

L. Jarass | G. M. Obermair

Welchen **Netzumbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012
280 S., 21 €
ISBN 978-3-86991-641-5

Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots	42
Teil II : Grundlagen des Netzbaus	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung	117
Teil III : Optimierung des Netzbaus	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbbaus

In diesem Kapitel werden Maßnahmen zur Optimierung des Netzbbaus dargestellt. Der Begriff **Netzbau** umfasst die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung mittels Optimierung und Verstärkung bestehender Leitungen sowie Leitungsneubau.

- Zuerst werden Maßnahmen dargestellt, die den Übertragungsbedarf vermindern (Kap. 7.1).
- Anschließend werden Maßnahmen dargestellt, die eine kostengünstige Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung ermöglichen (Kap. 7.2).
- Zudem wird die Bedeutung von Energiespeichern für den Netzbau erläutert (Kap. 7.3).
- Abschließend wird für dann noch erforderliche Leitungsneubauten ein HGÜ-Overlaynetz diskutiert (Kap. 7.4).

7.1 Maßnahmen zur Verringerung des notwendigen Übertragungsbedarfs

Im Folgenden werden Möglichkeiten erläutert, die den Übertragungsbedarf vermindern.

7.1.1 Erhöhung der Energieeffizienz

Voraussetzung für einen grundlegenden Umbau des deutschen Energieversorgungssystems ist eine Erhöhung der Energieeffizienz, oder – vom Einsatz der Energieresourcen her betrachtet – eine Verringerung des ‘Verbrauchs’ von Energie (also letztlich von Primärenergie) pro tatsächlich bewirkter Energiedienstleistung [SRU 2011, Kap. 7; SPD 2011a, Kap. 4, 5.4]. Dabei muss das Zusammenspiel von Energieeffizienz und Erneuerbaren sowie ihrer Einbindung in das Energiesystem berücksichtigt werden [FVEE 2012, S. 37ff.].

Einsparmaßnahmen durch Netzbetreiber sind dringend erforderlich. Gerade die Netzbetreiber sind als unabhängige ‘Makler’ zwischen Kraftwerksbetreibern und Stromverbrauchern am ehesten in der Lage, Einsparmaßnahmen zu fordern und zu fördern: *„Nicht zuletzt brauchen wir neue Strategien für mehr Energieeffizienz und die Weiterentwicklung von Standards, mit denen die Potenziale sowohl bei Gebäuden als auch beim Stromverbrauch konsequent genutzt werden ...“* [Energiekonzept 2011, Punkt 38]. Die Bundesregierung wird prüfen, ob 2015 Einsparanreize durch so genannte *„weiße Zertifikate“* eingeführt werden können [Energiekonzept 2011, Punkt 27]. Für durchgeführte Energieeinsparungen bekommt der verpflichtete Energieversorger oder -verteiler dann entspre-

chende Zertifikate, die er entweder für das Erreichen seiner eigenen Verpflichtung verwenden oder an andere verpflichtete Marktakteure verkaufen kann. Bei einem Defizit an Zertifikaten droht eine Strafgebühr.

Zur Erhöhung der Energieeffizienz liegt ein innovativer Vorschlag vor [Machnig/Horstmann 2011]: Dem Netzbetreiber soll im Rahmen der bestehenden Anreizregulierung ein Zusatzlös gewährt werden, wenn er durch geeignete Angebote an seine Kunden eine definierte Effizienzverbesserung in seinem Netzgebiet realisiert. Für die Entwicklung und den Vertrieb von entsprechenden Energiedienstleistungen könnte sich der Netzbetreiber Energielieferanten, Handwerker, Anbieter einschlägiger Techniken, beratender Ingenieure etc. bedienen. Und diese werden wahrscheinlich ihn am ehesten als 'ehrlichen Makler' im Wettbewerbsgeschehen akzeptieren, weil er unter besonderer öffentlicher Kontrolle steht. Ein interessanter Vorschlag, der im Energiekonzept der Bundesregierung aufgegriffen wird.

Der eigentliche Fortschritt läge darin, dass erstmals ein Akteur auf den Plan träte, der das Potenzial und das Interesse hat, den jeweiligen regionalen Markt für Energiedienstleistungen zu organisieren und auf gemeinsame Geschäftsmodelle hinzuwirken. Die Stromverbraucher trügen, wie durch das EEG bedingt, Mehrbelastungen, hätten aber auch die Chance, vom Förderangebot des Netzbetreibers zu profitieren. Daraus ließe sich eine Art 'regionaler Wettbewerb' um Energieeffizienz erzeugen, wenn ein Teil der Förderkosten an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber überwält werden könnte.

7.1.2 Kein Netzbau für kurzzeitige Einspeisespitzen

(1) Auch für die Netzbauplanung ist Beschränkung der Einspeisung geboten, nicht nur bei Netzengpässen

„Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, KWK- und Grubengasanlagen. Gemäß § 11 EEG ... sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln (sog. EEG-Einspeisemanagement), soweit

- *andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,*
- *sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird,“ [Bundesnetzagentur 2011a, S. 3].*

Zudem wird klargestellt, dass konventionelle Kraftwerke, soweit sie nicht unabdingbar zur Netzstabilisierung erforderlich sind, bei drohenden Netzüberlastungen nicht wei-

terbetrieben werden dürfen: „Zur Bestimmung des netztechnisch erforderlichen Minimums kommt es ausschließlich auf den tatsächlichen Bedarf für die Netz- und Systemsicherheit an. Das technische Minimum eines Einzelkraftwerks ist nicht maßgeblich; ...“ [Bundesnetzagentur 2011a, S. 6].

In 2009 konnten 74 GWh Strom aus erneuerbaren Energien nicht eingespeist werden, ca. 0,2% der Gesamteinspeisung [Bundesnetzagentur 2011b, S. 2]. Gemäß Bundesverband Windenergie (BWE) liegt das Problem nicht in erster Linie bei den Übertragungsnetzen (380 kV), sondern auf der Ebene der Verteilnetze (110 kV und darunter). „Fast alle Abschaltungen von Windenergieanlagen sind auf Überlastungen auf Verteilernetzebene zurückzuführen. ... Die Branche prüft, in den Netzbau einzusteigen.“ [Handelsblatt 2011a].

Bei den seltenen und kurzen Erzeugungsspitzen von erneuerbaren Energien ist eine Beschränkung der Einspeisung aber nicht nur bei Netzstörungen, sondern aufgrund des gesetzlichen Gebots der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auch bei der Netzbauplanung zu berücksichtigen (vgl. das frühere Kap. 6.1). Dies führt zu einer deutlichen Verringerung des notwendigen Netzbaubedarfs. Ein Netzbau nur für kurzzeitige Windenergiespitzen ist wirtschaftlich nicht zumutbar und damit gesetzlich nicht geboten. Die Abregelung kurzzeitiger Windenergiespitzen ist also der gesetzlich vorgesehene Regelfall, nicht nur als Ausnahmesituation bei drohenden Netzstörfällen.

Der wirtschaftlich zumutbare Netzbau im Bereich der 380kV-Höchstspannungsfernleitungen ist abhängig von der erforderlichen Leitungslänge und der verwendeten Leitungsart. Er liegt z.B. für die geplante Südthüringenleitung von Erfurt nach Redwitz bei **weniger als 65%** der maximal abzuführenden Windkraftwerksleistung (vgl. die frühere Abb. 6.7).

Die Begrenzung bedeutet nicht, dass z.B. jede einzelne Windenergieanlage auf z.B. 65% ihrer individuellen installierten Leistung reduziert wird. Nur bei momentan sehr hohem und in größeren Gebieten der Regelzone simultanen Windenergieangebot, was im Mittel sehr selten und nur für kurze Zeitabschnitte vorkommt, kann die zur 380kV-Ebene durchgeleitete Windkraftwerksleistung die Grenzlasterlast des Netzes von z.B. 65% der installierten Gesamtleistung der Windgeneratoren überschreiten. Nur während dieser seltenen und meist kurzen Perioden müssen die Windkraftwerke soweit heruntergeregelt werden, dass die momentan zulässige Belastbarkeit des Netzes nicht überschritten wird (vgl. das frühere Kap. 6.3.2(3)).

Eine statistische Analyse der Windenergieeinspeisung in das 380kV-Netz der 50Hertz-Regelzone hat beispielhaft gezeigt, dass bei optimiertem Netzbau durch das dann erforderliche Abregeln seltener Leistungsspitzen weit weniger als 1% der möglichen jährlichen Windenergieausbeute 'ausgesperrt' wird [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 10.3.3].

Eine derartige planmäßige Reduzierung des Netzbaubedarfs sehen mittlerweile auch die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts von Mai 2011 vor [EEG 2011a]:

- „PV-Anlagen werden ins Einspeisemanagement einbezogen, können also künftig – wie alle anderen EEG-Anlagen – bei Netzüberlastung gegen Entschädigung abgeregelt werden.“
- Bei kleinen PV-Anlagen, für die das Einspeisemanagement zu aufwändig wäre, soll die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% begrenzt werden, um die sehr seltenen Leistungsspitzen zu 'kappen'. Dies reduziert die eingespeiste Strommenge nur um rund 2%, entlastet aber das Netz ganz erheblich.“

(2) Schrittweises Umdenken bei den Übertragungsnetzbetreibern

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, aber auch die Dena-Netzstudien I aus 2005 und II aus 2010 gingen bisher bei ihren Netzbauplanungen fehlerhaft von einer maximal zu übertragenden Windleistung in Höhe von 90% der in ihrer Regelzone installierten Windkraftwerksleistung aus und überschätzten damit den Leitungsneubaubedarf systematisch (vgl. das spätere Kap. 9.1). Eine derartige hohe simultane Einspeisung kommt nämlich z.B. in der 50Hertz-Regelzone, aber wohl auch in ganz Deutschland, höchstens einmal im Jahr und nur für einige Stunden vor [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.2].

Die Übertragungsnetzbetreiber sind mittlerweile von ihrer Forderung, zwingend jede Kilowattstunde erneuerbaren Stroms zu jedem Zeitpunkt ins Netz einspeisen zu können, vernünftigerweise abgerückt [50Hertz Netzausbau 2010].

Die Bundesnetzagentur hat zum Thema „effizienter Netzausbau als Ziel“ [Bundesnetzagentur 2012a, S. 21] eindeutig festgestellt: „Ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Verhältnis zwischen Netzausbau und Abschaltmaßnahmen muss ermittelt werden ...“ (vgl. das frühere Kap. 6.1.2).

(3) Entsorgungssicherheit kleiner halten als Versorgungssicherheit

Bei der Übertragung von Energie, insbesondere von Windenergie, kann man die **Entsorgungssicherheit** im öffentlichen Netz kleiner halten als die **Versorgungssicherheit** der Stromverbraucher, weil man die Einspeisung der Windenergieanlagen im Netzstörfall kurzfristig zurückregeln kann, falls verbrauchernahe Reservekraftwerke zur Verfügung stehen. Deshalb werden die Windkraftwerke im Regelfall nur durch Einfachleitungen, also nicht (n-1)-gesichert, an das öffentliche Netz angeschlossen.

Dies steht im Gegensatz zur Nachfrage der Stromverbraucher, die jederzeit mit hoher Versorgungssicherheit sichergestellt sein muss und deshalb im Regelfall durch Doppelleitungen versorgt werden.

7.1.3 Stromnachfrage und Stromangebot besser aufeinander abstimmen

(1) Nachfrage an Angebot besser anpassen (‘demand side management’)

Im Rahmen der Stromübertragungs- und insbesondere der Stromverteilungsnetze muss künftig auch die Möglichkeit geschaffen werden, die Stromnachfrage an die Verfügbarkeit des Angebots besser anzupassen [Niedersachsen 2011a, S. 21/22]. Für die Zukunft müssen daher Techniken verbessert und ausgebaut werden, die eine bessere Kommunikation zwischen den Stromerzeugern, den Netzbetreibern und den Stromverbrauchern ermöglichen (‘Smart Grids’).

„Über nachfrageseitiges Lastmanagement soll sich in Zukunft die Energienachfrage stärker an das Angebot anpassen. Dafür werden moderne, intelligente Netze und geeignete Anreize in den Stromtarifen benötigt. Diese so genannten ‘Smart Grids’ werden zukünftig Stromerzeuger, Speicher, Verbraucher und das Stromnetz mit moderner Informationstechnik steuern. Für den Aufbau intelligenter Stromnetze wird die Bundesregierung die rechtlichen Grundlagen zur Einführung von intelligenten Zählern (‘Smart Meter’) sowie für die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln schaffen.“ [Energiekonzept 2010, S. 19/20].

In Deutschland ist die Installation von neuen Messgeräten seit dem 01. Januar 2010 bei Neubauten und Totalsanierungen durch das Energiewirtschaftsgesetz vorgeschrieben.

(2) Abregelung von konventionellen Kraftwerken erforderlich

Wie soll der Strom aus erneuerbaren Quellen, insbesondere der Windstrom aus Nord- und Nordostdeutschland, zu den Verbrauchszentren übertragen werden?

Dieser Strom aus erneuerbaren Quellen kann grundsätzlich dann statt konventionell erzeugtem Strom durch die bestehenden Leitungen übertragen werden, wenn die in derselben Region produzierenden konventionellen Kraftwerke entsprechend zurückgefahren werden. Wenn allerdings z.B. bei hoher Windenergieeinspeisung auch Strom aus konventionellen Kraftwerken in das Übertragungsnetz eingespeist wird, z.B. für den europäischen Stromhandel, können daraus erhebliche Netzengpässe resultieren und daraus folgend ein erheblicher Netzbau- und Leitungsneubaubedarf.

Was passiert aber, wenn im Netzstörfall nicht genügend Windstrom aus Nord- und Ostdeutschland in die west- und süddeutschen Verbrauchsschwerpunkte transportiert werden kann? Hier ist durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien eine ganz neue Situation geschaffen worden: Reservekraftwerke müssen nun bei Schwachwindlagen ohnehin vorgehalten werden, zweckmäßigerweise in den süddeutschen Verbrauchsschwerpunkten. Bei Versorgungsstörungen oder wenn aus an-

deren Gründen nicht ausreichend viel Windstrom nach Süddeutschland transportiert werden kann, müssen die dort vorhandenen Reservekraftwerke einspringen.

Mittlerweile hat die Bundesnetzagentur klargestellt, dass ein Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken bei drohenden Netzüberlastungen nicht zulässig ist, soweit er nicht unabdingbar zur Netzstabilisierung erforderlich ist: „Zur Bestimmung des netztechnisch erforderlichen Minimums kommt es ausschließlich auf den tatsächlichen Bedarf für die Netz- und Systemsicherheit an. Das technische Minimum eines Einzelkraftwerks ist nicht maßgeblich; ...“ [Bundesnetzagentur 2011a, S. 6].

Es verbleiben aber noch mindestens zwei ungeklärte Fragen (vgl. das spätere Kap. 8.1):

- Muss bei einer netzbedingten Abregelung von konventionellen Kraftwerken das Netz auch dann ausgebaut werden, wenn die konventionellen Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage nicht erforderlich sind, sondern die gesamte momentane Stromnachfrage (von Kraftwerken zur Netzstabilisierung abgesehen) durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann – etwa mit dem Argument 'internationaler Stromhandel' (vgl. das spätere Kap. 8.1.3) oder generelles Recht der 'Befriedigung der Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität' [z.B. § 11, § 12 Abs. 3, 17 Abs. 1, § 20 Abs. 1 EnWG]?
- Dürfen bei ausreichender Netzkapazität (z.B. in der Schwachlastzeit) konventionelle Kraftwerke auch dann einspeisen, wenn sie zur Deckung der Nachfrage nicht erforderlich sind? So sieht etwa eine Studie im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Brandenburg zur Netzintegration erneuerbarer Energien [Brandenburg Netzintegration 2008] vor, dass alleine in Brandenburg neue konventionelle Kraftwerke mit Vorrang nach [KraftNAV] im Umfang von 1.852 MW auch bei Starkwindeinspeisung für die Netzbauplanung berücksichtigt werden müssen.

Es dürfte strittig sein, ob die Übertragungsnetzbetreiber das Netz so stark ausbauen müssen, dass auch bei einer für die Stromversorgung ausreichender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zusätzlich die gesamte Leistung der einspeisewilligen konventionellen Kraftwerke übertragen werden kann [z.B. § 17 Abs. 1, § 20 Abs. 1 EnWG]. Dies bedarf in jedem Fall einer rechtlichen Klarstellung insbesondere zur Vermeidung von überhöhten Leitungsneubauplanungen (vgl. das spätere Kap. 10.2.1(4)).

(3) Fehlende Abregelung konventioneller Kraftwerke führt zu negativen Strompreisen

Stark vereinfacht und schematisiert funktioniert der Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage wie folgt: Der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich am Vortag für den Folgetag von den Stromanbietern die geplanten Strommengen nennen, die sie in den 'Bilanzkreis' einspeisen werden. Dabei müssen alle Stromanbieter durch entsprechende individuelle Vereinbarungen mit Stromnachfragern (ggf. mittels der EEX-Strombörse) sicherstellen, dass ihre Produktion am nächsten Tag auch abgenommen wird. Natürlich wird es am nächsten Tag mehr oder weniger große Differenzen zwischen Produktion und Nachfrage geben. Hierfür sichert sich der Übertragungsnetzbetreiber

treiber von Dritten gegen Bezahlung die Option, ausreichend Ausgleichs- und Regelenergie zur Verfügung gestellt zu bekommen:

- Ist das tatsächliche Angebot am nächsten Tag kleiner als die Nachfrage, dann gleichen diese Regel- und Ausgleichsenergielieferanten die Differenz aus, sei es, indem Kraftwerksbetreiber ihre Kraftwerke ursprünglich nicht mit Nennleistung betreiben und nun hochfahren, sei es, dass Stromnachfrager ihre Nachfrage einschränken.
- Ist das tatsächliche Angebot am nächsten Tag größer als die Nachfrage, dann gleichen diese Regel- und Ausgleichsenergielieferanten die Differenz aus, sei es, indem Kraftwerksbetreiber ihre Kraftwerke nun etwas herunterfahren, sei es, dass Stromnachfrager ihre Nachfrage erhöhen.

Bisher ist eine Herunterregelung von konventionellen und Erneuerbare-Energien-Kraftwerken, v.a. auch von Windkraftwerken, nur bei drohender Netzüberlastung und erst nach Ausschöpfung von freiwilligen und marktmäßigen Maßnahmen vorgesehen [§ 13 EnWG]. Dies führt immer wieder zu negativen Strompreisen, weil der Übertragungsnetzbetreiber (als Bilanzkreisverantwortlicher) konventionelle Kraftwerke eben nur im Notfall [§ 13 Abs. 2 EnWG] zurückregeln kann, im Normalfall aber jeden, der kurzfristig weniger Strom einspeist oder mehr Strom abnimmt (z.B. Pumpspeicher, Großverbraucher) als am Vortag angegeben, dafür bezahlen muss. Die Stromverbraucher werden dafür über die Netzentgelte zusätzlich und in unnötiger Weise belastet.

Es ist offensichtlich nicht sinnvoll, Erneuerbare-Energien-Strom zu negativen Preisen an der Börse anzubieten und daraus resultierende Exzesse durch Verordnungen zu limitieren [Bundesnetzagentur 2011c].

Besser wäre es, bei einem Stromüberangebot zuerst die konventionellen und dann die Erneuerbare-Energien-Kraftwerke gegen Entschädigung zurückzuregeln und die Kosten der Entschädigung den Verursachern des Stromüberangebots in Rechnung zu stellen. Die Berücksichtigung einer derartigen Abregelung von konventionellen und von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken im Rahmen der Netzbauplanung zur Sicherstellung eines volkswirtschaftlich zumutbaren Netzbbaus erfordert eine Reihe von Änderungen, zum einen bei der Netzbauplanung, aber v.a. auch bei diversen Gesetzen und Verordnungen (vgl. das spätere Kap. 9).

(4) Virtuelles Stromversorgungssystem

Ein virtuelles Stromversorgungssystem ermöglicht eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz [Leitstudie 2011, Kap. 6.2, S. 178; Virtuelles Kraftwerk 2011]. Ein virtuelles Stromversorgungssystem ist der Zusammenschluss folgender Komponenten zum Zweck der Bereitstellung von flexibel einsetzbarer Kraftwerksleistung:

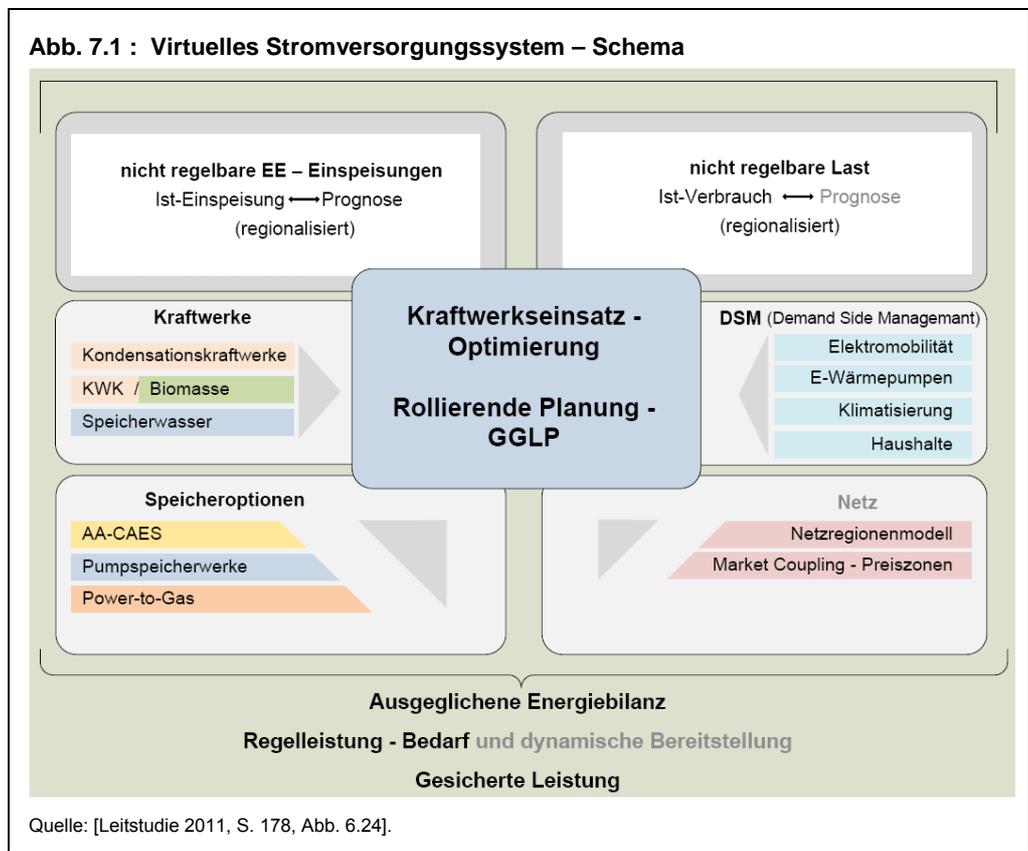
- stark fluktuierende erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne,
- kleine dezentrale fossile Energieversorgungseinheiten als Stromerzeuger (z.B. regelbare Blockheizkraftwerke mit Wärmespeicher),

- regelbare Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke),
- regelbare Stromverbraucher (z.B. Wärmepumpen),
- abschaltbare Stromverbraucher (z.B. bestimmte Industriebetriebe).

Abb. 7.1 zeigt ein Schema eines virtuellen Stromversorgungssystems.

Durch Simulationen unter Verwendung typischer Stromnachfragekurven und Realzeitverläufe der zu kombinierenden Kraftwerke kann vorab untersucht werden, inwieweit die bekannte Stromnachfrage in ihrem Zeitverlauf gesichert durch eine Kombination dieser vielen unterschiedlichen erneuerbaren Energieerzeugern, einschließlich Pumpspeicherkraftwerken sowie Kraft-Wärme-Kopplung, und einer möglichst geringen konventionellen Regelleistung erbracht werden kann. Das virtuelle Kraftwerk gleicht Schwankungen im Netz aus und hilft dabei, CO₂-freien, aber stark fluktuierenden Windstrom besser in das Netz zu integrieren.

Im Regelfall wird durch ein virtuelles Stromversorgungssystem der Netzbaubedarf verringert.



(1) Flexible Reservekraftwerke in Süddeutschland zubauen

Windkraftwerke müssen aus meteorologischen Gründen an windreichen Standorten gebaut werden, also an und vor die Küste sowie auf windreichen Höhenlagen in Zentral- und Süddeutschland.

Stromdefizite werden v.a. für den Südwesten Deutschlands prognostiziert (vgl. Abb. 7.2). Konventionelle Reserve- und Regelkraftwerke sollten deshalb in Regionen mit hohem Stromverbrauch und relativ niedriger Erneuerbare-Energien-Stromproduktion gebaut werden, also nahe den Verbrauchsschwerpunkten in Süd- und Südwestdeutschland, nicht aber fernab in Nord- und Ostdeutschland, wo die Stromnachfrage niedrig und die Erneuerbare-Energien-Stromproduktion sehr hoch ist [Eurosolar 2011]. Als konventionelle Reserve- und Regelkraftwerke sind schnell regelbare Kraftwerke, z.B. hocheffiziente Gas- und Dampf-Kraftwerke, erforderlich (vgl. das frühere Kap. 3.4.2).

Tab. 7.1 zeigt die konventionellen Kraftwerke, die 2012 in Bau waren, insgesamt gut 11 GW.

- Nur ein Sechstel wird im Süden Deutschlands errichtet (Tab. 7.1, Z. 4), also dort, wo Reservekraftwerke besonders dringend benötigt werden.
- Insgesamt wird nur gut ein Zehntel als besonders gut regelbare Erdgaskraftwerke errichtet (Tab. 7.1, Z. 5.2).

Die Bundesregierung hat dieses Problem Anfang Mai 2011 thematisiert: *„Die durch einen raschen Ausstieg aus der Kernkraft entstehende Lücke bei den Stromerzeugungskapazitäten soll nach den Vorstellungen Merkels zu einem erheblichen Teil durch Gaskraftwerke geschlossen werden. ... Man denke insbesondere an 'industriennahe' Standorte in Nordrhein-Westfalen und Bayern.“* [Handelsblatt 2011b]. Der Bayerische Umweltminister Söder hat Anfang Mai 2011 ebenfalls erklärt, dass in Bayern zusätzliche Gaskraftwerke zum Ausgleich der Schwankungen der erneuerbaren Energien gebaut werden sollen [SZ 2011a].

Tab. 7.2 zeigt die konventionellen Kraftwerke, die 2012 in Planung waren, insgesamt fast 26 GW. Zentrale Ergebnisse von Tab. 7.2 sind:

- Immerhin sollen im Süden Deutschlands mit gut 8 GW (Tab. 7.2, Z. 4) rund ein Drittel der insgesamt geplanten Neuinstallationen von rund 26 GW errichtet werden, also dort, wo Reservekraftwerke besonders dringend benötigt werden.
- Erfreulich ist die große Menge an Speicherplanungen in Süddeutschland von insgesamt fast 3 GW (Tab. 7.2, Z. 5.1). Damit können Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien zukünftig besser genutzt und gleichzeitig die Versorgungssicherheit in Süddeutschland verbessert werden.

Für die Integration von erneuerbaren Energieträgern kontraproduktiv sind neue konventionelle Kraftwerke im Osten mit 6 GW (Tab. 7.2, Z. 2) und im Norden Deutschlands mit 4 GW (Tab. 7.2, Z. 1). Denn für diese Kraftwerke ist ein zusätzlicher Netzbau erforderlich, wenn deren Leistung auch bei Starkwindlagen gesichert nach Süden transportiert

werden soll. Nur in diesem Fall ist aber eine ausreichend hohe Benutzungsdauer dieser Kraftwerke möglich.

Tab. 7.1 : Konventionelle Kraftwerke in Bau, Deutschland 2012

	Brennstoff	installierte Leistung		Bundesland
		[MW]	Anteil	
(1) Summe Norden		2.745	24%	
(1.1) Bremen Mittelsbüren 2013	Erdgas	445		HB
(1.2) Kraftwerk Moorburg Block 1	Steinkohle	760		HH
(1.3) Kraftwerk Moorburg Block 2	Steinkohle	760		HH
(1.4) Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	780		NI
(2) Summe Osten		780	7%	
(2.1) GuD Zeitz GmbH	Erdgas	140		ST
(2.2) Kraftwerk Boxberg Block R	Braunkohle	640		BB
(3) Summe Westen		5.904	52%	
(3.1) Knappsack-Hürth Neubau 2012	Erdgas	409		NW
(3.2) Kraftwerk Datteln 4	Steinkohle	1.055		NW
(3.3) Kraftwerk Hamm Westfalen D	Steinkohle	765		NW
(3.4) Kraftwerk Hamm Westfalen E	Steinkohle	765		NW
(3.5) Lünen Trianel	Steinkohle	750		NW
(3.6) Neurath F	Braunkohle	1.080		NW
(3.7) Neurath G	Braunkohle	1.080		NW
(4) Summe Süden		1.918	17%	
(4.1) Burghausen KWK IKW	Erdgas	115		BY
(4.2) Infraserb (Industriepark Höchst)	Erdgas	98		HE
(4.3) Rheinhafendampfkraftwerk Daxlanden	Steinkohle	840		BW
(4.4) Mannheim GKM Block 9 P	Steinkohle	865		BW
(5) Summe gesamt		11.347	100%	
davon				
(5.1) Speicher		0	0%	
(5.2) Erdgas		1.207	11%	
(5.3) Steinkohle		7.340	65%	
(5.4) Braunkohle		2.800	25%	

Quelle: [Kraftwerke 2012].

Dies wird auch von der Bundesnetzagentur bestätigt [Bundesnetzagentur 2012e, S. 112]: „*Eine vermehrte Ansiedlung im Norden würde allerdings die Netzengpasssituation in Deutschland (bedingt durch Erzeugung von Strom aus Windkraftanlagen im Norden mit Abnahmezentren im Süden) nicht mildern, sondern ggf. verschärfen.*“ Ein Teil dieser Kohlekraftwerksplanungen wird von den Investoren aus den unterschiedlichsten Gründen aber nicht mehr aktiv weiterverfolgt [Kraftwerkskarte 2011b].

Man sieht auch hier, wie wichtig eine genaue Begründung für einen Netzbau ist, um so die wahren Ursachen für neue Leitungen beurteilen und für die Energiewende zielführende Entscheidungen treffen zu können.

Tab. 7.2 : Konventionelle Kraftwerke in Planung, Deutschland 2012

	Brennstoff	installierte Leistung		Bundesland
		[MW]	Anteil	
(1) Summe Norden		4.259	16%	
(1.1) Druckluft-Speicher ERES II	Speicher	456		SH
(1.2) Braunschweig 2014	Erdgas	400		NI
(1.3) Flensburg	Erdgas	133		SH
(1.4) Kiel	Erdgas	475		SH
(1.5) Kraftwerk Stade	Steinkohle	1.055		NI
(1.6) Kraftwerk Brunsbüttel SWS1	Steinkohle	870		SH
(1.7) Kraftwerk Brunsbüttel SWS2	Steinkohle	870		SH
(2) Summe Osten		5.953	23%	
(2.1) Druckluft-Speicher ADELE	Speicher	90		ST
(2.2) Lichtenberg	Erdgas	290		BE
(2.3) Eisenhüttenstadt EKO1	Erdgas	390		BB
(2.4) Eisenhüttenstadt EKO2	Erdgas	390		BB
(2.5) Klingenberg	Erdgas	285		BE
(2.6) Premnitz	Erdgas	424		BB
(2.7) Calbe (Förderstedt) 1	Erdgas	455		ST
(2.8) Calbe (Förderstedt) 2	Erdgas	455		ST
(2.9) Lubmin 1	Erdgas	440		MV
(2.10) Lubmin 2	Erdgas	440		MV
(2.11) Lubmin 3	Erdgas	440		MV
(2.12) Wustermark 1	Erdgas	626		BB
(2.13) Wustermark 2	Erdgas	626		BB
(2.14) Kraftwerk Profen	Braunkohle	602		ST
(3) Summe Westen		7.483	29%	
(3.1) Uerdingen	Erdgas	1.100		NW
(3.2) Köln-Niehl GuD 3	Erdgas	570		NW
(3.3) Bocholt Neu	Erdgas	420		NW
(3.4) Duisburg-Mündelheim	Erdgas	580		NW
(3.5) Geithe 30 Neu	Erdgas	400		NW
(3.6) Weisweiler Neubau 2015	Erdgas	713		NW
(3.7) Herne 5	Steinkohle	800		NW
(3.8) Lünen Evonik 4	Steinkohle	800		NW
(3.9) Niederaußem BoA 5	Braunkohle	1.050		NW
(3.10) Niederaußem BoA 4	Braunkohle	1.050		NW
(4) Summe Süden		8.257	32%	
(4.1) Rudolf-Fettweis-Werk Forbach 2	Speicher	200		BW
(4.2) Speicher Atdorf 1	Speicher	700		BW
(4.3) Speicher Atdorf 2	Speicher	700		BW
(4.4) Pumpspeicherkraftwerk Waldeck M7	Speicher	301		HE
(4.5) Pumpspeicherkraftwerk Riedl/Passau	Speicher	300		BY
(4.6) Quierschied	Erdgas	490		SL
(4.7) Kelsterbach	Erdgas	40		HE
(4.8) Stuttgart	Erdgas	400		BW
(4.9) Sindelfingen	Erdgas	400		BW
(4.10) Kraftwerk Leipheim	Erdgas	760		BY
(4.11) Daxlanden RDK6 DT6	Erdgas	171		BW
(4.12) Daxlanden RDK6 GT6	Erdgas	290		BW
(4.13) Griesheim	Erdgas	500		HE
(4.14) Ludwigsau	Erdgas	1.100		HE
(4.15) Burghausen 2015	Erdgas	850		BY
(4.16) Kraftwerk Staudinger 6	Steinkohle	1.055		HE

Fortsetzung von Tab. 7.2

	installierte Leistung	
	[MW]	Anteil
(5) Summe gesamt davon	25.952	100%
(5.1) Speicher	2.747	11%
(5.2) Erdgas	15.053	58%
(5.3) Steinkohle	5.450	21%
(5.4) Braunkohle	2.702	10%

Quellen: [Kraftwerke 2012; Kraftwerkskarte 2011a].

(2) Flexible Reservekraftwerke in Süddeutschland vermindern den Netzbbaubedarf deutlich

Die Bundesnetzagentur begründet die Notwendigkeit eines massiven Netzbbaus wesentlich mit dem geplanten Zubau von neuen konventionellen Kraftwerken, die aber wesentlich in Norddeutschland und im Ruhrgebiet entstehen sollen, statt des gebotenen Zubaus in Süddeutschland [Bundesnetzagentur 2011d, S. 44ff., Tab. 6 und 7; dort auch detaillierte Angaben zu dem zu erwartenden Zubau an konventionellen Kraftwerken].

Zudem speisen zu viele bestehende Kraftwerke, v.a. Braunkohlekraftwerke, wegen fehlender Flexibilität auch bei Starkwind mit beträchtlicher Teilleistung ein (vgl. das frühere Kap. 7.1.3). Diese Fehlentwicklung führt zu einem unnötigen zusätzlichen Netzbbaubedarf, weil für diese – für die Versorgung der deutschen Verbraucher unnötigen Stromeinspeisungen – zusätzliche Übertragungsleistungen geschaffen werden müssten, häufig durch den Bau neuer Leitungen (vgl. das spätere Kap. 10.1).

Die bestehenden Kohlekraftwerke könnten laut einer VDE-Studie allerdings kostengünstig, ggf. nach Umrüstung, zum Ausgleich der stark fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden [Brauner 2012]. Die gegenüber neuen Gaskraftwerken erhöhten CO₂-Emissionen sind bei den zu erwartenden sehr niedrigen Benutzungsdauern ggf. akzeptabel. Warum neue Kraftwerke bauen, wenn man sehr kostengünstig bestehende Kraftwerke nutzen kann?

Flexible Reservekraftwerke in Süddeutschland vermindern den Netzbbaubedarf deutlich:

- Das Übertragungsnetz ist (n-1)-gesichert ausgebaut, d.h. ein Betriebsmittel, z.B. ein Leitungssystem, muss ausfallen können ohne Störung der Versorgung der Verbraucher. Deshalb werden die Leitungen ohne Netzstörung nur maximal zur Hälfte genutzt.
- Dient die Leitung dem Windtransport von Nord nach Süd, wäre zu prüfen, inwieweit bei einer Netzstörung die nord- bzw. ostdeutsche Windenergieeinspeisung kurzfristig soweit reduziert werden kann, dass die Leitungen nicht überlastet wer-

den, und die im Süden entfallende Leistung dann durch süddeutsche Reservekraftwerke ersetzt werden kann, die man für Windflauten ohnehin vorhalten muss.

Die Monopolkommission hält es ökonomisch für falsch, Netzengpässe primär durch den Bau neuer Hochspannungsleitungen beseitigen zu wollen, da die dadurch entstehenden Kosten höher als der Nutzen sein könnten [Monopolkommission 2011]. Sie schlägt die Einführung von mindestens zwei Preiszonen in Deutschland vor. Kraftwerke und Stromhändler könnten dann ihre Lieferungen nicht mehr wie bisher von jedem beliebigen Punkt aus zum selben Preis ins Transportnetz einspeisen. Vielmehr würde der zu transportierende Strom zusammen mit der verfügbaren Transportkapazität versteigert. Ergebnis [Leuschner 2011]: Bei Engpässen zwischen den Preiszonen würden so Stromlieferungen von außen teurer als solche Einspeisungen, die innerhalb der Preiszone erfolgen. Durch diese Preisdifferenzen würden Kraftwerksbetreiber veranlasst, neue Anlagen bevorzugt an den Schwerpunkten des Verbrauchs zu errichten. Der Bau neuer Transportleitungen zur Heranführung des Stroms von verbrauchsfernen Kraftwerken könnte so vermieden und die Netzstabilität erhöht werden.

(3) Leistungspreis für Reservekraftwerke erforderlich?

Auch die Bundesnetzagentur sieht einen dringenden Bedarf des Zubaus von schnell regelbaren Kraftwerken in Süddeutschland [Bundesnetzagentur 2011d] zum Ausgleich von Schwankungen bei einem massiven weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Es ist zu klären, inwieweit sich bei der dadurch deutlich reduzierten Benutzungsdauer von herkömmlichen Kraftwerken der erforderliche Zubau von neuen schnell regelbaren Gaskraftwerken in Süddeutschland gegenüber abgeschriebenen Kohlekraftwerken rechnet.

Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass von 2012 bis 2014 die in Süddeutschland installierte Erdgaskraftwerksleistung durch Stilllegung älterer Kraftwerke um rund 1,4 GW reduziert werden soll [Bundesnetzagentur 2012e, S. 39, Tab. 8]: Dies ist eine Fehlentwicklung, die dringend einer Korrektur bedarf.

Durch ein neues Kraftwerksförderprogramm der Bundesregierung sollte der erforderliche Neubau hocheffizienter und flexibler Kraftwerke gefördert werden, zur gleichzeitigen Förderung der Wettbewerbssituation kleinerer Anbieter (zum Beispiel von Stadtwerken), beschränkt auf Kraftwerksbetreiber mit einem Anteil von weniger als 5% an den deutschen Erzeugungskapazitäten [Energiekonzept 2011, Punkt 24]. Die EU-Kommission sieht dies als unerlaubte Beihilfe, soweit bei den neuen Kraftwerken keine Lagerung des entstehenden CO₂ vorgesehen ist. Gesetzliche Initiativen zur Schaffung von 'Endlagern' für CO₂ sind allerdings gescheitert.

„Neubau nur mit Staatsgeld“, so die Forderung der konventionellen Energiewirtschaft [Handelsblatt 2012a]. Es gibt Vorschläge, für die Bereitstellung von langfristig gesicherten Kraftwerkskapazitäten einen Leistungspreis zu bezahlen, unabhängig von der tatsächlichen Abnahme, ähnlich wie industrielle Kunden für die Möglichkeit, eine bestimmte

Leistung beziehen zu können, einen Leistungspreis bezahlen müssen [Bundesnetzagentur 2012e, S. 111f.]. Je nach geschätztem Bedarf würde dabei eine bestimmte gesicherte Kraftwerkskapazität für mehrere Jahre z.B. von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben, um die sich neue wie auch bestehende Kraftwerke bewerben können [EWI 2012]. Die Notwendigkeit derartiger Maßnahmen wird allerdings von Vertretern der erneuerbaren Energien bestritten [Falkenhagen 2012].

Ein derartiger Leistungspreis sollte, falls überhaupt erforderlich, auf neu gebaute Kraftwerke konzentriert werden, um so mit wenig Aufwand eine erhebliche zusätzliche gesicherte Kraftwerkskapazität für großräumige Windflauten zu erreichen.

7.2 Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes

Zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes ('Netzbau') sind zuerst kostengünstige Maßnahmen wie Netzoptimierung (z.B. durch Leiterseiltemperaturmonitoring) und Netzverstärkung bestehender Leitungen (z.B. durch Hochtemperaturleiterseile) durchzuführen. Dadurch ist gerade für windstarke Zeiten eine deutliche Erhöhung der Übertragungsleistung für erneuerbare Energien möglich (vgl. das frühere Kap. 4.3). Erst nach Ausschöpfen dieser kostengünstigen Potenziale ist ein Leitungsneubau geboten (vgl. das frühere Kap. 4.3.3). Diese Rangfolge von Optimierung, Verstärkung und Leitungsneubau ist klar gesetzlich geregelt [§ 11 Abs. 1 EnWG].

In jedem Fall ist zu prüfen, inwieweit ein Netzbau wirtschaftlich zumutbar ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei hoher Windenergieeinspeisung im Regelfall der Börsenstrompreis nahe Null liegt und damit ein etwas stärkeres Abschneiden von Windenergiespitzen wirtschaftlich geboten sein könnte (vgl. das frühere Kap. 6.3.1).

7.2.1 Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes besonders gut geeignet für erneuerbare Energien

Gesetzliche Vorgaben zur Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes wurden bisher zu wenig berücksichtigt:

Beim früheren Zubau von konventionellen Grundlastkraftwerken ging es um eine punktuelle zusätzliche Einspeisung von 500 MW und mehr, die sich in der Regel nur durch den Neubau einer Anschlussleitung und den Ausbau des regionalen oder sogar des überregionalen Übertragungsnetzes integrieren ließ.

Sehr gut geeignet sind Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes dagegen v.a. für das neuartige Problem der Übertragung stark schwankender, aber bei Bedarf leicht reduzierbarer Einspeisung, wie z.B. Windenergie. Hier besteht erheblicher Nachbesserungsbedarf.

Zudem sind sicherzustellen:

- Nachrüstung bestehender Leitungen mit Online-Leitertemperaturmonitoring und, an kritischen Stellen, mit Hochtemperaturleiterseilen, v.a. auch im 110kV-Bereich, zur Reduzierung des Neubaubedarfs und damit zur Reduzierung der Kosten für eine Erhöhung der Übertragungsleistung;
- Online-Leitertemperaturmonitoring und, an kritischen Stellen, Hochtemperaturleiterseile bei unabwiesbar erforderlichen Freileitungsneubauten, sowohl im 110kV- als auch im 380kV-Bereich;
- Festlegung von klaren Rahmenbedingungen für technische Normen ('Stand der Technik', Einsatz innovativer Technologien etc.) [Göppel 2012].

Die Bundesnetzagentur bestätigte einerseits das große Potenzial von Netzoptimierung durch Leitertemperaturmonitoring und Netzverstärkung durch Hochtemperaturleiterseile (vgl. das frühere Kap. 4.3.1(1)). Andererseits wird von der Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 [Bundesnetzagentur 2012e] Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes nicht einmal erwähnt, sondern ausschließlich auf den Neubau von Leitungen abgestellt.

7.2.2 Netzrepowering erleichtert Kernkraftwerksausstieg

Tab. 7.3 zeigt für die deutschen Kernkraftwerke einen Vergleich ihrer Außerbetriebnahmen gemäß dem Atomgesetz von Mitte Juli 2011 versus Atomgesetz 2002.

Das neue Atomgesetz 2011 macht die zwischenzeitliche Laufzeitverlängerung gemäß Atomgesetz 2010 rückgängig, erlaubt aber weiterhin, wie das Atomgesetz 2002, eine Übertragung der dort vorgesehenen und nicht verbrauchten Strommengen auf andere Kernkraftwerke. Allerdings gibt das Atomgesetz 2011 absolute Abschaltzeitpunkte für jedes Kernkraftwerk vor, unabhängig von noch vorhandenen Reststrommengen, wie es im Atomgesetz 2002 vorgesehen war.

Ergebnis: Durch das Moratorium werden drei Kernkraftwerke rund ein Jahr früher abgeschaltet als gemäß Atomgesetz 2002 geplant, vier Kernkraftwerke rund drei Jahre früher und das Kernkraftwerk Krümmel rund zehn Jahre früher. Davon waren allerdings Krümmel, Brunsbüttel und eine Reihe von weiteren Kraftwerken wegen technischer Probleme und intensiver Wartungen ohnehin nicht in Betrieb.

Bietet sich mit dem Abschalten der Kernkraftwerke tatsächlich eine Chance, die Stromerzeugung in Deutschland deutlich zu flexibilisieren? Lassen sich dann zukünftig Situationen vermeiden, bei denen schwer regelbare Grundlastkraftwerke auch bei Starkwind weiterlaufen, sodass regenerativ erzeugter Strom zum Nulltarif oder gar zu negativen Preisen ins Ausland verschenkt werden muss, um die Netzstabilität zu sichern?

Tab. 7.3 : Außerbetriebnahmen der Kernkraftwerke gemäß Atomgesetz 2011 versus Atomgesetz 2002

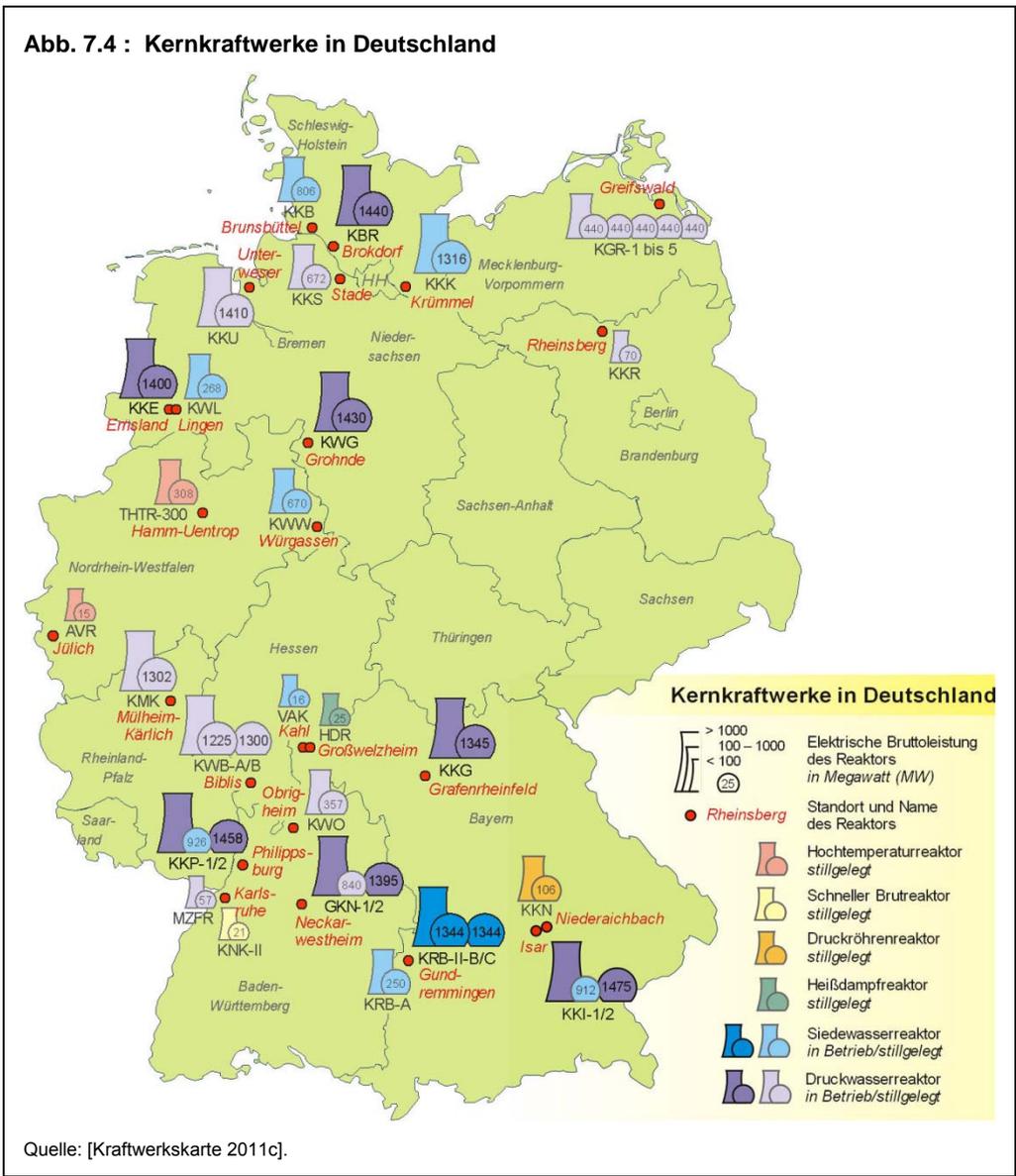
	(1a) Atomgesetz 2011	(1b) Atomgesetz 2002	(2) Leistung [MW]
Außerbetriebnahme	am	ca.	brutto
A. knapp 1 Jahr früher als Atomgesetz 2002			
(1) Biblis A	15.03.2011	2011	1225
(2) Neckarwestheim 1	15.03.2011	2011	840
(3) Biblis B	15.03.2011	2011	1300
B. knapp 3 Jahre früher als Atomgesetz 2002			
(4) Brunsbüttel	15.03.2011	2013	806
(5) Isar 1	15.03.2011	2012	912
(6) Unterweser	15.03.2011	2013	1410
(7) Philippsburg 1	15.03.2011	2013	926
C. 10 Jahre früher als Atomgesetz 2002			
(8) Krümmel	15.03.2011	2021	1402
D. rund 1/2 Jahr später als Atomgesetz 2002			
(9) Grafenrheinfeld	31.12.2015	2015	1345
(10) Gundremmingen B	31.12.2017	2017	1344
(11) Philippsburg 2	31.12.2019	2019	1468
(12) Gundremmingen C	31.12.2021	2018	1344
(13) Grohnde	31.12.2021	2019	1430
(14) Brokdorf	31.12.2021	2022	1480
(15) Isar 2	31.12.2022	2021	1485
(16) Emsland	31.12.2022	2022	1400
(17) Neckarwestheim 2	31.12.2022	2023	1400

Quellen: [Kernreaktoren 2011; Atomgesetz 2011a].

Abb. 7.4 zeigt die Lage der Kernkraftwerke in Deutschland. Die schrittweise Abschaltung der Kernkraftwerke macht Leitungen von der Küste nach Süden frei (vgl. die frühere Abb. 3.4), senkt andererseits aber das Stromangebot im Süden. Kann dies durch einen verstärkten Bau von Windkraftwerken im Süden Deutschlands wettgemacht werden? Die norddeutschen Küstenländer forderten Anfang Mai 2011, die freiwerdenden Netzkapazitäten und Knotenpunkte nach Abschaltung der Atomkraftwerke in die Planung einzubeziehen. Die durch das Abschalten der Kernkraftwerke frei werdenden Netzkapazitäten müssten vorrangig für die Offshore-Windenergie reserviert werden und dürfen nicht für küstennahe Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden [Rostock 2011].

Zwar sieht eine aktuelle Studie keinerlei Probleme bei Nachfragesicherung und Lastflüssen durch die vorzeitige Abschaltung von Kernkraftwerken [Kernkraftwerksausstieg 2011], die einzelnen Auswirkungen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf den Netzbau sind aber ungeklärt.

Abb. 7.4 : Kernkraftwerke in Deutschland



Die Bundesnetzagentur sieht Risiken bei der Stromversorgung durch das dauerhafte Abschalten von acht Kernkraftwerken, und zwar bei Starkwind- und bei Starklastsituationen [Bundesnetzagentur 2011d, S. 53ff.]. Beide dort untersuchte Szenarien beziehen sich auf Wintertage, im zweiten Fall mit Temperaturen bis unter 0°C in weiten Teilen Europas. In diesen Fällen komme es bei Ausfall eines Übertragungssystems zu Überlastungen einiger Übertragungsleitungen von über 120%. Deshalb sei die zusätzliche Vorhaltung von mindestens 2.000 MW Reserveleistung in Süddeutschland erforderlich. Hierfür wird eine so genannte Kaltreserve eingeplant, u.a. durch Kernkraftwerke. Andererseits stellt die Bundesnetzagentur fest [Bundesnetzagentur 2011d, S. 62], „...“, dass mit einer Auslastung von 125% bei Ausfall eines Betriebsmittels und von über 140% bei Ausfall zweier

Betriebsmittel zwar die gemäß dem Regelwerk der ENTSO-E zulässigen betrieblichen Obergrenzen für die Strombelastbarkeit auf den verbleibenden Betriebsmitteln überschritten sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass entsprechend der einschlägigen DIN-Normen die maximale Strombelastbarkeit der Leiterseile für eine hochsommerliche Außentemperatur von 35°C berechnet ist. Im vorliegenden Fall eines kalten Winterabends ist die Stromtragfähigkeit aufgrund der geringen thermischen Ausdehnung der Leiterseile allerdings deutlich höher, so dass bei entsprechender Berücksichtigung bei den Schutzeinstellungen und bei einer entsprechenden Auslegung der gesamten Betriebsmittelkette eine Überlast von 125% unter diesen speziellen Bedingungen ertragen werden und in diesem Zeitraum zu keiner überlastbedingten Auslösung eines weiteren Betriebsmittels führen dürfte. Insoweit übersteigt aus formaler Sicht im (n-1)-Fall die Strombelastung zwar die zulässige betriebliche Obergrenze, ein gewisser Puffer für eine Überlast ist im vorliegenden Fall aufgrund der Witterungsbedingungen aber vorhanden. Letzteres wurde der Bundesnetzagentur seitens Amprion auf Nachfrage bestätigt.“

Es sei hinzugefügt: Bei Optimierung der im zitierten Bericht der Bundesnetzagentur als überlastet angesehenen Leitungen 'Pfaffendorf-Süd-Leitung' (im südlichen Kölner Raum), Remptendorf-Redwitz (Südthüringen) und Wolmirstedt-Helmstedt (zwischen Magdeburg und Wolfsburg) mittels Online-Leiterseiltemperaturmonitoring kann bei Umgebungstemperaturen um 0°C die Übertragungskapazität auch im (n-2)-Störfall mit kurzfristiger Überlastung einer Leitung von 140% ganz bestimmt sichergestellt werden (vgl. die frühere Abb. 4.1). Dabei ist allerdings die dynamische Systemstabilität zu beachten (vgl. das frühere Kap. 4.4). Die von der Bundesnetzagentur ursprünglich avisierte Kernkraftwerks-Kaltreserve wäre dann sicher **nicht** erforderlich [Bundesnetzagentur 2011d, S. 57].

7.2.3 Klärung von Unklarheiten beim Einsatz von Netzoptimierung und Netzverstärkung erforderlich

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen auf eine Reihe von Unklarheiten hin, die den Einsatz von Netzoptimierung und Netzverstärkung behindern (vgl. das frühere Kap. 4.4.1). Deshalb ist eine Festlegung von klaren Rahmenbedingungen für technische Normen ('Stand der Technik', Einsatz innovativer Technologien etc.) erforderlich.

Die Festlegung von Rahmenbedingungen könnte sich an den Ergebnissen der Denanetzstudie-II orientieren [Dena 2010, S. 146f.]: Für den Einsatz von Temperaturmonitoring, also für das Abweichen von in DIN EN 50182 vorgegebenen Umgebungsbedingungen beim Betrieb von Freileitungen „hat das für die Normung von Freileitungen zuständige Komitee der Deutschen Kommission für Elektrotechnik und Informationstechnik (DKE) in DKE K421 (2005) Stellung bezogen“ [Dena 2010, S. 146]: „Ein Betrieb bei veränderten Umgebungsbedingungen ist möglich, solange sichergestellt ist, dass die höchste Leiterendtemperatur von 80°C für Leiter nicht überschritten wird.

- Alle sicherheitsrelevanten Abstände müssen eingehalten werden.

- *Nicht nur die Beseilung, sondern alle Komponenten im Strompfad müssen für die entsprechende Strombelastung ausgelegt sein.*“

„Somit kann davon ausgegangen werden, dass bei Erfüllung der genannten Randbedingungen den ‘allgemeinen Regeln der Technik’ und somit den Anforderungen gemäß § 49 EnWG genüge getan ist.“ [Dena 2010, S. 147].

„Für Leiter, die abweichend von den Standard-Leitern der DIN EN 50182 auslegungsgemäß bei Temperaturen größer 80°C betrieben werden können ... liegt noch keine diesbezügliche Anfrage oder Aussage des DKE K421 vor. Hier kann allerdings DIN EN 50431 (2002), Abschnitt 9.2, herangezogen werden: ... Anmerkung 2: Für einige Freileitungsprojekte können Leiterarten oder Werkstoffe für den Freileitungsbau verwendet werden, die nicht in den bestehenden EN-Normen enthalten sind. In diesen Fällen und beim Fehlen einschlägiger Normen sollte die Projektspezifikation alle geforderten Kennwerte und die entsprechenden Prüfmethode unter geeigneter Bezugnahme auf EN-Normen festlegen. ... Daraus lässt sich folgern, dass zumindest – wie bei Leitern nach EN 50182 – die sicherheitsrelevanten Abstände eingehalten werden müssen und alle Komponenten im Strompfad für die entsprechende Strombelastung ausgelegt werden müssen.“ [Dena 2010, S. 147].

Es besteht hier also Klärungsbedarf. § 49 Abs. 2 S. 3 EnWG sollte deshalb geeignet geändert werden, z.B. indem die Bundesnetzagentur ermächtigt wird, zu Grundsätzen und Verfahren der Einführung technischer Sicherheitsregeln, insbesondere zum Stand der Technik von Netzoptimierung und Netzverstärkung, nähere Bestimmungen zu treffen.

7.3 Bedeutung von Energiespeichern

Zwingend erforderlich für die Integration der erneuerbaren Energien sind zusätzliche Speichermöglichkeiten (vgl. das frühere Kap. 3.4.4).

7.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Es sind eine Reihe von neuen Pumpspeicherkraftwerken in Planung (vgl. das frühere Kap. 3.4.4(1)). Die zukünftig erforderlichen großen Energiespeicher können nur in topografisch besonders begünstigten Gebieten mit großen Höhenunterschieden und ausreichend Wasserkapazitäten errichtet werden. Es wäre zu untersuchen, inwieweit dadurch die Auslegung von neuen Ferntransportleitungen geändert werden müsste, wobei es auch auf Kombination von zentralen Großspeichern mit kleineren lokalen Speichern ankommt.

(1) Bau von Pumpspeicherkraftwerken in den Mittelgebirgen kostengünstig möglich

Im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird der Bau von Energiespeichern erforderlich zur Nutzung der überschüssig erzeugten Energie [Energiespeicher 2009; BMWi 2011, S. 10f.; SPD 2011a, Kap. 4.5]. Die einzig derzeit und in absehbarer Zeit verfügbare Technologie für Leistungen im Bereich von einigen Hundert Megawatt sind derzeit Pumpspeicherkraftwerke. In 2020 stehen für das deutsche Übertragungsnetz gut 10 GW Speicherleistung, vor allem Tagesspeicher, aber auch einige Jahrespeicher, zur Verfügung (vgl. die frühere Tab. 1.8.).

Die deutschen Mittelgebirge, aber auch Hochebenen entlang der großen Flüsse, bieten sehr gute topografische Möglichkeiten für einen weiteren Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke [Pumpspeicher 2010]. Sie sind zudem nicht sehr weit von den Erzeugungsschwerpunkten der erneuerbaren Energien entfernt. Thüringen legte in 2011 ein detailliertes Kataster der in Thüringen möglichen Pumpspeichieranlagen an [Pumpspeicher 2011a; Machnig 2011a]. Dabei wurden insgesamt zehn neue Standorte in fünf Regionen sowie drei Standorte an bestehenden Talsperren identifiziert, welche sich für die Anlage neuer Pumpspeicherkraftwerke besonders eignen.

Wegen des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien gibt es mittlerweile neben den (in der früheren Tab. 7.1) genannten Planungen für Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerke von gut 2,7 GW weitere Planungen für Pumpspeicherkraftwerke von insgesamt mindestens 2,5 GW [Pumpspeicher 2012]:

- 0,4 GW bis 1,0 GW: Schmalwasser südlich von Gotha im Thüringer Wald (Trianel und Thüringer Fernwasserversorgung, geplante Inbetriebnahme 2019);
- 0,4 bis 0,6 GW: Niederheimbach/Mittelrhein (Stadtwerke Mainz, 2019);
- 0,15 GW: Einöden/Flintsbach bei Kiefersfelden/Bayern (Einöden GmbH, 2019);
- 0,64 GW: Simmerath/Eifel (Trianel, 2019);
- 0,3 GW: Schweich/Mosel (Stadtwerke Trier, 2021);
- 0,06 GW: Blautal/Ulm (Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm, nach 2020?);
- 0,39 GW: Nethe/Höxter (Trianel, 2021);
- 0,22 GW: Forbach, Erweiterung auf 270 MW (EnBW und Stadt Baden-Baden, erste Überlegungen).

In jedem Fall müssen die aus dem Bau von zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken resultierenden (zusätzlichen?) Übertragungsleistungen bei der weiteren Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

(2) Anreize für den Speicherbau erforderlich

Anreize für den Speicherausbau sind zwingend erforderlich; erste Überlegungen hierzu wurden bereits veröffentlicht [SRU 2011, Kap. 8.6]. Die Handlungsempfehlungen des

EEG-Erfahrungsberichts aus Mai 2011 [EEG 2011a] empfehlen eine Speicheroffensive, mit der die Speicherentwicklung vorangetrieben werden soll:

- Befreiung der Speicher von Netzentgelten für die Übertragung zu und von den Speichern zukünftig für 20 Jahre statt nur für 10 Jahre [§ 118 Abs. 6 EnWG], zudem zum Großteil Befreiung von EEG-Entgelten für die energetischen Speicherverluste;
- ressortübergreifendes Speicherforschungsprogramm inkl. Demonstrationsanlagen.

Dies ist insbesondere für Mittelgebirgsländer wie Thüringen und Sachsen-Anhalt, aber auch für Hessen, Baden-Württemberg und Bayern mit ihren vorzüglichen topografischen Bedingungen für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken von größtem Interesse.

Die Europäische Union will in einer Speicher-Roadmap [EEG 2011a] eine umfassende Strategie erarbeiten bezüglich Bedarf, Technologieentwicklung, Förderstrategie, Rahmenbedingungen und Instrumente.

(3) Nutzung von Speichern in Skandinavien und in den Alpen erfordert erheblichen Leitungsneubau

Um die Offshore-Windenergie voll nutzen zu können, können vorhandene Speicherkapazitäten in Skandinavien in das Netzmanagement eingebunden werden. Dabei werden nicht unbedingt dortige Pumpspeicherkraftwerke genutzt, sondern bei Stromüberschuss in Deutschland wird die Stromproduktion aus Wasserkraftwerken in Skandinavien zurückgefahren, und bei Stromdefizit in Deutschland wird die Stromproduktion aus Wasserkraftwerken über das bisherige Maß erhöht. Hierfür ist eine Verstärkung der installierten Leistung bei den bestehenden skandinavischen Wasserkraftwerken erforderlich, ggf. auch ein Neubau von Wasserkraftwerken.

Netzverbindungen zwischen den deutschen Offshore-Windkraftwerken und skandinavischen Speichermöglichkeiten sollten schnellstmöglich zu einem Rückgrat zuverlässiger und regenerativer Stromversorgung in Nordeuropa ausgebaut werden [Rostock 2011]. Dies erfordert allerdings eine erhebliche Ausweitung der Übertragungsmöglichkeiten, nicht nur als Seekabel zwischen der Nordseeküste und dem skandinavischen Festland, sondern auch dort weiter an Land zu den skandinavischen Wasserkraftwerken.

Bereits seit mehreren Jahren werden in großem Umfang bestehende Speicherkraftwerke in den Alpen zu Pumpspeicherkraftwerken umgebaut, aber auch Neubauplanungen vorangetrieben [Pumpspeicher 2011; Stromversorgung 2009, S. 25ff.]. Die Nutzung der Speichermöglichkeiten in den Alpen für Windstromüberschüsse in Nord- und Ostdeutschland erfordert einen erheblichen und teuren Netzbau von Norddeutschland zu den Alpen.

7.3.2 Zukünftige Speichertechnologien

(1) Lokale Speicher

Vielleicht werden in einigen Jahren lokale Speicher in der Nähe von Windparks gebaut, die nachts bei geringer Stromnachfrage im Netz geladen werden, um im Tagesverlauf bis zu 100% der Nennleistung bedarfsgerecht anbieten zu können.

(2) Erzeugung von Gas durch erneuerbaren Strom

Vielleicht gelingt es zukünftig, kostengünstig Gas nahe von Windkraftanlagen mittels Elektrolyse zu erzeugen und dann ggf. in das allgemeine Gasnetz einzuspeisen (vgl. das frühere Kap. 3.4.4(2)). Im Regelfall wird durch eine derartige Gaserzeugung in der Nähe der Windkraftwerke der Netzbbaubedarf verringert.

(3) Innovative Speichertechnologien

Können Elektroautos als kostengünstige Energiespeicher und Regelenergielieferanten dienen? (vgl. das frühere Kap. 3.4.3). Eine Zunahme der Elektromobilität bietet Möglichkeiten, die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem und die Anpassung des gesamten Energiesystems an die zukünftigen Anforderungen zu unterstützen. Denn einerseits kann der Ladevorgang, d.h. die Stromnachfrage, zeitlich innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden, so dass so Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können. Andererseits besteht die Möglichkeit, Strom aus den Batterien zurück ins Netz zu speisen.

Derzeit werden eine Reihe von innovativen Speichertechnologien untersucht und weiterentwickelt, u.a. adiabate Druckluftspeicher, chemische Batterien, Redox-flow-Batterien, Superkondensatoren, Wasserstoffspeicher mit Brennstoffzellen und Schwungräder [Dena 2010, Kap. 22]. All diese Speichertechnologien haben hohe Investitionskosten und niedrige Wirkungsgrade.

In jedem Fall können dezentrale Energiespeicher – wie z.B. die Batterien der Elektroautos – als 'Netzpuffer' dazu beitragen, Ungleichgewichte zwischen stark fluktuierendem Angebot und Nachfrage zu vermindern: Angebotsspitzen können gespeichert werden, Nachfragespitzen oder Angebotstäler können dann ausgeglichen werden.

Im Regelfall wird durch dezentrale Energiespeicher der Netzbbaubedarf verringert.

7.4 Leitungsneubau als HGÜ-Overlaynetz

Als pauschale Begründung für den geplanten Neubau einiger Tausend Kilometer neuer Höchstspannungsleitungen werden gerne der zukünftige massive Ausbau von

Offshore-Windkraftwerken und ein über die bisherigen Planungen hinausgehender Ausbau von Onshore-Windkraftwerken sowie der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie genannt:

- Selbst wenn die beiden Dena-Netzstudien und das Netzauslastungsmodell der Übertragungsnetzbetreiber Notwendigkeit, Art und Umfang des behaupteten massiven Leitungsneubaubedarfs nicht nachvollziehbar belegen können (vgl. das spätere Kap. 9.1),
- und selbst wenn Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen den Leitungsneubaubedarf deutlich senken können (vgl. das frühere Kap. 4.3.1),
- dann bedeute das letztlich nur, dass der Bedarf für Leitungsneubauten eben erst ein paar Jahre später eintritt.

Deshalb fordern das Energieleitungsausbaugesetz (vgl. das spätere Kap. 9.2.2) und der Entwurf des Netzentwicklungsplans (vgl. das spätere Kap. 10.1) einen unverzüglichen Neubau von 380kV-Leitungen quer durch Deutschland.

Für die Netzeinbindung von erneuerbaren Energien wird man aber ganz andere technische Lösungen benötigen, wie zusätzliche Speicher in Verbindung mit Hochspannungs-Gleichstrom-Overlaynetzen (HGÜ). Dies wird auch durch die Ergebnisse der Dena-Netzstudie-II bestätigt [Dena 2010, Kap. 10; EWEA 2010]. Dieses HGÜ-Overlaynetz sollte frühzeitig realisiert werden, um so unnötige Zwischenprovisorien im 380kV-Drehstromnetz zu vermeiden (vgl. das spätere Kap. 10.2.1(6)).

7.4.1 Overlaynetz erforderlich

(1) Energiekonzept der Bundesregierung enthält Overlaynetz

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 enthält explizit Vorgaben für ein Overlaynetz: *„Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich (insbesondere offshore) macht die Planung eines deutschen Overlay-Netzes (‘Stromautobahnen’) erforderlich, das in einen europäischen Verbund integriert wird.“* [Energiekonzept 2010, S. 18].

„Das Zielnetz sollte alle wesentlichen Bereiche umfassen, insbesondere

- *die weitere Entwicklung des Bestandsnetzes,*
- *die Planung für ein Overlay-Netz und mögliche Pilotstrecken,*
- *Nordseenetz und Clusteranbindung für Offshore,*
- *die Integration des deutschen Netzes in den europäischen Verbund. ...*

Gegenstand einer umfassenden Prüfung wird insbesondere sein

- *eine unmittelbare Anrechnung der Kosten für den Netzausbau,*
- *eine verbesserte Rendite für die Errichtung eines Overlay-Netzes und den Einsatz innovativer Technologien,*

- eine Festlegung von Qualitätskriterien und Sanktionsmechanismen, die innovativen Netzausbau belohnen und unterlassenen Netzausbau vortreiben,
- eine Aufnahme von Nord-Süd-Trassen als erste Bestandteile eines Overlay-Netzes in den Bedarfsplan im Rahmen einer Novelle des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG). Ein erster Schritt sollte dabei die Ausschreibung von zwei Pilottrassen zur Erprobung neuer Technologien für 'Overlay-Leitungen' sein.“ [Energiekonzept 2010, S. 18/19].

Niedersachsen beabsichtigt, „die Erprobung von Gleichstromerkabelsystemen von Offshore-Windparks ... bis zu den Lastschwerpunkten im Westen und Süden Deutschlands vorzuschlagen.“ [Niedersachsen 2011a, S. 17/18]. „Dazu könnten mindestens zwei in der Gleichstromtechnik geplante Offshore-Windkraftsammelanschlüsse von Nord nach Süd abzweigfrei in Richtung der Lastschwerpunkte in West- und Süddeutschland weitergeführt und hierzu geeignete Trassen vorgesehen werden. Für diese Leitungen soll durchgängig Erdverkabelung zum Einsatz kommen.“ [Niedersachsen 2011b, S. 4].

(2) Overlaynetz als Höchstspannung-Gleichstrom-Übertragung realisieren

Durch **Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung** (HGÜ) kann elektrische Energie über große Strecken mit geringen Verlusten übertragen werden. „Während bei Drehstrom der 'Scheinwiderstand' der Leitungen mit der Länge zunimmt und die übertragbare Wirkleistung geringer wird, zählt bei Gleichstrom nur der Ohm'sche Widerstand der Leitungen, und das umso weniger, je höher die Spannung ist. HGÜ verringert deshalb die Verluste und erhöht die Kapazität der Leitungen.“ [Leuschner 2012b]. In Deutschland ging die erste HGÜ-Strecke 1993 in Betrieb, nämlich eine 'Kurzschluss' zwischen Nordbayern und Tschechien zwischen west- und osteuropäischem Verbundnetz, 1994 eine HGÜ-Seekabelverbindung mit Schweden, 1996 mit Dänemark, bis 2015 soll ein 600 km langes Seekabel mit 1,4 GW Übertragungsleistung nach Norwegen fertig sein. „Zunehmende Bedeutung erlangt HGÜ aber auch bei der Netzanbindung von Windparks in der Nordsee, die weit von der Küste entfernt sind. Die erste deutsche HGÜ-Strecke zur Anbindung von Offshore-Windkraftwerken ist das 200 km lange Seekabel von der Konverterstation Diele im Emsland zur Konverterplattform 'BorWin alpha' in der Nordsee.“ [Leuschner 2012b].

(3) Neubau von 380kV-Drehstromleitungen parallel zu bestehenden 380kV-Drehstromleitungen ist nicht zielführend

Die Planung des Overlaynetzes sollte nicht „aufbauend auf dem Bestandsnetz und dem im Energieleitungsausbaugesetz definierten Ausbaubedarf“ erfolgen, wie es das Energiekonzept der Bundesregierung formuliert [Energiekonzept 2010, S. 18]. Der derzeit geplante stückweise Ausbau des deutschen Höchstspannung-Drehstromnetzes, häufig durch neue 380kV-Leitungen parallel zu bestehenden 380kV-Leitungen, ist nämlich nicht zielführend.

Ein Beispiel:

Offshore-Windkraftwerke werden durch Gleichstrom-Seekabel mit 800 MW Übertragungsleistung pro System an das Umspannwerk Diele (bei Emden) angeschlossen. Von dort ist eine neue 380kV-Drehstromleitung zum Umspannwerk Niederrhein (nördliches Ruhrgebiet) im Antragsverfahren, zur Erhöhung der Akzeptanz und der Verringerung von Umweltbelastungen mit einer Reihe von Teilverkabelungen.

Derartige Offshore-Anschlussleitungen sollten in jedem Fall bis zu weiter südlich gelegenen Umspannwerken weitergeführt werden, so wie es auch das Land Niedersachsen fordert [Niedersachsen 2011b, S. 4]. Ein Teil der geplanten EnLAG-Leitungen (vgl. die spätere Abb. 9.1) würde so Teil des Overlaynetzes. Es sollte untersucht werden, welche dieser EnLAG-Leitungen durch neue Overlayleitungen obsolet werden und welcher Netzbau dadurch ggf. zusätzlich benötigt wird.

Zudem fallen bei einem massiven 380kV-Leitungsneubau im bestehenden 380kV-Drehstromnetz neben den reinen Leitungskosten erhebliche weitere Kosten für die Netzstabilisierung an. Alle 380kV-Drehstromverbindungen, seien es Freileitungen oder Erdkabel, übernehmen nämlich im Normalbetrieb eine Last, die geringer ist als ihre maximale Übertragungskapazität:

- Um die Lastübernahme zu erhöhen, können so genannte Querregler an geeigneten Stellen im Netz platziert werden. Dadurch entsteht allerdings ein erzwungener Leistungsfluss mit höheren Spannungsfällen und Winkeldifferenzen zwischen den Endknoten, die die Netzstabilität negativ beeinflussen.
- Durch geregelte Längskompensation kann die Reaktanz der Leitung dynamisch geändert, reduziert oder erhöht werden, wodurch eine schnelle dynamische Leistungsflusssteuerung möglich wird. [Brakelmann/Erlich 2010, S. 5].

Ein überstürzter Bau der im Energieleitungsausbaugesetz von 2009 (vgl. das spätere Kap. 9.2.2) und im Netzentwicklungsplan von 2012 vorgesehenen 380kV-Drehstromleitungen wäre also höchst kontraproduktiv für einen optimierten Netzbau (vgl. das spätere Kap. 10.2.1(6)).

7.4.2 HGÜ-Leitungen erhöhen die Netzstabilität

HGÜ-Leitungen erhöhen die Netzstabilität, wie der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 sehr präzise beschreibt:

„3. Für das 380kV-Netz entsteht ein sehr hoher Blindleistungsbedarf. In erheblichem Umfang werden geregelte und ungeregelte Blindleistungskompensationsanlagen benötigt.

4. Der Ferntransit im 380kV-Netz erhöht großräumig die Winkel zwischen den Netzspannungen. Hierdurch nehmen die Stabilitätsreserven weiter ab, die in der Vergangenheit teilweise die Beherrschung seltener, nicht auslegungsrelevanter Betriebszustände und Störungen ermöglichten. Das Netz wird zu immer häufigeren Zeiten an

den Stabilitätsgrenzen zu betreiben sein. Des Weiteren wird die Beanspruchung von Erzeugungseinheiten durch Schaltvorgänge bei steigenden Netzwinkeln erhöht.

5. HGÜ-Fernübertragungsstrecken wirken sich durch die Entlastung des bestehenden 380kV-Übertragungsnetzes sowie die dynamische Blindleistungsstützung positiv auf das Systemverhalten und die Stabilitätsreserven aus. Insbesondere sind folgende Aspekte hervorzuheben:

- Der Blindleistungsbedarf des Netzes und der Aufwand für Kompensationseinrichtungen werden erheblich reduziert.
- Die stationären Winkeldifferenzen werden deutlich verringert.

6. Durch die hochdynamische Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstationen wird der Spannungstrichter im Falle von HGÜ-nahen Netzkurzschlüssen deutlich begrenzt. Hierdurch wird die Beeinträchtigung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern gemindert. Netzfehler in der Nähe der Kopfstationen beeinflussen die Leistungsübertragung der HGÜ. Die dadurch verursachte großräumige Wirkung auf das unterlagerte AC-Netz hängt von mehreren Faktoren ab, wie Leitungsgröße der HGÜ, Einbindung der Kopfstationen etc.. Die Untersuchung von Ausfällen von HGÜ-Kanälen mit einer Leistung bis zu 4 GW ergab keine kritischen Zustände.

Für die weitere Entwicklung des Netzentwicklungsplans sind folgende Aspekte zu beachten:

- Andersartige Netznutzungsfälle können zu regional kritischeren Netzsituationen führen und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen erfordern, die im NEP 2012 noch nicht identifiziert werden konnten.
- Die Wechselwirkungen mit dem Ausland sind weitergehend zu betrachten. Bei einer potenziellen Systemgefährdung können sich Anforderungen an den Ausbau der Interkonnektoren bzw. an die Begrenzung der Austauschleistung ergeben.
- Durch die HGÜ-Fernübertragungsstrecken entstehen weiträumige Auswirkungen von Netzfehlern. Diese sind durch die Dimensionierung der HGÜ, ihre AC-seitige Einbindung und das Regelungskonzept beeinflussbar und müssen eingehend analysiert werden.
- Trotz HGÜ-Fernübertragungsstrecken ist der Blindleistungsbedarf des Netzes immens. Neben der Bewertung des Blindleistungshaushaltes und der Spannungsstabilität ist zu untersuchen, ob und unter welchen Voraussetzungen ein hochgradig querkompensiertes Netz auch betreibbar ist (aufwändige betriebliche Koordinierung der Zu- und Abschaltung von Blindleistungskompensationsanlagen zur Vermeidung von wechselseitigen Beeinflussungen, Verhalten des Netzes bei Verbrauchs- bzw. Spannungsschwankungen, Veränderung der Netzresonanzen etc.).
- Die Optimierung des Gesamtsystems erfordert Sensitivitätsbetrachtungen mit Einbindung weiterer oder leistungsstärkerer HGÜ-Verbindungen zur Reduzierung des Ferntransports im AC-Netz. “ [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 136/137].

7.4.3 HGÜ-Overlaynetz schrittweise realisieren

Erste Voruntersuchungen zur Übertragung der Windenergie aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte mittels eines HGÜ-Overlaynetzes liegen vor [Dena 2010, Kap. 10.1.2.5]. Detaillierte Untersuchungen zu den genauen Trassen des Overlaynetzes sollten im Rahmen der Festlegung eines Bundesnetzplans durchgeführt werden. Wo die Leitungen genau liegen sollen, könnte später durch eine Verordnung geregelt werden.

(1) Unterschiedliche Eignung von Trassen für das HGÜ-Overlaynetz

Der Bau einer Reihe der im Energieleitungsausbaugesetz (vgl. die spätere Tab. 9.2) und im Netzentwicklungsplan (vgl. das spätere Kap. 10.1) geplanten 380kV-Parallelverbindungen zu bestehenden 380kV-Leitungen könnte als Teil des neuen Overlaynetzes in HGÜ-Erdkabelauführung realisiert werden. Im ersten Schritt könnte 320kV-Technologie mit bis zu 1,1 GW pro System Übertragungsleistung eingesetzt werden, wie derzeit schon beim Offshore-Netzanschluss, im zweiten Schritt (ab ca. 2015) in 400kV/500kV-Technologie mit 1,5 GW und mehr pro System.

Für die Planung des zukünftigen HGÜ-Overlaynetzes ist eine Festlegung von Trassen vorzunehmen, im Regelfall als Erdkabel (vgl. das frühere Kap. 5.1.4(1)). Dabei sollte die unterschiedliche HGÜ-Eignung von geplanten Leitungen berücksichtigt werden:

(a) Leitungsplanungen zum Anschluss von Offshore-Windkraftwerken

Leitungsplanungen zum Anschluss von Offshore-Windkraftwerken eignen sich besonders gut als erste Teilstücke eines deutschen HGÜ-Overlaynetzes, da der Offshore-Windstrom schon als Gleichstrom an Land kommt. Weiterführungen dieser HGÜ-Offshore-Anschlussleitungen sollten in jedem Fall bis zu weiter südlich gelegenen Umspannwerken weitergeführt werden, so wie es auch das Land Niedersachsen fordert [Niedersachsen 2011b].

Beispiel:

- geplante 380kV-Leitung Diele-Niederrhein.

(b) 380kV-Leitungsplanungen für die großräumige Stromübertragung

380kV-Leitungsplanungen für die großräumige Stromübertragung könnten ebenfalls gut als erste Teilstücke eines deutschen HGÜ-Overlaynetzes ausgeführt und dann nach Norden und Süden in HGÜ-Technik verlängert werden. Besonders günstig ist, wenn eine parallele 380kV-Leitung bei Anfangsschwierigkeiten der HGÜ-Leitung zur Verfügung steht.

Beispiele:

- geplante 380kV-Leitung Wahle-Mecklar parallel zu bestehender 380kV-Leitung Wahle-Grohnde-Mecklar,

- geplante 380kV-Leitung Erfurt-Altenfeld-Redwitz parallel zu bestehender 380kV-Leitung Erfurt-Remptendorf-Redwitz,
- geplante 380kV-Leitung Wilhelmshaven-Conneforde-Ganderkesee.

(c) Lückenschlüsse im 380kV-Netz

Lückenschlüsse im 380kV-Netz eignen sich für Teilverkabelung in herkömmlicher 380kV-Drehstromtechnik.

Beispiele:

- geplante 380kV-Leitung Ganderkesee-St.Hülfe,
- geplante 380kV-Leitung Bertikow-Neuenhagen/Berlin (Uckermarkleitung).

(2) Trassen für Overlayleitungen entlang von Fernstraßen und Bahntrassen planen

Overlayleitungen könnten besonders kostengünstig entlang von Fernstraßen und Bahntrassen verlegt werden, insbesondere auch zur Vermeidung kostenaufwändiger zusätzlicher Tunnelbauten. Gerade hierfür wären entsprechende gesetzliche Regelungen im Rahmen eines Netzplans hilfreich.

Dazu liegt ein detailliert ausgearbeiteter Vorschlag vor [Stromübertragung 2011] (vgl. Abb. 7.5):

- 12 GW-Leitungsstrassen zu Verbrauchsschwerpunkten,
- Anschluss des HGÜ-Overlaynetzes an das 400kV-Drehstromnetz,
- sukzessiver Aufbau der Systeme,
- Lastflussoptimierung durch Querverbindung.

Ein Overlaynetz ist bei Teilverkabelung nur in Gleichstromtechnologie (HGÜ) realisierbar; Voraussetzungen hierfür sind:

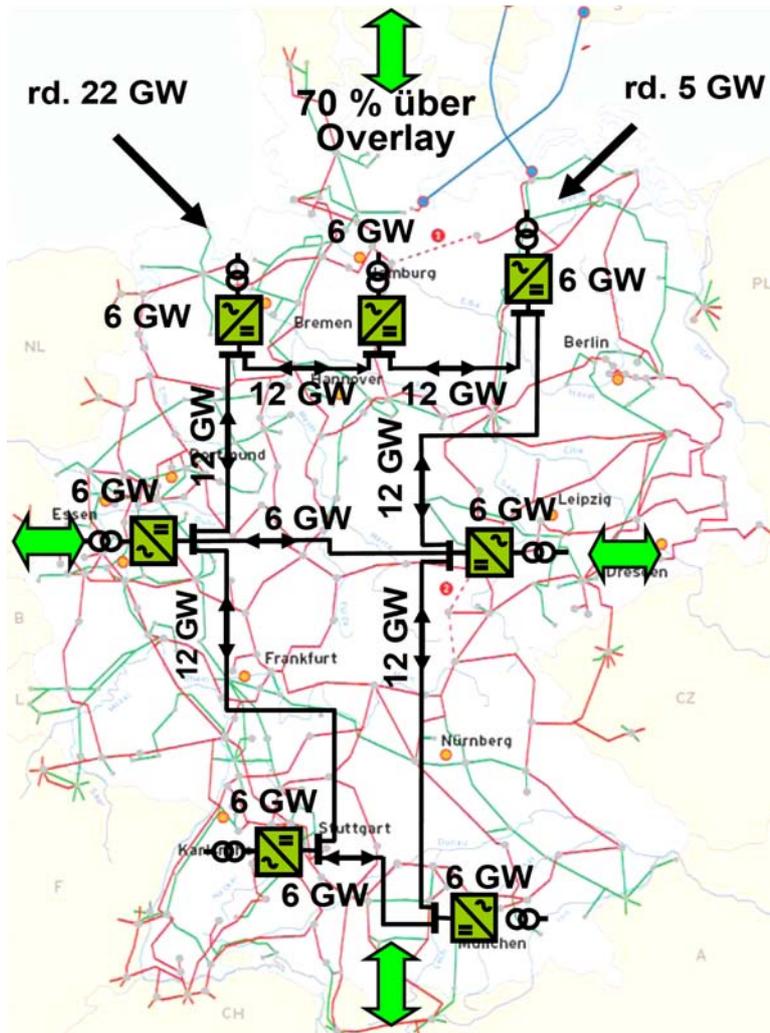
- Verfügbarkeit leistungsstarker Technologie ('Voltage Source Converter' – VSC),
- Einsatzfähigkeit von DC-Leistungsschaltern.

Das vorgeschlagene HGÜ-Overlaynetz könnte Kern eines europäischen Netzverbundes sein.

Für die Leitungsausführungen werden Tunnellösungen zusammen mit anderen Infrastrukturleitungen vorgeschlagen, wodurch das zukünftige HGÜ-Overlaynetz auch als Erdverkabelung realisiert werden könnte [Niedersachsen 2011b, S. 4].

Zudem sollen Trassen der Deutschen Bahn genutzt werden, ein alter Vorschlag, der aber bisher von der (bundeseigenen!) Bahn immer wieder abgeblockt wurde. Mittlerweile scheint die Deutsche Bahn eine Mitnutzung nicht mehr gänzlich auszuschließen [DB 2011]. Laut einer von der Bundesregierung in Auftrag gegebenen Studie ist eine Nutzung der Bahnstromtrassen technisch möglich, allerdings mit erheblichen Kosten verbunden [Bundesnetzagentur 2012h; FAZ 2012; Stromübertragung 2011].

Abb. 7.5 : Vorschlag für ein Overlaynetz in Deutschland



Quelle: [Stromübertragung 2011, S. 13].

(3) TenneT fordert Gründung einer Deutschen Gleichstrom-Netzgesellschaft

Am 20. Februar 2012 präsentierte der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT ein „Beschleunigungs-Programm mit notwendigen Maßnahmen für eine nachhaltige Energieversorgung“ [TenneT 2012]. Darin wird die Gründung einer „Deutschen Gleichstrom-Netzgesellschaft“ gefordert [Leuschner 2012a]: Die neue Gesellschaft soll künftig jene Netzanschlüsse in der Nordsee errichten, bei denen die Stromübertragung wegen der großen Entfernung per Gleichstrom statt mit Drehstrom erfolgt. Zudem soll sie ein völlig neues Transportnetz in HGÜ-Technik planen, finanzieren, bauen und betreiben,

das die bestehenden vier Drehstrom-Transportnetze in Deutschland überlagern und entlasten würde. Die drei anderen deutschen Übertragungsnetzbetreiber unterstützen diesen Vorschlag allerdings nicht.

(4) Amprion und TransnetBW planen Gleichstromverbindung von Nord nach Süd auf vorhandenen Trassen

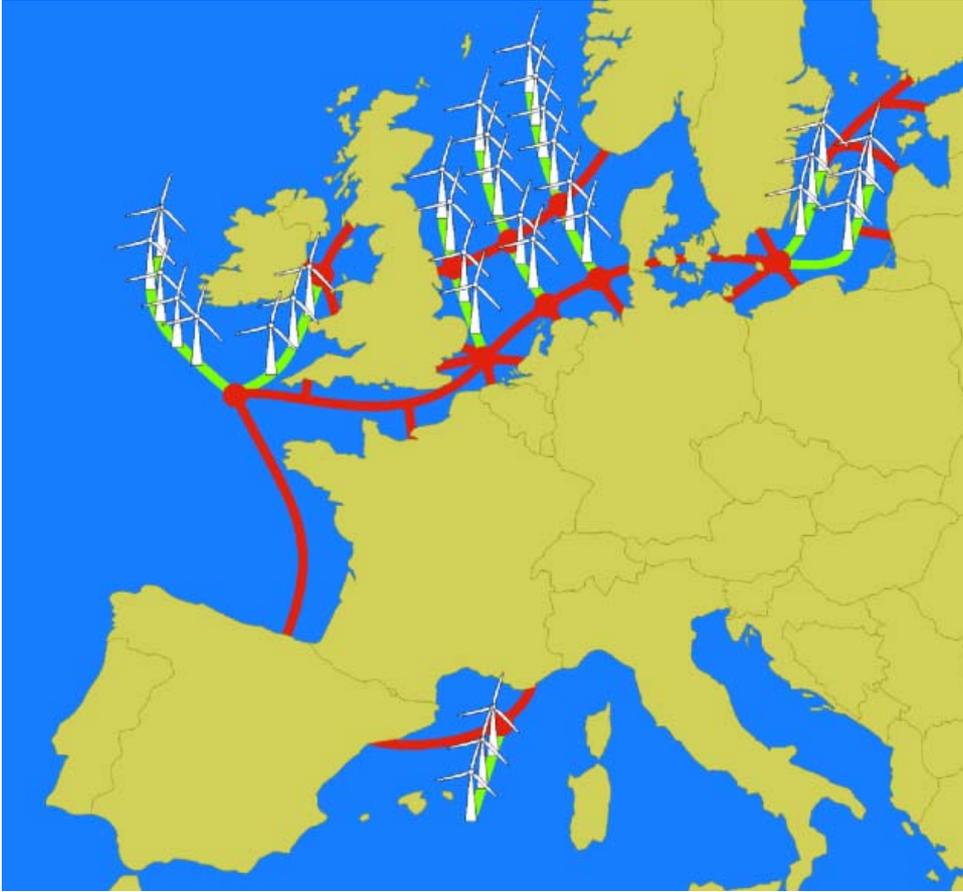
Die Netzbetreiber Amprion und TransnetBW planen eine 430 km lange Gleichstromleitung, die eine Leistung von 2.500 MW vom Norden in den Süden Deutschlands transportieren könnte. Die Gleichstromverbindung „*Ultranet*“ soll ab 2017 Windstrom vom Niederrhein nach Baden-Württemberg transportieren. Sie würde keine neuen Trassen erfordern, sondern über das Gestänge von bereits vorhandenen 380kV-Masten verlegt. Wechsel- und Gleichstrom können auf derselben Trasse transportiert werden, ohne dass Blitzschlag, Magnetfelder oder Ionenwolken zu ungewollten oder gar unberechenbaren elektrischen Flüssen führen, wie aktuelle Untersuchungen ergeben haben [Leuschner 2012b]. Es müssten weniger neue Trassen gebaut werden als gedacht, Proteste gegen den Leitungsneubau könnten zumindest zum Teil verhindert werden. Die Übertragungsverluste seien laut Amprion minimal und die Verluste bei der Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom fielen kaum mehr ins Gewicht. Zudem könne Strom in beide Richtungen transportiert werden. Sollte der Süden einmal Sonnenstrom im Überfluss haben, könne dieser Richtung Norden abgeleitet werden. Mit neuen Masten auf den vorhandenen Trassen könne die Kapazität sogar noch weiter gesteigert werden.

7.4.4 Europäisches Offshore-Supergrid

Bei der Netzintegration der erneuerbaren Energien muss auch die Einbindung in das geplante nordwesteuropäische HGÜ-Netz berücksichtigt werden [Grid 2011]. Der Leitungsneubau in der Nordseeregion ist insbesondere deshalb bedeutsam, weil damit die Nutzung skandinavischer Speichermöglichkeiten für momentan überschüssige Offshore-Windenergie ermöglicht wird [SRU 2011, Kap. 6.3.1]. Diese spielen eine Schlüsselrolle bei der Realisierung hoher Anteile erneuerbarer Energien in der Stromversorgung [EU Offshore 2008]. Die Europäische Kommission hat Ende 2010 ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz vorgelegt [EU Energienetz 2010]. Die Regierungen der Nordseeanrainerstaaten arbeiten bereits mit Unterstützung der EU an der Planung von Overlaynetzen.

„Längerfristig wird ein europäisches Verbundnetz erforderlich, das ertragsgünstige EE-Standorte mit den Verbrauchszentren verknüpft, zum Ausgleich großräumiger Fluktuationen beiträgt und neue Optionen für die Verknüpfung von Stromerzeugung und Stromspeicherung schafft.“ [Leitstudie 2010, S. 165].

Abb. 7.6 : Europäisches Offshore-Supergrid – voller Ausbau



Quelle: [Nexans 2010, S. 6; Airtricity 2007].

Die Integration großer Mengen an Windenergie gewinnt nicht nur in Deutschland, sondern auch auf europäischer Ebene immer mehr an Bedeutung [EWEA 2005; Offshore-Windenergienutzung 2007, S. 22/23]. Das liegt zum einen daran, dass das deutsche Stromnetz Teil des europaweiten Verbundnetzes ist, zum anderen werden auch in anderen EU-Mitgliedstaaten immer mehr Windenergieanlagen installiert. Als Folge kann ein windenergiebedingter Leistungsausgleich über die Staatsgrenzen hinweg technisch und wirtschaftlich vorteilhaft sein.

Der irische Stromversorger Airtricity hat bereits vor einigen Jahren die Idee eines Europäischen Offshore-Supergrids entwickelt [Airtricity 2007]. Abb. 7.6 zeigt eine Skizze eines derartigen Netzes.

Gerade die Einspeisung großer Mengen an Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird erheblichen Einfluss auf die Leistungsflüsse im Verbundnetz der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) haben. Vor dem Hintergrund aktueller Aus-

bauszenarien für die On- und Offshore-Windenergie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten hat der Verband der europäischen Netzbetreiber (ETSO) zusammen mit der UCTE und den nationalen Übertragungsnetzbetreibern Anfang 2006 die Arbeit an der European Wind Integration Study (EWIS) aufgenommen [EWIS 2007]. Die EWIS-Studie untersucht technische und regulatorische Fragestellungen, die mit der Netzintegration von erneuerbaren Energien, v.a. der Windenergie, bis zum Jahr 2015 im Zusammenhang stehen [EWIS 2010]. Das Ziel der weiteren Arbeiten ist es, kurzfristig die von den Übertragungsnetzbetreibern erkannten Schwierigkeiten bei der Netzintegration der Windenergie zu überwinden und langfristig ein europaweit abgestimmtes Konzept zu entwickeln [EWEA 2010].