



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Monitoring-Bericht

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

nach § 51 EnWG

zur Versorgungssicherheit

im Bereich der

leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität

Stand: Juli 2012

Verfasser:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Scharnhorststr. 34-37

10115 Berlin

Postanschrift: 11019 Berlin

Telefon: +49 (0)30- 18 615 0

Telefax: +49 (0)30- 18 615 7010

...

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund.....	3
2	Primärenergieträger zur Stromerzeugung	6
2.1	Anteile der Primärenergieträger an der Stromerzeugung.....	6
2.2	Verfügbarkeit der Primärenergieträger	6
3	Stromerzeugungskapazitäten.....	9
3.1	Verhältnis aus Erzeugung und Last.....	9
3.2	Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten.....	11
3.3	Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2015.....	12
3.4	Stromaustausch mit den Nachbarländern	13
4	Stromübertragungskapazitäten	15
4.1	Aktueller Zustand und Netzbelastung.....	15
4.2	Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus	16
4.3	Perspektive bis 2022	18
5	Systemstabilität	19
6	Schlussfolgerungen.....	23
7	Quellenverzeichnis	26

1 Hintergrund

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (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. 1 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. Ein frühes Erkennen eventueller Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit 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 im 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 Primärenergieträgern (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 (Unterbrechungsfreiheit) der Versorgung.

Die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit in Deutschland ist nach dem EnWG prinzipiell eine 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 i. V. m. § 12 Abs. 3 EnWG die Regelungen der §§ 13 und 14 EnWG entsprechend.

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

Nach den Ereignissen in Fukushima im März 2011 hat die Bundesregierung im Sommer 2011 mit der „Energiewende“ ein umfangreiches Gesetzespaket beschlossen, um deutlich schneller als zuvor geplant aus der Kernenergie auszusteigen und den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. Im Zuge des Kernenergieausstiegs und vor dem Hintergrund der Frage, ob zum Erhalt der Systemsicherheit ein Reservekernkraftwerk für den Winter 2011/12 in Bereitschaft gehalten werden soll, hat die Bundesnetzagentur – teilweise unter Zuarbeit der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber – umfangreiche Untersuchungen der Versorgungssicherheit durchgeführt. Wesentliche Erkenntnisse des vorliegenden Monitoring-Berichts beruhen auf diesen Untersuchungen. Die Untersuchungsergebnisse wurden durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Der „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ (BNetzA 2012a) liegt diesem Monitoring-Bericht als Anlage bei.

2 Primärenergieträger zur Stromerzeugung

2.1 Anteile der Primärenergieträger an der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland basierte 2011 zu rund 80 % auf fossilen Primärenergieträgern und Uran. Deutschland wird bis auf weiteres auf eine sichere Versorgung mit diesen Energieträgern angewiesen sein. Die Anteile der Primärenergieträger an der Netto-Stromerzeugung betragen im Jahr 2011: Braunkohle 24 %, erneuerbare Energien 21 %, Kernenergie 18 %, Steinkohle 18 %, Erdgas 14 %, Mineralöl 1 % und Sonstige 4 %. Der im Vergleich zum Jahr 2009 (Stand des letzten vorgelegten Monitoring-Berichts) gesunkene Anteil der Kernenergie (-5,2 %) wurde bilanziell durch einen Anstieg des Anteils erneuerbaren Energien (+ 4,2 %) sowie durch einen geringfügigen Anstieg der Anteile der fossilen Energieträger Braunkohle (+ 0,2 %), Steinkohle (+ 0,6 %) und Erdgas (+ 0,7 %) kompensiert (Quelle: AG Energiebilanzen 2012 nach vorläufigen Angaben).

2.2 Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Braunkohle wird als einziger Energieträger vollständig inländisch gefördert. Die deutschen Reserven² der Weichbraunkohle werden auf rund 40,5 Mrd. Tonnen geschätzt. Demgegenüber stand 2011 eine Förderung von rund 177 Mio. Tonnen, wobei rund 90 % der inländisch geförderten Braunkohle verstromt werden. Unter der Annahme eines konstanten Verbrauchs ergibt sich aus diesen Zahlen eine theoretische Reichweite von über 200 Jahren. Die Versorgung kann somit als gesichert angesehen werden (Quelle: BGR 2011).

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

Die weltweiten Uranreserven werden auf 2,8 Mio. Tonnen geschätzt, die weltweite Förderung lag im Jahr 2011 bei 53,5 Kilotonnen. In den kommenden Jahrzehnten sind daher keine Engpässe zu erwarten. Die Reserven sind auf eine begrenzte Anzahl

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

Länder konzentriert; 95 % der derzeitigen Reserven sind auf elf Länder verteilt. In 2011 wurde in 19 Ländern Uran produziert. Die größten Produzenten sind Kasachstan, Kanada, Australien, Niger, Namibia, Russland, Usbekistan und die USA. 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 (Quelle: BGR 2011).

Die weltweiten Reserven der Hartkohle (Steinkohle, Hartbraunkohle) werden auf 728 Mrd. Tonnen geschätzt. Die weltweite Steinkohleförderung lag 2011 bei rund 7 Mrd. Tonnen. In den kommenden Jahrzehnten sind daher keine Engpässe zu erwarten. Im Gegensatz zum Uran sind Steinkohlevorkommen und -förderung auf viele Unternehmen und Staaten weltweit verteilt. Der Steinkohleverbrauch in Deutschland lag 2011 bei rund 63,1 Mio. Tonnen. Der Importkohleeinsatz betrug 2011 rund 49,5 Mio. Tonnen, davon wurden rund 33,6 Mio. Tonnen in Kraftwerke abgesetzt. Die Steinkohlenimporte sind breit diversifiziert. Deutschland importiert Steinkohle vor allem aus der Russischen Föderation, Kolumbien und den USA. (Quelle: BGR 2011; VDKI 2012). Aus inländischem Aufkommen wurden rund 10,9 Mio. Tonnen an die Kraftwerke geliefert. Der Steinkohlenverbrauch für Kraftwerke insgesamt (importiert und inländisch) lag im Jahr 2011 bei rund 44,5 Mio. Tonnen.

Die weltweiten Erdgasvorkommen konzentrieren sich – im Gegensatz zu den Steinkohlevorkommen – auf einige wenige Regionen. Die weltweiten konventionellen Erdgasreserven werden auf rund 190.000 Mrd. m³ geschätzt. Der weltweite Verbrauch lag 2011 bei rund 3.300 Mrd. m³. Der Verbrauch in Deutschland im Jahr 2011 betrug 86,2 Mrd. m³, wobei der Großteil in den Wärmemarkt fließt. Die inländische Förderung in demselben Jahr betrug 11,8 Mrd. m³ entsprechend einem Anteil von 13,7 % am jährlichen Verbrauch. Deutschland hat 2011 seinen Bedarf vor allem aus den Herkunftsländern Russland (40 %), Norwegen (34 %) und Niederlande (22 %) gedeckt. Der Erdgasbezug Deutschlands ist damit im Vergleich zu anderen europäischen Ländern zwar relativ breit diversifiziert, jedoch sind kurzfristige Ausweichmöglichkeiten beim Bezug nur begrenzt möglich. Bezüglich der Einschätzung der Versorgungssicherheit wird auf den Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit

bei Erdgas des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2012) verwiesen. Dieser kommt auf Basis einer Risikobewertung der Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maß als sicher und zuverlässig zu bewerten ist. Die Versorgungssicherheit war 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 Lieferverträge sowie eine Verbesserung der inländischen Transportinfrastruktur weiter zu erhöhen. Deutschland verfügt zudem über ein relativ hohes Speichervolumen für Erdgas (maximales Speichervolumen 20 Mrd. m³). Hinzu kommt die Möglichkeit, LNG-Terminals in benachbarten Staaten zu nutzen, sowie ein wachsender Einsatz von Biogas.

3 Stromerzeugungskapazitäten

3.1 Verhältnis aus Erzeugung und Last

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss sichergestellt sein, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage mit hinreichender Sicherheit durch die zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Zur Bewertung der Frage, ob dieses Kriterium heute und in Zukunft jederzeit erfüllt werden kann, wird die europaweit etablierte und auch von ENTSO-E³ verwendete Methodik der Leistungsbilanz herangezogen.

Die Leistungsbilanz ist eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation des Systems zu einem bestimmten Zeitpunkt, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten Wert und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen. Mit dieser Systematik wird die voraussichtlich kritischste Situation eines Jahres bewertet. Dabei wird die Differenz aus der zur Verfügung stehenden gesicherten Leistung und der zu versorgenden Last gebildet. Ist diese Differenz positiv, steht ein Puffer zur Versorgung zur Verfügung. Ist die Differenz negativ, bedeutet dies eine Importabhängigkeit zu dem betrachteten Zeitpunkt.

Die gesicherte Leistung eines Landes ergibt sich aus der inländischen Kraftwerksleistung abzüglich der nicht einsetzbaren Leistung, der Einschränkungen durch Ausfälle und Revisionen und der Reserve für Systemdienstleistungen.

Die Leistungsbilanz dient einerseits einer rückwärts gerichteten Bewertung der kritischsten Situation eines vergangenen Jahres. Sie dient aber andererseits insbesondere einer Einschätzung der Angemessenheit der Erzeugung in den kommenden Jahren, um daraus eventuellen Handlungsbedarf abzuleiten. Da es nicht vorhersehbar ist, wann exakt die höchste Last in der Zukunft auftreten wird und wie hoch diese sein wird, wird auf Basis historischer Daten die zu erwartende Last geschätzt. Dabei wird der bei ENTSO-E übliche dritte Mittwoch im Januar um 19 Uhr verwendet, da zu diesem Zeitpunkt die Jahreshöchstlast erwartet wird.

³ Europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes 2011 wurde den deutschen Übertragungsnetzbetreibern die Verantwortung für die Leistungsbilanz und die Pflicht, diese jährlich zu erstellen dem Bundeswirtschaftsministerium vorzulegen (§ 12 Abs. 4 und 5), übertragen. Gleichzeitig wurde geregelt, dass die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt sind, die für die Erstellung der Leistungsbilanz erforderlichen Informationen bei nachgelagerten Netzbetreibern, Erzeugern und Letztverbrauchern anzufordern.

Die am 30.09.2011 erstmals offiziell vorgelegte Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber hatte deutlich gemacht, dass in den Jahren 2011, 2012 und auch 2013 mit einer angespannten Erzeugungssituation zu rechnen ist. Die Leistungsbilanz prognostizierte eine leichte Unterdeckung von 1 bis 2 GW in den Jahren 2011 und 2012. Diese Einschätzung hat sich in der angespannten Situation im Februar 2011 bestätigt, in der keinerlei Reserven in Deutschland zur Lastdeckung mehr zur Verfügung standen. Eine leichte Verbesserung der Leistungsbilanz wird in diesem Bericht der Übertragungsnetzbetreiber erst in 2013 (Überdeckung von etwa 3 GW), eine deutliche in 2014 (rd. 7 GW Überdeckung) erwartet. Voraussetzung ist allerdings, dass die in Planung und Bau befindlichen Kraftwerksprojekte tatsächlich zeitgerecht realisiert werden und keine weiteren Stilllegungen stattfinden.

Diese signifikante Verschlechterung der Leistungsbilanz gegenüber der aus dem Winter 2009/10 (vgl. letzten Monitoring-Bericht des BMWi) ist hauptsächlich auf die kurzfristige Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke nach Atomgesetz im Sommer 2011 in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 8,4 GW zurückzuführen.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Leistungsbilanz basiert auf einer Einschätzung der Beiträge der einzelnen Energieträger zur gesicherten Leistung. So wird auf Basis historischer Messwerte des Jahres 2010 für Windenergie eine Verfügbarkeit von 1 % und für Photovoltaik eine Verfügbarkeit von 0 % der installierten Leistung angenommen. Diese Energieträger tragen also trotz der hohen installierten Leistung nur geringfügig bzw. überhaupt nicht zur Leistungsbilanz bei.

Im Rahmen des von ENTSO-E vorgelegten „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011-2025“ erstellt ENTSO-E eine Vorschau der Leistungsbilanz für Europa und die einzelnen Mitgliedstaaten. Die zugrunde gelegten Szenarien bilden zudem die Basis für den europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan. Dabei bestimmt

ENTSO-E auf Basis nationaler Erzeugungsstrukturen für jedes Land den so genannten relativen Vorhaltebedarf an Kraftwerksleistung (bezogen auf die Nettokraftwerksleistung). Bei der Berechnung dieses relativen Vorhaltebedarfs werden dargebotsabhängige bzw. zufallsbedingte Einspeise- und Verbrauchsschwankungen (u. a. die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien) berücksichtigt.

Für das Jahr 2015 weist ENTSO-E für Deutschland an einem typischen Tag der Höchstlast im Januar eine positive Differenz aus verbleibender Leistung und Vorhaltebedarf von über 10 % bezogen auf die installierte Nettokraftwerksleistung aus. Diese Einschätzung deckt sich mit der oben dargestellten nationalen Leistungsbilanz, für die eine Entspannung nach 2014 aufgrund eines Netto-Zubaus an Kraftwerkskapazität erwartet wird.

Für das Jahr 2020 schätzt ENTSO-E die Situation auf Basis der aktuellen Erwartungen allerdings deutlich kritischer ein. Je nach zugrunde gelegtem Szenario ergibt sich für Deutschland nur noch eine geringfügig positive Differenz aus verbleibender Leistung und relativem Vorhaltebedarf von + 2,5 GW („Szenario EU2020“) bzw. sogar eine leicht negative Differenz von – 0,5 GW („Szenario B“) und damit eine tendenzielle Importabhängigkeit. Trotz der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Kraftwerkszubauten in den kommenden Jahren sollte diese Einschätzung als Hinweis auf eine mögliche Verschlechterung der Erzeugungssituation und damit verbundenem Handlungsbedarf in Richtung 2020 verstanden werden.

3.2 Aktueller Bestand an Stromerzeugungskapazitäten

Die Bundesnetzagentur führt seit 2011 über umfangreiche Abfragen bei Kraftwerksbetreibern ein jährliches Kraftwerks-Monitoring der installierten Kapazitäten (> 10 MW) sowie der geplanten Kraftwerkszubauten und beabsichtigten Kraftwerksstilllegungen durch.

Mit Stand Juli 2012 sind in Deutschland Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 167 GW installiert (Tabelle 1). Im Rahmen der Leistungsbilanz 2011 wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber eine gesicherte Leistung von rd. 80 GW bestimmt. Demnach steht nur etwa die Hälfte der in Deutschland installierten Leistung gesichert zur Verfügung. Der Anteil der volatilen erneuerbaren Energien Wind (rd. 29 GW) und

Photovoltaik (rd. 28 GW) tragen dabei nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber insgesamt nur mit etwa 0,3 GW zur gesicherten Leistung bei.

Energieträger	Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
Abfall	1.176
Biomasse	5.399
Braunkohle	17.014
Deponiegas	270
Erdgas	19.532
Geothermie	8
Grubengas	265
Kernenergie	12.068
Klärgas	89
Laufwasser	3.966
Mehrere Energieträger	14.605
Mineralölprodukte	3.729
Pumpspeicher	9.229
Solare Strahlungsenergie	28.219
Sonstige Energieträger	1.146
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	1.309
Steinkohle	20.640
Windenergie (Offshore-Anlage)	188
Windenergie (Onshore-Anlage)	28.791
Summe	167.643

Tabelle 1: Installierte elektrische Netto-Nennleistung in MW (Stand 29.6.2012).
Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

3.3 Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2015

Als Ergebnis des Kraftwerks-Monitoring der Bundesnetzagentur (Stand 29.6.2012) wird bis zum Betrachtungsjahr 2015 ein Zubau dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen mit einer gesamten Leistung von 12,6 GW erwartet. Im gleichen Zeitraum wird von Stilllegungen von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 9,1 GW ausgegangen. Es ergibt sich daraus ein aktuell zu erwartender Netto-Zubau in Höhe von etwa 3,5 GW bis 2015, der aber hinter dem von den Übertragungsnetzbetreibern noch im Jahr 2011 prognostizierten Netto-Zubau zurückbleibt (vgl. 3.1). Der Zubau erfolgt größtenteils durch Kohlekraftwerke (etwa 10 GW). Es ist daher weiterhin eine leichte Entspannung der Leistungsbilanz für Gesamtdeutschland und damit der Versorgungssituation bis zum Betrachtungsjahr 2015 zu erwarten. Allerdings zeigt das Monitoring der Bundesnetzagentur auch, dass der Zubau in Süddeutschland vergleichsweise geringer ausfällt

als im Bundesdurchschnitt und daher speziell in Süddeutschland mit einer eher angespannten Situation zu rechnen ist.

3.4 Stromaustausch mit den Nachbarländern

Im Jahr 2011 war Deutschland Netto-Stromexporteur (Tabelle 2). Im Vergleich zu den Vorjahren wurde 2011 aber weniger Strom exportiert und mehr Strom importiert wurde. Der Überschuss in die Nachbarländer betrug saldiert rd. 6,3 TWh; im Jahr zuvor waren es noch rd. 16,9 TWh – entsprechend einem Rückgang von 63 Prozent. Die erhöhten Importe im Vergleich zu den Vorjahren stammen vor allem aus Frankreich und Tschechien (saldiert rd. 28 TWh importiert). Gleichzeitig hat Deutschland in 2011 aber auch stärker nach AUT, CH, NL exportiert als in den Vorjahren (saldiert rd. 28 TWh exportiert).

	Import aus dem Ausland		Export in das Ausland		Saldo + Exportüberschuss - Importüberschuss
	GWh	Änderung zum Vorjahr %	GWh	Änderung zum Vorjahr %	GWh
Frankreich	20.313	+ 34,3	139	- 82,5	- 20,174
Tschechien	9.408	+ 0,1	1.886	+ 234,4	- 7.522
Österreich	5.357	- 20,6	15.923	+ 8,3	+ 10.566
Dänemark	5.055	+ 86,6	2.908	- 55,1	- 2.147
Niederlande	3.220	+ 4,8	9.589	+ 7,2	+ 6.369
Schweiz	2.762	+ 7,0	14.000	- 3,8	+ 11.238
Schweden	2.047	+ 103,3	628	- 73,3	- 1.419
Luxemburg	1.124	- 11,8	5.779	- 4,2	+ 4.655
Polen	433	+ 159,3	5.138	- 3,7	+ 4.705
Summe	49.719	+ 18,2	55.990	- 5,0	+ 6.271

Tabelle 2: Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern in 2011.
Quelle: BDEW

Dabei lagen in den beiden vergangenen Wintern 2010/11 und 2011/12 die Nettoexporte Deutschlands ins Ausland etwa in der gleichen Höhe. Der letzte Winter 2011/12

zeichnete sich durch einen hohen Export nach Österreich aus, dem stark gestiegene Importe aus Dänemark und Schweden gegenüberstanden. Die erhöhten Importe aus Schweden und Dänemark im Vergleich zum Vorjahr ergaben sich aus der Tatsache, dass die Preise in diesen Marktgebieten noch wesentlich deutlicher fielen als die deutschen Preise.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass Stromexporte und -importe grundsätzlich kein Indikator für die Versorgungssicherheit in Deutschland sind, sondern vielmehr Ausdruck eines effizient funktionierenden europäischen Strommarktes. Insbesondere aus den Zahlen zum Netto-Stromtausch über das Jahr können daher keine Aussagen zur Versorgungssicherheit abgeleitet werden. Die Frage, ob in kritischen Situationen ein möglicher Erzeugungsmangel in Deutschland durch Importe aus dem Ausland ausgeglichen werden kann, muss sehr differenziert betrachtet werden. Wie auch ENTSO-E in seiner Vorschau auf den Winter 2011/12 ausführte, sind, insbesondere unter erschwerten Bedingungen, einige europäische Länder potentiell importabhängig. Wie sich in der Nachschau des Winters 2011/12 zeigt, waren diese Annahmen grundsätzlich richtig. Tatsächlich war insbesondere Frankreich nicht zu jeder Zeit in der Lage, seinen eigenen Bedarf zu decken und musste zu einigen Stunden seine gesamte Importkapazität voll ausschöpfen. Vor dem Hintergrund dieser Situation wird im Rahmen der Leistungsbilanz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG installierte Kraftwerksleistung im Ausland aktuell nicht berücksichtigt.

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.

Eine Analyse der Altersstrukturen und des Wartungszustands der Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Leistungsschalter) wurde im Rahmen des letzten Versorgungssicherheits-Monitoring (Januar 2011) durchgeführt. Diese Bewertung ist weiterhin gültig. Es gibt demnach keine Anzeichen dafür, dass die deutschen Übertragungsnetze überaltert oder in einem nicht funktionsgerechten Zustand sein könnten. Lediglich das Durchschnittsalter der 220kV-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 Wartung und Instandhaltung bewegen sich seit 2007 auf einem vergleichbaren Niveau (vgl. Monitoringbericht 2011 der BNetzA). Es gibt daher auch keine Hinweise, dass das deutsche Stromnetz nicht ausreichend gewartet sein könnte.

Bezüglich der Übertragungskapazität werden im innerdeutschen Übertragungsnetz zur Zeit keine strukturellen Engpässe ausgewiesen. Trotzdem kommt es zu einer relevanten Anzahl an Zeitpunkten zu Auslastungen der Übertragungsleitungen bis an die Kapazitätsgrenzen und auch zeitweise und punktuell 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“.

Eine detaillierte Analyse der Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass die Anzahl kritischer Netzsituationen insbesondere im Winter 2011/12 stark gegenüber den Vorjahren angestiegen ist (BNetzA 2012a). Insbesondere zwei Leitungen aus der 50-Hertz-

Transmission-Regelzone (Remptendorf-Redwitz und Helmstedt-Wolmirstedt) waren stark belastet. Sowohl das Volumen von Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, um diese Leitungen zu entlasten, als auch die Anzahl der Eingriffe der Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG sind gegenüber dem Vorjahr stark gestiegen. Betroffen waren insbesondere die Länder Schleswig-Holstein und Brandenburg bzw. die nördliche TenneT-Regelzone und die 50-Hertz-Transmission-Regelzone. In den meisten Fällen lag die Ursache der Eingriffe in den massiven Rückspeisungen aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz, die durch starke Einspeisung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, insbesondere von Windenergieanlagen im Verteilnetz, verursacht wurden. Für eine detaillierte Auswertung der Netzbelastung wird auf den Bericht der Bundesnetzagentur verwiesen (BNetzA 2012a).

4.2 Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus

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 Stromerzeugungs- und -verbrauchsschwerpunkte werden in Zukunft räumlich weiter auseinander liegen als bisher. Dieses Problem wurde bereits frühzeitig erkannt. Im Rahmen der dena-I-Netzstudie wurde der bis zum Jahr 2015 notwendige Netzausbau trassenscharf ermittelt. Dieser Bedarf fand (neben weiteren Trassen) Eingang in das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, das seit August 2009 in Kraft ist. Mit dem in diesem Gesetzespaket enthaltenen Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde die Grundlage für eine Beschleunigung von 24 vordringlichen Übertragungsnetzbauvorhaben geschaffen.

Mit Stand Juli 2012 waren von den 24 als vorrangig identifizierten EnLAG-Leitungen 12 verzögert mit einem voraussichtlichen Zeitverzug von 1 bis 4 Jahren. Erst 214 Kilometer der 1834 Kilometer an neu zu errichtenden Trassen waren fertig gestellt. Der Grund für diese starke zeitliche Verzögerung gegenüber der Planung liegt insbesondere aufgrund von Akzeptanzproblemen in der betroffenen Bevölkerung nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Eine Übersicht über die aktuelle Verfahrensstände kann jederzeit bei der Bundesnetzagentur im Rahmen des EnLAG-Monitoring eingesehen werden (BNetzA 2012b).

Aufgrund dieser absehbaren starken Verzögerung haben der Deutsche Bundestag und Bundesrat auf Initiative der Bundesregierung im Sommer 2011 eine weitere, grundlegende Reform der Netzplanung und -genehmigung durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verabschiedet. Ziel ist eine bessere Einbindung der Bürger in die Netzplanung und damit die Förderung der Akzeptanz des Netzausbaus sowie die Vereinfachung und Beschleunigung der behördlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren. Es wird eine transparente und koordinierte jährliche Netzausbauplanung für das deutsche Höchstspannungsnetz gewährleistet. Die Planung verläuft dabei in mehreren Schritten: (1) Die Netzbetreiber stellen einen Szenariorahmen bezüglich der zu erwartenden Erzeugung und Last auf, der von der Bundesnetzagentur öffentlich zu konsultieren und zu genehmigen ist. (2) Die Netzbetreiber erstellen auf Basis dieses Rahmens einen Netzentwicklungsplan. Dieser ist zu veröffentlichen und in der Öffentlichkeit zu konsultieren. (3) Die Bundesnetzagentur prüft den Netzentwicklungsplan, erstellt einen begleitenden Umweltbericht und gibt der Öffentlichkeit wiederum Gelegenheit zur Stellungnahme. (4) Die Bundesnetzagentur bestätigt den Netzentwicklungsplan.

Mindestens alle drei Jahre wird der Netzentwicklungsplan dem Bundestag und Bundesrat als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Das NABEG sieht vor, dass Leitungsprojekte des Bundesbedarfsplans, die mehrere Bundesländer umfassen, zentral von der Bundesnetzagentur unter frühzeitiger Beteiligung der Öffentlichkeit geplant und genehmigt werden können. Bisher lag die Zuständigkeit für die Planung von Trassenkorridoren bei den jeweiligen Landesbehörden. Der Übergang von der Landes- zur Bundesplanung ermöglicht eine Straffung der Verfahren und verhindert die

Zersplitterung der Zuständigkeiten. Mit Zustimmung des Bundesrates kann der Bundesnetzagentur auch die Aufgabe übertragen werden, die Planfeststellungsverfahren für die jeweiligen Leitungsbauprojekte durchzuführen, d. h. den exakten Trassenverlauf festzulegen.

4.3 Perspektive bis 2022

Im von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten zweiten Entwurf des ersten Netzentwicklungsplans (NEP 2012) wird ein erheblicher Netzausbau über den bis 2015 ohnehin vorgesehenen Bedarf ermittelt. Im Leitszenario B ergibt sich bis zum Jahr 2022 ein Ausbaubedarf von weiteren 8.200 Kilometer, davon 4.400 Kilometer Maßnahmen zur Netzverstärkung (Zu-/Umbeseilungen und Umstellung von AC- auf DC-Betrieb) sowie Neubau in bestehenden Trassen und 3.800 Kilometer kompletter Neubau (in neuer Trasse). Details über die geplanten Verbindungen können im Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP 2012) eingesehen werden.

Der Großteil der in Deutschland installierten Erneuerbaren-Energien-Anlagen werden 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. Daher ist der genaue Umfang des durch Erneuerbare-Energien-Anlagen bedingten zusätzlichen Ausbaubedarfs in Deutschland, der über den ohnehin kontinuierlich stattfindenden Ausbau der Verteilnetze hinausgeht, zur Zeit nicht bekannt, soll aber im Rahmen aktueller Studien quantifiziert werden.

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 sicher zu stellen. 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 im § 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.

Um den Handlungsspielraum zur Vermeidung kritischer Netzsituationen in Süddeutschland im Winter 2011/12 zu vergrößern, hatten die Übertragungsnetzbetreiber mit Unterstützung der Bundesnetzagentur mehrere Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich, die sich in Kaltreserve befanden, als Reservekraftwerke vertraglich gebunden (1.645 MW). Diese Reservekraftwerke wurden im Winter 2011/12 tatsächlich benötigt und an einigen Tagen eingesetzt (vgl. BNetzA 2012a).

Während der Kältewelle im Februar 2012 traten zusätzlich folgende kritische, unvorhergesehene Ereignisse auf:

- Außerbetriebnahme einiger Gaskraftwerke mit unterbrechbaren Verträgen aufgrund der Gasversorgungs Knappheit;
- Unterdeckung von Bilanzkreisen aufgrund von Prognoseabweichungen, infolgedessen vollständiger Verbrauch sämtlicher Systemreserven.

Für Einzelheiten wird auf den Bericht der Bundesnetzagentur verwiesen (BNetzA 2012a). Verschiedene dort empfohlene operative Maßnahmen werden bereits umgesetzt. Zur Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreis-Systems führt die Bundesnetzagentur aktuell zum Beispiel ein Festlegungsverfahren durch mit dem Ziel, stärkere Anreize für Bilanzkreisverantwortliche für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen zu schaffen. Die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur prüfen darüber hinaus, ob zusätzliche, auch legislative Maßnahmen erforderlich sind, um derartige Ereignisse in Zukunft zu verhindern.

Die wichtigsten und wirksamsten Maßnahmen zur Verbesserung der Systemstabilität sind der Ausbau der Stromnetze und der Neubau von Kraftwerken. Die Bundesregierung unternimmt in diesen Bereichen erhebliche Anstrengungen (vgl. auch Kapitel 3).

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 zur Zeit nicht bei allen Anlagentypen technisch möglich. Getrieben durch EEG und KWKG 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 (Nachrüstung zum Einspeisemanagement). Eine Voraussetzung 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. Das BMWi ermittelt im Rahmen einer aktuellen Studie, ob bereits in einer kurz- bis mittelfristigen Perspektive (bis 2016) Probleme bezüglich der Einhaltung der Systembilanz zu erwarten sind und welche Anforderungen an die Systemsteuerung zu stellen sind.

3. Stand Mitte 2012 sind PV-Anlagen mit 28 GW Erzeugungleistung 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, des technischen Hinweises „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ in der Fassung von März 2011 und der VDE-AR-N 4105 für „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ in der Fassung von August 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 (IFK_Ecofys 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.

Zu Beseitigung dieser Systemgefährdung ist in einem ersten Schritt die Nachrüstung von etwa 315.000 PV-Bestandsanlagen notwendig geworden. Die Bundesregierung hat daher im Sommer 2012 eine Rechtsverordnung erlassen, die die Pflichten zur Nachrüstung regelt. Die Systemstabilitätsverordnung ist seit 26. Juli 2012 in Kraft. Sie sieht vor, dass PV-Anlagen mit einer Leistung über 10 kW_{Peak} bis Ende 2014 nachgerüstet werden.

4. 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. Die Kenntnis und Sicherstellung der Mindesteinspeiseleistung aus konventionellen Kraftwerken ist erforderlich, um das System in Zukunft bei maximaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sicher kontrollieren und Maßnahmen nach § 13 EnWG bzw. § 11 EEG sicher anwenden zu können. Diese Thematik wurde im Rahmen eines im Januar 2012 veröffentlichten Gutachtens im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber (FGH 2011) erstmals systematisch untersucht und eine Methodik zur Bestimmung der Mindesteinspeisung mit einer Kurzfristperspektive (2013) abgeleitet. 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. Eine Umsetzung in den operativen Netzbetrieb steht noch aus.
5. Die zunehmende Kurzfristigkeit der Erzeugung und des Handels sowie die teilweise schlechtere Prognostizierbarkeit insbesondere dezentraler Einspeisung erfordern ein immer kurzfristigeres operatives Handeln der Netzbetreiber. Die hierfür von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern benötigten Daten und Prognosen sind heute noch nicht vollständig in ausreichender Qualität, Menge und Kurzfristigkeit verfügbar. Der Informationsfluss zwischen Übertragungsnetzbetreibern, nachgelagerten Netzen, Erzeugern und Bilanzkreisen muss daher in der nahen Zukunft verbessert werden. Die beteiligten Kreise arbeiten zur Zeit gemeinsam mit der Bundesnetzagentur und unterstützt vom BDEW intensiv an dem Aufbau eines Energieinformationsnetzes nach § 12 (4) EnWG.

6 Schlussfolgerungen

Das elektrische System in Deutschland steht durch die Abschaltung von 7+1 Kernkraftwerken und den enormen Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen aktuell vor erheblichen Herausforderungen. Insbesondere die Anforderungen für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs, der Aufgabe der Netzbetreiber ist, haben zugenommen.

Dabei ist die Zuverlässigkeit (Unterbrechungsfreiheit) der Stromversorgung für die Endkunden weiterhin hoch. Die Nichtverfügbarkeit, d. h. die Zeit, die ein Letztverbraucher im Durchschnitt nicht mit Elektrizität versorgt werden kann, betrug 15,31 Minuten im Jahr 2011 (SAIDI = „System Average Interruption Duration Index“). Dieser Wert liegt geringfügig über dem im Vorjahr (2010) ermittelten Wert von 14,90 Minuten (2006: 21,53 Minuten; 2007: 19,25 Minuten; 2008: 16,89 Minuten; 2009: 14,63 Minuten) und ist im europäischen Vergleich besonders niedrig.

Auch die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern für die Stromerzeugung ist als in einem hohen Maße gesichert einzuschätzen. Bereits heute liegt der Anteil des durch heimisch verfügbare Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Gas, erneuerbare Energien) erzeugten Stroms bei etwa 50 %. Dieser Anteil wird aufgrund des weiterhin zu erwartenden Zubaus an Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiter 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. Es gibt darüber hinaus intensive Anstrengungen der Gaswirtschaft zum Ausbau der Erdgasinfrastruktur (Leitungen und Speicher) und zur weiteren Diversifizierung beim Erdgasbezug.

Die Erzeugungssituation ist durch eine ausgeglichene Leistungsbilanz gekennzeichnet. Damit steht aktuell ausreichend viel Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Darüber hinausgehende Reserven oder gar Überkapazitäten bestehen allerdings nicht mehr. Durch den zu erwartenden Netto-Zubau an Kraftwerksleistung ist eine leichte Entspannung der deutschlandweiten Leistungsbilanz und damit der Versorgungssituation bis zum Jahr 2015 zu erwarten. Eine solch 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 fehlender Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung herrscht insbesondere im Süden und bei hoher Last (d. h. im Winter) eine angespannte Erzeugungssituation, da den Übertragungsnetzbetreibern in bestimmten Situationen kaum noch Kraftwerke zum Redispatch und zur lokalen Spannungshaltung zur Verfügung stehen. Auf Basis der aktuell geplanten Kraftwerkszubauten und -stilllegungen muss davon ausgegangen werden, dass bis 2015 kein Netto-Zubau von Kraftwerksleistung südlich Frankfurt am Main erfolgen wird. Die Situation wird also in Süddeutschland voraussichtlich angespannt bleiben. Eine Entlastung ist hier erst durch Realisierung der Nord-Süd-Stromtrassen oder teilweise durch alternative Maßnahmen z. B. zur Spannungshaltung zu erwarten. Es ist davon auszugehen, dass auch in den kommenden Wintern Reservekraftwerke zum Erhalt der Versorgungssicherheit insbesondere in Süddeutschland benötigt werden. Auch aus diesem Grund prüft die Bundesregierung auf Basis des Berichts der Bundesnetzagentur über den Verlauf des Winterhalbjahres 2011/12, ob die bestehenden legislativen Regelungen ausreichend sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Bis zu den Jahren 2020/22 ist in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren ein weiterer Bedarf an zusätzlicher konventioneller Erzeugungsleistung absehbar, um die Last sicher decken zu können. Diese Perspektive lässt aus heutiger Sicht noch genügend zeitlichen Spielraum für Investitionen. Bei weiterhin vorrangiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird allerdings der bestehende konventionelle Kraftwerkspark immer weniger ausgelastet. Daher könnte es notwendig sein, durch Änderungen im Strommarktdesign zusätzliche Investitionsanreize für die Errichtung oder den Weiterbetrieb von Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung zu schaffen, falls dies im aktuellen Marktdesign – wegen fehlender Wirtschaftlichkeit – nicht erfolgen würde. Diese Frage wird seit Frühjahr 2012 intensiv mit den Stakeholdern innerhalb des Kraftwerkforums des BMWi diskutiert.

Ein zentrales Thema beim Umbau des Energiesystems in Deutschland ist und bleibt aber 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 Projekt-

fortschritt der wichtigsten Netzausbauprojekte wird daher weiterhin durch die Bundesnetzagentur überwacht.

Alles in allem konnten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Situation mit den verfügbaren Instrumenten trotz Erhöhung der Anzahl kritischer Netzsituationen bisher beherrschen. Das Risiko für die Versorgungssicherheit ist aber insgesamt gestiegen. Die Bundesregierung wird sich daher weiterhin mit Nachdruck für eine Verbesserung der Situation und für eine Erhöhung des Niveaus der Versorgungssicherheit einsetzen.

7 Quellenverzeichnis

AG Energiebilanzen e. V., www.ag-energiebilanzen.de (2012)

Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung, IFK Stuttgart/Ecofys (IFK_Ecofys 2011)

Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur (BNetzA 2012a)

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I), Deutsche Energie-Agentur GmbH

EnLAG-Monitoring der Bundesnetzagentur, www.netzausbau.de (BNetzA 2012b)

Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de

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

Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2012)

Monitoring-Bericht 2011 gemäß § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG, Bundesnetzagentur (BNetzA 2011)

Netzentwicklungsplan Strom, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de (NEP 2012)

Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011-2025, ENTSO-E

Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, FGH Mannheim e. V., Consentec GmbH und IAEW Aachen (FGH 2011)

Verein der Kohlenimporteure e.V. - Jahresbericht 2012, www.verein-kohlenimporteure.de (VDKI 2012)