

Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau?

Katrin Schaber und Florian Bieberbach

Durch den Kernenergieausstieg und den Zubau erneuerbarer Energien, vor allem der Windenergie in Norddeutschland, entsteht ein Ungleichgewicht in der Stromerzeugung zwischen Nord- und Süddeutschland, das bisher noch vom Übertragungsnetz ausgeglichen wird. Muss das Übertragungsnetz ausgebaut werden, um seine Aufgaben auch in Zukunft erfüllen zu können? Ließen sich die Netzengpässe alternativ auch durch Redispatch oder dezentralen Kraftwerkszubau beheben? Eine eingehende Analyse zeigt, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes – inklusive der nach Bayern führenden Leitungen – volkswirtschaftlich die beste Lösung ist.

Vor dem Hintergrund von Akzeptanzproblemen beim Netzausbau stellt sich die Frage, ob das Übertragungsnetz seine Aufgaben auch in Zukunft mit den bestehenden Leitungen übernehmen kann, ob es ausgebaut werden muss, die Netzengpässe durch Redispatch behoben werden können oder alternativ ein dezentraler Kraftwerkszubau hilft.

Das Übertragungsnetz hat technische und volkswirtschaftliche Aufgaben

Zunächst ist zu klären, ob die Versorgungssicherheit ohne den Netzausbau gewährleistet werden kann, d. h., ob ausreichend gesicherte Leistung in Süddeutschland zur Verfügung steht. In einem zweiten Schritt geht die Analyse aber darüber hinaus. Neben seiner technischen Notwendigkeit hat das Netz auch aus volkswirtschaftlicher Sicht eine wichtige Aufgabe: Das Übertragungsnetz muss als Ermöglicher eines effizienten Marktes, der die kostenminimale Deckung des Strombedarfs sicherstellt, die gehandelten Erzeugungsmengen zu den Lastzentren transportieren. Ist dies aufgrund von Netzengpässen nicht möglich, muss in Form von Redispatch mit entsprechenden Mehrkosten in den Markt eingegriffen werden.

Im Folgenden werden diese beiden Aspekte des Netzausbaus betrachtet. Für die Bewertung der technischen Notwendigkeit wird die Versorgungssituation in Süddeutschland bei Höchstlast untersucht. Im zweiten Abschnitt wird die Netzbelastung im Jahresverlauf analysiert. Im dritten Teil wird der wirtschaftliche Vorteil des Netzausbaus über die Kosten des Redispatches quantifiziert. Redispatchkosten fallen an, wenn das Netz seine Rolle als Marktermöglicher nicht erfüllen kann. Neben dem Redispatch wird



Es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, erneuerbare Energien auszubauen, um diese dann abzuschalten, weil nicht ausreichend Leitungen zur Verfügung stehen
Foto: vege | Fotolia

zusätzlich die dezentrale Erzeugung als mögliche Alternative zum Netzausbau untersucht. Methodisch kommt eine detaillierte energiewirtschaftliche Modellierung zum Einsatz (siehe Textkasten).

Im Rahmen des stockenden Übertragungsnetzausbaus und der damit verbundenen notwendigen nationalen und internationalen Engpassbewirtschaftung wird auch die Einführung von zwei Preiszonen als Maßnahme diskutiert; darauf wird in diesem Beitrag jedoch nicht eingegangen.

Kann Versorgungssicherheit ohne Netzausbau gewährleistet werden?

Der Kernenergieausstieg hat zur Folge, dass in Zukunft weniger gesicherte Leis-

tung zur Verfügung steht. Kann die Last in Deutschland, und insbesondere in Süddeutschland, in Zukunft auch ohne Netzausbau gedeckt werden? Um diese Frage zu beantworten, wird ein Extremfall betrachtet, in dem in allen europäischen Ländern die jeweilige Höchstlast gleichzeitig auftritt und weder Wind- noch Solarenergie zur Verfügung stehen [1]. Entsprechend der Vorgehensweise der Netzbetreiber wird die jeweilige Winterhöchstlast historischen Daten entnommen [2, 3]. In Anlehnung an den Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 [4] wird die Untersuchung für das Jahr 2024 durchgeführt.

Um die gesamtdeutsche Spitzenlast 2024 im Extremfall zu decken, ist bereits ein erheblicher Zuwachs an gesicherter Leistung notwendig. Die Ergebnisse aus dem

langfristigen Investitionsmodell zeigen jedoch, dass bis zum Betrachtungsjahr 2024 hauptsächlich fluktuierende erneuerbare Energien zugebaut werden (vgl. Tabelle). Es wird zusätzlich angenommen, dass das *nationale* Leistungsdefizit durch eine Kapazitätsreserve gedeckt wird. Technologisch ist diese durch Gasturbinen als Platzhalter abgebildet, es könnte sich aber auch um Speicher, Flexibilisierung der Last etc. handeln. Je nach Annahme zur Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke beläuft sich die Kapazitätsreserve 2024 auf 10 bis 16 GW.

Ob die Last in Süddeutschland mit dieser Reserve auch ohne Netzausbau gedeckt werden kann, hängt davon ab, welcher Anteil der Kapazitätsreserve in Süddeutschland zur Verfügung steht, bzw. ob eine *regionale* Netzreserve bereitgestellt wird. Wählt man eine aus Netzsicht optimale regionale Verteilung der Kapazitätsreserve, kann die Last in Süddeutschland auch ohne Netzausbau gedeckt werden.

Dieses Ergebnis ist wenig überraschend, da das Netz auch heute seine Übertragungsaufgabe erfüllt und im betrachteten Extremfall die wegfallenden Kernkraftwerke durch räumlich nahe Gaskraftwerke ersetzt werden sowie zudem erneuerbare Energien eine untergeordnete Rolle spielen. Es handelt

sich also um eine „konventionelle“ Übertragungsaufgabe, die bekannt und handhabbar ist. Interessant ist jedoch, dass die netzoptimale Verteilung der Reserve stark auf Süddeutschland fokussiert ist: etwa 70 % in Süddeutschland wären optimal. Zusätzlich ist in diesem Szenario aufgrund der Leistungsknappheit in Deutschland der Strompreis hoch, was hohe Stromimporte zur Folge hat. Ohne die Hilfe der Nachbarländer – es werden in der Höchstlaststunde 6 GW aus Österreich, Schweiz und Frankreich nach Süddeutschland importiert – müsste die in Süddeutschland zur Verfügung stehende Leistung noch höher sein.

Wählt man eine realistischere Verteilung der Reserve, in der zur Verfügung stehende Kraftwerksstandorte entsprechend der vom Netz gehenden Leistung genutzt werden (angelehnt an den NEP [4], vgl. Tabelle, Basisszenario), entfallen 30 % der Reserve auf Süddeutschland. In diesem Szenario ist die Versorgung in Süddeutschland ohne Netzausbau möglich, aber sehr angespannt. Es treten erhebliche ungeplante Lastflüsse durch Tschechien, Polen und die Niederlande auf („Loop Flows“) und selbst mit Ausbau des sog. Startnetzes wäre die Versorgungssicherheit in Süddeutschland nur mithilfe von Importen gegeben. Im Startnetz sind dabei alle im Bau befindlichen und abschließend genehmigten Pro-

jekte enthalten, darunter die Thüringer Strombrücke [4]. Wird die Kapazitätsreserve ausschließlich in Norddeutschland platziert, kann die Last in Süddeutschland auch durch den Ausbau des Startnetzes nicht gedeckt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass, wenn in Süddeutschland gezielt Kapazitätsreserve bereitgestellt wird, der Netzausbau technisch nicht notwendig ist. Unabhängig von dem durch den Markt bestimmten Kraftwerkeinsatz könnte dann die im Süden verfügbare Kapazitätsreserve durch Redispatch zur Deckung der Last eingesetzt werden. Dies verursacht jedoch erhebliche Kosten, was im Folgenden näher untersucht wird.

Netzbelastung im Jahresverlauf

Anders als im oben betrachteten Höchstlastfall spielen die fluktuierenden Erneuerbaren im Jahresverlauf eine große Rolle. In diesem Abschnitt wird die Belastung des Netzes für 2024 als vorgelagerte Analyse zur wirtschaftlichen Bewertung betrachtet, um mögliche Netzengpässe zu identifizieren. Gleichwohl ist die berechnete Überlastung rein hypothetisch, da der Netzbetreiber sie durch Schalthandlungen und Redispatch abwendet. Es werden zwei Szenarien für die Erzeugungsstruktur in Deutschland untersucht (vgl. Tabelle):

Tab.: Installierte Kraftwerksleistung je Bundesland 2024

Installierte Kraftwerksleistung 2024 (GW)													
	Braunkohle	Steinkohle	Gas GuD	Wasserkraft	Bioenergie	Gasturbine		Wind-Offshore		Wind-Onshore		Solar PV	
	in beiden Szenarien identisch					Basis	Dezentral	Basis	Dezentral	Basis	Dezentral	Basis	Dezentral
Baden-Württemberg	-	5,0	0,6	1,1	1,0	1,6	2,9	-	-	1,7	2,1	6,8	7,9
Bayern	-	0,8	2,2	2,6	1,7	4,3	6,5	-	-	2,9	3,3	15,8	17,6
Rheinland-Pfalz, Saarland und Hessen	-	1,9	1,9	0,4	0,5	1,1	0,7	-	-	6,0	5,5	5,2	6,2
Nordrhein-Westfalen	4,7	10,3	5,9	0,2	0,9	6,5	5,2	-	-	5,7	5,8	6,0	8,0
Thüringen, Sachsen und Sachsen-Anhalt	7,0	-	1,7	0,3	1,2	0,2	0,2	-	-	8,8	7,8	6,1	7,1
Brandenburg, Berlin und Mecklenburg-Vorpommern	3,0	1,2	2,0	-	0,9	0,6	0,6	0,9	1,1	9,9	8,2	5,4	6,1
Niedersachsen und Bremen	0,4	2,4	3,1	0,1	1,6	3,2	2,4	8,1	6,2	10,0	8,3	4,6	5,4
Schleswig-Holstein und Hamburg	-	1,9	0,2	0,0	0,5	1,5	0,6	-	-	6,0	5,0	1,7	2,1
Gesamt	15,1	23,5	17,7	4,7	8,3	19,1	19,1	9,0	7,3	50,9	46,2	51,7	60,5
Nettoveränderung gegenüber 2014	- 5,8	- 5,7	1,1	-	2,3	9,7	9,7	8,1	6,4	17,1	12,4	19,9	28,7

■ Im Basisszenario werden die Neubaukraftwerke wie im NEP verteilt [4]. Wind- und Solarenergie werden an Standorten mit

hohem Potenzial zugebaut (hier mit Volllaststunden genähert). Aufgrund der 10H-Regelung wird ab 2017 kein Windenergieausbau

in Bayern angenommen. Die Kapazitätsreserve (Gasturbinen) wird dort zugebaut, wo Kraftwerksleistung vom Netz geht.

■ Im dezentralen Szenario werden die Kraftwerke lastnah platziert. Wind- und Solarenergie werden an Standorten mit hoher Nachfrage zugebaut. Es wird mehr Solarenergie ausgebaut und dafür weniger Wind on- und offshore; die Gesamtenergiemenge aus beiden Quellen bleibt gegenüber dem Basisszenario identisch. Die Kapazitätsreserve wird vor allem in Süddeutschland zugebaut (50 %).

Außerdem werden verschiedene Netzausbaustufen untersucht. Die geringste Ausbaustufe ist das Startnetz. Als maximale Ausbaustufe wird der durch die Bundesnetzagentur im Bundesbedarfsplan genehmigte Netzausbau (Szenariobezeichnung: BNetzA) betrachtet [5]. Dieser enthält Maßnahmen zur Leitungsverstärkung sowie Neubaumaßnahmen, von denen die Höchstspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) am stärksten umstritten sind. Daher reduzieren wir als Zwischenstufe den maximalen Ausbau um alle vier und ergänzend um ausgewählte HGÜ (Szenariobezeichnung: BNetzA ohne HGÜ/BNetzA ohne X).

Im Ergebnis zeigt sich, dass aufgrund der weiter zunehmenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Norden und der wegfallenden Kapazitäten im Süden die von Nord nach Süddeutschland zu transportierende Energiemenge bis 2024 – trotz der erheblichen, durch staatliche Regulierung aufgebauten Kapazitätsreserve im Süden – deutlich ansteigt. 2014 müssen ca. 70 TWh von Nord nach Süddeutschland transportiert werden, 2024 105 TWh (Basisszenario, +50 %) bzw. 95 TWh (Dezentrales Szenario, +38 %). Ohne Netzausbau kann diese Übertragungsaufgabe durch das Startnetz nicht erfüllt werden, wie Abb. 1 verdeutlicht. Gezeigt ist die Häufigkeit der Netzüberlastung, also der Anteil der Stunden, in denen die Belastung einer Leitung 70 % der Normbelastbarkeit überschreitet [6]. Durch die Beschränkung der Auslastung auf maximal 70 % wird das (n-1)-Kriterium vereinfacht abgebildet [7].

Vor allem Leitungen in Nord-Süd-Richtung, wie z. B. die Verbindung zwischen Thüringen und Bayern oder innerhalb Hessens, sind ohne Netzausbau oft überlastet. Auch

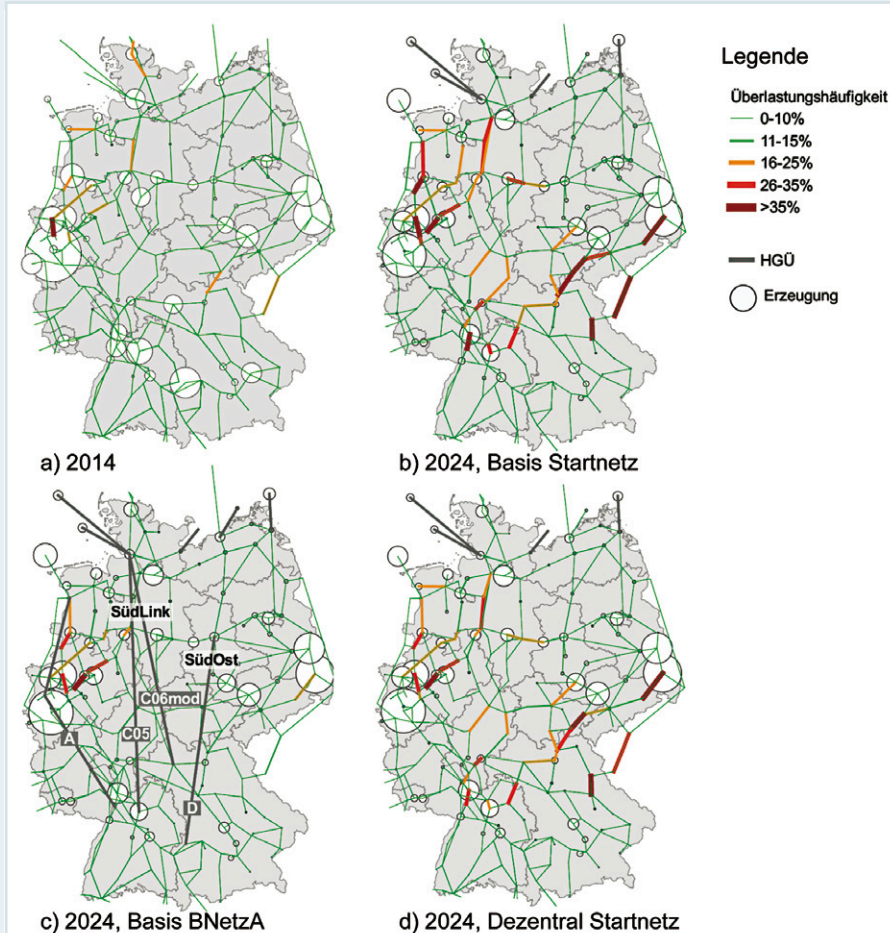


Abb. 1 Häufigkeit der Überlastung des Übertragungsnetzes 2014 und 2024

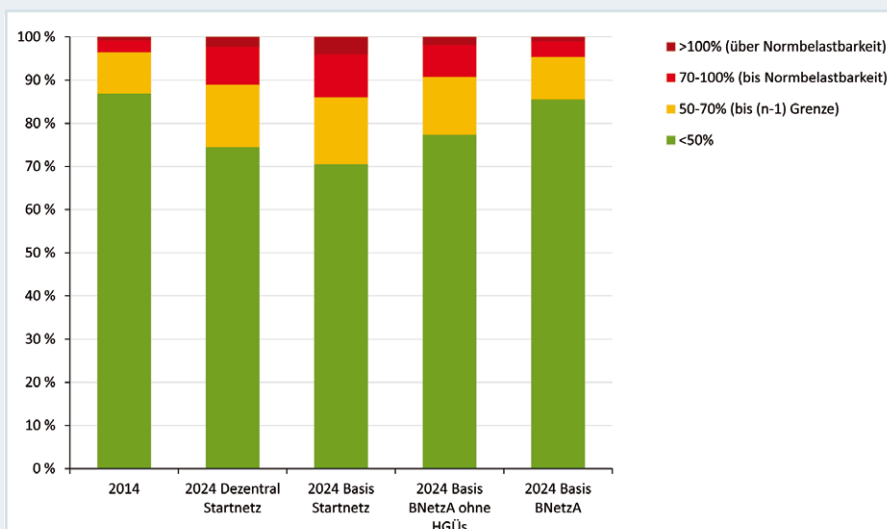


Abb. 2 Übertragung nach Leitungsbelastung 2014 und 2024

der Abtransport der Windenergieerzeugung aus der Nordsee, in Niedersachsen und in Nord-Ostdeutschland führt zur Netzüberlastung (Abb. 1b und d). Die dezentrale Erzeugung kann das Netz nur teilweise entlasten (Abb. 1d). Werden aber die im Bundesbedarfsplan genehmigten Maßnahmen zur Netzverstärkung inklusive der HGÜ gebaut, kann ein Großteil der Überlastungen behoben werden (Abb. 1c), da der Nord-Süd-Transport von den HGÜ übernommen wird.

Diese werden gerade in Zeiten hoher Windenergieerzeugung stark genutzt. So korreliert z. B. die Auslastung der Süd-Ost-Trasse stark mit der Windenergieerzeugung, während in Stunden hoher Braunkohleerzeugung in Sachsen die Leitung weniger genutzt wird, da kein regionaler Überschuss besteht. Zusätzlich können die Loop Flows durch Tschechien und Polen sowie die Niederlande deutlich reduziert werden. Der Nettoimport und -export wird nicht vom Netzausbau beeinflusst, da dieser allein durch den Stromhandel bestimmt wird.

Die zentrale Rolle der HGÜ wird auch in Abb. 2 deutlich. Dargestellt ist die Übertragung nach Leitungsbelastung. 2014 tritt bei 4 % der übertragenen elektrischen Energie eine Überschreitung der (n-1)-Grenze (70 %) auf. Die Netzbetreiber müssen also eingreifen. Dabei ist die Netzbelastung nach Aussage der Netzbetreiber bereits heute eine große Herausforderung [8]. Ohne Netzausbau steigt der nicht (n-1)-sichere Anteil der Übertragung auf knapp 15 % an (Basis Startnetz). Auch durch dezentrale Erzeugung kann dieser Anteil kaum, d. h. auf 10 %, reduziert werden (Dezentral Startnetz). Grund hierfür ist die nord-lastige Verteilung des 2024 verbleibenden konventionellen Kraftwerksbestands sowie der weiterhin große Anteil der Windenergie.

Setzt man alle Maßnahmen außer den umstrittenen HGÜ um, ist die Netzbelastung jedoch weiterhin hoch und die Übertragung oberhalb der (n-1)-Grenze bleibt bei knapp 10 % (Basis BNetzA ohne HGÜ).

Das Übertragungsnetz als Marktermöglicher

Um die oben gezeigten Netzengpässe zu vermeiden, greift der Übertragungsnetzbe-

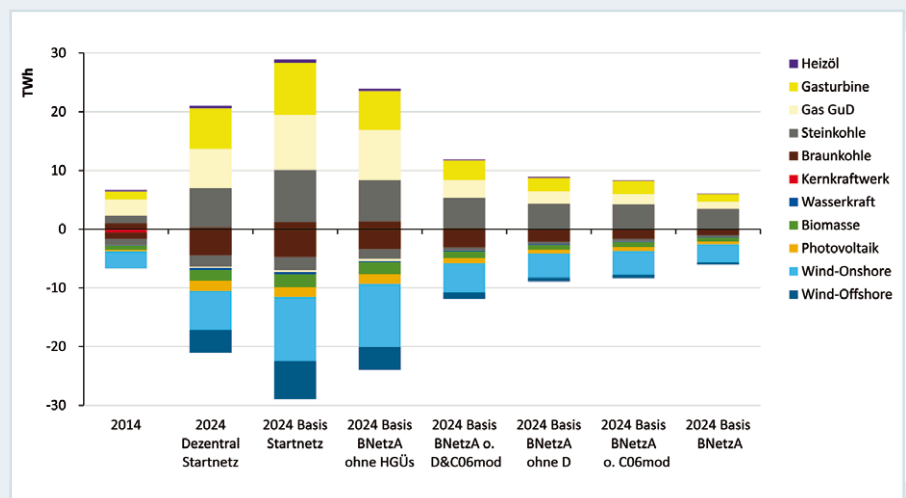


Abb. 3 Engpassmanagement nach Szenario

treiber in den Markt ein: Im Rahmen des Countertradings werden im Intradaymarkt netzentlastende Handelsabschlüsse getätigt und im Zuge des Redispatches weist der Netzbetreiber direkt die Kraftwerksbetreiber zu einer Fahrplanänderung an. Zusätzlich kann nach §13 II EnWG und §11 EEG die Einspeisung reduziert werden [9, 10]. Diese Maßnahmen werden im Folgenden mit Engpassmanagement bezeichnet. Um diese zu berechnen, wurde im Modell der Kraftwerkseinsatz so angepasst, dass das (n-1)-Kriterium (70 % Auslastung) für jede Leitung erfüllt ist (s. Textkasten). Es wird von einem kostenoptimalen Engpassmanagement ausgegangen [11].

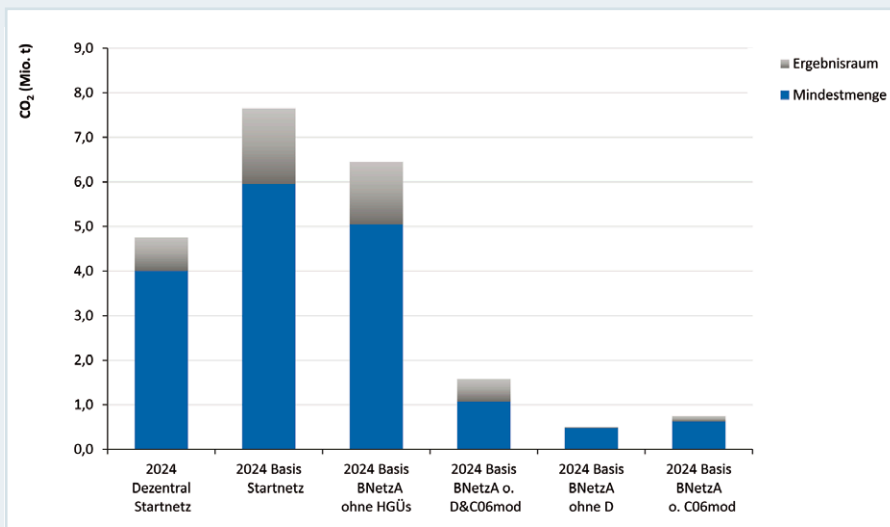
Abb. 3 zeigt, dass die Markteingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber in den nächsten zehn Jahren stark ansteigen. Ohne Netzausbau (Basis Startnetz) werden insgesamt mehr als 50 TWh geändert, knapp 10 % der Gesamterzeugung. Auch zeigt sich erneut, dass durch eine dezentrale Erzeugung die Markteingriffe kaum reduziert werden können (Dezentral Startnetz) und die HGÜ für den Nord-Süd-Transport eine zentrale Rolle spielen (Basis BNetzA ohne HGÜ).

In Abb. 3 werden drei weitere Varianten betrachtet, in denen nach Bayern führende HGÜ vom Gesamtnetzausbau ausgenommen werden. Die beiden HGÜ-Korridore D und C06mod (SüdOst und östlicher Zweig von SüdLink, s. Abb. 1c), tragen einen wichtigen Teil zum Nord-Süd-Austausch

bei: In Starkwindzeiten sind beide Trassen voll ausgelastet. Entfernt man jeweils eine der beiden Leitungen (BNetzA ohne D und BNetzA ohne C06mod), kann aber immer noch ein großer Teil der Leistung nach Süden transportiert werden: das notwendige Engpassmanagement ist nur wenig höher als das im Falle eines vollständigen Netzausbaus. Entfernt man beide (BNetzA ohne D und C06mod), so fällt knapp halb so viel Engpassmanagement an wie beim Wegfall aller vier HGÜ. Bei allen drei Varianten von „2-X“ erhöhen sich aber die Loop Flows über die Nachbarländer. Gleichzeitig nimmt die Redundanz des Systems ab, da die anderen Gleichstromtrassen über das ganze Jahr stark ausgelastet sind.

Allen Szenarien ist gemein, dass überwiegend CO₂-freie Erzeugung, vornehmlich Windenergie, reduziert wird und dafür Kohle- und Gaskraftwerke zur Kompensation hinter dem Engpass hochgefahren werden. Hauptgrund ist ein Überschuss an Windenergie im Norden: Über 95 % des negativen Engpassmanagements findet im Norden statt und knapp 60 % des positiven im Süden (2024 Basis Startnetz). Die CO₂-Bilanz der Markteingriffe (Abb. 4) zeigt, dass ohne den Netzausbau ca. 7 Mio. t CO₂/a mehr emittiert werden als bei stattfindendem Ausbau.

2013 beliefen sich der Redispatch auf 2,3 TWh, die getätigten Gegengeschäfte auf 2,1 TWh und Markteingriffe nach §13 II EnWG und §11 EEG auf 560 GWh. Insgesamt wurden 2013 also ca. 5 TWh

Abb. 4 Zusätzliche CO₂-Emissionen aufgrund von fehlendem Netzausbau

Engpassmanagement betrieben [9]. Entsprechende Zahlen für 2014 sind noch nicht verfügbar. Extrapoliert man aber die verfügbaren Zahlen für 2014 [12], ergibt sich eine Gesamtmenge des Engpassmanagements von 7-8 TWh. Das Modellergebnis von ca. 11 TWh (Abb. 3) überschätzt also den Bedarf, denn der Übertragungsnetzbetreiber kann Engpässe auch durch Schalthandlungen oder auch durch kurzfristige Überlastung der Leitungen beheben. Diese Aspekte werden nicht modelliert. Daher wird das Engpassmanagement erneut konservativ mit großzügigeren Leitungsbegrenzungen berechnet (90 % der Normbelastung). Für 2014 beläuft sich das so berechnete Engpassmanagement auf 6 TWh. Trotz der Unsicherheit bezüglich des Referenzjahres 2014 ergibt sich durch die 90 %-Variante eine belastbare Mindestaussage. Entsprechend dienen in Abb. 4 die Mehremissionen unter 70 % und 90 %-Begrenzung der Leitungskapazität als Ober- und Untergrenze des Ergebnisraums.

Durch Markteingriffe entstehen volkswirtschaftliche Mehrkosten. Heute belaufen sich die Kosten für Redispatch auf 130 Mio. €/a [9]. Für 2024 ergeben sich ohne Netzausbau (Basis Startnetz) Mehrkosten von mindestens 1,1 Mrd. €/a für das Engpassmanagement gegenüber dem Szenario mit Netzausbau (Basis BNetzA, Variante in der 90 % der Normbelastung erlaubt sind). Allein die beiden nach Bayern führenden HGÜ (Korridore D und C06mod) sparen zusammen im

Jahr 2024 mindestens 220 Mio. €/a Mehrkosten für Redispatch, 2030 sind es bereits 365 Mio. €/a. Insgesamt werden über den Zeitraum von 2024 bis 2030 durch den Ausbau der beiden Leitungen mindestens 2 Mrd. € Kosten für Engpassmanagement gespart. Die Investitionskosten für alle HGÜ betragen ca. 7 Mrd. € [4], davon entfallen etwa 2-3 Mrd. € auf die Korridore D und C06mod. Ohne Berücksichtigung von Finanzierungs- und Wartungskosten amortisieren sich aus volkswirtschaftlicher Sicht die beiden Leitungen spätestens in zehn Jahren – deutlich vor dem Ablauf ihrer technischen Lebensdauer von 40 Jahren.

Dezentrale Erzeugung und Redispatch keine ökonomisch sinnvollen Alternativen

Dezentrale Erzeugung oder Redispatch (bzw. Engpassmanagement) sind nach den Ergebnissen unserer Berechnungen keine ökonomisch sinnvolle Alternative zum notwendigen Leitungsausbau. Das Modell bestätigt den steigenden Übertragungsbedarf von Norden nach Süden (2024 zu transportierende Energiemenge: 105 TWh, +50 %, im Basisszenario bzw. 95 TWh, +38 %, im dezentralen Szenario) und damit auch die Sinnhaftigkeit des Baus aller im Bundesbedarfsplan genehmigten Maßnahmen zur Netzverstärkung inklusive der HGÜ. Werden diese Leitungen gebaut, kann ein Großteil der Überlastungen behoben werden, da der Nord-Süd-Transport von den HGÜ über-

nommen wird. Ohne den Netzausbau stiege das Engpassmanagement in den nächsten zehn Jahren auf knapp 10 % der Gesamterzeugung an. Der damit verbundene Redispatch würde 2024 ca. 7 Mio. t CO₂/a Emissionen und mind. 1,1 Mrd. €/a Mehrkosten (vgl. 2013: 130 Mio. €) verursachen. Wird in dem Modell jeweils nur eine von den zwei in Kritik stehenden HGÜ unterstellt, kann zwar immer noch ein großer Teil der Leistung nach Süden transportiert und die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten werden. Dies erfolgt aber zulasten eines ebenfalls erhöhten Redispatchbedarfs, stärkeren Loop Flows über die Nachbarländer und einer deutlich reduzierten Redundanz des Systems.

Die Analyse zeigt klar, dass ohne Netzausbau überwiegend CO₂-freie Erzeugung reduziert werden muss und dafür Kohle- und Gaskraftwerke zur Kompensation hinter dem Engpass hochgefahren werden müssen, wenn keine ausreichenden Leitungen zur Verfügung stehen. Klar erkennbar ist aus dem Modell auch, dass die Leitungen nicht primär zum Transport von Braunkohlestrom notwendig sind, sondern besonders dann belastet werden, wenn in Norddeutschland der Wind stark weht. Ohne den erforderlichen Leitungsausbau wird die Energiewende nicht zu schaffen sein. Dafür ist ein starkes europäisches Leitungsnetz erforderlich. Schließlich ist es volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, erneuerbare Energien auszubauen, um diese dann abzuschalten, weil nicht ausreichend Leitungen zur Verfügung stehen.

Anmerkungen

[1] Angesichts der europäischen Marktintegration und des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien steht eine Neudefinition der Versorgungssicherheit zur Diskussion, in der mit statistischen Verfahren die Korrelation der Last sowie der Wind- und Solarenergieerzeugung in den europäischen Ländern berücksichtigt wird (s. consenec GmbH und r2b GmbH: Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Aachen/Köln 2015). In diesem Artikel wird von der bisherigen Definition der Versorgungssicherheit ausgegangen, d. h. die gesicherte Leistung muss die Höchstlast decken können.

[2] ENTSO-E: Hourly load values. Brüssel 2015, abrufbar unter: www.entsoe.eu, zuletzt geprüft am 15.6.2015.

- [3] Bundesnetzagentur: Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018. Bonn 2014.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart 2014; www.netzentwicklungsplan.de
- [5] Bundesnetzagentur: Bedarfsermittlung 2024, Vorläufige Prüfergebnisse Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024). Bonn 2015.
- [6] Normbelastbarkeit laut DIN EN 50182.
- [7] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013; Netzanalysen (Kapitel 5), Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart 2012.
- [8] Woiton, H.; TenneT TSO GmbH: Netzwiederaufbau & IKT., Anforderungen und gegenseitige Abhängigkeiten. Präsentation, Berlin 2014, abrufbar unter www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2014/27.11._IT-sicherheit/07_Woiton.pdf, zuletzt geprüft am 15.6.2015.
- [9] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2014. Bonn 2014.
- [10] §13 EnWG.
- [11] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Beschluss BK6-11-098. Bonn 2012.
- [13] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Redispatch-Maßnahmen. 2015, abrufbar unter: www.netztransparenz.de, zuletzt geprüft am 15.6.2015.
- [13] Mühlhäuser, K.; Roth, H.: Erneuerbare Energien: Ein ewiger Subventionstatbestand? In: „et“, 62. Jg. (2012, Heft 8, S. 45-48.
- [14] Die regionale Abdeckung umfasst Deutschland, Großbritannien, Belgien, Luxemburg, Niederlande, Dänemark, Skandinavien, Österreich, Schweiz, Italien, Frankreich, Polen, Slowakei und Tschechien.
- [15] PLATTS: Electric Power System of Europa Map, abrufbar unter: www.platts.com/products/electric-power-system-of-europe-map, zuletzt geprüft am 15.6.2015.
- [16] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste, Bonn 2014; <http://www.bundesnetzagentur.de> zuletzt geprüft am 15.6.2015.
- [17] VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb: Deutsches Höchstspannungsnetz. Karte; Frankfurt 2014.
- [18] Janker, K. A.: Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis an Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten, Dissertation TU München 2015; abrufbar unter media-tum.ub.tum.de/doc/1207265/1207265.pdf, zuletzt geprüft am 15.6.2015.
- [19] Beer, M; Schmid, T.: Das Regionenmodell – Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen, BWK – Das Energie-Fachmagazin, Ausgabe 10/2010.
- [20] Duthaler, C. L.: Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz, Masterarbeit ETH Zürich, Zürich 2014.
- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart 2013, abrufbar unter: www.netzentwicklungsplan.de
- [22] 50Hz Transmission GmbH: Netzbelastung in der Regelzone. Berlin 2015, abrufbar unter: www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung
- [23] Bertsch, J.; Hagspiel, S.; Just, L.: Coordination between electricity generation and transmission – modeling framework and large scale application. ewi Working paper; Köln 2015.

Dr. K. Schaber, Konzernenergiwirtschaft, Dr. F. Bieberbach, Vorsitzender der Geschäftsführung, Stadtwerke München GmbH, München
schaber.katrin@swm.de

Modellbeschreibung

Die Belastung des Übertragungsnetzes wird vom bestehenden Kraftwerkspark und dem Kraftwerkseinsatz bestimmt. Um die der Netzbelastung vorgelagerten Mechanismen abzubilden wird daher eine Modellsuite eingesetzt, in der drei detaillierte energiewirtschaftlichen Modelle aneinander gekoppelt werden:

Im ersten Schritt wird die Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa wird mit einem langfristigen Investitionsmodell, dem Fundamentalmmodell, berechnet [12]. Das Modell bestimmt den kostenoptimalen Kraftwerkszubau bis 2050. Die regionale Auflösung sind Marktregionen, welche über die Grenzkuppelstellen miteinander verbunden sind [14].

Im zweiten Schritt wird in einer Kraftwerkseinsatzoptimierung, dem Spotpreismodell, der stündliche Kraftwerkseinsatz des zuvor bestimmten Kraftwerksparks sowie der grenzüberschreitende Stromhandel berechnet. Der berechnete Kraftwerkseinsatz muss dann auf die Netzknoten verteilt werden (Regionalisierung). Für bestehende und im Bau befindliche Kraftwerke sind die Standorte bekannt [15, 16]. Für Neubaukraftwerke werden zwei Varianten betrachtet (vgl. Tabelle).

Während die kraftwerksbezogenen Modelle Europa abdecken, liegt beim Netzmodell der Fokus auf Deutschland. Das Höchstspannungsnetz in Deutschland wird knotenscharf abgebildet (vgl. Abb. 1) [15, 17, 6]. Im dritten Schritt wird im Netzmodell der Kraftwerkseinsatz je Höchstspannungsknoten zusammen mit der Last und Wind- und Solareinspeisung je Knoten [18, 19] auf das deutsche Übertragungsnetz aufgeprägt, um den stündlichen Lastfluss zu berechnen. Der grenzüberschreitende Handel wird an den Grenzkuppelleitungen aufgeprägt. Loop Flows durch Nachbarländer werden vereinfacht abgebildet.

Der Wechselstromlastfluss wird mithilfe des DC-Modells abgebildet (äquivalent zum PTDF Modell [20]). Mit diesem Ansatz kann die Netzbelastung realitätsnah abgebildet werden, wie Benchmarks an verfügbaren Daten [9, 21, 22] zeigen. Um das notwendige Engpassmanagement zu berechnen, wird im Netzmodell zusätzlich zur Lastflusssimulation eine Kraftwerkseinsatzoptimierung je Knoten zur Beseitigung der Netzengpässe durchgeführt (s. z. B. [23]). Die Kosten für negativen Redispatch werden durch den Börsenpreis abzüglich der variablen Kosten und für positiven Redispatch durch die variablen Kosten abgebildet.