



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Monitoring-Bericht

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

nach § 51 EnWG

zur Versorgungssicherheit

im Bereich der

leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität

Stand: Juli 2014

Verfasser:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin
Postanschrift: 11019 Berlin
Telefon: +49 (0)30- 18 615 0
Telefax: +49 (0)30- 18 615 7010

Zusammenfassung

Die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung ist als in einem hohen Maße gesichert einzuschätzen. 2012 lag der Anteil des durch heimisch verfügbare Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 50 %. Dieser Anteil sollte aufgrund des weiterhin zu erwartenden Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen künftig zunehmen. Zudem liegt der Stromversorgung in Deutschland weiterhin ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert. Die Gaswirtschaft unternimmt darüber hinaus intensive Anstrengungen, die Erdgasinfrastruktur (Leitungen und Speicher) auszubauen und den Erdgasbezug weiter zu diversifizieren.

Die Erzeugungssituation am Strommarkt ist derzeit durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Damit steht aktuell mehr als ausreichend Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass sich die deutschlandweite Leistungsbilanz und damit die Versorgungssituation bis zum Jahr 2016 gegenüber heute weiter entspannen.

Es fällt den Netzbetreibern zunehmend schwer, eine ausgeglichene Systembilanz beizubehalten, d. h. ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur sicherzustellen. Dies erfordert teilweise eine Abregelung von Erzeugungsanlagen, die zurzeit nicht bei allen Anlagentypen technisch möglich ist. Laut einer aktuellen Studie für das BMWi (Consentec, Ecofys 2013) müsse in Zukunft zumindest ein reibungsfreier Ablauf der Ansteuerung von technisch ansteuerbaren Anlagen sichergestellt werden. Systemsicherheitsrisiken können auch bei Über- und Unterfrequenzen auftreten, da sich Erneuerbaren-Energien-Anlagen in diesen Fällen teilweise automatisch abschalten. Deswegen hat das BMWi in enger Kooperation mit den betroffenen Verbänden, den Netzbetreibern, der Bundesnetzagentur und den zuständigen Bundesministerien Prozesse angestoßen, mit welchen die betroffenen Anlagen – sofern erforderlich – nachgerüstet werden sollen, damit sie sich nicht automatisch abschalten.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung für die Endkunden ist weiterhin hoch. Die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit

Elektrizität versorgt werden kann, betrug 15,91 Minuten im Jahr 2012 (SAIDI = „System Average Interruption Duration Index“). Dieser Wert liegt geringfügig über dem im Vorjahr (2011) ermittelten Wert von 15,31 Minuten und ist im europäischen Vergleich besonders niedrig.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	7
2	Stromerzeugung nach Energieträgern.....	9
2.1	Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung	9
2.2	Verfügbarkeit der Primärenergieträger	9
3	Stromerzeugungskapazitäten	12
3.1	Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten.....	12
3.2	Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2016	13
3.3	Stromtausch mit den Nachbarländern	14
3.4	Monitoring der Versorgungssicherheit.....	15
3.5	Herausforderungen für das künftige Monitoring der Versorgungssicherheit	17
3.6	Erschließung von Lastmanagement und Netzersatzanlagen	18
4	Stromübertragungskapazitäten.....	20
4.1	Aktueller Zustand und Netzbelastung.....	20
4.2	Netzausbau	21
5	Systemstabilität	23
6	Schlussfolgerungen	28
7	Quellenverzeichnis	31

1 Hintergrund

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Nach § 63 Abs. 1a EnWG ist der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich alle zwei Jahre zu erstellen und gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG der EU-Kommission zu übermitteln.

Mit dem Monitoring soll die bestehende Versorgungssituation bewertet und deren Entwicklung untersucht werden. Eventuelle Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit früh zu erkennen ist von großer Bedeutung, da erforderliche hohe Investitionen in Kraftwerke und Netze erhebliche Vorlaufzeiten benötigen.

Im Mittelpunkt steht die Frage, ob und inwieweit die Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung sowie bei der Stromübertragung und -verteilung ausreichend Vorsorge getroffen haben, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft jederzeit auch in extremen Situationen sicher zu decken. Inhaltliche Vorgaben für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich sind in § 51 Abs. 2 EnWG festgelegt. Das Monitoring soll insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot, die in Planung und in Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung, eine Analyse von Netzstörungen sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger betreffen.

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird im Rahmen des Monitoring die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden. Diese umfasst die folgenden Aspekte der Elektrizitätsversorgung¹:

- die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung (s. Kapitel 2),
- die Stromerzeugung (s. Kapitel 3),
- den Transport des Stroms (s. Kapitel 4),
- die Gewährleistung der Stabilität des elektrischen Systems (s. Kapitel 5).

Wesentlicher Bestandteil einer so verstandenen Versorgungssicherheit ist die Zuverlässigkeit der Versorgung.

Die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit in Deutschland ist nach dem EnWG prinzipiell Aufgabe der am Strommarkt tätigen Unternehmen. Die nationalen und europarechtlichen Vorgaben beschränken sich im Wesentlichen auf Rahmenzielstellungen. Nach den §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität sicherzustellen. Bei der näheren Ausgestaltung der Vorgaben unterscheidet das EnWG – im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben – zwischen dem Netzbereich, der einer detaillierten Regulierung unterworfen ist, und den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen, die in erster Linie unter der Aufsicht der Kartellbehörden stehen.

Aufgaben und Pflichten der Netzbetreiber regeln die §§ 11 bis 14 EnWG. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12 Abs. 3 EnWG „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“. Für die Verteilnetzbetreiber gelten gemäß § 14 Abs. 1 EnWG die Regelungen der §§ 12 und 13 EnWG entsprechend.

¹ Handel und Vertrieb werden im Rahmen dieses Berichts nicht betrachtet.

2 Stromerzeugung nach Energieträgern

2.1 Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland basierte 2013 nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2014) zu rund 56 % auf fossilen Energieträgern und zu etwa 15 % auf Uran. Deutschland wird bis auf Weiteres auf eine sichere Versorgung mit diesen Energieträgern angewiesen sein. Die Anteile der Energieträger an der Brutto-Stromerzeugung betragen im Jahr 2013: Braunkohle 25 %, erneuerbare Energien 24 %, Kernenergie 15 %, Steinkohle 19 %, Erdgas 11 %, Mineralöl 1 % und Sonstige 4 %. Der im Vergleich zum Jahr 2012 (Stand des letzten vorgelegten Monitoring-Berichts) gesunkene Anteil der Kernenergie (- 0,4 %-Punkte) wurde bilanziell durch einen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien (+ 1,4 %-Punkte) sowie durch einen Anstieg der Anteile der fossilen Energieträger, bspw. Steinkohle (+ 0,9 %), kompensiert. Erdgas hatte einen Rückgang von minus 1,6 %-Punkten zu verzeichnen.

2.2 Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Braunkohle wird als einziger Energieträger vollständig inländisch gefördert. Die deutschen Reserven² der Weichbraunkohle werden auf rund 40,4 Mrd. Tonnen geschätzt. Demgegenüber stand 2013 eine Förderung von rund 183 Mio. Tonnen, wobei rund 90 % der inländisch geförderten Braunkohle verstromt werden. Die Versorgung kann somit als gesichert angesehen werden (BGR 2013).

Im Gegensatz zur Braunkohle, die in der Regel nicht grenzüberschreitend gehandelt wird, werden Steinkohle und Uran weltweit gehandelt.

Die weltweiten Uranreserven werden auf 2,1 Mio. Tonnen geschätzt; die weltweite Förderung lag im Jahr 2012 bei 58,4 Kilotonnen. In den kommenden Jahrzehnten sind daher keine Engpässe zu erwarten. Die Reserven verteilen sich auf eine begrenzte Anzahl von Ländern: 94 % der derzeitigen Reserven befinden sich in acht Ländern.

² Reserven: Nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen.

2012 wurde in 19 Ländern Uran produziert. Die größten Produzenten sind Kasachstan, Kanada, Australien, Niger, Namibia, Russland, Usbekistan, USA und China. Das für die Brennstoffherstellung in Deutschland benötigte Uran wird über langfristige Verträge aus Frankreich, UK, Kanada und USA bezogen. In diesen Ländern ist langfristig von stabilen politischen Verhältnissen auszugehen. Die Versorgungssicherheit mit Uran wird daher – auch aufgrund der guten Lagerfähigkeit – als hoch eingeschätzt (BGR 2011).

Die weltweiten Reserven der Hartkohle (Steinkohle, Hartbraunkohle) werden auf 769 Mrd. Tonnen geschätzt. Die weltweite Steinkohleförderung lag 2013 bei rund 7,2 Mrd. Tonnen. Im Gegensatz zu Uran sind Steinkohlevorkommen und -förderung auf viele Unternehmen und Staaten weltweit verteilt. Der Steinkohleverbrauch in Deutschland lag 2013 bei rund 61,3 Mio. Tonnen. Der Importkohleeinsatz betrug 2013 rund 53 Mio. Tonnen, davon wurden rund 35,3 Mio. Tonnen in Kraftwerke abgesetzt. Die Steinkohlenimporte sind breit diversifiziert. Deutschland importiert Steinkohle vor allem aus der Russischen Föderation, den USA und Kolumbien (VDKI 2014). Aus inländischem Aufkommen wurden rund 7,1 Mio. Tonnen an die Kraftwerke geliefert. Der Steinkohlenverbrauch für Kraftwerke insgesamt (importiert und inländisch) lag im Jahr 2013 bei rund 42,4 Mio. Tonnen.

Die weltweiten Erdgasvorkommen konzentrieren sich auf einige wenige Regionen. Die weltweiten konventionellen Erdgasreserven werden auf rund 196.000 Mrd. m³ (2012) geschätzt. Der weltweite Verbrauch lag 2013 bei rund 3.490 Mrd. m³. Der Verbrauch in Deutschland im Jahr 2013 betrug 98,6 Mrd. m³, wobei der Großteil in den Wärmemarkt fließt. Die inländische Förderung im selben Jahr betrug 11,9 Mrd. m³; dies entspricht einem Anteil von 12,1 % am jährlichen Verbrauch. Deutschland hat 2013 seinen Bedarf vor allem aus den Herkunftsländern Russland (38 %), Niederlande (26 %) und Norwegen (20 %) gedeckt. Der Erdgasbezug Deutschlands ist damit im Vergleich zu anderen europäischen Ländern zwar relativ breit diversifiziert, jedoch sind kurzfristige Ausweichmöglichkeiten beim Bezug nur begrenzt verfügbar. Bezüglich der Einschätzung der Versorgungssicherheit wird auf den Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMW 2014a) verwiesen. Dieser kommt zu dem Ergebnis, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße als sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei

unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Die deutschen Gasversorgungsunternehmen sind dabei bestrebt, die Versorgungssicherheit mit Erdgas über eine weitere Diversifikation der Bezugsquellen, der Importinfrastruktur, über stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine Verbesserung der inländischen Versorgungsinfrastruktur einschl. Untertagespeichern weiter zu erhöhen. Deutschland verfügt bereits über ein relativ hohes Speichervolumen für Erdgas (maximales Speichervolumen 23,8 Mrd. m³). Hinzu kommt die Möglichkeit, LNG-Terminals in benachbarten Staaten zu nutzen.

3 Stromerzeugungskapazitäten

Das folgende Kapitel analysiert zunächst den aktuellen Bestand an Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland auf Basis der im Rahmen des jährlichen Monitorings durch die Bundesnetzagentur abgefragten Daten der Kraftwerksbetreiber. Anschließend wird bis zum Betrachtungsjahr 2016 der bundesweit prognostizierte Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich, Netto-Leistung ≥ 10 MW) dargestellt und weiterhin der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern untersucht. Ferner erfolgt eine Auswertung des heutigen und zukünftigen Gleichgewichts zwischen erwarteter inländischer Last und Erzeugung anhand von Leistungsbilanzen basierend auf dem Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 EnWG bis zum Betrachtungsjahr 2016. Abschließend werden die Herausforderungen bei der zukünftigen Bewertung von Versorgungssicherheit auf Basis von Leistungsbilanzen sowie die Potenziale zur kurzfristigen Erschließung von Lastmanagement und Netzersatzanlagen beschrieben.

3.1 Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten

Seit 2011 werden bei den Kraftwerksbetreibern Daten zur installierten Kraftwerkskapazität (≥ 10 MW), zu geplanten Kraftwerkszubauten und beabsichtigten Kraftwerksstilllegungen im Rahmen des jährlichen Monitorings durch die Bundesnetzagentur abgefragt.

Derzeit (Stand 02.04.2014) beinhaltet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (s. Tabelle 1) Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 188,4 GW (exklusiv endgültig stillgelegte Anlagen).³ 84,3 GW entfallen dabei auf die erneuerbaren Energien. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Bericht zur Leistungsbilanz 2013 nach § 12 EnWG eine sog. gesicherte Leistung von rd. 89 GW für 2014 (ohne die ins deutsche Netz direkt einspeisenden ausländischen Kraftwerke) ausgewiesen (ÜNB 2013).

³ Erfasst sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auch Kraftwerke außerhalb des deutschen Staatsgebiets, sofern diese in eine deutsche Regelzone einspeisen und daher elektrisch dem deutschen Stromnetz zuzuordnen sind. Dies betrifft Kraftwerke aus Luxemburg, Österreich und der Schweiz.

Energieträger	Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
Abfall	1.662
Biomasse	6.008
Braunkohle	21.247
Deponiegas	234
Erdgas	28.241
Geothermie	30
Grubengas	260
Kernenergie	12.068
Klärgas	83
Laufwasser	3.978
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	49
Mineralölprodukte	4.082
Pumpspeicher	9.240
Solare Strahlungsenergie	36.858
Sonstige Energieträger (erneuerbar)	159
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	2.633
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1.393
Steinkohle	26.340
Unbekannter Energieträger (nicht erneuerbar)	162
Windenergie (Offshore-Anlage)	616
Windenergie (Onshore-Anlage)	33.052
Summe	188.396

Tabelle 1: Installierte elektrische Netto-Nennleistung in MW (Stand 02.04.2014). Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014b)

3.2 Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2016

Mit Stand 15.04.2014 weist das Kraftwerks-Monitoring der Bundesnetzagentur bis zum Betrachtungsjahr 2016 einen bundesweiten erwarteten Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (im Bau befindlich, Netto-Leistung ≥ 10 MW) von 7,6 GW auf (BNetzA 2014c). Der Zubau erfolgt durch Gas- (ca. 1,7 GW) und Steinkohlekraftwerke (ca. 5,6 GW) sowie durch ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer installierten Leistung von 195 MW im Turbinenbetrieb. Zeitgleich wird eine bundesweite Stilllegung von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 6,7 GW erwartet.⁴ In Summe kann nach

⁴ Dabei wurden solche erwarteten Stilllegungen berücksichtigt, die laut Unternehmensangabe voraussichtlich bis einschließlich 2016 erfolgen. Stilllegungsankündigungen ohne konkrete Nennung eines erwarteten Stilllegungszeitpunkts wurden hier nicht einbezogen. Außerdem wurden Stilllegungsankündigungen von Kraftwerken mit Systemrelevanz gemäß § 13a EnWG nicht berücksichtigt.

derzeitigem Kenntnisstand von einem saldierten Kraftwerkszubau in Höhe von ca. 0,8 GW ausgegangen werden.

3.3 Stromaustausch mit den Nachbarländern

Deutschland war im Jahr 2013 mit einem Überschuss in die Nachbarländer von saldiert ca. 33,8 TWh Netto-Stromexporteur (s. Tabelle 2). Dies entspricht einem Anstieg im Vergleich zu 2012 von ca. 10,7 TWh. Der mit Abstand größte Import an Strom erfolgte aus Frankreich und Tschechien mit insgesamt rd. 21,1 TWh. Die Hauptexportländer in 2013 waren mit ca. 50,7 TWh die Niederlande, Österreich und die Schweiz.

Land	Import aus dem Ausland		Export in das Ausland		Saldo + Exportüberschuss - Importüberschuss
	GWh	Veränderung zum Vorjahreszeitraum in %	GWh	Veränderung zum Vorjahreszeitraum in %	GWh
Frankreich	11.766	- 11,0	1.196	52,97	- 10.570
Tschechien	9.404	+ 11,8	2.448	- 8,2	- 6.956
Österreich	7.340	+ 15,8	14.446	- 4,2	+ 7.106
Schweiz	3.702	+ 18,2	11.691	- 8,1	+ 7.989
Dänemark	3.232	- 60,5	5.772	+ 301,1	+ 2.541
Schweden	1.079	- 62,9	1.049	+ 255,5	- 30
Luxemburg	1.041	- 1,9	5.627	- 0,5	+ 4.586
Polen	540	+ 212,3	5.452	- 9,9	+ 4.912
Niederlande	340	- 54,4	24.558	+ 8,9	+ 24.219
Summe	38.443	- 13,0	72.240	+ 7,4	+ 33.797

Tabelle 2: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern in 2013. Quelle: BDEW

Im Ergebnis zeigt sich anhand der hohen exportierten und importierten Strommengen die enge Vernetzung Deutschlands im europäischen Binnenmarkt. Hieraus lassen sich keine direkten Aussagen zur Versorgungssicherheit ableiten, da hierfür nicht in erster Linie integrale, jährliche Import- und Exportmengen relevant sind, sondern die Möglichkeit zu Importen gerade in kritischen Situationen mit hoher Stromnachfrage. Allerdings stellt die gute Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit dar.

3.4 Monitoring der Versorgungssicherheit

Das Monitoring der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit basiert in Deutschland gegenwärtig auf der Erstellung einer Leistungsbilanz für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG verpflichtet, in einem Bericht an das BMWi, der jährlich zum 30.9. erstellt werden muss, eine solche Leistungsbilanz aufzustellen. Der Bericht soll sowohl einen Rückblick als auch eine Zukunftsprognose aufweisen. Die Ausgestaltung des Berichts und die Methodik zur Erstellung der Leistungsbilanz sind gesetzlich nicht geregelt. Die Bundesnetzagentur ist jedoch zur Festlegung, insb. einer Methodik, ermächtigt. Zurzeit erfolgt die konkrete Ausgestaltung durch die ÜNB in Abstimmung mit dem BMWi.

Bei Erstellung der Leistungsbilanz durch die ÜNB wird die Betrachtung derzeit ausschließlich auf nationale Erzeugung und nationalen Verbrauch (Last) fokussiert (nationale Betrachtung). Das Vorgehen der ÜNB fußt dabei auf einer Gegenüberstellung der als gesichert anzunehmenden Erzeugungsleistung und der voraussichtlich höchsten zu deckenden Last in Deutschland.⁵ Die wesentliche Kenngröße bei der Auswertung der so erstellten Leistungsbilanz ist die verbleibende Leistung. Die Leistungsbilanz und damit auch der Wert der verbleibenden Leistung der deutschen ÜNB beziehen sich grundsätzlich nur auf den Zeitpunkt der Höchstlast in ganz Deutschland.

Die – bei nationaler Betrachtung – verbleibende Leistung wird derzeit als Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet. Bei einem positiven Wert wird von einem Zustand mit Sicherheitsreserven ausgegangen, im Fall eines negativen Wertes tendenziell von Abhängigkeiten von Stromimporten oder dem Bedarf einer verstärkten Nutzung von Lastmanagement, Netzersatzanlagen oder weiteren vorhandenen Kraftwerksreserven der ÜNB – in Situationen mit sehr niedriger Last und erheblichen ungeplanten Ausfällen von konventionellen Kraftwerken.

Die Abbildung der Stochastik der verschiedenen Eingangsgrößen erfolgt vereinfacht auf Basis der historischen Höchstlast unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung, historischer Einspeisezeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeugung, der

⁵ In der Praxis werden auch Erzeugung und Lasten außerhalb Deutschlands berücksichtigt, sofern sie direkt in eine deutsche Regelzone einspeisen (insb. LU/AT).

durchschnittlichen Arbeitsverfügbarkeiten der thermischen Kraftwerke und der Arbeitsverfügbarkeiten einzelner Erzeugungstechniken durch die Schätzung von Experten (bspw. bei Pumpspeicherkraftwerken).

Das Vorgehen der ÜNB zur Ermittlung der verfügbaren Leistung für die erneuerbaren Erzeugungstechnologien basiert im Wesentlichen auf historischen Daten und deren Auswertung hinsichtlich der Frage, welche Erzeugungsleistung jeweils in 99% des Betrachtungszeitraums verfügbar war. Für thermische Kraftwerke werden die durchschnittlichen, historischen Arbeitsverfügbarkeiten zur Ermittlung der technologiespezifisch jeweils verfügbaren Leistung herangezogen. Die verfügbare Leistung des gesamten Kraftwerksparks wird anschließend als Summe der einzelnen verfügbaren Leistungen gebildet. Die verbleibende Leistung ergibt sich aus der verfügbaren Leistung nach Abzug der Reserven für Systemdienstleistungen und der Last (siehe Abbildung 1).

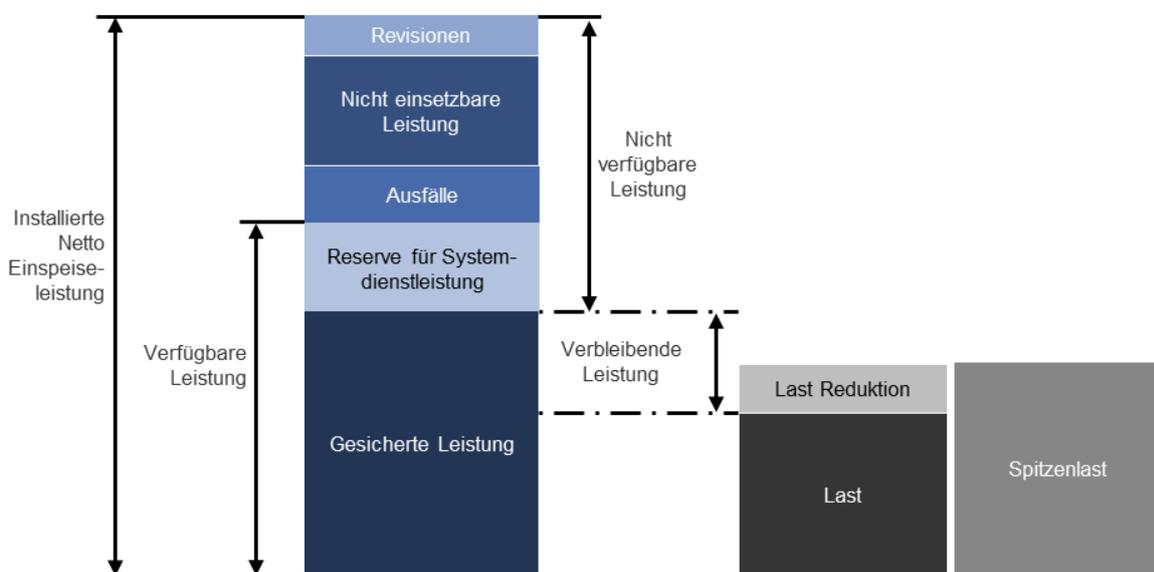


Abbildung 1: Methodik der deutschen ÜNB zur Erstellung einer Leistungsbilanz (ÜNB 2013)

Im Betrachtungszeitraum bis 2016 liegt die prognostizierte durchschnittliche verfügbare Leistung bei ca. 96 GW (2014: 93,9 GW / 2015: 98,1 GW / 2016: 97,8 GW). Demgegenüber steht eine prognostizierte Last von ca. 82 GW.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen für Deutschland im Ergebnis eine verbleibende Leistung (Überdeckung) von durchschnittlich ca. 10 GW für den Zeitraum 2014-2016 aus (2014: 7,8 GW / 2015: 12,1 GW / 2016: 11,7 GW). Zudem berücksichtigen sie die installierten Leistungen von Kraftwerken aus dem Ausland, die direkt in das deutsche Netz einspeisen. Dies sind im Wesentlichen das Pumpspeicherkraftwerk Vianden der Société Électrique de l'Our (SEO) in Luxemburg mit einer Netto-Einspeiseleistung von ca. 1,1 GW im Turbinenbetrieb, welches direkt in die Amprion-Regelzone einspeist, sowie die Anlagen der Voralberger Illwerke (VIW) mit einer installierten Leistung von ca. 1,7 GW, welche aufgrund der Eigentumsverhältnisse hälftig in den deutschen Regelblock bzw. in die TransnetBW-Regelzone einspeisen. Unter Berücksichtigung dieser Kraftwerke und der jeweils aus deutschen Regelzonen zu deckenden, ausländischen Last ergibt sich eine durchschnittliche verbleibende Leistung (Überdeckung) für den Zeitraum 2014-2016 in Höhe von ca. 12 GW (2014: 9,4 GW / 2015: 13,9 GW / 2016: 13,5 GW).

Somit bestehen in dieser Betrachtung der ÜNB aktuell und bis zum Jahr 2016 in Deutschland deutliche Überkapazitäten und folglich auch ein hohes Maß an Versorgungssicherheit im Sinne der o.g. Definition.

3.5 Herausforderungen für das künftige Monitoring der Versorgungssicherheit

Die bisherige Vorgehensweise, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit auf Basis von Leistungsbilanzen zu bewerten, erscheint überarbeitungsbedürftig, da sich die europäischen Elektrizitätsversorgungssysteme über den Strombinnenmarkt zunehmend integrieren und die Bedeutung dargebotsabhängiger und damit nur stochastisch verfügbarer Erzeugung perspektivisch wächst. Dass die stärkere Relevanz stochastischer Einspeisung berücksichtigt werden muss, wurde bereits im vorangegangenen Monitoring-Bericht eindeutig identifiziert und auch auf europäischer Ebene bspw. im sog. PLEF („Pentalaterales Energieforum“) thematisiert.

Aktuell diskutiert das BMWi deshalb mit verschiedenen Stakeholdern in Deutschland und Europa methodische Anpassungen und Verbesserungen beim Monitoring der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit. Dabei soll durch eine Präzisierung und Weiterentwicklung der Monitoringmethodik eine stärkere Berücksichtigung des probabilistischen Charakters zentraler Einflussgrößen ermöglicht werden. Dies schließt

vor dem Hintergrund eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes eine stärkere länderübergreifende Betrachtung mit ein, die eine bessere Koordination mit den europäischen Partnern voraussetzt.

Eine europäische Sicht auf Versorgungssicherheit bietet die Chance, Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten als bei nationaler Betrachtung zu gewährleisten, da regionale Ausgleichseffekte auftreten (etwa bei den Höchstlasten oder dem Beitrag von erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung).

Weiterhin erscheint es sinnvoll, neben konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten zukünftig auch weitere Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen, welche einen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten können, stärker in die Bewertung miteinzubeziehen (s. auch nachfolgender Abschnitt).

3.6 Erschließung von Lastmanagement und Netzersatzanlagen

Umfangreiche Analysen im Rahmen eines für das BMWi erstellten Gutachtens (r2b 2014) ergeben, dass sowohl Netzersatzanlagen als auch Lastmanagement erhebliche Flexibilitätspotenziale darstellen, die zu geringen Kosten schnell erschließbar sind und am Strommarkt genutzt werden können. Diese können und sollten adäquat als zusätzliche gesicherte Erzeugungsleistung bzw. gesichert reduzierbare Verbrauchsleistung beim Monitoring der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit einbezogen werden.

Verbraucher aktiv in Form von Lastmanagement in den Markt einzubinden, flexibilisiert die Nachfrage und kann damit einen gewichtigen Beitrag zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit leisten. Bereits heute nutzen Stromverbraucher entsprechende Potenziale, indem beispielsweise stromintensive Verbraucher ihre Strombezugskosten über eine aktive Teilnahme an den Stromgroßhandelsmärkten optimieren oder ihre Flexibilität zur Vermarktung auf Regelleistungsmärkten nutzen. Darüber hinaus wird Lastmanagement bei leistungsgemessenen Verbrauchern (bis hin zu vergleichsweise kleinen Verbrauchern wie bspw. Supermärkten) bereits heute zur Reduktion individueller Netzentgelte genutzt. Das o.g. Gutachten identifiziert als konservative Abschätzung die verfügbaren Lastmanagement-Potenziale der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in Deutschland auf insgesamt über 17 GW in Bezug auf die Lastreduktion. Von diesen mehr als 17 GW seien gemäß ermittelter Kosten-Potenzial-

Kurven etwa 11 GW innerhalb der technischen Preisobergrenze des Spotmarktes („day-ahead“) und bis zu 15,3 GW innerhalb der technischen Preisobergrenze des „intraday“-Marktes nutzbar.⁶ Von diesen Potenzialen könne mittel- und langfristig ein großer Anteil erschlossen werden.

Netzersatzanlagen, die bisher zur Notstromversorgung bei (lokalen) Versorgungsunterbrechungen wie dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels genutzt werden, kommen in vielen unterschiedlichen Anwendungsbereichen zum Einsatz. So versorgen sich essentielle Infrastruktureinrichtungen oder Prozesse, bei denen ein Stromausfall erhebliche materielle oder immaterielle Schäden verursachen würde, sicher mithilfe solcher Netzersatzanlagen. Diese Netzersatzanlagen können, neben ihrem bisherigen Verwendungszweck, auch am Regelleistungsmarkt sowie zur Deckung von Lastspitzen am Strommarkt eingesetzt werden. Dies steht nicht in Konkurrenz zur eigentlichen Bestimmung der Anlagen. Teilweise werden Netzersatzanlagen schon heute zur Reduktion individueller Netzentgelte eingesetzt oder über einen Dienstleister „gepoolt“ und zur Vermarktung auf Regelleistungsmärkten eingesetzt. Da die Anlagen bereits installiert und finanziert sind, fallen keine Investitions- und nur geringe Erschließungskosten für eine Vermarktung der Anlagen an. Das o.g. Gutachten ermittelt im Rahmen einer konservativen Abschätzung ein verfügbares Potenzial in Höhe von 5 bis 10 GW in Deutschland. Von diesen Potenzialen könne mittel- und langfristig ein relevanter Anteil erschlossen werden.

Das Gutachten zeigt somit, dass diese Flexibilitätsoptionen einen aktiven Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa leisten können.

Darüber hinaus schaffe die aktive Einbindung dieser Flexibilitätsoptionen in den Strommarkt Preisstrukturen, die eine Refinanzierung konventioneller Kraftwerke erlaube, sofern weiterer Bedarf dafür entsteht.⁷

⁶ Die technischen Preisobergrenzen des Spotmarktes („day-ahead“) und des „intraday“-Marktes liegen bei 3.000 Euro pro MWh bzw. 10.000 Euro pro MWh.

⁷ Der Beitrag zu den zur Finanzierung solcher konventionellen Kraftwerke notwendigen Preisstrukturen sei dabei auf die Preissetzung von Lastmanagement und Netzersatzanlagen in Knappheitssituationen zurückzuführen.

4 Stromübertragungskapazitäten

4.1 Aktueller Zustand und Netzbelastung

Voraussetzung für die Versorgung der Verbraucher ist die zuverlässige Verfügbarkeit ausreichend bemessener Stromübertragungskapazitäten.

Neben der reinen Übertragungskapazität ist dabei der Wartungszustand ein relevanter Parameter. Es gibt derzeit keine Anzeichen dafür, dass Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Leistungsschalter) des deutschen Übertragungsnetzes überaltert oder in einem nicht funktionsgerechten Zustand sein könnten. Lediglich das Durchschnittsalter der 220-kV-Masten liegt über dem der restlichen Betriebsmittel. Aufgrund des vermehrten Rückbaus der 220-kV-Spannungsebene und der damit verbundenen Umstrukturierung hin zur 380-kV-Spannungsebene wird es perspektivisch eine Verjüngung bzw. eine Ertüchtigung der Betriebsmittel geben. Die Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber für Netzinfrastruktur bewegen sich seit 2007 auf einem vergleichbaren Niveau (BNetzA 2013a). Es gibt daher auch keine Hinweise, dass das deutsche Stromnetz nicht ausreichend gewartet sein könnte.

Bezüglich der Übertragungskapazität werden im innerdeutschen Übertragungsnetz zurzeit keine strukturellen Engpässe ausgewiesen. Trotzdem kommt es zu einer relevanten Anzahl an Zeitpunkten zu Auslastungen der Übertragungsleitungen bis an die Kapazitätsgrenzen und zeitweise und punktuell auch darüber hinaus, wobei betriebliche Reserven – wie beispielsweise eine Erhöhung der Strombelastung bei tiefen Außentemperaturen – bereits ausgeschöpft sind. Überlastungen treten aber nicht dauerhaft und flächendeckend, sondern punktuell insbesondere auf den stark ausgelasteten Nord-Süd-Trassen auf und insbesondere bei den Netznutzungsfällen „Starkwind-Starklast“ und „Starkwind-Schwachlast“. Damit in derartigen Situationen genügend Erzeugungsanlagen zum Redispatch und für sonstige netzstützende Maßnahmen zur Verfügung stehen, wird gemäß der Reservekraftwerksverordnung eine von der Bundesnetzagentur festgestellte Netzreserve vorgehalten (siehe auch Kapitel 5).

4.2 Netzausbau

Ursache für die in 4.1 beschriebenen punktuellen Überlastungen ist der schnelle strukturelle Umbau der deutschen Energieversorgung von einem früher durch regionale Lastdeckung geprägten System hin zu einem System mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien, ansteigenden Transportmengen und -entfernungen sowie internationalem Stromhandel. Da der Netzausbau nur langsam vorankommt (s. u.), weicht die aktuelle Transportaufgabe signifikant von derjenigen ab, die der Auslegung der bestehenden Netze zugrunde lag. Insbesondere der Ausbau der Windenergie an Land und auf See, aber auch Neuansiedlungen von konventionellen Kraftwerken in Küstennähe, der Ausbau der Photovoltaik sowie die Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland erfordern neue und zusätzliche Übertragungskapazitäten für den Strom und stellen erhöhte Anforderungen an den Systembetrieb. Die Schwerpunkte der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs werden in Zukunft räumlich weiter auseinander liegen als bisher.

Zur Lösung dieses Problems wurde im Jahr 2009 zunächst das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beschlossen, das 24 vordringliche Netzausbauvorhaben vorsieht. Im Jahr 2013 wurde auf Basis des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber der über die EnLAG-Maßnahmen hinausgehende Ausbaubedarf für das Zieljahr 2022 im Bundesbedarfsplangesetz festgehalten, das weitere 36 vordringliche Vorhaben beinhaltet. Spätestens im Jahr 2016 soll der Bundesbedarfsplan aktualisiert werden.

Am Ende des ersten Quartals 2014 waren von den 23 laufenden EnLAG-Vorhaben 15 verzögert mit einem voraussichtlichen Zeitverzug von 1 bis 5 Jahren. Erst 352 der 1.877 Kilometer an neu zu errichtenden Trassen waren fertiggestellt. Eine Übersicht über die aktuellen Verfahrensstände kann jederzeit bei der Bundesnetzagentur im Rahmen des EnLAG-Monitoring eingesehen werden (BNetzA 2014d).

Von den 36 Vorhaben des Bundesbedarfsplans sind 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet. Für jedes dieser Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die sogenannte Bundesfachplanung zur Festlegung eines groben Trassenkorridors und im Anschluss das Planfeststellungsverfahren zur Fixierung des genauen Trassenverlaufs durch.

Der Großteil der in Deutschland installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird nicht auf der Übertragungsnetzebene, sondern auf der Verteilnetzebene (≤ 110 kV) angeschlossen. Neben dem Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen besteht daher ein Bedarf, auch die Verteilernetze kontinuierlich auszubauen. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern, die einen gemeinsamen deutschen Netzentwicklungsplan aufstellen, unterscheiden sich die rund 850 Verteilnetzbetreiber stark bezüglich ihrer Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur. Es ist Aufgabe eines jeden einzelnen Verteilnetzbetreibers, sein Netz in Abhängigkeit der installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen bedarfsgerecht auszubauen. Der genaue Umfang des durch Erneuerbare-Energien-Anlagen bedingten zusätzlichen Ausbaubedarfs in Deutschland, der über den ohnehin kontinuierlich stattfindenden Ausbau der Verteilnetze hinausgeht, ist nicht exakt bekannt, wird aber derzeit im Rahmen aktueller Studien quantifiziert.

5 Systemstabilität

Für ein funktionierendes und versorgungssicheres elektrisches System ist es nicht allein ausreichend, die in den Kapiteln 2 bis 4 erläuterten Voraussetzungen (Bereitstellung von Primärenergieträgern, Stromerzeugungskapazitäten und Stromtransportkapazitäten) zu erfüllen. Es ist vielmehr notwendig, die Stabilität des Systems im Zuge eines sicheren und planbaren Systembetriebs sicherzustellen. Nach EnWG obliegt diese Systemverantwortung in erster Linie den deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Eine wesentliche Aufgabe ist die Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz, d. h. des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur.

Es hat im Berichtszeitraum keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit aufgrund prozessualer oder organisatorischer Schwachstellen gegeben. Ganz im Gegenteil – die in § 13 EnWG festgelegte dreistufige Vorgehensweise (netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 bzw. Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG) wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber konsequent und sinnvoll angewendet und war damit die Basis für einen sicheren Systembetrieb. Netz- und marktbezogene Maßnahmen schließen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG ein, wonach Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerksbetreiber anweisen können, Leistung aus betriebsbereiten Kraftwerken einzuspeisen und stillgelegte Kraftwerke betriebsbereit zu machen, die derzeit nicht einspeisen. Seit Jahren ist allerdings eine kontinuierliche Zunahme der Anzahl der ergriffenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 festzustellen. Der Systembetrieb befindet sich damit an einer wachsenden Anzahl von Tagen in einem angespannten Zustand, der für das operative Handeln zunehmend eine Herausforderung darstellt.

Angesichts dessen wird gemäß der Reservekraftwerksverordnung eine von der Bundesnetzagentur festgestellte Netzreserve vorgehalten, damit stets genügend Erzeugungsanlagen zum Redispatch und für sonstige netzstützende Maßnahmen zur Verfügung stehen. Für den Winter 2013/2014 betrug die Netzreserve 2.540 MW. Aufgrund der extrem milden Witterung trat allerdings keines der typischen Risikoszenarien in diesem Winter ein. So wurden auch keine Erzeugungsanlagen der Netzreserve zum Redispatch oder für sonstige netzstützende Maßnahmen angefordert,

sondern alle erforderlichen Anpassungen von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen erfolgten im Rahmen marktbasierter und vertraglich abgesprochener Maßnahmen. Unzulässig wäre es, aus den Erkenntnissen dieses Winters heraus den Schluss zu ziehen, die Netzreserve sei in Zukunft entbehrlich. Vielmehr ist die Kontrahierung von Reservekraftwerken ein gegenwärtig noch unentbehrliches Instrument der Absicherung gegen kalkulierbare – wenngleich im besten Falle sich nicht realisierende – Risiken für die Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Folglich hat die Bundesnetzagentur einen Bedarf an Netzreserve

- für den Winter 2014/2015 in Höhe von 3.091 MW
- für den Winter 2015/2016 in Höhe von 6.000 MW
- für den Winter 2017/2018 in Höhe von 7.000 MW

festgestellt (BNetzA 2014a). Das BMWi hat in 2014 die Regelungen des sog. Wintergesetzes und der Reservekraftwerksverordnung evaluiert und einen Bericht hierzu veröffentlicht (BMWi 2014b).

Bezüglich der Risiken für den Systembetrieb in den kommenden Jahren wurden im Rahmen der Arbeiten in der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ eine Reihe von Fragestellungen und notwendigen Maßnahmen identifiziert:

1. Die Beibehaltung einer ausgeglichenen Systembilanz wird zunehmend schwieriger. Steigende Anteile der Windenergie im Norden und der Photovoltaik im Süden führen zu regional und temporär unausgeglichenen Systembilanzen. Regional überschüssiger Strom muss transportiert oder es müssen (falls wegen Netzengpässen nicht möglich) Erzeugungsanlagen abgeregelt werden.
2. Letztgenannte Abregelung von Erzeugungsanlagen aus Systembilanzgründen ist zurzeit nicht bei allen Anlagentypen technisch möglich. Getrieben durch das EEG fand in den letzten Jahren ein starker Zubau insbesondere dezentraler Erzeugungsanlagen statt, z. B. PV-, KWK-Anlagen und Biomasseanlagen. Diese Anlagen besitzen teilweise (noch) keine Möglichkeit zur Ansteuerung durch die Netzbetreiber zur Vermeidung von kritischen Netzzuständen. Aktuell erfolgt eine Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 6 EEG 2012 (Nachrüstung zum Einspeisemanagement). Eine

Bedingung für die Ansteuerung dieser Anlagen ist allerdings, dass nicht nur anlagenseitig die Voraussetzung geschaffen werden, sondern auch eine kommunikative Verbindung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber besteht und entsprechende Kommunikationsprozesse etabliert sind. Im Rahmen einer aktuellen Studie (Consentec, Ecofys 2013) wurde – auch durch umfangreiche Abfragen bei den Netzbetreibern – ermittelt, dass etwa 20 GW der Erzeugungsanlagen im deutschen Netz nicht ansteuerbar sind (überwiegend PV-Anlagen). Die Gutachter gehen davon aus, dass zur Einhaltung der Systembilanz – auch unter Berücksichtigung der technisch notwendigen konventionellen Mindesterzeugung und etwaiger Exporte – im deutschen System nicht mehr als 24 GW nicht-steuerbare Anlagen installiert sein dürfen. Insofern besteht laut Studie kein akuter Handlungsbedarf in Hinsicht auf die Bestandsanlagen, die Einhaltung der Systembilanz ist aktuell auch unter denkbar ungünstigen Umständen jederzeit technisch möglich. Für die Zukunft müsse aber ein reibungsfreier Ablauf der Ansteuerung von technisch ansteuerbaren Anlagen sichergestellt werden.

3. Stand Mitte 2014 sind PV-Anlagen mit 36 GW Erzeugungsleistung in Deutschland installiert. Bis zur Einführung der Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Erzeugungseinheiten am Mittelspannungsnetz“ in der Fassung von Juni 2008 (BDEW 2008), des technischen Hinweises „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ in der Fassung von März 2011 (FNN 2011) und der VDE-AR-N 4105 für „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ in der Fassung von August 2011 (VDE 2011) waren die Wechselrichter von PV-Anlagen mit einer Überfrequenz-Abschaltautomatik bei 50,2 Hertz ausgestattet. Damit würden sich in Deutschland im ungünstigen Fall etwa 9 GW Leistung bei Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hertz gleichzeitig abschalten. Die Ergebnisse einer im Rahmen der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ begleiteten Studie (Ecofys, IFK 2011) haben gezeigt, dass diese Bestandsanlagen ein erhebliches Systemsicherheitsrisiko darstellen. Eine akute Gefährdung würde zum Beispiel durch eine großräumige Störung im europäischen Verbundnetz entstehen, falls die Netzfrequenz stark von 50,0 Hertz abweicht (z. B. über 50,2 Hertz oder unter 49,5 Hertz). In einem solchen Fall würde unter bestimmten Bedingungen (Sonne, Wind) durch die automatische Abschaltung von

Bestandsanlagen die Frequenz schlagartig ansteigen/sinken und könnte nicht mehr durch Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber aufgefangen werden. Mit Inkrafttreten der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) im Juli 2012 haben die Netzbetreiber begonnen, die betroffenen PV-Anlagen (insg. 13,9 GW) nachzurüsten. Bisher (Stand Dezember 2013) wurden 2,1 GW nachgerüstet. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber führen ein fortlaufendes Monitoring der Nachrüstung durch und legen dieses auch dem BMWi vor.

4. Es besteht nicht nur Handlungsbedarf bei PV-Anlagen, sondern auch bei Windenergie-, Biomasse-, KWK- und kleinen Wasserkraftanlagen. Eine im Auftrag des BMWi erstellte Studie (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013) zeigt, dass sich bei Absinken der Netzfrequenz auf 49,5 Hz Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt rd. 27 GW automatisch abschalten. Sollte ein solcher Fall auftreten, könnten die Netzbetreiber das Stromnetz nicht mehr stabilisieren. Die Frequenzschutzeinstellungen dieser Anlagen müssen daher ebenfalls möglichst zeitnah geändert werden. Im Rahmen der Plattform "Zukunftsfähige Energienetze" wird zurzeit in enger Kooperation mit den betroffenen Verbänden, den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur über die technische, rechtliche und organisatorische Ausgestaltung des Nachrüstungsprozesses beraten. Eine Ergänzung der Systemstabilitätsverordnung im Hinblick auf die Unterfrequenzabschaltung wird noch im Jahr 2014 von der Bundesregierung angestrebt.
5. Die für den Erhalt der Systemstabilität technisch erforderliche Mindesteinspeisung aus konventionellen Erzeugungseinheiten wird bisher noch nicht systematisch im Netzbetrieb berücksichtigt. Bisher beruht der Systembetrieb diesbezüglich auf Erfahrungswerten der Übertragungsnetzbetreiber. Da mittelfristig zu erwarten ist, dass häufiger Situationen einer nicht mehr ausgleichenden Systembilanz auftreten werden und Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden müssen, während konventionelle Mindesteinspeisung am Netz bleibt, ist eine zukünftige Reduzierung der Mindesteinspeisung für eine bestmögliche Integration der erneuerbaren Energien notwendig. Zunächst ist aber die Kenntnis und Sicherstellung der Mindesteinspeiseleistung aus konventionellen Kraftwerken erforderlich, um das System sicher kontrollieren und Maßnahmen nach § 13 EnWG

bzw. § 11 EEG 2012 sicher anwenden zu können. Eine grundsätzliche Methodik zur Bestimmung der Mindesterzeugung mit einer Kurzfristperspektive wurde im Rahmen eines im Januar 2012 veröffentlichten Gutachtens im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber (FGH, Consentec, IAEW 2012) erstmals entwickelt. Die wichtigsten im Rahmen der Studie betrachteten Anforderungen sind: Fähigkeit zum Redispatch, regionale Spannungshaltung (u. a. Blindleistungsbereitstellung), Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Einhaltung und Regelung der Systembilanz, Lastfolgefähigkeit, Einhaltung der (n-1)-Sicherheit. Zurzeit berücksichtigen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Mindesterzeugung in der Betriebsplanung durch einzelne Betrachtung dieser technischen Anforderungen, streben aber weitere Verbesserungen der quantitativen Aussagen („day-ahead-/intraday-forecast“) an. Darüber hinaus sollen mittelfristig integrierte Faustformeln entwickelt werden, um mithilfe weniger Fundamentaldaten (Verbrauchslast, EEG-Einspeisung, Regelzonenbilanzen) und anhand vorabdefinierter Regeln die Mindesterzeugung zu bestimmen. Nicht unwesentliche Bedeutung hat in diesem Zusammenhang, dass die Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf die für die Ermittlung der Mindesterzeugung notwendigen Informationen haben (Kraftwerksverfügbarkeit, Mindestteillast der Kraftwerke, Leistungsgrenzen, Reserve für Regelleistung, laufende Aktualisierung der Fahrpläne etc.). Gemäß § 12 Abs. 4 EnWG („Energieinformationsnetz“) müssen den Übertragungsnetzbetreibern entsprechende Daten von den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden. Die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur hat hierzu am 16.4.2014 eine erste Festlegung getroffen (BNetzA 2014e).

6. Generell erfordern die zunehmende Kurzfristigkeit der Erzeugung und des Handels sowie die teilweise schlechtere Prognostizierbarkeit insbesondere dezentraler Einspeisung ein immer kurzfristigeres operatives Handeln der Netzbetreiber. Der Informationsfluss zwischen Übertragungsnetzbetreibern, nachgelagerten Netzen, Erzeugern und Bilanzkreisen muss daher in der nahen Zukunft weiter verbessert werden. Die beteiligten Kreise arbeiten weiterhin gemeinsam mit der Bundesnetzagentur und unterstützt vom BDEW intensiv an der Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes nach § 12 Abs. 4 EnWG.

6 Schlussfolgerungen

Das elektrische System in Deutschland steht durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken und den weiteren Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen aktuell vor erheblichen Herausforderungen. Insbesondere die Anforderungen an die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs, der Aufgabe der Netzbetreiber ist, haben zugenommen.

Die Verfügbarkeit von Energieträgern für die Stromerzeugung ist als in einem hohen Maße gesichert einzuschätzen. 2012 lag der Anteil des durch heimisch verfügbare Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 50 %. Dieser Anteil sollte aufgrund des weiterhin zu erwartenden Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen künftig zunehmen. Zudem liegt der Stromversorgung in Deutschland weiterhin ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert. Die Gaswirtschaft unternimmt darüber hinaus intensive Anstrengungen, die Erdgasinfrastruktur (Leitungen und Speicher) auszubauen und den Erdgasbezug weiter zu diversifizieren.

Die Erzeugungssituation am Strommarkt ist derzeit durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Damit steht aktuell mehr als ausreichend Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass sich die deutschlandweite Leistungsbilanz und damit die Versorgungssituation bis zum Jahr 2016 gegenüber heute weiter entspannen.

Die summarische Betrachtungsweise der Leistungsbilanz gibt allerdings keine Aufschlüsse über die regionale Verteilung der Erzeugungsleistung innerhalb Deutschlands. Nach der Abschaltung von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland und aufgrund unzureichender Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung herrscht insbesondere im Süden und bei hoher Last (d. h. im Winter) eine angespannte Situation, da den Übertragungsnetzbetreibern in bestimmten Situationen nur noch wenige freie Kraftwerke zum Redispatch und zur lokalen Spannungshaltung zur Verfügung stehen. Die Situation wird in den kommenden Jahren voraussichtlich angespannt bleiben. Eine dauerhafte Entlastung ist hier erst durch Realisierung der Nord-Süd-Stromtrassen oder teilweise durch alternative Maßnahmen, z. B. zur

Spannungshaltung, zu erwarten. In den kommenden Wintern werden daher weiterhin Reservekraftwerke zum Erhalt der Versorgungssicherheit insbesondere in Süddeutschland benötigt. Dies hat auch die Evaluierung der Regelungen des sog. Wintergesetzes und der Reservekraftwerksverordnung ergeben. Das BMWi hat einen Bericht hierzu veröffentlicht (BMWi 2014b).

Ein zentrales Thema beim Umbau des Energiesystems in Deutschland ist und bleibt der Netzausbau. Die Bundesregierung hat umfangreiche Maßnahmen beschlossen und Prozesse aufgesetzt, um den Netzausbau zu beschleunigen. Die Maßnahmen werden ihre Wirkung jedoch erst sukzessive entfalten. Der Fortschritt der wichtigsten Netzausbauprojekte wird daher weiterhin durch die Bundesnetzagentur überwacht.

Es fällt den Netzbetreibern zunehmend schwer, eine ausgeglichene Systembilanz beizubehalten, d. h. ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstruktur sicherzustellen. Dies erfordert teilweise eine Abregelung von Erzeugungsanlagen, die zurzeit nicht bei allen Anlagentypen technisch möglich ist. Laut einer aktuellen Studie für das BMWi (Consentec, Ecofys 2013) müsse in Zukunft zumindest ein reibungsfreier Ablauf der Ansteuerung von technisch ansteuerbaren Anlagen sichergestellt werden. Systemsicherheitsrisiken können auch bei Über- und Unterfrequenzen auftreten, da sich Erneuerbaren-Energien-Anlagen in diesen Fällen teilweise automatisch abschalten. Deswegen hat das BMWi in enger Kooperation mit den betroffenen Verbänden, den Netzbetreibern, der Bundesnetzagentur und den zuständigen Bundesministerien Prozesse angestoßen, mit welchen die betroffenen Anlagen – sofern erforderlich – nachgerüstet werden sollen, damit sie sich nicht automatisch abschalten.

Insgesamt muss der Informationsfluss zwischen Übertragungsnetzbetreibern, nachgelagerten Netzen, Erzeugern und Bilanzkreisen in der nahen Zukunft verbessert werden. Die beteiligten Kreise arbeiten daher zurzeit intensiv am Aufbau eines Energieinformationsnetzes nach Energiewirtschaftsgesetz.

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung für die Endkunden ist weiterhin hoch. Die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 15,91 Minuten im Jahr 2012 (SAIDI = „System Average Interruption Duration Index“). Dieser Wert liegt geringfügig über dem im

Vorjahr (2011) ermittelten Wert von 15,31 Minuten und ist im europäischen Vergleich besonders niedrig.

7 Quellenverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014: Stromerzeugungstabelle, (AGEB 2014)

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 2008: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, (BDEW 2008)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014: Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, (BMWi 2014a)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014: Bericht nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG, (BMWi 2014b)

Bundesnetzagentur 2013: Monitoringbericht 2013 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG, (BNetzA 2013a)

Bundesnetzagentur 2014: Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018, (BNetzA 2014a)

Bundesnetzagentur 2014: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Stand 02.04.2014, (BNetzA 2014b)

Bundesnetzagentur 2014: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Stand 15.04.2014, (BNetzA 2014c)

Bundesnetzagentur 2014: EnLAG-Monitoring, (BNetzA 2014d)

Bundesnetzagentur 2014: Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom), Az.: BK6-13-200, (BNetzA 2014e)

Consentec GmbH und Ecofys Germany GmbH 2013: Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz, (Consentec, Ecofys 2013)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2011: Kurzstudie: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011, (BGR 2011)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2013: Energiestudie 2013: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, (BGR 2013)

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2012: Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, (ÜNB 2012)

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2013: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, (ÜNB 2013)

Ecofys Germany GmbH und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart (IFK) 2011: Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung, (Ecofys, IFK 2011)

Ecofys Germany GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Becker Büttner Held (BBH) und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart (IFK) 2013: Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz, (Ecofys, Deutsche WindGuard, BBH, IFK 2013)

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V., Consentec GmbH und Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen 2012: Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, (FGH, Consentec, IAEW 2012)

Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN): Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz, (FNN 2011)

r2b energy consulting GmbH 2014: Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, (r2b 2014)

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE): VDE-AR-N 4105 zu Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, (VDE 2011)

Verein der Kohlenimporteure e.V. 2014: Jahresbericht 2014, (VDKI 2014)