

Die Notwendigkeit des Netzausbaus (in Deutschland)

Als kritischer Punkt einer großflächigen Verbreitung der Erneuerbaren Energien wird vor allem der Ausbau des Stromnetzes diskutiert. Der Hauptgrund hierfür ist, dass sich bei einem hohen Anteil der Erneuerbaren Energien sowohl die **Anforderungen an die Betriebsweise des Stromnetzes als auch die Wege von Erzeuger zu Verbraucher verändern**

. Neben dem Transport übernimmt das Stromnetz bzw. deren Betreiber die Verteilung und das Management der Stromproduktion, angepasst an die

Stromnachfrage

. Diese weiteren Systemdienste sind für die Versorgungssicherheit essentiell, da sich elektrische Energie nur mit relativ großem Aufwand speichern lässt. Das heißt, der Strom, der von den Verbrauchern (Industrie, Haushalte, etc.) nachgefragt wird, muss zeitgleich über einen Generator in einem Kraftwerk erzeugt werden.

Das derzeitige deutsche Stromnetz

Das bisherige System mit einzelnen **zentralen und sehr großen Kraftwerken**

(Größenordnung GigaWatt = 1.000.000 kW, Durchschnittsverbrauch eines Haushalts < 1 kW) zeichnet sich durch folgende Eigenschaften und Betriebsweisen aus:

- Das Stromnetz ist für den Transport von elektrischer Energie von den Erzeugern (große Kraftwerke) zu den Verbrauchern ausgelegt.

- Die Übertragung erfolgt über **Wechsel- bzw. Drehstrom**, der es leicht ermöglicht, Spannungen zu **transformieren**

und somit die Energie möglichst effizient zu übertragen. Des Weiteren ist die

Netzfrequenz (50 Hz) die Regelgröße

, um die Stromerzeugung dem Stromverbrauch anzupassen. Wird das Netz stärker belastet (hoher Strombedarf), werden die Generatoren abgebremst und die Netzfrequenz sinkt, worauf mit einer Erhöhung der Kraftwerksleistung reagiert werden muss.

- Diese Netztopologie hat zur Folge, dass Kraftwerke an das **Höchstspannungsnetz** (220, 380 kV) angeschlossen sind, das sich mit einer Länge von 36.000 km wie ein System von Stromautobahnen durch Deutschland zieht. Von diesem Übertragungsnetz zweigen die Verteilungsnetze auf Hoch- (bis 110 kV) und

Mittelspannungsebene

(bis 36 kV) ab. An diese Netze sind Großverbraucher wie Industrie und Gewerbe angeschlossen. Die letzte Stufe dieser Transformationskette bildet das am weitesten verzweigte

Niederspannungsnetz

(400/230 V) mit einer Länge von über 1 Mio km. Dort sind in der Regel Kleinbetriebe und Haushalte angeschlossen (siehe Schemazeichnung Abb. 1).

- Das Netzmanagement in der deutschen Höchstspannungsebene erfolgt durch **vier**

Übertragungsnetzbetreiber

(

[Tennet TSO GmbH](#)

,

[50Hertz Transmission GmbH](#)

,

[Amprion GmbH](#)

und

[TransnetBW GmbH](#)

), die seit einigen Jahren von den Erzeugern (E.ON, Vattenfall, RWE und EnBW) aufgrund gesetzlicher Bestimmungen separat agierende Firmen sind. Die Übertragungsnetzbetreiber kennen die

Lastkurve für den folgenden Tag

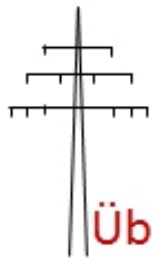
sehr genau und können den Stromeinkauf und somit die Kraftwerksauslastungen sehr präzise prognostizieren. Die Anpassung der Stromproduktion an die Nachfrage wird durch das Zu/Abschalten und die Drosselung von Kraftwerken erreicht.

- Die Kraftwerke haben neben der Stromerzeugung noch weitere Aufgaben: Sie sind für die „**Energiespeicherung**“ verantwortlich, indem sie fossile Rohstoffe auf Halde (Kohle, Gas in Kavernen) vorhalten. Des Weiteren wirken konventionelle Kraftwerke

netzstabilisierend

, denn bei diesen Kraftwerken werden über Turbinen Generatoren angetrieben. Diese rotierenden Massen bilden einen sehr schnell reagierenden Energiepuffer in Form von Bewegungsenergie. Außerdem halten gedrosselte/drosselbare Kraftwerke sogenannte positive und negative Regelenergie vor, die im Bedarfsfall über die Leistungs-Frequenz-Regelung (über Hoch- bzw. Herunterfahren des Kraftwerks) sehr schnell abrufbar ist.

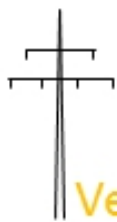
- Die Netzstabilität wird zudem durch **Pumpspeicherkraftwerke** und die Eingliederung in einen **europaweiten Verbund** (Union for the Coordination of Transmission of Electricity, UCTE) erhöht.



Übertragungsnetz: Höchstspannung

220, 380 kV

Transformatoren



Verteilnetz: Hoch-, Mittelspannung

110, 30

Transformatoren



Niederspannungsnetz

400

Haushalte, Gewerbe, Industrie

Herausforderungen durch Erneuerbare Energien

Die beschriebene Netzauslegung ist aus den folgenden Gründen nicht besonders geeignet **für einen hohen Anteil an regenerativen Stromerzeugern** im Netz:

- Die Standorte der konventionellen Kraftwerke befinden sich der Nachfrage angepasst relativ gut verteilt über Deutschland (hauptsächlich an Flüssen wegen des Kühlwasserbedarfs). Die [Kraftwerkskarte](#) finden Sie auf der Seite des [Umweltbundesamts](#). Außerdem sind großindustrielle Abnehmer in räumlicher Nähe zu den Kraftwerken positioniert. Die bisher größten und wirtschaftlichsten Erzeuger regenerativen Stroms sind allerdings

Windkraftwerke in Norddeutschland

(und zunehmend Offshore). Das führt zu einem

Verteilungseingpass zwischen Nord und Süd

und erfordert einen

Ausbau des Übertragungsnetzes als Elektrizitätsfernnetz

(Höchstspannungsleitungen, siehe Abb. 3).

- Als zweitwichtigste erneuerbare Energiequelle haben sich **Photovoltaikanlagen** etabliert, die als Kleinkraftwerke (kW ... MW) bisher hauptsächlich in

Süddeutschland

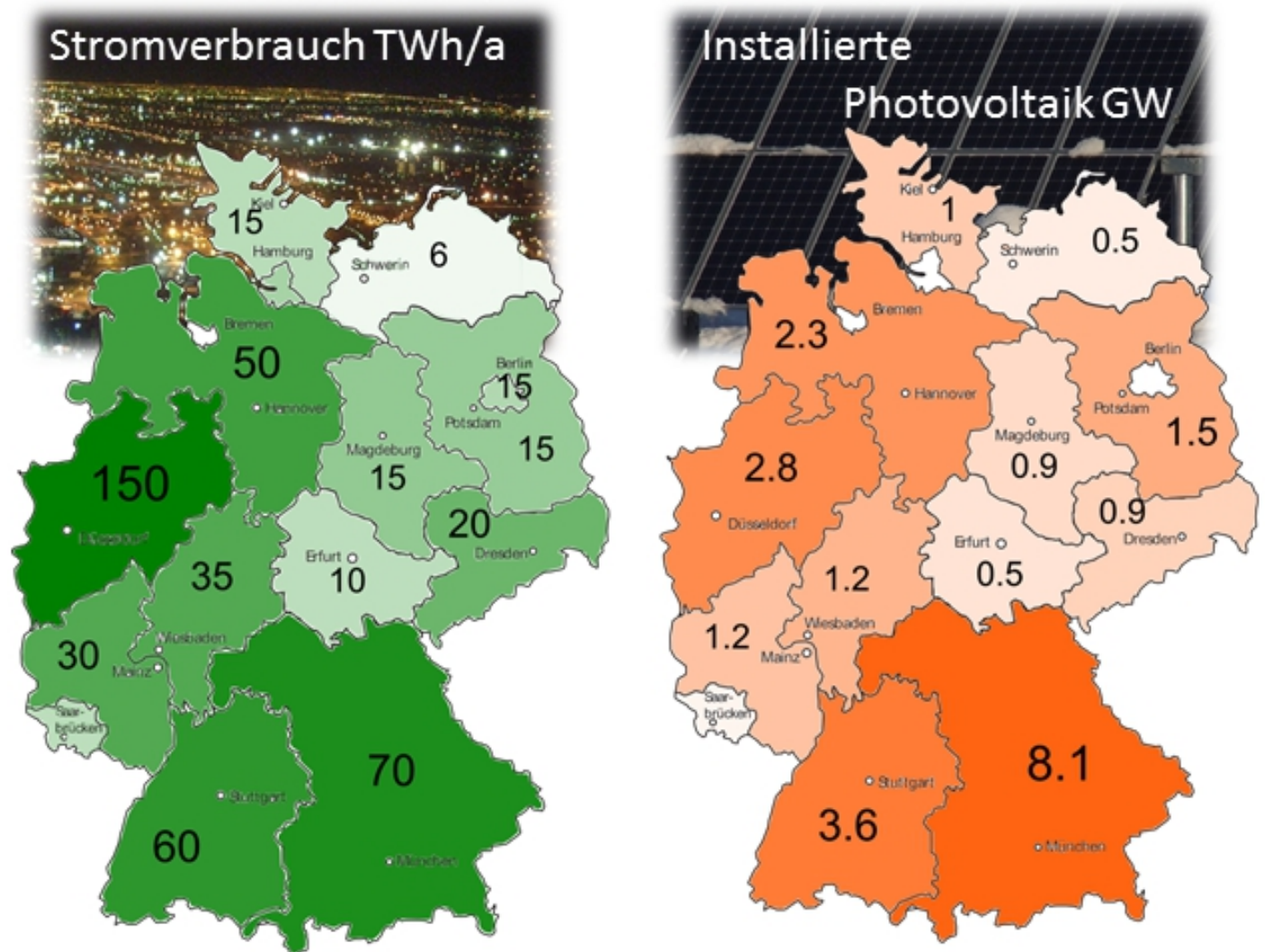
verteilt und meist an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Da dieses Netz ursprünglich nicht dafür ausgelegt ist, größere Strommenge abzunehmen, ist eine

Verstärkung dieses Verteilernetzes

erforderlich (siehe Abb. 3).

- Da Wind und Sonne zu einem gewissen Grade komplementär und die **regenerativen Energiequellen sehr fluktuierend**

sind, muss bei einer möglichst hohen Ausnutzung des regenerativen Stromangebots die installierte Leistung und damit auch das Netz im Vergleich zu heute überdimensioniert werden, so dass große Strommengen zu gewissen Zeiten von Nord nach Süd und umgekehrt fließen können. Außerdem muss der Anteil an (positiver) Regelenergie erhöht werden, da das Angebot insbesondere von Windenergie noch nicht genau genug vorhersagbar ist.



Was bedeutet das konkret und gibt es Alternativen zum Netzausbau?

Die [Deutsche Netzagentur \(dena\)](#) hat eine Studie erstellt, die vom Bundesumwelt (BMU) und Wirtschaftsministerium (BMWi), der Bundesnetzagentur und weiteren Beteiligten unterstützt wurde [1,2]. Das Ergebnis der [Netzstudie II](#) von 2010 ist, dass ein **deutlich**

her Netzausbau erforderlich ist

. Der Betrachtungszeitraum der Studie sind die Jahre bis **2020**

. Zu diesem Zeitpunkt sollen

39 % des Stromes aus erneuerbaren Quellen

stammen, wobei angenommen wird, dass 37 Gigawatt (GW) Wind onshore, 14 GW offshore und 18 GW Photovoltaik installiert sind. Im Moment sind bereits 30 GW Windstrom mit stabilen Neuinstallationsraten von ca. 2 GW/Jahr am Netz. Des Weiteren sind die 18 GW Photovoltaik schon jetzt erreicht mit ungewissem Ausmaß weiterer Installationen. Das heißt der

Anteil der Erneuerbaren ist in der Studie als zu konservativ angenommen und kann schon vor 2015 erreicht sein

. Die Summe dieser Peakleistungen entspricht etwa der derzeitigen maximalen Last im deutschen Stromnetz von 80 GW. Für die Berechnungen wurde die Einspeisung im 15 Minuten-Raster inklusive Wettermodellen erfasst. Weitere Rahmenbedingungen sind der 2000 beschlossene Atomausstieg (der wenig relevant für das Ergebnis ist), die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und ein liberalisierter Strommarkt.

Es wurden **verschiedene Szenarien** betrachtet, die sich in der eingesetzten Technologie unterscheiden: Das **Standardszenario** mit dem Einsatz bisheriger Technologie (die großen 380 kV Drehstrom-Freileitungen) erfordert ca. 3.600 km neue Freileitungen, mit Kosten von etwa 1 Mrd. Euro pro Jahr. Deren Standorte sind in Abbildung 3 gezeigt, die auch die prognostizierten Bilanzen zwischen den einzelnen Regionen darstellt. Da die maximale Übertragungskapazität von Leitungen hauptsächlich durch deren Erwärmung aufgrund des vorhandenen Widerstandes bestimmt wird, bietet die

Temperaturfernüberwachung

(Freileitungsmonitoring, FLM) die Möglichkeit, die Menge an übertragenem Strom zeitweise zu erhöhen, was in einem zweiten Szenario betrachtet wurde. Dies ist im Zusammenhang mit der Windenergie interessant, da insbesondere bei hohem Windaufkommen (Kühlung) und tiefen Umgebungstemperaturen mehr Strom übertragen werden kann. Dies bedeutet allerdings auch mehr Übertragungsverluste und hat laut den Berechnungen der dena wenig Einfluss auf die Menge an neu zu installierenden Netzabschnitten.



Netzausbau konkret - Aktueller Stand

Die Dena Netzstudie ist wie jede Prognose ein Papier, das auf **vielen Annahmen** beruht. Manche Kritiker halten die Ausbautzahlen für zu hoch und andere für zu niedrig. So ist z.B. das Verteilungsnetz nicht diskutiert und der Anteil der Photovoltaik zu konservativ angenommen. Andererseits erfordert ein möglichst dezentraler Ausbau (auch der Windenergie onshore in Süddeutschland) möglicherweise einen geringeren Netzausbau. Dennoch herrscht große Einigkeit darüber, dass die Betriebsführung des Netzes geändert werden muss, um möglichst **viel des fluktuierenden regenerativen Stromangebots abzunehmen**

und dass dafür (in welchem Ausmaße und Zeitraum auch immer) das Netz um- und ausgebaut werden muss. Dieser

Ausbau verläuft momentan viel zu langsam

, wie auch der

[Verband der Elektrotechnik \(VDE\)](#)

moniert [5]. So sind von den von der

[dena Netzstudie I](#)

von 2005 für 2015 (20 % Anteil erneuerbarer Energie am Stromverbrauch) vorgesehenen 850 km Ende 2010 nur 90 km realisiert [5]. Andererseits wurden die 20 % Erneuerbarer Strom nicht zuletzt dank des immensen Ausbaus der Photovoltaik schon 2011 mit dem bestehenden Netz erreicht ohne dass dieses kollabiert ist.

Für den **Realisierungszeitraum einer Fernleitung werden ungefähr 10 Jahre veranschlagt**, die hauptsächlich für Planung und Genehmigung benötigt werden. Daher wurde 2011 das

[Netzausbaubeschleunigungsgesetz](#)

beschlossen. Des Weiteren wird momentan von der Bundesregierung ein Plan zum Netzausbau erarbeitet (Stand Ende 2012). Diese Bemühungen sind allerdings nur zielführend, wenn eine weitgehende Akzeptanz in der Bevölkerung erreicht wird. Dies ist im Moment nicht der Fall und in der Tat ein großes Problem, wie z.B. die

[Diskussionen in Niedersachsen](#)

zeigen.

Erdkabel vs. Freileitungen

Höchstspannungsfreileitungen mit ihren bis zu 60 m hohen Masten und einer Trassenbreite von 72 m

sind unbeliebt, da sie die Natur beeinträchtigen,

das Landschaftsbild stark verändern und aufgrund der elektromagnetischen Wechselfelder („Elektrosmog“), das Wohlbefinden von Anwohnern (sei es auch nur durch nicht-physische Gründe) beeinträchtigen können. Diese negativen Auswirkungen sind teilweise subjektiv (Ästhetik), andere können genau umgekehrt interpretiert werden (Natur: Freileitungstrassen als ökologische Nischen), andere sind aber auch gerechtfertigt. Abhilfe können

Erdverkabelungen

bieten. Deshalb werden solche Lösungen von Anwohnern bevorzugt. Dabei werden die Kabel ca. einen Meter unter der Erdoberfläche verlegt und benötigen eine Trasse von ca. 15 m. Obwohl unsichtbar, muss diese Schneise von Wurzelwerk freigehalten werden und erzeugt auf der Erdoberfläche direkt über der Leitung höhere Magnetfelder als Freileitungen. Bei Freileitungen sind die

[elektromagnetischen Felder weiter ausgedehnt](#)

, wobei deren biologische Wirkung in dieser Stärke zwar als unbedenklich, allerdings bisher

(ähnlich dem Mobilfunk) nicht eindeutig geklärt sind.

Während 380 kV Freileitungen technisch erprobt sind, gibt es bei Erdverkabelungen auf dieser Spannungsebene noch **wenig Erfahrungswerte und technische Schwierigkeiten** im Gegensatz zum Mittelspannungsbereich, der schon häufig erdverlegt realisiert wird (siehe Forum-Netzintegration.de

) [6]. Selbst 110 kV Leitungen können ohne großen technischen Aufwand und zu vertretbaren Kosten erdverlegt werden [6].

Nachteile der Erdverkabelung

sind die höheren Blindleistungsverluste aufgrund der hohen Kapazität der Leitungen in der Erde, was Kompensationseinrichtungen (Spulen) entlang der Trasse erfordert. Des Weiteren ist mit höheren Ausfallzeiten im Havariefall zu rechnen. Leistungsverluste für Erdverkabelungen werden teils höher, teils geringer angegeben. Die

Kosten sind definitiv höher

, wobei zwischen 30 % und Vielfachen, was auch sehr stark von der konkreten Strecke und der Bodenbeschaffenheit abhängig sein sollte [7,8,9]. Laut einer

[VDE Studie](#)

von 2011 kosten erdverlegte HGÜ-Leitungen ca. 2,5 mal mehr und Drehstromkabel bis zu 4,5 mal mehr im Vergleich zu äquivalenten 380 kV Freileitungen [5]. Das zeigt, dass für längere Leitungen die bereits vorgestellte Alternative der

Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

genutzt werden sollte, die allerdings spezielle Umrichterstationen erfordert. Die VDE Studie untersucht auch das Zusammenlegen von Infrastrukturen wie z.B. Autobahnen und Hochspannungsleitungen, um die Beeinträchtigung von Landschaft und Bevölkerung durch das Vermeiden zusätzlicher Trassen zu reduzieren.

Alternativen

Die dena Netzstudie prognostiziert, dass bis 2020 weiterhin nur Pumpwasserspeicherkraftwerke als Stromspeicher wirtschaftlich und somit vorhanden sind. Eine ökonomische Betriebsweise von **Speichern** allgemein, die nahe der großen Erzeuger angesiedelt sind, **reduziert den Netzausbau nur unwesentlich**

, da er die Stromflüsse nur verschiebt. Viele kleine dezentrale Speicher, die den Bedarf an Netzausbau stark reduzieren könnten, sind aus technologischen (Zyklusfestigkeit, Wirkungsgrad) und ökonomischen Gründen noch nicht in Sicht.

Lastmanagement

(Demand-side-management, Stichwort Smart Grid, Smart Metering) kann die Ausbaurkosten laut der Studie um bis zu 0,5 Mrd. Euro bis 2020 reduzieren, indem Prozesse mit einer eigenen Speicherkapazität (wie chemische Prozesse in der Industrie oder Wärme- und

Kältebereitstellung in Haushalten) dem Stromangebot nachgeregelt werden. Dadurch kann der Einsatz von teuren Spitzenkraftwerken (Gasturbinenkraftwerke) vermindert werden. Der

weitere Ausbau des Netzes auf europäischer Ebene

(wie zum Beispiel im

[Desertec Projekt](#)

mit Solarstrom aus der Mittelmeerregion oder HGÜ nach Norwegen zu Speicherkraftwerken) kann die Versorgungssicherheit und die Speicherkapazität erhöhen. Außerdem kann die geographische Weite eines europäischen Verbundnetzes

lokale Fluktuationen der regenerativen Stromerzeugung besser ausgleichen

Zukünftig wird das Stromnetz noch integraler betrachtet werden müssen im **Zusammenwirken mit dem Gas- (Speicher) und Verkehrsnetz (Elektromobilität)**

. Das ist allerdings noch Zukunftsmusik, während der rasche Ausbau der Erneuerbaren (darunter insbesondere die Windenergie und die Photovoltaik) schon jetzt höhere Übertragungskapazitäten erfordern.

Zusammenfassung Netzausbau

Notwendigkeit des Netzausbaus

möglichst ökonomischer Einsatz der Erneuerbaren an günstigen Standorten erzeugt Regionen mit Net

zeitliche Schwankungen im Angebot erfordern Umverteilung

Netzstabilität und - Versorgungssicherheit garantiert durch Verbund

Erneuerbare total dezentral einzusetzen (dort erzeugen, wo verbraucht wird, z. B. Wind in Süddeutschland)

Erzeugen, wann verbraucht wird bzw. immenser Speichereinsatz ist noch nicht in Sicht

Dezentrale Strukturen insbesondere zusammen mit industriellen Großabnehmern schwieriger

Hindernisse

Akzeptanz bei Bevölkerung

Interesse der Netzbetreiber?

Kein technisches oder ökonomisches Problem

Umsetzungen

Freileitungen in Kombination mit bestehender Infrastruktur oder wenn Erdkabel technisch schwierig

Erdkabel als HGÜ wo technisch möglich

Quellen:

[1] Dena Netzstudie I ([Link](#))

[2] Dena Netzstudie II ([Link](#))

[3] Whitebook Desertec ([Link](#))

[4] <http://www.energie-lexikon.info/hochspannungsleitung.html> , 03.01.2013

[5] VDE: Stromübertragung für den Klimaschutz ([Link](#))

[6] http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Factsheet_Erdkabel-oder-Freileitung_02.pdf , 13.12.2012

[7] http://www.forwind.de/forwind/files/forwind-oswald-studie-langfassung_05-09-23_1.pdf , 15.12.2012

[8] <http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/grid/technologies/Meta-Studie.pdf> , 15.12.2012

[9] http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf , 15.12.2012

Beitrag erstellt von Dr. Wolfgang Tress (Januar 2013)