

Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung

Von Robert Mieth, Richard Weinhold, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen und Claudia Kemfert

Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau spielen eine wichtige Rolle für die Entwicklung des Stromsystems. Aufgrund der vorausschauenden Planung der Übertragungsnetzbetreiber sowie großzügiger finanzieller Anreize beim Netzausbau hat sich das Stromnetz bis heute nicht als Engpass für die Energiewende entwickelt. Die bisherige Netzausbauplanung berücksichtigte bereits Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien, den Atomausstieg sowie den Europäischen Emissionshandel. Jetzt wurden erstmals Szenarien aufgenommen, in denen die deutschen Klimaschutzziele für den Stromsektor explizit enthalten sind. Demnach müssen die CO₂ Emissionen des Kraftwerksparks von 317 Millionen Tonnen im Jahr 2013 auf 187 Millionen Tonnen bis 2025 und 134 Millionen Tonnen bis 2035 zurückgeführt werden. Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens sah im Vergleich zur letztjährigen Fassung eine erhebliche Steigerung der Braunkohlekapazitäten vor. Im Gegensatz dazu enthält die nun von der Bundesnetzagentur genehmigte Fassung je nach Szenario eine gegenüber dem Entwurf um fünf bis sieben Gigawatt reduzierte Erzeugungsleistung von Braunkohlekraftwerken.

Die Entwicklung der deutschen Stromübertragungsnetze wird seit dem Jahr 2011 in einem neu strukturierten Verfahren geplant. Dieser iterative Prozess besteht aus einem Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur (BNetzA), unter der regelmäßigen Durchführung von öffentlichen Konsultationsverfahren.¹ Jährlich wird ein Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt, der spätestens alle drei Jahre die Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz bildet. Grundlage dieses Prozesses ist der Entwurf eines Szenariorahmens durch die Netzbetreiber, der verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Stromerzeugungsleistung unterschiedlicher Technologien und der Nachfrage für einen Zeitraum von zehn bis 20 Jahren enthält. Obwohl die Transparenz dieses Prozesses gegenüber früheren Netzplanungsverfahren gestärkt wurde, wird auch Kritik geübt.

Die Berücksichtigung von Klimaschutzziele bei der Netzentwicklungsplanung wurde zuletzt kontrovers diskutiert. Die Autoren dieses Berichts haben sich dabei frühzeitig dafür ausgesprochen, dass der Netzausbau nicht nur der Systemsicherheit sondern auch dem Klimaschutz dienen sollte.²

Bereits bisher wurden Ausbauziele für erneuerbare Energien und ein – jedoch moderater – Zertifikatspreis aus dem Europäischen Emissionshandel (ETS) in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt.³ Im aktuellen

¹ Vgl. zur Darstellung des Verfahrens den Kasten „Neuer institutioneller Rahmen der Netzplanung“ in Gerbaulet, C. et al. (2013): Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. DIW Wochenbericht Nr. 20+21/2013, 4.

² Vgl. die gemeinsame Stellungnahme von DIW Berlin und Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik TU Berlin, Ihlenburg, R. et al. (2014): Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025 des Netzentwicklungsplan Strom 2015. Vom 30. April 2014, Berlin; sowie Jarass, L. (2013): Stromnetzausbau für erneuerbare Energien erforderlich oder für unnötige Kohlestromeinspeisung? EWeRK, Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Heft 6/2013. Für eine ähnliche Argumentation vgl. Flachsbarth, F. et al. (2014): Ein Netz für die heutige Welt oder für die Welt von morgen? Kommentierung des NEP Szenariorahmens 2015, Freiburg, Öko-Institut, 23. Juni 2014.

³ Aktuell wird eine Reform des Europäischen Emissionshandels im Europäischen Parlament diskutiert, aufbauend auf einem Vorschlag der EU-Kommission und nach Zustimmung des Rats vom Oktober 2014.

Szenariorahmen 2015, der am 19. Dezember 2014 von der BNetzA genehmigt wurde, sind nun zum ersten Mal Szenarien enthalten, die die CO₂-Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung für den Stromsektor explizit enthalten. Zudem wird gegenüber früheren Planungen ein schnellerer Braunkohleausstieg angenommen. Die von der Bundesnetzagentur vorgenommenen Anpassungen sind im Kontext der aktuellen klimapolitischen Debatte zu sehen. Die Bundesregierung hat sich zuletzt erneut zur Erreichung des deutschen Minderungsziels für Treibhausgasemissionen von minus 40 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 bekannt. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wurde dem Stromsektor ein konkretes Reduktionsziel vorgeschrieben, welches bis 2020 durch eine noch festzulegende Methode erreicht werden muss.⁴

Netzausbau bisher kein Engpass für die Energiewende

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird vielfach geäußert, dass das Tempo des Netzausbaus das Tempo der Energiewende bestimme.⁵ Aktuelle Studien sowie die von der BNetzA genannten Zahlen zeigen, dass dies bisher nicht der Fall ist.⁶ Erstens schreiten Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau kontinuierlich voran.⁷ Sowohl Netzerweiterungen (Neu- und Zusatzbeseilung) als auch Netzausbauten in bestehenden und neuen Trassen erfuhren in der Vergangenheit keine starken Verzögerungen. Viele weitere Leitungsabschnitte sind in einem fortgeschrittenen Stadium der Projektierung und werden in naher Zukunft fertig gestellt werden.⁸ Somit ist der Netzausbau dem Zeitplan zwar leicht hinterher, stellt aber auf absehbare Zeit keinen Engpass für die Energiewende dar.

Zweitens ist das deutsche Verbundnetz aufgrund seiner historischen Entwicklung in den letzten Jahrzehnten bereits stark ausgebaut worden; dadurch sind – trotz des Atomausstieges und einem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien – die erforderlichen Leistungsanpassungen zur Vermeidung von Netzengpässen (Redispatch) in Deutschland bisher insgesamt gering

geblieben. Allerdings sind auch Nachbarländer über Ringflüsse betroffen.

Im Jahr 2013 summierten sich die Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb (Redispatch) auf 4,4 Terawattstunden;⁹ dies entspricht weniger als einem Prozent der insgesamt in diesem Jahr in Deutschland erzeugten Strommenge. Die Zahl beinhaltet sowohl strom- als auch spannungsbedingte Maßnahmen sowie die getätigten Gegengeschäfte. Die Maßnahmen verteilten sich auf 232 Tage des Jahres 2013 und hatten eine kumulierte Gesamtdauer von 7 965 Stunden. Die Kosten für den nationalen Redispatch betrugen rund 133 Millionen Euro. Von diesen Leistungsanpassungen entfällt der Großteil auf Maßnahmen innerhalb der Regelzone von TenneT und auf die Grenzregion zwischen TenneT und 50Hertz Transmission.¹⁰ Auch im Jahr 2014, für das noch keine detaillierten Daten vorliegen, konnten die Netzbetreiber die Situation mit den vorhandenen Instrumenten jederzeit beherrschen.

Bisherige Szenariorahmen und Netzplanung mit hoher Braunkohleverstromung

Die Methodik der Netzentwicklungsplanung sah bisher eine weitgehende Netzintegration von Braunkohlekraftwerken vor. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gesetzliche Aufgabe ein Netz bereitzustellen, welches den im Marktergebnis zustande gekommenen Kraftwerkseinsatz so oft wie möglich vollständig aufnehmen und zu den Verbrauchern transportieren kann. Der Wettbewerb zwischen den Kraftwerksbetreibern soll so möglich gemacht und gefördert werden.

Der Europäische Emissionshandel, ein europaweites Instrument zur Reduktion von CO₂-Emissionen, führte aufgrund des sehr niedrigen Zertifikatepreises in den letzten Jahren nicht zu einem Brennstoffwechsel von Braun- und Steinkohle hin zum weniger emissionsintensiven Erdgas im deutschen Stromsektor. Im gegenwärtigen Marktdesign sind Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer niedrigen Erzeugungskosten meist im Marktergebnis enthalten, außer in solchen Stunden, in denen sie durch sehr hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert werden. Dies zeigen die Simulationen der Übertragungsnetzbetreiber mit Prognosen für das Jahr 2024.¹¹

⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Berlin, 28.

⁵ Vgl. 50Hertz et al. (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 4. November 2014, 120.

⁶ Vgl. Monitoringberichte der BNetzA, sowie Kunz, F. et al. (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. DIW Wochenbericht Nr. 48/2013.

⁷ So wurden von den 2009 mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedeten Maßnahmen bisher über 400 von 1 887 Trassenkilometern realisiert.

⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2014): EnLAG Monitoringbericht. Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014, Berlin.

⁹ Vgl. auch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014. Bonn, 14. Dezember 2014, www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm.

¹⁰ Die Regelzone des Netzbetreibers TenneT erstreckt sich von Schleswig-Holstein und Niedersachsen über Hessen nach Bayern. Der Netzbetreiber 50Hertz Transmission deckt das Gebiet Nordost-Deutschland ab.

¹¹ Vgl. 50Hertz et al. (2014), a. a. O., 53.

Entwurf des Szenariorahmens 2025 nahm höhere Braunkohlekapazitäten an

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025¹² der Übertragungsnetzbetreiber vom 30. April 2014 sah in allen Szenarien eine im Vergleich zum NEP 2014 erheblich gestiegene Braunkohleleistung vor, im Szenario A 2025 sogar den Bau von zwei neuen Braunkohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen (Niederaußem) und Sachsen-Anhalt (Profen).¹³ Zudem wurde vorgeschlagen, für die Laufzeit der Braunkohlekraftwerke nicht wie bisher eine pauschale Lebensdauer von 50 Jahren anzunehmen, sondern stattdessen eine Kopplung an die Genehmigungszeiten der Tagebaue vorzunehmen. Dadurch ergaben sich in den einzelnen Szenarien Erhöhungen der Braunkohlekapazitäten von 2,0 (Szenario C) bis 4,3 Gigawatt (Szenario A) für 2025 und 2,6 Gigawatt für 2035 gegenüber den jeweiligen Werten aus dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2014 (Abbildung 1). Eine konsistente Auswahl der Kraftwerksblöcke auf Basis der Kopplung an die Tagebaue war nicht erkennbar und die getroffenen Annahmen zur Laufzeitverlängerung waren nicht nachvollziehbar.

Genehmigter Szenariorahmen mit Emissionsreduktionszielen und weniger Braunkohle

Der von der Bundesnetzagentur am 19. Dezember 2014 genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält neben den vier bereits bisher verwendeten Szenarien zwei zusätzliche Szenarien (Tabelle 1). In insgesamt drei der Szenarien sind die Beiträge der Stromwirtschaft zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele explizit zu berücksichtigen. Wie bisher gibt es für den Zeithorizont von 10 Jahren (das heißt 2025) grundsätzlich drei Szenarien A, B und C, von denen das mittlere Szenario B für 20 Jahre (2035) fortgeschrieben wird.¹⁴ Neu ist, dass der Entwicklungspfad B in jeweils zwei Szenario-Varianten B1 und B2 dargestellt wird. In den B1-Varianten werden die Klimaschutzziele der Bundesregierung wahrscheinlich nicht erreicht. Dagegen wird in den B2-Varianten eine Emissionsrestriktion vorgeschrieben, die mit den Emissionszielen der Bundesregierung für den Stromsektor übereinstimmt: In den drei Szenarien B2 2025, B2 2035 und C müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Marktsimulation zur Ermittlung des Stromtransportbedarfs diese Restriktion

¹² Der Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber trägt den Titel „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015“, die genehmigte Fassung der Bundesnetzagentur verwendet den Begriff „Szenariorahmen 2025“.

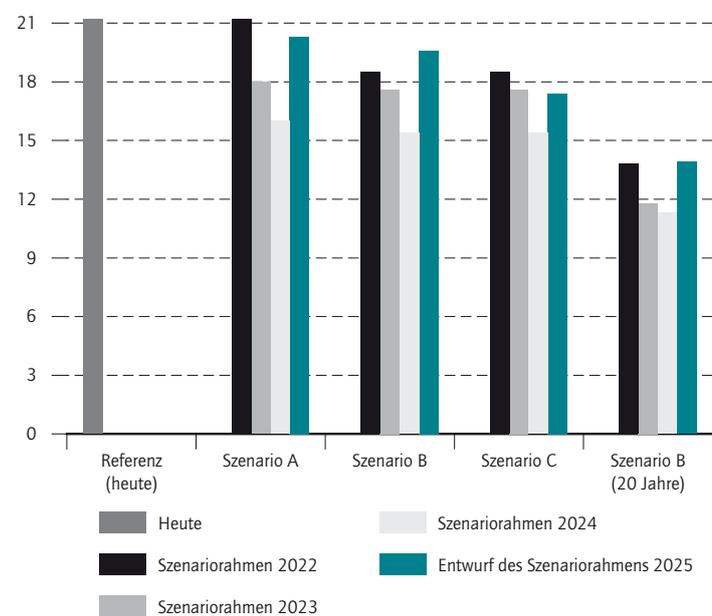
¹³ Das Kraftwerk Profen war bereits im NEP 2014 enthalten.

¹⁴ Nach § 12a, Art. 1, Satz 3 des EnWG beschreibt es die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre.

Abbildung 1

Braunkohlekapazitäten in den bisherigen Szenariorahmen

In Gigawatt



Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025 enthielt hohe Braunkohlekapazitäten.

Tabelle 1

Überblick über die neue Szenarienstruktur

	Szenario für Jahr:	
	2025	2035
Ohne Emissionsobergrenze	A, B1	B1
Mit Emissionsobergrenze	B2, C	B2

Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Der Entwicklungspfad B wird aufgeteilt in je ein Szenario ohne und mit Emissionsobergrenze.

in einer Nebenbedingung berücksichtigen, nach der im Jahr 2025 maximal 187 Millionen Tonnen CO₂ und im Jahr 2035 maximal 134 Millionen Tonnen CO₂ emittiert werden dürfen.

Die von der BNetzA für die Erstellung des NEP 2015 genehmigten Braunkohlekapazitäten wurden gegenüber dem Entwurf der Netzbetreiber um knapp fünf (B 2035) bis sieben (C 2025) Gigawatt reduziert (Abbildung 2); letzteres entspricht einem Drittel der heute in Deutschland installierten Braunkohlekraftwerksleistung. Ein

Tabelle 2

Liste der Braunkohlekraftwerke im genehmigten Szenariorahmen 2025

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Blockname	Bundesland	Inbetriebnahme	Nettoleistung in MW	Nettoleistung im genehmigten Szenariorahmen in MW			
						Szenario A 2025	Szenario B1/B2 2025	Szenario C 2035	Szenario B1/B2 2035
BNA0081	Klingenberg	Klingenberg	Berlin	1981	164	164	164	0	0
BNA0183	HKW Cottbus	I	Brandenburg	1999	74	74	74	74	74
BNA0785	KW Jänschwalde	A	Brandenburg	1981	465	465	465	0	0
BNA0786	KW Jänschwalde	B	Brandenburg	1982	465	465	465	0	0
BNA0787	KW Jänschwalde	C	Brandenburg	1984	465	465	465	0	0
BNA0788	KW Jänschwalde	D	Brandenburg	1985	465	465	465	0	0
BNA0789	KW Jänschwalde	E	Brandenburg	1987	465	465	465	465	0
BNA0790	KW Jänschwalde	F	Brandenburg	1989	465	465	465	465	0
BNA0914	Schwarze Pumpe	A	Brandenburg	1997	750	750	750	750	750
BNA0915	Schwarze Pumpe	B	Brandenburg	1998	750	750	750	750	750
BNA0439	Buschhaus	D	Niedersachsen	1985	352	352	352	0	0
BNA0292	Frechen / Wachtberg	Frechen / Wachtberg	Nordrhein-Westfalen	1959	118	0	0	0	0
BNA0313	Frimmersdorf	P	Nordrhein-Westfalen	1966	284	0	0	0	0
BNA0314	Frimmersdorf	Q	Nordrhein-Westfalen	1970	278	0	0	0	0
BNA0489	Goldenberg	E	Nordrhein-Westfalen	1992	66	0	0	0	0
BNA0490	Goldenberg	F	Nordrhein-Westfalen	1993	85	0	0	0	0
BNA0491	Ville / Berrenrath	Ville / Berrenrath	Nordrhein-Westfalen	1991	52	52	52	52	52
BNA0543	HKW Merkenich	Block 6	Nordrhein-Westfalen	2010	75	75	75	75	75
BNA0696	Neurath	A	Nordrhein-Westfalen	1972	277	0	0	0	0
BNA0697	Neurath	B	Nordrhein-Westfalen	1972	288	0	0	0	0
BNA0698	Neurath	C	Nordrhein-Westfalen	1973	292	0	0	0	0
BNA0699	Neurath	D	Nordrhein-Westfalen	1975	607	0	0	0	0
BNA0700	Neurath	E	Nordrhein-Westfalen	1976	604	604	0	0	0
BNA0705	Niederaußem	D	Nordrhein-Westfalen	1968	297	0	0	0	0
BNA0706	Niederaußem	F	Nordrhein-Westfalen	1971	299	0	0	0	0
BNA0707	Niederaußem	H	Nordrhein-Westfalen	1974	648	0	0	0	0
BNA0708	Niederaußem	G	Nordrhein-Westfalen	1974	653	0	0	0	0
BNA0709	Niederaußem	K	Nordrhein-Westfalen	2002	944	944	944	944	944
BNA0710	Niederaußem	B	Nordrhein-Westfalen	1963	125	0	0	0	0
BNA0711	Niederaußem	A	Nordrhein-Westfalen	1963	125	0	0	0	0
BNA0712	Niederaußem	C	Nordrhein-Westfalen	1965	294	0	0	0	0
BNA0713	Niederaußem	E	Nordrhein-Westfalen	1970	295	0	0	0	0
BNA1025	Weisweiler	E	Nordrhein-Westfalen	1965	312	0	0	0	0
BNA1026	Weisweiler	F	Nordrhein-Westfalen	1967	304	0	0	0	0
BNA1027	Weisweiler	G	Nordrhein-Westfalen	1974	592	0	0	0	0
BNA1028	Weisweiler	H	Nordrhein-Westfalen	1975	592	0	0	0	0
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	Nordrhein-Westfalen	2012	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
BNA1401b	BoA 3	Neurath G	Nordrhein-Westfalen	2012	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050
BNA0115	Lippendorf	R	Sachsen	2000	875	875	875	875	875
BNA0116	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	Sachsen	1999	875	875	875	875	875
BNA0122	Boxberg	N	Sachsen	1979	465	465	0	0	0
BNA0123	Boxberg	P	Sachsen	1980	465	465	0	0	0
BNA0124	Boxberg	Q	Sachsen	2000	857	857	857	857	857
BNA1404	Boxberg	R	Sachsen	2012	640	640	640	640	640
BNA0177	HKW Chemnitz Nord II	Block B	Sachsen	1988	57	57	57	57	0
BNA0179	HKW Chemnitz Nord II	Block C	Sachsen	1990	91	91	91	91	0
BNA0196	Deuben		Sachsen-Anhalt	1936	67	0	0	0	0
BNA0878	Schkopau	A	Sachsen-Anhalt	1996	450	450	450	450	450
BNA0879	Schkopau	B	Sachsen-Anhalt	1996	450	450	450	450	450
	Kraftwerke < 50 MW				428	351	302	278	244
	Insgesamt				21 206	14 231	12 648	10 248	9 136

Quelle: Bundesnetzagentur.

Viele heute betriebene Braunkohlekraftwerke werden im Szenariorahmen nicht mehr berücksichtigt.

Grund für die Reduktion besteht darin, dass die von den Netzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der Laufzeit von Kraftwerksblöcken an die Genehmigungsdauer der Tagebaue von der BNetzA abgelehnt wurde.¹⁵ Entsprechend wurde die Kraftwerksliste um Braunkohlekraftwerke bereinigt: die Neubauprojekte in Profen und Niederaußem im Szenario A 2025 wurden gestrichen und die Laufzeiten bestehender Braunkohlekraftwerke stark reduziert (Tabelle 2).

Vor diesem Hintergrund kann auch der Neuerschluss von Braunkohletagebauen, welcher mit dem Bedarf an Braunkohleverstromung gerechtfertigt wurde, neu bewertet werden: Dies bezieht sich sowohl auf die Tagebauprojekte Jänschwalde-Nord, Welzow-Süd II und Nochten II (Lausitz), als auch auf Lützen und Pödelwitz (Mitteldeutschland), sowie auf eine Reduktion des Tagebaus Garzweiler II (Nordrhein-Westfalen).

Zudem soll der Bundesnetzagentur zufolge ab sofort bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs die Methodik der Spitzenkappung angewendet werden, nach der Einspeisespitzen von Windkraftanlagen an Land und von Photovoltaikanlagen in einer Höhe von ungefähr drei Prozent der Jahreserzeugung abgeregelt werden dürfen. Dies deckt sich mit den Forderungen des Grünbuchs, in dem hervorgehoben wird, dass es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Netze für die „letzte erzeugte Kilowattstunde auszubauen“.¹⁶

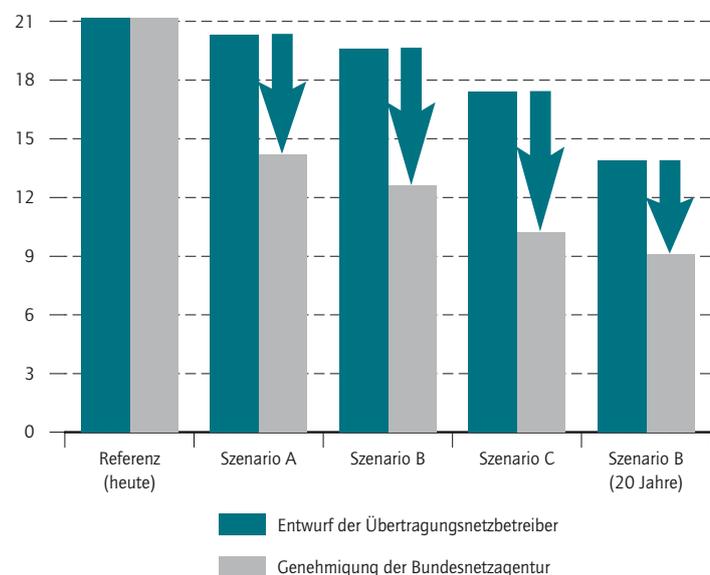
In dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen 2025 hat die Regulierungsbehörde somit ihre Befugnisse genutzt, um die Netzentwicklung in Einklang mit gesetzlichen Regelungen und gesellschaftlichen Zielen der Energiewende zu bringen. Die Einsicht, dass für die Umsetzung der Energiewende die Netzplanung nicht losgelöst betrachtet werden kann, ist wegweisend für das künftige Stromsystem. Mittelfristig verbleiben weitere methodische Korrekturen am Prozess der Netzentwicklungsplanung. Dazu gehört insbesondere eine bessere Abstimmung mit analogen Planungsprozessen in europäischen Nachbarstaaten.

¹⁵ „Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen.“ Vgl. Bundesnetzagentur (2014): Genehmigung Szenariorahmen 2025, Az.:6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025, Berlin, 67.

¹⁶ Vgl. BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Grünbuch. Berlin, November 2014, 27. Eine aktive Aufnahme dieser Option in die derzeitige Netzentwicklungsplanung ist aber noch nicht möglich, da aus den §§8, 11, und 12 des EEG hervorgeht, dass die Netzbetreiber ihre Netze so auszulegen haben, dass jederzeit der gesamte Strom aus regenerativer Erzeugung aufgenommen und transportiert werden kann. Vgl. Bundesnetzagentur (2014), a. a. O.

Abbildung 2

Braunkohlekapazitäten im genehmigten Szenariorahmen 2025
In Gigawatt



Quelle: Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2015

Je nach Szenario wurden die Braunkohlekapazitäten um circa fünf bis sieben Gigawatt reduziert.

Fazit

Die Übertragungsnetzbetreiber sahen im Entwurf des Szenariorahmens 2025 aufgrund von Neuinvestitionen und der Bindung der lokalen Braunkohleverstromung an die Kohleverfügbarkeit in den Tagebauen gegenüber dem NEP 2014 erhöhte Braunkohlekapazitäten vor. Dies war inkonsistent mit dem von der Bundesregierung vorgesehenen Beitrag der Stromwirtschaft zu den deutschen CO₂-Emissionsminderungszielen von minus 40 Prozent bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 1990.

Der von der Bundesnetzagentur am 19. Dezember 2014 genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber deutlich geringere Braunkohlekapazitäten. Zudem schreibt er in drei Szenarien vor, bei der Ermittlung des Transportbedarfs der Marktsimulation Nebenbedingungen zu berücksichtigen, nach denen im Jahr 2025 maximal 187 Millionen Tonnen CO₂ und im Jahr 2035 maximal 134 Millionen Tonnen CO₂ emittiert werden. Somit berücksichtigt der Szenariorahmen nun explizit die Emissionsminderungsziele der Bundesregierung für den Stromsektor.

Die Verfahrensvorschriften der Netzentwicklungsplanung sehen auch in Zukunft schrittweise Weiterentwicklungen der Szenariorahmen und der darauf aufbauenden Netzentwicklungspläne vor, die mindestens alle drei Jahre in ein Bundesbedarfsplangesetz eingehen. Grundlage für Planungs- und Genehmigungs-

prozesse sollte dabei immer der aktuellste vorliegende Netzentwicklungsplan sein, dies ist derzeit der NEP 2014. Die aktuellen Änderungen im Szenariorahmen werden Eingang in den NEP 2015 finden, dessen Bestätigung für Ende 2015 erwartet wird. Im Jahr 2016 erfolgt planmäßig die Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes.

Robert Mieth ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | rom@wip.tu-berlin.de

Richard Weinhold ist Projektmitarbeiter an der TU Berlin | riw@wip.tu-berlin.de

Clemens Gerbaulet ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Berlin | clg@wip.tu-berlin.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Claudia Kemfert leitet die Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

ELECTRICITY GRIDS AND CLIMATE TARGETS: NEW APPROACHES TO GRID PLANNING

Abstract: Grid optimization, capacity increases, and grid expansion all play a key role in the development of the German power generation system. Thanks to transmission system operators' foresightedness with regard to grid planning, as well as generous financial incentives related to grid expansion, Germany's energy transition has not been impeded by transmission congestion in the electricity grid to date. So far, grid expansion planning already accounted for German renewable energy targets, the nuclear phase-out, and the European Emissions Trading System. From now on, the planning framework also includes scenarios which explicitly

account for German emissions reduction targets. The level of CO₂ emissions from power stations is to be cut to 187 million tons and 134 million tons by 2025 and 2035, respectively, compared with 317 million tons in 2013. Unlike last year's version of the scenario framework, the latest draft put forward by transmission system operators included a significant increase in lignite-based power generating capacities. In contrast, the version that has now been approved by the German government contains specifications for lignite-based power generation which, depending on the scenario, are five to seven gigawatts lower than the values set down in the draft.

JEL: Q48, 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
82. 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
Dr. Kati Krähnert
Prof. Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Marie Kristin Marten
Dr. Anika Rasner
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Helene Naegele
Prof. Dr. Karsten Neuhoﬀ
Dr. Sophia Ruster

Pressestelle

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

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
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.