

Schröder, Andreas; Gerbault, Clemens; Oei, Pao-Yu; von Hirschhausen, Christian

Article

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

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Schröder, Andreas; Gerbault, Clemens; Oei, Pao-Yu; von Hirschhausen, Christian (2012) : In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand, DIW Wochenbericht, ISSN 0012-1304, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 79, Iss. 20, pp. 3-12

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/61180>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

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.¹ 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

¹ 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-Neubau¹

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 ³	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) ³	PFV-Unterlagen Ende 2010 eingereicht, sowohl in Münster als auch in Düsseldorf (Teilabschnitt amprion) ³	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 emittet), 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!

1 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/, 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, www.amprion.net/netzausbau/verfahrensstand im Land des direkten, mehrheitlichen Anteilseigners.

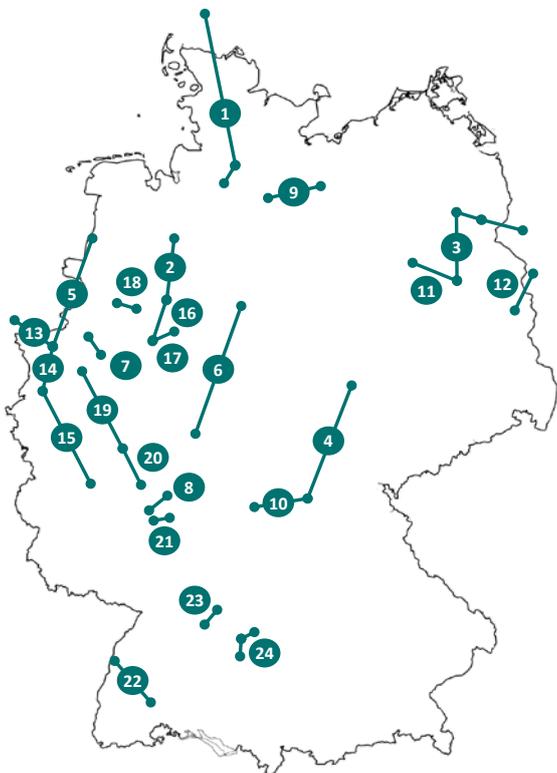
Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© 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.²

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-

2 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.

ber in Süddeutschland, Tennet, im Dezember 2011 auf Reservekraftwerke sowohl in Deutschland als auch in Österreich zurückgreifen.³ 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.⁴ Im März 2012, als das Umspannwerk Helmstedt ausfiel, reagierten die Netzbetreiber mit dem üblichen Instrumentarium.⁵ Die Bundesnetzagentur legte jüngst einen „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen 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.⁶

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;⁷ 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.⁸ 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-Leitungsbauprojekte¹

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

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

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

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.⁹ 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 2050.¹⁰

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.¹¹ 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.¹² 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-

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

¹¹ www.netzentwicklungsplan.de.

¹² 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
Verbindungsleitungen in das Ausland			
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	
Offshore Projekte			
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.	
Projekte innerhalb Deutschlands			
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 - Uftort	„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 Südring)	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;¹³ 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.¹⁴ 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.¹⁵ Ausgehend vom Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan¹⁶ 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.¹⁷ 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.¹⁸ Die installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2030 werden mit Hilfe einer europaweiten Datenbank, die Daten für alle Kraftwerke enthält, prognostiziert.¹⁹ Die im Modell abgebildete

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

¹⁴ Zum Beispiel Gleichstrom- oder Wechselstromleitungen und unterschiedliche Spannungsebenen.

¹⁵ 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.

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

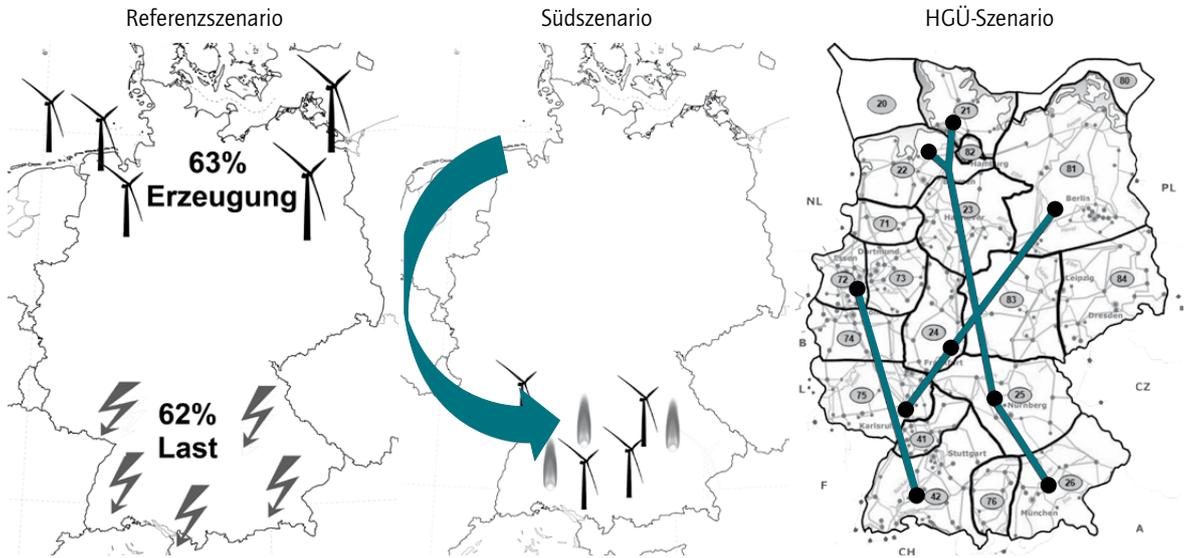
¹⁷ ELMOD gehört zu der Klasse der Gleichstrom-Lastflussmodelle, die durch eine lineare Approximation von Phasenwinkeln Wechselstromflüsse als Gleichstrom abbilden und somit lineare mathematische Lösungsverfahren ermöglichen. Die hier verwendete mathematische Formulierung stellt aufgrund der Wohlfahrtsmaximierung 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.

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

¹⁹ Platts (2011): World Electric Power Plants Database.

Abbildung 2

Szenarien für Netzausbau und Erzeugungskapazitäten



Netz und Erzeugungsstruktur wie erwartet. Erzeugung zu 63 Prozent im Norden, Last zu 62 Prozent im Süden.

Platzierung von Erzeugung nahe der Lastzentren im Süden und Westen.

Drei HGÜ-Leitungen

Quelle: Boldt et al. (2012), modifiziert.

© 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 Kohlekraftwerken. 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

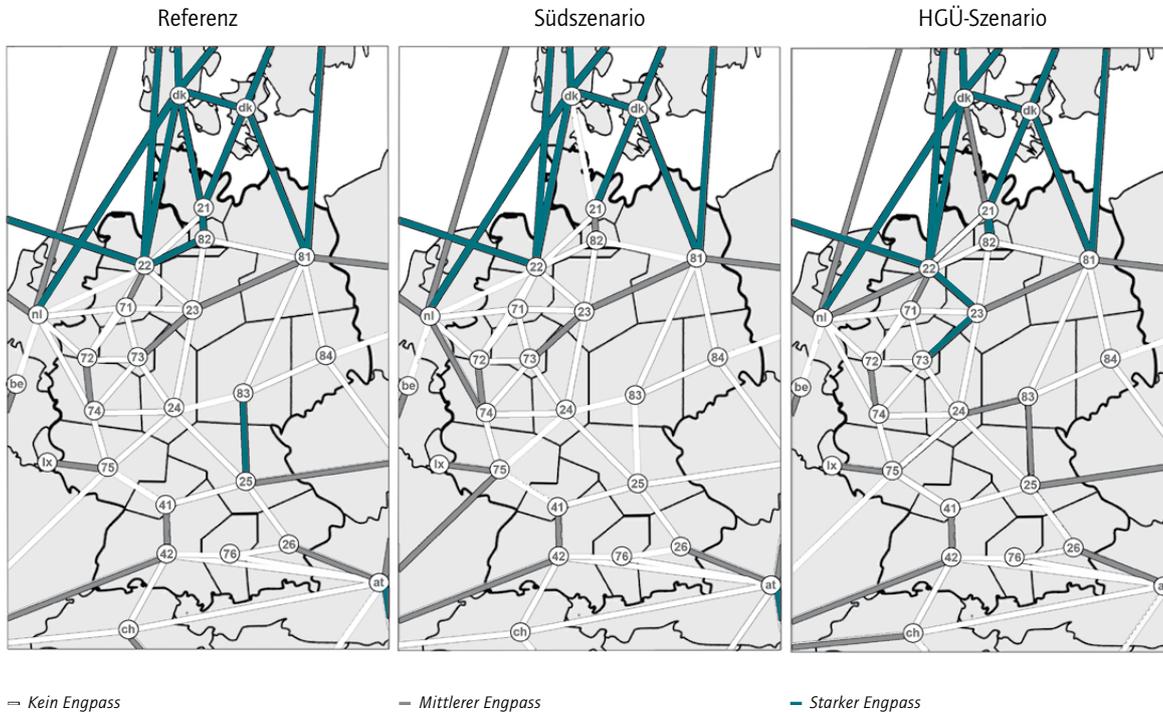
netto importiert wird. Deutschlandweit stellt sich im Referenzszenario eine jahresdurchschnittliche Importquote von rund sieben Prozent ein.

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.²⁰ 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

²⁰ 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

Clemens Gerbaulet ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | cfg@wip.tu-berlin.de

Pao-Yu Oei ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | 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

JEL: L51

Keywords: Network development, renewables, energy transformation



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

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.