

Netzsituation in Deutschland bleibt stabil

Von Clemens Gerbaulet, Friedrich Kunz, Christian von Hirschhausen und Alexander Zerrahn

Auch im zweiten Jahr nach dem Kernkraftwerksmoratorium vom März 2011 bleibt die Lage im deutschen Stromübertragungsnetz stabil. Auch wenn die Realisierung einiger Ausbauprojekte um einige Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan liegt, schreitet der Netzbau kontinuierlich voran. Bei einigen kritischen Leitungen wurden im vergangenen Jahr erhebliche Fortschritte gemacht, unter anderem bei Verbindungen zwischen den neuen und den alten Bundesländern. Die aktuellen Verzögerungen stellen angesichts der bestehenden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber zur Systemstabilisierung keinen Grund zur Besorgnis dar. Maßnahmen zur Kontrolle von Netzengpässen betreffen nur einen sehr geringen Teil des Stromverbrauchs. Zudem könnten sie durch eine bessere Koordination zwischen den vier Netzbetreibern deutlich kostengünstiger gestaltet werden. Die Methodik der langfristigen Netzausbauplanung führt tendenziell zu einer Überschätzung des Ausbaubedarfs. Dies gilt insbesondere für zwei der im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehenen Höchstspannungsgleichstromübertragungsleitungen (Strom-Autobahnen).

Dem Um- und Ausbau der Stromnetze wird im Allgemeinen eine große Bedeutung bei der Umsetzung der Energiewende zugestanden. Der Rechtsrahmen für die Planung der Stromübertragungsnetze (Spannungsebenen von 220 Kilovolt und höher) ist in den vergangenen Jahren erheblich verändert worden (Kasten). Im Jahr 2012 wurde erstmals die Erstellung eines Netzentwicklungsplans angestoßen. Dieser Prozess fand am 25. April 2013 mit der Annahme des „Zweiten Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze“ durch den Bundestag erstmals seinen Abschluss. Er soll bis auf weiteres jedes Jahr durchgeführt werden, mindestens aber alle drei Jahre. Dementsprechend ist im März 2013 der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 in den öffentlichen Konsultationsprozess gegangen. Hierbei wurde erstmals auch ein Offshore-Netzentwicklungsplan vorgelegt (O-NEP Strom 2013), welcher die Anbindung von Windparks in der Nord- und Ostsee vorsieht. Auch eine erste Fassung des Szenariorahmens 2014, auf dessen Basis der Netzentwicklungsplan 2014 erarbeitet und konsultiert wird, ist bereits im Umlauf.

Im Folgenden werden zunächst die aktuelle Netzsituation in Deutschland und der Stand der laufenden Leitungsausbauprojekte diskutiert. Anschließend wird gezeigt, dass eine bessere Koordination der Übertragungsnetzbetreiber die Kosten der Engpassbewirtschaftung verringern könnte. Abschließend wird der längerfristig geplante Netzausbau kritisch analysiert. Dabei zeigt sich, dass die Methodik der Netzplanung tendenziell zu einer Überschätzung des Ausbaubedarfs führt. Im Netzentwicklungsplan werden die Netze so ausgelegt, dass traditionelle Kraftwerksstandorte uneingeschränkt Strom einspeisen können und auch neue fossil befeuerte Kohlekraftwerke mit hohen Netzkapazitäten versorgt werden. So wird insbesondere bei der Auslegung der ersten Höchstspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ, sogenannte Strom-Autobahnen) davon ausgegangen, dass die Kohleverstromung zu kei-

Kasten

Neuer institutioneller Rahmen der Netzplanung

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2011 definiert in § 12b den neuen institutionellen Rahmen der Netzplanung in Deutschland. Waren die ersten beiden öffentlich diskutierten Netzstudien (dena-Netzstudien I und II) noch weitgehend außerhalb des parlamentarischen Rahmens entstanden, hat die Umsetzung der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie 2009 in der EnWG-Novelle zu einem strukturierten Verfahren geführt, bei dem ein öffentlicher Beteiligungsprozess sowie ein parlamentarischer Gesetzesprozess vorgesehen ist. Dabei erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jährlich einen Netzentwicklungsplan, der nach einem mehrstufigen Verfahren in einen Bundesbedarfsplan mündet. Dieser soll solche Ausbaumaßnahmen beinhalten, für die eine sogenannte energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ein vordringlicher Bedarf festgestellt werden. Eine vergleichbare Funktion hatte bereits das Energieleitungsausbaugesetz von 2009 (EnLAG). Im Einzelnen sind folgende Schritte vorgesehen:

- Ein von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelter „Szenariorahmen“ stellt drei Szenarien für die erwartete Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zusammen, welche für das nächste bzw. die beiden nächsten Jahrzehnte für plausibel gehalten werden. Nach der Übergabe an die Bundesnetzagentur (BNetzA) wird dieser Szenariorahmen für eine öffentliche Konsultation freigegeben und im Anschluss, gegebenenfalls mit Änderungen, von der BNetzA genehmigt;

- der genehmigte Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP), wiederum durch die ÜNB. Auf dieser Grundlage wird nach einer öffentlichen Konsultation ein zweiter, überarbeiteter Entwurf erstellt und an die BNetzA übergeben;
- die BNetzA prüft die vorgeschlagenen Leitungsum- und -neubauten. Bestätigte Leitungen gehen dann in einen finalen Entwurf des Netzentwicklungsplans über. Werden Leitungen nicht bestätigt, finden sie keinen Eingang in den Bundesbedarfsplan, können aber in den folgenden Jahren von den ÜNB wieder vorgeschlagen werden. Der finale Entwurf wird nochmals einer öffentlichen Konsultation unterzogen. Parallel dazu führt die BNetzA eine Umweltprüfung durch;
- im Anschluss daran geht der von der BNetzA bestätigte finale Entwurf des NEP als Entwurf eines Bundesbedarfsplans an den Gesetzgeber. Nach Beratungen im Bundestag und Bundesrat geht er dann den parlamentarischen Weg bis hin zur Veröffentlichung des Bundesbedarfsplans im Bundesanzeiger;

Die Umsetzung derjenigen im Bundesbedarfsplan enthaltenen Projekte, die länder- oder grenzüberschreitend sind, wird durch das „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz“ (NABEG) geregelt. Dabei wird eine sogenannte Bundesfachplanung durch die BNetzA durchgeführt, wobei auch die Zuständigkeit für Planfeststellungsverfahren von den Ländern auf die BNetzA übertragen werden kann.

nem Zeitpunkt aufgrund von Netzengpässen eingeschränkt werden darf.¹

Netzsituation bleibt auch aufgrund von Leitungsausbau stabil

In den vergangenen Jahren sind trotz der Abschaltung mehrerer Atomkraftwerke und des beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien keine ernsthaften Störungen beim Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes aufgetreten. Zwar haben sich sowohl das Volumen der durch die Netzbetreiber angeordneten Eingriffe in die Kraftwerkserzeugung als auch die abgeordnete Arbeit aus

erneuerbaren Energien von 2010 auf 2011 erhöht;² mit diesen und anderen Maßnahmen konnten die Übertragungsnetzbetreiber aufgetretene Engpässe jedoch jederzeit unter Kontrolle halten. Der im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)³ beschlossene Ausbau der Übertragungsnetze hat dazu beigetragen, dass die Netzsituation auch im zweiten Jahr nach dem Atommoratorium durchweg stabil geblieben ist. Der Ausbau schreitet langsamer als geplant, aber dennoch kontinuierlich voran. Bisher sind von ursprünglich 1 855 geplanten Leitungskilometern 268 Leitungskilometer fertiggestellt. Tabelle 1 sowie Abbildung 1 fassen den aktuellen Stand bezüglich der EnLAG-Projekte zusammen.⁴ Fast alle Vorhaben befin-

¹ Dieser Wochenbericht entstand im Nachgang des Arbeitsworkshops „Netzausbau in Deutschland und den europäischen Nachbarländern“, welcher am 5. April 2013 gemeinsam von DIW Berlin und TU Berlin durchgeführt wurde; der Workshop sowie die dort vorgestellten Studien wurden aus Mitteln des Projekts „Modellieren für die Energiewende – MASMIE“ durch die Stiftung Mercator unterstützt.

² Siehe BNetzA (2012): Beschluss BK8-12-019, 10; und BNetzA und BKartA (2013): Monitoringbericht 2012, 59.

³ Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG), 2009.

⁴ Vergleiche Schröder, A., Gerbaulet, C., Oei, P.-Y., von Hirschhausen, C. (2012): In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf dem Prüfstand. DIW Wochenbericht Nr. 20/2012.

Tabelle 1

Aktueller Stand der Ausbaumaßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz

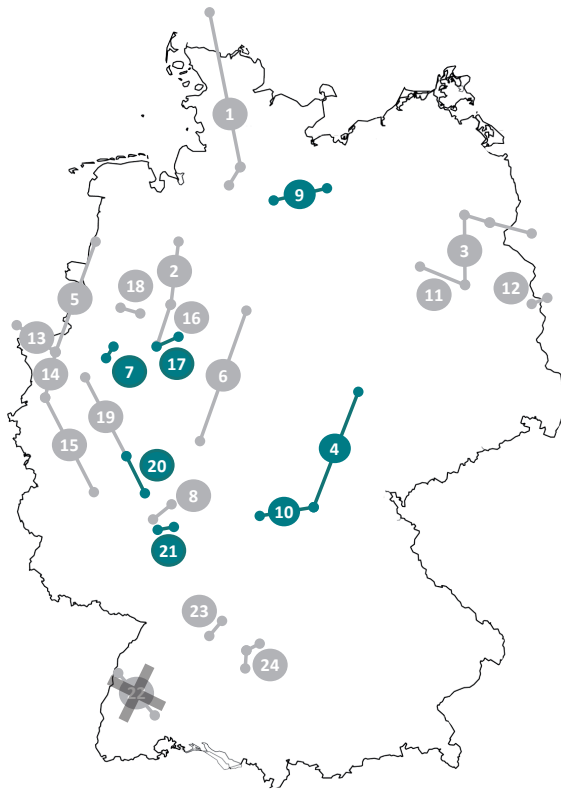
EnLAG Nr.	Leitungsabschnitt	Projekt	ÜNB	Technische Charakteristika	Raumordnungsverfahren	Planfeststellungsverfahren	Länge	Fertigstellung (seit/geplant)
1a	Kasso – Hamburg Nord	Kasso (Dänemark) – Hamburg Nord – Dollern	Tennet				155 km	
1b	Hamburg Nord – Dollern	Kasso (Dänemark) – Hamburg Nord – Dollern	Tennet	380 kV Neubau und Zubeseilung	Abgeschlossen	Erörterung des Beteiligungsverfahrens im Rahmen des PFV läuft seit Herbst 2010, Erörterungstermin hat stattgefunden	30 km	2015
2a	Ganderkesee – St. Hülfe	Ganderkesee – Wehrendorf	Tennet	380 kV Neubau, Erdkabel	Abgeschlossen	In PFV (Abschluss 2014)	61 km	2017
2b	St. Hülfe – Wehrendorf	Ganderkesee – Wehrendorf	Amprion	380 kV Neubau, Erdkabel	Abgeschlossen	PFV läuft seit April 2010	33 km	2017
3a	Prenzlau (Bertikow) – Neuenhagen	Uckermarkleitung	50 Hertz	380 kV Neubau	Abgeschlossen	Läuft (beschleunigtes Verfahren wurde beantragt)	ca. 115 km	2016
3b	Vierraden – Krajnik(PL)	Uckermarkleitung	50 Hertz	380 kV Neubau	Abgeschlossen	Abgeschlossen	8,3 km	2014
4a	Lauchstädt – Vieselbach	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	50 Hertz	380 kV Neubau (Trassenbündelung)	Abgeschlossen	Abgeschlossen	76 km	2008
4b	Vieselbach-Altenfeld	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	50 Hertz	380 kV Neubau (Trassenbündelung)	Abgeschlossen	Abgeschlossen (20.02.2012), derzeit Klageverfahren	57 km	Ende 2015
4c	Altenfeld – Redwitz	Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)	Tennet, 50 Hertz	380 kV Neubau (Trassenbündelung), Erdkabel	Abgeschlossen	PFV wird vorbereitet (Tennet), PFV wird vorbereitet (50 Hertz)	57 km, (31 km Tennet)	2015 (Tennet), 2017 (50Hertz)
5a	Dörpen – Meppen	Diele – Niederrhein	Tennet	380 kV Neubau, Erdkabel	Einreichung der Unterlagen für ROV im Frühjahr 2011, Abschluss ROV voraus. 2013	PFV-Unterlagen Ende 2010 eingereicht, Beginn voraus. 2014	30 km	2016
5b	Meppen – Wesel	Diele – Niederrhein	Amprion				140 km	2016–2017
6	Wahle – Mecklar		Tennet	380 kV Neubau, Erdkabel	Abgeschlossen	PFV wird vorbereitet	230 km	2017
7	Bergkamen – Gersteinwerk		Amprion	380 kV Zubeseilung		Abgeschlossen	8 km	2009
8	Kriffel – Eschborn		Amprion	380 kV Zubeseilung	Nicht notwendig	Eröffnet	10 km	2014
9	Hamburg/Krümmel – Schwerin	Windsammelschiene	50 Hertz	380 kV Neubau	Abgeschlossen	PFV seit Sept. 2009 in MV abgeschlossen, PFV in SH 20.04.2012 abgeschlossen	65 km	MV 2010, SH 2012
10	Redwitz – Grafenrheinfeld		Tennet	380 kV, Spannungs-umstellung einer bestehenden Leitung	Nicht notwendig	Eröffnet, Abschluss voraus. 2013	96 km	2013
11	Neuenhagen – Wustermark	Nordring Berlin	50 Hertz	380 kV auf bisheriger 220 kV-Trasse	Abgeschlossen	Läuft, in Vorbereitung	80 km	2018
12	Eisenhüttenstadt – Baczyzna(PL)		50 Hertz		Unterlagen werden ausgelegt		6 km	2017
13	Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL		Amprion	380 kV	Abgeschlossen	In PFV	30 km	2016
14	Niederrhein – Uftorf – Osterath		Amprion	380 kV Neubau	Nicht notwendig	Läuft, Teilstrecke abgeschlossen	42 km	2017 (Teilstrecke 2014)
15a	Osterath – Neuenahr	Wesel – Koblenz	Amprion	380 kV	Nicht notwendig	Eröffnet	100 km	2016
15b	Neuenahr – Weißenthurm	Wesel – Koblenz	Amprion	380 kV	Nicht notwendig	Abgeschlossen	36 km	2011
16a	Wehrendorf – Lüstringen (NIS)	Wehrendorf – Gütersloh	Amprion	380 kV Neubau	In Vorbereitung		21 km	2020
16b	Lüstringen – Gütersloh (NRW)	Wehrendorf – Gütersloh	Amprion	380 kV Neubau	In Vorbereitung / nicht erforderlich		49 km	2017
17a	Gütersloh – Punkt Friedrichsdorf		Amprion	380 kV Neubau, Zubeseilung (Uentrop-Bechterdissen: Netzerweiterung)	Abgeschlossen	Abgeschlossen	12 km (+ 2,2 km Zubeseilung)	2012
17b	Punkt Friedrichsdorf – Bielefeld Ost – Bechterdissen		Amprion	380 kV Neubau	Nicht erforderlich	Beginn 2011	19 km	2014
18	Lüstringen – Westerkappeln		Amprion	380 kV Neubau / Umbeseilung		In PFV	20 km	2015
19	Kruckel – Dauersberg	Dortmund – Frankfurt	Amprion	380 kV	Abgeschlossen	In PFV(NRW), in Bau (RP)	115 km	2020
20a	Fehl-Ritzhausen – Irmtraut	Dauersberg – Limburg, Pkt. Hünfelden	Amprion	380 kV Neubau	Abgeschlossen	Abgeschlossen	19 km	2012
20b	Irmtraut – Limburg	Dauersberg – Limburg, Pkt. Hünfelden	Amprion	380 kV Neubau	Abgeschlossen	Abgeschlossen	41 km	2008
21	Marxheim – Kelsterbach		Amprion	380 kV Neubau			7 km	2010
22	Weier – Villingen		Transnet BW	380 kV Neubau	Eingestellt wegen entfallener Notwendigkeit		70 km	2019–2020
23	Neckarwestheim – Mühlhausen		Transnet BW	380 kV Kapazitätserhöhung	Nicht erforderlich	In PFV, Abschluss vrs. 2013 2. Quartal	25 km	2014
24	Bünzwangen – Lindach – Goldhöfe		Transnet BW	380 kV Neubau	Interne Planung, Vorgespräche		60 km	2020

Es wurde teilweise eine eigene Unterteilung in Unterabschnitte (a, b, c) vorgenommen. Bereits abgeschlossene Maßnahmen sind grau hinterlegt.

Quelle: Bundesnetzagentur und Recherchen des DIW Berlin.

Fast alle Vorhaben befinden sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium.

Abbildung 1

Stand des Netzausbaus

Bereits fertiggestellte Leitungen sind grün markiert, noch nicht fertiggestellte grau. Bei den EnLAG-Projekten 4 und 17 sind Teilabschnitte noch nicht fertiggestellt. Bei den Projekten 15 und 18 sind kleinere Teilabschnitte bereits fertiggestellt. Projekt 10 wird voraussichtlich im zweiten Quartal 2013 fertiggestellt.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin, aufbauend auf Daten der Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2013

Einige wichtige EnLAG-Vorhaben sind bereits fertiggestellt.

den sich in einem fortgeschrittenen Stadium der Raumordnungs- beziehungsweise Planfeststellungsverfahren. Insbesondere wurden seit Anfang 2012 einige wichtige Maßnahmen umgesetzt, welche zur Auflösung regionaler Engpasssituationen beitrugen:

- Die Leitung von Mecklenburg-Vorpommern nach Hamburg (EnLAG Nr. 9) wurde im Dezember 2012 fertiggestellt und stabilisiert die Schnittstelle zwischen dem Norden der neuen und alten Bundesländer;
- auf der Verbindung zwischen Thüringen und Bayern wurde durch die Hochtemperaturbeileitung der Strecke Remptendorf (Thüringen) – Redwitz (Bayern) ca. zwei GW zusätzliche Leitungskapazität geschaffen (Teilabschnitt von EnLAG Nr. 4).⁵ Auch die

weiterführende Teilstrecke von Redwitz zum Knoten Grafenrheinfeld (EnLAG Nr. 10, 96 km) steht kurz vor der Fertigstellung;

- durch die Verbindung zwischen Dauersberg (Nordrhein-Westfalen) und Hünfelden (Hessen) konnte das EnLAG-Projekt Nr. 20 fertiggestellt werden;
- ein Teilabschnitt des Vorhabens Gütersloh – Bechtersdissen (Nordrhein-Westfalen, EnLAG Nr. 17) wurde 2012 fertiggestellt;

Dagegen wurde das EnLAG-Projekt Nr. 22 Weidertingen (Baden-Württemberg), das der Kapazitätserhöhung von 220 kV auf 380 kV dienen sollte, eingestellt. Laut Bundesnetzagentur ist die „energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für das Vorhaben aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW durch Änderungen in der Netztopologie in der betreffenden Netzregion zwischenzeitlich entfallen.“⁶ Dieses Beispiel zeigt, dass sich ursprünglich geplante Netzausbauprojekte auch als überflüssig erweisen können.

Insgesamt ist absehbar, dass die EnLAG-Projekte, wenn auch mit etwas Verspätung, in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts fertiggestellt werden.⁷ Die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass über die Hälfte der Vorhaben bis zum Jahr 2016 beendet sein werden. Damit liegen zwar einige Projekte, insbesondere die Erdkabel-Pilotprojekte, einige Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan; dies ist jedoch beim Bau größerer Infrastrukturprojekte nicht unüblich und stellt angesichts der guten Substanz des sonstigen Netzes und der bestehenden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber zur Systemstabilisierung keinen Grund zur Besorgnis dar.

Heutiges Marktdesign vernachlässigt Netzengpässe

Netzengpässe können im deutschen Stromsystem unter anderem deshalb auftreten, weil der Marktmechanismus auf dem Großhandelsmarkt für Strom mögliche Übertragungsnetzengpässe vernachlässigt. Alle Stromerzeuger können Gebote an der Strombörse abgeben, ohne dass sie dabei innerdeutsche Netzengpässe berücksichtigen müssen. Die resultierenden Einsatzpläne der Kraftwerke (Dispatch) können daher Stromflüsse im Höchstspannungsnetz verursachen, die die Leitungskapazitäten überschreiten. Bei Auftreten solcher Engpässe muss der Netzbetreiber eingreifen. Dazu stehen ihm laut §13 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) netz-

⁶ Vgl. Bundesnetzagentur, www.netzausbau.de/cdn_1911/DE/Projekte/EnLAG-Monitoring/_imagemap/EnLAG_22.html?nn=353380.

⁷ Die einzige Ausnahme stellt die EnLAG-Leitung Nr. 4c von Vieselbach nach Redwitz dar, über deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit noch diskutiert wird und deren Bau sich verzögern oder der eventuell auch eingestellt werden könnte.

⁵ Bei einer Hochtemperaturbeileitung handelt es sich um eine innovative Technologie, bei der keine neuen Trassen benötigt werden.

bezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, sowie marktbezogene Eingriffsmöglichkeiten zur Verfügung, insbesondere Redispatch und Counter-Trading. Außerdem können Reservekraftwerke aktiviert werden,⁸ sowie auf Basis von §11 EEG die Einspeisungen erneuerbarer Stromerzeuger reduziert werden.

Die wichtigste marktbezogene Maßnahme ist der Redispatch. Dabei ordnet der Netzbetreiber eine Anpassung der Erzeugung konventioneller Kraftwerke an, so dass die Belastungsgrenzen aller Leitungen nicht überschritten werden. Der Netzbetreiber vergütet die beteiligten Kraftwerke für anfallende Zusatzkosten. Seit Ende Dezember 2012 hat der Gesetzgeber auch regelbaren Lasten, wie zum Beispiel Großverbrauchern, prinzipiell die Möglichkeit eröffnet, am Redispatch teilzunehmen.⁹ Letztendlich werden die Kosten des Redispatch über die Netzentgelte auf den Endverbraucher umgelegt.

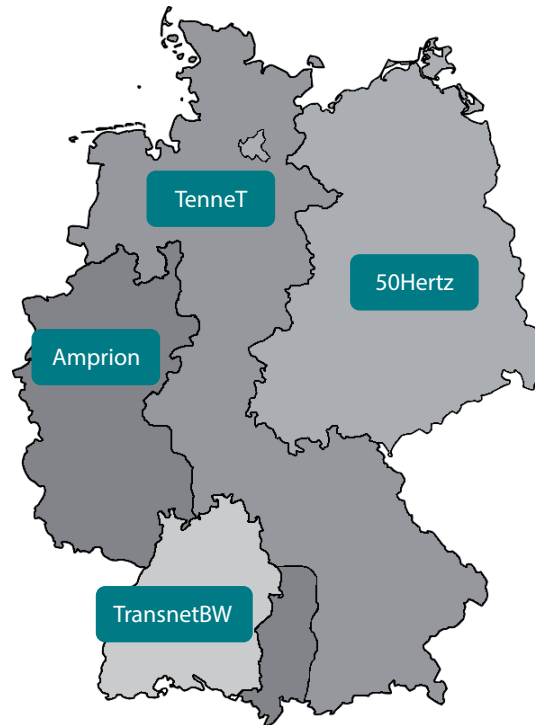
Die Bedeutung von Redispatch ist zwar nach dem Atommoratorium gestiegen, ist jedoch nach wie vor relativ gering. So mussten im Jahr 2011 korrektive Maßnahmen für 3 500 GWh durchgeführt werden.¹⁰ Dies entspricht etwa einem halben Prozent des jährlichen Bruttostromverbrauchs. Aus erneuerbaren Quellen wurden 400 GWh abgeregelt, darunter ca. 0,9 Prozent der gesamten Windeinspeisung.¹¹ Die Kosten der Maßnahmen in Höhe von ca. 150 Millionen Euro liegen im Bereich von unter einem Prozent der gesamten Stromerzeugungskosten.¹²

Koordinierung zwischen Übertragungsnetzbetreibern würde Engpassmanagement verbessern

Das deutsche Stromübertragungsnetz wird von vier regionalen Netzbetreibern betrieben, von denen jeder nur für den Redispatch in seiner jeweils eigenen Regelzone zuständig ist. Trotz verstärkter Koordinierungsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in anderen Bereichen, beispielsweise beim Einsatz von Regelenergie, ist beim Redispatch bis heute der Status quo von vier nebeneinander arbeitenden Netzbetreibern erhalten geblieben. Grundsätzlich sind diese vier regionalen ÜNB – TenneT in der Mitte Deutschlands, Amprion im Westen, 50 Hertz Transmission im Osten und TransnetBW im Südwesten – nach wie vor für die Behebung von Engpässen in ihrer jeweiligen Regelzone zuständig (Abbildung 2).¹³ In diesem Rahmen merkt ein aktueller Beschluss der BNetzA zur Standardisierung des Redispatch zwar vage an, dass „Regelzonenübergreifende Eingriffe [...] zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern zu koordinieren“¹⁴ seien, geht dabei aber nicht auf mögliche Maßnahmen ein. Dies ist dann problematisch, wenn Koordinierungsbedarf zwischen Regelzonen anfällt, zum Beispiel falls erneuerbare Energien in einer Zone abgeregelt werden müssen und dies durch das Hochfahren konventioneller Kraftwerke in einer anderen Zone kompensiert wird.

Abbildung 2

Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Das deutsche Stromnetz ist in mehrere Betriebszonen unterteilt.

TransnetBW im Südwesten – nach wie vor für die Behebung von Engpässen in ihrer jeweiligen Regelzone zuständig (Abbildung 2).¹³ In diesem Rahmen merkt ein aktueller Beschluss der BNetzA zur Standardisierung des Redispatch zwar vage an, dass „Regelzonenübergreifende Eingriffe [...] zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern zu koordinieren“¹⁴ seien, geht dabei aber nicht auf mögliche Maßnahmen ein. Dies ist dann problematisch, wenn Koordinierungsbedarf zwischen Regelzonen anfällt, zum Beispiel falls erneuerbare Energien in einer Zone abgeregelt werden müssen und dies durch das Hochfahren konventioneller Kraftwerke in einer anderen Zone kompensiert wird.

⁸ Siehe zum Beispiel BNetzA (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012.

⁹ §13 Absatz 4a und 4b EnWG, sowie AbLaV (Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012, BGBl. I, 2998).

¹⁰ Siehe BNetzA, Beschluss BK8-12-019, 30.10.2012, 10.

¹¹ Siehe BNetzA Monitoringbericht 2012, 59.

¹² Für 2012 liegen noch keine umfassenden Daten vor. Für die Zone von 50Hertz (Ostdeutschland) deutet sich jedoch eine Entspannung des Redispatch-Volumens an.

¹³ Darüber hinaus bestehen aktuell zwischen deutschen (und europäischen) ÜNB drei regionale Kooperationsinitiativen: Zum einen das Security Service Center, eine Initiative von TenneT und Amprion, um eine gemeinsame Vorhersage von Engpässen zu ermitteln sowie mögliche Maßnahmen zu koordinieren. Zum anderen die Coreso mit Fokus auf Westeuropa und TSC (Transmission System Operator Security Cooperation) mit Fokus auf Zentraleuropa. Beide bieten Koordinationsdienstleistungen für das Netzmanagement auf europäischer Ebene an.

¹⁴ Siehe BNetzA (2012): Beschluss BK6-11-098, 30.10.2012, 49.

Tabelle 2

Redispatch mit und ohne Koordination zwischen den Netzbetreibern

	Volumen des Redispatch in Gigawattstunden	Durchschnittliche Kosten in Euro je Megawattstunde	Kosten für das Engpassmanagement in Millionen Euro
Vier Netzbetreiber – unkoordiniert	4,9	28,2	138,2
Perfekte Koordination	4,1	2,1	8,7

Quelle: Kunz, F., Zerrahn, A. (2013), a. a. O.

© DIW Berlin 2013

Die Koordination zwischen den Netzbetreibern senkt die Kosten deutlich.

Tabelle 3

Ausbaumaßnahmen im Start-Offshore-Netz

Projekt	Übertragungstechnik	Windpark	Geplante Inbetriebnahme
NOR-0-1	Wechselstrom	Riffgat	2013
NOR-0-2	Wechselstrom	Nordergründe	2015
NOR-2-2	Gleichstrom	DolWin1	2014
NOR-2-3	Gleichstrom	DolWin2	2017
NOR-3-1	Gleichstrom	DolWin3	2015
NOR-4-1	Gleichstrom	HelWin1	2014
NOR-4-2	Gleichstrom	HelWin2	2015
NOR-5-1	Gleichstrom	SylWin1	2014
NOR-6-2	Gleichstrom	BorWin2	2015
NOR-6-3	Gleichstrom	BorWin4	2018
NOR-8-1	Gleichstrom	BorWin3	2018
OST-3-2	Wechselstrom	Baltic 2	2014

Quelle: Offshore Netzentwicklungsplan 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

© DIW Berlin 2013

Das Startnetz umfasst vor allem Leitungen in der Nordsee.

Tabelle 4

**Ausbaumaßnahmen im Offshore-Netzentwicklungsplan
Szenario B 2023**

Projekt	Übertragungs- technik	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	Gleichstrom	170	2014	2020
NOR-1-1	Gleichstrom	230	2015	2021
NOR-3-3	Gleichstrom	60	2015	2021
NOR-7-1	Gleichstrom	230	2016	2022
NOR-5-2	Gleichstrom	205	2017	2023
NOR-7-2	Gleichstrom	230	2017	2023
OST-1-1	Wechselstrom	85	2013	2017
OST-1-2	Wechselstrom	85	2013	2017
OST-1-3	Wechselstrom	85	2014	2018
OST-1-4	Wechselstrom	85	2014	2018
OST-1-11	Wechselstrom	30	2014	2018

Quelle: Offshore Netzentwicklungsplan 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

© DIW Berlin 2013

In der Ostsee werden aufgrund der geringen Distanzen Wechselstromleitungen geplant.

Vor diesem Hintergrund untersucht eine aktuelle Studie des DIW Berlin die Auswirkungen unterschiedlicher Koordinierungsregimes beim Redispatch für Deutschland.¹⁵ Es zeigt sich, dass eine bessere Koordination zwischen den Netzbetreibern die Kosten von Redispatchmaßnahmen deutlich verringern könnte. Hierzu wird ein Optimierungsmodell aufgestellt, bei dem die ÜNB in jeder Stunde einer gegebenen Engpasssituation gegenüberstehen und bei Bedarf einen kostenminimalen Redispatch ausführen. Die Autoren unterscheiden dabei verschiedene Grade der Koordination zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern: einerseits die aktuelle Situation geringer Koordination, bei der jeder Netzbetreiber für die Behebung von Engpässen in seiner Regelzone verantwortlich ist und dazu Zugriff auf Ressourcen aus seiner Zone hat; andererseits perfekte Koordination, wobei ein integrierter Netzbetreiber für ganz Deutschland angenommen wird. Die Berechnung der Lastfluss- und Redispatch-Situation mit detaillierten Daten für jede Stunde des Jahres 2011 weist auf deutliche Potentiale zur Kosteneinsparung hin: Während für den unkoordinierten Fall in der Modellrechnung Redispatch-Kosten von 138,2 Millionen Euro im Jahr resultieren, können diese bei koordiniertem Einsatz auf ca. 8,7 Millionen Euro verringert werden (Tabelle 2).¹⁶ Eine engere Koordination des Redispatches über Regelzonen hinweg kann nach diesen Berechnungen somit jährliche Synergieeffekte von fast 130 Millionen Euro realisieren. Während das Volumen des erforderlichen Redispatches sich kaum verändert, sind bei den durchschnittlichen Kosten deutliche Unterschiede erkennbar. So belaufen sich die spezifischen Kosten des Engpassmanagement bei Koordination auf weniger als ein Zehntel gegenüber dem Status quo (2,1 Euro je MWh gegenüber 28,2 Euro je MWh).

Dieser Kostenvorteil entsteht vor allem deshalb, weil die günstigsten Kraftwerke über die Regelzonen hin-

¹⁵ Kunz, F., Zerrahn, A. (2013): The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. DIW Discussion Paper 1298.

¹⁶ Die Kosten von 138,2 Millionen Euro sind das Ergebnis der Modellrechnung. Die Differenz zu den tatsächlichen Kosten im Jahre 2011 von ca. 150 Millionen Euro lässt sich durch Annahmen im Modell erklären sowie durch ein tatsächlich vorhandenes, geringes Niveau an Koordination.

weg eingesetzt werden können. Zudem treten keine gegenläufigen Effekte zwischen Regelzonen auf, und innerhalb einer Zone müssen keine zusätzlichen Anlagen zur Herstellung des Gleichgewichts zwischen Last und Erzeugung aktiviert werden. Durch solche organisatorische Maßnahmen können das bestehende Netz wesentlich effizienter genutzt und die Kosten der Engpassbewirtschaftung reduziert werden; entsprechend sinkt tendenziell auch der Netzausbaubedarf.

Langfristige Planung: Massiver Netzausbau an Land und auf See

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 sah Leitungsbaumaßnahmen von 6 600 km an Land vor (ca. 20 Milliarden Euro Investitionskosten). Hier- von wurden im Rahmen der Prüfung durch die Bundes- netzagentur zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans 2012 5 700 km akzeptiert, darunter 2 800 km komplette Neubautrassen sowie weitere Maßnahmen an bestehen- den Trassen von 2 900 km. Die nicht bestätigten Leitun- gen könnten in Zukunft von den Übertragungsnetz- betreibern jedoch wieder zur Prüfung vorgelegt werden.¹⁷

Ein neues Element der strukturierten Netzplanung stellt der Offshore-Netzentwicklungsplan Strom (O-NEP Strom 2013) dar. Die vormals dezentral koordinierte An- bindung geplanter Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee wird nunmehr im gleichen institutionel- len Rahmen erfasst wie die Netzplanung an Land. Im sogenannten „Start-Offshorenetz“ werden dabei die be- reits in Planung oder Ausführung befindlichen Projekte zusammengefasst (Tabelle 3). Diese umfassen eine Ge- samtlänge von rund 2 215 km, wofür ein Investitions- volumen von ca. zwölf Milliarden Euro vorgesehen ist.

Darüber hinausgehende Projekte im Bereich der Off- shoreanbindungen werden auf Basis des Szenario B 2023 des Netzentwicklungsplans geplant, das auch „Leitszenario“ genannt wird. Die Maßnahmen des Zu- bau-Offshorenetzes sind in Tabelle 4 dargestellt. Für diese Offshore-Netzausbaumaßnahmen werden zusätz- liche Kosten in Höhe von rund zehn Milliarden Euro erwartet. Als Ziele werden in der Nordsee 1 125 km HGÜ- Verbindungen (plus zusätzlich 595 km Wechselstrom- Anschlussleitungen an das bestehende Netz) und in der Ostsee 370 km Wechselstrom-Verbindungen (plus zu- sätzlich 60 km Anschlussleitungen an das bestehende Netz) veranschlagt. Die Abbildungen 3 und 4 zeigen die Lage der einzelnen Leitungen in Nord- und Ostsee.

Abbildung 3

Geplanter Offshore-Netzausbau in der Nordsee



Das Startnetz ist grau dargestellt, die Maßnahmen des Szenario B 2023 sind grün.

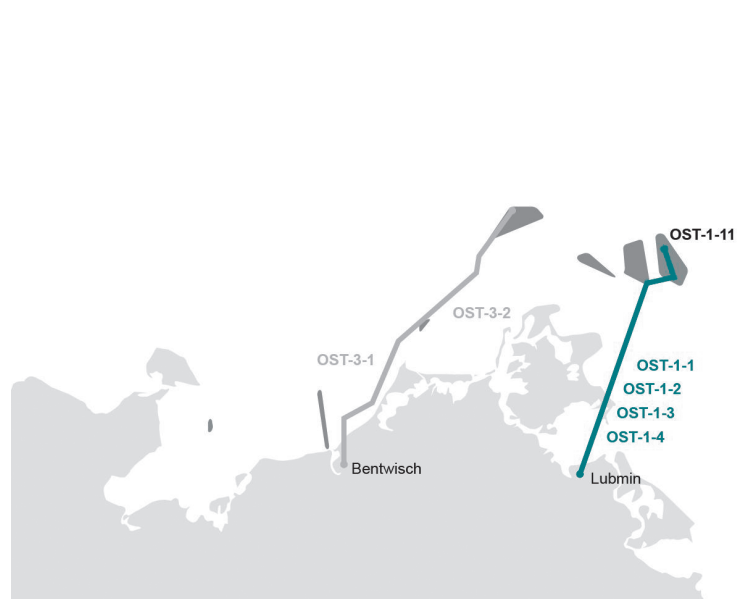
Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

© DIW Berlin 2013

In der Nordsee ist ein umfangreicher Leitungsbau geplant.

Abbildung 4

Geplanter Offshore-Netzausbau in der Ostsee



Das Startnetz ist grau dargestellt, die Maßnahmen des Szenario B 2023 sind grün.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf dem Offshore Netzentwicklungsplan 2013 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

© DIW Berlin 2013

In der Ostsee sind deutlich weniger Projekte geplant als in der Nordsee.

¹⁷ Jarras, L. (2013): Stellungnahme beim Ausschuss für Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages zum Thema Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze am 15. April 2013.

Abbildung 5

Lage der geplanten Strom-Autobahnen



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Alle Korridore verlaufen in Nord-Süd-Richtung.

Methodik bewirkt Überschätzung des Ausbaubedarfs

Die der Netzausbauplanung zugrundeliegende Methodik führt tendenziell zu einer Überschätzung des Netzausbaubedarfs, die sich sowohl im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz als auch im Netzentwicklungsplan 2013 widerspiegelt. Kritikpunkte an der Überdimensionierung der Netze sind zuletzt bei der parlamentarischen Anhörung im Wirtschaftsausschuss des Deutschen Bundestages am 15. April 2013 geäußert worden;¹⁸

¹⁸ Vgl. Ritzau, M (2013): Stellungnahme zum Thema: „Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze“. Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung des Bundestages, Ausschuss für Wirtschaft, am 15. April. 2013; sowie Jarass (2013): Geplanter Netzausbau weit überdimensioniert. Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung des Bundestages, Ausschuss für Wirtschaft, am 15. April. 2013, der sich auch auf weitergehende Argumente in Jarass und Obermair (2012): Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende? Münster, bezieht.

- bei der Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus werden dessen Kosten vernachlässigt. Die Methodik der Netzausbauberechnung sieht zunächst die Optimierung des Einsatzes eines gegebenen Kraftwerksparks vor („Merit Order“), bevor daran anschließend der „notwendige“ Netzausbau ermittelt wird. Dies führt dazu, dass im Rahmen der Modellierung möglicherweise Kraftwerke eingesetzt werden, die bei Berücksichtigung der erforderlichen Netzausbaubaukosten nicht zum Einsatz gekommen wären;
- unterschiedliche denkbare Entwicklungsszenarien der Stromerzeugungskapazitäten, beispielsweise der verstärkte Bau von Kraftwerken in Süddeutschland oder Strombezug aus dem Ausland, finden bei der Netzplanung keine Berücksichtigung. Insbesondere die Platzierung von Erzeugungskapazitäten nahe der Lastzentren im Süden des Landes könnte jedoch eine Verringerung des Netzausbaubedarfs bewirken. Somit wird beispielsweise für bestehende Kohlekraftwerke an der Nordsee eine zusätzliche Leitung zu Verbrauchern nach Süddeutschland konzipiert, wohingegen der Bau von verbrauchsnahe Erdgaskraftwerken in Süddeutschland vernachlässigt wird;
- des Weiteren vernachlässigt die verwendete Methode technische Alternativen, die den Umbau bestehender Infrastrukturen gegenüber dem Bau neuer Leitungen vereinfachen könnten; diese beinhalten vor allem die Nutzung von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen. Diese Alternativen werden derzeit nur unzureichend berücksichtigt, obwohl Pilotprojekte hierzu positive Ergebnisse erbracht haben;¹⁹
- nicht zuletzt fordert die Methodik, dass sowohl konventionelle als auch erneuerbare Stromerzeuger jederzeit mit voller Leistung in das Übertragungsnetz einspeisen können. Die Auslegung des Netzausbaus für den Fall starken Windes bei gleichzeitiger Einspeisung konventionellen Stroms bevorteilt vor allem traditionelle Standorte der Kohleverstromung. Ohne den Bau entsprechender Leitungskapazitäten müssten aufgrund der bestehenden Vorrang einspeisung von erneuerbaren Energien Kohlekraftwerke künftig öfter heruntergeregelt werden;
- genauso führt die aktuelle Verpflichtung der Netzbetreiber, Strom aus erneuerbaren Energiequellen unbegrenzt aufzunehmen, zu einer Überdimensionierung.

¹⁹ Leiterseilmonitoring kann zu einer erhöhten Nutzung bestehender Netzinfrastruktur führen, indem zum Beispiel an kalten Tagen die Leitungen höher belastet werden können; Hochtemperaturleiterseile führen zu einer besseren Auslastung bestehender Korridore (beispielsweise das Pilotprojekt Remptendorf-Redwitz).

nierung des Netzausbaus. Dies bezieht sich insbesondere auf die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne. Um dem Einspeisegebot Folge leisten zu können, müssen erhebliche Übertragungskapazitäten vorgehalten werden, welche größtenteils nicht genutzt werden.

Die der Netzausbauplanung zugrundeliegende Methodik führt daher strukturell zu einem überhöhten Netzausbaubedarf. Dieser könnte zudem den Zielen der Energiewende zuwiderlaufen, wenn emissionsintensive Kraftwerke durch den Netzausbau verstärkt ausgelastet werden. Es ist unklar, warum die genannten Punkte bisher keinen Eingang in die Netzplanung gefunden haben; zumindest in Szenariorechnungen sollten sie berücksichtigt werden.²⁰

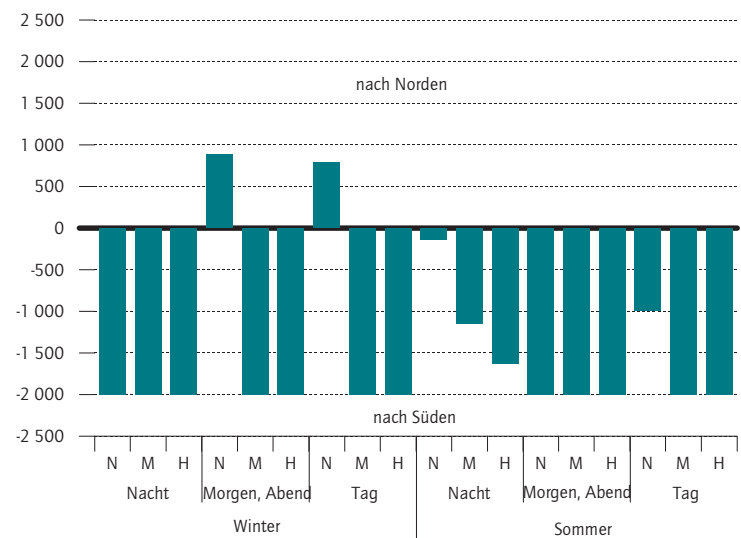
Einspeisepunkte von geplanten Strom-Autobahnen liegen in Regionen mit starker Kohleverstromung

Besonders deutlich wird der Einfluss der verwendeten Methodik auf den resultierenden Ausbaubedarf bei den Höchstspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen. Diese Technologie eignet sich aufgrund geringer Leitungsverluste vor allem für den Stromtransport über weite Entfernungen und ohne Vermaschungspunkte mit dem übrigen Netz. Im Bundesbedarfsplan sind in den nächsten Jahren drei Verbindungen geplant, die alle in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet sind (Abbildung 5): Osterath-Philippsburg (Korridor A Süd), Brunsbüttel-Großgartach (Korridor C) sowie Lauchstädt-Meitingen (Korridor D); hierzu kommt eine eventuell später vorgesehene Verbindung von Emden nach Osterath (Korridor A Nord).

Die Ermittlung der Charakteristika der zu erwartenden Leitungsflüsse in den HGÜ-Korridoren A und D erfolgt unter Verwendung des Strommodells ELMOD.²¹ Für das Jahr 2022 wurde der Lastfluss auf den zu betrachtenden Leitungen anhand einer Modellierung des europäischen Stromnetzes mit Fokus auf Deutschland ermittelt.²² Anhand von 18 Typstunden werden unterschied-

Abbildung 6

Lastflüsse der Leitung in Korridor D In Megawatt



N, M und H stehen für niedrige, mittlere und hohe Einspeisung erneuerbarer Energien.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Strom fließt überwiegend von Mittel- nach Süddeutschland.

liche Systemzustände simuliert. Die hier verwendeten Typstunden unterscheiden sich in der Saison (Sommer, Winter), im Dargebot erneuerbarer Energien (hoch, mittel, niedrig) und der angenommenen Netzlast (Nacht, Morgen/Abend, Tag). Abbildung 6 zeigt beispielhaft die Auslastung der Leitung D für alle Typstunden. Man sieht, dass die Flüsse erwartungsgemäß überwiegend von Norden nach Süden fließen; die Leitung ist durchschnittlich zu 82 Prozent ausgelastet. In nur zwei Typfällen ergibt sich ein Fluss von Süden nach Norden. Eine analoge Rechnung zeigt, dass auch die HGÜ-Leitung im Korridor A eine sehr hohe Auslastung aufweisen würde.

Die Einspeisepunkte der Korridore A Süd und D liegen in Regionen mit starker Kohleverstromung. Somit wirken diese Leitungen tendenziell bestandserhaltend auf die Braun- und Steinkohlekraftwerke dieser Regionen.

Fazit und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen

Der Umbau der Übertragungsnetze in Deutschland schreitet langsam, aber kontinuierlich voran. Auf absehbare Zeit dürfte der in Umsetzung befindliche Netzausbau keinen schwerwiegenden Engpass für die Energiewende darstellen. Engpässe im Stromnetz können von den Netzbetreibern kontrolliert werden; im Jahr 2011

²⁰ Ritzau, M. (2013), a. a. O., Seite 5, fordert zum Beispiel, dass die „ÜNB im Rahmen einer Zusatzuntersuchung zum NEP Strom 2013 Sensitivitätsuntersuchungen liefern, welche eine Begrenzung der EEG-Einspeisung auf 80 Prozent der regionalen installierten EEG-Leistung untersuchen, eine alternative Regionalisierung der EEG-Einspeiseleistung und eine Absenkung von Stromverbrauch und Jahreshöchstlast in Deutschland untersuchen.“

²¹ Vgl. Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C. (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics 12, 75–107.

²² Vgl. Egerer, J., Lorenz, C., Gerbaulet, C. (2013): European Electricity Grid Infrastructure Expansion in a 2050 Context. DIW Discussion Paper Nr. 1299. Als zugrundeliegendes Netz wird das Netz für 2022 basierend auf dem heute existierenden Netz plus den Ausbaumaßnahmen aus dem Ten-Year-Network-Development-Plan 2012 inklusive der HGÜ-Korridore A und D angenommen.

lag das Volumen entsprechender Maßnahmen unterhalb von einem Prozent des Stromverbrauchs. Durch eine bessere Koordinierung zwischen den vier Netzbetreibern könnten darüber hinaus die Kosten des Engpassmanagements erheblich reduziert werden.

Mittelfristig könnte ein überdimensionierter Netzausbau die Ziele der Energiewende untergraben, wenn die Behebung von Netzengpässen eine erhöhte Auslastung von Braun- und Steinkohlekraftwerken erlaubt. Der neue institutionelle Rahmen der Netzplanung führt zwar zu höherer Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Rechnungen, hat jedoch zu keiner Abkehr vom traditionellen Netzplanungsparadigma geführt, demzufolge alle bestehenden fossilen Kraftwerke keinerlei netzbedingten Einschränkungen unterliegen sollen. Insbesondere die geplanten HGÜ-Leitungen dienen kurz- und mittelfristig nicht nur der Aufnahme erneuerbaren Stroms, sondern transportieren auch den in Nordrhein-Westfalen und Mittel-/Ostdeutschland vorherrschenden, hauptsächlich auf Kohle beruhenden Strommix.

Clemens Gerbaulet ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

Friedrich Kunz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

Die bisherigen Erfahrungen mit der Bundesbedarfsplanung legen einen Überarbeitungsbedarf der Methodik nahe: Bisher werden zunächst Annahmen über die Standorte und den Einsatz fossiler Kraftwerke getroffen; erst danach werden die erforderlichen Netzkapazitäten bestimmt. Stattdessen sollten in Zukunft die Netz- und Erzeugungsplanung gemeinsam betrachtet werden. Zudem sollte das Netz nicht auf die letzte einzuspeisende Kilowattstunde ausgelegt werden, denn im Fall von Starkwindeinspeisung ist die Abregelung von konventionellen Kraftwerken oder gewisser Erzeugungsspitzen erneuerbaren Energien in der Regel effizienter als die Bereitstellung entsprechender Leitungskapazitäten. Technische Alternativen wie Hochtemperaturseile und Leitungsseilmonitoring sollten flächendeckend eingesetzt werden. Nicht zuletzt sollte die Netzplanung künftig auf einen breiteren Satz an Szenarien gestützt werden, einschließlich einer stärker dezentralen Entwicklung erneuerbarer Stromerzeuger sowie einer größeren Bedeutung von Lastmanagement und Speichern. Die tatsächlich notwendigen Umbaumaßnahmen dürften sich auf diese Weise verringern lassen.

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin und Professor an der TU Berlin | cvhirschhausen@diw.de

Alexander Zerrahn ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | azerrahn@diw.de

GERMAN ELECTRICITY TRANSMISSION GRID REMAINS ROBUST

Abstract: In the second year after the shutdown of seven nuclear power plants in March 2011, the situation of the German high voltage electricity transmission grid remained robust. Even though some expansion projects are behind schedule, the grid reconstruction advances steadily as several essential lines have made considerable progress during the last year—inter alia connections between the old and new federal states. Due to the effectiveness of existing congestion management measures, the current delay in the realization of some projects

causes no concern. Measures of congestion management only comprise a very small share of the actual electricity demand; moreover, they could be carried out in a much more cost-effective fashion by coordinating them appropriately. The current methodology for the long-run grid expansion planning tends to overestimate the expansion needs—especially for two of the high voltage direct current lines (“electricity highways”) that are included in the Law on National Electricity Grid Expansion Requirements (“Bundesbedarfsplangesetz”).

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
80. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

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

Lektorat

Prof. Dr. Pio Baake

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 Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.