitstellung eingesetzt werden. Maßnahmen dazu wurden oben schon angesprochen.

Bei einer leistungsstarken Einbindung Hessens in Teile des späteren internationalen Supernetzes wird auch die leistungsstarke Einbindung fluktuierender Erzeugung aus den heimischen erneuerbaren Ressourcen erleichtert. Im großräumigen Verbund verleichmäßigt sich die Erzeugung. Das bedeutet, dass Erzeugungsspitzen aus einer Region in anderen Regionen mit momentan geringerer Erzeugung zur Deckung des Verbrauchs herangezogen werden können. Das wiederum reduziert den Speicherbedarf, steigert die Effizienz des Versorgungssystems und senkt die Kosten. Ist das großräumige regenerativ gespeiste Versorgungssystem weitgehend realisiert, profitiert Hessen, wie alle anderen Regionen, von den niedrigen Stromkosten, die sich darin realisieren lassen.

2. Kernfrage: „Wie ist ein vollständiger Wechsel von erschöpflichen und klima- und umweltbelastenden Energiequellen zu emissions- und rückstandsfreien erneuerbaren Energien zu beschleunigen?“

Wie sich Hessen dafür einsetzen kann und welche Weichen es für einen schnellen Umbau der Energieversorgung stellen kann wurde bereits in den Antworten zur 1. Kernfrage im Abschnitt „Die Hessische Rolle bei der zukünftigen Stromerzeugung“ angesprochen. Über die direkten Maßnahmen im Land sollte Hessen auch seinen Einfluss auf Europäischer und Bundes-Ebene geltend machen, damit hier für die Setzung der richtigen Rahmenbedingungen gesorgt wird.

Das Konzept der großräumigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sollte aufgegriffen werden und möglichst effizient vorangetrieben. Dazu bietet sich beispielsweise die Unterstützung von Teilprojekten, wie dem der Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation an, für die mit den Bund-Länder-Gesprächen bereits eine Plattform geschaffen wurde. Bei einer Umsetzung der Teilsysteme muss von Anfang an auf deren technische Kompatibilität geachtet werden, um die internationale – bishin zur interkontinentalen – Kooperation über ein durchgängiges Stromtransportsystem zu gewährleisten.

Es sollten keine Strategien verfolgt werden, die beispielsweise durch die Errichtung neuer fossil gefeuerter Kraftwerke oder anderer langlebiger Strukturen, die auf der Nutzung fossiler Energien aufbauen, einen

¹¹ Das Konzept ist nicht nur wegen der hohen Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken (ηel bis etwa 60%) interessant, sondern es erschlosse u.a. auch die großen bereits vorhandenen Erdgasspeicher für die Zwischenspeicherung von Bioenergie. (Zur Speicherkapazität von Erdgasspeichern s.a. [GC2005] und dort angegebene Referenzen.)

¹² Zur Realisierung dieses viel versprechenden Konzepts bedarf es noch weiterer Abklärung.

Übergang zu einer regenerativen Versorgung unnötig langfristig behindern. Dies kann erreicht werden, indem gezielt Teilprojekte einer großräumigen Stromversorgung realisiert werden, die den Übergang erleichtern. Als ein Beispiel soll die Vermeidung von Kraftwerksneubauten, durch die hybridisierte Nutzung von Wind- und Wasserkraft genannt werden, wie sie in oben genannter Kooperation verwirklicht werden könnte. Andere zielführende Ansätze wurden oben bereits erwähnt.

Bei der Biomassenutzung sind Fehlallokationen nach Möglichkeit zu vermeiden, insbesondere, wenn sie mit langlebiger Infrastruktur verbunden sind. Aufgrund der Beschränktheit des Biomassepotentials ist auf größtmögliche Effizienz zu achten. Dabei ist insbesondere auf hohe Anteile elektrischer Erzeugung aus Biomasse zu achten. Das Scheffer-Konzept (s.a. [WD2008]) plus Einspeisung des erzeugten Biogases ins Gasnetz und Nutzung in hocheffizienten GuD-Heizkraftwerken in Hessischen Städten könnte dabei ein Ansatz zur effizienten Nutzung der heimischen Biomassepotentiale sein.

Strategien, die auf nicht vollständig entwickelten Technologien aufbauen sind zu vermeiden. Der wirtschaftlichen und energetischen Effizienz sollte bei den Strategien immer große Priorität eingeräumt werden. Beides stellt stark von der Entwicklung neuer Speicher abhängige, einseitig dezentral ausgerichtete und wasserstoffbasierte Konzepte in Frage.

3. Kernfrage: „Welche Europäischen und bundespolitischen Rahmenbedingungen sind dafür erforderlich, und wie groß sind die landes- und kommunalpolitischen Handlungsspielräume (unterschieden zwischen den Bereichen Strom- und Wärmeversorgung).“

Nur ein Teil der oben genannten Optionen liegt im direkten oder ausschließlichen Handlungsfeld eines Bundeslandes und ist daher von diesem autonom umzusetzen. Viele der Optionen berühren aber Interessen einzelner Bundesländer. Dies können industriepolitische Interessen sein, das Interesse der Versorgungssicherheit oder das Interesse an nachhaltiger und kostengünstiger Energieversorgung, um nur einige davon zu benennen. Daher gilt es Initiativen zu entwickeln, deren Reichweite über den direkten Entscheidungsrahmen eines Bundeslandes hinausreicht und so Einfluss auf übergeordnete Entscheidungsprozesse zu nehmen sowie verantwortungsvoll auf die Gestaltung unserer Zukunft einzuwirken. Solche Initiativen könnten – um nur ein Beispiel zu nennen – in der Organisation von Zusammenkünften der Entscheidungsträger bestehen, die in möglichen bilateralen Projekten mit Nachbarstaaten Einfluss ausüben können.

Im Europäischen Rahmen gilt es sich im Rahmen der europäischen Wettbewerbsordnung für langfristig kalkulierbare Regelungen die leitungsgelassenen Energien einzusetzen. Auch Einspeisungs- und Vergütungsregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien könnten im Europäischen Rahmen verabschiedet werden. Allerdings sind hier auch nationale Alleingänge denkbar und solche einzelner Bundesländer. Zur Vorbereitung des Imports erneuerbarer Energien aus anderen Staaten – insbesondere Entwicklungsländern – könnten auch bilaterale Kooperationen beitragen, mit denen beispielsweise vorerst die Nutzung der erneuerbaren Energien in diesen Ländern voran gebracht wird¹³.

Ein wichtiger Punkt ist die deutliche Erleichterung und Beschleunigung des Ausbaus von Übertragungsnetzen, insbesondere auch von internationalen Overlay-Netzen. Das Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz und seine Fortentwicklung ist daher auf seine Wirksamkeit hin zu evaluieren und ggf. zu verbessern. Dazu können auch die Länder beitragen. Die Beteiligung an der Entwicklung der Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation könnte dazu beitragen. Auf Landesebene ist außerdem darauf zu achten, dass dem Netzausbau keine unnötigen Hürden entgegengestellt werden und auftretende Probleme, auf die die Länder Einfluss haben, möglichst schnell einer Lösung zugeführt werden. Die wesentlichen Aufgaben nach der grundsätzlichen politischen Entscheidung für eine internationale Kooperation im Bereich der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bestehen in der Planung und Projektierung der HGÜ-Trassen im Hinblick auf das anvisierte Gesamtsystem. Die wirtschaftlichen und politisch/rechtlichen Rahmenbedingungen sind dementsprechend zu gestalten und fortwährend auf ihre Tauglichkeit zu überprüfen.

¹³ Ein Mechanismus der dazu geeignet wäre, wäre die Beteiligung an den Einspeiseentgelten. Anregungen dazu sind beispielsweise dem Vorschlag zur Etablierung eines internationalen Einspeisegesetzes zu entnehmen der in [CS2007] unter der Überschrift „International feed in law“ skizziert ist.

Auch die Entwicklung von Finanzierungsinstrumenten und finanziellen Rahmenbedingungen sollte auf allen Ebenen als Aufgabe gesehen werden. Mit ihnen kann die Politik für sozialverträgliche Stromkosten sorgen, indem sie entweder Steuermittel einsetzt, oder die Rahmenbedingungen so gestaltet, dass die Privatwirtschaft in die Lage versetzt wird, Strom zu ähnlich günstigen Kosten zu erzeugen, wie das mit Anlagen in öffentlicher Hand möglich wäre. Dazu könnten staatliche Bürgschaften oder zinsverbilligte staatliche Kredite mit hohem Fremdfinanzierungsanteil beitragen, deren Einsatz unbedingt diskutiert werden sollte (s.a. [GC2008]). Mit der Entwicklung geeigneter Finanzierungsinstrumente könnte ein Expertengremium und/oder die fachkundigen staatlichen Stellen beauftragt werden. Als Ergebnis könnten auf diesem Feld einerseits eigene direkte Maßnahmen ergriffen und andererseits Einfluss auf übergeordneter Ebene geltend gemacht werden, um die Instrumente zu etablieren.

Um allen Anforderungen gerecht zu werden, sollte ein anhaltender Dialog im Sinne der Etablierung eines geeigneten politischen und wirtschaftlichen Rahmens eingerichtet werden, in dem prozesshaft mögliche Probleme identifiziert, Lösungsvorschläge ausgearbeitet und der Umsetzung zugeführt werden. Die Identifikation von möglichen Umsetzungshemmnissen sowie geeigneter und notwendiger politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zu deren Überwindung sollte dabei auch die Übertragungsnetzbetreiber, die Stromerzeuger, potentielle Investoren, Banken und Versicherungen, potentielle Partnerländer und deren Bevölkerung ins Auge fassen. Der Dialog muss so angelegt sein, dass alle betroffenen Ebenen eingebunden werden. Seine Organisation sollte idealer Weise auf EU-Ebene angesiedelt sein, aber auch hier gilt es, nicht unnötig Zeit zu verschenken, indem auf die übergeordnete Ebene gewartet wird, sondern ggf. selbst initiativ zu werden. Mit der Diskussion um die Mittelmeerunion und den potentiellen Beitrag Afrikanischer Länder zur Europäischen Stromversorgung könnte auf EU-Ebene und auch auf nationaler Ebene derzeit ein guter Nährboden für Vorschläge zur deren konkrete Gestaltung bereitet sein.

Zu den Themenkomplexen

Themenkomplex 2, Energieeffizienz: Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung

Wie oben unter dem Stichpunkt „Biomasse in der zukünftigen Stromversorgung“ bei den Antworten zu den Kernfragen erläutert, ist langfristig von der Kraftwärmekopplung mit fossilen Energien Abstand zu nehmen. Zukünftig sollte die KWK nur in dem Umfang genutzt werden, indem dafür Biomassepotentiale allokiert werden können. Dabei ist auf möglichst hohe elektrische Wirkungsgrade zu achten und auf die Möglichkeit, bei steigendem Dämmstandard das Wärmeversorgungsnetz auszubauen, um so mehr Verbraucher mit sinkendem individuellem Verbrauch versorgen zu können. Beides kann idealer Weise bei dichter Besiedelung – also in Städten – erreicht werden. Bei hohen Dämmstandards hat die Elektrifizierung der Wärmeversorgung insbesondere bei niedriger Besiedelungsdichte, wie unter dem Stichpunkt „Elektrifizierung der Wärmeversorgung“ dargelegt, große Vorteile gegenüber der Nutzung von biogenen und insbesondere von fossilen Brennstoffen.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Volkswirtschaftliche Aspekte der Energieträger, Auswirkungen auf Industrie und private Haushalte

Wird der Weg der großräumigen internationalen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eingeschlagen, ist nicht mit wesentlichen Erhöhungen der Stromkosten zu rechnen. Darüber hinaus hängen die Kosten von Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind, Sonnenenergie und Wasserkraft) stark von der Finanzierungsstruktur ab, da sie weitgehend von den Investitionskosten sowie der durchschnittlichen Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt werden. Darin unterscheidet sich diese Form der Stromerzeugung grundsätzlich von konventionellen Stromerzeugungsoptionen, deren Kosten, wie bei der Nutzung fossiler Brennstoffe, durch die variablen Kosten – vorwiegend Brennstoffkosten – bestimmt werden, beispielsweise bei Gas- oder Kohlekraftwerken¹⁴. Durch die Bereitstellung geeigneter Finanzierungsinstru-

¹⁴ Im Abschnitt „Gestaltungsmöglichkeiten bei den Stromkosten“ in „Projektskizze und Verfahrensvorschlag zu einer kooperativen Nutzung Deutscher Offshore-Windkraft und Schweizer Speicherwasserkraft“ sind zum Vergleich

mente – z.B. zinsvergünstigte Kredite und Bürgschaften – oder durch direkte staatliche Investitionen bzw. staatliche Beteiligungen jeweils mit relativ geringen Renditeanforderungen kann daher von staatlicher Seite großer Einfluss auf die Stromkosten genommen werden (s.a. [GC2008]). Damit liegt es auch in der Hand und in der Verantwortung des Staates, für niedrige Stromkosten zu sorgen, um Industrie und Haushalte zu entlasten. Die fixkostenbestimmte Kostenstruktur bei der Nutzung der zuvor genannten erneuerbaren Energien macht deren Stromkosten gegenüber den Kosten des Stroms aus fossil gefeuerten Kraftwerken, bei denen Brennstoffpreise mit hoher Volatilität den Löwenanteil beitragen, langfristig berechenbar. Die Nutzung heimischer erneuerbarer Energien verdrängt mit der Nutzung fossiler Energien auch Kosten für Energieimporte und ersetzt sie durch Investitionskosten. Da in Deutschland bei den Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien von einer hohen inländischen Fertigungstiefe ausgegangen werden kann, ergeben sich bei einem Umstieg auf erneuerbare Energien zwangsläufig Nachfrageeffekte, die den Binnenmarkt beleben und Arbeitsplätze schaffen.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Energieverteilungsnetz

An dieser Stelle soll auf die zukünftige Rolle der Übertragungsnetze eingegangen werden. Wie oben unter dem Stichpunkt „Zukunftsoption großräumige Stromversorgung und Schritte zur Umsetzung“ bei den Antworten zu den Kernfragen bereits angeführt, werden die Netze eine wichtige Grundlage einer kostengünstigen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien sein. Aber auch zur Nutzung nationaler Potentiale erneuerbarer Energien – wie beispielsweise der Offshore-Windenergie – sind leistungsstarke Übertragungsnetze gefordert. Wie Untersuchungen – beispielsweise die dena Netzstudie [DENA2005] – zeigen, werden mit zunehmender Nutzung der Offshore-Windenergie schon bald größere Übertragungsleistungen zum Transport des daraus erzeugten Stroms zum Verbraucher notwendig. Dies legt aber auch schon der simple Vergleich der Leistung der bestehenden Drehstrom-Übertragungsleitungen in Nord-Süd-Richtung, die innerhalb Deutschlands bei etwa 7 Gigawatt liegt, mit der großen Offshore-Wind-Leistung nahe, die schon nach dem Planungsstand von vor einigen Jahren bei der Erstellung der dena Netzstudie bei fast 40 Gigawatt lag. Schon aus diesen Zahlen und der Tatsache, dass auch an Land noch jährlicher Zuwachs der Windleistung im Gigawattbereich zu verzeichnen ist, sowie aufgrund des Umstands, dass der größte Verbrauch in den südlichen Bundesländern angesiedelt ist (s.a. [JM2008]), wird klar, dass die bestehenden Netze bei weitem zu klein dimensioniert sind, um der anstehenden Transportaufgabe gerecht zu werden.

Wie sollte nun die zukünftige Netzinfrastruktur gestaltet werden? Ein Ausbau der 400 kV Drehstromübertragung, die in der EU heute als Übertragungsnetz höchster Spannungsebene im Einsatz ist, ist aus mehreren Gründen nicht zielführend – weder für die Übertragung der antizipierten Offshore-Wind-Leistung noch für die anvisierte internationale Kooperation. Einer der primären Gründe ist die relativ geringe Übertragungskapazität dieser Drehstromsysteme, die in der üblichen Ausführung als Doppelsystem mit zwei mal drei Phasen eine Übertragungskapazität von ca. 1,4 Gigawatt aufweist. Daraus folgt, will man dutzende von Gigawatt übertragen, muss man dutzende von Leitungstrassen bauen. Dabei sind schon die Schwierigkeiten, die mit der Umsetzung einer einzelnen Trasse verbunden sind, kaum hoch genug einzuschätzen. Mit den vielen Trassen geht dann auch ein entsprechender Landschaftsverbrauch einher mit relativ hohen ökologischen Folgekosten sowie relativ großem Materialverbrauch. Ein weiterer Grund sind die hohen Übertragungsverluste des bestehenden Drehstromsystems, wenn es für den Transport über große Distanzen eingesetzt wird. Eine stetige Anpassung des bestehenden Drehstromsystems muss also langfristig zu einer falschen Konfiguration des Transportsystems führen und dies nicht nur im Hinblick auf die großräumige internationale Vernetzung sondern selbst bei rein nationaler Versorgungsstrategie, die beispielsweise auf die leistungsstarke Nutzung der Offshore-Windenergie setzt. Wird das bestehende Drehstrom-Übertragungssystem sukzessive ausgebaut, ohne früh schon effizientere Transporttechnologien zu integrieren, werden als zwingende Folgen eine vielfach größere Zahl von Transporttrassen, ein vielfacher Flächenverbrauch sowie wesentlich höhere Verluste und Kosten resultieren¹⁵. Daher ist es dringend gebo-

verschiedene Finanzierungsszenarien dargestellt und ihre Auswirkungen auf die resultierenden Stromkosten [GC2008].

¹⁵ Dies kann aber keinesfalls bedeuten, dass der kurzfristig notwendige Ausbau des Drehstromsystems – beispielsweise zur Integration neuer Kapazitäten zur Verstromung von Windenergie – zurückgestellt werden sollten, bis übergeordnete Konzepte ausgearbeitet und umgesetzt worden sind. Allerdings sollte die Übergangsphase zur umfassenden Ausbaustrategie möglichst kurz gehalten werden.

ten, von Anfang an effizientere Übertragungstechniken in die Überlegungen und konkreten Planungen des Netzausbaus einzubeziehen, um schwerwiegende Fehlallokationen zu vermeiden und wichtigen Zukunftsoptionen nicht den Weg zu verstellen.

Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) bietet sich als kostengünstige Technik für einen verlustarmen großräumigen Stromtransport an. In der Praxis existieren seit Jahrzehnten HGÜ-Systeme, die im mono- und bidirektionalen Betrieb und teilweise auch als Mehrpunktsysteme ihre Betriebssicherheit beweisen. Die Machbarkeit komplexer HGÜ-Systeme mit vielen Umrichterstationen wurde unter anderem durch die Studien für das „East-West High Power Electricity Transmission System“ (HPTS) bestätigt [BDE+1998], [BDE+2000]. Gegenstand war eine HGÜ-Trasse mit einer Länge von 1970 Kilometern von Walle in Deutschland bis nach Smolensk in Russland mit insgesamt sieben Umrichterstationen, verteilt über die Übertragungsstrecke, deren Machbarkeit nicht nur unter technischen sondern auch unter juristischen, betriebswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten detailliert bis zur Ausschreibungsreife untersucht wurde. Projektpartner waren unter anderem die PreussenElektra und die VEAG. Nach Aussagen von Siemens können HGÜ-Mehrpunktsysteme bei ihnen jederzeit in Auftrag gegeben werden. Die Methoden für Ihren zuverlässigen Betrieb können als Stand der Technik vorausgesetzt werden. Der Anzahl der Konverterstationen in einem HGÜ-System sind kaum technische Grenzen gesetzt. Damit sind alle technischen Voraussetzungen für ein internationales HGÜ-Overlay-Netz gegeben.

Die schnelle Umsetzbarkeit von großen HGÜ Systemen wurde in der Vergangenheit vielfach bewiesen. Sie wird beispielsweise durch ein Projekt in China unterstrichen, das als erstes mit Spannungen von ± 800 kV betrieben werden soll und schon drei Jahre nach Unterzeichnung der Verträge mit den Herstellern mit einer Leistung von 5000 MW und einer Transportdistanz von 1400 Kilometern den Betrieb aufnehmen soll. Einem schnellen Beginn der Umsetzung einer kooperativen internationalen Nutzung erneuerbarer Energien steht demnach mit der HGÜ eine einsatzbereite Technologie zur Verfügung.

Die derzeit leistungsstärksten marktverfügbaren HGÜ-Systeme haben als Einfachsystem – ein Plus- und ein Minus-Pol auf einer Freileitungstrasse – eine Leistung von 6,5 GW. Als Doppelsystem könnten sie mit ca. 13 GW ausgeführt werden¹⁶. Für dutzende von Gigawatt wären dann nicht mehr dutzende von Freileitungen sondern einzelne HGÜ-Freileitungen notwendig, mit allen verbundenen Vorteilen: vom entsprechend geringeren Flächenverbrauch, geringerem Materialverbrauch, geringeren ökologischen Kosten bis hin zu wesentlich – um fast drei Viertel – kleineren Transportverlusten über große Distanzen, die die HGÜ-Technik höchster verfügbarer Spannungsebene mit sich bringt.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Grundlastfähigkeit erneuerbarer Energien – Kann das virtuelle Kombikraftwerk die gesamte bundesdeutsche Energieversorgung gewährleisten?

Mit den „Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung“ [GC2005] ist der Beweis erbracht, dass im internationalen Verbund für alle Beteiligten eine kostengünstige, zuverlässige Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien mit heute marktverfügbaren Technologien realisierbar ist. Dazu können sowohl die heimischen Ressourcen erneuerbarer Energien beitragen als auch die teils hervorragenden Potentiale anderer Länder, die in gegenseitiger partnerschaftlicher Kooperation genutzt werden. Bei manchen anderen Ansätzen – insbesondere solchen, die die gesamte Versorgungsaufgabe rein national lösen sollen – ist fraglich, ob die Kosten in einem erträglichen Rahmen bleiben, die Potentiale – beispielsweise der Biomasse – nicht zu hoch angesetzt wurden und die nötigen Speicherkapazitäten, für die – beim nationalen Ansatz sehr viel stärker ausgeprägten – Fehlanpassungen von Verbrauch und Erzeugung überhaupt mit marktverfügbarer und effizienter Technologie zur Verfügung gestellt werden können. Die Schwierigkeiten der bedarfsgerechten Stromversorgung werden noch größer, wenn noch dezentralere Ansätze gewählt werden, in denen möglicherweise sogar auf einen leistungsstarken nationalen Stromtransport verzichtet werden soll.

¹⁶ Um Transporttrassen solch großer Leistungen in das Europäische Transportsystem zu integrieren müssen die Grenzen des heute üblichen weit überschritten werden. Es müssen Strategien entwickelt werden, wie das Transportsystem über die Integration von Einzelsystemen kleinerer Leistung bis zur Integration von Systemen mit der vollen Übertragungskapazität entwickelt wird. Dabei ist das Hauptaugenmerk auf die Redundanz zu legen, damit Ausfälle von Einzelsystemen nicht zum Zusammenbruch des gesamten Übertragungssystems führen können. Dies ist jedoch eine Aufgabe, die als beherrschbar angesehen werden kann.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Strukturkonflikte zwischen konventionellen Energieversorgung und erneuerbaren Energien

Strukturkonflikte zwischen der konventionellen Energieversorgung und einer, auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruhenden, Versorgung treten an verschiedenen Stellen auf: Eine grundsätzliche Problematik besteht in der Verdrängung der Erzeugung konventioneller Anlagen. Durch sie wird die Auslastung der konventionellen Kraftwerke reduziert, was betriebswirtschaftliche Nachteile für die Eigner der Kraftwerke mit sich bringt. Die Nachteile werden am größten, wenn die regenerative Erzeugung bei hohen Anteilen am Strommix anfängt, Strom aus sogenannten Grundlastkraftwerken zu verdrängen. Grundlastkraftwerke zeichnen sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht üblicherweise durch hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten aus, nachdem sie abgeschrieben sind, nur noch durch die niedrigen Betriebskosten. Klassische Beispiele sind Kernkraftwerke und auch Braunkohlekraftwerke, wenn man bei letzteren die Investitionen in den Braunkohleabbau mit berücksichtigt. Bis zur Amortisation ist eine möglichst gute Auslastung dieser Kraftwerke angestrebt, damit ein hoher Deckungsbeitrag für Zins und Tilgung erwirtschaftet wird. Nach der Amortisation sind die Gewinne, die mit diesen Kraftwerken erzielt werden können, aufgrund der niedrigen Betriebskosten hoch und steigern deshalb dementsprechend die Gewinne der Unternehmen. Diese Phase ist deshalb für die Unternehmen besonders lukrativ. Bei hohen Deckungsanteilen erneuerbarer Energien wird die Auslastung der sogenannten Grundlastkraftwerke früher oder später zwangsläufig reduziert und mit ihnen die Margen der Unternehmen.

Eine von hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung geprägte Stromversorgung ist also nicht gut mit großen Leistungen von sogenannten Grundlastkraftwerken vereinbar. Andererseits sind die großen Speicherwasserkraftwerke sowohl beim konventionellen Kraftwerkspark als auch beim regenerativen Kraftwerkspark eine ideale Ergänzung. Die „konventionelle“ Komponente Speicherwasserkraft hat also in beiden Systemen wichtige Aufgaben. Ein Strukturkonflikt ergibt sich bei ihr aber durch ihre Allokierung, das heißt, ob ihre Leistung beispielsweise zur Deckung von Spitzenlast eines Versorgungssystems konventioneller Prägung eingesetzt wird, oder zum Ausgleich von Fluktuationen in einem regenerativen Stromversorgungssystem, das tendenziell eher einen höheren Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken aufweist. Existieren beide Systeme parallel – beispielsweise in zwei Ländern, dann tritt eine Konkurrenzsituation auf, die leicht vorhersehbar ist. Diese kann entschärft werden, indem bei den existierenden Speicherwasserkraftwerken Maßnahmen zur Leistungserhöhung ergriffen werden, wie dies heute schon vielfach geschieht. Eine weitere Maßnahme für eine Übergangszeit, in der – beispielsweise aufgrund mangelnden Netzausbaus und folglich geringen internationalen Erzeugungsausgleichs der regenerativen Produktion – noch relativ große Mengen schnell verfügbarer Erzeugungsleistung benötigt werden, bieten Kraftwerke mit niedrigen Investitionskosten kurzen Anfahrzeiten und schneller Leistungsänderungscharakteristik. Solche Eigenschaften weisen beispielsweise Gasturbinenkraftwerke auf¹⁷.

Ein ähnlich gelagerter Strukturkonflikt wie bei den sogenannten Grundlastkraftwerken besteht auch durch einen Ausbau der Leitungskapazitäten, der die Produktion aus Kraftwerken anderer Stromerzeuger erst zur Konkurrenz macht, da sie mittels der neuen Leitungskapazitäten auf dem bisher „angestammten“ Markt abgesetzt werden kann. Es kann angenommen werden, dass das Bestreben, dieser Konkurrenz keine Freiräume zur Entfaltung einzuräumen, ein Grund für die vielen – lange Zeit bekannten und dennoch nicht beseitigten – Engpässe aufgrund zu geringer Kuppelkapazitäten zwischen den Europäischen Partnerländern im bestehenden Übertragungssystem ist¹⁸. Sollte nun ein internationales leistungsstarkes Supernetz

¹⁷ Gasturbinenkraftwerke könnten auch eine geeignete Komponente sein, um in eventuellen Krisensituationen die Versorgung aufrecht zu erhalten. Unter anderem ihre niedrigen Investitionskosten prädestinieren sie dafür, da sie die Kosten der Stromversorgung nur in geringem Maße beeinflussen (s.a. [GC2005]). Da sie mit Methangas betrieben werden, können sie sowohl mit Erdgas als auch mit gereinigtem Biogas betrieben werden. Damit können sie auf die großen – bereits in Betrieb befindlichen – Gasspeicher zurückgreifen.

¹⁸ Der Strukturkonflikt, der durch die natürlichen Gebietsmonopole beim bestehenden Übertragungssystem dadurch ausgelöst wird, dass die Netzbetreiber direkt oder indirekt auch Stromproduzenten mit eigenem Kraftwerkspark sind und sie deshalb ein wirtschaftliches Interesse haben die Konkurrenz mittels Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen fern zu halten, wurde inzwischen erkannt. Allerdings löst ein eingeschlagener Ansatz – die Auftrennung von Netzbetrieb und Erzeugung in unterschiedliche Unternehmen – die Ausbauproblematik nicht. Selbst wenn das Netz in der Hand eines vollständig eigenständigen Unternehmens ist, das in keiner Weise wirtschaftlich mit den Kraftwerksbetreibern verbunden ist, gibt es nämlich strukturelle Gründe, weshalb es für den Netzbetreiber wirtschaftlich vorteilhaft ist, den Netzausbau zu verzögern. Sein Interesse an einem möglichst späten Ausbau liegt darin begründet,

(dem Drehstromnetz überlagertes HGÜ-Netz) zur besseren kooperativen Nutzung erneuerbarer Energien errichtet werden, würde dies gleich zwei der eben skizzierten Probleme mit sich bringen. Die hohe Durchdringung mit erneuerbaren Energien würde konventionelle Erzeugung verdrängen und gleichzeitig könnte das Supernetz auch konventionelle Erzeugung anderer Kraftwerksbetreiber transportieren und diese damit zu Konkurrenz machen. Solange sich also die Stromversorger nicht auf eine konsequente Nutzung der erneuerbaren Energien einstellen und ihre Geschäftsmodelle daran orientieren, haben sie betriebswirtschaftliche Gründe, sich gegen die Etablierung eines Supernetzes zu stellen oder diese zumindest nicht zu unterstützen.

Der großräumige Stromtransport kann aber auch berechtigte Befürchtungen auf der Verbraucherseite hervorrufen. Ein Beispiel ist der Norwegische Strommarkt. Er ist von der Erzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und von niedrigen Stromkosten geprägt. Die Leistung der Speicherwasserkraftwerke übersteigt derzeit die Netzkapazitäten, die Skandinavien mit Europa verbinden um etwa eine Größenordnung. Das heißt, der Norwegische Markt mit seinem günstigen Strom ist bisher nur in relativ geringem Umfang vom südlicheren Europäischen Markt beeinflusst. Wenn aber die Leitungskapazitäten erheblich ausgebaut werden, bietet sich den Norwegischen Erzeugern ein großer attraktiver – weil hochpreisiger – Markt zum Absatz ihres Stroms, der aufgrund der Eigenschaften von Speicherwasserkraftwerken besonders gut geeignet ist, als Spitzenlaststrom im höchsten Preissegment abgesetzt zu werden. Dies würde bei freiem Spiel der Marktkräfte – ohne geeignete Instrumente als Gegenmaßnahme – unweigerlich zu einer Verteuerung des Stroms in Norwegen führen, was den norwegischen Verbrauchern höhere Stromkosten „bescheren“ würde. Auch solche Mechanismen gilt es also bei der Errichtung eines leistungsstarken großräumigen Stromverbunds zu berücksichtigen, um beizeiten Lösungsansätze für die strukturbedingten Probleme zu finden und umzusetzen.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Biomasse mit optimaler Energiebilanz und Vermeidung einer Nahrungsmittelkonkurrenz

Was passieren kann, wenn die Agrarproduktion dem freien Spiel der Marktkräfte überlassen wird, konnte in letzter Zeit beobachtet werden. Missernten und Nachfragesteigerungen – zum Teil auch durch die Nachfrage nach Bioenergie – haben die Preise landwirtschaftlicher Güter in kurzer Zeit in die Höhe schnellen lassen, mit dramatischen Folgen für die Ärmsten auf dieser Welt, die aufgrund dieser Entwicklung vielfach Hunger leiden mussten und müssen. Diese knappebedingten – und teilweise auch spekulationsbedingten - Preissteigerungen ergaben sich in einer Situation, in der beispielsweise in der EU mit 3,8 Mio. ha 10% der Anbauflächen stillgelegt waren [EU2007]. Auch andernorts waren teils riesige Landwirtschaftsflächen ungenutzt. Beispielsweise gab es offensichtlich allein in Russland 15 Mio. ha ungenutzte Ackerfläche [AHK2007]. Es ist also keineswegs so, dass die landwirtschaftlich nutzbaren Flächen schon vollständig ausgeschöpft wären und deshalb gänzlich auf die energetische Nutzung von Biomasse verzichtet werden müsste, wie dies in der hitzigen Debatte um die enormen Preissteigerungen vielfach gefordert wurde. Die schlimmen Folgen von Kostensteigerungen bei Nahrungsmitteln erzwingen aber einen behutsamen Umgang. Deshalb ist darauf zu achten, dass der Anbau von Biomasse als Energierohstoff nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Dazu bietet sich die Nutzung von Stilllegungsflächen an, soweit dies auch ökologisch vertretbar ist. Auch die Wiederaufnahme der Nutzung einst genutzter Flächen in Osteuropa könnte direkt oder indirekt dem Anbau von Biomasse dienen. Dazu bedürfte es aber evtl. internationaler Koordination also international wirksamer Politik. Jedenfalls sollte darauf geachtet werden, dass die Flächen so genutzt werden, dass auf ihnen möglichst hohe energetische Erträge erzielt werden können. Dies hat Einfluss auf die Wahl der Feldfrüchte sowie der Anbau- als auch der Nutzungsmethoden.

dass es wirtschaftlich günstig ist, die Anlagen möglichst gut auszulasten. Dieses wirtschaftliche Eigeninteresse läuft dem allgemeinen Interesse nach Versorgungssicherheit entgegen. Dieser Interessengegensatz ist nur durch Regulierung oder Investitionen von dritter – beispielsweise staatlicher – Seite aufzuheben und führt dazu, dass heute vermehrt darüber nachgedacht wird, die Netze und deren Betrieb als öffentliche Aufgabe wahrzunehmen.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Speicheroptionen für erneuerbare Energien

Als Konsequenz einer internationalen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien relativiert sich die Speicherproblematik. Die bestehenden Speicherwasserkraftwerke mit ihren riesigen Energiespeichern im Zusammenspiel mit der Biomasse, die mit Teilen ihres energetischen Potentials ebenfalls zu Backup-Zwecken in der Stromerzeugung eingesetzt werden sollte, machen andere Speicher weitgehend überflüssig. Damit eröffnet die großräumige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien einen Pfad, der nicht auf die Entwicklung neuer Technologien und Infrastrukturen für Wasserstofftechnologie, Druckluftspeicher und dgl. angewiesen ist, sondern auf der konsequenten Nutzung vollständig entwickelter Technologien beruht. Dies spart unter anderem viel Zeit und führt zu einer deutlich höheren Effizienz des Systems, die unter der – im großräumigen Verbund weitgehend unnötigen – Nutzung lokaler Speicher stark leiden würde, mit negativen Konsequenzen auch für die Wirtschaftlichkeit.

Themenkomplex 3, Erneuerbare Energien: Hemmnisse beim Ausbau erneuerbarer Energien (Einspeisung, B-Planung etc.)

Als ein – sicher nicht zu unterschätzendes – Hemmnis beim Ausbau erneuerbarer Energien ist im Bereich der Windenergie eine zu restriktive Flächenplanung anzusehen, die entweder zu wenige oder ungeeignete Flächen beispielsweise an ertragsschwachen Standorten vorsieht. Für den Aufbau einer internationalen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist es insbesondere das Fehlen von Instrumenten, die die Kooperation für alle potentiellen Beteiligten attraktiv macht. So fehlen bisher internationale Einspeiseregeln, die auch die Vergütung für Erzeugung und Transport regeln. Es gibt bisher auch keine Organisationen, die mit der Planung und Koordination des Aufbaus eines internationalen Supernetzes betraut sind. Hier fehlen also sowohl von Gesetzgeberischer als auch von ingenieurwissenschaftlicher Seite noch wesentliche Schritte. Erste Ansätze dazu könnten sich aber im Zuge der Bund-Länder-Gespräche zur Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation oder beispielsweise bei der Fortentwicklung der Überlegungen zum Stromimport aus Afrikanischen Ländern im Rahmen der Mittelmeerunion ergeben.

Themenkomplex 4, Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung

Der Begriff der dezentralen Energieversorgung wird vielfach intuitiv mit der Nutzung regenerativer Energien verbunden. Das übliche Verständnis von dezentraler Erzeugung ist gleichzeitig das der verbrauchsnahen Erzeugung. Im Bereich der erneuerbaren Energien widersprechen sich diese beiden Auffassungen von Dezentralität aber vielfach. Schon bei Kleinanlagen beim Verbraucher kann es sein, dass die Erzeugung gar nicht zeitgleich vom Verbraucher vor Ort benötigt wird. Das Beispiel von Photovoltaikanlagen auf den Dächern von Einfamilienhäusern und anderen Wohngebäuden illustriert dies anschaulich: der Verbrauch wird vielfach in Zeiten anfallen, in denen keine oder wenig Erzeugung aus den Dachanlage vor Ort verfügbar ist – beispielsweise in der Nacht oder im Winter. Und umgekehrt wird es vielfach die Situation geben, dass die momentane Erzeugung gerade nicht gebraucht wird, weil die Bewohner beispielsweise tagsüber ihrer Arbeit an einem anderen Ort nachgehen. Die Ungleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung widerspricht also schon einem engen Verständnis von dezentraler Versorgung. Die Auswirkungen der Ungleichzeitigkeit führen inzwischen sogar schon zur Überlegung, ob bei hoher photovoltaischer Erzeugungsleistung in Wohngebieten nicht die Verteilnetze vor Ort – die mit Abstand teuerste und auch die verlustreichste Komponente in der Kette des Stromtransports bis zum Verbraucher – ausgebaut werden müssen, um die überschüssige Leistung abführen zu können.

Noch offensichtlicher wird das Missverständnis bei großen PV-Freiflächenanlagen oder bei der Windenergienutzung an Land, die vielfach in bevölkerungsarmen Gegenden stattfindet, von wo der Strom dann über weite Entfernungen bis zum Verbraucher transportiert werden muss. Hier überschreiten die Transportentfernungen die des konventionellen Systems¹⁹ teilweise erheblich und sie werden in Zukunft zunehmen. Nimmt man die Offshore-Windenergie, verkehrt sich das Bild vollends: hier werden zukünftig

¹⁹ In Deutschland war die Transportentfernung, als die konventionelle Erzeugung vorherrschte, meist kürzer als 70 km. So gesehen hat das konventionelle Versorgungssystem auch einen dezentralen Charakter mit relativ verbrauchsnaher Erzeugung.

sehr große Kraftwerkskapazitäten weitab jedes potentiellen Verbrauchers mitten im Meer errichtet, von wo der Strom später über hunderte von Kilometern zu den Verbrauchszentren transportiert werden muss.

Vielfach wird Dezentralität mit Kleinanlagen in Verbrauchernähe gleichgesetzt, wobei ihr wegen der zugeschriebenen Verringerung von Transport vielfach höhere Effizienz unterstellt wird. Es gibt aber auch im Energiebereich gute Gründe dafür, dass immer größere Strukturen entstanden sind. So sind beispielsweise große Kraftwerke i.d.R. effizienter als kleine. Dem Effizienzgewinn muss aber bei der Konzeption zukünftiger Versorgungsstrukturen gerade im Falle stark limitierter Ressourcen, wie z.B. bei der energetisch nutzbaren Biomasse, die in Deutschland ein relativ beschränktes Potential aufweist, gerade aufgrund deren Beschränktheit ein wichtiges Augenmerk geschenkt werden. Kleine dezentrale Strukturen sind da oftmals nicht die beste Wahl, wie oben schon mehrfach angeschnitten. Beispielsweise sind die elektrischen Wirkungsgrade kleiner Biomassekraftwerke für Festbrennstoffe meist außerordentlich gering. Derartige Biomassekraftwerke im Sub-MW-Bereich weisen vielfach elektrische Wirkungsgrade unter 10% auf, wohingegen es große Kraftwerke selbst im KWK-Betrieb auf über 40% bringen können (vgl. [GC2005]). Dies ist durchaus von einiger Wichtigkeit, wie das Beispiel in Fußnote 9 illustriert. Die höhere energetische Effizienz großer Kraftwerke ist ein wichtiges Argument, da sie bei gegebenem Potential über die Höhe der Endenergie beim Nutzer entscheidet und damit über den Anteil des Bedarfs, der mit ihnen gedeckt werden kann. Gleichzeitig liegen die spezifischen Investitionskosten der großen Kraftwerke bei einem Bruchteil der Kosten von Kleinkraftwerken, ähnlich auch die Betriebs- und insbesondere die Wartungskosten, die bei kleinen Anlagen im Sub-MW-Bereich allein schon mehrerer Eurocent pro Kilowattstunde Stromerzeugung zu den Kosten beitragen können (s.a. [ASUE1999] u. [ASUE1999a]). All diese kostentreibenden Effekte zusammen sind in Anbetracht sozialverträglicher Energiekosten auch als wesentliches Argument zu werten.

Darüber hinaus ist es aus systemischer Sicht enorm wichtig, die Biomasse so effizient wie möglich einzusetzen. Kraftwerke, die lagerfähige Biomasse nutzen und entsprechend eingesetzt werden, können als Speicherkomponente in der Stromversorgung verstanden werden. Allerdings sind bei ihnen im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken oder elektrochemischen und druckluftbetriebenen Speichern keine speicherbedingten Umwandlungsverluste verbunden. Darin ähneln sie den Speicherwasserkraftwerken. Da der Biomasseeinsatz – im Verhältnis zu einigen anderer regenerativer Energien wie Windkraft- oder PV-Anlagen – verlustarm regelbar ist, sollte die Nutzung der Biomasse einen möglichst hohem elektrischem Wirkungsgrad aufweisen, um – mit dem begrenzten Biomasspotential – möglichst viel Backup-Leistung zum Ausgleich schwankender Erzeugung und schwankenden Verbrauchs für die Stromversorgung bereitstellen zu können²⁰. Ein Kraftwerk mit hohem Wirkungsgrad kann überdies eher auch eingesetzt werden, wenn die Abwärme – aus Mangel an Wärmebedarf, beispielsweise im Sommer – nicht oder nur zu kleinen Teilen genutzt werden kann, weshalb es einen deutlich höheren Nutzwert für die Stromversorgung aufweist. Die Weichen müssen also so gestellt werden, dass Kraftwerke mit hohem elektrischem Erzeugungsanteil gebaut werden.

Auch die – in der Debatte um Vor- und Nachteile dezentraler Stromversorgung – vielfach bemühten Behauptungen, Stromtransport sei teuer und zu ineffizient, halten einer kritischen Überprüfung nicht stand. Es sind heute Technologien entwickelt und im Einsatz, die einen kostengünstigen Stromtransport über tausende von Kilometern mit relativ geringen Verlusten erlauben. Dabei sind die auftretenden Verluste um ein Vielfaches geringer als bei teuren kleinen Speichern, die für dezentrale Versorgungskonzepte notwendig wären, um Erzeugung und Verbrauch in Übereinstimmung zu bringen. Gleichzeitig können über den großräumigen Stromtransport viel ertragreichere Standorte erschlossen werden, die die Wirtschaftlichkeit nochmals erheblich zugunsten der Versorgungsoption mit großräumigem Stromtransport verschieben.

²⁰ Wärmepumpen und andere Aggregate zur elektrischen Wärmebereitstellung könnten zudem negative Regelleistung bereitstellen, was die oben angegebene Fahrweise noch attraktiver macht (s.a. Fußnote 9).

Themenkomplex 4, Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung, Ausbau der Versorgungsnetze: Stromnetz einschließlich Variantenvergleich Oberleitung/Erdverkabelung – Auswirkungen auf Kosten, Ökologie, Gesundheit, Naturschutzrechtlichen Ausgleich, Machbarkeit (110 kV/380 kV)

An dieser Stelle soll im Wesentlichen auf die Kostenunterschiede von Freileitungen und Erdkabeln auf der Übertragungsebene eingegangen werden²¹. Bei relativ kleinen Spannungen bis etwa 110 kV ist der Kostenunterschied gering. Mit steigender Spannung wird er immer größer. Bei 380 kV – die für die größeren Transportentfernungen zum Einsatz kommen – ist unter Berücksichtigung gleicher Anforderungen (z.B. Erfüllung des sicherheitsrelevanten N-1-Kriteriums) die Erdverkabelung ca. 10 mal so teuer, wie die Freileitung. Die Angaben reichen üblicherweise von einem Faktor 6 bis zu einem Faktor 20 und sind von den technischen Randbedingungen des Einzelprojekts beeinflusst (s.a. [BO2007], [VER2003]). Auch für die HGÜ, wie sie für das Europäische Supergrid zum Einsatz kommen sollte, gilt, dass Erdkabel etwa 8- bis 10-mal so teuer sind wie Freileitungen (s.a. [GC2005]). Aus Kostengründen sollte daher vorwiegend auf die Nutzung von Freileitungen gesetzt werden.

Themenkomplex 4, Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung, Ausbau der Versorgungsnetze: Ausbau der Nah und Fernwärmenetze

Zu diesem Themenkomplex siehe Ausführungen in den Abschnitten „Elektrifizierung der Wärmeversorgung“ und „Biomasse in der zukünftigen Stromversorgung“ bei den Antworten zu Kernfrage 1. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Einsatz der Biomasse-KWK in Ballungsräumen mit Nahwärmeversorgung konzentriert und auf KWK mit fossilen Brennstoffen verzichtet werden sollte. Die Erläuterungen für diese Aussage finden sich in den oben erwähnten Abschnitten.

Themenkomplex 4, Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung, Ausbau der Versorgungsnetze: Ausbau und Funktions- und Strukturwandel der Versorgungsnetze

Den Stromnetzen kommt bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung eine immer größere Bedeutung zu. Bei dezentraler Erzeugung sorgen die Verteilnetze für lokalen Ausgleich und ggf. auch für den Abtransport zu den Übertragungsnetzen. Um den Strom aus verbrauchsferner Erzeugung – beispielsweise Windstrom aus Anlagen in dünn besiedelten Landstrichen oder von Offshore-Anlagen – dem Verbrauch zuführen zu können, kommt den Übertragungsnetzen entscheidende Bedeutung zu. Es zeichnet sich schon jetzt ab, dass die bestehenden Übertragungsnetze dieser Aufgabe bald nicht mehr gewachsen sein werden. Dementsprechend wird inzwischen an einem Ausbau der Verteilnetze gearbeitet, der durch politische Maßnahmen – z.B. Beschleunigungsgesetze für den Netzausbau – flankiert wird. Dabei ist der Zeithorizont aber bisher noch relativ kurz, was bedeutet, dass bei den bisherigen Bemühungen noch mit relativ kleinen Erzeugungsleistungen und folglich auch relativ kleinen Transportleistungen gerechnet wird. Allerdings werden längerfristig die Leistungen derartige Größen annehmen, dass neue Strategien mit effizienteren Übertragungssystemen entwickelt werden müssen. Bei hoher Durchdringung mit fluktuierender Erzeugung ist es sehr vorteilhaft, für großräumigen internationalen Ausgleich der Erzeugung zu sorgen und schnell regelbare Elemente zu integrieren, wie sie beispielsweise die Speicherwasserkraftwerke in den Alpenländern und insbesondere in den Skandinavischen Ländern darstellen. Auch diese Aufgaben müssen durch ein neues leistungsstarkes Transportsystem bewältigt werden. Wenn sich dieses System über Europa bis hin zu den angrenzenden Regionen erstreckt, ermöglicht es eine kostengünstige Stromversorgung allein aus erneuerbaren Energien. Aus all den genannten Gründen sind die Versorgungsstrategien auf die großräumige Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auszurichten. Das bedeutet die Planung des Overlay- oder Super-Netzes mit der geeignetsten Technologie, also der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), und die Ausrichtung der Erweiterungsmaßnahmen des bestehenden Drehstromnetzes auf die Planungen dieses Supernetzes. Es bedeutet aber keinesfalls eine Rückstellung kurzfristig notwendiger Ausbaumaßnahmen des bestehenden Drehstromnetzes; denn ohne diese sind schwerwiegende Rückschläge bei der Erhöhung der Erzeugungsanteile aus regenerativen Energien vor-

²¹ Als Information für die Diskussion über Freileitungen sei noch erwähnt, dass alle Hochspannungs- und Niederspannungsfreileitungen (<1 kV) Deutschlands mit 303.000 und 252.000 km insgesamt eine ungewichtete Gesamtlänge von 555.000 km haben. Die Gesamtlänge der eigentlichen Übertragungsleitungen trägt je nach Zählweise mit etwa 25.000 bis 40.000 km weniger als ein Zehntel bei. (vgl. [GC2005])

programmiert. Deshalb ist darauf zu achten, die Hürden beim Netzausbau durch geeignete Maßnahmen zu verkleinern und keine neuen aufzubauen.

Themenkomplex 4, Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung, Ausbau der Versorgungsnetze: Stromnetzbedarf einschließlich Vernetzungsvergleich Oberleitung/Erdverkabelung, Vergleich gegenwärtiger zentraler Produktion mit dezentraler Produktion

Dieser Fragenkomplex wurde teilweise schon bei der generellen Stellungnahme zu Themenkomplex 4 „Vor- und Nachteile dezentraler Energiebereitstellung“ und Themenkomplex 4 Unterpunkt „Stromnetz einschließlich Variantenvergleich Oberleitung/Erdverkabelung – Auswirkungen auf Kosten, Ökologie, Gesundheit, Naturschutzrechtlichen Ausgleich, Machbarkeit (110 kV/380 kV)“ behandelt sowie beim Themenkomplex 3 Unterpunkt „Erneuerbare Energien: Strukturkonflikte zwischen konventionellen Energieversorgung und erneuerbaren Energien“ und bei den Antworten zu den Kernfragen angeschnitten.

Themenkomplex 5, Art der Abdeckung des verbleibenden Energiebedarfs jenseits der regenerativen Energien

Im Bereich der Stromversorgung kann gezeigt werden, dass zumindest bei internationaler Kooperation eine kostengünstige Vollversorgung mit erneuerbaren Energien möglich ist. Es gibt also, für den Fall, dass dieser Weg beschritten wird, keinen verbleibenden Energiebedarf jenseits der regenerativen Energien. Eine zumindest teilweise parallele Elektrifizierung anderer Verbrauchssektoren scheint sinnvoll, womit sich auch für diesen Teil kein Restbedarf ergäbe.

Themenkomplex 6, Rolle der Stadtwerke für eine umweltfreundliche und verbrauchernahe Stromversorgung

Wie bereits bei Beantwortung der Kernfragen beim Abschnitt „Biomasse in der zukünftigen Stromversorgung“ und bei der Beantwortung von Detailfragen im Themenkomplex 2 beim Unterpunkt „Energieeffizienz: Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung“ angesprochen, ist es anzustreben die Biomassepotentiale möglichst effizient in geeigneten KWK-Strukturen zu nutzen. Das bedeutet, die Biomasse sollte in relativ großen Kraftwerkseinheiten mit hohem elektrischem Wirkungsgrad dort genutzt werden wo auch eine günstige Abnehmerstruktur für Wärme besteht. Dies ist idealerweise in Städten zu finden. Damit kommt den Stadtwerken die Aufgabe zu, die Biomasse einer möglichst effizienten Nutzung zuzuführen, die zur Unterstützung des regenerativen Stromversorgungssystems gleichzeitig ein möglichst großes Back-Up-Potential bietet²².

Möglich wäre auch eine Rolle der Stadtwerke als Investoren in Großprojekte wie beispielsweise Offshore-Windparks oder die mehrfach erwähnte Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation. Dazu würden sich – wegen der Größe der Projekte – insbesondere Verbünde von Stadtwerken anbieten. Die Tatsache, dass die Stadtwerke vielfach in öffentlicher Hand sind, erlaubt ihnen, sich mit niedrigeren Renditeerwartungen zu beteiligen und so die Stromkosten zu senken, oder die Einnahmen wieder in ähnliche Folgeprojekte zu investieren. Wenn sie gleichzeitig Betreiber von Back-Up-fähigen Biomassekraftwerken sind, können sie – bei entsprechender Netzanbindung – mit erneuerbaren Energien zur Hybridisierung der Systems beitragen, das damit schon die wesentlichen Züge einer zukunftsfähigen großräumigen Stromversorgung aus EE aufweist.

²² Die Back-Up-Möglichkeiten können auch dadurch positiv beeinflusst werden, dass die Kraftwerke mit Wärmespeichern ausgerüstet werden, die es in gewissem zeitlichen Rahmen erlauben die Stromproduktion vom Wärmebedarf abzukoppeln.

Themenkomplex 7, Forschung im Bereich Energie- und Klimaschutz

Grundsätzlich gibt es im Bereich der erneuerbaren Energien noch viel Forschungsbedarf. Beispielsweise ist die Datenlage noch nicht optimal. Es gibt bisher keine leicht zugänglichen meteorologische Daten, aus denen sich die weltweiten Potentiale erneuerbarer Energien mit hoher räumlicher Auflösung ermitteln lassen und das lokale Dargebotsverhalten in hoher zeitlicher Auflösung. Insbesondere für anstehende konkretere Planungen internationaler Kooperationen zur gemeinsamen Nutzung erneuerbarer Energien wären solche Daten von hohem Wert. Auch die Verfügbarkeit von Verbrauchsdaten mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung sowie detaillierte Informationen zur bestehenden Kraftwerks- und Leitungsstruktur sind für die freie Forschung nicht gewährleistet. Beide wären aber für die Erstellung von Machbarkeitsstudien für Kooperationsprojekte und für detaillierte Szenarien der zukünftigen Energie- und Stromversorgung von großem Wert.

Themenkomplex 7, Forschung im Bereich Energie- und Klimaschutz: Senkung von Kosten erneuerbarer Energien

Wie beim Themenkomplex 3 beim Unterpunkt „Volkswirtschaftliche Aspekte der Energieträger, Auswirkungen auf Industrie und private Haushalte“ angesprochen, hängen die Kosten des Stroms aus erneuerbaren Energien oft wesentlich von der Art der Finanzierung ab. Welche staatlichen Instrumente einsetzbar sind, um niedrigere Kosten zu erreichen, sollte mit dem Ziel geeignete Finanzierungsinstrumente zu implementieren, genauer untersucht werden.

Themenkomplex 7, Forschung im Bereich Energie- und Klimaschutz: Zukunftsszenarien: Wie weit ist die Wissenschaft

Wie bei der Beantwortung der Kernfragen im Abschnitt „Zukunftsoption großräumige Stromversorgung und Schritte zur Umsetzung“ und im Zusammenhang mit Themenkomplex 3 beim Unterpunkt „Grundlastfähigkeit erneuerbarer Energien – Kann das virtuelle Kombikraftwerk die gesamte bundesdeutsche Energieversorgung gewährleisten?“ schon erwähnt, ist mit den „Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung“ [GC2005] der Beweis erbracht, dass im internationalen Verbund für alle Beteiligten eine kostengünstige, zuverlässige Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien mit heute marktverfügbaren Technologien realisierbar ist. Eine konsequente Folgeforschung wäre die Ausarbeitung detaillierter Machbarkeitsstudien für Teilprojekte der großräumigen regenerativen Stromversorgung²³, die alle Aspekte bis zur Umsetzungsreife und letztlich bis zur Ausschreibungsreife untersuchen.

Themenkomplex 7, Forschung im Bereich Energie- und Klimaschutz: Erneuerbare Energie-Technologie

Es gibt noch vielversprechende Ansätze zur regenerativen Stromerzeugung. Als Beispiel sollen hier Fallwindkraftwerke erwähnt werden, die auch für eine großräumige Europäisch/Trans-Europäische Stromversorgung interessante Perspektiven bietet (s. [GC2005] u. [CG2007]). Dabei sollten die Erforschung und Entwicklung der neuen Technologien ggf. bis zum Bau von Prototypen staatlich unterstützt werden, um die schwierigsten Hürden ihrer Einführung möglichst schnell zu nehmen und eine rasche Überführung in die Praxis zu ermöglichen.

²³ Solche Teilprojekte könnten beispielsweise die oben bereits erwähnten Projekte der Deutsch ⇔ Schweizer / Offshore-Wind- ⇔ Wasserkraft-Kooperation, der Windkraftkooperationen der EU mit Russland, Kooperationen mit Afrikanischen Staaten oder die kooperative Nutzung der Wind- und Wasserkraftpotentiale der Anrainerstaaten der Ostsee sein.

Referenzen

- [AHK2007] AHK; Factsheet: *AHK-Geschäftsreise Russland – Geschäftschancen für deutsche Unternehmen im Bereich „Bioenergie“*, Deutsch-Russische Auslandshandelskammer, Deutsche Energie Agentur und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2007 2003 – Verfügbar über: http://russland.ahk.de/fileadmin/user_upload/EE/AHK_Factsheet_Vorlage_2007_HJ2_web.pdf
- [ASUE1999] ASUE; *BHKW-Grundlagen*. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch, Kaiserslautern. 1999.
- [ASUE1999a] ASUE; *Gasturbinen-Kenndaten*. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch, Kaiserslautern. 1999.
- [BDE⁺1998] BELENERGO , DC BALTIJA , EESTI ENERGIA , LATVENERGO , LIETUVOS ENERGIJA , PPGC , PREUSSENELEKTRA , RAO EES ROSSIJ , VEAG, Autoren nicht benannt: *TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route – Phase I*, European Commission: Trans-European Energy Networks. Gelsenkirchen, April 1998. – Executive Summary.
- [BDE⁺2000] BELENERGO , DC BALTIJA , EESTI ENERGIA , LATVENERGO , LIETUVOS ENERGIJA , PPGC , PREUSSENELEKTRA , RAO EES ROSSIJ , VEAG, Autoren nicht benannt: *TEN-Energy Study East-West High Power Electricity Transmission System – Baltic Route – Phase II*, European Commission: Trans-European Energy Networks. Gelsenkirchen, Mai 2000. – Executive Summary.
- [BOS2007] B. Oswald; *380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH Wien, Hannover, Dezember 2007 – Verfügbar über: http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL-_HOME/PRESS/PRESSEKONFERENZEN/SalzburgLeitung_Endfassung_4KS_20080118_0_0.pdf
- [BRS2002] A. Bühring, C. Russ, B. Sicre; *Faktor 4 ist möglich - Untersuchung der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen in Passiv-Wohnhäusern*. Zeitschrift Energieeffizientes Bauen, Ausgabe Nr. 4. 2002 – Verfügbar über: <http://www.ise.fhg.de/isesite/veroeffentlichungen/2002/faktor-4-ist-moglich-untersuchung-der-waermeversorgung-mit-waermpumpen-in-passiv-wohnhausern/view?searchterm=W%C3%A4rmpumpen>
- [CLV2003] G. Czisch, B. Lehner, S. Vassolo; *The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis*, Energy Policy, ScienceDirect, Elsevier, Dezember 2003 – Verfügbar über: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421503003112>
- [CG2007] G. Czisch, G. Giebel; *Realisable Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies*, Risø International Energy Conference 2007, Energy Solutions for Sustainable Development, Proceedings, Kopenhagen, Dänemark, Mai 2007 – Verfügbar über: http://www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_186-195.pdf
- [CS2007] G. Czisch, J. Schmid; *UNHDR Mitigation Country Study for Germany*, Hintergrundpapier für den “Human Development Report 2007/2008 Fighting climate change: Human solidarity in a divided world” der UNDP, Kassel, April 2007 – Verfügbar über: http://hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-2008/papers/czisch_schmid.pdf
- [DENA2005] DENA; *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), Köln, Februar 2005 – Verfügbar über: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/kraftwerke_netze/netzstudie1/dena-netzstudie_1_haupttext.pdf
- [DGS2007] DGS, M. Hüttmann; *Das Ergebnis der letzten DGS-Umfrage zu Photovoltaikpreisen*, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), München, März 2007 – Verfügbar über: [http://www.dgs.de/164.0.html?&tx_ttnews\[backPid\]=2&tx_ttnews\[tt_news\]=1337&cHash=6802e04762](http://www.dgs.de/164.0.html?&tx_ttnews[backPid]=2&tx_ttnews[tt_news]=1337&cHash=6802e04762)

- [EU2007] EU; *Getreide: Rat genehmigt Stilllegungssatz von Null für die Aussaat von Herbst 2007 und Frühjahr 2008*, Europa Press releases RAPID, Brüssel September 2007 – Verfügbar über: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1402&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>
- [GC2005] G. Czisch; *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, Universität Kassel, 2005, verfügbar über: <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/handle/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596>
- [GC2006] G. Czisch; *Kommentare zum Grünbuch: Einbezug großräumiger Versorgungsstrategien mit Erneuerbaren Energien in die Fortentwicklung des Grünbuchs im Sinne einer nachhaltigen Energiestrategie*. Internet-Veröffentlichung, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Brüssel. 2006 – Verfügbar über: http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/contributions/citizens/georg_gzisch.pdf
- [GC2007] G. Czisch; *Stellungnahme zum Grünbuch „Energie 2020“ Schleswig-Holstein*. Kassel. 2007 – Verfügbar über: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Stellungnahme_zum_Gruenbuch-Energie2020-SH_200709.pdf
- [GC2008] G. Czisch; *Projektskizze und Verfahrensvorschlag zu einer kooperativen Nutzung Deutscher Offshore-Windkraft und Schweizer Speicherwasserkraft*, Im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, Kassel. 2008 – Verfügbar über: <http://www.schleswig-holstein.de/MWV/DE/Energie/GruenbuchUndFolgepublikationen/0806-DeutschSchweizKooperationWindWasser.templateId=raw.property=publicationFile.pdf>
- [JM2008] J. Molly, *Ermittlung der deutschen Wertschöpfung im weltweiten Windenergiemarkt für 2007*, DEWI, Wilhelmshaven. 2008 – Verfügbar über: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/DEWI-Statistik_1HJ_2008.pdf
- [KOM2006] Kommission der Europäischen Gemeinschaften; *GRÜNBUCH: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*. Internet-Veröffentlichung, Brüssel. 2006 – Verfügbar über: http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_de.pdf
- [MM2008] M. Müller; *Antwortschreiben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit auf eine Anfrage des Bundstagsabgeordneten Hans-Josef Fell, Aktenzeichen Kab.-Par. Referat - Berlin, 7.04.2008*
- [VER2003] VERBUND APG; *Untersuchung der APG zur Frage der Verkabelung der Steiermarkleitung*, VERBUND-Austrian Power Grid AG, Graz, Österreich., Juni 2003 – Verfügbar über: <http://www.verbund.at/at/apg/netzausbau/steiermark/aktuelles/pdf/030711-kabel.pdf>
- [WD2008] W. Dietzel; *Redebeitrag zur 5. Sitzung des Hessischen Landtags*, Wiesbaden. 2008 – Verfügbar über: <http://starweb.hessen.de/cache/PLPR//17/5/00005.pdf>
- [Win2007] Windcomm; *Pressemitteilung: Veranstaltung „Potenziale der Windenergie und anderer Erneuerbarer Energien in Marokko“*, Husum. 2007 – Verfügbar über: http://www.windcomm-sh.de/include/de/content_aktuelles.php?we_objectID=1331
- [Win2007a] Windcomm; *Pressemitteilung: „Marokko auf dem Weg in eine neue Zukunft: Grüner Strom für Europa aus Afrika“*, Husum. 2007 – Verfügbar über: http://www.windcomm-sh.de/include/de/content_aktuelles.php?we_objectID=1334
- [Win2007b] Windcomm; *6. windcomm Werkstatt: Veranstaltung „Marokko - Zukunftsmarkt für Erneuerbare Energien“*, Husum. 2007 – Verfügbar über: http://www.windcomm-sh.de/Seiten/de/windcomm_werkstatt/06_windcomm_werkstatt.php