

# Stromnetze in Deutschland behutsam ausbauen



**BERICHT** von Andreas Schröder, Pao-Yu Oei, Christian v. Hirschhausen und Clemens Gerbaulet

In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa  
auf den Prüfstand

3

**INTERVIEW** mit Christian von Hirschhausen

»Engpässe sind beherrschbar«

13

**AM AKTUELLEN RAND** Kommentar von Georg Erber

Automobilindustrie: Die fetten Jahre sind vorbei

16



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
79. Jahrgang  
16. Mai 2012

#### Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake  
Prof. Dr. Tilman Brück  
Prof. Dr. Christian Dreger  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Dr. Martin Gornig  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner  
Prof. Georg Weizsäcker, Ph.D.

#### Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert  
Nicole Walter

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Dr. Richard Ochmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Lektorat

Dr. Thure Traber

#### Textdokumentation

Lana Stille

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
presse@diw.de

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 7477649  
Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.  
ISSN 0012-1304

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Stabsabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Jede Woche liefert der Wochenbericht einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Der Wochenbericht richtet sich an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft – mit Informationen und Analysen aus erster Hand.

Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

**Jahresabo zum Vorzugspreis:** Der Wochenbericht zum Preis von 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand), gegenüber dem Einzelpreis von 7 Euro sparen Sie damit mehr als 40 Prozent.

**Studenten-Abo:** Studenten können den Wochenbericht bereits zum Preis von 49,90 Euro im Jahr abonnieren.

**Probe-Abo:** Sie möchten den Wochenbericht erst kennenlernen? Dann testen Sie sechs Hefte für nur 14,90 Euro.

Bestellungen richten Sie bitte an den

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74, 77649 Offenburg  
Tel. (01805) 9 88 88, 14 Cent./min.  
leserservice@diw.de

Weitere Fragen?

DIW Kundenservice:  
Telefon (030) 89789-245  
kundenservice@diw.de

Abbestellungen von Abonnements  
spätestens sechs Wochen vor Jahresende

## RÜCKBLLENDE: IM WOCHENBERICHT VOR 50 JAHREN

# Steueraufkommen und Bundeshaushalt

Der im April vom Bundestag verabschiedete Bundeshaushaltsplan für 1962, der nun auch die Zustimmung der Ländervertretung gefunden hat, schließt mit einer Gesamtsumme von 53,4 Mrd. DM ab. Die Haushaltsansätze für 1962 sind damit – läßt man die im Vorjahresetat unter den durchlaufenden Mitteln geführte Entwicklungsanleihe außer acht – um 6,8 Mrd. DM, das sind fast 15 vH, erhöht worden. Allein 4,0 Mrd. DM an Mehrausgaben wurden für den Verteidigungshaushalt und für die zivile Verteidigung vorgesehen.

Die Entwicklung der dem Bundeshaushalt zugrunde gelegten ordentlichen Einnahmen ist in den vergangenen Jahren meist unterschätzt worden, so daß die vorgesehenen Anleihebewilligungen in der Regel nicht genutzt zu werden brauchten, sondern darüber hinaus sogar Überschüsse erzielt oder außerplanmäßige Schuldtilgungen vorgenommen werden konnten. Das kräftige Wachstum der Bundesausgaben fällt jedoch in diesem Jahr in einen Abschnitt deutlicher konjunktureller Abschwächung. Nach einer längeren Überschußperiode wird daher die Abwicklung des Haushalts 1962 nicht mehr allein mit ordentlichen Einnahmen vor sich gehen können.

Die Ausgangsbasis für den laufenden Bundeshaushalt ist – gemessen an der Steuerentwicklung – nicht mehr so günstig. Bereits in der zweiten Hälfte des vergangenen Jahres schwächte sich die zunächst außerordentlich starke Zunahme der Steuereingänge merklich ab. Immerhin kamen 1961 78,5 Mrd. DM – 14,7 vH mehr als im Vorjahr – an Steuern auf. Von den Mehreinnahmen erhielt der Bund 5,1 Mrd. DM, die Länder 4,1 Mrd. DM und die Gemeinden 0,8 Mrd. DM.

Wochenbericht Nr. 20 vom 18. Mai 1962

# In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand

Von Andreas Schröder, Clemens Gerbaulet, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen

Die Modernisierung und der Ausbau der Stromübertragungsnetze schreitet in Deutschland langsam, aber sicher voran. Trotz des Atomausstiegs gibt es kurzfristig also keinen Grund zur Sorge wegen einer potenziellen Netzlücke. In den Jahren 2007 bis 2010 waren die wegen Netzengpässen notwendigen Anpassungsmaßnahmen vernachlässigbar; auch im Winter 2011/12 blieb die Situation dank vorausschauender Systemplanung beherrschbar. Daher können Optionen für die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Netzes nun gründlich diskutiert werden, wie dies sowohl im deutschen als auch im europäischen Kontext geplant ist.

In Deutschland gilt für die Höchstspannungsnetze (mindestens 220 Kilovolt) ein neuer institutioneller Rahmen, der Netzentwicklungsplan Strom 2012 nach dem Energiewirtschaftsgesetz. Dieser basiert auf den früheren Ausbauplänen, zum Beispiel den sogenannten dena-I- beziehungsweise dena-II-Netzstudien.<sup>1</sup> Für die dena-I-Netzstudie wurden die Stromlasten, die zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten fließen, präzise simuliert. Dies führte dazu, dass 24 zusätzliche Leitungen geplant und im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) 2009 kodifiziert wurden. Diese Festlegung gilt seitdem als der erste Masterplan für den Netzausbau in Deutschland. Die dena-II-Netzstudie ergänzte im Jahr 2010 die erste Studie um einige Aspekte, jedoch wurde die in der dena-I-Netzstudie formulierte Ausbaustrategie weitgehend bestätigt und weiterentwickelt.

Der in den Netzstudien vorgesehene Leitungsausbau schreitet langsam, aber kontinuierlich voran. Tabelle 1 fasst die Verfahrensstände zum Leitungsausbau aus den EnLAG-Projekten zusammen. Dabei wird deutlich, dass es Fortschritte bei der Umsetzung gegeben hat. Die meisten Verfahren sind auf dem vorgesehenen Weg durch Raumordnungs- sowie Planfeststellungsverfahren, einige in sehr fortgeschrittenem Stadium. Sechs Teilabschnitte sind bereits realisiert, und gerade 2011 und 2012 sind viele Planfeststellungsverfahren eröffnet oder entschieden worden. Zum Beispiel steht die sogenannte Windsammelschiene, die die Windregion Mecklenburg-Vorpommern mit dem Ballungsraum Hamburg verbinden soll (Görries-Krümmel), mit 15 verbleibenden Kilometern in Schleswig-Holstein in diesem Jahr kurz vor der Fertigstellung.

Die vier EnLAG-Pilotprojekte, für die erstmals eine teilweise Erdverkabelung vorgeschlagen wurde, befinden

<sup>1</sup> dena (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. dena Netzstudie I. Köln; sowie dena (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Berlin.

Tabelle 1

**Überblick über den Leitungsausbau in Deutschland: EnLAG-Projekte 380 kV-Neubau<sup>1</sup>**

Bundesnetz-agentur-Nummer	Leitung	Projekt	Grundlage	Ur-sprünglicher Termin	Über-tragungsnetz-betreiber	Technische Charakteristika	Stand des Raumordnungs-verfahrens	Stand des Planfeststellungs-verfahrens	Gesamtlänge	Betrieb	Kommentar
1a	Kasso – Hamburg Nord	Kasso (Dänemark) – Hamburg Nord – Dollern	EnLAG (Kasso – Hamburg Nord – Dollern), dena-I, TEN-E, 10YNDP		TenneT						In Planung
1b	Hamburg Nord – Dollern	Kasso (Dänemark) – Hamburg Nord – Dollern	EnLAG (Kasso – Hamburg Nord – Dollern), dena-I, TEN-E, 10YNDP	2010	TenneT	Ersatzneubau 380 kV und Zubeseilung	abgeschlossen	Erörterung des Beteiligungsverfahrens im Rahmen des PFV läuft seit Herbst 2010 <sup>3</sup>	45 km	geplant 2013	
2a	Ganderkesee – St. Hülfe	Ganderkesee – Wehrendorf	EnLAG, dena-I, 10YNDP	2010	TenneT	380 kV Neubau	abgeschlossen	In PFV	60 (80) km	2014	EnLAG-Pilotprojekt Erdkabel
2b	St. Hülfe – Wehrendorf	Ganderkesee – Wehrendorf	EnLAG, dena-I, 10YNDP	2010	Amprion	380 kV Neubau	abgeschlossen	PFV läuft seit April 2010	20 (80) km	2014	EnLAG-Pilotprojekt Erdkabel
3a	Prenzlau (Bertikow) – Neuenhagen	Uckermarkleitung	EnLAG, dena-I, TEN-E, 10YNDP	2010	50 Hertz	380 kV Neubau	abgeschlossen	läuft	ca. 115 km	2015	
3b	Vierraden – Krajmik(PL)	Uckermarkleitung	EnLAG	2010	50 Hertz	380 kV	abgeschlossen	Läuft	8,3 km (5,5 km + 2,8 km)	2015	
4a	Lauchstädt – Vieselbach	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	dena-I, EnLAG (Lauchstädt – Redwitz), TEN-E	2010	50 Hertz	380 kV Neuabu (Trassenbündelung)	abgeschlossen	abgeschlossen	80 (210) km	Seit 18. Dezember 2008	
4b	Vieselbach – Altenfeld	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	dena-I, EnLAG, TEN-E (Lauchstädt – Redwitz)	2010	50 Hertz	380 kV Neubau (Trassenbündelung)	abgeschlossen	Abgeschlossen (20.02.2012), derzeit Klageverfahren	Ca. 70 (210) km	Ende 2017	
4c	Altenfeld – Redwitz	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	EnLAG (Lauchstädt – Redwitz), dena-I, TEN-E	2010	TenneT, 50 Hertz	380 kV Neubau (Trassenbündelung)	Abgeschlossen (tennet), ROV läuft seit Januar 2010 (50Hertz)	PFV wird vorbereitet (tennet)	60 (210) km, (30 km TenneT)	Ende 2014	EnLAG-Pilotprojekt Erdkabel
5a	Dörpen – Meppen	Diele-Niederrhein	EnLAG, dena-I, 10YNDP	2015	TenneT	380 kV	Einreichung der Unterlagen für ROV im Frühjahr 2011, damit auch Eröffnung des ROV (Teilabschnitt tennet) <sup>3</sup>	PFV-Unterlagen Ende 2010 eingereicht, sowohl in Münster als auch in Düsseldorf (Teilabschnitt amprion) <sup>3</sup>	30 km	2015	EnLAG-Pilotprojekt Erdkabel, ursprünglich von Diele aus geplant, jetzt Anschluss in Dörpen West; in NRW wird in weiten Teilen 220kV-Trasse genutzt
5b	Meppen – Wesel	Diele-Niederrhein			Amprion				150 km	2015	
6	Wahle-Mecklar		dena-I, bis 2015 EnLAG, 10YNDP	2015	TenneT	380 kV	abgeschlossen	PFV wird vorbereitet	190 km	2017	EnLAG-Pilotprojekt Erdkabel
7	Bergkamen – Gersteinwerk		EnLAG (Zubeseilung)		Amprion	380 kV			10 km	2009	
8	Kriffel – Eschborn		EnLAG		Amprion	380 kV Zubeseilung	wird vorbereitet		9 km Beseilung 1 km Neubau	2014	
9	Hamburg/ Krümmel – Schwerin	Windsammel-schiene	EnLAG		50 Hertz	380 kV Neubau	abgeschlossen	PFV seit Sept. 2009 in MV abgeschlossen, PFV in SH 20.04.2012 abgeschlossen	75 km	MV Mitte 2010 (Leitung emichtet), SH Ende 2012	
10	Redwitz – Grafenheinfeld		EnLAG (Umrüstung von 220 kV auf 380 kV gefordert)		TenneT	380 kV				Ende 2012	
11	Neuenhagen – Wustermark	Nordring Berlin	EnLAG		50 Hertz	380 kV auf bisheriger 220 kV-Trasse	abgeschlossen	läuft	75 km		
13	Niederrhein/ Wesel – Landesgrenze NL		EnLAG		Amprion	380 kV	abgeschlossen	In PFV	60 km	2015	
14	Niederrhein – Uftorf – Osterath		EnLAG		Amprion	380 kV Neubau	läuft			2017	Im Zeitplan
15b	Weißenthurm – Sechtem	Wesel -Koblenz	EnLAG		Amprion	380 kV	abgeschlossen	abgeschlossen	26,8 km	2011	
15a	Osterath – Weißenthurm	Wesel - Koblenz	EnLAG		Amprion	380 kV	ROV wird vorbereitet			2016	
16a	Wehrendorf – Lüstringen (NIS)	Wehrendorf - Gütersloh	EnLAG		Amprion	380 kV Neubau			22 km	2016	
16b	Lüstringen – Gütersloh (NRW)	Wehrendorf - Gütersloh	EnLAG		Amprion	380 kV Neubau			50 km	2017	
17a	Bechterdisen- Gütersloh- Uentrop		dena-I (strukturbed. Ausbau, kein dena-I Ergebnis), EnLAG, 10YNDP	2007 (voraus-gesetzt)	Amprion	380 kV, Neubau, Zubeseilung (Uentrop- Bechterdisen: Netz-erweiterung)	abgeschlossen	Baubeginn für Verbindung Gütersloh – Bielefeld im Mai 2011	25 km (+ 2,2 km Zubeseilung)	2014	
17b	Gütersloh – Bechterdisen		EnLAG		Amprion	380 kV Neubau		wird vorbereitet	25 km	2014	
18	Lüstringen – Westerkap-peln		EnLAG		Amprion	380 kV Neubau/Um-beseilung		In PFV	15 km	2013	

Bundesnetzagentur-Nummer	Leitung	Projekt	Grundlage	Ursprünglicher Termin	Übertragungsnetzbetreiber	Technische Charakteristika	Stand des Raumordnungsverfahrens	Stand des Planfeststellungsverfahrens	Gesamtlänge	Betrieb	Kommentar
19	Kruckel - Dauersberg	Dortmund - Frankfurt	EnLAG		Amprion	380 kV	abgeschlossen	In PFV(NRW), in Bau (RP)	116 km	2016	
20a	Fehl-Ritzhausen - Irmtraut	Dauersberg - Limburg, Pkt. Hünfelden	dena-I (strukturbed. Ausbau, kein dena-I-Ergebnis), EnLAG	2007 (vorausgesetzt)	Amprion	380 kV, Neubau	abgeschlossen	abgeschlossen	11 (59) km	seit 2012	
20b	Irmtraut (hessische Grenze) - Limburg	Dauersberg - Limburg, Pkt. Hünfelden	dena-I, bis 2007 (Projekt Dauersberg - Limburg, Pkt. Hünfelden), EnLAG	2007 (vorausgesetzt)	Amprion	380 kV Neubau	abgeschlossen	abgeschlossen	k. A.	Seit 2008	
21	Marxheim - Kelsterbach		EnLAG		Amprion	380 kV				2010 (fertig)	
22	Weier-Villingen		EnLAG (Umrüstung von 110 kV auf 380 kV gefordert)		Transnet BW	380 kV Neubau			70 km		Bau für 2019-2020 geplant
23	Neckarwestheim - Mühlhausen		EnLAG (Umrüstung von 220 kV auf 380 kV gefordert)		Transnet BW	380 kV		In PFV	26 km	2013	
24	Bünzwangen - Lindach - Goldhöfe		EnLAG		Transnet BW	380 kV Neubau			60 km		Bau für 2019-2020 geplant <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Vgl. öffentlich verfügbare Informationen der Übertragungsnetzbetreiber, Kommunen und Länder (Stand: Mai 2012). [www.enbw-transportnetze.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/](http://www.enbw-transportnetze.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/), [www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau\\_de/Projekte/HamburgNord\\_-\\_Dollern/Verfahrensstand/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau_de/Projekte/HamburgNord_-_Dollern/Verfahrensstand/index.htm), [www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau\\_de/Projekte/Doerpen\\_West\\_-\\_Niederrhein/Verfahrensstand/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau_de/Projekte/Doerpen_West_-_Niederrhein/Verfahrensstand/index.htm), [www.amprion.net/netzausbau/verfahrensstand](http://www.amprion.net/netzausbau/verfahrensstand) im Land des direkten, mehrheitlichen Anteilseigners.

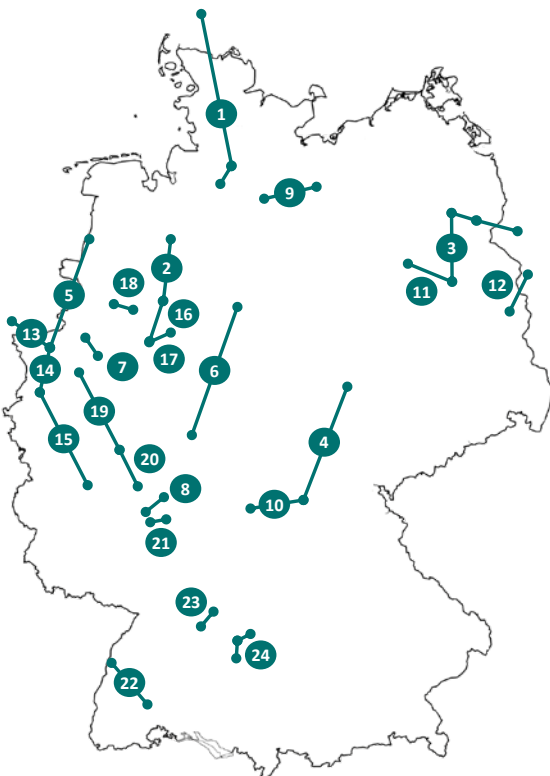
Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Drei der vier großen EnLAG-Pilotprojekte liegen im Zeitplan.

Abbildung 1

**Die 24 EnLAG-Ausbauprojekte**



Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2012

Der Schwerpunkt des Ausbaus liegt in Nordrhein-Westfalen.

sich ebenfalls auf dem Weg der Umsetzung. Dabei handelt es sich um die Projekte Ganderkesee-St. Hülfe-Wehrendorf (Niedersachsen) (Nr. 2 in Tabelle 1, Abbildung 1), Dörpen über Meppen (Niedersachsen) nach Niederrhein (Nordrhein-Westfalen) (Nr. 5), Wahle (Niedersachsen) nach Mecklar (Hessen) (Nr. 6) sowie die Thüringen-Brücke, das heißt die Verbindung von Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) und Altenfeld (Thüringen) nach Grafenrheinfeld (Bayern) (Nr. 4, Nr. 10). Die ersten drei Verfahren werden mehr oder weniger im Zeitplan bleiben, die Inbetriebnahme ist erst für das Jahr 2015 vorgesehen. Derzeit befinden sich alle Streckenabschnitte in der Planfeststellung. Lediglich die Thüringen-Brücke liegt hinter der geplanten Inbetriebnahme zurück, auch hier ist jedoch für die kommenden Jahre mit der Fertigstellung zu rechnen; der Streckenabschnitt von Lauchstädt nach Vieselbach ist mit 80 Kilometern bereits seit 2008 in Betrieb.<sup>2</sup>

Die Erfahrungen des letzten Winters zeigen, dass trotz temporärer lokaler Engpässe die Stabilität der Höchstspannungsnetze durch das Moratorium für sechs laufende Kernkraftwerke nicht grundlegend in Mitleidenschaft gezogen worden ist. Bedingung hierfür war eine vorausschauende Planung im Sommer 2011, die unter anderem die Beschaffung von Reservekapazitäten sowie lokale Spannungsstabilisierung, zum Beispiel am Standort Biblis, vorsah. So konnte der Netzbetrei-

<sup>2</sup> Eine interaktive Karte von FAZ Online veranschaulicht den Netzausbau [www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energie/wende-der-ausbau-der-stromnetze-geraet-immer-weiter-in-verzug-11739439.html](http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energie/wende-der-ausbau-der-stromnetze-geraet-immer-weiter-in-verzug-11739439.html).

ber in Süddeutschland, Tennet, im Dezember 2011 auf Reservekraftwerke sowohl in Deutschland als auch in Österreich zurückgreifen.<sup>3</sup> Anfang Februar kam es anlässlich des sibirischen Hochs *Copper* zu starken Nord-Süd-Flüssen, sodass in Süddeutschland wenig Kapazität für Änderungen im Kraftwerkseinsatz zur Verfügung stand; tagsüber beobachtete man eine gewisse Komplementarität zwischen Wind- und Sonnenenergie, bedeutet diese Wetterlage doch ideale Bedingungen für die installierten Photovoltaikanlagen.<sup>4</sup> Im März 2012, als das Umspannwerk Helmstedt ausfiel, reagierten die Netzbetreiber mit dem üblichen Instrumentarium.<sup>5</sup> Die Bundesnetzagentur legte jüngst einen „Bericht zum Zustand der leitungsgelassenen Energiever-

**3** Dabei handelt es sich um insgesamt 935 MW aus den Kraftwerken Theiß (645 MW), Korneuburg (140 MW) und Werdorf (150 MW).

**4** So konnte am 9. Februar 2012 tagsüber rund ein Gigawatt an das benachbarte Frankreich exportiert werden, das aufgrund der dort installierten Elektroheizungen einen besonders hohen Strombedarf aufwies; insgesamt importierte Frankreich zeitweise bis zu 9,3 GW aus seinen Nachbarländern.

**5** Wetzel, Daniel (2012): Kritische Lage im Stromnetz. Die Welt vom 2. April, Seite 9. Zwar entstand durch den Ausfall der Ost-West-Verbindung (Helmstedt-Leitung) ein Stromüberschuss in den neuen Bundesländern, jedoch konnte dieser durch zeitweises Zurückfahren von fossilen Kraftwerken, die temporäre Abregelung von Windparks sowie den Einsatz der Pumpspeicherwerke Goldisthal und Markersbach kompensiert werden, ohne dass es zu einer Netzin stabilität kam.

sorgung im Winter 2011/12“ vor, der weitere Ereignisse des Winters analysiert.<sup>6</sup>

Eine Möglichkeit, mit Netzengpässen umzugehen, ist der sogenannte Redispatch von Kraftwerkskapazitäten. Beim Redispatch müssen Stromlieferverträge in einer Region aufgrund eines Netzengpasses aus anderen als den vorgesehenen Kraftwerken erfüllt werden; dies führt zu höheren Kosten. Die auf Bundesebene anfallenden Redispatchkosten sind bisher vernachlässigbar. Sie lagen in den Jahren 2007 bis 2010 in Deutschland im jährlichen Durchschnitt bei 29 Millionen Euro;<sup>7</sup> dies entspricht weit weniger als einem Prozent der mit den Preisen der EEX bewerteten Beschaffungskosten. Zwar ist es im Zug des Atommoratoriums zu verstärkten Redispatchaktivitäten gekommen, sodass für 2011 mit einem höheren Wert zu rechnen ist.<sup>8</sup> Jedoch machen die zu erwartenden Werte immer noch einen sehr geringen Anteil an den gesamten Erzeugungskosten aus.

Bezüglich der Offshore-Anbindungen sind in den vergangenen Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen worden. Tabelle 2 weist dies für die bestehenden Offshore-Leitungen sowie für weitere bis 2018 geplante Anbindungen nach, die sich auf etwa zehn Gigawatt summieren.

Tabelle 2

**Offshore-Leitungsbauprojekte<sup>1</sup>**

Project	Betreiber	Kapazität (in MW)	Verbundene Windfarm	In Betrieb
Alpha Ventus (AC)	TenneT	60	Alpha Ventus	2009
BorWin1	TenneT	400	BARD Offshore 1	2010
Baltic1 (AC)	50 Hertz	48	EnBW Baltic 1	2011
Riffgat (AC)	TenneT	108	Riffgat	2012
BorWin2	TenneT	800	Veja Mate, Global Tech 1	2013
Baltic2 (AC)	50 Hertz	288	EnBW Baltic 2	2013
HelWin1	TenneT	576	Nordsee Ost	Verschieben auf 2014
DolWin1	TenneT	800	Borkum West II, Borkum Riffgrund, MEG Offshore 1	2013
Nordergründe (AC)	TenneT	111	Nördlicher Grund	2014
SylWin1	TenneT	864	Wind farms close to Sylt	2014
DolWin2	TenneT	900	Code Wind II	2015
HelWin2	TenneT	690	Amrumbank West	2015
DolWin3	TenneT	900	DolWin Cluster (u. a.: Borkum Riffgrund)	2014/2016
BorWin3	TenneT	900	BorWin Cluster	2014/2017
BorWin4	TenneT	900	BorWin Cluster	2014/2018

<sup>1</sup> Die genauen Windparks im jeweiligen Cluster stehen noch nicht fest. Bezüglich der geplanten Inbetriebnahme gehen die Schätzungen etwas auseinander.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

**Zeit für eine gründliche Diskussion der Netzausbauplanung in Deutschland und Europa**

Vor diesem Hintergrund können auch Szenarien für den weiteren Netzausbau, die derzeit sowohl in Deutschland als auch auf europäischer Ebene entwickelt werden, in aller Ruhe diskutiert werden. Gegenwärtig läuft ein europaweites Konsultationsverfahren zum 10-Jahres-Entwicklungsplan (TYNDP, Ten-Year-Network-Development-Plan), den die Vereinigung der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) vorgelegt hat.<sup>9</sup> Dieser orientiert sich an den in der Energy Roadmap 2050 vorgegebenen mittel- und langfristigen Zielen europäischer Energiepolitik, unter anderem einem Anteil erneuerba-

**6** Das Ergebnis ist differenziert. Zum einen wird festgestellt: „... auch wenn sich die kritischen Netzsituationen nach Anzahl und Umfang deutlich erhöht haben, so waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der vorhandenen Instrumente jederzeit in der Lage, die Situation zu beherrschen“ (S. 20); für den Winter 2012/13 werden aber konkrete operative und legislative Maßnahmen vorgeschlagen, zum Beispiel die Kontrahierung von Reservekraftwerken (S. 99).

**7** Bundesnetzagentur.

**8** So verdreifachten sich die Kosten des Redispatch in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz im Jahr 2011, vgl. Schumann, Harald (2012): Lange Leitungen. Tagesspiegel vom 15. April, Seite 5.

**9** Entso-E (2012): ENTSO-E 10-Year-Network Development Plan for 2012; Project for Consultation. Brüssel.

Nächstes Jahr sollen drei Projekte in Betrieb genommen werden.

rer Energien bei der Stromerzeugung von 39 bis 54 Prozent bis 2030 sowie bis zu 88 Prozent bis 2050.<sup>10</sup>

Auch in Deutschland bereiten die Netzbetreiber einen Netzentwicklungsplan 2012 vor, der am 1. Juni 2012 in die öffentliche Konsultationsphase kommt. Dabei wird im Gegensatz zu früheren Netzplänen mehr Gewicht auf die vorgelagerte Szenarioplanung, die öffentlichen Konsultationen sowie die Transparenz gelegt.<sup>11</sup> Lösungen und Technologien zur Netzentwicklung folgen dabei dem NOVA-Prinzip, um den Ausbaubedarf zu minimieren: Primär soll das bestehende Netz optimiert werden, zum Beispiel durch Lastfluss-Steuerung und temperaturabhängigen Leitungsbetrieb; sekundär ist die Verstärkung bestehender Trassen, zum Beispiel durch Upgrades von 220 kV- auf 380 kV-Leitungen oder Starkstrom- beziehungsweise Hochtemperaturleiterseile; erst tertiär werden dann Maßnahmen zum Ausbau vorgeschlagen.

Es ist zu erwarten, dass der deutsche Netzentwicklungsplan 2012 die in den dena-I- und dena-II-Netzstudien angelegten Ausbauentwicklungen – konsistent mit seinem europäischen Pendant TYNDP – fortschreibt. Tabelle 3 fasst den im TYNDP für Deutschland vorgesehenen Netzausbau zusammen. Dabei sind 1306 Kilometer für Verbindungen mit dem Ausland vorgesehen und 4014 Kilometer für Leitungen innerhalb Deutschlands. Der Bedarf für den Neubau von Offshore-Strecken wird mit 1396 Kilometern beziffert. Innerhalb Deutschlands ist neben Neubauten oftmals ein Upgrade von 220 kV auf 380 kV Spannung in Planung.<sup>12</sup> Dies hat den Vorteil vereinfachter Planung und Durchführung, da ein Teil der Planungskosten entfällt. Die im TYNDP beschriebenen Leitungen entsprechen sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Bereich weitgehend den bereits seit längerem diskutierten Strecken.

Eine Neuerung in Deutschland besteht darin, dass erstmals konkrete Planungen für Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (sogenannte HGÜ-Lei-

<sup>10</sup> EU (2011): Energy Roadmap 2050 - Part II of Annex 1, Scenarios - assumptions and results.

<sup>11</sup> www.netzentwicklungsplan.de.

<sup>12</sup> Im deutschen Kontext wird in der Regel von 380 kV-Leitungen gesprochen, im europäischen Kontext spricht man von 400 kV-Leitungen, jedoch handelt es sich um ein und denselben Leitungstyp.

Tabelle 3

**TYNDP-Projekte in Deutschland 2012**

Projekte	Ausbaupläne	km	EnLAG-Projekt Nummer
<b>Verbindungsleitungen in das Ausland</b>			
Vierraden (DE) - Krajnik (PL)	Aufrüstung von 2x220 kV auf 2x400kV inkl. Querregler	30	3
Eisenhüttenstadt (DE) - Plewiska (PL)	2x400 kV Neubau	252	
Ishøj/Bjærskov (DK) - Bentwisch (DE)	Offshore-Anbindung	170	
Tonstad (NO) - tbd (DE)	HGÜ, 700 - 1400 MW	580	
Kassö (DK) - Ensted (DE)	2 Phasenschieber, Netzverstärkung im Hinterland	N.A.	1
Audorf (DK) - Kassö (DE)	Upgrade auf 400 kV	114	1
Niederrhein (DE) - Doetinchem (NL)	2x400 kV Neubau	60	13
Aachen/Düren (DE) - Lixhe (BE)		100	
<b>Offshore Projekte</b>			
Cluster BorWin1 - Diele	Neubau 400 MW	205	
Offshore-Windpark Nordergründe - Inhausen	Neubau 35 km	35	
Offshore-Windpark GEOFreE - Göhl	Neubau 32 km	32	
Cluster HelWin1 - Büttel	Neubau 45 km 860 MW	145	
Cluster SylWin1 - Büttel	Neubau 690 MW	210	
Cluster DolWin1 - Dörpen/West	Neubau 400 MW	155	
Dörpen/West	Offshore-Landterminal		
Offshore Windpark Riffgat - Emden		80	
Cluster BorWin2 - Diele	Neubau 400-800 MW	205	
Baltic Sea East - Lüdershagen/Lubmin	„offshore grid connection“, AC cables	110	
Baltic Sea West - Bentwisch	„offshore grid connection“, AC cables	140	

Projekte	Ausbaupläne	km	EnLAG-Projekt Nummer
EnBW Baltic 1 - Bentwisch	„offshore grid connection“, AC cables	79	
BorWin, DolWin, SylWin, HelWin	Weitere Offshore-Anbindungen	N.A.	
<b>Projekte innerhalb Deutschlands</b>			
Dollern - Hamburg/Nord	2x400 kV Neubau	43	1
Audorf - Hamburg/Nord	2x400 kV Neubau	65	1
Dollern - Stade	2x400 kV Neubau	14	
Conneforde - Maade	2x400 kV Neubau	37	
Wehrendorf - Ganderkesee	Neubau	110	2
Redwitz - Grafenrheinfeld	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	97	4
Redwitz	Neu 500 MVar Blindleistungskompensator (SVC)	0	4
Raitersaich	Neu 500 MVar Blindleistungskompensator (SVC)	0	
Niederrhein - Dörpen/West	2x400 kV Neubau	167	5
Wahle - Mecklar	2x400 kV Neubau	210	6
Irsching - Ottenhofen	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	76	
Goldshöfe - Dellmensigen	Upgrade von 2x230 kV auf 2x400 kV	114	
Südwest-Bayern	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	100	
Großgartach	Erhöhung der Kurzschlussleistung der Schaltanlage	0	
Großgartach - Hüffenhardt	400 kV Neubau	23	
Hüffenhardt - Neurtot	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	11	
Mühlhausen - Großgartach	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	45	
Hoheneck - Endersbach	Upgrade von 230 kV auf 400 kV	20	
Bruchsal Kändelweg - Ubstadt	400 kV Neubau	6	
Birkenfeld - Ötisheim	400 kV Neubau	11	
Villingen - Weier	400 kV Neubau	75	22
Goldshöfe - Bünzswangen	400 kV Neubau	45	
Rommerskirchen - Weißenthurm	400 kV Neubau	100	15
Mengede - Kruckel	400 kV Neubau	16	
Dauersberg - Limburg	400 kV Neubau	46	20
Kriftel - Eschborn	Upgrade der Leitungen und Umspannwerke	10	
Münsterland + Westfalen	„New lines, additional circuits“	240	
Gütersloh - Bechterdissen	„New lines, additional circuits“	27	
Westliches Rheinland -	„New lines, additional circuits“	N.A.	
Kruckel - Dauersberg	„New lines“	130	
Niederrhein - Uftorf	„New lines“	31	
Saar-Pfalz-Region -	„New lines“	N.A.	
Neuenhagen - Vierraden	2x400 kV Neubau	125	3
Hamburg/Krümmel - Schwerin	2x400 kV Neubau	65	9
Halle/Saale - Schweinfurt	2x400 kV Neubau	215	
Neuenhagen - Wustermark	Upgrade 2x230 auf 2x400 kV (Berliner Nordring)	75	11
Wuhlheide - Thyrow	Upgrade 2x230 auf 2x400 kV (Berliner Südtring)	50	
Westpommern - Nördliche Uckermark	2x400 kV Neubau	135	
Lubmin - Großraum Erfurt	2x400 kV Neubau	800	
Bärwalde - Schmölln	„Upgrading“	50	
50 Hz, Süd-Ost	Diverse Netzverstärkungsmaßnahmen für 400 kV	190	
50 Hz, Süd-Ost	2x400 kV Neubau	105	
Pulgar - Vieselbach	„Upgrading“	105	
Lausitz	Netzverstärkungsmaßnahmen	150	
Sachsen	Upgrade, Neue Leitungen	80	
Baden-Württemberg	3x250 MVar Kondensatorbänke Neubau		
Wehrendorf	300 MVar Kondensatorbank Neubau		
Bürstadt	2x300 MVar Kondensatorbank Neubau		
50 Hz-Regelzone	Diverse Blindleistungskompensatoren		
50 Hz-Regelzone	Neues Umspannwerk (380 kV - 110 kV)		

Quelle: Entso-E (2012): ENTSO-E 10-Year-Network Development Plan for 2012; Project for Consultation. Brüssel.



tungen) vorgelegt werden, um den Stromtransport von Nord nach Süd zu vereinfachen. Vorläufig wird mit einer Gesamtkapazität von zehn Gigawatt geplant, die für die Verbindungen Hamburg–München, Magdeburg–Rhein/Neckar sowie Ruhrgebiet–Stuttgart vorgesehen ist;<sup>13</sup> weitere Korridore werden derzeit untersucht.

## Unterschiedliche Netzstrukturen und Szenarien zu berücksichtigen

Sowohl die dena-II-Netzstudie als auch die gegenwärtige Diskussion berücksichtigen explizit unterschiedliche Netzstrukturen bei der Festlegung von Schwerpunkttrassen.<sup>14</sup> Damit tragen sie der Notwendigkeit Rechnung, die Auswirkungen unterschiedlicher Netztypologien sowie die Interdependenzen zwischen Netzausbau, Stromerzeugung und Lastentwicklung zu berücksichtigen. Die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungspfade sollen im Folgenden anhand von Simulationsrechnungen beispielhaft dargestellt werden.<sup>15</sup> Ausgehend vom Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan<sup>16</sup> werden drei Szenarien untersucht, die mögliche Entwicklungspfade der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur sowie des Netzausbaus in Deutschland skizzieren. Diese unterscheiden sich durch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten und die Netzinfrastruktur.

Das *Referenzszenario* ist durch eine Netzstruktur gekennzeichnet, die auf den im TYNDP und im EnLAG genannten Ausbauplänen aufbaut. Hinzu kommt ein starker Zubau an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, insbesondere in den nördlichen Bundesländern. Die räumliche Verteilung der Stromnachfrage bleibt gegenüber heute unverändert, ebenso wie deren Niveau. Die Verteilung der Erzeugungskapazitäten ergibt sich aus dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan und der wahrscheinlichen Entwicklung des Kraftwerksparcs. Wie in Abbildung 2 erkennbar, werden 63 Prozent des nationalen Windstroms in den nördlichen Regionen generiert. 62 Prozent der Last entstehen in südlichen Zonen.

In einem *Südszenario* quantifizieren wir die Effekte einer verstärkten Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten (Gas, Wind, Solar) nahe den süd- und südwestdeutschen Lastzentren bis 2030. Die im Referenzszenario angenommene Netzstruktur sowie die räumliche Verteilung der Last liegen auch dem Südszenario unverändert zugrunde. Die Ergebnisse aus diesem Szenario stellen somit allein die Effekte einer räumlichen Umverteilung von Erzeugungskapazitäten dar. Das Szenario ist vor dem Hintergrund interessant, dass eine höhere Energieerzeugung in Süddeutschland dort zu weniger Lieferengpässen führen könnte.

Ein drittes Szenario nimmt die aktuell diskutierte Planung von drei HGÜ-Leitungen in Deutschland auf und untersucht deren Auswirkungen auf die Situation von Netzengpässen. Die Netzstruktur im *HGÜ-Szenario* entspricht der im Referenzszenario, mit Ausnahme der zur Diskussion stehenden HGÜ-Leitungen. Diese werden dem bestehenden Netz hinzugefügt. Höhe und räumliche Verteilung von Nachfrage und Erzeugungskapazitäten sind im HGÜ-Szenario unverändert wie im Referenzszenario. Die Ergebnisse aus diesem Szenario stellen somit allein die Auswirkungen von HGÜ-Überlandleitungen auf das Gesamtnetz dar. Da die dena-Netzstudien-I und -II noch keine derartigen HGÜ-Überlandleitungen in den Berechnungen berücksichtigen, sind die Ergebnisse ein neuer Beitrag zur allgemeinen Diskussion.

Zur Ermittlung von Stromflüssen wird auf den Ansatz des Lastflussmodells ELMOD zurückgegriffen.<sup>17</sup> Zur Anwendung des Modells werden historische Zeitreihen, Angaben zu Projektplanungen und Abschätzungen technischer und ökonomischer Parameter verwendet. Prognosen zum Verlauf der Nachfrage und der Einspeisung erneuerbarer Energien beruhen auf Berechnungen aus historischen stündlichen Zeitreihen. Die Erzeugungssummen der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 entsprechen im Modell den Prognosen für Gesamt Europa.<sup>18</sup> Die installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2030 werden mit Hilfe einer europaweiten Datenbank, die Daten für alle Kraftwerke enthält, prognostiziert.<sup>19</sup> Die im Modell abgebildete

<sup>13</sup> Barth, P. (2012): Netzentwicklungsplan 2012. Methodische Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans. Berlin, 14. März 2012, 32.

<sup>14</sup> Zum Beispiel Gleichstrom- oder Wechselstromleitungen und unterschiedliche Spannungsebenen.

<sup>15</sup> Vgl. Boldt, J., Hankel, L., Laurisch, C., Lutterbeck, F., Oei, P.-Y., Sander, A., Schröder, A., Schweter, H., Sommer, P., Sulerz, J. (2012): The Integration of Renewable Energies into the German Transmission Grid – A Scenario Comparison. Electricity Markets Working Papers, WP-EM-48a.

<sup>16</sup> Vgl. BNetzA (2011): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Genehmigung des Szenariorahmens zur energiewirtschaftlichen Entwicklung nach § 12a EnWG.

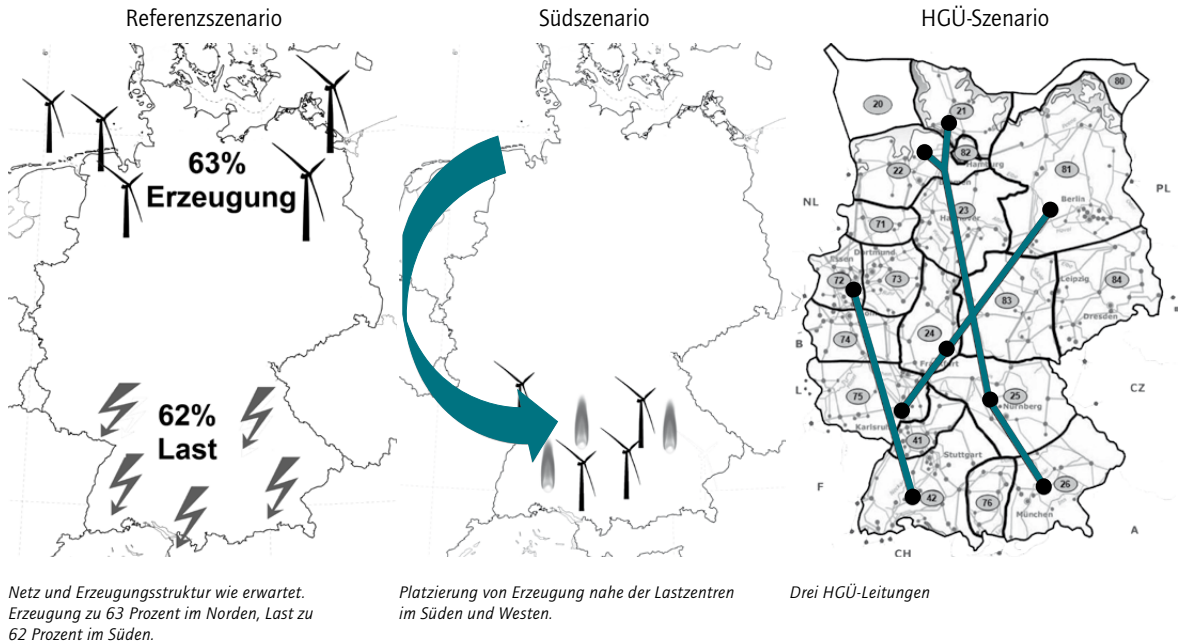
<sup>17</sup> ELMOD gehört zu der Klasse der Gleichstrom-Lastflussmodelle, die durch eine lineare Approximation von Phasenwinkeln Wechselstromflüsse als Gleichstrom abbilden und somit lineare mathematische Lösungsverfahren ermöglichen. Die hier verwendete mathematische Formulierung stellt aufgrund der Wohlfahrtsmaximierung ein Quadratic Constrained Problem (QCP) dar und wird mit Hilfe des CPLEX Solvers in einer GAMS-Umgebung (General Algebraic Modeling System) gelöst. Vgl. Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C. (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Network and Spatial Economics, Vol. 12, No. 1, 75-107 sowie Boldt et al. (2012): a. a. O.

<sup>18</sup> EcoFys et al. (2011): Renewable Energy Policy Country Profiles – 2011 version. Based on policy information available in March 2011. Intelligent Energy Europe Bericht.

<sup>19</sup> Platts (2011): World Electric Power Plants Database.

Abbildung 2

### Szenarien für Netzausbau und Erzeugungskapazitäten



© DIW Berlin 2012

Für die Weiterentwicklung des Stromnetzes gibt es verschiedene Pfade, für die sich die Betreiber und die Bundesnetzagentur entscheiden können.

Netzstruktur für das Jahr 2030 orientiert sich an den Ausbauplänen, die im TYNDP, dem EnLAG und weiteren aktuell diskutierten Vorschlägen erwähnt werden. Das resultierende Netz besteht somit aus 232 konventionellen Leitungen und je nach Szenario bis zu 35 HGÜ-Leitungen, die 40 europäische Knoten miteinander verbinden, davon 18 in Deutschland.

### Neue Erzeugungskapazitäten in Regionen mit hohem Verbrauch

Im Referenzszenario ergibt sich auch für das Jahr 2030 ein Schwerpunkt auf Nord-Süd-Stromleitungen, insbesondere im äußersten Westen des Landes sowie zwischen Thüringen und Franken. Diese grundlegende Beobachtung deckt sich mit der Lastansiedlung in diesen Regionen sowie dem Wegfall bedeutender thermischer Kraftwerke, vor allem Nuklear- und Kohlekraftwerke. Im linken Feld von Abbildung 3 sind weitere Schwerpunkte der Engpässe auf Verbindungsstrecken ins Ausland für eine beispielhafte Dezemberwoche erkennbar. Aufgrund der erwarteten Stromimporte aus Skandinavien sind Verbindungen zum Norden besonders belastet. Erwartungsgemäß sind die nördlichen Zonen mit Ausnahme von Hamburg Netto-Stromexporteure, während in allen Südzonen mit Ausnahme von Mannheim

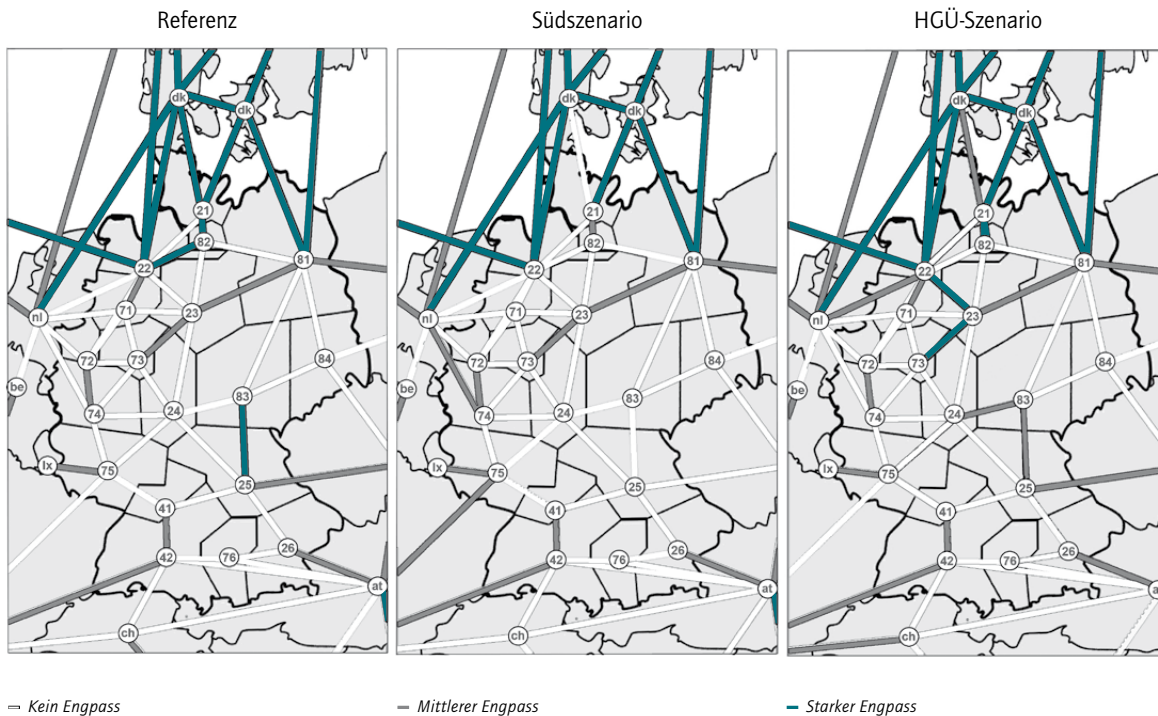
netto importiert wird. Deutschlandweit stellt sich im Referenzszenario eine jahresdurchschnittliche Importquote von rund sieben Prozent ein.

Das Südszenario zeigt, wie sich bei verstärkter Konzentration der Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland ein geringerer Netzausbaubedarf ergibt. Im Vergleich zum Referenzszenario zeigen sich nennenswerte Entlastungen auf einigen Nord-Süd-Strecken (Dänemark-Schleswig-Holstein, Hamburg-Niedersachsen, Thüringen-Franken). Weiterhin bleiben Verbindungen ins nördliche Ausland stark belastet. Die südlichen Zonen verringern die Netto-Importbilanz deutlich und einige Zonen werden gar zu Stromexporteuren. Dieser Effekt ist insbesondere auf verstärkten Export ins Ausland zurückzuführen. Die Netto-Stromimportrate Deutschlands sinkt im Südszenario von sieben auf 0,7 Prozent im Jahresdurchschnitt. Aus den Ergebnissen des Südszenarios lässt sich schlussfolgern, dass eine lastnahe Platzierung von Erzeugungskapazitäten zu einer starken Reduktion des Bedarfs an Netzausbau führt.

Die Analyse des HGÜ-Szenarios in Boldt et al. (2012) ergibt, dass der Bau eines deutschlandweiten HGÜ-Netzes bis 2030 die Engpass-Situation im Jahresdurchschnitt gegenüber dem Referenzszenario leicht verbessert. Es kann jedoch lokal zu stärkerem Ausbaubedarf

Abbildung 3

**Engpässe während einer Dezemberwoche in drei Szenarien**



Die Kategorisierung der Engpässe erfolgt auf Basis von summierten Schattenpreisen der Kapazitätsrestriktionen. Schattenpreise geben mögliche Wohlfahrtsteigerungen nach Leitungsausbau an und können als Ausbaubedarf interpretiert werden. Die Kategorie „starker Engpass“ umfasst Leitungen deren Ausbau besonders dringlich ist. Die Ziffern an den Knoten in Abbildung 3 entsprechen der Numerotierung der dena-Zonen. Die hier abgebildete Netzsituation bezieht sich auf eine Dezemberwoche, die aufgrund hoher Last und geringer Sonneneinstrahlung besonders kritische Bedingungen aufweist. Quelle: Boldt et al. (2012), modifiziert.

© DIW Berlin 2012

Im Südszenario zeigen sich die Vorteile einer guten Abstimmung von Netzausbau und erwarteten Erzeugungskapazitäten.

auf Zuleitungsstrecken (*feeder*) führen. In einer beispielhaften Dezemberwoche ergeben sich erkennbar Entlastungen auf einigen Nord-Süd-Strecken (Dänemark–Schleswig-Holstein, Hamburg–Niedersachsen, Thüringen–Franken), die jedoch neuen Belastungen auf anderen Strecken gegenüberstehen (Nordseeküste–Harz, Niederlande–Niedersachsen, Thüringen–Hessen). Die jahresdurchschnittliche Stromexportrate Deutschlands sinkt leicht von sieben auf 5,6 Prozent. Wie im Referenzszenario bleiben die Nordregionen Netto-Exporteure, während die südlichen Zonen netto importieren. In der jährlichen Gesamtbilanz erreicht das HGÜ-Szenario auch nach Abzug der Kosten für HGÜ-Leitungen eine leichte Verbesserung der allgemeinen Wohlfahrt gegenüber dem Referenzszenario.<sup>20</sup> Die Ergebnisse des HGÜ-Szenarios zeigen, dass die Schaffung von HGÜ-Leitungen eine Anpassung der Netzkapazitäten an Start- und Endpunkte erforderlich macht.

**Fazit**

Das deutsche Stromnetz hat sich im vergangenen Winter mehrfach als stabil erwiesen. Die Netzbetreiber konnten durch angepasste Steuerung der Netzflüsse und des Kraftwerkseinsatzes die Widerstandsfähigkeit des Systems gegenüber außergewöhnlichen Situationen unter Beweis stellen. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten schreitet derweil langsam, aber planmäßig voran. Panik aufgrund einer vermuteten Netzlücke ist daher unangebracht.

Mittelfristig bleiben Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau wichtige Elemente der Energiewende. Unsere modellgestützte Analyse weist für 2030 auf einen weiteren Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz, insbesondere bei grenzüberschreitenden Leitungen, hin. Der Netzausbaubedarf besteht auch nach Umsetzung der bislang auf deutscher und europäischer Ebene geplanten Projekte. Das hier untersuchte *Südszenario* demonstriert die Vorteile einer Abstimmung von Netzausbau und erwarteten Stromerzeugungskapazitäten. Die Ergebnisse des *HGÜ-Szenarios*

<sup>20</sup> Boldt et al. (2012), a. a. O.

zeigen potentielle Vorteile des Baus von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen auf und weisen auf die Notwendigkeit hin, Kapazitäten der Zuleitungen anzupassen.

Der Netzausbau ist derzeit nicht das mancherorts befürchtete Hindernis der Energiewende. Ohne Eile kann eher in Deutschland und Europa auf den Prüfstand gestellt werden.

**Andreas Schröder** ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [aschroeder@diw.de](mailto:aschroeder@diw.de)

**Clemens Gerbaulet** ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | [cfg@wip.tu-berlin.de](mailto:cfg@wip.tu-berlin.de)

**Pao-Yu Oei** ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | [pyo@wip.tu-berlin.de](mailto:pyo@wip.tu-berlin.de)

**Christian von Hirschhausen** ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin und Professor für Infrastrukturpolitik an der TU Berlin | [chirschhausen@diw.de](mailto:chirschhausen@diw.de)

JEL: L51

Keywords: Network development, renewables, energy transformation



Prof. Dr. Christian von Hirschhausen,  
Forschungsdirektor für Internationale  
Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie  
am DIW Berlin

## FÜNF FRAGEN AN CHRISTIAN VON HIRSCHHAUSEN

### »Engpässe sind beherrschbar«

1. Herr von Hirschhausen, die Energiewende stellt neue Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Allerdings werden von vielen Seiten Netzengpässe und Verzögerungen beim Ausbau der Stromnetze beklagt. Wie ist die Situation tatsächlich? Ich würde sagen, dass das Glas diesbezüglich halbvoll ist. Fakt ist, dass der Netzausbau, wie er zum Beispiel im Energieleitungsausbaugesetz, dem sogenannten EnLAG 2009 skizziert wurde, auf gutem Wege ist. Einige Teilstrecken sind bereits fertig gestellt. Zum Winter 2012 wird die Windsammelschiene in Norddeutschland fertig sein, was wichtig ist, um das System zu stabilisieren. Von den vier sogenannten Pilotprojekten, die auch eine Erdverkabelung vorsehen, sind drei mehr oder weniger im Zeitplan. Lediglich die Thüringenleitung ist verzögert, sodass das Bild bei genauem Hinsehen besser ausfällt, als das in der Öffentlichkeit gerne diskutiert wird.
2. Netzengpässe befürchten Sie nicht? Es sind in den letzten Monaten zwar zunehmend Engpässe beobachtet worden, es handelte sich aber bisher immer um Situationen, in denen die Netzbetreiber mit dem ihnen zur Verfügung stehenden Instrumentarium die Kontrolle über die Netze behalten haben. Wir werden uns auch an ein System gewöhnen, bei dem Netzengpässe und sogenannter Kraftwerksredispach (Ausgleichslieferungen nahegelegener Kraftwerke) zur Regel wird, es sei denn, die Bundesregierung entscheidet sich für einen Netzausbau, bei dem Netzengpässe nicht mehr vorkommen. So sieht es aber zurzeit nicht aus.
3. In welchen Regionen Deutschlands besteht der größte Ausbaubedarf? Strukturell besteht größerer Bedarf in der Verbindung von Mitteldeutschland nach Süddeutschland. Das sind Leitungen aus Sachsen-Anhalt und Thüringen nach Bayern sowie aus Niedersachsen nach Hessen beziehungsweise nach Nordrhein-Westfalen und auch aus dem Raum Nordrhein-Westfalen in Richtung

Baden-Württemberg. Dies ist wahrscheinlich sogar die perspektivisch spannendste Strecke, weil in Nordrhein-Westfalen klassische fossile Energie und erneuerbare Energien zusammenkommen, die in der einen oder anderen Form in Richtung Rhein-Main und Süddeutschland transportiert werden müssen.

4. Wann ist mit der Fertigstellung zu rechnen? Bei den 24-EnLAG-Projekten gibt es unterschiedliche Fortschritte. Die kritischsten Leitungen sind alle in der Planfeststellung. Von daher sind wir hier dem Zeitplan zwar etwas hinterher, aber nicht um wesentliche Zeiträume. Ein Aspekt, der besonders wichtig ist, ist, dass wir über die zukünftige Netztypologie in Verbindung mit der zukünftigen Kraftwerksstruktur und Laststruktur sprechen müssen. Das heißt, es gibt Leitungen, die wir auf alle Fälle brauchen. Es gibt aber auch eine gewisse Unschärfe in der Perspektive 2030 und dann natürlich auch 2050, was die Netzkonfiguration angeht, sodass wir diese Diskussion offen und mit aller Ruhe angehen sollten.
5. Die sogenannte Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) soll zum ersten Mal zum Einsatz kommen. Wie groß ist die Gefahr, dass man dabei auf das falsche Pferd setzt? Wir können davon ausgehen, dass die Netzbetreiber die Kompetenz und natürlich auch die notwendige Risikoeinstellung haben, Techniken an den Start zu bringen, die funktionieren. Es zeichnet sich allerdings in europäischen Nachbarländern und auch international ab, dass hier ein quantitativer Sprung stattfindet, der mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen wird, dass im Netzentwicklungsplan 2012 Anfänge einer HGÜ-Verbindung durch Deutschland skizziert werden. Ob dies dazu führt, dass wir dann zu einem sogenannten Backbone-HGÜ-Netz kommen oder ob sich das Gleichstrom- und das Wechselstromnetz gemeinsam entwickeln werden, wird dann zu diskutieren sein.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf [www.diw.de/interview](http://www.diw.de/interview)

## DIW Economic Bulletin | Nr. 5/2012

Report by Karl Brenke



### Engineers in Germany: No Shortage in Sight

There is no let up in complaints about a potential lack of engineers in Germany. The Association of German Engineers (Verein Deutscher Ingenieure, VDI) recently declared that because of the high average age of engineers working in Germany (50 to 51), there will soon be a huge demand for a new generation of engineers. Upon closer examination, these fears prove to be unfounded. Although there has been a slight increase in the average age of engineers in employment over the last decade, it is still well below the level quoted by the VDI. Accordingly, demand for new engineers in the medium term will be much lower. On average, engineers are in fact slightly younger than other academics in employment, and the percentage of older employees is not unusually high compared to other professions. Since, on the one hand, the demand for new engineers to replace those leaving the profession is unlikely to be exceptionally high, at least this decade, and, on the other hand, there is currently a run on university places to study engineering, it is a surplus of these specialists that is to be expected rather than a shortage. A more realistic view of the future demand for engineers is urgently needed so that large numbers of young people are not encouraged to study subjects that might make it difficult for them to find a job in Germany. For a country such as Germany with a focus on technology, it is crucial that steps are taken early to avoid demographically induced shortages in human capital resources. However, this long-term outlook should not be mistaken for what lies ahead on the market for engineers in this decade.

Interview with Karl Brenke

### University Graduates Alone Meet Demand

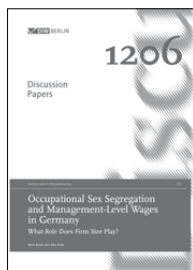
Report by Martin Gornig, Alexander Schiersch

### German Manufacturing Withstands the Rise of Emerging Economies

Between 2000 and 2009, China became the second largest industrialized nation, while manufacturing industries in other emerging and many Eastern European countries also experienced very strong growth. However, Germany was largely able to maintain its share of global industrial output. In 2009, as in 2000, Germany's value added share represented around 6.5 percent. This shows that Germany as an industrial location had benefited from the 50-percent increase in global industry far more than the USA, Japan, and other Western European industrialized nations. The decisive factor here was that, despite the onset of the financial and economic crisis in 2008, German research-intensive industry was able to develop a leading position among the established economies. Sectors which particularly profited from this development include the manufacture of road vehicles, machinery, electrical machinery, and chemicals.

[www.diw.de/publikationen/diw\\_economic\\_bulletin](http://www.diw.de/publikationen/diw_economic_bulletin)

Discussion Papers Nr. 1206/2012  
Anne Busch, Elke Holst



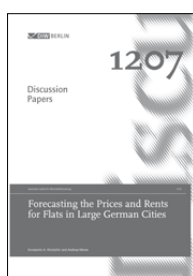
## Occupational Sex Segregation and Management-Level Wages in Germany: What Role Does Firm Size Play?

The paper analyzes the gender pay gap in private-sector management positions based on German panel data and using fixed-effects models. It deals with the effect of occupational sex segregation on wages, and the extent to which wage penalties for managers in predominantly female occupations are moderated by firm size. Drawing on economic and organizational approaches and the devaluation of women's work, we find wage penalties for female occupations in management only in large firms. This indicates a pronounced devaluation of female occupations, which might be due to the longer existence, stronger formalization, or more established „old-boy networks“ of large firms.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

---

Discussion Papers Nr. 1207/2012  
Konstantin A. Kholodilin, Andreas Mense



## Forecasting the Prices and Rents for Flats in Large German Cities

In this paper, we make multi-step forecasts of the monthly growth rates of the prices and rents for flats in 26 largest German cities. Given the small time dimension, the forecasts are done in a panel-data format. In addition, we use panel models that account for spatial dependence between the growth rates of housing prices and rents. Using a quasi out-of-sample forecasting exercise, we find that both pooling and accounting for spatial effects helps to substantially improve the forecast performance compared to the benchmark models estimated for each of the cities separately. In addition, a true out-of-sample forecasting of the growth rates of flats' prices and rents for the next six months is done. It shows that in most cities both prices and rents for flats are going to increase. In some cities, the average monthly growth rate even exceeds 1%, which is a very strong increase compared to the overall price level increase of about 2% per year.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)



Dr. Georg Erber ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Wettbewerb und Verbraucher. Der Beitrag gibt die Meinung des Autors wieder.

# Automobilindustrie: Die fetten Jahre sind vorbei

Deutschland hat nicht zuletzt wegen der außerordentlichen Automobilkonjunktur die schwersten Rezession der Nachkriegszeit rasch hinter sich lassen können. Besonders Asien mit China, Japan und Indien an der Spitze erwiesen sich als Segen, da dort die Nachfrage nach Autos made in Germany boomte. Hier droht jetzt eine Phase der Konsolidierung. Bei einer Exportquote von 77 Prozent lebt der deutsche Automobilbau vom Export. Nach China wurden im vergangenen Jahr laut VDA-Statistik 566 357 Pkw exportiert, ein Zuwachs um 22,5 Prozent. In Indien waren es mit 23 381 Fahrzeugen deutlich weniger, aber ein Rekordanstieg um 60,8 Prozent. Nach Japan konnten zwar mehr Fahrzeuge als nach Indien exportiert werden – 2011 waren es 107 325 Pkw – aber der Anstieg war mit 18,7 Prozent moderater. In Europa lag der Zuwachs insbesondere innerhalb der EU deutlich niedriger (+0,6 Prozent). Allerdings gingen 2011 dorthin 2 305 382 Fahrzeuge. In Amerika insgesamt lag der Anstieg bei 2,4 Prozent, bei einem Gesamtvolumen von 693 465 Fahrzeugen. In die USA gingen davon 525 608 Pkw, was einem Anstieg von 1,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Nur Brasilien sticht hier mit einem Anstieg um 34 492 Fahrzeuge und einem Zuwachs von 32 Prozent heraus. Es sind also die BRIC-Staaten (China, Indien, Russland und Brasilien), die den Automoblexport von Pkw im vergangenen Jahr angetrieben haben. Ansonsten wäre das Exportgeschäft sehr mager ausgefallen.

Die chinesische Führung hat nun den Kauf ausländischer Automobile für Staatsbeamte untersagt. „Buy Chinese“, lautet die Devise. Shanghai Automotive Industry Corporation (SAIC), der Kooperationspartner von VW in China, hat darauf bereits reagiert und will jetzt verstärkt chinesische Marken in China produzieren. Hinzu kommt, dass China nach dem Kauf von Volvo und Saab mit dem technischen Know-how, das chinesischen Herstellern insbesondere in der Sicherheitstechnik bisher fehlte, sowohl auf dem heimischen als auch den Auslandsmärkten Punkte machen wird. Zudem schwächt sich die Konjunktur in China derzeit

deutlich ab. Gleichzeitig findet in China ein erheblicher Kapazitätsaufbau in der Automobilindustrie statt, der nach Einschätzung von Experten zu Überkapazitäten und damit auch verstärkt zu Preiskämpfen führen wird. All das trübt die Hoffnungen auf eine weiterhin so dynamische Entwicklung der Automobilexporte nach China. Der Optimismus zahlreicher Manager der Automobilindustrie nach dem Superjahr 2011 – VW wurde erstmals zum weltweit größten Hersteller – dürfte sich schnell eintrüben, wenn in diesem ersten Halbjahr die Absatzzahlen deutlich rückläufig sind. In der zweiten Jahreshälfte mag es dann wieder etwas günstiger sein, wenn die Konjunktur, insbesondere in den BRIC-Staaten, erneut Fahrt aufnehmen sollte. In Europa dagegen, insbesondere in der EU, bleibt die Lage äußerst angespannt. Hinzu kommt, dass es auch in der Türkei, die vor einer Konsolidierungsphase nach Jahren des Wirtschaftsbooms steht, nicht mehr zum Besten bestellt ist. Auch dorthin war der Pkw-Export im vergangenen Jahr noch um 14,7 Prozent bei einem Volumen von 119 079 Fahrzeugen gewachsen.

Auf dem europäischen Kernmarkt sieht es für die deutsche Automobilindustrie trübe aus. Das gilt auch für ihre europäischen Konkurrenten. Insgesamt dürfte der Wettbewerb deutlich härter werden. Koreanische Hersteller haben jetzt aufgrund des Freihandelsabkommens mit der EU leichteren Zugang zum europäischen Markt. Der Marktzutritt europäischer Automobilhersteller in Südkorea dürfte zunächst schwieriger sein. Japans Automobilindustrie, die durch das Erdbeben in Fukushima und die Überflutungen in Thailand im vergangenen Jahr schwer gehandicapt war, wird sich in diesem Jahr zurückmelden. Weltweit rapide steigende Spritpreise, zunehmende Verkehrsstaus insbesondere auch in den BRIC-Staaten könnten den Fahrspaß und damit die Nachfrage nach neuen Fahrzeugen generell dämpfen. Die Börsen reagieren bereits auf diese Entwicklung. Die Börsenkurse von BMW, Daimler und VW brechen drastisch ein. Die fetten Jahre sind fürs Erste für die Automobilhersteller in Deutschland vorbei.