

Monitoring-Bericht

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

nach § 51 EnWG zur

Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen

Versorgung mit Elektrizität

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung

1.1 Rechtliche Grundlagen der Elektrizitätsversorgung

1.2 Nationale Vorgaben zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit

2. Anbieterstruktur, Marktzugang und Wettbewerb bei der Elektrizitätsversorgung in Deutschland

3. Stromerzeugung und Jahreshöchstlast

3.1 Aktuelle Situation

3.2 Perspektiven bis 2020

4. Struktur der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffen

4.1 Aktuelle Situation

4.2 Perspektiven bis 2020

5. Transportanforderungen und Netzkapazitäten

5.1 Aktuelle Situation

5.2 Perspektiven bis 2020

6. Zusammenfassung und Bewertung

1. Einleitung

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. Der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich ist alle zwei Jahre spätestens zum 31. Juli zu erstellen und unverzüglich der EU-Kommission zu übermitteln (§ 63 Abs. 1 EnWG). Damit wird zugleich den Anforderungen des Art. 4 der Beschleunigungs-Richtlinie 2003/54/EG Rechnung getragen.

Die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit ist primär eine Aufgabe der am Strommarkt aktiven Unternehmen, deshalb beschränken sich die nationalen (und EU-rechtlichen) Vorgaben im Wesentlichen auf Rahmenzielstellungen, die für eine hohe Versorgungssicherheit als notwendig erachtet werden. Die zur Ausgestaltung dieses Rahmens erforderlichen Maßnahmen bleiben weitgehend den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorbehalten.

Mit dem alle zwei Jahre durchzuführenden Monitoring wird unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung untersucht. Im Zentrum des Berichts 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.

Ein frühes Erkennen eventueller Defizite ist im Strombereich insbesondere deswegen von hoher Bedeutung, da die erforderlichen hohen Investitionen in Kraftwerke und Netze erhebliche Vorlaufzeiten benötigen, bevor sie marktwirksam werden. Dies erfordert frühzeitige Weichenstellungen, um Lücken in der Stromversorgung nicht erst entstehen zu lassen. In der modernen Industriegesellschaft gibt es keine realistischen Alternativen zur Versorgung mit elektrischem Strom. Wirtschaft und Verbraucher sind auf eine sichere und bezahlbare Energie-(Strom-)lieferung angewiesen, die auch umweltverträglich sein soll.

Dieser Monitoring-Bericht soll darüber hinaus anhand der im § 51 Abs. 2 EnWG beispielhaft genannten Kriterien aufzeigen, ob die bestehenden gesetzlichen Regeln ausreichend oder weitere Weichenstellungen zur Sicherung der Stromversorgung notwendig sind.

Bezüglich der Verfügbarkeit der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträger ist eine über den Rahmen der EU hinausgehende Betrachtungsweise erforderlich.

Grundlage für den vorliegenden Monitoring-Bericht ist ein im Auftrag des BMWi von der Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH (Consentec) in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichem Institut an der Universität zu Köln (EWI) und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) erstelltes Gutachten. Die Studie mit dem Titel „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“ wurde am 30. Mai 2008 fertig gestellt.

1.1 Rechtliche Grundlagen der Elektrizitätsversorgung

Bereits seit Jahrzehnten ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei leitungsgebundenen Energien primär eine Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen. Der Staat hat hierfür mit dem Energiewirtschaftsgesetz den erforderlichen rechtlichen Rahmen geschaffen.

Am 13. Juli 2005 ist das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft getreten. Das Gesetz setzt u. a. die EU-Richtlinie 2003/54/EG in nationales Recht um.

Das Energiewirtschaftsgesetz unterscheidet klar zwischen dem Netzbereich, der den europäischen Vorgaben entsprechend einer detaillierten Regulierung unterworfen ist, und den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen, die in erster Linie in der Aufsicht der Kartellbehörden verbleiben.

1.2 Nationale Vorgaben zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit

In Deutschland ist die Versorgungssicherheit neben der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit eines der zentralen energiepolitischen Ziele. Sie wird nicht nur durch einen ausgewogenen Energieträgermix, sondern auch durch ein dichtes und zuverlässiges Stromnetz gewährleistet. Darüber hinaus gehört zu einer hohen Versorgungssicherheit, dass Strom stets in ausreichender Menge

ohne Unterbrechung zur Verfügung steht.

Nach den §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen u. a. verpflichtet, eine sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität sicherzustellen. Wesentliche Vorgaben für eine sichere Versorgung enthalten insbesondere auch die §§ 49 ff. EnWG.

Im Netzbereich wird im Rahmen der Einführung der Anreizregulierung zum 01. Januar 2009 der Regelungsrahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit verbessert. Insbesondere werden weitere Anreize für Investitionen in die Netzinfrastruktur gesetzt.

2. Anbieterstruktur, Marktzugang und Wettbewerb bei der Elektrizitätsversorgung in Deutschland

Der deutsche Strommarkt ist seit 1998 vollständig für Wettbewerb auf den dem Netz vor- und nachgelagerten Marktebenen geöffnet. Nach Angaben des Bundesverbandes der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft (BDEW) e. V. waren 2006 in Deutschland ca. 1.100 Unternehmen im Strommarkt aktiv, davon 4 Verbundunternehmen, 50 reine Stromerzeuger, 70 regionale Versorger, 25 größere Stadtwerke, 700 mittlere und kleine Stadtwerke, 100 kleine private Versorger und 150 neue Marktteilnehmer, insbesondere Stromhändler.

Im Zuge der Entwicklung der Marktstruktur nach 1998 hat sich in Deutschland die Zahl der Regelzonen auf vier verringert, die von den vier Verbundunternehmen (E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW) betrieben werden. Diese Unternehmen verfügen zusammen über rd. 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten.

Zur Gewährleistung von Transparenz und Diskriminierungsfreiheit bei der Energieversorgung wurde durch entsprechende Vorschriften im Energiewirtschaftsgesetz eine rechtliche und organisatorische Entflechtung von Stromerzeugung, -verteilung/übertragung und -vertrieb durchgesetzt. Diese Trennung bringt für alle Beteiligten neue Herausforderungen mit sich und führt zu veränderten marktwirtschaftlichen Strukturen in der Elektrizitätsversorgung.

Der Stromtransport zum Verbraucher erfolgt über ein engmaschiges Elektrizitätsnetz mit unterschiedlichen Spannungsebenen, welches hochspannungsseitig über mehrere Kuppelstellen in den

europäischen Stromverbund eingebunden ist.

3. Stromerzeugung und Jahreshöchstlast

Aus Gründen der Versorgungssicherheit sollte gewährleistet sein, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage mit hinreichender Sicherheit aus inländischen Stromerzeugungskapazitäten abgedeckt werden kann. Zur Versorgungssicherheit gehört daher das Bestreben, auch in Starklastzeiten von Stromimporten weitgehend unabhängig zu sein. Andererseits ist es wichtig, durch verstärkte grenzüberschreitende Stromlieferungen den Wettbewerb auf dem europäischen Strommarkt voranzutreiben; für einen funktionierenden europäischen Strombinnenmarkt müssen daher auch die Grenzkuppelstellen weiter ausgebaut werden. Dass dadurch zusätzlich die Versorgungssicherheit erhöht wird, weil bei einer unvorhergesehenen inländischen Unterversorgung Strom aus den benachbarten Staaten importiert werden kann, ist ein gewünschter Nebeneffekt. Im Sinne der oben definierten Versorgungssicherheit ist nicht so sehr die gesamte im Inland installierte Kraftwerksleistung entscheidend als vielmehr die sog. gesicherte Leistung (s. Bild 1). Diese sollte ausreichend hoch sein, um den innerhalb eines Jahres auftretenden maximalen Bedarf an elektrischer Leistung, die sog. Jahreshöchstlast, abzudecken.

3.1 Aktuelle Situation

Der definitorische Zusammenhang zwischen den für die Versorgungssicherheit relevanten Parametern wird in Bild 1 verdeutlicht. Die nachfolgenden Zahlenangaben beruhen auf Erhebungen des jetzt im BDEW integrierten Verbandes der Netzbetreiber (VDN), der jährlich die „Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast“ veröffentlicht. Die Leistungsbilanz gibt eine Gesamtübersicht über den Bedarf und die Beiträge zur Deckung des Bedarfs. Danach betrug die gesamte inländische Kraftwerksleistung der allgemeinen Versorgung im Jahre 2006 124,3 GW. Diese beinhaltet die Netto-Engpassleistungen¹ der Erzeugungsanlagen der Energieversorgungsunternehmen.

¹ Die Netto-Engpassleistung ist definiert als die maximale Bruttoerzeugungsleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung.

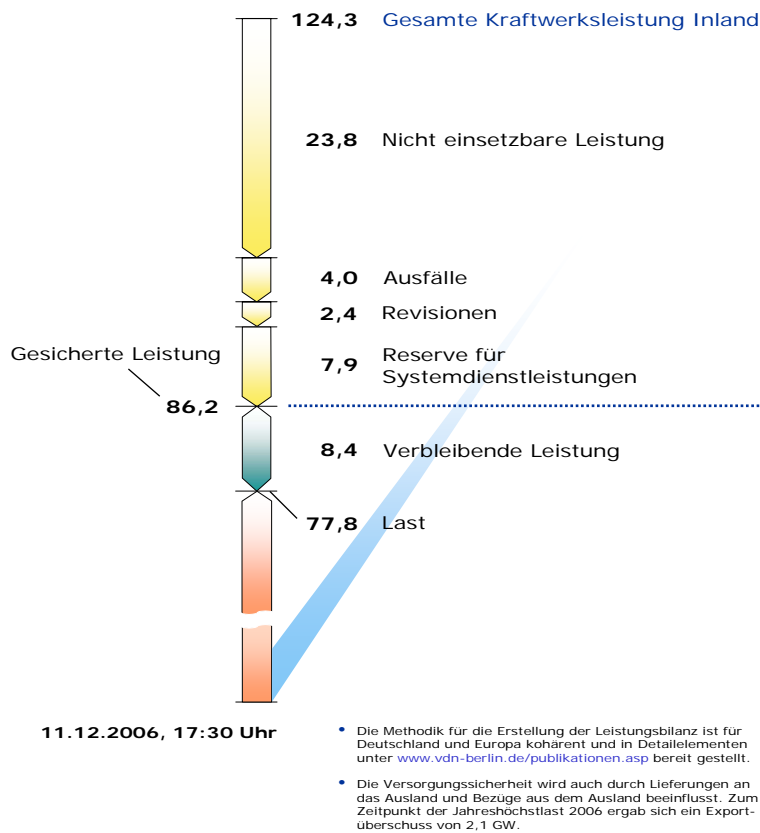


Bild 1 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GW) zum Zeitpunkt der Höchstlast, Quelle: Consentec, VDN

Die gesicherte Leistung in Höhe von 86,2 GW ergibt sich aus der inländischen Kraftwerksleistung abzüglich der nicht einsetzbaren Leistung, der Einschränkungen durch Ausfälle und Revisionen sowie der Reserve für Systemdienstleistungen. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast am 11.12.2006 waren 23,8 GW nicht einsetzbar.

Dazu gehören zum Beispiel:

- Leistungsreduktionen von Wasserkraftwerken aufgrund eines gegenüber dem Durchschnitt niedrigeren Wasserdargebots oder begrenzter Speichervolumina,
- Reduktionen der elektrischen Erzeugungsleistung von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) infolge Fernwärme-Auskopplung oder

- die bei Windkraftanlagen aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit niedrige gesicherte Erzeugungsleistung, die durchschnittlich ca. 5-10 % der installierten Erzeugungsleistung entspricht.

Ausfälle in Höhe von 4,0 GW in 2006 waren bedingt durch ungeplante Stillstände von Wärmekraftwerken zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Eine weitere Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerke ist verursacht durch Revisionen. Diese betragen in 2006 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2,4 GW. Die Reserve für Systemdienstleistungen betrug in 2006 zur Jahreshöchstlast 7,9 GW.

Nach Abzug der Höchstlast (Gesamtnetzlast inkl. Netzverlusten) in Höhe von 77,8 GW von der gesicherten Nettoleistung ergibt sich zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006 eine verbleibende Leistung von 8,4 GW.

Die Werte für die verbleibende Leistung entsprachen in den vergangenen Jahren mit Ausnahme von 2002 zur Zeit der Jahreshöchstlast etwa 5-8 % der gesamten inländischen Kraftwerksleistung (Tabelle 1). Diese Zahlen liegen in einem Bereich, der von der UCTE (dem größten europäischen Stromverbundsystem, an das insgesamt 24 europäische Länder angeschlossen sind) im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik als Anhaltswert für eine von Importen weitgehend unabhängige sichere Versorgung betrachtet wird. Die UCTE unterscheidet zwischen Ländern, bei denen die zufallsbedingten Einspeise- und Verbrauchsschwankungen relativ hoch bzw. relativ niedrig ausfallen. Bei relativ hohen Schwankungen empfiehlt die UCTE einen Anteil der verbleibenden Leistung an der gesamten inländischen Kraftwerksleistung von 10 %; sind dagegen die Schwankungen von Stromangebot und Stromnachfrage relativ niedrig, so reicht es aus UCTE-Sicht aus, wenn die gesicherte Leistung die maximale Stromnachfrage (Höchstlast) um 5 % übersteigt. Die UCTE zählt Deutschland zu den Ländern mit einer relativ niedrigen Lastschwankungsbreite, so dass die in der Vergangenheit für Deutschland beobachteten Werte von 5-8 % für die gesicherte Leistung ein Beleg für eine hohe Versorgungssicherheit sind.

Die Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland ist für den Zeitraum 2002-2005 in nachstehender Tabelle dargestellt.

	2002	2003	2004	2005
	10. Dez.	3. Dez.	16. Dez.	15. Dez.
	GW			
1 Gesamte inländische Kraftwerksleistung	105,9	111,4	114,6	119,4
2 Nicht einsetzbare Leistung	12,2	16,5	17,9	22,8
3 Ausfälle	3,5	3,0	2,8	4,1
4 Revisionen	1,6	1,9	0,7	2,7
5 Reserve für Systemdienstleistungen	7,1	7,0	7,2	7,1
6 Gesicherte Nettoleistung (1-(2+3+4+5))	81,4	83,0	86,0	82,7
7 Jahreshöchstlast	79,7	76,3	77,2	76,7
8 Verbleibende Leistung (6-7)	1,7	6,7	8,8	6,0
9 Verbleibende Leistung (Anteil an inl. Kraftwerksleistung)	1,6%	6,0%	7,7%	5,0%

Tabelle 1 Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland, Quelle: Consentec

Die Entwicklung zeigt, dass die inländische Kraftwerksleistung insgesamt stetig angestiegen ist. Dies resultiert laut Angaben des VDN zu 87 % aus dem Zubau von Windkraftanlagen. Diese zunehmende Kraftwerksleistung geht einher mit einem Anstieg der nicht einsetzbaren Leistung, da die zunehmenden Windenergieanlagen-Kapazitäten aufgrund der volatilen Einspeisung lediglich mit einem geringen Anteil zur gesicherten Leistung beitragen können.

3.2 Perspektiven bis 2020

In dem diesem Monitoring-Bericht zugrunde liegenden Gutachten wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch in Deutschland bis 2020 moderat zurückgeht (s. Bild 2).

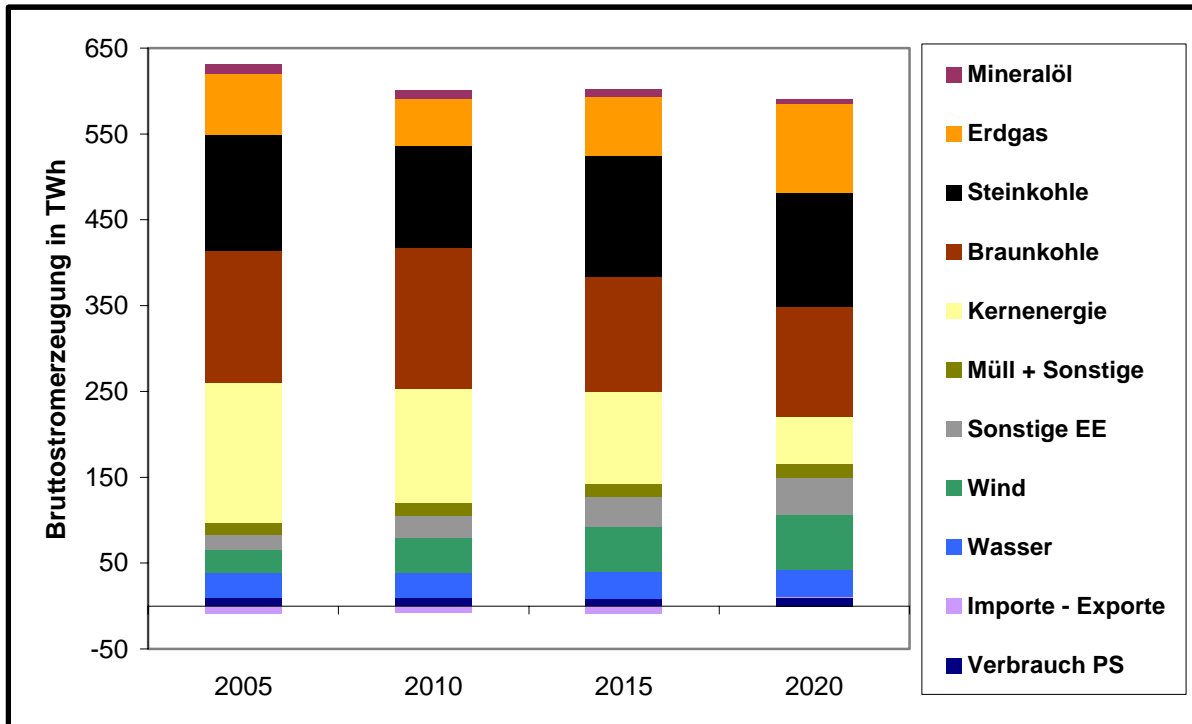


Bild 2 Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Brennstoffen,
Quelle: Consentec

Demnach würde der wachstumsbedingte Mehrverbrauch durch verbesserte Effizienz und gezielte Maßnahmen zur Energieeinsparung überkompensiert werden. Um auf Basis dieser Nachfrageprognose die dafür benötigten Kraftwerkskapazitäten abzuschätzen, ist darüber hinaus zu beachten, dass aufgrund des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie, die mit rd. 20 GW Leistung rd. 50 % der Grundlast abdeckt, entsprechende Kernkraftkapazitäten vom Netz gehen.

Gleichzeitig ist es erklärtes Ziel der Energiepolitik in Deutschland, den Ausbau Erneuerbarer Energien nachhaltig voranzutreiben. Vor diesem Hintergrund ergibt die Prognose für die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten folgendes Bild:

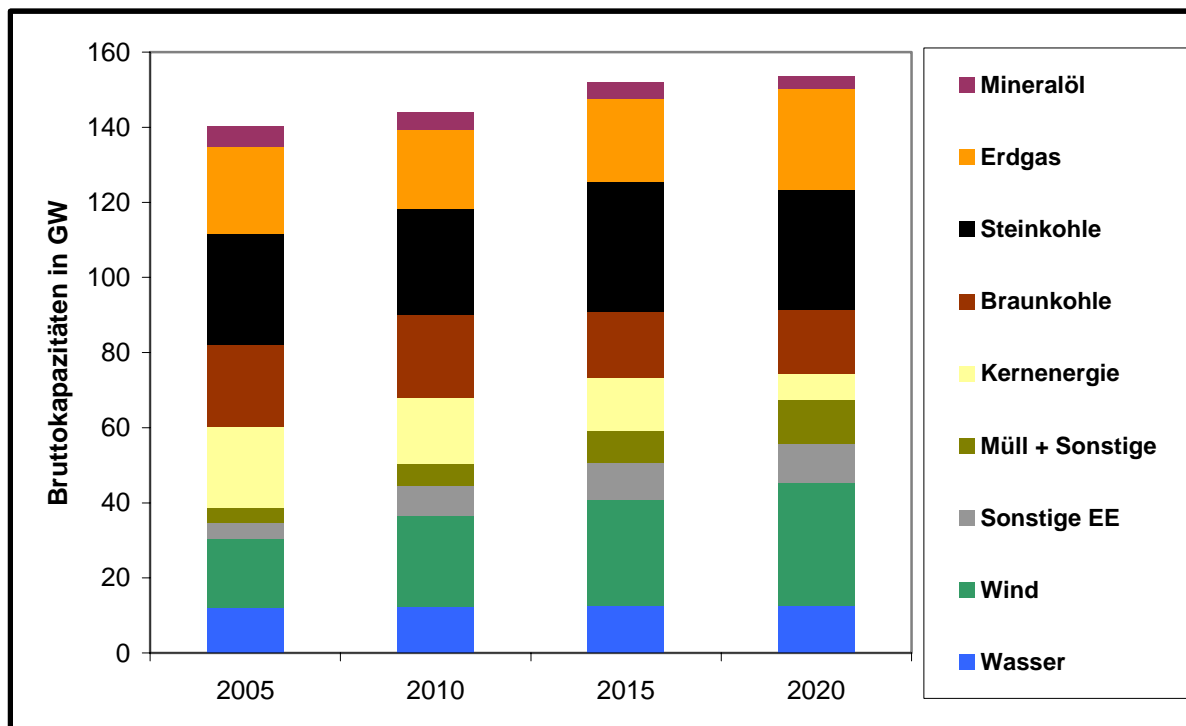


Bild 3 Entwicklung der Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland nach Brennstoffen, Quelle: Consentec

Insgesamt steigt die installierte Kraftwerkskapazität in Deutschland bis 2020 um ca. 9% an. Dieser Anstieg beruht insbesondere auf den zunehmenden Kapazitäten an erneuerbaren Energien mit relativ niedrigen Volllaststunden. Diese senken zum einen die durchschnittlichen Volllaststunden des gesamten Kraftwerksparks. Zum anderen müssen für erneuerbare Energien mit einer volatilen Einspeisecharakteristik (z.B. Windenergie) sog. Backup-Kapazitäten vorgehalten werden. Andererseits gehen neben der Kernenergie zukünftig rentabilitätsbedingt Kohlekraftwerkskapazitäten vom Netz. Bis 2020 werden erdgasbasierte Kapazitäten moderat zunehmen. Die Auslastung von Erdgaskraftwerken wird aufgrund des steigenden CO₂-Preises ebenfalls langfristig ansteigen.

Die Gutachter gehen insgesamt davon aus, dass trotz steigender Erzeugungskapazitäten die gesicherte Leistung bis 2020 leicht zurückgeht; dennoch würde diese für die Versorgungssicherheit relevante Größe die Jahreshöchstlast i. d. R. um mehr als 5 % wie von der UCTE empfohlen übersteigen.

Unter Berücksichtigung altersbedingter Stilllegungen wird der notwendige Gesamtzubau an konventionellen Kraftwerken in der diesem Monitoring-Bericht zugrunde liegenden Studie bis 2015 auf

rd. 15 GW und bis 2020 auf weitere 5 GW, also insgesamt auf rund 20 GW geschätzt. Durch bereits in Bau befindliche oder aus heutiger Sicht als sehr wahrscheinlich eingestufte Kraftwerksprojekte ist davon auszugehen, dass der bis zum Jahr 2015 als erforderlich erachtete Bedarfszuwachs realisiert werden dürfte. Nachfolgende Übersicht zeigt die Zubauprognose des EWI mit konkreten Kraftwerksplanungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten bis 2015.

	in Bau	sehr sicher	relativ sicher	fraglich	Summe
	MW				
	ohne Wahrscheinlichkeitsgewichtung				
Steinkohle	1.800	1.510	6.854	8.030	18.194
Braunkohle	2.905	0	0	1.850	4.755
Erdgas	2.351	0	2.179	3.670	8.200
Summe	7.056	1.510	9.033	13.550	31.149
	mit Wahrscheinlichkeitsgewichtung				
	WK = 100%	WK = 66%	WK = 33%	WK = 0%	
Steinkohle	1.800	1.007	2.285	0	5.091
Braunkohle	2.905	0	0	0	2.905
Erdgas	2.351	0	726	0	3.077
Summe	7.056	1.007	3.011	0	11.074

Tabelle 2: Stand der in Bau oder Planung befindlichen konventioneller Kraftwerke (> 20 MW) in Deutschland bis 2015, Quelle: Consentec

Demnach sind derzeit Kraftwerkskapazitäten von rund 30 GW in Bau oder Planung, wovon sich rund 7 GW tatsächlich in der Bauphase befinden, weitere 1,5 GW als sehr sicher eingestuft werden und weitere 9 GW als relativ sicher. Darüber hinaus sind Investitionsprojekte bis 2015 bekannt, die in der Größenordnung von insgesamt 13,5 GW liegen, deren Realisierungschancen allerdings als fraglich eingestuft werden müssen. Werden die bereits bekannten Kraftwerksplanungen bis 2015 mit ihren Realisierungswahrscheinlichkeiten gewichtet, wobei in einer sehr konservativen Betrachtungsweise nur die bereits im Bau befindlichen Projekte voll erfasst werden und die als fraglich eingestuften überhaupt nicht berücksichtigt werden, errechnet sich ein erwarteter Zubau von rd. 11 GW bis 2015. Dieses Zubauvolumen bis 2015 wird von den Gutachtern als gesichert angesehen. Damit wären von dem aus Sicht der Gutachter notwendigen Zubau von 15 GW bereits mehr als zwei Drittel abgedeckt.

In den vergangenen Monaten wurden insgesamt rund 10 GW an Kraftwerkskapazitäten aus der Planung genommen. Die Gründe für den Planungsstopp dieser Kraftwerksprojekte sind vielfältiger Natur. So dürfte der rasante Anstieg der Investitionskosten für neue Kraftwerke und Kraftwerks-

komponenten die Realisierung mancher Projekte zumindest zeitlich verzögert oder auf unbestimmte Zeit verschoben haben. Auch die Unsicherheit über die endgültige Ausgestaltung des Emissionshandels für die Zeit nach 2013 insbesondere im Zusammenhang mit der erwarteten Einführung einer Vollauktionierung von CO₂-Zertifikaten dürfte zu einem Investitionsattentismus beigetragen haben. Der entscheidende Faktor für den Verzicht auf geplante Investitionen dürften aber gesellschaftliche und politische Akzeptanzprobleme sein. So hat die Frage der Akzeptanz von Kraftwerksprojekten in der Bevölkerung aktuell eine zunehmende Bedeutung erlangt. Insbesondere gegenüber dem Bau von großen Kohlekraftwerksblöcken ist eine ablehnende Haltung festzustellen, obgleich die Vorhaben durchaus höchsten Umweltaforderungen gerecht werden. Andererseits kann nach Ansicht der Gutachter ein Ausgleich dadurch erfolgen, dass die Realisierung anderer geplanter Investitionsprojekte wahrscheinlicher wird².

Der Investitionsstopp von Steinkohlekraftwerksprojekten wird nach Einschätzung der Gutachter voraussichtlich zu einer zeitlichen Verzögerung des Zubaus von fossil gefeuerten Kraftwerken führen. Nach Ansicht der Gutachter existieren noch immer eine Vielzahl von konkreten Kraftwerksplanungen, um den benötigten Kraftwerkszubau abzudecken. In der Studie wird davon ausgegangen, dass auch zukünftig der größte Teil des Zubaus auf Basis von Steinkohlekraftwerken beruhen wird. Im Ergebnis erwarten die Gutachter daher, dass sich nichts an der grundsätzlichen Einschätzung in Bezug auf den erwarteten Kraftwerkszubau ändern wird und dieser in der Größenordnung von 11 GW bis 2015 erfolgt.

Die Gutachter gehen weiterhin davon aus, dass der Markt hinreichend transparent und effizient ist, so dass aufgrund der davon ausgehenden Marktsignale die notwendigen Kraftwerksinvestitionen erfolgen werden, um auch die Lücke zwischen dem aus Gutachtersicht bereits gesicherten Zubau von 11 GW und dem zur Deckung der Stromnachfrage notwendigen Zubau von 15 GW bis 2015 zu schließen. Entscheidend ist dabei, dass die Investitionsvorhaben in neue Kraftwerkskapazitäten nicht durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz verzögert oder blockiert werden.

Falls jedoch aufgrund von Akzeptanzproblemen Kraftwerksprojekte ins Stocken geraten sollten, so muss noch nicht mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gerechnet werden. Kapazitätsengpässe können zunächst dadurch aufgefangen werden, dass geplante Stilllegungen von älteren Kraftwerken zeitlich nach hinten verschoben bzw. ältere konservierte Kraftwerke wieder ans Netz

² An dieser Stelle sollte darauf hingewiesen werden, dass nicht alle veröffentlichten Investitionsplanungen der vergangenen Jahre in Höhe von 40 GW von Beginn an eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit hatten.

genommen werden.³ Eine solche Maßnahme würde allerdings Strompreis treibend wirken, da diese Anlagen altersbedingt höhere Kosten verursachen, als die wesentlich effizienteren Neubaukraftwerke. Sollten die Akzeptanzprobleme sogar dauerhaft und nachhaltig sein, besteht auch aus Gutachter-sicht das Risiko von Versorgungsengpässen.

Hinsichtlich der zwischen 2015 bis 2020 zusätzlich benötigten Zubauten von konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 5 GW gehen die Gutachter von den gleichen Überlegungen aus, wodurch die Lücke gegenüber des aus heutiger Sicht gesicherten Zubau geschlossen werden kann. Sofern Akzeptanzprobleme nicht zu Verzögerungen oder Blockaden führen, werden marktgetrieben ausreichend Anreize für Investoren gesetzt, durch die die notwendigen Kraftwerksinvestitionen veranlasst werden. Vor dem Hintergrund von durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren bleibt aus Sicht der Gutachter ausreichend Zeit zur Realisierung, so dass kein kritischer Engpass zu erwarten wäre.

Die bislang vorgenommene Einschätzung des Kraftwerkszubaubedarfs erfolgte unter der Annahme eines moderaten Sinkens des Stromverbrauchs. Aber auch bei einer expansiveren Entwicklung des Stromverbrauchs als hier unterstellt wird es aus Sicht der Gutachter marktgetrieben nicht zu physischen Kapazitätsengpässen der Stromversorgung kommen. Wie bei den vorangegangenen Überlegungen setzt dies voraus, dass Investitionen in neue Kraftwerke nicht dauerhaft durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz blockiert werden.

Hinsichtlich der Überlegungen zur gesicherten Leistung, die zukünftig zur Verfügung steht, ist zu beachten, dass ein Teil des bis 2020 notwendigen Ersatzes von Erzeugungskapazitäten durch den Zubau erneuerbarer Energietechnologien geleistet wird, insbesondere durch Windkraftanlagen. Windenergie liefert jedoch nur einen relativ geringen Beitrag zur gesicherten Leistung; darüber hinaus dürften die Einspeiseschwankungen tendenziell zunehmen. Das unterstreicht die Notwendigkeit, ausreichend hohe Kapazitäten konventioneller Kraftwerke im Inland zur Lastdeckung vorzuhalten. Darüber hinaus hilft in diesem Zusammenhang die Verfügbarkeit ausreichender Kuppelkapazitäten, um ggf. in windschwachen Starklastzeiten den Strombedarf durch Stromimporte abzu-

³ Da diese Kraftwerke aufgrund ihres Alters meist einen relativ geringen Wirkungsgrad und damit relativ hohe variable Kosten haben, würden sie häufig Preis setzend sein.

decken. Auch hier werden nach Einschätzung der Gutachter heute und in absehbarer Zeit keine Engpässe entstehen.

Neben der Windenergie gewinnt zunehmend die Biomasse an Bedeutung. Es ist zwar davon auszugehen, dass ihr Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien relativ gering bleiben wird, jedoch kann sie aufgrund ihres relativ hohen Leistungskredites einen merklichen Beitrag zur gesicherten Leistung leisten. Limitierende Faktoren beim zukünftigen Ausbau der Biomasse sind insbesondere die Brennstoffverfügbarkeit sowie die Entwicklung der Brennstoffpreise.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass angesichts der derzeitigen Kraftwerksneubauplanungen im Hinblick auf eine angemessene Versorgungssicherheit das Vorhandensein ausreichender Erzeugungsleistung keinen kritischen Engpass darzustellen scheint. Allerdings können Kostensteigerungen nicht ausgeschlossen werden.

4. Struktur der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten

Zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung wird ein breit gefächertes Energieträgermix angestrebt, um einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden. Dabei werden hinsichtlich des auslaufenden Einsatzes der Kernenergie und des zunehmenden Anteils der erneuerbaren Energie an der Stromerzeugung klare politische Vorgaben gemacht. Im Übrigen ist die Zusammensetzung des Energieträgermixes grundsätzlich das Ergebnis der im Markt tätigen Unternehmen.

4.1 Aktuelle Situation

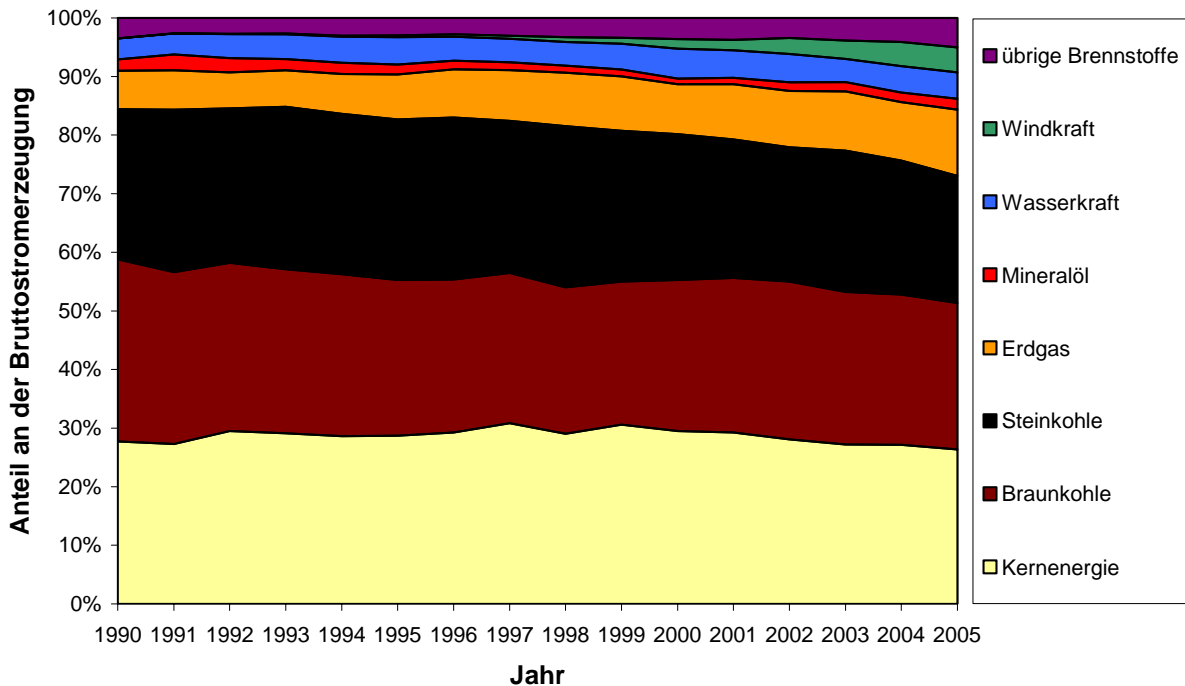


Bild 4 Struktur der Bruttostromerzeugung von 1990 bis 2005, Quelle: Consentec

Die in Bild 4 dargestellte Entwicklung der Bruttostromerzeugung zeigt, dass Kernenergie mit einem Anteil von über 26 % (2005) nach wie vor der bedeutendste Energieträger ist. Der Anteil der Braunkohle an der Bruttostromerzeugung hat sich seit 1990 von ca. 31 % auf rund 25 % verringert, womit Braunkohle aber noch immer die zweitwichtigste Energiequelle zur Stromerzeugung darstellt. Die Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle ist ebenfalls in den vergangenen 15 Jahren von 26 % auf 22 % gesunken. Der Rückgang der Kohleverstromung wird kompensiert durch eine zunehmende Stromerzeugung auf Basis CO₂-armer oder -freier Energieträger wie Erdgas und erneuerbarer Energien. Erdgas konnte seinen Anteil im Betrachtungszeitraum von 6,5 % auf über 11 % steigern. Der Anteil der erneuerbaren Energien konnte sich aufgrund des Stromeinspeisungsgesetzes und des EEG zusammen mit den sonstigen Brennstoffen von 7 % auf 14 % verdoppeln. Dieses enorme Wachstum basiert insbesondere auf Windenergie.

Die Stromerzeugung aus Mineralölprodukten hat sich während des Betrachtungszeitraums kaum verändert. Ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung liegt bei lediglich knapp 2 % (2005) und fällt daher kaum ins Gewicht.

Die Importmengen für Steinkohle und Uran bezieht Deutschland im Wesentlichen aus politisch stabilen Ländern. Hinzu kommt für Uran auf Grund seiner hohen Energiedichte die vorteilhafte Lagerung dieses Brennstoffes für einen längeren Stromerzeugungszeitraum. Bei Erdgas ist aufgrund der Leitungsgebundenheit eine Bezugsdiversifizierung zwar nicht im gleichen Maße gegeben wie bei Steinkohle oder Uran, jedoch stammen derzeit noch mehr als 50 % der Erdgasimporte aus europäischen Ländern (exklusive Russland).

4.2 Perspektiven bis 2020

Die Gutachter gehen davon aus, dass die erneuerbaren Energien ihren Anteil an der Bruttostromerzeugung stetig erhöhen und im Jahre 2020 rund 23 % erreichen. Die braunkohlebasierte Stromerzeugung nimmt im Laufe des Betrachtungszeitraums weiter ab. Die Steinkohle kann ihren Anteil an der Stromerzeugung bis 2020 erhalten. Erdgas gewinnt in der Stromerzeugung insbesondere gegen Ende der Betrachtungsperiode zunehmend an Bedeutung. Die Stromerzeugung auf Basis von Öl spielt aufgrund der Brennstoffkosten zukünftig wie heute kaum eine Rolle im deutschen Stromerzeugungssystem; Ölpreissteigerungen wirken sich aber auf den Gaspreis aus. Selbst wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung etwas höher liegt und wie von der Bundesregierung angestrebt 25 bis 30 % beträgt, ändert sich grundsätzlich nichts an den nachfolgenden Überlegungen.

Für die Entwicklung des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung bis 2020 ergibt sich folgendes Bild:

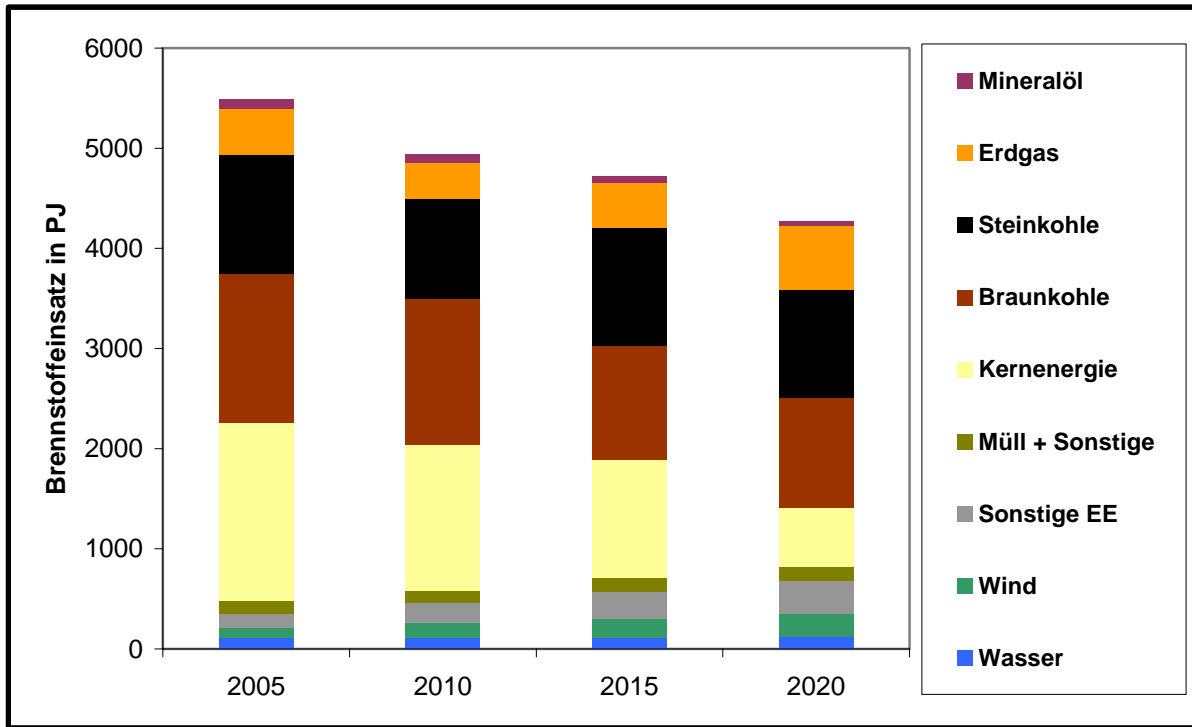


Bild 5 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Deutschland, Quelle: Consentec

Die Abhängigkeit von Brennstoffimporten für die Stromerzeugung wird sich zukünftig für einzelne Energieträger erhöhen. So wird Deutschland im Jahre 2020 bei den Primärenergieträgern Steinkohle, Erdgas und Erdöl voraussichtlich nahezu ausschließlich von Importen abhängig sein. Bezüglich der Versorgungssicherheit der Stromerzeugung kann die zunehmende Abhängigkeit bei Steinkohle als unbedenklich eingestuft werden, da die Steinkohleimporte auch weiterhin im Wesentlichen aus politisch stabilen Regionen bezogen werden und Diversifizierungsmöglichkeiten bestehen.

Bei Erdgas hingegen ist die hohe Importabhängigkeit kritisch zu betrachten, da zukünftig ähnliche Abhängigkeiten wie beim Erdöl entstehen können. Der Importanteil aus den Ländern der GUS, Nordafrika und dem Nahen Osten wird weiter steigen. Zudem ist zukünftig von einer wachsenden Bedeutung von Erdgas bei der Stromerzeugung auszugehen. Dieser Effekt wird sich insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz im Rahmen des CO₂-Zertifikatehandels noch verstärken. Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich durch die geplante Vollversteigerung der Emissionshandelszertifikate die Rentabilität von CO₂-armen Gaskraftwerken gegenüber CO₂-intensiven Kohlekraftwerken deutlich erhöht. Die Tendenz zur Erdgasabhängigkeit kann dadurch längerfristig noch verstärkt werden.

Für die Erdgasversorgungssicherheit ist die Verfügbarkeit ausreichender Transportinfrastruktur notwendig. Die aktuell geplanten Projekte zum Bau von Pipelines und LNG-Terminals sind jedoch im Zeitraum bis 2015 ausreichend, um die zunehmenden Nachfragemengen transportieren zu können. Zur langfristigen Erhaltung der Versorgungssicherheit müsste der absehbare Ausbautrend allerdings über 2015 hinaus fortgesetzt werden. Für den Fall, dass die Preise für Kraftwerksgas aufgrund des Preisanstiegs bei Rohöl sowie infolge einer gesteigerten Nachfrage weiterhin anziehen werden, geht hiervon ein Strompreis treibender Effekt aus.

Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steuert grundsätzlich der zunehmenden Importabhängigkeit bei den konventionellen Energieträgern entgegen. Für die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse ist zukünftig jedoch mit zunehmenden Brennstoffimporten und aufgrund der zunehmenden Nutzungskonkurrenzen mit einem hohen Niveau der Brennstoffpreise zu rechnen.

5 Transportanforderungen und Netzkapazitäten

Zentraler Bestandteil der Versorgungssicherheit ist, dass der erzeugte Strom auch zuverlässig dorthin transportiert wird, wo der Strom nachgefragt wird. Daher hat der Gesetzgeber in den §§ 11 bis 14 EnWG Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber fixiert. Sie haben gemäß § 12 Abs. 3 bzw. § 14 Abs. 1 i. V. m. § 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“.

Darüber hinaus sind der Bundesnetzagentur auf Verlangen Berichte über den Netzzustand und die Netzausbauplanung vorzulegen; Versorgungsstörungen sind zu melden. Mit diesen Maßnahmen soll sichergestellt werden, dass Schwachpunkte für einen zuverlässigen Netzbetrieb rechtzeitig lokalisiert werden und entsprechende Schritte zur Beseitigung von Schwachstellen eingeleitet werden können.

5.1 Aktuelle Situation

Das Stromnetz in Deutschland weist einen hohen Vermaschungs- und Verkabelungsgrad auf. Ersterer bewirkt, dass kleinere Stromausfälle lokal begrenzt bleiben, letzterer minimiert die Auswirkungen

gen von extremen Wetterlagen. In keinem anderen europäischen Land sind die Stromnetze gemessen an den Ausfallzeiten so stabil wie in Deutschland: Mit durchschnittlich rd. 21 Minuten Ausfallzeit im Jahr 2006 liegt die Bundesrepublik deutlich vor den anderen europäischen Ländern.

Im innerdeutschen Übertragungsnetz treten heute keine strukturellen Engpässe auf. Allerdings liefert die kontinuierlich ansteigende Netzbelastung Anhaltspunkte dafür, dass bereits im heutigen Betrieb Auslastungsgrenzen in den Netzen erreicht werden und in besonderen Situationen Risiken für die Versorgungssicherheit auftreten können:

- Insbesondere die Volatilität und der Umfang der Windstromerzeugung wirken in starkem Maße auf die Stromnetze, da die Windenergieanlagen hauptsächlich in verbrauchsschwache Regionen in Norddeutschland einspeisen. Zeitweise kehren sich traditionelle Lastflüsse um.
- An den wichtigsten Kuppelstellen zum internationalen Stromverbund mussten Verfahren zur Engpassbewirtschaftung eingeführt werden.

Punktuelle und situationsbezogene Überlastungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern durch den Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen bereits heute geregelt.

Engpässe an den deutschen Außengrenzen wirken sich wegen der aktuell geringen Importabhängigkeit der Stromversorgung in Deutschland nicht negativ auf die Versorgungssicherheit aus.

Die Betriebsmittel der Übertragungsnetze weisen eine hohe Zuverlässigkeit auf. Es gibt derzeit keine Anzeichen dafür, dass die deutschen Übertragungsnetze nicht in einem funktionsgerechten Zustand sind.

Kraftwerksreserven zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Allgemeinen in ausreichender Höhe vorgehalten.

5.2 Perspektiven bis 2020

Insbesondere der Ausbau von Offshore Windkraftparks, aber auch die Neuansiedlungen von konventionellen Kraftwerken, die aus Transportkostengründen vor allem in Küstennähe stattfinden, erfordern neue und zusätzliche Übertragungswege für den Strom. Die Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsschwerpunkte werden in Zukunft räumlich weiter auseinander liegen als bisher.

Bis 2020 wird es daher zu deutlichen Veränderungen bei den Transportanforderungen an das deutsche Übertragungsnetz kommen. Um diesen veränderten Anforderungen zu genügen, ist ein Ausbau

der Übertragungsnetze notwendig und von den Netzbetreibern bereits eingeleitet. Um die Versorgungssicherheit mittel- und langfristig zu gewährleisten, muss ein zeitgerechter Abschluss dieser – momentan teilweise verzögerten – Ausbaumaßnahmen sichergestellt werden. Nur dann ergeben sich aus Netzsicht keine Hinweise auf eine zukünftige Gefährdung der Versorgungssicherheit.

Die Bundesregierung hat zur Beschleunigung der Netzinvestitionen einen Maßnahmenkatalog auf den Weg gebracht mit dem Schwerpunkt eines Energieleitungsausbaugesetzes. Mit diesem Gesetz soll zeitnah der Bedarf für vordringliche Leitungsbauvorhaben festgelegt werden. Dies ist dann auch für die Planungsbehörden bindend. Nicht zuletzt dürfte auch die in der Anreizregulierungsverordnung angelegten Investitionsbudgets für Übertragungsnetzbetreiber für eine zusätzliche Sicherheit der Leitungsinvestitionen beitragen.

Großräumige, strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz werden bei zeitgerechter Umsetzung der geplanten Ausbaumaßnahmen bis 2015 auf Basis der im Rahmen der Untersuchung entwickelten Prognosen zur Entwicklung von Kraftwerken und anderen Erzeugungseinheiten nicht erwartet. Es können aber lokal begrenzte Engpässe auftreten, die jedoch die allgemeine Versorgungssicherheit nicht gefährden.

Die Entwicklung der Netzbelastung im Zeitraum zwischen 2015 und 2020 unterliegt erheblichen Unsicherheiten. Unstreitig ist, dass über die aktuell in Planung befindlichen Projekte und das Jahr 2015 hinaus ein erheblicher Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht. Zur Intensivierung des Wettbewerbs auf dem europäischen Strommarkt ist auch der Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten erforderlich. Die verstärkte Vernetzung mit den Nachbarländern ist gleichzeitig ein Beitrag zur Versorgungssicherheit, da bei temporärer Unterversorgung fehlende Strommengen aus den Nachbarländern bezogen werden könnten.

In der dena-Netzstudie (I) ist die Frage der Integration der Windkraftstromerzeugung untersucht worden. Angesichts der aufgezeigten Risiken sind die dort beschriebenen Maßnahmen zur Reduzierung dieser Gefahr zügig in die Praxis umzusetzen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang insbesondere:

- die Planungsverfahren für netztechnische Baumaßnahmen in Deutschland – wie in der Koalitionsvereinbarung vorgesehen – zu beschleunigen,

- den Netzausbau zu forcieren,
- ältere Windenergieanlagen nach Möglichkeit so nachzurüsten, dass sie eine stabilisierende Wirkung im Netz entfalten,
- bei der Modernisierung des konventionellen Kraftwerksparks die aus der fluktuierenden Windstromerzeugung erwachsenden neuen Anforderungen an die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes angemessen zu berücksichtigen,
- die Möglichkeiten eines erweiterten Einsatzes von Erzeugungs- und Lastmanagement zu prüfen und – wo möglich und wirtschaftlich – zu nutzen,
- die Möglichkeiten des Einsatzes von kurz- und mittelfristig verfügbaren Speichertechnologien zu prüfen und – wo möglich und wirtschaftlich – zu nutzen,
- die Möglichkeiten einer Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu prüfen und
- die Prognose der Windstromerzeugung zu verbessern.

6. Zusammenfassung und Bewertung

Die im Rahmen des Monitorings durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Niveau der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung in Deutschland als hoch einzustufen ist. Kurz- und mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung mit Elektrizität stets im erforderlichen Umfang gesichert werden kann. Es stehen derzeit national ausreichende Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um den Bedarf zu decken. Das hohe Maß an Versorgungssicherheit wird auch daran deutlich, dass innerhalb Europas die mit Abstand kürzesten Stromausfallzeiten zu verzeichnen sind. Die inländische Kraftwerksleistung ist in den letzten Jahren insbesondere aufgrund des Zubaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie Biomassekraftwerken stetig angestiegen. Die Windenergie- und Photovoltaikanlagen tragen zwar lediglich zu einem geringen Teil zur gesicherten Leistung bei, doch lag diese auch in den vergangenen Jahren immer deutlich über der Jahreshöchstlast, so dass die Qualität der Versorgungssicherheit durch den Einbezug dieser volatilen Erzeugungskapazitäten nicht beeinträchtigt wurde.

Bei der Abschätzung der bis 2020 benötigten konventionellen Kraftwerkskapazitäten werden der beabsichtigte ehrgeizige Ausbau der Erneuerbaren Energien und der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie zugrunde gelegt. Unter Berücksichtigung altersbedingter Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken und unter der Annahme eines moderaten Rückgangs des Stromverbrauchs er-

gibt sich ein Zubaubedarf konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 15 GW bis 2015 und um weitere 5 GW bis 2020. Dem stehen bekannte Kraftwerksplanungen in Höhe von gut 30 GW gegenüber. Werden diese mit ihren Realisierungswahrscheinlichkeiten nach sehr konservativer Vorgehensweise gewichtet, kann ein Zubau von rd. 11 GW bis 2015 bereits heute aus Sicht der Gutachter als gesichert angesehen werden. Angesichts der bekannten Investitionsvorhaben sollte es grundsätzlich keine Probleme bereiten, dass die Lücke zwischen gesichertem und erforderlichem Zubau an Kraftwerkskapazitäten auch unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren geschlossen werden kann. Entscheidende Voraussetzung dafür ist allerdings, dass bei der Umsetzung der Investitionsvorhaben keine signifikanten Verzögerungen entstehen.

Verzögerungen bzw. Einfrieren von Investitionsplanungen sind jedoch möglich, wie gerade die jüngste Vergangenheit gezeigt hat. Gründe hierfür dürften die rasant gestiegenen Investitionskosten für neue Kraftwerke und deren Komponenten sowie die Unsicherheiten über die Ausgestaltung des Emissionshandels insbesondere im Zusammenhang mit der geplanten Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate gewesen sein. Vor allem aber können Akzeptanzprobleme bei der Bevölkerung vor Ort, insbesondere in Bezug auf Standorte für geplante Kohlekraftwerke, solche Verzögerungen verursachen, worauf die Gutachter zu Recht mit Nachdruck hingewiesen haben. Die Gutachter sehen trotz Einfrierens einzelner auf Steinkohle basierter Kraftwerksprojekte in der jüngsten Vergangenheit keine Veranlassung, die grundsätzliche Einschätzung zum erwarteten Kraftwerkszubau zu revidieren. Begründet wird dies u. a. damit, dass sich vor diesem Hintergrund die Realisierungswahrscheinlichkeit anderer bereits geplanter Investitionsprojekte, welche sich noch in einer früheren Entwicklungsphase befinden, erhöhen könnte. Andererseits könnte der aus Sicht der Kraftwerksgegner erfolgreiche Widerstand an einem bestimmten Standort zum Ansporn für zusätzlichen Widerstand an einem anderen potentiellen Kohlekraftwerksstandort genommen werden, so dass die Realisierungswahrscheinlichkeit anderer Investitionsprojekte sogar sinkt.

Generell ist daher festzuhalten, dass bei massiven und dauerhaft nicht lösbaren Akzeptanzproblemen Versorgungsengpässe am Strommarkt nicht auszuschließen sind. Auf jeden Fall wirken die durch Akzeptanzprobleme ausgelösten Verzögerungen beim erforderlichen Kraftwerkszubau Strompreis treibend, da sie den Zubau neuer Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden hemmen. Ein Ausgleich über eine Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien erscheint angesichts des ohnehin höchst ambitionierten Ausbauprogramms nicht möglich. Werden Kernkraftwerkskapazitäten wie geplant vom Netz genommen, bliebe als Ausweg nur, geplante Stilllegungen von älteren

konventionellen Kraftwerken zeitlich hinauszuzögern bzw. ältere konservierte Kraftwerke wieder ans Netz zu nehmen. Gerade hierbei handelt es sich aber um die Preis setzenden sog. Grenzkraftwerke, die am Rande der Rentabilität gefahren werden. Die Folge wären zwangsläufig höhere Strompreise.

Die Abhängigkeit von Importen einzelner Brennstoffe für die Stromerzeugung wird weiter zunehmen. Während die Abhängigkeit bei Steinkohle als unbedenklich eingestuft werden kann, da die Steinkohleimporte im Wesentlichen aus politisch stabilen Regionen bezogen werden und Diversifizierungsmöglichkeiten bestehen, ist die hohe Importabhängigkeit bei Erdgas dagegen kritisch zu betrachten, da zukünftig ähnliche Abhängigkeiten wie beim Erdöl entstehen können. Der Importanteil aus den Ländern der GUS, Nordafrika und dem Nahen Osten wird weiter steigen. Zudem wird die Bedeutung von Erdgas bei der Stromerzeugung weiter zunehmen. Dieser Effekt wird sich insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz im Rahmen des CO₂-Zertifikatehandels noch verstärken. Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich durch die geplante Vollversteigerung der Emissionshandelszertifikate die Rentabilität von CO₂-armen Gaskraftwerken gegenüber CO₂-intensiven Kohlekraftwerken deutlich erhöht. Die Tendenz zur Erdgasabhängigkeit kann dadurch längerfristig noch verstärkt werden.

Im innerdeutschen Übertragungsnetz treten heute keine strukturellen Engpässe auf. Allerdings führt die kontinuierlich ansteigende Netzbelastung bereits punktuell und situationsbezogen zu Überlastungen, die den Einsatz netz- und marktbezogener Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber erfordern. Ein Netzausbau ist aufgrund der absehbaren Entwicklungen im Erzeugungssektor kurz- bis mittelfristig unabdingbar. Um – gerade vor dem Hintergrund genehmigungsbedingter Verzögerungen – Gefährdungen für die Versorgungssicherheit auszuschließen, ist eine zeitnahe Umsetzung geplanter Netzausbaumaßnahmen sicherzustellen. Dazu hat die Bundesregierung einen Maßnahmenkatalog mit dem Schwerpunkt des Energieleitungsausbaugesetzes auf den Weg gebracht. Es gibt derzeit keine Anzeichen dafür, dass die deutschen Übertragungsnetze nicht in einem funktionsgerechten Zustand sind. Kraftwerksreserven zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Allgemeinen in ausreichender Höhe vorgehalten.

Insgesamt bleibt festzuhalten: Für den Zeitraum bis 2020 dürften in Deutschland ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit im Bereich der Elekt-

rizitätsversorgung zu gewährleisten. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass es aufgrund der Akzeptanzprobleme bei Kohlekraftwerksinvestitionsvorhaben und der damit verbundenen Verhinderung des Baus neuer effizienter Kraftwerke zu höheren Strompreisen kommen kann mit entsprechenden Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Sollten sich die Akzeptanzprobleme als dauerhaft erweisen, wären Versorgungsengpässe im Zeitraum 2015 bis 2020 nicht auszuschließen. Die Abhängigkeit von Brennstoffimporten ist bei Gas zunehmend als kritisch anzusehen. Der Bau neuer und zusätzlicher Netze bzw. Übertragungskapazitäten ist unbedingt erforderlich, da tendenziell von einer zunehmenden räumlichen Trennung von Stromerzeugungs- und Strombedarfsschwerpunkten auszugehen ist.

Quellenverzeichnis

CONSENTEC-Studie „Aktualisierung der Studie `Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung`

Deutsche Energie-Agentur GmbH
dena-Netzstudie I
www.dena.de, 18.04.2007

Verband der Netzbetreiber (VDN) – integriert in den Bundesverband der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)

- Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

- Stand der Kraftwerksprojekte in Deutschland