

Renews Spezial

Ausgabe 50 / März 2011

Hintergrundinformation
der Agentur für Erneuerbare Energien

Erneuerbare im Netz

Die notwendige Anpassung
der Versorgungsinfrastruktur

Autorin

Claudia Kunz
Stand: März 2011

Herausgegeben von:

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin
Tel.: 030-200535-3
Fax: 030-200535-51
kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Unterstützer:

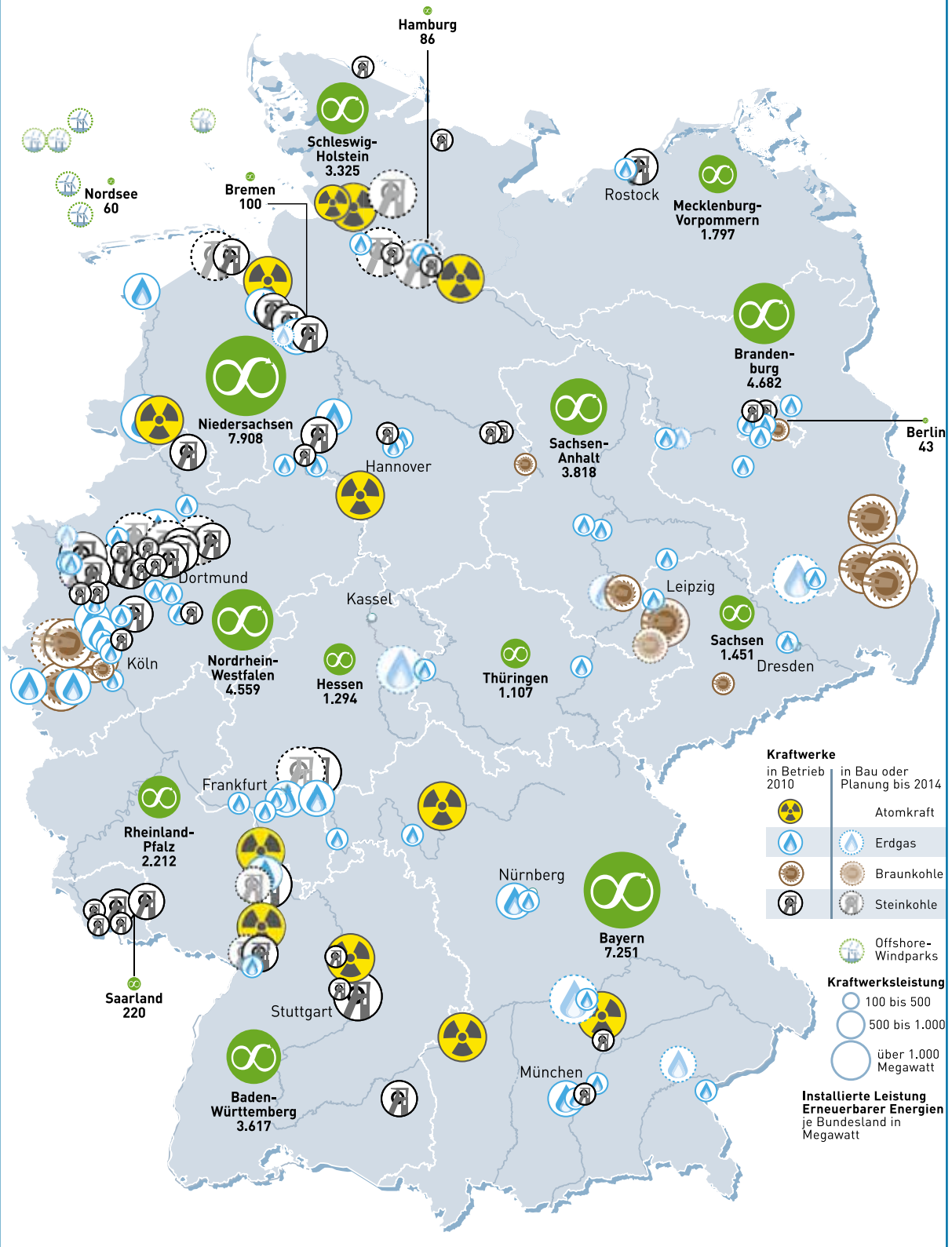
Bundesverband Erneuerbare Energie
Bundesverband Solarwirtschaft
Bundesverband WindEnergie
GtV - Bundesverband Geothermie
Bundesverband Bioenergie
Fachverband Biogas
Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

• Einleitung	5
• Das Stromnetz in Deutschland	6
– „Traditionelle“ Lastflüsse	6
– Veränderung der Lastflüsse durch Erneuerbare Energien	8
• Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland	10
• Die Liberalisierung der Strommärkte	12
– Zunehmender internationaler Stromhandel	12
– Modernisierungstau in den Stromnetzen	13
– Mangelnder Wettbewerb behindert Anpassung des Stromnetzes	13
– Einnahmen und Investitionen der Netzbetreiber	14
– Regulierung der Netzentgelte	15
• Netzausbaubedarf in Deutschland	16
– Die dena-Netzstudie I und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)	16
– Die dena-Netzstudie II	17
– Studie zur Integration erneuerbarer Energien im Auftrag des BMWi	19
• Netzausbaubedarf in Europa	20
– Mitteilung der EU-Kommission zu Energieinfrastrukturprioritäten vom November 2010	20
– Zehn-Jahres-Entwicklungsplan der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber	20
– „Powering Europe“ – Windenergie und das Stromnetz	21
• Das Stromnetz der Zukunft	21
– Neue Speicher	22
– Intelligente Netze (Smart Grids), Lastmanagement und Kombikraftwerk	22
– Netzoptimierung und -verstärkung	24
– Nutzung anderer bestehender Infrastrukturen	25
– Alternative Übertragungstechnologien	25
• Flexibilisierung und Dezentralisierung der Stromversorgung	26
– Konventionelle Großkraftwerke sind zu unflexibel	26
– Mehr dezentrale Energieerzeugung erforderlich	27
• Akzeptanz des Netzausbaus	28
• Quellen und weitere Informationen	29

Standorte konventioneller Kraftwerke nach Leistungsklassen und installierte Leistung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern Ende 2009

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien, neukonventionelle Großkraftwerke und (hier nicht zu sehen) der zunehmende europäische Stromhandel erfordern den Ausbau der Stromnetze. Die Konzentration der Stromerzeugung in Norddeutschland und in Nordrhein-Westfalen wächst, was den Transportbedarf von Norden nach Süden erhöht.



Quellen: BfS, BDEW, UBA, DEWI, DENA; Unternehmensangaben; Stand: 12/10

Einleitung

Die Stromerzeugung aus einer Vielzahl von Erneuerbare-Energien-Anlagen löst Schritt für Schritt die Versorgung durch relativ wenige konventionelle Großkraftwerke ab. Diese Umstellung stellt auch neue Anforderungen an die Stromnetze. Die Netzinfrastruktur war bislang voll auf eine zentralisierte Erzeugungsstruktur ausgerichtet. Nun müssen die Stromleitungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zukunftsfähig gemacht werden, was die Anwendung neuer Technologien und teilweise auch einen Neubau von Leitungen erfordert.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien ist mit größerer Geschwindigkeit vorangeschritten als der Netzausbau. Bereits Ende der 90er Jahre zeichneten sich die ersten lokalen Netzengpässe ab. Sie waren zunächst auf wenige Verteilnetze in Schleswig-Holstein beschränkt, in denen viel Strom aus Windenergie erzeugt wurde. Später erreichte das Thema auch andere Regionen mit hohen Windenergiekapazitäten und seit kurzem steht die Diskussion um Netzengpässe auch in Süddeutschland auf der Tagesordnung - im Zusammenhang mit der dynamisch wachsenden Photovoltaikleistung.

Im Jahr 2005 identifizierte die erste Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena) einen Bedarf für 850 Kilometer neue Höchstspannungsleitungen. Passiert ist seitdem wenig, nur 90 Kilometer wurden bis 2010 gebaut. Immer häufiger melden Netzbetreiber „kritische Situationen“ im Netz, das kurz vor dem Zusammenbruch durch Überlastung stehe. Die Netzinfrastruktur gilt daher heute als Nadelöhr für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Laut Energiekonzept der Bundesregierung muss das Stromnetz moderner und leistungsfähiger werden. Es besteht ein erheblicher Ausbaubedarf, vor allem um Windenergie von Norden nach Süden zu befördern. Die dena beziffert den Neubaubedarf für Stromleitungen allein im deutschen Übertragungsnetz in der dena-Netzstudie II auf 1.700 bis 3.600 Kilometer in den nächsten 15 Jahren. Andere Studien kommen dagegen zu einem deutlich geringeren Ausbaubedarf.

Der Grund für den Aus- und Umbaubedarf im Stromnetz liegt allerdings nicht allein bei den Erneuerbaren Energien. Mindestens genauso relevant ist das Ziel eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes. Der zunehmende internationale Stromhandel soll in erster Linie möglichst niedrige Energiepreise garantieren. Dazu müssen Höchstspannungsleitungen verstärkt und neu gebaut sowie mehr grenzüberschreitende Verbindungen geschaffen werden.

Zudem machen Planungen für neue konventionelle Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke in Norddeutschland, den Netzausbau notwendig, denn die neuen Kraftwerksprojekte verstärken die Konzentration der Stromerzeugung abseits der Verbrauchszentren. Die Planung neuer Kohlekraftwerke und die beschlossene Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken schüren bei der von Netzausbauvorhaben betroffenen Bevölkerung allerdings Zweifel am Bedarf neuer Stromleitungen für die Erneuerbaren Energien. Dadurch wird es schwieriger, die notwendige Akzeptanz für neue Stromleitungen zu gewinnen.

Die Diskussion, wie viele neue Stromleitungen die Republik braucht, welche Alternativen es gibt und wie der notwendige Ausbau des Stromnetzes am besten vorangetrieben werden kann, ist voll entbrannt. Dieser Renew's Spezial fasst die Hintergründe und den aktuellen Stand zusammen.

Das Stromnetz in Deutschland

Das heutige Stromnetz ist das Ergebnis einer Entwicklung, die sich in Deutschland im Laufe des gesamten 20. Jahrhunderts vollzogen hat. Zu Beginn des Jahrhunderts wurde nur die unmittelbare Umgebung von Kraftwerken mit Strom beliefert. Kraftwerke entstanden vorwiegend in Städten und Ballungsräumen. Nach und nach schalteten die deutschen Energieversorgungsunternehmen ihre Höchstspannungsnetze zu einem großen Verbundnetz zusammen. Seitdem konnten Kraftwerksausfälle und schwankende Stromnachfrage über das Netz ausgeglichen werden, die Versorgungssicherheit verbesserte sich erheblich. Der wachsende Elektrizitätsbedarf wurde durch neue Kraftwerke und ein immer dichteres Leitungsnetz befriedigt. Die Stromleitungen wurden entsprechend den Standorten der Kraftwerke und den Verbrauchszentren geplant und gebaut. Planung, Errichtung und Betrieb von Kraftwerken und Stromnetzen lagen in einer Hand, die Energieversorgungsunternehmen waren jeweils in ihrem Versorgungsgebiet für alle Bereiche verantwortlich. Das heutige Netz ist also optimal an die Stromerzeugung in überwiegend zentralen Großkraftwerken und die Verteilung an die unterschiedlichen Verbraucher angepasst.

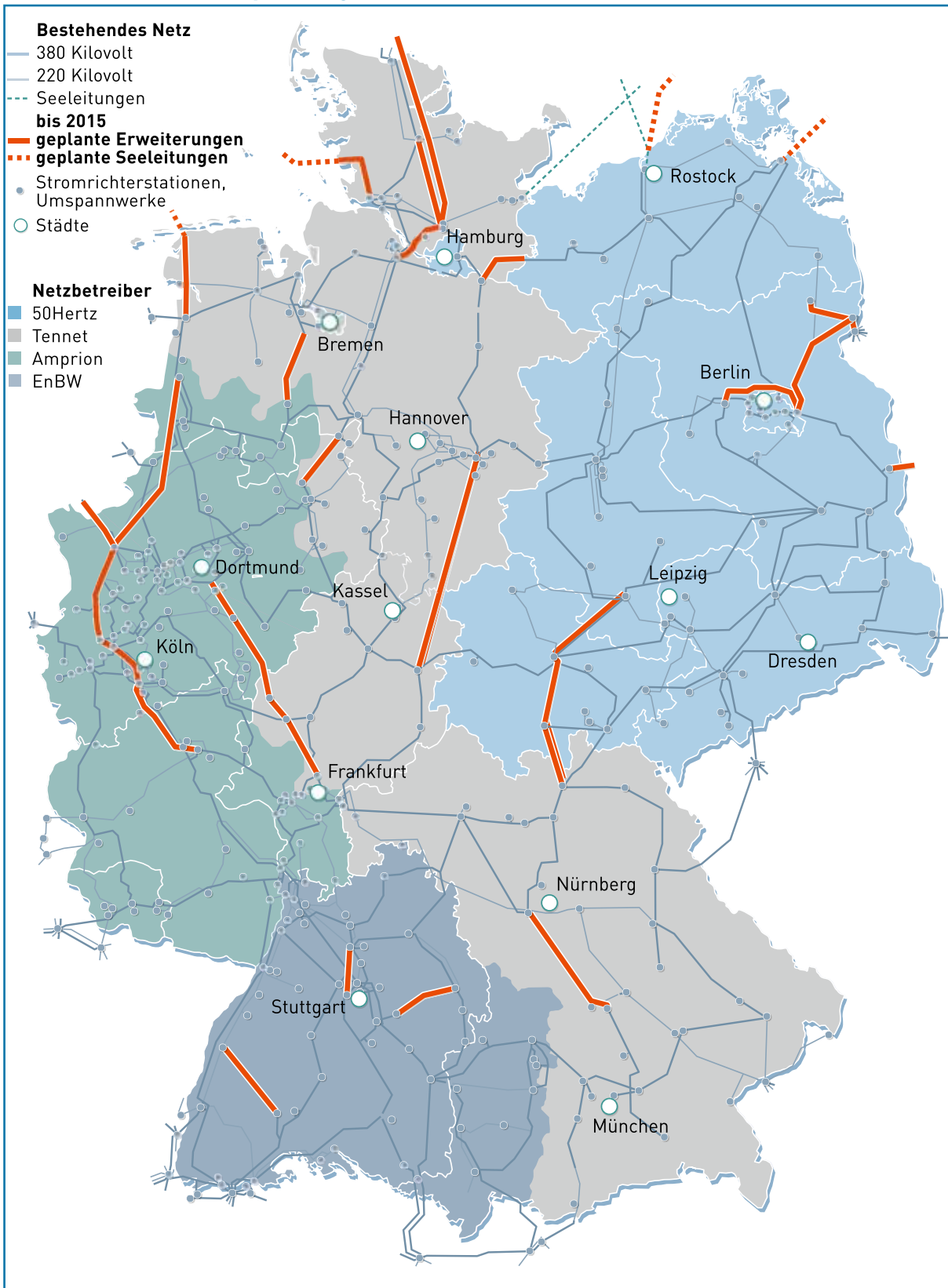
„Traditionelle“ Lastflüsse

Die Höchstspannungsleitungen in den Übertragungsnetzen transportieren den in zentralen Großkraftwerken erzeugten Strom mit einer Spannung von 380 Kilovolt (kV) oder 220 kV über große Entfernungen in die Regionen mit den Verbrauchsschwerpunkten. Aktuell gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber, deren Stromleitungen rund 35.000 Kilometer Länge aufweisen.

Der Strom wird über die regionalen und lokalen Verteilnetze an die Verbraucher geliefert. Zu den Verteilnetzen gehören die Hochspannungsleitungen mit 110 kV, das Mittelspannungsnetz mit bis zu 50 kV und das Niederspannungsnetz (400 oder 230 Volt). Umspannwerke bringen den Strom jeweils auf die richtige Spannungsebene. Während Industriebetriebe auch Strom aus den höheren Netzebenen beziehen, versorgt das Niederspannungsnetz die Haushalte und andere Kleinabnehmer. Die 1,7 Millionen Kilometer Verteilnetze in Deutschland liegen in den Händen von 866 Verteilnetzbetreibern.

Die Stromerzeugung in den Kraftwerken wird dem Verbrauch entsprechend gesteuert. Dadurch ergibt sich eine typische Einteilung in Grundlast, Mittellast und Spitzenlast. In Deutschland tritt der geringste Strombedarf nachts auf, die ständige Grundlast liegt meist bei etwa 35-40 Gigawatt. Die höchsten Verbräuche treten um die Mittagszeit sowie in den frühen Abendstunden auf und betragen etwa 75-80 Gigawatt. Das Lastprofil, also die Höhe der Stromnachfrage im Tagesverlauf, ist im Wesentlichen seit Jahren bekannt und wird von den Kraftwerken exakt „nachgefahren“. Dies ist erforderlich, um jederzeit die richtige Spannung und Frequenz zu halten und damit die Stabilität der Stromversorgung zu gewährleisten.

Das deutsche Höchstspannungsnetz



Quellen: VDE, BDEW, TenneT, Amprion, 50Hertz, EnBW, EnLAG

Veränderung der Lastflüsse durch Erneuerbare Energien

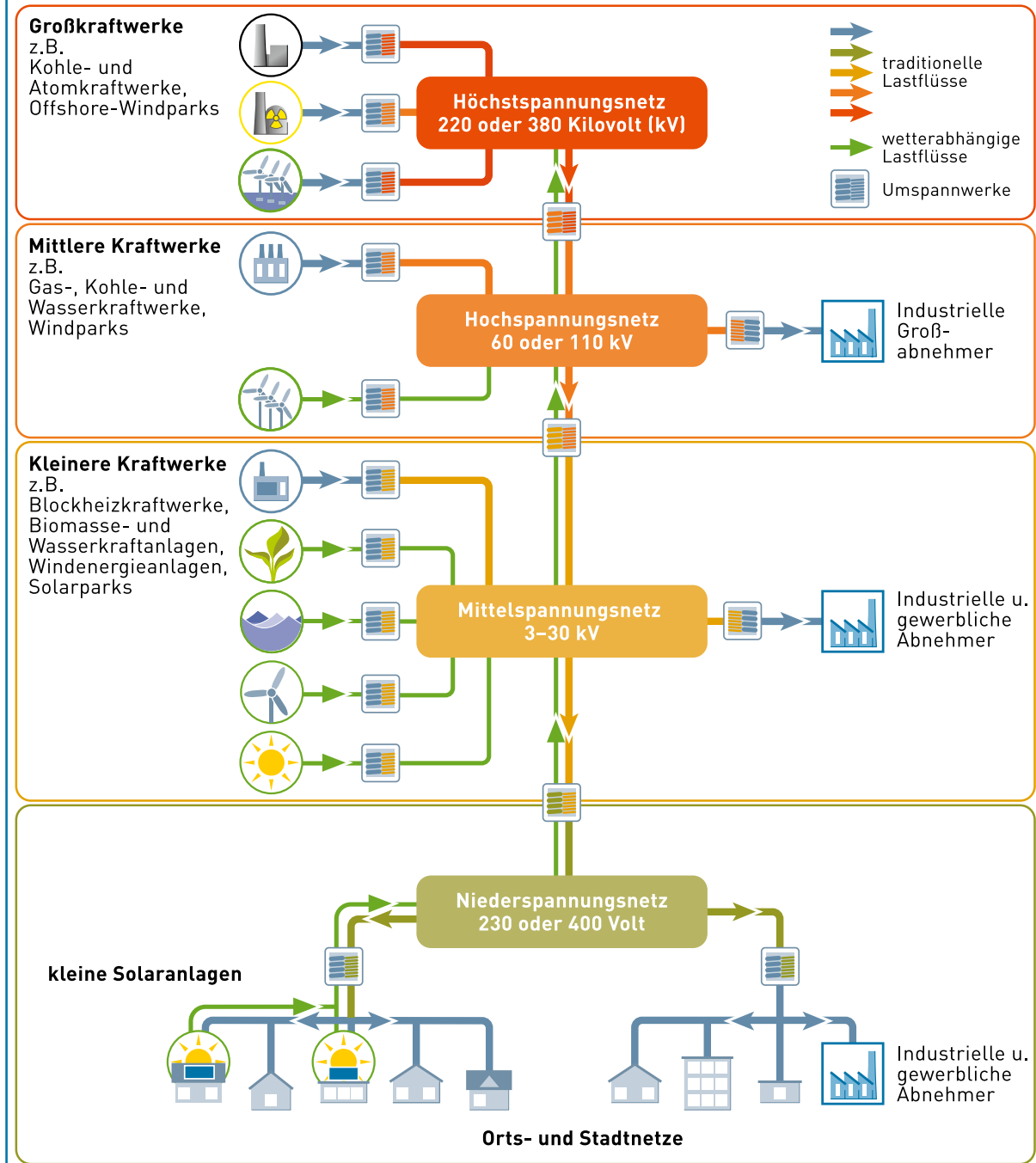
Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor allem von Wind- und Sonnenenergie, bringt erhebliche Veränderungen für das Stromversorgungssystem mit sich. Konventionelle Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien unterscheiden sich deutlich in ihren Eigenschaften. Während erstere überwiegend ins Übertragungsnetz einspeisen, sind die Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energieträger vorwiegend ans Verteilnetz angeschlossen. Ausnahmen bilden zum Beispiel Offshore-Windparks, die über eine hohe Leistung verfügen und an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Die Einspeisung Erneuerbarer Energien verändert daher die Lastflüsse in den Stromnetzen. Das Verteilnetz wird quasi zu einem Aufnahmenetz, in dem die Richtung der Leistungsflüsse abhängig ist von der wetterbedingten Stromproduktion.

Soweit die Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien räumlich verteilt sind, kommt es zunächst zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung und damit zu einer Entlastung der Übertragungsnetze, da Erzeugung und Verbrauch näher beieinanderliegen. Deshalb wird den Erneuerbaren Energien bei der Berechnung der Förderumlage auch eine Gutschrift für „vermiedene Netznutzungsentgelte“ angerechnet.

Allerdings ist die Stromerzeugung aus Wind und Sonne bekanntlich von Wetter und Tageszeit abhängig. Da die Wetterverhältnisse oft großräumig gleich sind, müssen die fluktuierenden Strommengen überregional ausgeglichen werden. Selbst ein geographisch gleichmäßig verteilter, dezentraler Ausbau der Erneuerbaren Energien bringt daher einen gewissen Bedarf überregionalen Stromtransports via Höchstspannungsleitungen mit sich. Je weiter der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland fortschreitet und je stärker dies räumlich konzentriert erfolgt (Wind im Norden, Solarstrom im Süden), desto mehr benötigen auch die Erneuerbaren Energien das Übertragungsnetz. So kommt es schon heute bei Wetterlagen mit viel Wind oder Sonnenschein dazu, dass Strom von den Verteilnetzen in die nächsthöhere Ebene „schwappt“. Bei wenig Wind und Sonne herrschen dagegen die gewohnten Lastflüsse in den verschiedenen Netzebenen.

So funktioniert unsere Stromversorgung

Das Stromnetz in Deutschland ist traditionell als Einbahnstraße konzipiert. Das Höchstspannungs- oder Übertragungsnetz transportiert den Strom aus Großkraftwerken über große Entfernungen zu den Verbraucherschwerpunkten. Die Hochspannungsnetze verteilen den Strom in einer größeren Region auf die Mittelspannungsnetze. Von dort fließt er in die lokalen Niederspannungsnetze, an die kleine Stromverbraucher angeschlossen sind. Durch den Ausbau von Wind- und Solarenergie kehren sich die Lastflüsse nun zeitweise um. Dann fließt Strom von den unteren in die oberen Spannungsebenen.



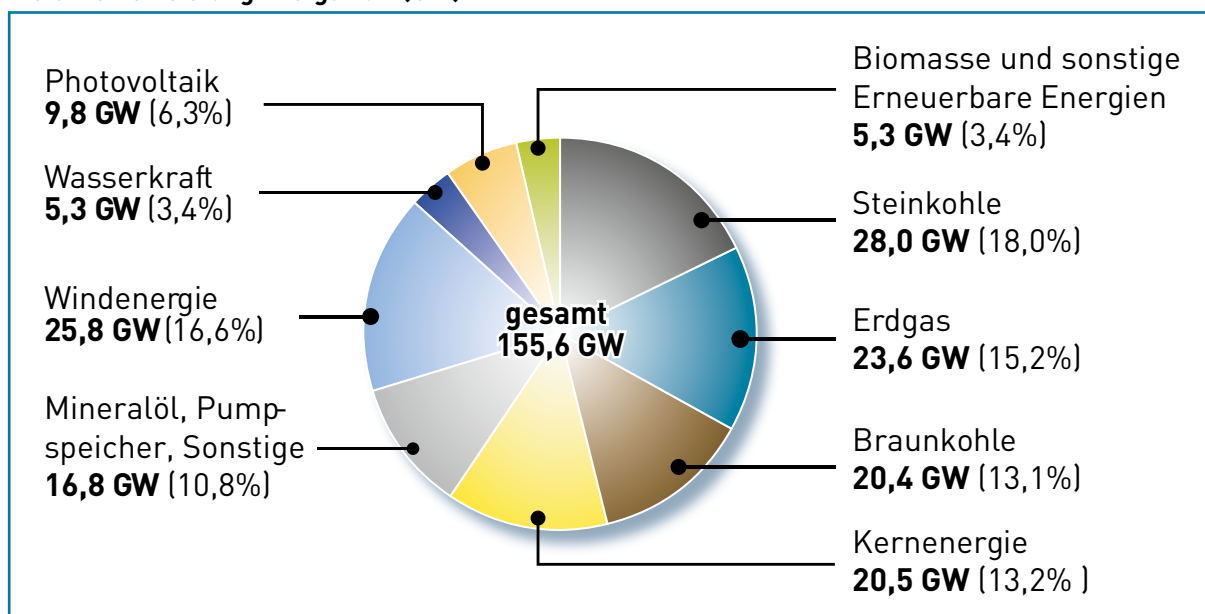
Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland

Der Kraftwerkspark in Deutschland wandelt sich hin zu den Erneuerbaren Energien. Innerhalb von nur vier Jahren hat sich die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien von ca. 24 Gigawatt (GW) (2005) auf 45 GW (2009) fast verdoppelt. Die Windenergiekapazität ist mit rund 27 GW inzwischen höher als die Leistung der meisten konventionellen Kraftwerkssparten, mit Ausnahme der Steinkohle mit 28 GW.

Mit den Erneuerbaren Energien steigt die insgesamt im deutschen Kraftwerkspark installierte Leistung. Nach Angaben der Bundesnetzagentur stieg die Erzeugungskapazität allein im Jahr 2009 um insgesamt 8,6 GW. Das entspricht der Leistung von etwa acht Großkraftwerken. Den Löwenanteil der Neuinstallationen entfiel auf die Erneuerbaren Energien, während bei den Kapazitätsstilllegungen die fossilen Energien dominierten. Ende 2009 setzte sich der Kraftwerkspark folgendermaßen zusammen:

Erzeugungskapazitäten im deutschen Kraftwerkspark 2009

Installierte Leistung in Gigawatt (GW)



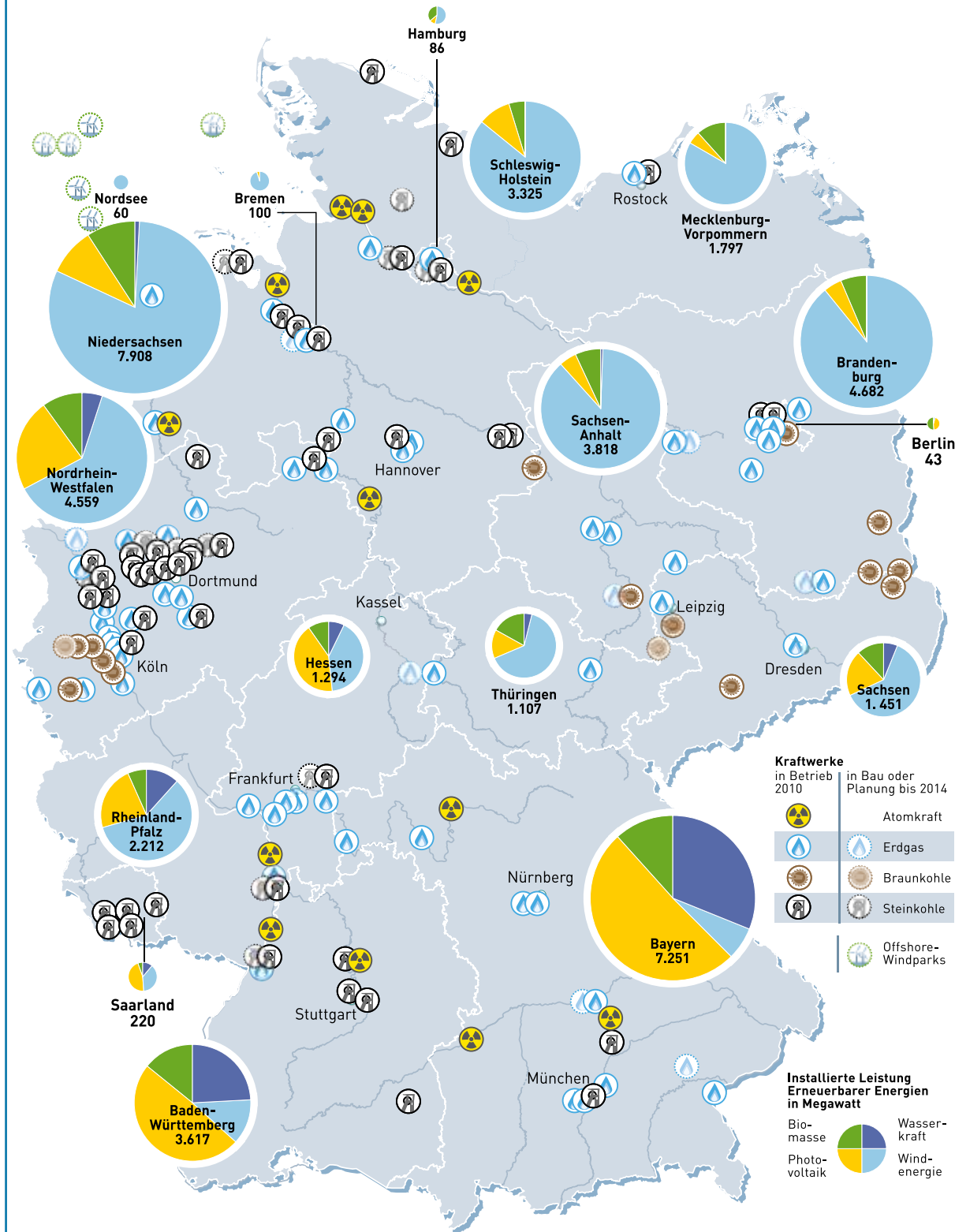
Quelle: BDEW; Stand: 12/2010

Die Verschiebung der Erzeugungskapazitäten zu den Erneuerbaren Energien wird weitergehen. Denn sie sind ein wesentliches Element zum Erreichen der energiepolitischen Ziele Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit der EU. Außerdem ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien aus Gründen des Klimaschutzes geboten. Wind- und Sonnenenergie werden die Stromversorgung in Zukunft immer stärker dominieren, da sie die größten Potenziale unter den Erneuerbaren Energien aufweisen. Um ihren Ausbau in den nächsten Jahren dynamisch fortzusetzen und gleichzeitig die bisher gewohnte Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss das Stromnetz also an die neue Kraftwerksstruktur angepasst werden.

Geographisch sind die Stromerzeugungskapazitäten bei den Erneuerbaren Energien ungleich verteilt. So stehen die meisten Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands, der weitaus größte Teil der Photovoltaikanlagen dagegen im Süden. Planungen für Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee verstärken den Trend zu großen installierten Leistungen im Norden, die ins Übertragungsnetz einspeisen. Aber auch neu geplante Kohlekraftwerke in der Nähe der Seehäfen verstärken die geographische Konzentration der Erzeugungskapazitäten. Die Stromverbrauchszentren liegen dagegen vor allem im Süden und Westen Deutschlands, wo die energieintensive Industrie angesiedelt und die Bevölkerungsdichte höher ist. Diese Entwicklung erfordert höhere Übertragungskapazitäten in den Stromnetzen.

Standorte konventioneller Kraftwerke ab 100 Megawatt und Verteilung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern Ende 2009

Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind in Deutschland sehr unterschiedlich verteilt. Die Windenergie konzentriert sich im Norden, die Photovoltaik im Süden. Das Stromnetz muss an den dadurch entstehenden Transportbedarf angepasst werden. Das erfordert insbesondere einen Ausbau der Leitungen in Nord-Süd-Richtung für die Übertragung von Windstrom in die Verbrauchszentren im Süden. In Süddeutschland müssen vor allem die Verteilnetze verstärkt werden, um die zunehmende Solarstromproduktion aufzunehmen.



Quellen: BfS, BDEW, UBA, DEWI, DENA; Unternehmensangaben; Stand: 12/10

Die Liberalisierung der Strommärkte

Zunehmender internationaler Stromhandel

Mit der EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt von 1996 hat die Europäische Union (EU) die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte eingeleitet und die Schaffung eines gemeinsamen Energiebinnenmarktes zu einem vorrangigen Ziel der EU-Energiepolitik erklärt. Da der Elektrizitätsbinnenmarkt nach Ansicht der EU-Kommission nicht ausreichend in Gang kam, wurde die Richtlinie von 1996 im Jahr 2003 ersetzt und diese wiederum 2009 abgelöst durch die Vorschrift 2009/72/EG. Bis 2015 soll ein funktionierender Energiebinnenmarkt erreicht sein.

Die mit dem gemeinsamen Energiebinnenmarkt verbundenen Ziele sind vor allem die Förderung des Wettbewerbs und Steigerung der Kosteneffizienz. Strom soll nach den Vorstellungen der EU-Kommission vorrangig dort produziert werden, wo dies besonders kostengünstig geschehen kann, und dann in die Versorgungszentren geliefert werden. Diese Vorstellungen haben notwendigerweise einen verstärkten internationalen Stromhandel zur Folge. Deutschland liegt zwischen den west- und den osteuropäischen Strommärkten. Daher gewinnt es als Stromtransitland an Bedeutung. Bis heute gibt es jedoch zwischen den jeweiligen nationalen Stromnetzen nur sehr schwache Verbindungen. Die Kapazität dieser sogenannten Grenzkuppelstellen und der grenzüberschreitenden Transportleitungen reicht für den europaweiten Stromwettbewerb nicht aus, weshalb die Strominfrastruktur ausgebaut werden muss.

Erst recht steigen der Stromübertragungsbedarf und damit die Notwendigkeit für neue Leitungen, wenn man auch die Erneuerbaren Energien in erster Linie an Standorten ausbauen will, wo die Stromerzeugungskosten am günstigsten sind. In der Extremvariante würden dann Solaranlagen nur noch in Südeuropa und Nordafrika beziehungsweise Windenergieanlagen nur noch an den Küsten und auf dem Meer gebaut werden. Ob dies für die Endverbraucher tatsächlich die kostengünstigste Lösung wäre, ist allerdings fraglich, denn der dafür erforderliche immense Ausbau der Netzkapazitäten bleibt bei dieser Betrachtung außen vor, genauso wie die Akzeptanz eines solchen Vorgehens.

Dennoch gehen die politischen Zielvorstellungen in diese Richtung. In den Szenarien, die dem Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 zugrunde liegen, gibt es nur noch einen geringfügigen Ausbau der Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten in Deutschland. Dass die Klimaschutzziele dennoch erreicht werden, liegt an der Annahme, dass Strom aus Erneuerbaren Energien in Zukunft zu einem großen Teil importiert wird.

Nichtsdestotrotz ist der Ausbau der europäischen Stromnetze auch aus der Perspektive eines vorwiegend dezentralen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sinnvoll. Denn irgendwo in Europa weht immer der Wind. Ein leistungsfähiges europäisches Netz würde daher einen schnelleren Ersatz konventioneller Kraftwerke durch Erneuerbare Energien ermöglichen, bei gleichzeitig hoher Versorgungssicherheit. Im Zusammenhang mit den transeuropäischen Energienetzen wird oft von einem europäischen „Supergrid“ (Grid = englisch „Netz“) gesprochen, das die Erzeugungskapazitäten europaweit, mit Nordafrika und in den Nordmeeren („Offshore-Grid“) vernetzt.

Modernisierungstau in den Stromnetzen

Neben den neuen Anforderungen an das Stromnetz, die sich aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, dem zunehmenden internationalen Stromhandel und Planungen für neue Kohlekraftwerke ergeben, ist der Zustand des bestehenden Netzes für den Investitionsbedarf entscheidend. Hier hat sich ein erheblicher Modernisierungsbedarf aufgestaut, der an folgendem Beispiel deutlich wurde: Ende November 2005 brach im Münsterland die Stromversorgung zusammen. 250.000 Menschen waren bis zu vier Tage ohne Strom. Nach starken Schneefällen waren zahlreiche Hoch- und Mittelspannungsmasten umgeknickt und das Niederspannungsnetz beschädigt. In der Folge entbrannte eine heftige Diskussion über die Sicherheit der deutschen Stromversorgung und eine mögliche Vernachlässigung der Instandhaltung durch die Netzbetreiber. Tatsächlich ist das deutsche Stromnetz in die Jahre gekommen, es gibt einen erheblichen Investitionsbedarf. Nach Angaben der Bundesnetzagentur lag das Durchschnittsalter der Höchstspannungsmasten Anfang 2008 bei 32 Jahren auf der 380 kV-Ebene und bei 50 Jahren auf der 220 kV-Ebene. Zahlreiche Masten hatten ein Alter von 70 bis 85 Jahren.

Mangelnder Wettbewerb behindert Anpassung des Stromnetzes

Das existierende Stromnetz ist optimal an die bestehenden Großkraftwerke der Energieversorger angepasst. Erst der Anschluss neuer und anderer Erzeugungskapazitäten macht einen Umbau der Netzinfrastruktur notwendig. Insbesondere mit den Erneuerbaren Energien drängen neue Erzeuger auf den Markt, deren Strom gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorrangig abgenommen und verteilt werden muss. Entsprechend verringern sich die Absatzmengen der Erzeuger von Strom aus fossilen und nuklearen Kraftwerken. Solange sich der Großteil der Erzeugungskapazitäten und Netze in einer Hand befinden, ist der Interessenkonflikt offensichtlich. Die Netzbetreiber haben keinen Anlass, das Netz für konkurrierende Kraftwerke zügig auszubauen. So passt es denn auch ins Bild, wenn zum Beispiel der Bundesverband Windenergie den Netzbetreibern mangelndes Interesse am Netzausbau und Verzögerungstaktik vorwirft.

Im Zuge der Strommarktliberalisierung in Deutschland sind Netzbetrieb, Stromerzeugung und Vertrieb an Letztverbraucher 1998 rechtlich voneinander getrennt worden („Unbundling“). Ziel war es den Wettbewerb zu fördern und damit die Kosten zu senken, denn aufgrund der bisherigen Monopolstellung im jeweiligen Versorgungsgebiet konnten die Unternehmen auf Kosten der Verbraucher hohe Gewinne erzielen. Unabhängige Unternehmen sollten in die Stromerzeugung und den Vertrieb an die Endverbraucher einsteigen und für Konkurrenz sorgen.

Da es sich bei den Netzen um ein „natürliches Monopol“¹⁾ handelt, blieb der angestrebte diskriminierungsfreie Zugang zum Stromnetz aufgrund fehlender Regulierung zunächst eine Wunschvorstellung. Das Oligopol weniger Versorger bei der Stromerzeugung und beim Betrieb der Übertragungsnetze konnte sich halten und sogar weiter konzentrieren. Die Gewinne der großen Konzerne stiegen weiter an. Erst 2005 wurde mit der Bundesnetzagentur eine Regulierungsbehörde zur Förderung des Wettbewerbs eingerichtet.

¹⁾ „Natürliches Monopol“ ist ein volkswirtschaftlicher Begriff, der beschreibt, dass ein Gut von einem einzigen Wirtschaftssubjekt zu geringeren Kosten produziert werden kann als von mehreren. Infrastrukturen wie die Stromnetze sind dafür typisch, weil es volkswirtschaftlich wesentlich teurer wäre, Parallelstrukturen aufzubauen.

Im Jahr 2010 dominieren den Betrieb der Kraftwerke nach wie vor die großen Konzerne E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall, auch wenn ihr Anteil an der Stromerzeugung leicht rückläufig ist. Bei den Übertragungsnetzen haben sich E.ON und Vattenfall vollständig von ihrem Eigentum getrennt. Das ehemalige E.ON-Übertragungsnetz betreibt nun der niederländische Netzbetreiber TenneT und der belgische Netzbetreiber Elia hat mit seinem Tochterunternehmen 50Hertz Transmission das Übertragungsnetz von Vattenfall übernommen. Für eine optimale Anpassung der Stromnetze an die künftige Erzeugungsstruktur und einen effizienten Wettbewerb ist die vollständige Trennung von Erzeugung und Netzen ein wichtiger Schritt. EnBW und RWE halten allerdings bislang an ihren Übertragungsnetz-Tochterunternehmen Amprion und EnBW Transportnetze fest. Auf der Verteilnetzebene ist die Marktkonzentration nach wie vor hoch. So beliefert zum Beispiel E.ON mehr als 20 Millionen Kunden über seine Verteilnetze und RWE betreibt in Deutschland Stromnetze mit einer Länge von 331.000 Kilometern (etwa 20 Prozent des Gesamtnetzes).

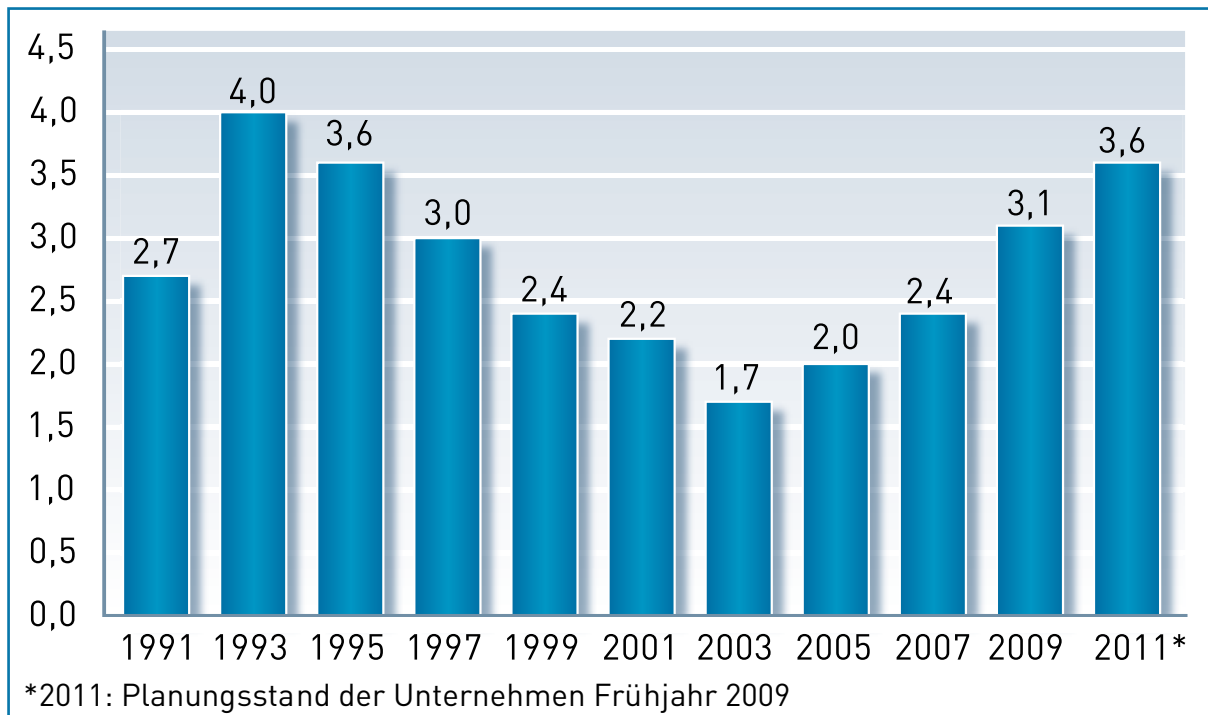
Einnahmen und Investitionen der Netzbetreiber

Nach dem Zusammenbruch zahlreicher Strommasten unter der Schneelast im Münsterland Ende 2005 warf der Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) den Stromkonzernen vor, die Investitionen in die Stromnetze zwischen 1995 und 2004 halbiert zu haben. Von den rechnerisch jährlich zur Verfügung stehenden Mitteln in Höhe von vier Milliarden Euro würden nur rund zwei Milliarden reinvestiert, den Rest verbuchten die Energiekonzerne als Gewinne. Auch der Bund der Energieverbraucher warf den Netzbetreibern Anfang 2008 vor, rund 17 bis 20 Milliarden Euro jährlich an Netzentgelten einzunehmen, aber lediglich zwei bis drei Milliarden zu investieren.

Die Angaben des Bundesverbands der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft (BDEW) bestätigen einen Rückgang der Investitionen von Anfang der 90er Jahre bis etwa 2003. Seitdem steigen sie wieder leicht an. Rund 40 bis 45 Prozent entfallen dabei auf den Erhalt und die Erneuerung des bestehenden Netzes, der übrige Anteil sind Investitionen in den Netzneubau, Ausbau und Erweiterung.

Künftig ist mit steigenden Netzinvestitionen zu rechnen. Bis Herbst 2010 sind bei der Bundesnetzagentur Anträge für Erweiterungsinvestitionen in Höhe von 13 Milliarden Euro eingegangen, die Summe der genehmigten Investitionsbudgets betrug bis Juli 2010 9 Mrd. Euro. Davon entfallen etwa 5 Mrd. Euro auf Projekte zur Netzanbindung von Offshore-Windparks.

Netzinvestitionen der deutschen Stromversorger in Milliarden Euro



Quellen: BDEW, BNetzA; Stand: 12/2010

Regulierung der Netzentgelte

Der deutsche Strommarkt wird seit 2005 von der Bundesnetzagentur überwacht, insbesondere die Netzentgelte unterliegen ihrer Kontrolle. Vorrangiges Ziel ist dabei die Steigerung der Kosteneffizienz und damit eine preisgünstige Stromversorgung. So begrenzt die Bundesnetzagentur etwa die Rendite für Neuinvestitionen auf 9,29 Prozent.

In Bezug auf die Kosten ist die Regulierung der Netzentgelte erfolgreich: Die Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden sind zwischen 2006 und 2010 um über 20 Prozent gesunken. Bei Haushaltskunden betragen sie im Jahr 2010 im Schnitt noch etwa 6 Cent pro Kilowattstunde, ihr Anteil am Strompreis liegt nur noch bei etwa einem Viertel. Allerdings beklagen viele Akteure, die gewährte Rendite sei zu gering, um einen Anreiz für Investitionen in die Stromnetze zu bieten.

In Bezug auf den notwendigen Netzausbau sind die Kompetenzen der Regulierungsbehörde jedoch sehr eingeschränkt. Sie ist lediglich für die Genehmigung beantragter Investitionen zur Anrechnung auf die Netzentgelte zuständig. Die Auswahl der Maßnahmen für Ausbau und Optimierung der Netze und deren Planung liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber. So kann die Bundesnetzagentur beispielsweise nur dann über die Genehmigung von in der Regel teureren Erdkabeln an Stelle von Freileitungen entscheiden, wenn diese Variante des Netzausbaus auch beantragt wird.

Angesichts des Modernisierungsbedarfs im Stromnetz erscheint die Konzentration auf die Kosteneffizienz zu kurz gegriffen. Ebenso wichtig wäre es, dass die Regulierungsbehörde Transparenz über den Netzzustand und Investitionsbedarf schafft.

Netzausbaubedarf in Deutschland

Dass die Netzinfrastruktur an die weitere Entwicklung der Erneuerbaren Energien, den zunehmenden Stromhandel und den Anschluss neuer konventioneller Kraftwerke angepasst und stellenweise ausgebaut werden muss, ist in der Fachwelt unumstritten. Der seitens der Netzbetreiber immer wieder angedrohte „Blackout“ aufgrund einer Überlastung der Netze ist zwar bislang ausgeblieben. Dies liegt allerdings auch daran, dass vor allem Windenergieanlagen vorübergehend abgeschaltet werden, wenn anderenfalls eine Überlastung der Netze droht. Die Netzbetreiber machen dabei von der seit Januar 2009 in §11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vorgesehenen Möglichkeit des Einspeisemanagements Gebrauch. Die gemäß §12 EEG vorgesehenen Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber für die entgangene Stromerzeugung betragen im Jahr 2009 über sechs Millionen Euro. Da die Netzbetreiber die Entschädigungssumme bei den Netzentgelten anrechnen können, soweit sie die Abschaltungen nicht zu vertreten haben, entstehen Zusatzbelastungen für die Stromkunden.

Unabhängig von der Regelung des Einspeisemanagements nach EEG sind die Regelungen der Paragraphen 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Diese berechtigen und verpflichten Übertragungsnetzbetreiber, zur Sicherung der Systemstabilität auf die Stromeinspeisung Einfluss zu nehmen und gegebenenfalls Anlagen abzuschalten. Davon machen die Netzbetreiber vor allem in Situationen mit hohem Windaufkommen und geringer Stromnachfrage Gebrauch. Im Gegensatz zur Regelung im EEG ist hier jedoch keine Entschädigung vorgesehen, so dass der Anlagenbetreiber den Ertragsausfall selbst tragen muss.

Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur bestätigt zunehmende Engpässe im bestehenden Stromnetz. Insgesamt besteht daher ein breiter politischer Konsens über die Notwendigkeit, die Stromnetze für die Erneuerbaren Energien zu ertüchtigen und auszubauen. Sehr unterschiedliche Meinungen gibt es allerdings zu der Frage, wie viel Netzausbau erforderlich ist, wie der Neubau von Stromleitungen realisiert werden soll und welche Alternativen es gibt, um den Ausbaubedarf so gering wie möglich zu halten.

Die dena-Netzstudie I und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

Bereits im Jahr 2005 veröffentlichte die Deutsche Energie Agentur (dena) eine umfassende Studie zur Netzintegration von Windenergie in Deutschland als Planungsgrundlage bis 2015. Untersuchungsgegenstand war die Integration von 20 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2015 in das deutsche Höchstspannungsübertragungsnetz. Die so genannte dena-Netzstudie I sollte eine Strategie entwickeln, um Engpässe und Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden und die gewohnte Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie kam zu dem Ergebnis, dass für das Übertragungsnetz rund 850 Kilometer neue Höchstspannungsleitungen gebaut und auf 400 Kilometern die Leitungen verstärkt werden müssten. Dies erfordere einen Investitionsbedarf von ca. 1,1 Milliarden Euro bis 2015. Während die sich daraus ergebende jährliche Zusatzbelastung von rund 100 Millionen Euro gemessen an den ohnehin jährlich anfallenden Investitionen in die Stromnetze von zwei bis drei Milliarden Euro überschaubar war, stellte die konkrete Planung und Umsetzung eine größere Herausforderung dar. Bis 2010 wurden nur rund 90 Kilometer der als notwendig betrachteten 850 Kilometer realisiert.

Auf der Grundlage der dena-Netzstudie I wurde der Bedarf für neue Höchstspannungstrassen im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vom Mai 2009 definiert. Das EnLAG soll die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen auf der Übertragungsebene beschleunigen. Es benennt 24 Projekte, die vorrangig zu realisieren sind. Dabei können Erdkabel im Rahmen von vier Pilotprojekten auf 380 kV-Ebene und unter bestimmten Voraussetzungen auch auf 110 kV-Ebene verlegt werden.

Das Gesetz bereitet daneben den Weg für den Einsatz neuer Technologien, wie die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ). Neue Stromspeicher werden für zehn Jahre von den Netzentgelten für den Strombezug befreit. Damit sollen Anreize für die Entwicklung neuer Speichertechnologien geschaffen werden.

Die Kritik an der dena-Netzstudie I und dem EnLAG beruht im Wesentlichen auf folgenden Punkten:

- Die Aussagen der Studie basierten auf unveröffentlichten Daten der Netzbetreiber. Die Untersuchungsergebnisse sind daher auch nur für diese nachvollziehbar.
- Sowohl die dena-Studie als auch das EnLAG sind auf die Höchstspannungsnetze beschränkt. Engpässe betreffen aber auch und überwiegend die Verteilnetze.
- Netzoptimierungsmöglichkeiten als Alternativen zum Netzausbau wurden nicht ausreichend betrachtet, zum Beispiel Temperaturmonitoring und Lastmanagement (s. S. 23ff.).

Die dena-Netzstudie II

Der in der dena-Netzstudie I zugrunde gelegte Ausbau der Erneuerbaren Energien war schnell von der Realität überholt. Aufgrund der langen Planungszeiten für neue Stromleitungen war es zudem erforderlich, den Betrachtungszeitraum auf die Zeit nach 2015 zu erweitern. Deshalb wurde gleich eine Nachfolgestudie gestartet. Diese dena-Netzstudie II wurde im November 2010 als Konzept zur Weiterentwicklung des Stromnetzes in Deutschland vorgestellt. Ziel der Studie war es, den Ausbau- und Optimierungsbedarf in den deutschen Stromnetzen zu ermitteln, der sich aus drei wesentlichen Entwicklungen ergibt:

1. Integration von 39 Prozent Erneuerbaren Energien bis 2020
2. kostenoptimaler Einsatz konventioneller Kraftwerke
3. zunehmender europäischer Stromhandel.

In der dena-Netzstudie II wurden verschiedene Varianten des Stromnetzausbaus untersucht. Im Ergebnis liegt der identifizierte Bedarf für neue 380 kV-Leitungen von 2015 bis 2020 zwischen 1.700 und 3.600 Kilometern. Der Umfang des Neubaubedarfs und die Höhe der Kosten hängen dabei wesentlich davon ab, welche Technologien eingesetzt werden. Am kostengünstigsten wäre laut dena die Variante mit 3.600 Kilometern neuen Höchstspannungsleitungen mit einem Investitionsbedarf von 9,7 Milliarden Euro. Durch den Einsatz verschiedener Technologien wie Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturseile ließe sich der Netzausbaubedarf auf 1.700 Kilometer reduzieren, die Kosten dafür würden allerdings auf 17 Milliarden Euro steigen.

Die Hauptkritikpunkte an der dena-Netzstudie II betreffen ähnliche Sachverhalte wie bei der Vorgängerstudie:

- Aufgrund der fehlenden Datenveröffentlichung durch die Netzbetreiber besteht eine mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse.
- Die der Studie zugrundeliegenden Annahmen sind durch die Realität schon wieder überholt. Dazu gehören zum Beispiel die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke und der viel stärkere Ausbau der Photovoltaik. Die Studie geht davon aus, dass der in der dena-Netzstudie I identifizierte Leitungsbaubedarf bis 2015 tatsächlich erfolgt, was derzeit nicht abzusehen ist. Sie ist zudem nicht auf den langfristigen Umbau der Energieversorgung mit Zielhorizont 2050 ausgelegt.
- Die Studie ist auf den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz und Netzausbau ausgelegt, lässt die Akzeptanzfrage aber außer Acht. Die als energiewirtschaftliches Optimum dargestellte Variante von 3.600 Kilometern neuer Höchstspannungsleitungen auf Basis konventioneller Wechselstromtechnologie bis 2020 gilt vor dem Hintergrund der mangelnden Akzeptanz als unrealisierbar. Eine „kostenoptimale Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks“ bedeutet, dass Grundlastkraftwerke mit einer möglichst hohen Zahl von Volllaststunden im Dauerbetrieb gefahren und bei hohem Aufkommen Erneuerbarer Energien nicht heruntergeregelt werden müssen. Der unflexible Betrieb dieser Kraftwerke ist also ein wesentlicher Faktor für den erforderlichen Leitungsausbau.
- Die Möglichkeiten der Systemoptimierung statt des reinen Netzausbaus werden in der Studie nicht hinreichend betrachtet beziehungsweise einfach als zu teuer abgestempelt. Dazu gehören insbesondere das Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiter, Erdkabel, zusätzliche Speicher und die Nachfragesteuerung (Demand-Side-Management). Hier besteht laut Kritikern der Studie ein weiterer erheblicher Untersuchungsbedarf.

Die dena-Netzstudie II ist aufgrund dessen nicht dazu geeignet, die Akzeptanz für den Netzausbau vor Ort zu erhöhen. Entscheidend dafür wird sein, dass die Netzbetreiber bei der konkreten Planung zur Beseitigung von Netzengpässen die in der dena-Netzstudie auch genannten Flexibilisierungsoptionen wie zum Beispiel Temperaturmonitoring und Hochtemperaturseile ernsthaft prüfen und Priorität gegenüber dem reinen Neubau von Leitungen einräumen. Auch die Möglichkeiten für Erzeugungs- und Nachfragemanagement, eine nicht nur marktgetriebene Erschließung von Speichern sowie verschiedene Übertragungsvarianten sind zu berücksichtigen (siehe S.24 ff.). Als positiv betont der Bundesverband Erneuerbare Energie, dass die Studie das Potenzial der Erneuerbaren Energien erkenne, kurzfristig benötigte Energie bereitzustellen oder vorübergehende Netzengpässe auszugleichen. Gleichzeitig zeige die Untersuchung die Grenzen der Flexibilität konventioneller Großkraftwerke auf.

Studie zur Integration erneuerbarer Energien im Auftrag des BMWi

Im Juni 2010 haben die Beratungsunternehmen consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH eine Studie zu den „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“ vorgelegt. Sie soll die Konsequenzen für die Erzeugung, die Netze und Systemdienstleistungen sowie die damit verbundenen Kosten aufzeigen. Die vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) beauftragte Untersuchung erfolgt anhand verschiedener Varianten mit einem Anteil Erneuerbarer Energien von 25 bis 50 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020. Das wahrscheinlich wichtigste Ergebnis der Untersuchungen lautet, dass das heutige Niveau der Versorgungssicherheit in Form ausreichend gesicherter Leistung in allen Ausbauvarianten aufrecht erhalten wird.

Es werden auch ausreichend Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erbracht. Dabei fällt der Regelenergiebedarf bei 30 Prozent Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 etwa gleich hoch aus wie heute. Bei höheren Anteilen steigt er stark an bis etwa auf das Doppelte bei 50 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien. Die stark ansteigenden Kosten für Regelenergie in den Ausbauvarianten mit EE-Anteilen von mehr als 35 Prozent könnten dadurch gesenkt werden, dass EEG-Anlagen auch Regelleistung bereitstellen. Gerade durch die Nutzung von Teilen der Windstromproduktion als negative Regelleistung² könnten die Kosten minimiert werden.

Bezüglich des Ausbaubedarfs in den Stromnetzen kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass für die Integration von 30 Prozent EE-Strom der laut dena-Netzstudie I und dem EnLAG erforderliche Leitungsausbau im Übertragungsnetz ausreichend ist. Bei 50 Prozent Anteil Erneuerbarer Energien müssten zusätzlich 500 Kilometer Stromkreislänge im Übertragungsnetz gebaut werden. Das ist erheblich weniger als der in der dena-Netzstudie II identifizierte Ausbaubedarf. Die Kosten dafür werden bei konventionellen 380 kV-Freileitungen auf lediglich 30-35 Millionen Euro₂₀₀₉ beziffert.

Auch in den Verteilnetzen ist ein Ausbau erforderlich. Dabei bezeichnet die Studie den Anstieg der Netzkosten bis zu einem Anteil von 35 Prozent EE-Strom als „vergleichsweise moderat“. Bei einem EE-Ausbau auf mehr als 40 Prozent Anteil am Stromverbrauch bis 2020 sei dagegen mit einer massiven Erhöhung der Netzentgelte zu rechnen.

2) Für eine stabile Stromversorgung müssen die Netzbetreiber die in Kraftwerken gewonnene Leistung und die von Verbrauchern entnommene Leistung inklusive Transportverlusten immer im Gleichgewicht halten. Dazu kann Kraftwerksleistung dazu geschaltet (positive Regelleistung) oder Leistung gedrosselt bzw. abgeschaltet werden (negative Regelleistung). Für die Bereitstellung von Regelenergie gibt es einen eigenen Markt. Die Windenergie könnte wegen der Abhängigkeit vom Windaufkommen vor allem negative Regelleistung bereitstellen. Zwar ist das für Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz einspeisen, wegen des Doppelvermarktungsverbots derzeit noch schwierig, künftig allerdings eine wichtige Option.

Netzausbaubedarf in Europa

Auf europäischer Ebene liegt die Hauptmotivation für einen verstärkten Ausbau der Stromnetze bislang in der Verwirklichung des Energiebinnenmarkts. Gemäß den Vorschriften der Europäischen Union zum Elektrizitätsbinnenmarkt und den transeuropäischen Energienetzen steht eine rationelle, effiziente Stromversorgung im Fokus. Auch das Grünbuch der Kommission „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz“ vom November 2008 zielt neben einer stärkeren Versorgungssicherheit stark auf Kosteneffizienz. Investitionen in die Energienetze sollen den Wettbewerb stärken und kostengünstige Energie garantieren.

Auch die übrigen energie- und klimapolitischen Ziele erfordern die Modernisierung der Energieversorgungsnetze in Europa. Anderenfalls befürchtet die Kommission, dass die europäischen Energienetze in absehbarer Zeit nicht mehr in der Lage sein werden, eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten. Die bislang auf die Versorgung mit herkömmlichen fossilen Brennstoffen abgestimmten Netze müssen laut EU-Kommission flexibler werden, um Erneuerbare Energien, eine stärker dezentrale Stromerzeugung und neue Energienachfragetechnologien, zum Beispiel durch „intelligente“ Verbrauchserfassungssysteme oder Elektrofahrzeuge zu berücksichtigen.

Mitteilung der EU-Kommission zu Energieinfrastrukturprioritäten vom November 2010

Mit der Zielsetzung zum Klimaschutz und Ausbau der Erneuerbaren Energien („20-20-20-Ziel“) ist der Anpassungsbedarf der Stromnetze für die Erneuerbaren Energien inzwischen auch auf EU-Ebene stärker in den Blick gerückt. Zudem sind die Netze europaweit vielfach in einem veralteten Zustand. Im November 2010 hat die EU-Kommission daher ihre Prioritäten für die Entwicklung der Energieinfrastruktur in Form einer „Mitteilung“ vorgestellt. Die Mitteilung beinhaltet vier Korridore in der EU, wo der Netzausbau für den Stromsektor als vorrangig identifiziert wurde. Dazu gehören ein Offshore-Netz zur Anbindung der Windparks in den nördlichen Meeren, Verbindungsleitungen in Südwesteuropa, die Verstärkung der regionalen Netze in Mittelost- und Südosteuropa und die Integration des Energiemarkts im Ostseeraum in den europäischen Markt. Auf der Grundlage der Mitteilung sollen bis 2012 konkrete Projekte von europäischem Interesse ausgewiesen werden, für die dann auch entsprechende Fördermittel bereitstehen. Insgesamt rechnet EU-Energiekommissar Günther H. Oettinger mit 45.000 Kilometern neuer Stromleitungen in Europa. Für den Ausbau der Energieinfrastruktur für Strom und Gas zusammen seien etwa 200 Milliarden Euro erforderlich.

Zehn-Jahres-Entwicklungsplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber

Der Zusammenschluss der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat im Frühjahr 2010 den ersten Zehn-Jahres-Plan zur Entwicklung der Stromtransportinfrastruktur vorgelegt. Dabei haben die Netzbetreiber einen Bedarf für 35.000 Kilometer neue Übertragungsleitungen und den Ausbau von 7.000 Kilometern bestehender Leitungen identifiziert. Diese insgesamt 42.000 Kilometer stellen 14 Prozent der in der EU bestehenden Übertragungsleitungen dar. Der Investitionsbedarf wird auf 23 bis 28 Milliarden Euro für die ersten fünf Jahre beziehungsweise 44 Prozent des gesamten Ausbaubedarfs geschätzt. Etwa die Hälfte des Ausbaus sei erforderlich, um die Erneuerbaren Energien zu integrieren, der Rest um den Energiebinnenmarkt zu fördern sowie die Zuverlässigkeit des Energiesystems zu gewährleisten.

Der Zehn-Jahres-Plan ist nicht verbindlich, stellt aber eine wichtige Grundlage für die Planungen und Festlegungen der EU-Kommission dar.

„Powering Europe“ – Windenergie und das Stromnetz

Im November 2010 hat der Europäische Windenergieverband EWEA eine Studie vorgestellt, die die Integration stark zunehmender Windenergieleistungen in die europäischen Stromnetze fokussiert. Demnach stellen die bestehende, veraltete Infrastruktur und der unvollendete Wettbewerb in den Energiemärkten das Haupthindernis für die Einspeisung großer Windstrommengen dar. Für das weitere dynamische Wachstum der Windenergie seien ausgebaut, erneuerte und besser angeschlossene Stromnetze notwendig sowie ein fairer und wirksamer Wettbewerb im Strombinnenmarkt. Letzteres beinhaltet auch eine flexiblere Struktur in der Stromerzeugung.

Für die Integration Erneuerbarer Energien sind laut EWEA ein neues Stromnetz in der Nordsee, Irischen See und Ostsee sowie bessere Verbindungen zwischen Frankreich und Spanien, Deutschland und seinen Nachbarländern, den Alpenländern und Ost- und Südeuropa erforderlich. EWEA kommt darüber hinaus zu dem Schluss, dass der Nutzen des Netzausbaus dessen Kosten überwiegt. Durch die mögliche Einbindung von europaweit 265 Gigawatt Windenergiekapazitäten könnten Einsparungen von insgesamt 41,7 Milliarden Euro an Stromkosten bis 2020 erzielt werden.

Ein erster Schritt für ein Nordsee-Offshore-Netz ist durch die Unterzeichnung einer politischen Absichtserklärung zur Realisierung eines Nordsee-Offshore-Netzes im Dezember 2010 getan („The North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative“). Die Initiative für ein Nordsee-Offshore-Netz wurde von der EU-Kommission im November 2008 vorgeschlagen als eine von sechs vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten der EU. Ende 2010 wurde die Erklärung von den zuständigen Ministern der Nordsee-Anrainerstaaten und anderen Ländern (Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, Niederlande, Schweden, Vereinigtes Königreich und Norwegen), der EU Kommission, den Regulierungsbehörden und dem Verband der Europäischen Netzbetreiber ENTSO-E unterzeichnet.

Das Stromnetz der Zukunft

Die Netzinfrastruktur muss an die Anforderungen einer dezentraleren, im Wesentlichen auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung angepasst werden. Dies bedeutet mehr als nur den Bau neuer Leitungskilometer. Neue Stromleitungen bedeuten immer einen Eingriff in Natur und Landschaft. Insbesondere Freileitungen zerschneiden Naturräume und bedeuten eine Gefahr für Vögel in Form von Kollisionen und Stromschlägen. Anwohner fürchten Gesundheitsgefährdungen durch elektromagnetische Felder. Das erzeugt Widerstand, vor allem in touristisch attraktiven Regionen. Aus diesem Grund ist der Bau neuer Leitungen gegen Alternativen abzuwägen, die den Neubaubedarf minimieren können. Dazu zählen neue Speichertechnologien und -kapazitäten, intelligente Netze und Erzeugungsmanagement, optimierte und verstärkte Transportkapazitäten und neue Übertragungstechnologien. Aber auch Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden notwendig. Der Kraftwerkspark muss insgesamt flexibler werden, damit die steigenden Mengen fluktuierender Erneuerbarer Energien dauerhaft integriert werden können.

Neue Speicher

Wind und Sonne liefern nicht unbedingt dann Strom, wenn er gebraucht wird. Umgekehrt ist der Strombedarf oftmals dann niedrig, wenn der Wind am stärksten weht. Deswegen ist es erforderlich, Strom zwischenspeichern. Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien reichen die bestehenden Speicherkapazitäten allerdings auf Dauer nicht aus, um den steigenden Bedarf zu decken. Da die Möglichkeiten für den Neubau und Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken begrenzt sind und diese überwiegend nicht dort stehen, wo die großen Strommengen aus Erneuerbaren Energien anfallen, müssen neue Speichertechnologien entwickelt werden³.

Zum jetzigen Zeitpunkt sind Stromspeicher im Vergleich zu Ausbau und Verstärkung der Stromnetze allerdings die wesentlich teurere Alternative. Von daher macht es zumindest heutzutage ökonomisch keinen Sinn, quasi neben jeden Windpark einen Stromspeicher zu stellen, um den Netzausbau zu vermeiden.

Intelligente Netze (Smart Grids), Lastmanagement und Kombikraftwerk

Bislang gleichen die großen Stromversorger kurzfristige Erzeugungsschwankungen mit ihren Großkraftwerken, mit Gas- und Dampfkraftwerken, Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerken aus. Grundsätzlich wird nur die Erzeugungsseite gesteuert, die Nachfrageseite gibt den Takt vor. Angesichts der zunehmenden wetterbedingten Erzeugungsschwankungen im Zusammenhang mit dem fortgesetzten Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen steigen die Anforderungen an eine flexiblere Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch.

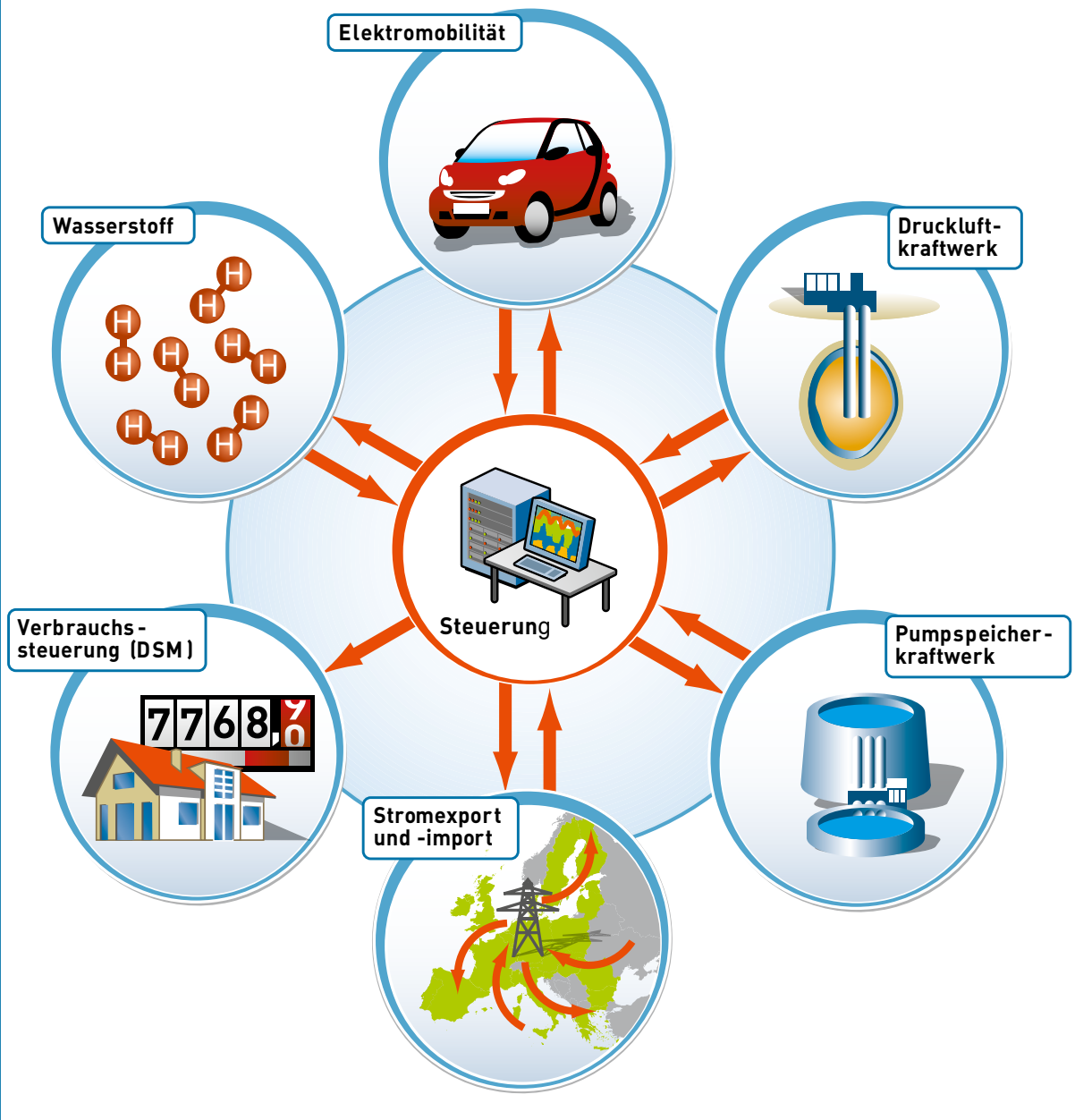
Dazu ist es zum einen sinnvoll, viele kleine, dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher zusammenzuschalten und zentral zu steuern (Kombikraftwerk). Als Ergänzung zu den Erneuerbaren Energien eignen sich dafür besonders Blockheizkraftwerke (BHKW) und Mikrogasturbinen. Sie werden mit Erdgas betrieben und gelten als Brückentechnologie auf dem Weg in die Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien. Zum anderen müssen die Stromkunden in die Lage versetzt werden, ihren Verbrauch besser an das momentane Angebot anzupassen (Lastmanagement oder Demand-Side-Management). Dazu müssen so genannte intelligente Stromnetze (Smart Grids) aufgebaut werden, die Kunden, Erzeuger und steuerbare Stromspeicher mittels moderner Informations- und Kommunikationstechnologien miteinander vernetzen.

Zudem muss es finanzielle Anreize zur Verlagerung des Stromverbrauchs geben, das heißt der Strompreis muss entsprechend des herrschenden Angebots variabel sein (zeit- und lastvariable Tarife). Pilotprojekte zur Etablierung von Smart Grids gibt es zum Beispiel im Rahmen des E-Energy-Programms des Bundeswirtschaftsministeriums.

³) Mehr Informationen dazu finden sich im Renewes Spezial „Strom speichern“.

Das intelligente Stromnetz

Die Stromversorgung der nahen Zukunft umfasst im Vergleich zu heute neue Elemente, um Erzeugung und Nachfrage in Einklang zu bringen. Stromverbraucher und verschiedene Speicher sind über moderne Informationstechnik mit dem Kraftwerkspark verknüpft. Durch den Anreiz variabler Tarife kann ein Teil der Stromnachfrage den verfügbaren Strommengen entsprechend gesteuert werden (Last- bzw. Demand-Side-Management). Der zunehmende internationale Stromaustausch und „intelligente“ Stromnetze sind eine wichtige Voraussetzung für die Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne.



Netzoptimierung und Verstärkung

Die Netzbetreiber haben einen ganzen Strauß von Maßnahmen zur Hand, um ihre Stromnetze flexibler zu machen und höhere Transportleistungen auch ohne neue Stromtrassen zu erzielen. Diese werden von den einzelnen Netzbetreibern allerdings in sehr unterschiedlichem Maße praktiziert.

Als vielversprechend und innovativ gelten zum Beispiel das Leiterseil-Monitoring und die Verwendung von Hochtemperatur-Leiterseilen. Beide Maßnahmen basieren darauf, dass die Erwärmung der Leitungen bei zunehmenden Strommengen der begrenzende Faktor für die Transportkapazität darstellt. Aus Sicherheitsgründen gehen die Netzbetreiber für die Berechnung der Belastungsgrenze grundsätzlich von einer Außentemperatur von 35 Grad Celsius und einer Windgeschwindigkeit von 0,6 Metern pro Sekunde (fast Windstille) aus. Beim Temperaturmonitoring wird die Belastbarkeit dagegen auf Basis der tatsächlichen Außentemperatur und der Windgeschwindigkeit berechnet und beim Freileitungsmonitoring wird direkt die Betriebstemperatur der Leiterseile überwacht, um die Leitungen bei entsprechenden Witterungsbedingungen stärker belasten zu können. Erste praktische Erfahrungen zeigen, dass die Transportkapazität einer Stromleitung wetterbedingt um bis zu 50 Prozent steigen kann. Laut dena-Netzstudie II reduziert das Freileitungsmonitoring den Bedarf für den Bau neuer Stromübertragungsleitungen allerdings nur geringfügig um 100 Kilometer, da die Transportkapazitäten nur zeitweise, weil wetterabhängig, steigen. Die damit verbundenen Kosten würden um 100 Millionen Euro bis 2020 geringfügig höher als beim reinen Netzausbau ausfallen, da 3.100 Kilometer des Höchstspannungsnetzes für das Monitoring baulich angepasst werden müssten. Praktisch angewendet wird das Temperatur-Monitoring nur von wenigen Netzbetreibern, es ist noch nicht Stand der Technik.

Hochtemperaturleiterseile erhöhen die Transportkapazität ebenfalls um bis zu 50 Prozent, allerdings auf Dauer. Durch ihren Einsatz könnte der erforderliche Leitungsausbau laut dena-Netzstudie II auf 1.700 Kilometer reduziert werden. Die Studie taxiert die Mehrkosten dafür allerdings auf rund sieben Milliarden Euro gegenüber dem Bau neuer konventioneller 380 kV-Leitungen, da auf etwa 5.700 Kilometer bestehender Trassen bauliche Anpassungen notwendig wären. Daher sei der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen nur in Einzelfällen sinnvoll.

Maßnahmen zur Netzoptimierung und Verstärkung	Zahl der Verteilnetzbetreiber, die diese Maßnahmen im Jahr 2009 angewendet haben
Erhöhung von Trafoleistungen	259
Trennstellenoptimierung	180
Bau von Parallelsystemen	155
Einbau von Messtechnik	136
Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen	116
Einbau von Spannungsreglern	37
Regulierung der Seildurchhänge	17
Leiterseil-Monitoring	9
Hochtemperatur-Leiterseile	4

Quelle: BNetzA

Nutzung anderer bestehender Infrastrukturen

Bestehende Infrastrukturtrassen könnten um weitere Stromleitungen ergänzt werden. Die Idee eines sogenannten Overlay-Netzes zusätzlich zum bestehenden Leitungssystem beruht im Wesentlichen auf der Erwägung, dass der Netzausbau entlang bestehender Trassen auf mehr Akzeptanz stößt als der Neubau. Im August 2010 kam der Vorschlag auf, angesichts des massiven Investitionsbedarfs und des langsamen Fortschritts das Stromnetz der Deutschen Bahn zu nutzen und auszubauen. Für die Bahn entstände mit dem Stromtransport ein neues Geschäftsfeld.

Das Stromleitungsnetz der Bahn, das die Züge mit Energie versorgt, hat eine Länge von 7.754 Kilometern. Technisch sind diese Leitungen wegen der Spannung von 110 Kilovolt nicht direkt dazu geeignet, zusätzlichen Strom über große Strecken zu transportieren. Es wäre jedoch technisch und wirtschaftlich möglich, die Bahnmasten ausgewählter Strecken um bis zu 15 Meter zu erhöhen, um zusätzlich Gleichstrom-Freileitungen mit bis zu 500 Kilovolt anzubringen. Sowohl das Bundesverkehrsministerium als auch die Bahn prüfen den Vorschlag aktuell. Die Welt am Sonntag hat im Oktober 2010 aus einem internen Papier der Deutschen Bahn zitiert, wonach der Investitionsbedarf auf zwei bis 2,5 Milliarden Euro geschätzt wird. Das wäre angesichts der insgesamt für den benötigten Leitungsausbau im Raum stehenden Summen vergleichsweise wenig.

Alternative Übertragungstechnologien

Die Verlegung von Erdkabeln als Alternative zu Freileitungen genießt im Allgemeinen eine höhere Akzeptanz seitens der Bevölkerung. Hierbei muss allerdings zwischen den verschiedenen Spannungsebenen unterschieden werden, sowohl in technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht. Auf der Höchstspannungsebene gibt es bislang kaum Erfahrungen mit Erdkabeln. Sie gelten nicht als Stand der Technik und sind derzeit noch deutlich teurer als Freileitungen. Deshalb sind im EnLAG vier Pilotprojekte zur Teilverkabelung vorgesehen. Aber auch aus ökologischer und Akzeptanzperspektive sind Höchstspannungskabel mit Wechselstrom nicht automatisch viel besser als Freileitungen. Ihre Verlegung erfordert ebenso breite Trassen und sie können den Boden erwärmen und austrocknen lassen.

Eine Alternative auf der Höchstspannungsebene könnte der Einsatz von Erdkabeln auf Basis von Höchstspannungsgleichstromtechnik (HGÜ) sein. Diese Technik ermöglicht, Strom über weite Strecken fast ohne Leitungsverluste zu übertragen. Wirtschaftlich und technisch am günstigsten ist die HGÜ-Technik laut dena-Netzstudie II für die Anbindung der Offshore-Windparks in der Nordsee. Ansonsten kommen die Vorteile der HGÜ gegenüber der herkömmlichen Wechselstromtechnik erst bei größeren Trassenlängen von mehr als 400 Kilometern zum Tragen. Würde der Netzausbaubedarf im Stromnetz vollständig mittels HGÜ erfolgen, entstünden laut dena-Netzstudie II Kosten in Höhe von etwa dem Dreifachen der konventionellen 380 kV-Freileitungsvariante. Hier liegt ein hohes Innovationspotenzial für den technologischen Fortschritt.

Anders ist die Situation bei den Spannungsebenen bis 110 kV. Dort sind Erdkabel in den meisten Fällen technisch möglich, werden aber noch nicht überall eingesetzt. Als Grund dafür werden auch meist höhere Kosten angegeben, wobei der Unterschied hier deutlich geringer ausfällt als auf der Höchstspannungsebene. Als Vorreiter gilt die EWE Netz im Nordwesten Deutschlands. Die EWE Netz hat in ihrem Verteilnetz (Nieder- und Mittelspannung) heute fast 100 Prozent Erdverkabelung. Mit der Erdverkabelung wurde bereits in den 70er Jahren begonnen. Der Grund lag in der höheren Versorgungssicherheit, da Erdkabel im Gegensatz zu Freileitungen nicht so anfällig gegenüber Stürmen sind. Nach EWE-Angaben sind damit keine negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit verbunden.

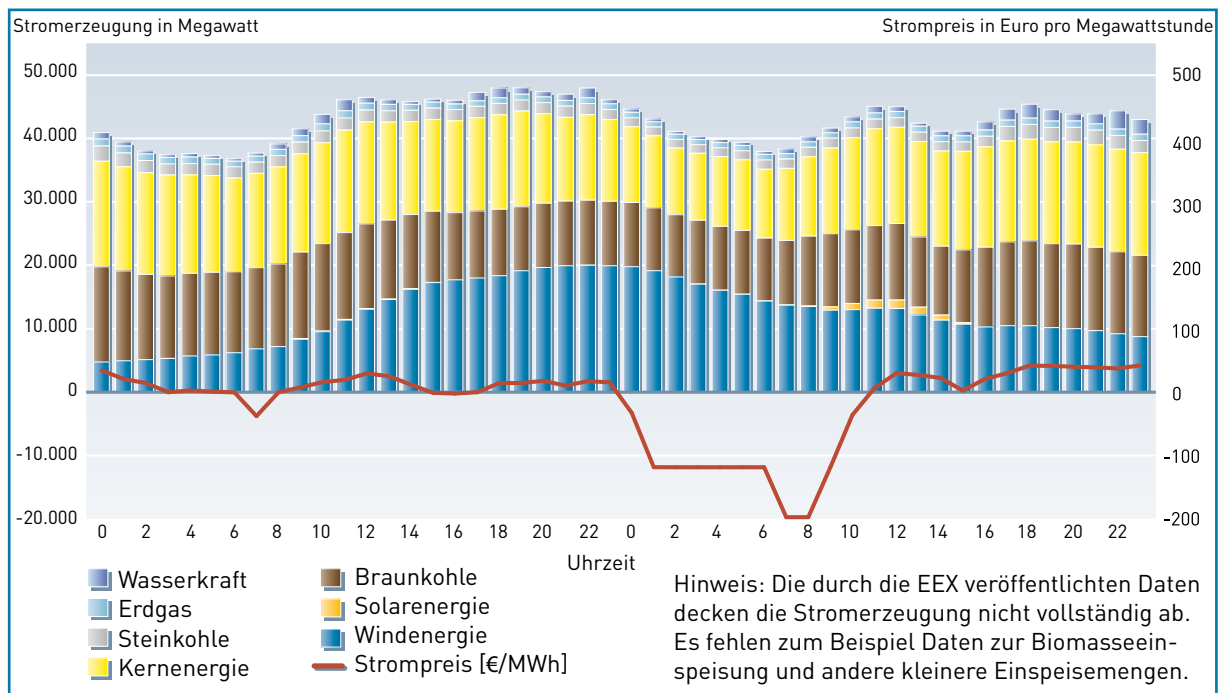
Flexibilisierung und Dezentralisierung der Stromversorgung

Konventionelle Großkraftwerke sind zu unflexibel

Für den Ausbaubedarf des Stromnetzes ist die Regelbarkeit der verschiedenen Kraftwerke entscheidend. Heute speisen Grundlastkraftwerke ihren Strom relativ unbeeindruckt von der aktuellen Einspeisung Erneuerbarer Energien in das Netz. Das zeigen Daten zu windreichen Tagen, z.B. dem 26.12.2009 (siehe Grafik hier unten). Die Folgen sind einerseits immer häufiger „negative Strompreise“ an der Strombörse. Weil sich die Grundlastkraftwerke entweder aus technischen oder aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht regeln lassen, ist bei entsprechenden Wetterlagen Strom im Überfluss vorhanden. Das führt zu dem kuriosen Phänomen, dass die Stromerzeuger den Stromabnehmern an der Börse teilweise hohe Preise dafür zahlen, dass sie den Strom abnehmen, quasi „entsorgen“. Im Jahr 2009 kam es bereits an 25 Tagen zu negativen Stundenpreisen. Dieses Phänomen ist mit dafür verantwortlich, dass die durchschnittlichen Strompreise an der Börse sinken. Da sich die EEG-Umlage jedoch aus der Differenz zum mittleren Börsenstrompreis ergibt, bedeutet dies gleichwohl steigende Kosten für die Verbraucher.

Stromerzeugung und Börsenpreis am 25. und 26.12.2009 in Deutschland

Wegen Durchzug eines Sturmtiefs war das Aufkommen an Windstrom insbesondere in den verbrauchsarmen Nachtstunden sehr hoch. Der Strompreis an der Börse sank auf bis zu minus 200 Euro pro Megawattstunde.



Quelle: EEX; Stand: 02/2011

Andererseits werden Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, vor allem Windenergieanlagen, zeitweise abgeschaltet, weil das Stromnetz sonst an Überlastung zusammenzubrechen droht. Im Jahr 2009 gingen durch das so genannte Einspeisemanagement rund 74 Millionen Kilowattstunden sauberen Stroms verloren, die Netzbetreiber mussten etwa sechs Millionen Euro an Entschädigungszahlungen leisten. Dass trotz gesetzlichen Vorrangs für die Erneuerbaren Energien gleichzeitig Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeschaltet werden, während fossile und nukleare Kraftwerke weiter Strom produzieren, beruht auf mehreren Faktoren:

1. Konventionelle Kraftwerke sind technisch beziehungsweise wirtschaftlich nicht ausreichend regelbar. Großkraftwerke können nur im laufenden Betrieb zwischen ihrer Mindest- und Höchstlast in gewissem Maße geregelt werden. Sie müssen also Strom produzieren, um überhaupt flexibel zu sein. Dieser Teillastbetrieb ist ineffizient und steht im Widerspruch zu dem künftig wachsenden Bedarf, konventionelle Kraftwerke in Starkwind- und Schwachlastzeiten vollständig abzuschalten.
2. Die Verteilung des erneuerbar erzeugten Stroms hin zu den Verbrauchszentren funktioniert nicht in ausreichendem Maße. Dass das Einspeisemanagement sich auf den Norden und Nordosten konzentriert, demonstriert den Bedarf für einen zunehmenden Stromtransport nach Westen und Süden.
3. Derzeit müssen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen⁴ immer konventionelle Kapazitäten am Netz bleiben („Must-Run-Sockel“). Um diesen Sockel zu reduzieren, müssen die Erneuerbaren Energien verstärkt für Systemdienstleistungen herangezogen werden.

Dem Erfordernis einer flexibleren Kraftwerksstruktur steht die beschlossene Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke diametral entgegen. Sie werden nun im Schnitt zwölf Jahre länger die Netze beanspruchen. Die bisher getätigten Neuinvestitionen in Kraftwerke passen sich dagegen tendenziell dem künftigen Bedarf zu stärkerer Regelung an. Unter den fossilen Kraftwerken, die im Jahr 2009 neu ans Netz gingen, lag der Schwerpunkt bei Gaskraftwerken. Sie sind gut regelbar und können die Schwankungen der Erneuerbaren Energien gut ausgleichen. Daher stellen sie eine sinnvolle Brücke dar, solange die Erneuerbaren Energien noch nicht jederzeit eine vollständige Versorgung sicherstellen können. Dennoch gibt es auch Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke, die überhaupt nicht zur erforderlichen Flexibilisierung des Kraftwerksparks passen. Dazu gehören beispielsweise das Kohlekraftwerk Moorburg in Hamburg des Betreibers Vattenfall, von RWE geplante Braunkohleblöcke in Neurath bei Köln oder das von E.ON geplante Steinkohlekraftwerk in Datteln.

Mehr dezentrale Energieerzeugung erforderlich

Die geographische Verteilung der Erzeugungskapazitäten in Relation zu den Verbrauchszentren ist ein bestimmender Faktor für den Leitungsbedarf. Das spricht zum Beispiel dafür, die Windenergie nicht nur im Norden Deutschlands auszubauen, sondern auch verstärkt im Süden geeignete Standorte zu erschließen.

Kleine dezentrale Anlagen wie Blockheizkraftwerke (BHKW) und Mikrogasturbinen sind eine Antwort auf die notwendige Flexibilisierung der Erzeugungsstruktur. Sie sind im Gegensatz zu Großkraftwerken in ihrer Gesamtleistung steuerbar. Wenn sie mit einem Wärmespeicher ausgestattet sind⁵ und künftig im Rahmen „intelligenter“ Netze zentral entsprechend des Strombedarfs gesteuert werden, leisten sie einen erheblichen Beitrag zu einer effizienten und klimaschonenden Energieversorgung.

⁴ Systemdienstleistungen sind erforderlich, um die Stabilität der Elektrizitätsversorgung zu sichern. Dazu gehören zum Beispiel Regelenergie, Maßnahmen zur Spannungshaltung oder Schwarzstartfähigkeit.

⁵ Bei der Stromerzeugung in BHKW fällt Wärme an, die sinnvoll genutzt werden sollte, um eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen. Da sich der Strom- und Wärmebedarf nicht unbedingt zeitlich deckt, braucht es Wärmespeicher, um die Anlagen entsprechend dem Strombedarf zu steuern. Wärmespeicher sind erheblich kostengünstiger als Stromspeicher.

Akzeptanz des Netzausbaus

Laut Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur weisen 37 von 139 Netzausbauvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber Verzögerungen auf. Als verantwortlich für den schleppenden Netzausbau gelten oft Bürger und Umweltverbände, die sich vor Ort teilweise massiv gegen neue Leitungen wehren. Im Fokus des Widerstands steht dabei der Bau neuer Freileitungen. Bürgerinitiativen und Umweltverbände fürchten negative Auswirkungen auf die Gesundheit der Anwohner sowie Natur und Umwelt.

Um dem für die Erneuerbaren Energien notwendigen Netzausbau den Weg zu ebnen, gründete die Deutsche Umwelthilfe (DUH) 2008 das „Forum Netzintegration Erneuerbarer Energien“, eine Kommunikationsplattform für alle am Netzausbau beteiligten Akteure. Die Ergebnisse der fast zweijährigen Diskussion zwischen Politikern, Netzbetreibern, Naturschützern, Energieexperten, Verbänden und Bürgerinitiativen wurden im November 2010 in Form des „Plan N“ als Empfehlungen an die Politik übergeben.

Dabei floss auch eine sozialwissenschaftliche Studie zur Akzeptanz des Netzausbaus ein. Demnach ist der Widerstand gegen neue Stromleitungen zum Teil darauf zurückzuführen, dass diese nicht nur für die Erneuerbaren Energien notwendig sind. Wenn neue Leitungen für den zunehmenden Stromhandel und die Anbindung neuer Kohlekraftwerke benötigt werden, stoßen die Planungen auf wesentlich weniger Verständnis, als wenn der Bedarf für die Erneuerbaren Energien nachvollziehbar ist. Als kontraproduktiv erweist sich diesbezüglich die beschlossene Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke. Viele Bürger argwöhnen, dass die Netzausbauprojekte lediglich deshalb notwendig sind, um die Atomkraftwerke trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien weiter betreiben zu können. Dazu, wie sich der Ausbaubedarf auf die „Verursacher“ verteilt, liefert allerdings auch die im November 2010 veröffentlichte dena-Netzstudie II keine für Außenstehende nachvollziehbaren Informationen. Das Forum Netzintegration hat verschiedene Maßnahmen identifiziert, um die Akzeptanz für den Ausbau der Netzinfrastruktur zu steigern. Dazu gehört insbesondere ein transparenter Planungsprozess, der die betroffene Bevölkerung frühzeitig einbindet. Der Planungsprozess muss die energiewirtschaftliche Notwendigkeit neuer Leitungen nachvollziehbar machen, technische Übertragungsalternativen abwägen und die Interessen von Anwohnern, Kommunen, Umwelt- und Naturschutzbelangen angemessen berücksichtigen.

Aus der Akzeptanzperspektive sind neue Stromtrassen der letzte Schritt. Vorher müssen Maßnahmen getroffen werden, um den Netzausbau zu vermeiden oder zu minimieren. Hierzu zählt beispielsweise die Netzoptimierung und –verstärkung durch Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturleiterseile. Aber auch der Aufbau von Smart Grids, die Einführung stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung oder von Hybridkraftwerken, Entwicklung und Aufbau von Energiespeichern müssen angegangen werden. Bei den konkreten Ausbauprojekten stoßen Erdkabelsysteme grundsätzlich auf mehr Akzeptanz als Freileitungen. Wo diese Alternative nicht möglich ist, müssen die Auswirkungen von Freileitungen minimiert werden, zum Beispiel durch die Bündelung verschiedener Infrastrukturen.

Quellen und weitere Informationen

Ahmels, Peter: Schnelle Verbindung dringend gesucht. In: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE, Hrsg.): Kraftwerke für Jedermann. Chancen und Herausforderungen einer dezentralen erneuerbaren Energieversorgung. Sammelband Dezentralität. Berlin, September 2010.

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)/Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009.

Arzt, Ingo: Gesetz versäumter Chancen. In: neue energie 06/2008. S.26-28.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Weg frei für Investitionen in moderne Netze - Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) kann in Kraft treten. Pressemitteilung vom 12.6.2009.

Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Industrie (BMWi)/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28. September 2010.

Bundesnetzagentur:

- Monitoringbericht 2010. Bonn, November 2010.
- Markt und Wettbewerb. Energie. Kennzahlen 2010. Bonn, November 2010.
- Bericht gemäß §63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. Bonn, Januar 2008.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdeu):

- Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010). Berlin, Dezember 2010.
- Jahresbericht 2009. Berlin, April 2010.

Bundesverband WindEnergie: Bundesregierung macht Dampf beim Netzausbau. Pressemitteilung vom 15.6.2006.

Consentec / r2b energy consulting: Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Aachen / Köln, Juni 2010

Bundesverband WindEnergie: dena-Netzstudie II springt zu kurz. Pressemitteilung vom 23.11.2010.

Deutsche Energie-Agentur (dena): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, November 2010.

Deutsche Umwelthilfe /Forum Netzintegration Erneuerbare Energien: Plan N. Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Berlin, November 2010.

Deutschlandradio Kultur: VEA: Stromkonzerne investieren zu wenig in die Netze. Interview vom 6.12.2005.

Doll, Nikolaus / Wetzels, Daniel: Bahn frei für den Ökostrom. In: Welt am Sonntag, 3.10.2010.

E.ON AG: Strom-Verteilnetz. Stand: Februar 2011 <http://www.eon.com/de/businessareas/35331.jsp>

European Wind Energy Association (EWEA): Powering Europe: wind energy and the electricity grid. Brüssel, November 2010

EU-Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.

EU-Kommission:

- Grünbuch „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz“ [KOM(2008) 782].
- Communication “Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network”.

EU-Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

EU-Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Koch, Matthias / Bauknecht, Dierk: Kleiner ist flexibler. In: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE, Hrsg.): Kraftwerke für Jedermann. Chancen und Herausforderungen einer dezentralen erneuerbaren Energieversorgung. Sammelband Dezentralität. Berlin, September 2010.

Maslaton, Martin: Abschaltung von Windenergieanlagen durch den Netzbetreiber – Einspeisemanagement oder (wirklich) entschädigungslose Wartung? In: www.eeg-aktuell.de. Stand: Januar 2011.

May, Hanne: Die richtigen Knoten bilden. In: Neue Energie 3/09. S.30-35.

RWE AG: Facts & Figures 2010. Updated August 2010.

Umweltbundesamt: Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“. Stand: Juli 2010

VDMA Power Systems: Ohne Umbau der Netzinfrastruktur kein Umbau der Stromerzeugungsstruktur. Presseinformation vom 23.11.10.

Von Hirschhausen, Christian / Wand, Robert / Beestermöller, Christina:

Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms. Gutachten im Auftrag des WWF Deutschland.

Weber, Tilman: Mehr Leitungen, bitte! In: neue energie 08/2010, S.35-37.

Weinhold, Nicole:

- Herr Kördel will mitreden. In: neue energie 11/2010. S. 36-41.
- Kleine Helfer, große Wirkung. In: neue energie 03/2009. S. 40-42.

Zimmermann, Jörg-Rainer:

- Webfehler. In: neue energie 11/2010, S.32-35.
- Wenig Nutzen für die Netze. In: neue energie 12/2010. S.16-18.

In der Reihe Renums Spezial sind bisher erschienen:

Titel der Ausgabe	Nr.	Datum
Klima- und Umweltschutz durch Erneuerbare Energien	49	Feb 11
Erneuerbare Energien Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland	48	Jan 11
Erneuerbare Wärme – Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift	47	Jan 11
Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien	46	Dez 10
Solarparks – Chancen für die Biodiversität	45	Dez 10
Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2010	44	Nov 10
Holzenergie – Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	43	Okt 10
Erneuerbare Energien – Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl	42	Sep 10
20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - eine Erfolgsgeschichte	41	Sept 10
Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken	40	Aug 10
Biokraftstoffe	38	Aug 10
Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien	37	Juli 10
Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009	36	Juli 10
Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt?	35	Juni 10
Anbau von Energiepflanzen	34	Juni 10
Erneuerbare Energien und Elektromobilität	33	Juni 10
Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland	32	Juni 10
Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung	31	Mai 10
Erneuerbare Elektromobilität	30	April 10
Strom speichern	29	April 10
Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	28	März 10
10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz - 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz	27	März 10
Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich	26	Feb 10
Häuslebauer nehmen Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz gut an Umfrage unter 500 Bauunternehmen, Planungs- und Architekturbüros	24	Jan 10
Erneuerbare Energien in der Fläche	23	Jan 10
Reststoffe für Bioenergie nutzen	22	Jan 10
Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien	21	Dez 09
Biogas – Daten und Fakten 2009 –Energiebereitstellung	20	Nov 09
Wärme speichern	18	Nov 09
Zertifizierung von Bioenergieträgern	15	Nov 09
Erneuerbare Mobilität	12	April 09
Erneuerbare-Energien-Gesetz vs. Emissionshandel?	11	März 09
Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft	10	Jan 09
Deutscher Mittelstand für Erneuerbare Energien	9	Nov 09
Stromlücke oder Luxusproblem	8	Nov 09
Kombikraftwerk	7	Okt 07

Siehe auch: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html>

**Agentur für Erneuerbare
Energien e.V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de

