

Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung

Untersuchung im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

Referat I D 4, 53107 Bonn

Abschlussbericht

30.05.2008

CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

unter Mitwirkung von

**Energiewirtschaftliches Institut an
der Universität zu Köln (EWI)**

Albertus-Magnus-Platz
D-50923 Köln

**Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft der RWTH
Aachen (IAEW)**

Schinkelstr. 6
D-52056 Aachen

Inhalt

Kurzfassung	I
1 Einführung	1
2 Definition des Begriffs Versorgungssicherheit	2
3 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit	6
3.1 Beurteilung der politischen und wirtschaftlichen Bedeutung der Versorgungssicherheit	6
3.1.1 Bedeutung von Strom als Produktions- und Konsumfaktor	6
3.1.2 Aktuelle Versorgungssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt	9
3.1.3 Anreize zu Kraftwerksneuinvestitionen	16
3.1.4 Einfluss des Nationalen Allokationsplans (NAP) auf die Investitionsanreize	25
3.2 Aktuelle Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten	30
3.2.1 Aktuelle Struktur der Stromerzeugung	30
3.2.2 Stein- und Braunkohle	32
3.2.3 Erdgas	35
3.2.4 Uran	38
3.2.5 Erdöl	40
3.2.6 Erneuerbare Energien	43
3.3 Höhe der vorgehaltenen Reserveleistung	44
3.3.1 Einflussfaktoren auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve	46
3.3.2 Bemessung von Kraftwerksreserve	51
3.3.3 Untersuchungsergebnisse	57
3.4 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze	59
4 Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit bis 2020	64
4.1 Jüngste Entwicklungen mit Blick auf die aktuelle Diskussion einer „drohenden Stromlücke“	64
4.2 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	67
4.3 Entwicklung der Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten	75
4.3.1 Braun- und Steinkohle	75

4.3.2	Erdgas	77
4.3.3	Erdöl	82
4.3.4	Erneuerbare Energien	84
4.3.5	Zusammenfassende Bewertung der Importabhängigkeiten	85
5	Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2020	87
5.1	Entwicklung der Erzeugungsstruktur	89
5.2	Netzentwicklung	93
5.3	Eingangsdaten für Netzberechnungen	97
5.4	Methode zur Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten	99
5.5	Untersuchungsergebnisse	100
5.5.1	Betrachtungszeitpunkt 2015 – Netznutzungsszenario 1	100
5.5.2	Betrachtungszeitpunkt 2015 – Netznutzungsszenario 2	101
5.5.3	Betrachtungszeitpunkt 2020 – Netznutzungsszenario 1	103
5.5.4	Betrachtungszeitpunkt 2020 - Netznutzungsszenario 2	104
5.6	Bewertung der Netzstabilität	106
5.6.1	Frequenzstabilität	108
5.6.2	Spannungsstabilität	110
5.6.3	Winkelstabilität	113
5.7	Bewertung der Aufwendungen für Netzwartung/ -instandhaltung	116
6	Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung	123
6.1	Übersicht	123
6.2	Systemdienstleistungen	124
6.3	Betriebsplanung und Betriebsführung	126
6.4	Netzausbau	127
6.5	Schlussfolgerungen	127
7	Erfahrungen mit Großstörungen (Blackouts)	128
7.1	Übersicht	128
7.2	Nordost-Amerika – August 2003	128
7.3	London – September 2003	130
7.4	Italien – September 2003	131

7.5 Dänemark/Südschweden – September 2003	133
7.6 Trier-Luxemburg – September 2004	134
7.7 Münsterland – November 2005	136
7.8 West-Europa – November 2006	137
8 Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit	142
9 EU-Aktivitäten	148
9.1 EU-Grünbuch	148
9.2 Transeuropäische Energienetze – TEN-E	151
9.3 Richtlinie 2005/89/EG	152
10 Schlussfolgerungen	155
Literatur	163

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Bedeutung einer sicheren Versorgung mit leitungsgebundenen Energien und der großen Versorgungsstörungen der letzten Jahre hat der Gesetzgeber in § 51 EnWG das Bundeswirtschaftsministerium beauftragt, ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen.

Als Ergebnis einer entsprechenden Ausschreibung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) mit Datum vom 28. Juni 2006 den Auftrag einer „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“ an das Konsortium aus CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) und mit Datum vom 04. April 2008 an CONSENTEC und EWI den Auftrag zur Aktualisierung dieses Berichts vor dem Hintergrund zwischenzeitlich erfolgter Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen vergeben.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Untersuchungen zusammen. Er behandelt

- die zugrunde gelegte Definition des Begriffs „Versorgungssicherheit“,
- die Beurteilung des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit in Deutschland,
- die Ergebnisse der Analysen zur Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit und hierauf aufbauend der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis zum Jahr 2020,
- die in nationalen und internationalen Regelwerken definierten Anforderungen an eine sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung,
- die in der Vergangenheit in Deutschland, in ausgewählten Ländern des europäischen Auslands, länderübergreifend in Westeuropa und in Nordamerika aufgetretenen Großstörungen und die Übertragbarkeit der dabei gewonnenen Erfahrungen auf Deutschland,
- den Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit sowie
- Aktivitäten seitens der EU mit Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Aus den Ergebnissen der Untersuchung lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit

Eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität ist eine wesentliche Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Wertschöpfung in einer Volkswirtschaft und beeinflusst entscheidend die Lebensqualität der Verbraucher. Die Versorgungssicherheit ist deshalb kurz- wie langfristig sicherzustellen. Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland als hoch einzustufen ist. Kurzfristig sind auch keine Risiken hinsichtlich einer gesicherten Versorgung mit Elektrizität erkennbar.

- Die aktuell installierten Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zeigen, dass die Versorgungssicherheit im Hinblick auf ausreichende Kraftwerkskapazitäten derzeit nicht gefährdet ist. 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, insgesamt bestehen im Kraftwerkspark jedoch aktuell keine Kapazitätsengpässe.

Der Strommarkt ist aktuell jedoch von diversen Unsicherheiten wie bspw. der erwarteten Entwicklung von CO₂- und Brennstoffpreisen, der Diskussion um den Atomausstieg sowie gesellschaftlichen und politischen Akzeptanzproblemen neuer Kraftwerksinvestitionen geprägt. Diese Unsicherheiten wirken tendenziell Strompreis treibend, da sie den Zubau neuer Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden hemmen. Sie sollten daher soweit möglich abgebaut werden. Das aktuelle Niveau der Versorgungssicherheit ist dadurch jedoch nicht beeinflusst.

- Die derzeit bestehende Abhängigkeit von Importen einzelner Brennstoffe für die Stromerzeugung wird ebenfalls als unproblematisch angesehen. Die Importmengen für Steinkohle und Uran bezieht Deutschland im Wesentlichen aus politisch stabilen Ländern. 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).
- Im innerdeutschen Übertragungsnetz treten heute keine strukturellen Engpässe auf. Allerdings führt die kontinuierlich ansteigende Netzbelastung bereits heute 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. 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.
- Kraftwerksreserve zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Allgemeinen in ausreichender Höhe vorgehalten.

Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit bis 2020

Bis 2020 besteht aufgrund altersbedingter Stilllegungen und dem Ausstieg aus der Kernenergie starker Ersatzbedarf bei den Kraftwerkskapazitäten in Deutschland. Die aktuell vorliegenden Daten und Fakten lassen eine positive Bewertung der Versorgungssicherheit zu. Exogene Störungen des Marktes wirken jedoch Preis treibend. Um dies zu vermeiden, sollten folgende Aspekte bei der Ausgestaltung der politischen, gesellschaftlichen und marktlichen Rahmenbedingungen beachtet werden:

1. Investitionsvorhaben in neue Kraftwerkskapazitäten dürfen nicht durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz verzögert oder blockiert werden.
2. Die politischen Rahmenbedingungen müssen kalkulierbar bleiben.
3. Der notwendige Netzausbau muss adäquat durchgeführt werden.

Für den Fall, dass die o.g. Aspekte massiv und dauerhaft gefährdet sein sollten, kann es auch zu physischen Versorgungsengpässen kommen.

- Der notwendige Zubau konventioneller Kraftwerke bis zum Jahr 2015 wird im Wesentlichen von bereits in Bau befindlichen oder aus heutiger Sicht als sehr wahrscheinlich eingestuften Kraftwerkszubauten geleistet. Der in den vergangenen Monaten vollzogene In-

vestitionsstopp diverser Steinkohlekraftwerksprojekte u.a. aufgrund gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme wird voraussichtlich zu einer zeitlichen Verzögerung des Zubaus von fossil gefeuerten Kraftwerken führen. Durch den Wegfall dieser Kapazitäten steigt die Realisierungswahrscheinlichkeit anderer bereits geplanter Investitionsprojekte, welche sich teilweise noch in einer früheren Entwicklungsphase befinden. Falls diese alternativen Kraftwerksprojekte zukünftig ebenfalls ins Stocken geraten, so kann dies Strompreis treibend wirken, wenn geplante Stilllegungen von älteren Kraftwerken zeitlich nach hinten verschoben bzw. ältere konservierte Kraftwerke wieder ans Netz genommen werden müssten.¹ Insgesamt sind zukünftig jedoch keine Erzeugungsengpässe aufgrund von Kapazitätsmangel im Erzeugungsbereich zu erwarten. Der zusätzlich notwendige Zubau in der Größenordnung von 5 GW thermischer Kraftwerksleistung zwischen 2015 und 2020 stellt vor dem Hintergrund von durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren aus heutiger Sicht keinen kritischen Engpass dar.

- Auch bei einer expansiveren Entwicklung des Stromverbrauchs als hier unterstellt, wird es aus Sicht der Gutachter marktgetrieben nicht zu physischen Kapazitätsengpässen der Stromversorgung kommen. Dies setzt wie oben angesprochen voraus, dass Investitionen in neue Kraftwerke nicht dauerhaft durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz blockiert werden.
- Ein Teil des bis 2020 notwendigen Ersatzes an Erzeugungskapazitäten wird durch den Zubau erneuerbarer Energietechnologien geleistet, insbesondere durch Windkraftanlagen. Wegen des niedrigen Beitrags der Windenergie zur gesicherten Leistung ist hier eine zeitlich differenzierte Betrachtung wichtig: Für einen Großteil des Jahres stehen ausreichend

¹ Da diese Kraftwerke aufgrund ihres Alters meist einen relativ geringen Wirkungsgrad und damit relativ hohe variable Kosten haben, würden sie häufig Preis setzend sein.

Kapazitäten zur Lastdeckung und Ausregelung der zunehmenden volatilen Einspeisung zur Verfügung. In windschwachen Starklastzeiten hingegen kann es zur Abhängigkeit von Stromimporten kommen. Für die Versorgungssicherheit während dieser Zeiten sind die Verfügbarkeit ausreichender Kuppelleitungskapazitäten und eine verbundweite Kapazitätsbetrachtung wichtig. Auch hier sehen wir heute und absehbar keine Engpässe. Im Zuge des einzuführenden Market-Couplings im Zentral-Westeuropäischen Markt werden Kraftwerke und Netzkapazitäten durch geeignete Preissignale grenzüberschreitend effizienter genutzt werden als dies heute der Fall ist. Gleichwohl ist diese Thematik hinsichtlich der Versorgungssicherheit längerfristig im Blick zu behalten.

- Neben der Windenergie gewinnt zunehmend die Biomasse an Bedeutung. Es ist zwar davon auszugehen, dass ihr Anteil an den gesamten erneuerbare Energien-Kapazitäten 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.
- 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 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 nimmt Erdgas eine zunehmende Bedeutung bei der Stromerzeugung ein. Dieser Effekt wird sich insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz im Rahmen des CO₂-Zertifikatehandels noch verstärken.
- 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 Versorgungs-

sicherheit müsste der absehbare Ausbautrend allerdings über 2015 hinaus fortgesetzt werden.² Für den Fall, dass die Preise für Kraftwerksgas aufgrund des Preisanstiegs bei Rohöl weiterhin anziehen werden, geht hiervon ein Strompreis treibender Effekt aus.

- Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steuert grundsätzlich der zunehmenden Importabhängigkeit der konventionellen Energieträger 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.

Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2020

Bis 2020 wird es zu deutlichen Veränderungen bei den Transportanforderungen an das deutsche Übertragungsnetz kommen. Um diesen veränderten Transportanforderungen zu genügen, ist ein Ausbau der Übertragungsnetze notwendig. Dieser Ausbau ist für den Zeitbereich bis 2015 zum größten Teil eingeleitet. Um Versorgungssicherheit mittel- und langfristig zu gewährleisten, ist aber jetzt der zeitgerechte Abschluss dieser – momentan teilweise verzögerten – Ausbaumaßnahmen sicherzustellen. Nur bei zeitgerechter Umsetzung der geplanten Ausbaumaßnahmen ergeben sich aus Netzsicht keine Hinweise auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit. Auch im Zeitraum nach 2015 ist für einen weiterhin bedarfsgerechten Netzausbau kontinuierlich Sorge zu tragen. Hierfür bieten die in der Anreizregulierungsverordnung angelegten Investitionsbudgets für Übertragungsnetzbetreiber eine sinnvolle Handhabe.

- Großräumige, strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz werden bei zeitgerechter Umsetzung der geplanten Ausbaumaßnahmen bis 2015 auf Basis der im Rahmen

² Für eine ausführliche Diskussion, siehe [48].

der Untersuchung entwickelten Prognosen zur Entwicklung von Kraftwerken und anderen Erzeugungseinheiten nicht erwartet. Ausbaubedarf ergibt sich evtl. auf den Nord-Süd-Verbindungen im Gebiet von E.ON Netz. Zusätzlich können lokal begrenzte Engpässe auftreten, die jedoch die Versorgungssicherheit nicht gefährden.

- Die Entwicklung der Netzbelastung im Zeitraum zwischen 2015 und 2020 unterliegt – insbesondere aufgrund der noch nicht erfolgten Weichenstellung für das Anschlusskonzept von offshore installierten WEA – erheblichen Unsicherheiten. Die durchgeführten Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass über die aktuell in Planung befindlichen Projekte und das Jahr 2015 hinaus erheblicher Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht. Gleichzeitig ist bei steigender Abhängigkeit Deutschlands von Stromimporten in Starklastzeiten die Vorhaltung ausreichender Kuppelleitungskapazität zu den Nachbarländern, aus denen elektrische Energie bezogen wird, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich.
- Eine steigende Belastung der Übertragungsnetze kann sich negativ auf Spannungs- und Winkelstabilität auswirken. Konkrete Risiken für die Versorgungssicherheit sind hier jedoch aktuell nicht erkennbar.
- Die Bewertung der Aufwendungen für Netzwartung/-instandhaltung zeigt, dass in den kommenden 40 Jahren die zu erwartenden Gesamtaufwendungen für Inspektionen, Wartungen und Erneuerungen des deutschen Höchstspannungsnetzes im Durchschnitt wenigstens zwischen 630 Mio. €/a und gut 750 Mio. €/a liegen werden. Dieser Aufwand schwankt jedoch stark und kann ohne Berücksichtigung von netzbetreiberseitigen Investitionssteuerungsmaßnahmen zur Glättung des Erneuerungsaufwands in einzelnen Jahren das Doppelte des Gesamtkostenmittelwerts erreichen.

Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung

Im Rahmen ihrer Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb haben die Netzbetreiber im internationalen UCTE-Verbund Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen entwickelt. Wesentlich sind hier vor allem das internationale Operation Handbook der UCTE [27] und der nationale Transmission Code des VDN [28].

Die hierin definierten Regeln dienen mit Blick auf die Versorgungssicherheit dazu, die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunter-

brechungen zu vermeiden; sie zielen jedoch ausdrücklich nicht darauf ab, eine – praktisch nicht oder zumindest nicht mit vertretbarem Aufwand erzielbare – hundertprozentige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Erfahrungen mit Großstörungen

Die Analyse der in den vergangenen Jahren im UCTE-Verbund und in anderen Verbundsystemen aufgetretenen Großstörungen führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Ein Teil dieser Großstörungen ist auf die Nicht-Einhaltung geltender Regeln zurückzuführen. Dies betrifft v. a. das sogenannte (n-1)-Kriterium, das ein Maß für den Umfang der vorzuhaltenden Netz-Redundanz darstellt.
- Der Störungsverlauf eines Teils der Großstörungen zeigt Bedarf zur Präzisierung der Regelwerke hinsichtlich der Abläufe bei Störungen. Dies betrifft v. a. die Konkretisierung der Regeln hinsichtlich Kommunikation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber untereinander und mit den Netzkunden (unterlagerte Verteilungsnetzbetreiber und große Industriekunden).

Staatliche Netzregulierung und EU-Aktivitäten

Der Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit ist hinsichtlich der regulatorischen Reform mit Einführung der Anreizregulierung zum 01. Januar 2009 geeignet, den Regelungsrahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu verbessern und Anreize für Investitionen in die Netzinfrastruktur zu setzen. Hierzu sollte

- mit der Einführung der Anreizregulierung das wesentliche Element der Investitionsbudgetierung für Übertragungsnetzbetreiber möglichst bald präzisiert und in einem standardisierten Ablauf angewandt werden und
- die Möglichkeit nach § 19 Abs. 2 S. 2, noch vor der zweiten Regulierungsperiode speziell auf Aspekte der Versorgungsqualität bezogene Regulierungsmechanismen einzuführen, so bald als möglich umgesetzt werden.

Daneben sollten die bestehenden Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zur Berichterstattung zu Schwachstellenanalyse, Netzzustand und Netzausbau präzisiert und erweitert werden.

Diese Berichte sollten gegenüber dem heute vorliegenden Stand künftig deutlich ausführlicher und konkreter gefasst werden.

Hiermit könnte einem wesentlichen Teil der sachlich begründeten Vorgaben der Richtlinie 2005/89/EG bereits Rechnung getragen werden. Die wesentlichen im Übrigen noch notwendigen Maßnahmen sind

- die Festlegung von Mindestbetriebsregeln und -verpflichtungen für die Netzsicherheit durch die Übertragungsnetzbetreiber,
- die staatliche Festlegung und Überwachung von (zu konkretisierenden) Leistungszielen für Netzsicherheit und Versorgungsqualität und
- die Intensivierung und Formalisierung von Zusammenarbeit und Informationsaustausch der Übertragungsnetzbetreiber.

1 Einführung

Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Bedeutung einer sicheren Versorgung mit leitungsgebundenen Energien und der großen Versorgungsstörungen der letzten Jahre hat der Gesetzgeber in Umsetzung von EU-Vorgaben in § 51 EnWG das Bundeswirtschaftsministerium beauftragt, ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen.

Als Ergebnis einer entsprechenden Ausschreibung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) mit Datum vom 28. Juni 2006 den Auftrag einer „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“ an das Konsortium aus CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) und mit Datum vom 04. April 2008 an CONSENTEC und EWI den Auftrag zur Aktualisierung dieses Berichts vor dem Hintergrund zwischenzeitlich erfolgter Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen vergeben.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Analysen zusammen. In Kapitel 2 wird der Begriff „Versorgungssicherheit“ im Sinne dieses Berichts definiert, Kapitel 3 enthält eine Beurteilung des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit in Deutschland, in Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Analysen zur Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit und in Kapitel 5 hierauf aufbauend die der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis zum Jahr 2020 dargestellt. In Kapitel 6 werden die in nationalen und internationalen Regelwerken definierten Anforderungen an eine sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung diskutiert, Kapitel 7 enthält eine Auswertung der in der Vergangenheit in Deutschland, in ausgewählten Ländern des europäischen Auslands, länderübergreifend in Westeuropa und in Nordamerika aufgetretenen Großstörungen und eine Beurteilung der Übertragbarkeit auf Deutschland. In Kapitel 8 wird der Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit diskutiert. Kapitel 9 gibt eine Übersicht über Aktivitäten seitens der EU mit Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Abschließend werden in Kapitel 10 die Schlussfolgerungen der Analysen und Diskussionen zusammengestellt.

2 Definition des Begriffs Versorgungssicherheit

Wir verstehen „**Versorgungssicherheit**“ in der Elektrizitätswirtschaft als einen umfassenden Begriff, der die Gesamtsicht auf die Situation der Stromverbraucher widerspiegelt: Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Verbraucher unterbrechungsfrei und nachhaltig, d. h. derzeit und zukünftig, ihren Bedarf an (elektrischer) Energie decken können. Damit umfasst die Versorgungssicherheit **alle Stufen der Wertschöpfungskette** der Elektrizitätsversorgung (analog der Gasversorgung) unter Einschluss der Förderung oder Bereitstellung von Primärenergieträgern, der Erzeugung oder Beschaffung von elektrischer Energie, dem Transport (Übertragung bzw. Fernleitung) und der Verteilung über Netze und Anlagen sowie den Handel und Vertrieb von Strom.

Vielfach wird dabei die **Qualität der Versorgung** gegenüber der Versorgungssicherheit abgegrenzt. Hier ist allerdings eine Differenzierung notwendig, um Überschneidungen und Unterschiede deutlich zu kennzeichnen. Zur Versorgungsqualität gehört die **Zuverlässigkeit** der einzelnen Anlagen und Betriebsmittel der Stromversorgung, die technisch-physikalische **Produktqualität** des gelieferten Stroms, die kundenorientierte **Dienstleistungsqualität** und die als **Zuverlässigkeit** zusammengefasste Störungs- und Unterbrechungsfreiheit der Versorgung. Die ersten drei Aspekte der Versorgungsqualität sind von der Frage zu trennen, ob die Kunden ihren Strombedarf überhaupt decken können. Der Aspekt der **Zuverlässigkeit** kann hingegen die Bedarfsdeckung der Stromverbraucher beeinträchtigen und stellt die **Überschneidung** von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit dar. Die Zuverlässigkeit der Versorgung kann somit in diesem Zusammenhang als Bestandteil der Versorgungssicherheit angesehen werden¹.

¹ Dies entspricht auch dem Verständnis des EnWG ausweislich der Begründung zu § 51 EnWG und dort Bezugnahme auf Datenerhebung nach § 52 EnWG

Viele Versorgungsunterbrechungen sind von kleinem Umfang und kurzer Dauer und beeinträchtigen die Bedarfsdeckung der Verbraucher nur marginal. Diese könnten grundsätzlich aus der Untersuchung der Versorgungssicherheit ausgeklammert werden, da sie von deutlich untergeordneter Bedeutung sind. In der Vergangenheit – und vermehrt in den letzten Jahren – ist es aber international und in Deutschland immer wieder auch zu Versorgungsunterbrechungen für eine große Anzahl von Verbrauchern und von langer Dauer gekommen. Derartige Versorgungsunterbrechungen beeinträchtigen aufgrund ihres Umfangs eindeutig auch die Versorgungssicherheit der Verbraucher. Ein eindeutiges, quantifiziertes und verbindliches Kriterium, wann Versorgungsunterbrechungen mit Blick auf die Versorgungssicherheit als marginal oder als relevant einzustufen sind, liegt nicht vor.

Eine häufig diskutierte Möglichkeit der Einstufung besteht darin, einen Zusammenhang zwischen dem Ausmaß, z. B. gemessen an der Zahl der betroffenen Kunden oder der Höhe der unterbrochenen Leistung (Defizitleistung) und der Dauer einer Störung herzustellen. So wird z. B. im sogenannten „Zollkopf-Diagramm“² eine Grenze für die akzeptierte Unterbrechungsdauer in Abhängigkeit von der Defizitleistung festgelegt (Bild 2.1). Bei Versorgungsunterbrechungen mit geringem Ausmaß (niedriger Defizitleistung) werden höhere Unterbrechungsdauern akzeptiert als bei Unterbrechungen mit großem Ausmaß. Die Grenze entspricht dabei in etwa einem konstanten Wert für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Defizitenergie).

2 Es ist unstrittig, dass eine völlig störungs- und unterbrechungsfreie Stromversorgung nicht oder nicht mit einem vertretbaren Aufwand bewerkstelligt werden kann. Verbindliche Vorgaben, welches Verhältnis von Nutzen und Aufwand erreicht werden soll, gibt es jedoch nicht. Die im Diagramm wiedergegebenen Werte stellen daher unverbindliche Erfahrungswerte dar.

Akzeptierte Unterbrechungszeiten

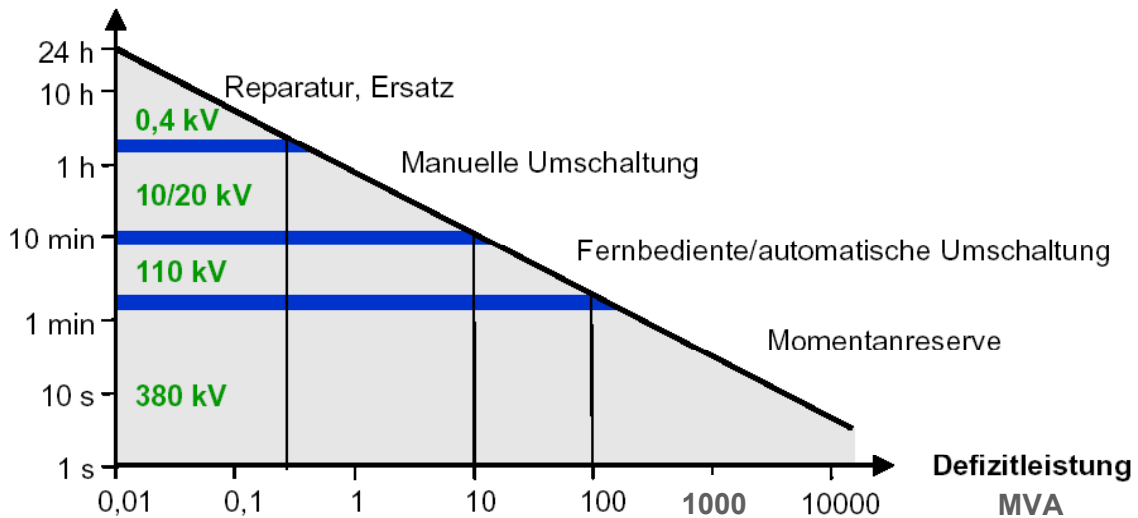


Bild 2.1 Abhängigkeit akzeptierter Unterbrechungsdauern vom Umfang einer Versorgungsunterbrechung (Defizitleistung), angelehnt an „Zollenkopf-Diagramm“ [1]

Auch die im Diagramm aufgeführte Differenzierung nach den Spannungsebenen, insbesondere nach den funktionalen Ebenen der Übertragung (i. W. Höchstspannung 380/220 kV) und Verteilung³, könnte herangezogen werden, um die Relevanz von Versorgungsunterbrechungen für die Versorgungssicherheit zu bewerten. Dies ist insbesondere sinnvoll für die Ableitung von Regelungen oder Maßnahmen; mit Blick auf die Betroffenheit der Kunden können allerdings umfangreiche Versorgungsunterbrechungen in der Verteilungsebene nicht außer Acht gelassen werden.

³ Diese Differenzierung entspricht technisch der besonderen Hervorhebung der Systemsicherheit in § 13 EnWG.

Wir betrachten daher die Zuverlässigkeit der Versorgung mit Elektrizität grundsätzlich als Bestandteil der Versorgungssicherheit, gehen aber auf Versorgungsunterbrechungen im Einzelnen nur ein, so weit sie nach Dauer und Umfang die Versorgung einer Vielzahl von Kunden beeinträchtigen.

3 Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit

3.1 Beurteilung der politischen und wirtschaftlichen Bedeutung der Versorgungssicherheit

Aufgrund der Bedeutung, die Elektrizität als Produktionsfaktor für Industrie und Gewerbe gewonnen hat, ist eine zuverlässige und sichere Elektrizitätsversorgung Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Wertschöpfung in der europäischen Wirtschaftszone. Ebenso bedeutend ist die Verfügbarkeit von Strom auch für die Lebensqualität der Stromkonsumenten in privaten Haushalten. Kurzfristig sind nachfrageseitige Handlungsoptionen bei Stromausfällen bzw. bei extrem hohen Preisspitzen nur sehr eingeschränkt vorhanden. In diesem Kapitel wird zunächst die Relevanz von Strom als Produktions- und Konsumfaktor dargestellt. Anschließend werden die aktuelle Versorgungssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt sowie bestehende Anreize zu Kraftwerksinvestitionen dargestellt. Zudem erfolgt eine Analyse der Brennstoffverfügbarkeiten der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger. Darüber hinaus werden die Kapazität und der Zustand der deutschen Übertragungsnetze diskutiert.

3.1.1 Bedeutung von Strom als Produktions- und Konsumfaktor

Wirtschaftswachstum basiert auf vielen unterschiedlichen Faktoren wie bspw. Arbeitsproduktivität, Investitionsquote und technologischem Fortschritt. Die Sicherstellung einer funktionierenden Stromversorgung stellt für diese Faktoren einen der wichtigsten Einflüsse dar. Strom geht als essentieller Input in die Produktion sämtlicher Wirtschaftsbereiche ein. Zudem ermöglicht elektrische Energie weltweite Mobilität und einen hohen Lebensstandard. Bereits in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts begann die Nutzung von Elektrizität. Im Laufe der Jahre weitete sich die Nutzung elektrischer Energie auf sämtliche Bereiche der Volkswirtschaft aus. Mittlerweile ist der Einsatz von Elektrizität in Produktionsprozessen industrialisierter Länder Standard. Nicht zuletzt Elektrizität hat zu einem rasanten technologischen Fortschritt geführt.

Der Zusammenhang von Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch lässt sich auch in industrialisierten Gebieten noch immer erkennen. In Bild 3.1 ist die zeitliche Entwicklung von

Wirtschaftsleistung (BIP), Primärenergie- und Stromverbrauch für die EU-15 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Stromverbrauch sehr stark mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) korreliert. Dem entgegen hat sich das BIP vom Primärenergieverbrauch zunehmend abgekoppelt, d. h. der Primärenergieverbrauch wächst nicht in gleichem Maße wie die Wirtschaftsleistung.

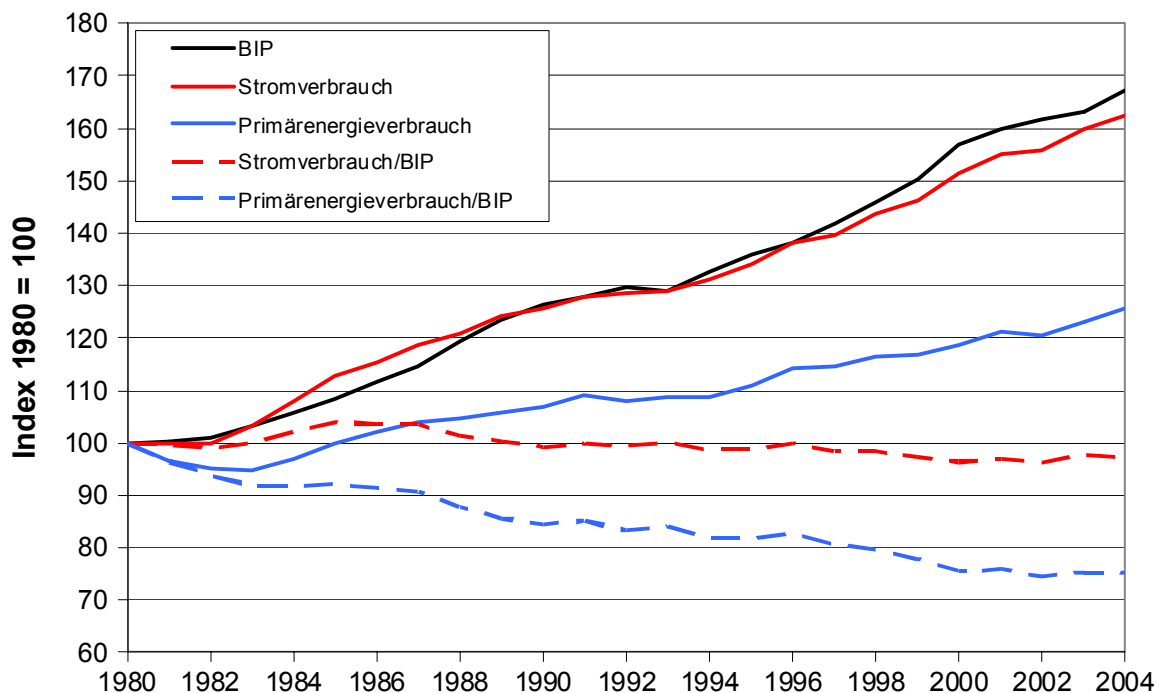


Bild 3.1 Zusammenhang zwischen Bruttoinlandsprodukt und Energie- und Stromverbrauch für die EU-15, 1980 bis 2004, Quelle: Energy Information Administration (2004)

Dass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich für die Funktionsfähigkeit einer modernen Volkswirtschaft von erheblicher Bedeutung ist, zeigen u. a. die Auswirkungen der großen Stromausfälle in den Vereinigten Staaten und Europa in den vergangenen Jahren. Die wirtschaftlichen Konsequenzen dieser Blackouts waren enorm. Allein der Blackout vom 14. August 2003 im Nordosten der USA und Teilen Kanadas hatte laut Berechnungen von ICF Consulting volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von 7-10 Mrd. \$ zur Folge [9]. Die Anderson Economic Group sowie das U.S. Department of Energy (DOE) geben volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von rund 6 Mrd. \$ an [2-13]. Dieser Blackout betraf rund 50 Millionen Menschen, die zum Teil mehrere Tage ohne Strom auskommen mussten.

In den vergangenen Jahren kam es auch in Europa zu größeren Stromausfällen. So gab es am frühen Morgen des 28. September 2003 in ganz Italien und Teilen der Schweiz einen Black-out, von dem ca. 50 Millionen Menschen betroffen waren. Am späten Abend des 4. November 2006 kam es zu einer Netzstörung mit Stromausfällen für Millionen Netzkunden in Westeuropa. Obwohl die Ursache für diese Störung ausschließlich in Deutschland lag, waren aufgrund des länderübergreifenden Stromnetzes auch weitere europäische Länder betroffen.

Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos von Stromausfällen sind in der Regel mit zusätzlichen Kosten verbunden. Dabei stellt sich die Frage, wie hoch das ökonomisch optimale Niveau der Versorgungssicherheit ist. Aus ökonomischer Sicht liegt ein Optimum an Versorgungssicherheit dann vor, wenn der Grenznutzen eines höheren Sicherheitsniveaus den Grenzkosten für Maßnahmen zur Hebung der Versorgungssicherheit entspricht. An diesem Punkt ist die Zahlungsbereitschaft der Stromkonsumenten für ein höheres Sicherheitsniveau gleich dessen Grenzkosten (Bild 3.2).

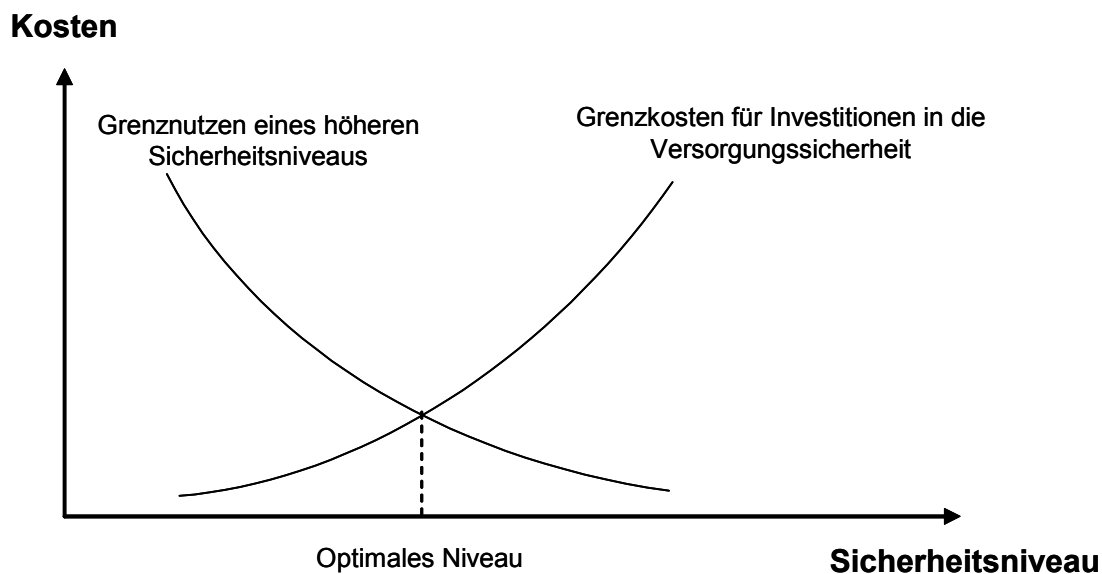


Bild 3.2: Optimales Niveau an Versorgungssicherheit (schematisch)

Der ökonomische Wert einer nicht gelieferten kWh Strom ist vielfach deutlich höher als der Strompreis. Dies wird im sogenannten „Value of Lost Load“ (VOLL) ausgedrückt, der neben den direkt bezifferbaren Folgekosten einer Störung (Kosten für Wiederversorgung und Schaden-Behebung) auch den nicht direkt bezifferbaren Wert von Versorgungsunterbrechungen reflektiert.

Der VOLL entspricht im Optimum den Grenzkosten für Maßnahmen zur Hebung der Versorgungssicherheit. Das Institut für Höhere Studien Kärnten hat bspw. für Österreich einen VOLL von 8,60 € je nicht gelieferter kWh Strom berechnet [26]. Unter Berücksichtigung der hohen volkswirtschaftlichen Kosten von Stromausfällen sollte daher ein ausreichend hohes Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

3.1.2 Aktuelle Versorgungssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt

Der Verband der Netzbetreiber (VDN) veröffentlicht jährlich die „Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast“. Die Leistungsbilanz soll eine Gesamtübersicht über den Bedarf und die Beiträge zur Deckung des Bedarfs geben. In Bild 3.3 ist die Leistungsbilanz für Deutschland für das Jahr 2005 dargestellt. Demnach betrug die **gesamte inländische Kraftwerksleistung** 119,4 GW. Diese beinhaltet die Netto-Engpassleistungen⁴ der Erzeugungsanlagen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und die der Eigenerzeugungsanlagen der Industrie. Die Kraftwerksleistung untergliedert sich in Wasserkraftwerke, Kernkraftwerke, konventionelle Wärmekraftwerke, regenerative Energiequellen ohne Wasserkraft sowie nicht eindeutig identifizierbare Energiequellen.

⁴ Die Netto-Engpassleistung ist definiert als die maximale Bruttoerzeugungsleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung.

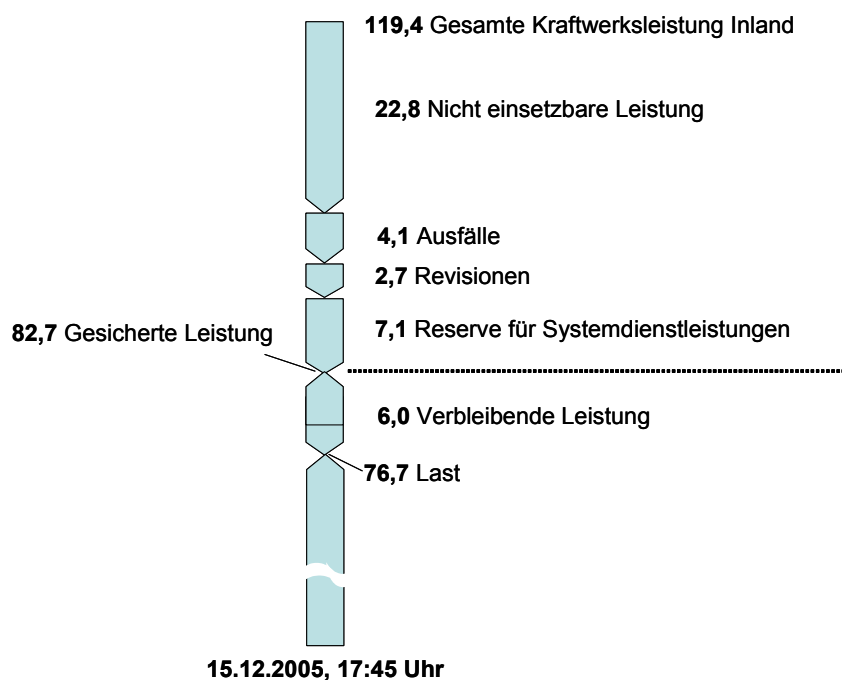


Bild 3.3 Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland (in GW) zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005, Quelle: VDN (2006)

Von der gesamten inländischen Kraftwerksleistung waren zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 22,8 GW **nicht einsetzbar**. Dies umfasst vor allem:

- Leistungsreduktionen von Wasserkraftwerken aufgrund eines durchschnittlich niedrigeren Wasserdargebots oder begrenzter Speichervolumina,
- Reduktionen der elektrischen Erzeugungsleistung von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) infolge Fernwärme-Auskopplung,
- Einschränkungen durch fehlende Genehmigungen oder spezielle behördliche Auflagen,
- die bei Windkraftanlagen aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit niedrige gesicherte Erzeugungsleistung, die durchschnittlich ca. 5-10% der installierten Erzeugungsleistung entspricht, und
- grundsätzlich auch Einschränkungen durch Engpässe im Übertragungs- und Verteilungsnetz, wobei diese allerdings in Deutschland bisher allenfalls vereinzelt aufgetreten sind.

Die **Ausfälle** in Höhe von 4,1 GW in 2005 sind bedingt durch ungeplante Kraftwerksstillstände thermischer Kraftwerke zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.

Eine weitere Nichtverfügbarkeit thermischer Kraftwerke ist verursacht durch **Revisionen**. Diese betragen in 2005 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2,7 GW.

Als **Systemdienstleistungen** werden die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu erbringenden notwendigen Dienstleistungen für die Funktionstüchtigkeit des Systems bezeichnet (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufnahme, Betriebsführung). Die für die Dienstleistung „Frequenzhaltung“ vorzuhaltende Erzeugungsreserve wird folgendermaßen unterteilt:

- Die Primärregelleistung dient der automatischen Stabilisierung von Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert bei Leistungsungleichgewichten zwischen Stromeinspeisungen in das und -entnahmen aus dem UCTE-Netz innerhalb von 30 Sekunden (UCTE: (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)). Zum Ausgleich dieser Ungleichgewichte werden im UCTE-Verbund 3000 MW an Primärregelleistung vorgehalten. Die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung orientiert sich am gleichzeitigen Ausfall von zwei großen thermischen Kraftwerksblöcken. Der Anteil jeder Regelzone (Verantwortung des ÜNB) an dieser Leistung richtet sich nach dem Anteil der Regelzone an der jährlichen Erzeugung im gesamten UCTE-Gebiet.
- Die Sekundärregelleistung liegt in der Verantwortung des ÜNB und ist notwendig für die Zurückführung der Frequenz auf ihren Sollwert sowie zur Einstellung der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte.
- Minutenreserve wird zur Ablösung der Sekundärregelleistung eingesetzt. Sie soll diese spätestens nach 15 Minuten abgelöst haben. Die Minutenreserve wird hauptsächlich von bereits in Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerken sowie von (Pump-)Speicherkraftwerken und Gasturbinen bereitgestellt.
- Zum Ausgleich längerfristiger Abweichungen wird die sog. Stundenreserve vorgehalten. Die Verantwortung für die Stundenreserve obliegt den Kraftwerksbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen.

Die Reserve für Systemdienstleistungen betrug in 2005 zur Jahreshöchstlast 7,1 GW.

Die **gesicherte Nettoleistung** in Höhe von 82,7 GW ergibt sich folglich aus der inländischen Kraftwerksleistung abzüglich der nicht einsetzbaren Leistung, der Einschränkungen durch Ausfälle und Revisionen sowie der Reserve für Systemdienstleistungen. Nach Abzug der

Höchstlast (Gesamtnetzlast inkl. Netzverlusten) in Höhe von 76,7 GW von der gesicherten Nettoleistung ergibt sich die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast **verbleibende Leistung**. Die verbleibende Leistung (ohne Austauschsaldo) betrug 2005 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 6 GW.

In Tabelle 3.1 ist die Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung im Zeitraum 2002-2005 für Deutschland dargestellt. Die Entwicklung zeigt, dass die inländische Kraftwerksleistung insgesamt stetig angestiegen ist. Dies resultiert laut 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 und nur unsicher vorhersagbaren Einspeisung lediglich mit ca. 5-10% zur gesicherten Leistung beitragen können.

		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 3.1 Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland [15, 16, 17, 18, 19]

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. Diese Zahlen liegen in einem Bereich, der in der UCTE im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik als Anhaltswert für eine von Importen weitgehend unabhängige sichere Versorgung betrachtet wird [12]. Dort wird für Länder mit jährlich relativ niedrigen stochastischen Einspeise- und Lastschwankungen ein Anteil der verbleibenden Leistung an der gesamten inländischen Kraftwerksleistung von 5% empfohlen, und für Länder mit jährlich relativ hohen stochastischen Einspeise- und Lastschwankungen ein Anteil von 10%. Für Deutschland wird ein Anteil von 5% unterstellt.

Die UCTE stellt jährlich auf Basis der nationalen Leistungsbilanzen eine eigene Leistungsbilanz auf und nimmt eine Vorschau für die nächsten zehn bis 15 Jahre vor. Sie unterscheidet dabei zwei unterschiedliche Szenarien [20]:

1. „Konservatives Szenario“: Es werden lediglich die bereits als sicher geltenden Kraftwerkszubauplanungen realisiert.
2. „Wahrscheinliches Szenario“: Es werden auch diejenigen Kraftwerkszubauplanungen realisiert, die als wahrscheinlich gelten.

In Tabelle 3.2 ist die prognostizierte Entwicklung der Leistungsbilanz für die Jahre 2008 bis 2020 für Deutschland dargestellt. In ihrer Prognose bis 2020 geht die UCTE für Deutschland von einem deutlichen Anstieg der installierten Netto-Kraftwerksleistung sowie einem moderaten Anstieg der Referenzlast aus. Während die „verbleibende Leistung“ im konservativen Szenario lediglich leicht um ca. 1,5 GW abnimmt, steigt sie im wahrscheinlichen Szenario um rund 7 GW bis 2020 an.⁵ Der Anteil der verbleibenden Leistung an der inländischen Kraftwerksleistung kann als Indikator für das Niveau der Versorgungssicherheit angesehen werden. Dieser Anteil sinkt im konservativen Szenario auf rund 6% und liegt damit noch über der Vorgabe der UCTE. Im wahrscheinlichen Szenario steigt der Anteil sogar auf 11% in 2020. Es zeigt sich, dass durch den starken Ersatzbedarf an Kraftwerkskapazitäten bis 2020 u. a. durch den Ausstieg aus der Kernenergie im Gesamtbild dennoch keine Kapazitätsknappheiten

⁵ Ursächlich für die steigende Differenz zwischen installierter Nettoleistung und gesicherter Nettoleistung ist insbesondere der verstärkte Ausbau der Windenergie, die zwar wesentlich zur installierten Kapazität, aufgrund ihrer dargebotsabhängigen Erzeugung und des daraus folgenden beschränkten Leistungskredites von ca. 5-10% jedoch nur wenig zur statistisch gesicherten Leistung beiträgt. Die Windenergie ist somit in der Lage, wesentliche Stromerzeugungsmengen aus konventionellen Kraftwerken zu ersetzen, sie substituiert jedoch nur wenig gesicherte Kapazität.

zu erwarten sind. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland unter Berücksichtigung jüngster Entwicklungen erfolgt in Kapitel 4 und bestätigt im Wesentlichen dieses Bild.

Leistungsbilanz Deutschland	2008		2010		2015		2020	
	Januar	Juli	Januar	Juli	Januar	Juli	Januar	Juli
	GW							
gesamte Netto-Kraftwerksleistung								
"Konservatives Szenario"	127,0	127,5	134,2	137,9	154,5	154,7	157,1	157,5
"Wahrscheinliches Szenario"	127,0	127,5	135,0	137,9	162,1	162,3	165,8	166,2
gesicherte Nettoleistung								
"Konservatives Szenario"	85,3	78,0	86,9	82,2	94,6	87,0	88,4	80,5
"Wahrscheinliches Szenario"	85,3	78,0	87,7	82,2	102,2	94,6	97,1	89,2
Referenzlast	75,0	67,4	76,1	68,7	76,6	69,8	79,2	71,9
Verbleibende Leistung								
"Konservatives Szenario"	10,5	10,8	11,1	13,8	18,5	17,7	9,2	9,1
"Wahrscheinliches Szenario"	10,5	10,8	11,9	13,8	26,1	25,3	18,0	17,8
Verbleibende Leistung (Anteil an incl. Kraftwerksleistung)								
"Konservatives Szenario"	8%	8%	8%	10%	12%	11%	6%	6%
"Wahrscheinliches Szenario"	8%	8%	9%	10%	16%	16%	11%	11%

Tabelle 3.2: Vergleich der Entwicklung der Leistungsbilanz in Deutschland laut UCTE System Adequacy Forecast 2008

Die Stromversorgungssituation darf jedoch nicht lediglich auf nationalstaatlicher Ebene betrachtet werden. Vielmehr ist aufgrund der länderübergreifenden Stromnetzkapazitäten der europäische Kontext von Bedeutung. Dies wurde nicht zuletzt durch die weiträumigen Versorgungsunterbrechungen in Mittel- und Südwesteuropa im November 2006 erneut deutlich. Die europäischen Elektrizitätsversorger haben daher 1951 den internationalen Verbund UCPTA (jetzt UCTE) gegründet, um die Versorgungssicherheit und -effizienz zu erhöhen. Die UCTE ist verantwortlich für die Koordinierung des Stromtransports in Europa.

Neben den nationalen Leistungsbilanzvorschauen stellt die UCTE jährlich eine UCTE-weit aggregierte Leistungsbilanzvorschau für die nächsten 10 bis 15 Jahre auf. Dabei unterscheidet sie analog zur nationalen Vorschau zwischen „konservativem“ und „wahrscheinlichem Szenario“.

In Tabelle 3.3 ist die prognostizierte Leistungsbilanz der UCTE für das „konservative Szenario“ dargestellt.

Power Data (positive net values in GW)		2008		2010		2015		2020	
		3rd Wednesday		3rd Wednesday		3rd Wednesday		3rd Wednesday	
		January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am
Net Generating Capacity per primary source									
1	Nuclear Power	111,9	111,9	109,0	109,0	107,6	107,5	98,7	98,1
2	Fossil Fuels	332,8	335,1	345,7	350,2	369,4	370,5	362,3	363,1
2A	of which, Lignite	57,0	56,6	57,1	57,8	59,6	59,3	57,9	58,1
2B	of which, Hard Coal	84,8	84,8	83,4	84,1	86,9	86,7	77,4	77,4
2C	of which, Gas	96,3	98,4	108,6	111,1	125,6	126,5	128,1	128,1
2D	of which, Oil	31,1	31,2	31,9	32,1	30,3	30,5	30,7	30,7
2E	of which, Mixed Fuels	38,4	38,9	35,6	36,1	32,1	32,5	32,3	32,3
2F	of which, Non Attributable Fossil Fuels	19,5	19,5	23,3	23,4	28,0	28,1	29,0	29,5
3	Renewable Energy Sources (other than hydro)	62,1	65,2	80,9	84,3	113,4	115,4	135,2	137,1
3A	of which, Wind	50,4	53,1	64,6	67,4	87,9	89,4	103,2	104,8
3B	of which, Other RES	11,4	11,8	16,0	16,5	25,2	25,7	31,6	31,9
4	Hydro power	136,1	136,1	137,8	138,4	143,3	143,5	146,5	146,6
5	Not Clearly Identifiable Energy Sources	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
6	Net Generating Capacity (6=1+2+3+4+5)	643,5	649,0	673,9	682,3	734,1	737,3	743,2	745,4
Unavailable Capacity per type									
7	Non-Usable Capacity	117,9	130,8	130,9	144,7	164,1	176,8	181,1	193,5
8	Maintenance and Overhauls	16,0	51,7	15,4	53,0	10,1	47,7	10,0	46,3
9	Outages	22,6	23,3	23,1	23,5	18,8	19,1	18,9	19,2
10	System Services Reserve	29,9	28,9	30,7	29,9	33,6	32,5	35,5	34,4
11	Unavailable Capacity (11=7+8+9+10)	186,4	234,7	200,1	251,2	226,6	276,1	245,4	293,4
12	Reliably Available Capacity (12=6-11)	457,1	414,3	473,8	431,1	507,5	461,2	497,8	452,0
13	Load	390,9	344,3	407,7	361,7	444,4	397,0	480,9	430,5
14	Load Management	11,5	8,9	11,5	9,5	12,8	10,8	13,2	11,6
15	Remaining Capacity (15=12-13+14)	77,7	78,9	77,6	78,9	75,9	75,0	30,0	33,1
16	Spare Capacity (e.g. 5-10% of NGC)	32,2	32,4	33,7	34,1	36,7	36,9	37,2	37,3
17	Margin Against Seasonal Peak Load	19,4	12,7	20,0	13,2	20,9	14,3	20,1	15,2
18	Adequacy Reference Margin (18=16+17)	51,5	45,1	53,7	47,4	57,6	51,2	57,2	52,5

Tabelle 3.3: Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung im UCTE-Gebiet für das „konservative Szenario“, Quelle: UCTE (2008)

Es zeigt sich, dass im „konservativen Szenario“ die Sicherheit der Stromversorgung bis 2020 sinken wird. Gemäß UCTE-Prognose ist jedoch selbst in dem konservativen Szenario bis 2020 nicht von einer europaweiten Deckungslücke auszugehen. Die verbleibende Leistung, welche in diesem Szenario deutlich absinkt, wird für 2020 mit rund 30 GW angegeben. Da die Planungs- und Vorlaufzeiten bei den meisten Kraftwerkstechnologien im Bereich von ca. 5 Jahren liegen, ist es verständlich, dass Neubauten für den Zeitraum nach 2015 derzeit noch nicht in einem konkreten Planungsstadium befinden. Das sinkende Niveau der Versorgungssicherheit ist jedoch angesichts der sehr konservativen Zubauannahmen als unproblematisch zu betrachten, wie ein Blick auf das „wahrscheinliche Szenario“ verdeutlicht (Tabelle 3.4):

Power Data (positive net values in GW)		2008		2010		2015		2020	
		3rd Wednesday		3rd Wednesday		3rd Wednesday		3rd Wednesday	
		January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am	January 11:00 am	July 11:00 am
Net Generating Capacity per primary source									
1	Nuclear Power	111,9	111,9	109,0	109,0	107,6	107,5	98,7	98,1
2	Fossil Fuels	332,8	335,1	351,8	355,5	398,0	399,5	417,8	420,2
2A	of which, Lignite	57,0	56,6	57,9	57,8	62,9	62,6	61,9	61,9
2B	of which, Hard Coal	84,8	84,8	83,5	84,2	96,9	96,7	93,1	93,1
2C	of which, Gas	96,3	98,4	111,4	114,2	136,5	137,5	157,3	158,8
2D	of which, Oil	31,1	31,2	32,9	33,1	31,3	31,5	32,3	32,5
2E	of which, Mixed Fuels	38,4	38,9	36,9	37,0	32,3	32,9	33,5	33,7
2F	of which, Non Attributable Fossil Fuels	19,5	19,5	23,4	23,6	31,3	31,5	32,7	33,2
3	Renewable Energy Sources (other than hydro)	62,1	65,2	82,4	85,8	122,6	124,9	154,2	156,5
3A	of which, Wind	50,4	53,1	66,1	69,0	96,4	98,1	119,7	121,5
3B	of which, Other RES	11,4	11,8	16,0	16,5	25,9	26,4	34,2	34,7
4	Hydro power	136,1	136,2	138,9	139,5	146,5	146,7	150,8	151,4
5	Not Clearly Identifiable Energy Sources	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
6	Net Generating Capacity (6=1+2+3+4+5)	643,5	649,0	682,6	690,3	775,3	779,1	822,0	826,8
Unavailable Capacity per type									
7	Non-Usable Capacity	117,9	130,8	132,5	146,4	170,8	184,9	195,9	211,1
8	Maintenance and Overhauls	16,0	51,7	15,4	53,1	10,5	48,8	10,7	49,2
9	Outages	22,6	23,3	23,1	23,5	19,4	19,7	19,7	20,0
10	System Services Reserve	29,9	28,9	30,7	29,9	33,7	32,6	35,5	34,4
11	Unavailable Capacity (11=7+8+9+10)	186,4	234,7	201,8	252,9	234,3	286,0	261,8	314,7
12	Reliably Available Capacity (12=6-11)	457,1	414,3	480,8	437,3	541,0	493,1	560,2	512,0
13	Load	390,9	344,3	407,8	361,8	444,8	397,6	481,3	431,2
14	Load Management	11,5	8,9	11,5	9,5	12,9	10,9	13,4	11,8
15	Remaining Capacity (15=12-13+14)	77,7	78,9	84,6	85,1	109,0	106,3	92,3	92,7
16	Spare Capacity (e.g. 5-10% of NGC)	32,2	32,4	34,1	34,5	38,8	39,0	41,1	41,3
17	Margin Bgainst Seasonal Peak Load	19,4	12,7	20,0	13,2	20,9	14,3	20,1	15,2
18	Adequacy Reference Margin (18=16+17)	51,5	45,1	54,2	47,8	59,7	53,3	61,2	56,6

Tabelle 3.4: Entwicklung der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung im UCTE-Gebiet für das „wahrscheinliche Szenario“, Quelle: UCTE (2008)

Im „wahrscheinlichen Szenario“ wird für das UCTE Gebiet im Jahr 2020 eine verbleibende Leistung von 92 bis 98 GW prognostiziert. Verglichen mit den aktuellen Werten geht die UCTE also in diesem Szenario von einem steigenden Niveau der Versorgungssicherheit aus.

3.1.3 Anreize zu Kraftwerksneueinvestitionen

Nachdem im letzten Abschnitt die Entwicklung der Leistungsbilanz für Deutschland empirisch dargestellt wurde, dient dieser Abschnitt dazu, die Anreize zu Kraftwerksinvestitionen aus theoretischer Sicht aufzuzeigen und zu analysieren.

3.1.3.1 Versorgungssicherheit im Hinblick auf ausreichende Kraftwerkskapazitäten

Mit der Liberalisierung des Stromsektors geht eine Entflechtung der zuvor vertikal integrierten Versorgungsunternehmen in die Bereiche Erzeugung, Transport und Vertrieb einher (sog. „Unbundling“, §§ 6-10 EnWG). Während der Stromtransport – die Planung und der Betrieb

von Stromübertragungs- und -verteilnetzen – als natürliches Monopol Gegenstand einer staatlichen Regulierung ist, agiert insbesondere der Bereich Erzeugung weitgehend ohne staatliche Eingriffe. Vielmehr obliegen Kraftwerkszubau- und Stilllegungsentscheidungen ausschließlich den Unternehmen, die auf Preissignale am Markt reagieren. Die Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung auf dem Strommarkt ist somit ein Ergebnis des Zusammenspiels von freien Marktkräften und nicht etwa das Ergebnis zentral koordinierter Vorgaben.

Der zeitlich schwankende Marktpreis für Strom spiegelt also nicht nur den momentanen Wert von Strom wider, sondern hat auch eine direkte Signalwirkung für Unternehmen, auf deren Grundlage diese dann Investitionsentscheidungen tätigen. Der Strompreis muss also Knappheitssignale senden, wenn nicht ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen, um so rechtzeitig den Zubau von Erzeugungskapazitäten zu ermöglichen.⁶

Bild 3.4 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom seit dem Beginn der Liberalisierung ab dem Jahr 2000 bis heute.

⁶ Ebenso sollte er – ceteris paribus – auf das kurzfristige Grenzkostenniveau sinken, falls zu viele Kraftwerke gebaut wurden.

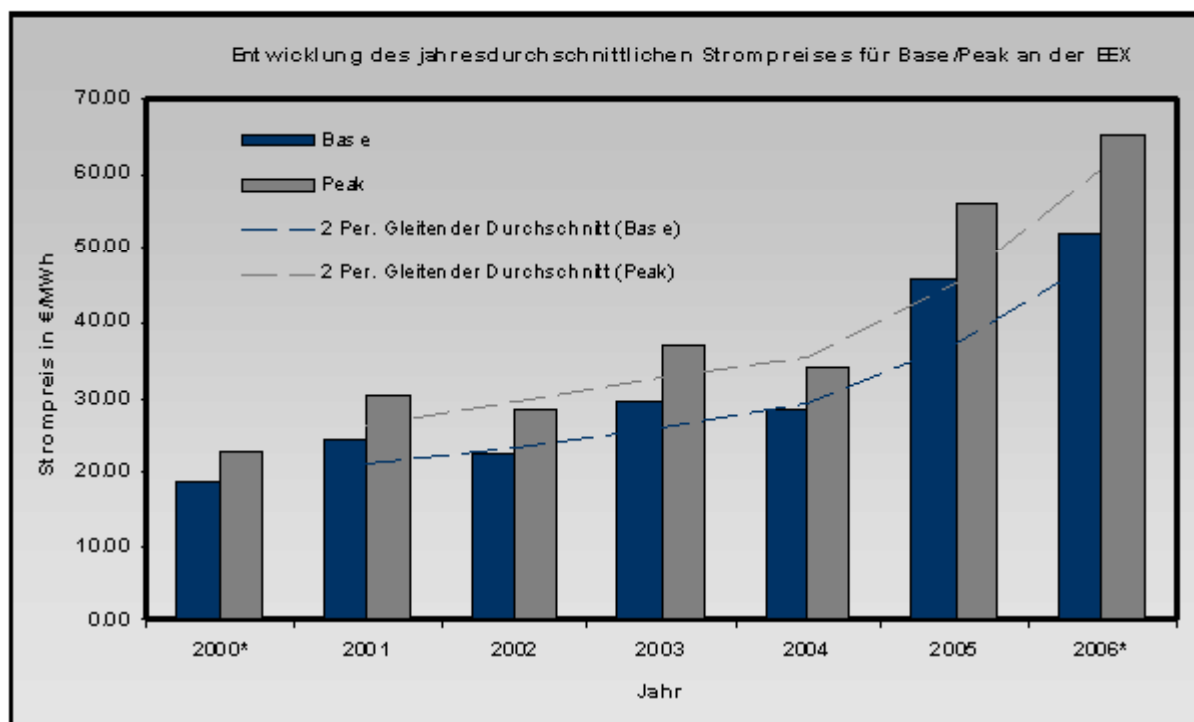


Bild 3.4 Entwicklung des jahresdurchschnittlichen Großhandelspreises für Strom in Deutschland⁷; Quelle: eigene Berechnung auf Basis EEX (2006)

Eine deutliche Steigerung des Preisniveaus ist erkennbar. Diese Preissteigerung ist auf viele Ursachen zurückzuführen. Neben deutlichen Preisanstiegen für Brennstoffe – insbesondere des Erdgaspreises – sowie der Einführung des europäischen CO₂-Zertifikatehandels im Jahr 2005 hat auch der Abbau von zuvor vorhandenen wirtschaftlich ineffizienten Überkapazitäten im Kraftwerkspark einen (gesamtwirtschaftlich sinnvollen) Beitrag zur Strompreiserhöhung geleistet. Das Niveau der kurzfristigen Grenzkosten im Erzeugungsbereich wurde verlassen,

⁷ Für das Jahr 2000 standen lediglich die Jahresdaten für Juni bis Dezember zur Verfügung.

und es wurden verstärkt Knappheitssignale in Form von Preisspitzen erkennbar. Zum besseren Verständnis der Entwicklung sei an dieser Stelle die Preisbildung auf wettbewerblichen Strommärkten erläutert:

Im perfekt wettbewerblichen Markt bieten die Erzeuger auf Basis ihrer kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung an, die im Wesentlichen aus den variablen Kosten (Brennstoffkosten und variable Betriebskosten) und ggf. den Anfahrtkosten bestehen.

Die zuvor bereits getätigten Investitionskosten sind zum Zeitpunkt des Gebotes als sog. „sunk costs“ anzusehen, da sie zum Zeitpunkt der Einsatzentscheidung nicht mehr zu beeinflussen oder rückgängig zu machen sind. Folgerichtig bieten die Anbieter nur ihre kurzfristigen Grenzkosten; ein höheres Gebot könnte im Wettbewerbsmarkt dazu führen, dass ein anderer Anbieter den Zuschlag erhält.

Eine geordnete Auflistung der vorhandenen Erzeugungseinheiten nach ihren variablen Erzeugungskosten wird als „merit order“ bezeichnet. Die Kraftwerke im unteren Bereich der merit order erhalten Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer Anfangsinvestition in Höhe der Differenz ihrer eigenen variablen Erzeugungskosten und der Kosten der letzten benötigten Erzeugungseinheit, die den an alle zu zahlenden Markträumungspreis setzt (siehe Bild 3.5). Es stellt sich nun die Frage, wie sichergestellt werden kann, dass auch die letzte benötigte Erzeugungseinheit ebenfalls ihre Investitionskosten refinanzieren kann.

In einer Knappheitssituation könnte diese Erzeugungseinheit ein Gebot, das über ihren kurzfristigen Erzeugungskosten liegt, abgeben, sofern sie nicht Gefahr läuft, von einem noch teureren Kraftwerk aus dem Markt gedrängt zu werden oder aufgrund von Nachfragepreiselastizitäten gar nicht mehr nachgefragt zu werden. Diese Erzeugungseinheit verfügt also in der Knappheitssituation kurzfristig über eine Preissetzungsmacht. Diese kurzfristige Marktmacht ist aber auch notwendig, um sicherzustellen, dass auch dieses Kraftwerk die Kosten der Anfangsinvestition „einspielen“ kann. Wäre dies nicht möglich, würde mittelfristig ein Kapazitätsmangel drohen. Würde das Kraftwerk andererseits langfristig extrem hohe Preise verlangen, so dass die Preise über den Vollkosten von Kraftwerksneubauten lägen, würden andere Investoren auf den Markt drängen. Abgesehen von kurzfristigen extremen Preisspitzen kann das Preisniveau also langfristig auf einem wettbewerblichen Markt theoretisch nicht über das Vollkostenniveau ansteigen. Es ist also bei jedem Eingriff auf den Strompreis von Seiten der Politik zu bedenken, dass z. B. zu niedrige Preisobergrenzen („Price Caps“) oder auch das

Verbot der Einpreisung von Erzeugungskostenbestandteilen wie etwa den Kosten für CO₂-Zertifikate dramatische Rückwirkungen auf die Investitionsanreize haben und eine mittelfristige Knappheit im Kraftwerksbestand induzieren kann. In der Praxis sind aber auch Markteintrittsbarrieren wie knappe Kraftwerksstandorte, Netzengpässe oder langwierige Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen, die die oben beschriebene „Selbstregulierung des Preisniveaus durch potentiellen Markteintritt“ erschweren oder außer Kraft setzen können. Bild 3.5 zeigt die Preisbildung und die Verteilung der Knappheitsrenten auf dem Strommarkt.

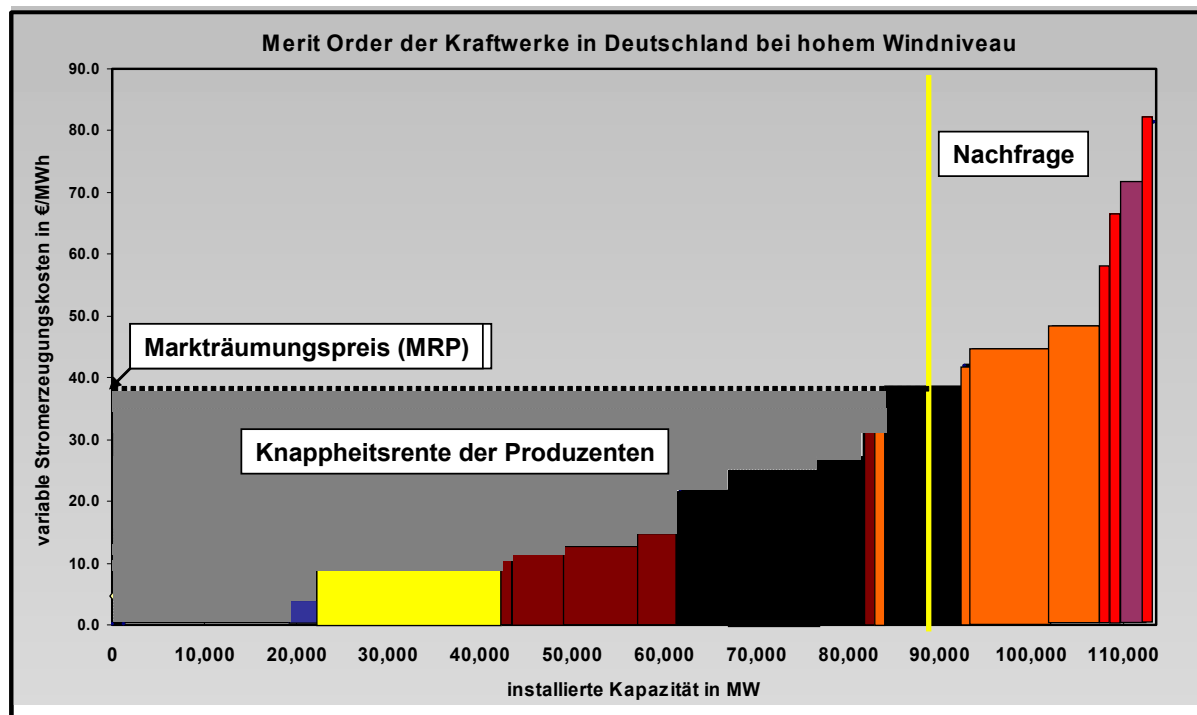


Bild 3.5: Merit Order und Preisbildung auf wettbewerblichen Strommärkten; Quelle: eigene Darstellung

Wie erläutert, ist dieses Marktdesign mit kurzfristigen Preisspitzen verbunden, die als Knappheitssignale fungieren und die für alle Beteiligten ein hohes Risiko darstellen können.

So könnte eine Gasturbine ausgerechnet in den wenigen möglichen Einsatzstunden Anfahrprobleme haben, oder Stromnachfrager könnten gezwungen sein, ausgerechnet in extremen Hochpreisstunden Strom kurzfristig „nachzukaufen“, um die Versorgung eines Gebietes aufrechterhalten zu können. Diese Risiken, die mit den notwendigen Knappheitssituationen des Marktes einhergehen, schlagen sich als Risikoprämie auf die Systemkosten des Erzeugungssystems in Form höherer Risikozinssätze nieder.

Eine Möglichkeit der Preisglättung und der Reduktion der Risiken bei Investitionen im Erzeugermarkt ist die Einführung von sog. Kapazitätsmärkten. Hierbei wird den Erzeugern eine Kapazitätszahlung gewährt, die von der ihnen verfügbaren Erzeugungsleistung und der Knappheitssituation im System abhängt. So erfolgt im Vergleich zum reinen Energiepreismarkt eine Umverteilung der Knappheitsrenten auf andere Stunden oder Marktteilnehmer. Aufgrund ihrer Komplexität und der Interdependenz von Kapazitäts- und Energiezahlungen ist das Design von Kapazitätsmärkten äußerst schwierig. In vielen Ländern wie z. B. den USA und Großbritannien wurden hohe volkswirtschaftliche Kosten durch mangelhafte Marktregeln oder durch Ausübung von Marktmacht auf diesen Märkten hervorgerufen. Aus Sicht des Regulierers ist insbesondere das Vorhandensein von zwei Gebotspreisen – einer Kapazitätszahlung für die Verfügbarkeit der Erzeugungseinheiten sowie einem Arbeitspreis für die eigentliche Energielieferung – problematisch, da den Marktteilnehmern hier unter Umständen Möglichkeiten und Anreize für strategisches Verhalten oder das Ausnutzen von Informationsasymmetrien gegeben werden. Bereits kleinste Fehler bei der Ausgestaltung der Marktregeln können zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten oder zu ineffizienten Anreizen für die Marktteilnehmer führen. Neben der Gefahr von Marktmacht sind auch praktische Fragen wie die Frage der Messbarkeit der Verfügbarkeit von unterschiedlichen Erzeugungseinheiten sowie deren zeitabhängiger Bewertung zu beantworten. Erschwerend hinzu kommen noch Bewertungsfragen und Wechselwirkungen wie z. B. die Bewertung der erzielbaren Deckungsbeiträge der Kraftwerke auf anderen Märkten. Als andere Märkte können z. B. ausländische Strombörsen, insbesondere aber auch Regelenenergiamärkte oder Märkte für sonstige Systemdienstleistungen in Frage kommen. Auch Regelungen wie die Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans im Rahmen des europäischen CO₂-Zertifikatehandels oder die Frage der Förderung erneuerbarer Energien haben einen direkten Einfluss auf das notwendige Preis- bzw. Vollkostenniveau für Kraftwerksneuinvestitionen.

Generell sind die durch Kapazitätszahlungen entstehenden Kosten des Kapazitätsmarktes gegen die durch hohe Preisvolatilität und das erhöhte Risiko eines Erzeugungseinganges entstehenden Kosten eines Strommarktes ohne Kapazitätszahlungen abzuwägen. Weder Praktiker wie z. B. Regulierungsbehörden oder zuständige Ministerien noch die Wissenschaft haben bis heute eine abschließende Antwort auf die Frage der Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten geben können. Es existieren auch innerhalb Europas sowohl Strommärkte mit als auch Märkte ohne zusätzliche Kapazitätszahlungen.

Die Frage der Versorgungssicherheit in Deutschland im Hinblick auf ausreichende Kraftwerkskapazitäten wird aktuell kontrovers diskutiert. Eine Reihe von Veröffentlichungen sehen aufgrund des anstehenden Kernenergieausstiegs sowie der in den vergangenen Monaten vollzogenen Investitionsstopps geplanter Steinkohlekraftwerke zukünftig eine sog. Kapazitätslücke. Nach detaillierter Prüfung und Bewertung der Unternehmensankündigungen für Neubauprojekte sehen wir kurz- bis mittelfristig keinen Versorgungsengpass im Kraftwerksbereich.

Tabelle 3.5 zeigt die Zubauprognose des EWI mit konkreten Kraftwerksplanungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten bis 2015. Demnach sind derzeit Kraftwerkskapazitäten von rund 30 GW in Bau oder Planung, wovon sich rund 2 GW tatsächlich in der Bauphase befinden, weitere 1,5 GW als sehr sicher eingestuft werden und weitere 9 GW als relativ sicher. Gewichtet man diese Kapazitätsplanungen mit konservativen Wahrscheinlichkeiten, so zeigt sich, dass aus Sicht der Gutachter insgesamt ein Zubau von rund 11 GW zu erwarten ist. Selbst nach dem Einfrieren diverser Steinkohle basierter Kraftwerksprojekte wird auch zukünftig der größte Teil Zubau auf Steinkohlekraftwerken beruhen.

Insgesamt wurden in den vergangenen Monaten rund 10 GW an Kraftwerkskapazitäten aus der Planung genommen, darunter die Investitionsprojekte Herne 5, Ensdorf, Bremen Mittelsbüren und Köln Niehl. Das Projekt Hamburg Moorburg wird nach der Veröffentlichung des Koalitionsvertrages der Hamburgischen Bürgerschaft vom 17. April 2008 in unserer Liste mit einer Wahrscheinlichkeit von 33% geführt. Die Gründe für den Planungsstopp diverser Kraftwerksprojekte liegen insbesondere in der erwarteten Einführung einer Vollauktionierung von CO₂-Zertifikaten nach 2012, dem derzeitigen relativ hohen Investitionskostenniveau von Kraftwerken und deren Komponenten sowie den zunehmenden gesellschaftlichen und politi-

schen Akzeptanzproblemen von Steinkohlekraftwerken.⁸ Als „fraglich“ werden rund 14 GW eingestuft, welche aufgrund sehr konservativer Annahmen in unserer Analyse mit 0% gewichtet und somit nicht berücksichtigt werden. Insgesamt zeigt sich jedoch, dass noch immer eine Vielzahl von konkreten Kraftwerksplanungen existiert. Da unsere Zubauprognose bewusst sehr konservativ angesetzt ist, wird demnach der von uns erwartete Zubau rund 11 GW betragen.

	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 3.5: Stand der in Bau oder Planung befindlichen thermischen Kraftwerke (> 20 MW) in Deutschland bis 2015, eigene Darstellung

Gleichwohl sollte darauf geachtet werden, dass Markteintrittsbarrieren wie Genehmigungsverfahren oder Netzrestriktionen die Anreize für Kraftwerksinvestitionen nicht verpuffen lassen.

⁸ An dieser Stelle sollte darauf hingewiesen werden, dass nicht alle veröffentlichten Investitionsplanungen der vergangenen Jahre in Höhe von mehr als 40 GW von Beginn an eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit hatten.

Die Investitionszyklen in der Stromwirtschaft sind sehr lang. Aufgrund der Größe der Einzelprojekte, die je nach Leistung und Technologie bis zu über 1 Mrd. Euro betragen können, und der langen technischen Lebensdauer der thermischen Kraftwerke von teils mehr als 40 Jahren sowie infolge von Bauzeiten von mehreren Jahren müssen Investoren langfristige Marktbeurteilungen durchführen. Hierbei können langfristig orientierte, sichere Rahmenbedingungen durch die Politik helfen, ein investitionsfreundliches Klima zu schaffen, um so die Preissignale zum notwendigen Kapazitätszubau auch tatsächlich wirken lassen zu können.

Eine Alternative zu Kraftwerksinvestitionen besteht aus volkswirtschaftlicher Sicht auch darin, die Spitzennachfrage nach Strom abzusenken, indem entweder durch Flexibilisierung und Glättung der Nachfrage der Spitzenkapazitätsbedarf abgesenkt wird oder durch Energieeffizienzsteigerungen auf Nachfragerseite der Strombedarf insgesamt abgesenkt wird. Eine Steigerung der kurzfristigen Preiselastizität der Stromnachfrage könnte ebenfalls helfen, extreme Preisspitzen zu dämpfen. Die Maßnahmen der Bundesregierung im Bereich „Energieeffizienz“ sowie Projekte auf europäischer Ebene zur Flexibilisierung der Nachfrage (sog. „Demand Side Management“) sind zu begrüßen, da sie hilfreich sein können, diese Potenziale, die auch zur Steigerung der Versorgungssicherheit beitragen, zu heben.

Angesichts der derzeitigen Kraftwerksneubauplanungen scheint im Hinblick auf eine angemessene Versorgungssicherheit das Vorhandensein ausreichender Erzeugungsleistung nicht den kritischen „Engpass“ darzustellen. Vielmehr sind die Frage der technischen Versorgungssicherheit im Netzbereich sowie das Problem der ansteigenden Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten, die zur Befeuerung der in Planung befindlichen Kraftwerkskapazitäten notwendig werden, verstärkt zu beachten. Zudem wird zunehmend das Problem bestehen, dass neue Kraftwerke nicht immer an den netztechnisch effizientesten Standorten zugebaut werden. Hier ist die Politik gefragt, möglichst effiziente Anreize zu setzen, dass Kraftwerksinvestitionsentscheidungen zukünftig auch unter Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit und damit auch von Netzaspekten erfolgen.

Eine Analyse der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Stromnetz wird in Kapitel 5 durchgeführt; die Entwicklung der Importabhängigkeit der zur Verstromung eingesetzten Brennstoffe wird in Abschnitt 3.2 untersucht.

3.1.4 Einfluss des Nationalen Allokationsplans (NAP) auf die Investitionsanreize

Neben der Ausgestaltung des Strommarktes hat auch die Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems einen erheblichen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber. Die nationalen Regierungen müssen einen Nationalen Allokationsplan für die jeweilige Zuteilungsperiode erarbeiten, in welchem der sog. Makroplan die Verteilung des nationalen Gesamtemissionsbudgets auf die einzelnen Wirtschaftssektoren regelt und der Mikroplan Regelungen beinhaltet, wonach die Emissionszertifikate anlagenscharf zugeteilt werden.

Die Allokation der Zertifikate an die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen kann grundsätzliche folgendermaßen erfolgen:

- **Kostenlose Zuteilung ohne ex-post Anpassung:** Der Stromerzeuger erhält kostenlose Zertifikate, über die er frei verfügen kann. Obwohl die Zertifikate kostenlos zugeteilt werden, entspricht es der marktlichen Logik, den „Verzehr“ eines Zertifikats bei der Stromerzeugung in der Kalkulation des Angebotspreises für Strom zu berücksichtigen. Dem Stromerzeuger entstehen durch die Zuteilung Opportunitätskosten, da er alternativ auf die Stromerzeugung verzichten und das Zertifikat auf dem Zertifikatsmarkt veräußern kann.
- **Kostenlose Zuteilung auf Basis eines technologiespezifischen Benchmarks:** Der Stromerzeuger erhält kostenlos Zertifikate auf Basis eines definierten technologiespezifischen Benchmarks. Dieser Benchmark kann sich bspw. an der „best available technology“ (BAT) orientieren. Für die einzelnen Technologien werden typische Volllaststunden unterstellt, für welche die Zertifikate zugewiesen werden. Diese Allokationsmethode wird

aktuell gemäß NAP I angewendet und wird auch zukünftig für Teile der Emittenten gelten.

- **Kostenlose Zuteilung mit ex-post Anpassung:** Der Anlagenbetreiber gibt nicht benötigte Zertifikate zurück, so dass er diese nicht am Markt veräußern kann. Diese Zuteilung mit ex-post Korrektur verhindert die Entstehung von Opportunitätskosten. Damit wird nach marktlicher Logik der Zertifikatspreis im Angebotspreis für Strom nicht berücksichtigt. Während der NAP I diese ex-post Korrektur für einen geringen Teil der Allokation beinhaltete, ist eine solche Korrektur von Seiten der EU-Kommission für künftige Zuteilungsregeln ausgeschlossen worden.⁹
- **Auktionierung:** Die Stromerzeuger müssen die benötigten Zertifikate ersteigern, wodurch diese preiswirksam werden. Die EU-Richtlinie erlaubt für die Periode 2008-2012 eine Versteigerung von 10% der Zertifikate.

Im Folgenden werden die beiden wichtigsten Regelungen des aktuellen „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012“ vom 18.04.2007 dargestellt, welche die Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber beeinflussen [21]:

Technologiespezifische Benchmark-Zuteilung für Neuanlagen

Bei einer Zuteilung für Neuanlagen auf Basis eines technologiespezifischen Benchmarks hängt die Investitionsentscheidung eines Kraftwerksbetreibers maßgeblich von der unterstell-

⁹ Der Grund hierfür liegt darin, dass eine ex-post-Anpassung im Wesentlichen eine Herausnahme der jeweiligen Anlagen aus dem Emissionshandelsregime bedeutet.

ten Auslastung (Volllaststunden) sowie dem Wirkungsgrad des Benchmark-Kraftwerks ab. In Tabelle 3.6 sind die relevanten Benchmark-Faktoren für ausgewählte Neuanlagen aufgeführt.

Technologie	typische Volllaststunden [h/a]	spez. Inv.-Kosten [€/MW]	Wirkungsgrad Stand der Technik	BAT Wirkungsgrad nach NAP II	spezifischer Emissionsfaktor [g/kWh_th]	BAT [g/kWh_el]
Braunkohle DKW	8.250	1.350.000	45%	54%	0,4065	750
Steinkohle DKW	7.500	1.200.000	48%	45%	0,3345	750
Erdgas GuD	7.500	550.000	58%	55%	0,2014	365
Gasturbine	1.000	400.000	41%	55%	0,2014	365

Tabelle 3.6: Annahmen zur technologiespezifischen Benchmark-Zuteilung für Neuanlagen gemäß NAP II

Die technologiespezifische Benchmark-Zuteilung wirkt für die Kraftwerksbetreiber wie eine Absenkung ihrer Investitionskosten. Sie beziehen den Wert der jährlich kostenlos zugeteilten Zertifikate in ihre Investitionsentscheidung mit ein.

Während in NAP I und den ersten Entwürfen des NAP II noch garantiert wurde, dass Neuanlagen gemäß technologiespezifischen Benchmarks eine über die Jahre gleich bleibende Zuteilung für 14 Jahren erhalten, so wurde nach Kritik der Europäischen Kommission im Zuteilungsgesetz vom 07.08.2007 die Zuteilungsregeln des NAP II explizit auf die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 begrenzt. Über diesen Zeitpunkt hinaus gehende Zuteilungsgarantien sind demnach mit dem EU-Recht nicht vereinbar. Gemäß Richtlinienentwurf der EU bzgl. des Emissionshandelssystems vom 23.01.2008 wird ab der NAP III-Periode die Energiewirtschaft im wesentlichen ihre benötigten Zertifikate per Auktion erstehen müssen, so dass der oben beschriebene Investitionskosteneffekt unter Annahme eines vergleichbaren Zertifikatspreises deutlich reduziert werden wird. Gleichwohl hat der Emissionshandel der 1. und 2. Zuteilungsperiode belebend auf Investitionsplanungen und -entscheidungen gewirkt. Die im EU-Richtlinienentwurf vom Januar 2008 angestrebte Auktionierung der Emissionszertifikate für die NAP III-Periode hat dazu geführt, dass einige Investitionsplanungen insbesondere in Steinkohlekraftwerke nicht mehr weiter verfolgt werden. Dies spricht dafür, dass ein Teil der kohlebasierten Kraftwerksplanungen unter der Voraussetzung einer weiteren kostenlosen Vergabe der Emissionsberechtigungen nach 2012 durchgeführt worden ist.

Das folgende Beispiel zeigt den Investitionskosteneffekt einer technologiespezifischen Benchmark-Zuteilung für Neuanlagen gemäß aktuellem Entwurf des Zuteilungsgesetzes

2008-2012 auf. Dabei wird für die NAP III-Periode (2013-2020) eine kostenlose Zuteilung der Zertifikate in Höhe von 50% unterstellt. Die restlichen 50% werden auktioniert. Für den Zeitraum nach 2020 werden die Zertifikate annahmegemäß zu 100% auktioniert. Der CO₂-Preis wird für dieses Beispiel auf 10 €/t (NAP-II), 15 €/t (NAP III) und 20 €/t (nach 2020) gesetzt und der Zinssatz beträgt 10%. Daraus ergeben sich die in Bild 3.6 dargestellten Investitionskosten mit und ohne Investitionskostenabschlägen für ausgewählte Kraftwerkstypen. Die verbleibenden Investitionskosten ergeben sich aus der Differenz der tatsächlichen Investitionskosten und dem Barwert der kostenlos zugeteilten Zertifikate gemäß Benchmark. Es zeigt sich, dass Neubauprojekte durch die Zuteilung gemäß unterstellten NAP-Zuteilungsregeln niedrigere resultierende Investitionskosten aufweisen. Die Absenkung ist umso höher, je niedriger der BAT-Wirkungsgrad und je höher die unterstellte Auslastung des Kraftwerks ist. Bild 3.6 zeigt, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke den höchsten Barwert an kostenlos zugeteilten Zertifikaten aufweisen. Die verbleibenden Investitionskosten nach der kostenlosen Allokation liegen für Braunkohlekraftwerke bei rund 70%, für Steinkohlekraftwerke und GuD-Anlagen bei rund 80% der ursprünglichen Investitionskosten ohne Zertifikatzuteilung. Lediglich Gasturbinen können aufgrund ihrer geringen Auslastung nur unwesentlich von der kostenlosen Zuteilung profitieren. Unter der Annahme im Vergleich zum obigen Beispiel höherer CO₂-Preise würden sich diese Investitionskostenabschläge erhöhen und Investitionen in neue Kraftwerke attraktiver machen.

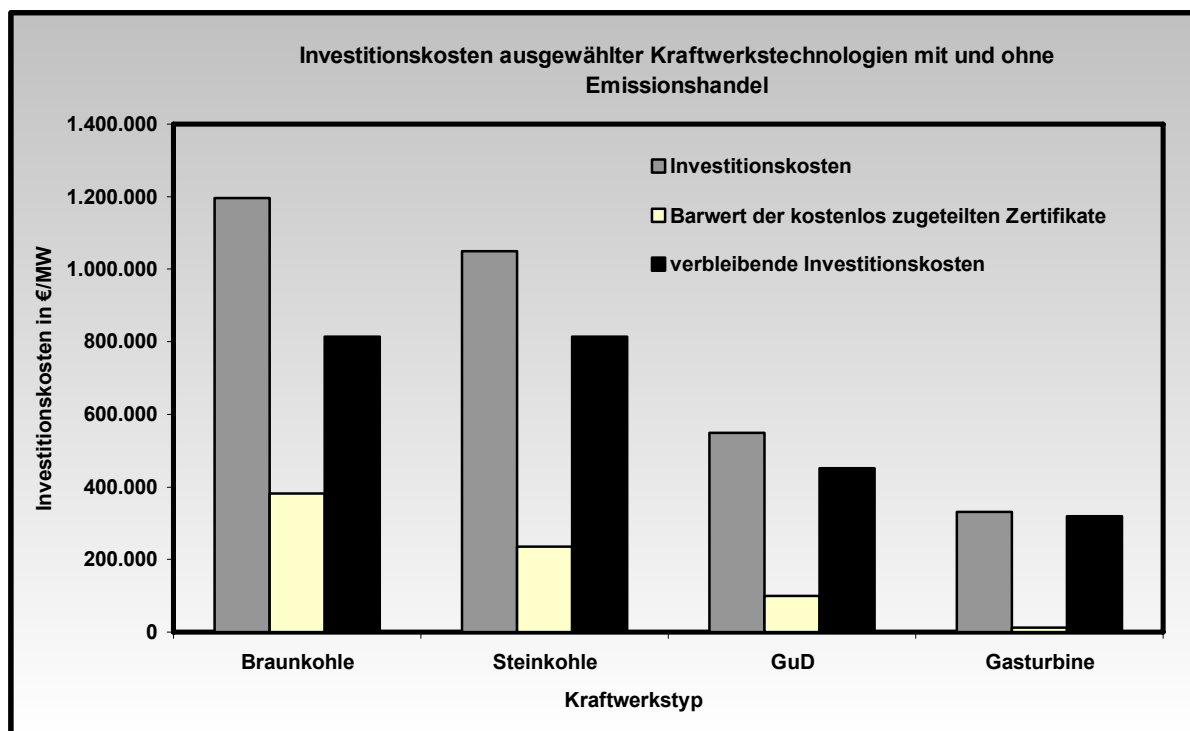


Bild 3.6 Investitionskosteneffekt der technologiespezifischen Benchmark-Zuteilung für Neuanlagen gemäß Beispiel

Die technologiespezifische Benchmark-Zuteilung gemäß NAP II gibt Anreize zu Neuinvestitionen in Kohlekraftwerke und in GuD-Anlagen. Diese Investitionsanreize in emissionsintensive Kohlekraftwerke wirken dem eigentlichen Ziel des Emissionshandels teilweise entgegen, eine Lenkungswirkung hin zu emissionsarmen Kraftwerkstechnologien zu entfalten. Ein mittel- bis langfristiger Übergang zu einer Auktionierung setzt gleichfalls Anreize zur Kraftwerksmodernisierung, da der CO₂-Handel die Struktur des bestehenden Kraftwerksparks hin zu emissionsarmen Kraftwerken begünstigt und alte emissionsintensive Kraftwerke zunehmend benachteiligt. Dieser Investitionseffekt ist jedoch unter der Annahme der derzeitigen Zuteilungsregeln gemäß NAP I und NAP II schwächer als die derzeitigen „Investitionskostenabschläge“ über die kostenlose Zuteilung. Bei der Umsetzung der von der Europäischen Kommission geplanten Auktionierung der Zertifikate würden sich Erdgas-Kraftwerke aufgrund der emissionsärmeren Stromerzeugung im Vergleich zu Kohlekraftwerken besser stellen. Das Ausmaß dieses Effektes ist jedoch abhängig von der Höhe des CO₂-Preises.

Insgesamt hat der Emissionshandel durch seine Zuteilungsregeln des NAP I und II dazu beigetragen, dass vermehrt Kraftwerksneubauplanungen stattgefunden haben. Ein Teil dieser Planungen – insbesondere von Steinkohlekraftwerken – wurden aufgrund der nunmehr avisierten Auktionierung der Emissionsberechtigungen ab der NAP III-Periode wieder zurückgezogen. Insgesamt werden unter einer sehr konservativen Annahme jedoch noch immer rund 11 GW an Zubau konventioneller Kraftwerkskapazität gesehen (siehe Tabelle 3.5).

3.2 Aktuelle Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Stromversorgung ist u.a. die Frage nach der Importabhängigkeit von Brennstoffen von Bedeutung. In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die aktuelle Versorgungssituation der einzelnen Energieträger gegeben, die zur Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt werden.

3.2.1 Aktuelle Struktur der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland basiert auf einem breiten Energiemix aus fossilen Energieträgern, Kernenergie und zunehmend aus erneuerbaren Energieträgern. Die in Bild 3.7 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% der Bruttostromerzeugung 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.

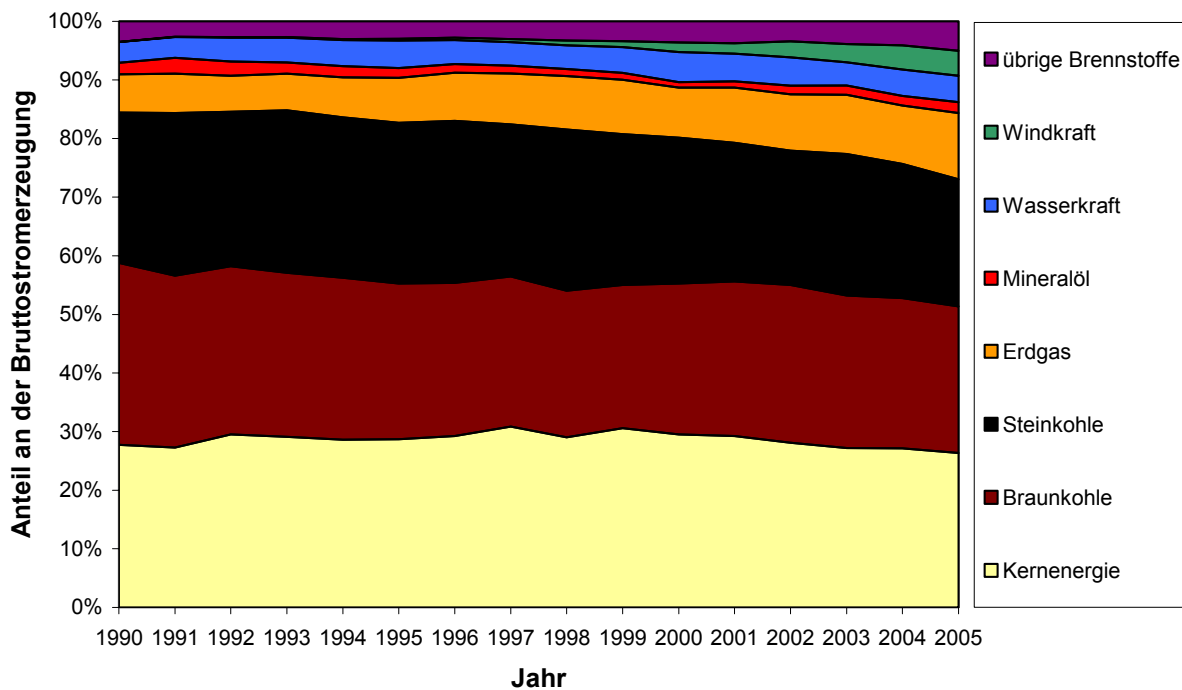


Bild 3.7 Struktur der Bruttostromerzeugung von 1990 bis 2005, Quelle: Statistisches Bundesamt (2006)

3.2.2 Stein- und Braunkohle

Weltsteinkohlemarkt 2005:

Obwohl die Steinkohle beim Weltprimärenergieverbrauch nur rund 25% abdeckt, ist sie mit einem Anteil von 37% der wichtigste Rohstoff für die weltweite Stromerzeugung (ca. 60% der Förderung wurde in Kraftwerken zur Stromerzeugung genutzt) [22].

Weltweit betragen die Reserven an Steinkohle im Jahre 2005 ca. 746 Mrd. t und die Ressourcen ca. 4.080 Mrd. t [23]. Trotz einer globalen Verteilung der Reserven und Ressourcen befand sich ein Großteil der Steinkohlereserven in den USA (ca. 30%), China (ca. 15%), sowie Russland und Indien mit 13% bzw. 12% (siehe Bild 3.8). Rund die Hälfte der Ressourcen an Steinkohle entfielen auf Russland (ca. 44%), gefolgt von China (ca. 22%) und den USA (ca. 10%).

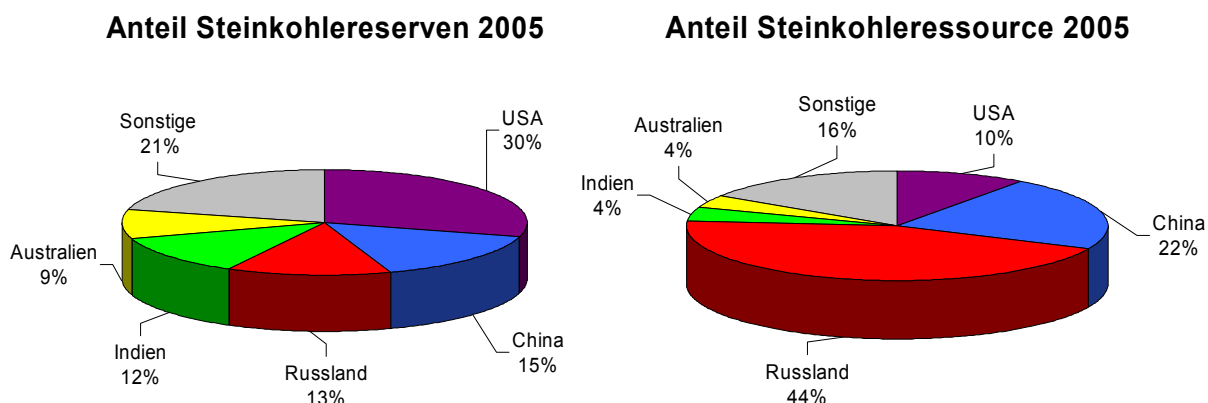


Bild 3.8: Anteil Reserven und Ressourcen Steinkohle in 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Die Weltsteinkohleförderung betrug im Jahr 2005 rund 5 Mrd. t, von denen ca. 43% in China (2,1 Mrd. t) und ca. 20% (1,0 Mrd. t) in den USA gefördert wurden (siehe Tabelle 3.7). Auf diese beiden Länder entfielen auch rund 62% des Weltsteinkohleverbrauchs, so dass die beiden Hauptkonsumländer ihren Bedarf mit inländischer Förderung deckten (China ca. 2,1 Mrd. t, USA ca. 1 Mrd. t.).

Steinkohle Förderung und Verbrauch				
	Förderung 2005		Verbrauch 2005	
	Mio. t	Anteil	Mio. t	Anteil
USA	1.012	20%	1.009	20%
China	2.113	43%	2.091	42%
Indien	383	8%	384	8%
Australien	294	6%	64	1%
Südafrika	240	5%	178	4%
Sonstige	921	19%	1.240	25%
Gesamt	4.962	100%	4.967	100%

Tabelle 3.7: Weltsteinkohleförderung und -verbrauch 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Steinkohle in Deutschland 2005:

Im Jahre 2005 betragen die Steinkohlereserven¹⁰ in Deutschland rund 160 Mio. t während die Ressourcen 8.384 Mio. t umfassten [22]. Die Steinkohleförderung in Deutschland ist in den vergangenen Jahren stetig gesunken. Wurden 1991 noch 66 Mio. t Steinkohle gefördert, waren es 2005 lediglich 24,9 Mio. t [23]. Während der Gesamtbedarf an Steinkohle 2005 bei ca. 67,4 Mio. t lag, wurden zur Stromerzeugung rund 42,9 Mio. t eingesetzt.

Da der Steinkohlebedarf im Vergleich zur inländischen Förderung weniger stark sank, gewannen die Importe an Steinkohle zunehmend an Bedeutung. Diese stiegen von ca. 16,2 Mio. t in 1991 auf über 40,9 Mio. t in 2005. Dieser Anstieg an Steinkohleimporten resultiert aus der vollständigen Liberalisierung der Einfuhren von Steinkohle im Jahr 1996. Seit diesem

¹⁰ Zur Bestimmung der Reserven wurden die derzeit gültigen Steinkohlesubventionen berücksichtigt.

Zeitpunkt sind Einfuhren von Steinkohle auch aus Nicht-EU-Mitgliedsstaaten nicht mehr genehmigungspflichtig. Im Jahr 2005 wurden rund 61 % der verwendeten Steinkohle importiert (siehe *Bild 3.9*). Die Hauptlieferländer waren neben Südafrika, Polen und Russland vor allem Australien und Kolumbien. Als Brennstoff zur Verfeuerung in Kraftwerken wird neben einheimischer Steinkohle vorwiegend Kesselkohle aus Polen, Südafrika, Russland und Kolumbien eingesetzt.

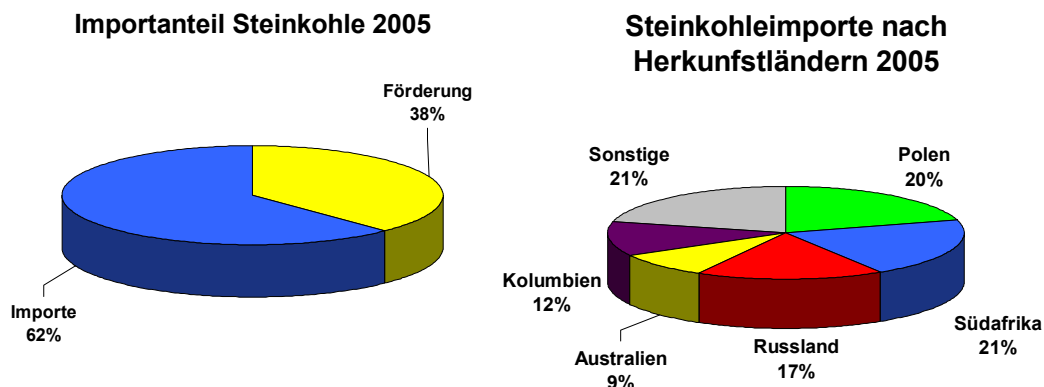


Bild 3.9 Importsituation von Steinkohle in 2005, Quelle: Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, BMWi (2007a)

Insgesamt zeigt sich, dass in der aktuellen Situation die Importabhängigkeit von Steinkohle aus deutscher Sicht kein wesentliches Problem darstellt. Zum einen gibt es eine starke Diversifizierung bzgl. der Herkunftsländer und zum anderen verfügt Deutschland noch immer über große Steinkohlereserven, die im Bedarfsfall gefördert werden könnten.¹¹

¹¹ Eine zusätzliche Förderung von Steinkohle ist jedoch mit einer zeitlichen Verzögerung verbunden, da zunächst die dafür notwendige Infrastruktur ausgebaut werden muss.

Braunkohle in Deutschland 2005:

Der Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung basiert nahezu ausschließlich auf inländischer Förderung. Aufgrund der im Vergleich zu Steinkohle geringeren Energiedichte von Braunkohle sind lange Transportwege unwirtschaftlich. Daher konzentriert sich die Stromerzeugung aus Braunkohle auf reviernahe Standorte wie das Rheinland, die Lausitz und Mitteldeutschland.

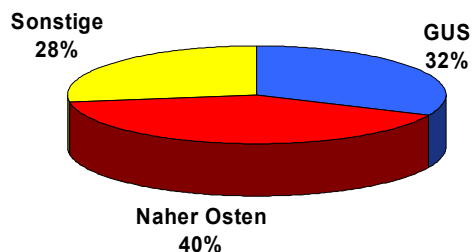
3.2.3 Erdgas

Welterdgasmarkt 2005:

Mit einem Anteil von rund 24% am Welt-Primärenergieverbrauch belegt Erdgas nach Erdöl und Kohle den dritten Rang der wichtigsten Primärenergieträger [22]. Trotz zunehmender Bedeutung des globalen LNG-Handels verhinderte die begrenzte Transportfähigkeit per Pipeline die Ausbildung eines einheitlichen Weltmarktes. Vielmehr existieren zur Zeit vier regionale Märkte. Dies sind zum einen der Europäische Markt (der von Russland, Nord-Afrika, Norwegen, und den Niederlanden beliefert wird), der Nordamerikanische Markt, der Asiatische Markt sowie der Südamerikanische Markt.

Die weltweiten gewinnbaren Erdgasreserven betragen im Jahre 2005 ca. 179.059 Mrd. m³. Zusätzlich wurde das Ressourcenpotenzial auf 206.770 Mrd. m³ geschätzt [23]. Folglich ergibt sich ein verbleibendes Potenzial von rund 385.293 Mrd. m³ Erdgas. Im Gegensatz zur Steinkohle ist Erdgas nicht global verteilt. Der größte Anteil der Reserven mit ca. 40,6% (72.652 Mrd. m³) befindet sich in den Ländern des Nahen Osten (insbesondere im Iran und Katar) und den ehemaligen GUS-Staaten (ca. 31,9%), allen voran Russland mit 47.300 Mrd. m³ Erdgasreserven (*Bild 3.10*). In Europa hingegen befinden sich nur rund 3,3% der Reserven. Bei den Ressourcen dagegen ergibt sich ein diversifizierteres Bild. Auch hier lagern zwar die meisten Erdgasressourcen in den ehemaligen GUS-Staaten (46%), zusätzlich gibt es jedoch neben den Ressourcen im Nahen Osten (16%) durch nicht-konventionelle Lagerstätten weitere große Erdgasressourcen in Nordamerika (13%) sowie in Asien/Ozeanien (11%) [22].

Anteil Erdgasreserven 2005



Anteil Erdgasressourcen 2005

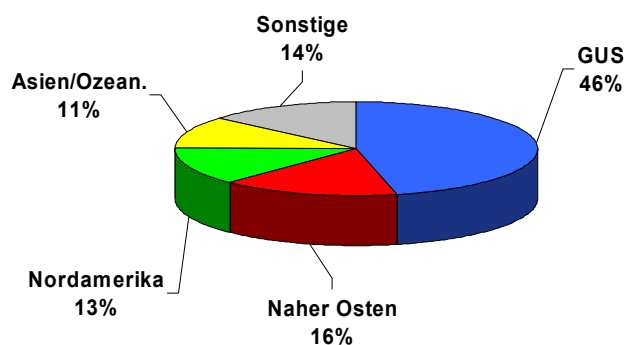


Bild 3.10 Anteil Reserven und Ressourcen Erdgas in 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Die weltweite Erdgasförderung betrug im Jahre 2005 rund 2.840 Mrd. m³ Erdgas (vergleiche Tabelle 3.8). Größte Förderländer waren Russland (ca. 636 Mrd. m³), die USA (ca. 526 Mrd. m³), sowie Kanada (ca. 186 Mrd. m³), die zusammen fast 50% der Weltförderung erbrachten. Neben den USA und Russland, den beiden mit Abstand größten Verbrauchsländern, zählten auch Deutschland, Großbritannien, Kanada, Iran und Japan zu den Großverbrauchern.

Rund 853 Mrd. m³ Erdgas wurden im Jahre 2005 grenzüberschreitend gehandelt. Die Hauptexporteure waren neben Russland und Kanada auch die beiden europäischen Länder Norwegen und die Niederlande, sowie Algerien. Die größten Importeure waren die USA, Deutschland, Japan und Italien.

Erdgas Förderung und Verbrauch					Erdgas Export und Import				
	Förderung 2005		Verbrauch 2005			Export 2005		Import 2005	
	Mrd. m ³	Anteil	Mrd. m ³	Anteil		Mrd. m ³	Anteil	Mrd. m ³	Anteil
Russland	636	22,4%	435	15,4%	Russland	203	24,3%	25	3,0%
USA	526	18,5%	629	22,3%	Kanada	104	12,5%		
Kanada	186	6,5%	91	3,2%	Norwegen	83	9,9%		
GBR	93	3,3%	100	3,6%	Algerien	65	7,8%		
Algerien	88	3,1%	89	3,1%	Niederlande	47	5,6%	18	2,1%
Iran	87	3,1%	89	3,1%	USA	22	2,6%	122	14,5%
Deutschland	20	0,7%	100	3,6%	Deutschland	15	1,8%	91	10,8%
Japan	3	0,1%	81	2,9%	Japan			76	9,1%
Italien	12	0,4%	79	2,8%	Italien			74	8,7%
Sonstige	1.1901	41,9%	1.129	40,0%	Sonstige	296	35,5%	437	51,9%
Gesamt	2.840	100%	2.823	100%	Gesamt	835	100%	842	100%

Tabelle 3.8: Welterdgasförderung und –verbrauch + Erdgasexport und -import 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Erdgasmarkt Deutschland 2005:

Die Gasreserven innerhalb Deutschlands betragen im Jahre 2005 rund 255 Mrd. m³, zusätzlich wurden Ressourcen von ca. 200 Mrd. m³ geschätzt [22]. Der deutsche Erdgasverbrauch lag bei rund 100,4 Mrd. m³ im Jahre 2005 [25]. Davon wurden ca. 12 Mrd. m³ als Brennstoffeinsatz in Kraftwerken verwendet [23].

Inländisch wurden lediglich rund 19 Mrd. m³ Erdgas gefördert, die Nettoimporte betragen ca. 80,5 Mrd. m³. Damit ergab sich eine Importabhängigkeit bei Erdgas von rund 81% (vergleiche Bild 3.11). Die Herkunftsländer des importierten Erdgases sind insbesondere Russland (mit einem Anteil von rund 42%), Norwegen und die Niederlande. Die restlichen Bedarfsmengen werden überwiegend aus Dänemark und Großbritannien eingeführt. Eine Bezugsdi-

versifizierung – wie sie bei der Steinkohle existiert – ist bei Erdgas nicht im selben Umfang gegeben. Dies liegt an der Leitungsgebundenheit von Erdgas, d. h. der Voraussetzung einer ausreichenden Infrastruktur in Form von Pipelines. Als Alternative zum leitungsgebundenen Transport ist der Import von Erdgas grundsätzlich auch per Schiff in verflüssigter Form („Liquefied Natural Gas“, LNG) möglich. Diese Transportform kam in Deutschland bisher noch nicht zum Einsatz.¹²

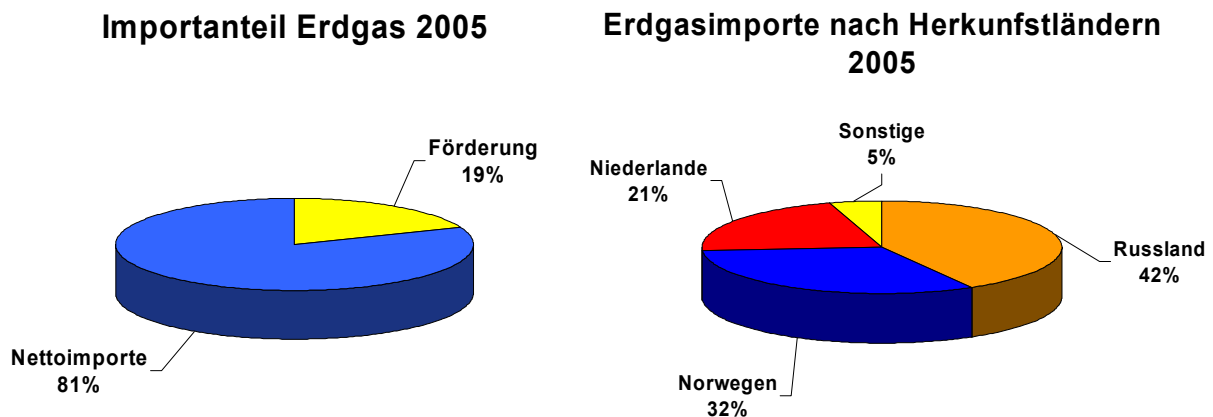


Bild 3.11 Importsituation von Erdgas in 2005, Quelle: Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, BMWi (2007a)

3.2.4 Uran

Die Uranvorkommen sind weltweit verteilt und liegen hauptsächlich in politisch stabilen Regionen. Die beiden größten Produktionsländer sind Kanada und Australien, die zusammen rund 50% der weltweiten Uranerzeugung von ca. 41.580 t Uran im Jahre 2005 lieferten [23].

¹² Aktuell wird der Bau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven (wieder) geplant.

Der Preis für Uran ist in den letzten Jahren von rund 19\$/kg U₃O im Jahre 2000 auf rund 85\$/kg U₃O im Jahre 2005 erheblich gestiegen (dies entspricht einem Anstieg von ca. 400%) [24]. Dennoch führte dies nicht zu einer nennenswerten Verringerung der Wirtschaftlichkeit der nuklearen Stromerzeugung, was auf den geringen Einfluss des Uranpreises auf die Erzeugungskosten zurückzuführen ist. Der Preis für Uran stellt ca. 42% der Brennstoffkosten der nuklearen Stromerzeugung dar, welche wiederum einen Anteil von rund 11% an den Kosten pro nuklear erzeugter kWh haben. Folglich beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromerzeugungskosten weniger als 5%, so dass diese nur sehr gering von schwankenden Preisen auf dem Uranmarkt beeinflusst werden¹³.

Die Kernenergie deckte im Jahre 2005 ca. 12,5% des deutschen Primärenergieverbrauchs und liegt damit an vierter Stelle. Für die Stromversorgung dagegen war die Kernenergie mit einem Anteil von über 26% die bedeutendste Stromerzeugungstechnologie.

Uran wird in Deutschland zur Stromerzeugung in Kernkraftwerken zu 100% importiert. Der jährliche Bedarf betrug im Jahre 2005 3.458 t Uran und wird zu mehr als 50 % mit Importen aus Kanada und Australien gedeckt (siehe Bild 3.12). Die restlichen benötigten Mengen werden aus Kasachstan, Niger, Russland und einigen anderen Staaten importiert. Die Bezugsquellen für Uran sind – analog zur Steinkohle – diversifiziert, so dass aktuell keine Importabhängigkeiten von einzelnen Staaten bestehen. Zudem können die Hauptimportländer als politisch stabil angesehen werden. Die hohe Energiedichte von Uran und dessen gute Lagerfähigkeit verringern zusätzlich die Importabhängigkeit zum gegenwärtigen Zeitpunkt.

¹³ Die Kosten für Urananreicherungen betragen ca. 36% der Brennstoffpreise und beeinflussen die Stromerzeugungskosten in ähnlich geringem Ausmaß. Vergleiche atw, 2006/5, S. 298-305 Ohnemus, J.: Uran, limitierender Faktor für die Kernenergie?

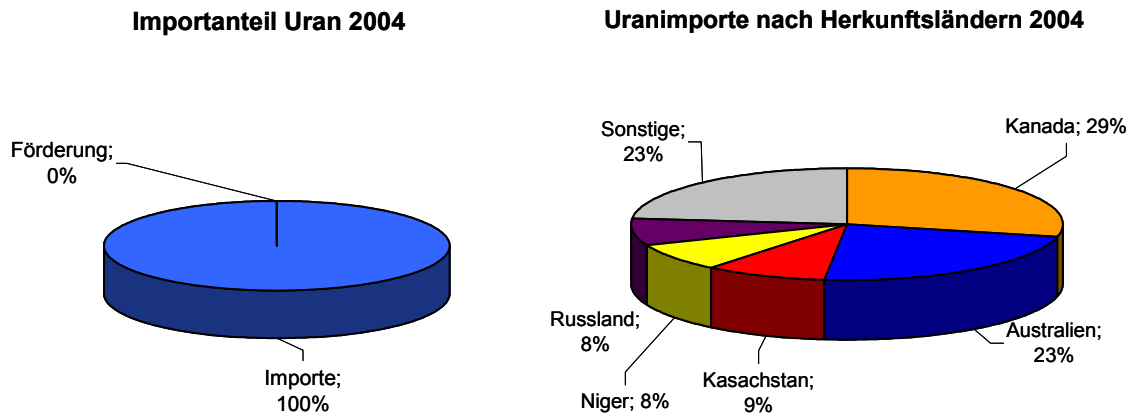


Bild 3.12 Importsituation von Uran in 2004, Quelle: BMWi (2006a)

3.2.5 Erdöl

Welterdölmarkt 2005:

Erdöl ist der weltweit bedeutendste Energieträger und deckte im Jahre 2005 rund 36,4% des Weltprimärenergieverbrauchs [25]. Dennoch spielt Erdöl bei der Stromerzeugung keine bedeutende Rolle¹⁴.

Die sicher gewinnbaren Weltreserven an Erdöl betragen 2005 ca. 162 Mrd. t Rohöl wobei die Verteilung der Reserven eine hohe Konzentration aufweist [22]. Rund 62% der Reserven entfallen auf den Nahen Osten – allen voran Saudi Arabien, das mit 36 Mrd. t Erdölreserven einen Anteil von ca. 23% der Weltreserven stellt (Bild 3.13). Auf Europa entfallen lediglich

¹⁴ Es besteht jedoch eine indirekte Abhängigkeit aufgrund vertraglicher Ölpreisbindung in Bezugsverträgen für Kraftwerksgas.

rund 1,6% der Reserven. Bei den Welterdölressourcen lässt sich eine stärkere globale Verteilung erkennen. Zusätzlich zum Nahen Osten (25%) gibt es auch größere Ressourcen in den ehemaligen GUS-Staaten (26%), Afrika (12%), sowie Nordamerika (16%). Hierbei muss jedoch festgehalten werden, dass die Weltressourcen nur rund 82 Mrd. t umfassen, so dass der Großteil der Erdölvorkommen dem Nahen Ostens zuzuordnen ist.

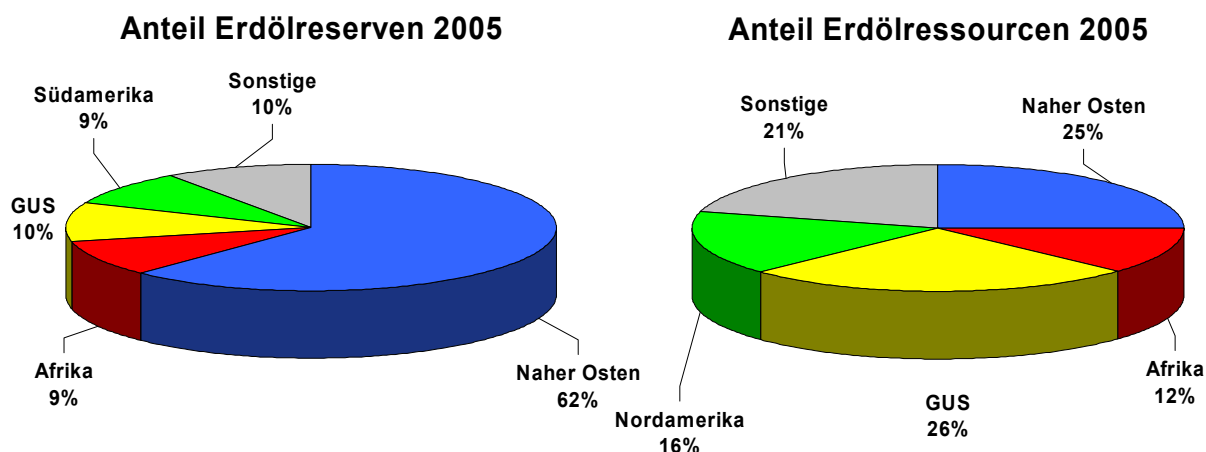


Bild 3.13 Anteil Reserven und Ressourcen Erdöl in 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Im Jahre 2005 wurden weltweit rund 3,9 Mrd. t Erdöl gefördert (siehe Tabelle 3.9). Der Verbrauch lag leicht darunter bei 3,9 Mrd. t. Mit einem Anteil von 31% ist der Nahe Osten die größte Förderregion. Saudi Arabien war mit ca. 0,5 Mrd. t Erdölförderung (dies entspricht rund 13,5% der weltweiten Förderung) weiter das bedeutendste Förderland.

Die größten Verbraucher sind weiterhin Nordamerika, allen voran die USA. Des Weiteren sind in Asien vor allem China, Japan und Indien große Erdölverbraucher. Ebenfalls einen großen Anteil (20%) am weltweiten Verbrauch hat Europa, darunter insbesondere Deutschland.

Weltweit wurden im Jahre 2005 ca. 2,2 Mrd. t Erdöl exportiert. Der Nahe Osten ist sowohl die größte Förderregion als auch Hauptexporteur von Erdöl. Zweitgrößter Exporteur ist Russland mit ca. 0,25 Mrd. t. In Europa sind nur Norwegen mit einem Anteil von 5,4% sowie Großbritannien mit einem Anteil von 2,5% als Exportländer von Bedeutung.

Europa und Asien sind die größten Erdölimportregionen mit einem Anteil von 31% bzw. 34% der gesamten weltweiten Importe. In Europa ist Deutschland die größte Importnation.

Erdöl Förderung und Verbrauch					Erdöl Export und Import				
	Förderung 2005		Verbrauch 2005			Export 2005		Import 2005	
	Mio. t	Anteil	Mio. t	Anteil		Mio. t	Anteil	Mio. t	Anteil
OPEC	1.627	42%	337	9%	OPEC	1.123	52%	17	1%
OECD	933	24%	2.267	59%	OECD	399	19%	1.672	75%
EU-25	118	3%	687	18%	EU-25	72	3%	546	24%
Naher Osten	1.215	31%	275	7%	Naher Osten	844	39%	26	1%
Nordamerika	643	16%	1.143	30%	Nordamerika	191	9%	624	28%
GUS	575	15%	184	5%	GUS	322	15%	40	2%
Afrika	468	12%	136	4%	Afrika	381	18%	38	2%
Europa	269	7%	764	20%	Europa	192	9%	690	31%
Austral-Asien	382	10%	1.121	29%	Austral-Asien	97	4%	756	34%
Lateinamerika	350	9%	230	6%	Lateinamerika	130	6%	63	3%
Gesamt	3.901	100%	3.852	100%	Gesamt	2.156	100%	2.235	100%

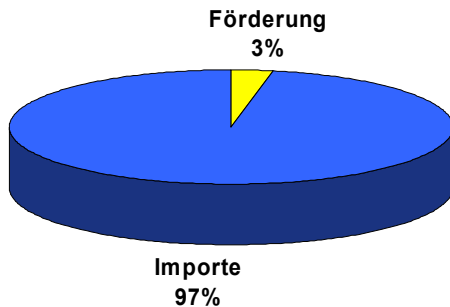
Tabelle 3.9: Welterdölförderung und –verbrauch + Erdölexport und -import 2005, Quelle: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005, BGR

Erdölmarkt Deutschland 2005:

In Deutschland wurden die Erdölreserven im Jahre 2005 auf ca. 47 Mio. t Erdöl geschätzt. Die Ressourcen lagen bei rund 20 Mio. t [22]. Obwohl der Gesamtverbrauch an Erdöl 2005 in Deutschland bei ca. 111 Mio. t lag, wurden lediglich rund 2,4 Mio. t zur Stromerzeugung eingesetzt, so dass Erdöl einen Anteil von nur 1,8% an der deutschen Stromerzeugung hat [23]. Es wird überwiegend für die Zünd- und Stützfeuerung in konventionellen Kraftwerken eingesetzt.

Die deutsche Erdölförderung im Jahre 2005 belief sich auf ca. 3,5 Mio. t wohingegen rund 112 Mio. t importiert wurden. Daher bestand im Jahre 2005 eine Importabhängigkeit für Erdöl von ca. 97% (vergleiche Bild 3.14). Die wichtigsten Importländer sind neben Russland und Norwegen vor allem Großbritannien, Libyen und Kasachstan. Obwohl insgesamt eine relativ starke Abhängigkeit von Erdölimporten zu erkennen ist, hat dies aufgrund der geringen Mengen keine nennenswerten Auswirkungen auf die Stromerzeugung.

Importanteil Erdöl 2005



Erdölimporte nach Herkunftsländern 2005

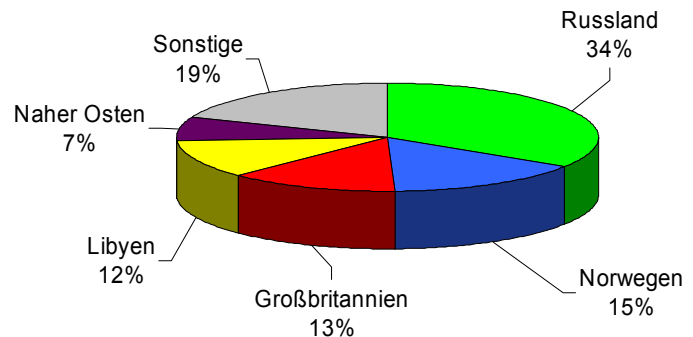


Bild 3.14 Importsituation von Erdöl in 2005, Quelle: Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung, BMWi (2007a)

3.2.6 Erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger ist seit 1990 stark angestiegen (Bild 3.15). Dieses Wachstum beruhte insbesondere auf der in den 90er Jahren einsetzenden Förderpolitik. Nach der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes im Jahr 1991 hat vor allem das Erneuerbare-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2000 zu einem sprunghaften Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien geführt. Während bei der Wasserkraft kein wesentlicher Anstieg zu verzeichnen war, wurden insbesondere Windenergieanlagen stark zugebaut. Zunehmend kann auch Biomasse und Fotovoltaik von der Förderung profitieren, wobei letztere aufgrund der relativ geringen Auslastung lediglich einen geringen Anteil an der Stromerzeugung hat. In 2005 lag der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bei mehr als 10%. Insgesamt zeigt sich, dass der Anteil der erneuerbaren Energien stetig anwächst. Diese verdrängen zunehmend konventionelle Energieträger und vermeiden somit Importe fossiler Brennstoffe.

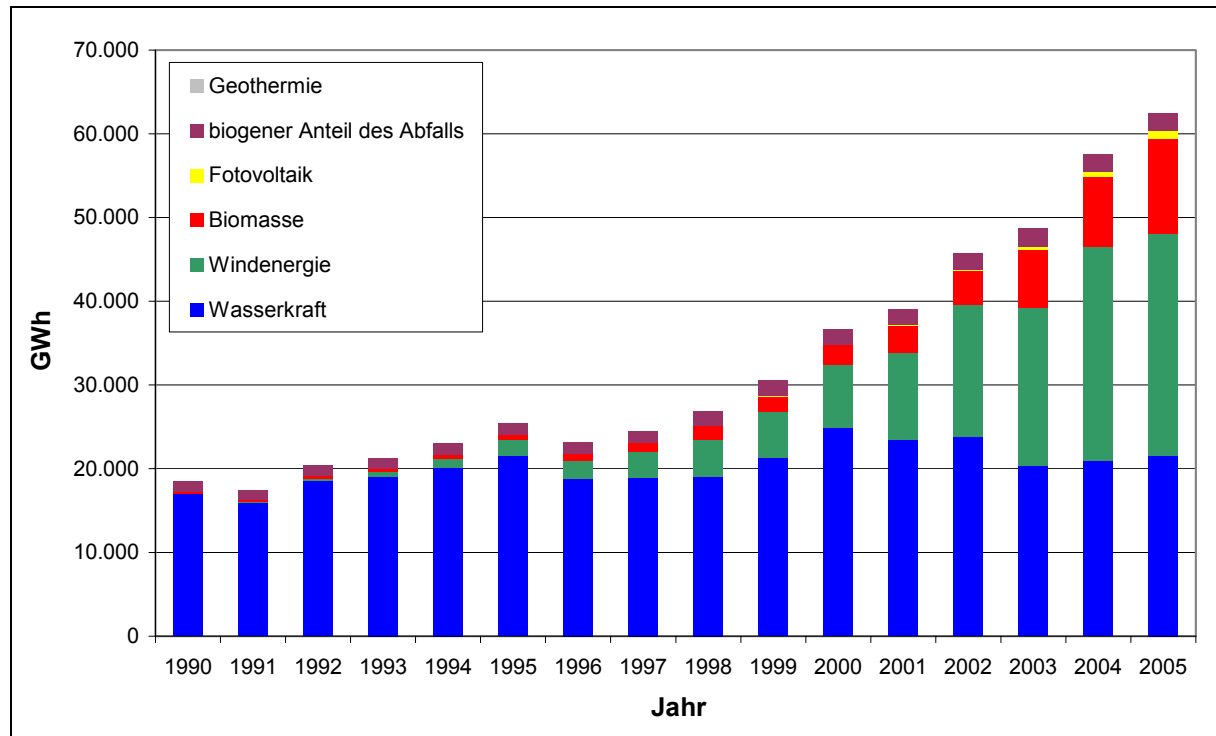


Bild 3.15 Entwicklung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, Quelle: BMU (2006b)

3.3 Höhe der vorgehaltenen Reserveleistung

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind – außer im Zeitbereich der verbundweit unselektiv eingesetzten Primärregelreserve (Sekunden bis wenige Minuten) – für eine stets ausgeglichene Leistungsbilanz in ihrer Regelzone verantwortlich und kontrahieren hierfür Reserveleistung in vertraglich verpflichteten Sekundärregel- und Minutenreservekraftwerken [41]. Hielten die Übertragungsnetzbetreiber Reserve nicht in ausreichender Höhe vor, könnten nicht vermeidbare Leistungsungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung in einer Regelzone nicht ausgeregelt werden. In der Folge käme es zu Frequenzschwankungen bzw. sogar zu evtl. großflächigen Versorgungsunterbrechungen. Eine nicht ausreichende Reservevorhaltung würde somit die Versorgungssicherheit gefährden. Deshalb soll in diesem Abschnitt überprüft werden, ob es Hinweise darauf gibt, dass die ÜNB Reserve nicht in ausreichender Höhe vorhalten. Dabei konzentriert sich die Untersuchung auf den von den ÜNB zu verantwortenden Gesamtbedarf an Sekundärregel- und Minutenreserveleistung.

Die Einflussgrößen auf den Bedarf an diesen Reservequalitäten sind im Wesentlichen Lastschwankungen, Lastprognosefehler und Kraftwerksausfälle sowie der Prognosefehler der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) [42]. Alle Einflussgrößen, außer Kraftwerksausfällen, können in annähernd gleichem Maße Leistungsdefizite wie Leistungsüberschüsse verursachen. Dementsprechend ist von den ÜNB positive (zum Ausgleich der Leistungsdefizite) und negative (zum Ausgleich der Leistungsüberschüsse) Reserve vorzuhalten. Da Kraftwerksausfälle lediglich zu Leistungsdefiziten führen können, übersteigt die positive jedoch die negative Reserve.

Alle Einflussgrößen auf den Reservebedarf unterliegen stochastischen Schwankungen und sind deshalb nur durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu beschreiben. Bei der Bemessung des Reservebedarfs hat sich deshalb in der Vergangenheit in Deutschland ein probabilistisches Kriterium als sinnvoll herausgestellt. Dabei wird die in jeder Regelzone vorzuhaltende Reserve so bemessen, dass sie nur mit einer vorgegebenen, sehr niedrigen Wahrscheinlichkeit, der sogenannten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit, nicht ausreicht (in diesem Fall wäre jedoch immer noch eine Verbundaushilfe durch benachbarte Übertragungsnetzbetreiber möglich). Stand der Technik und für Deutschland bewährt ist eine Reservebemessung für eine Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit von 0,1% pro Regelzone (entspricht einem Zeitraum von ca. 10 h pro Jahr).

Im Folgenden wird deshalb für die vier deutschen ÜNB analysiert, welche Reserve zur Einhaltung dieser Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit vorzuhalten wäre. Dieser Wert wird der tatsächlich Ende 2006 vorgehaltenen Reserve gegenübergestellt. Diese Berechnung dient einer größenordnungsmäßigen Überprüfung der vorgehaltenen Reserve. Sie verwendet deshalb z. T. vereinfachte und nicht an die spezielle Situation bei den einzelnen ÜNB angepasste Eingangsdaten. Der auf dieser Basis berechnete Reservebedarf erlaubt diese Überprüfung, wird aber auch bei prinzipiell gleicher Vorgehensweise der ÜNB bei der Reservebemessung mit der von diesen – auf Basis genauerer Eingangsdaten – beschafften Reserveleistung nur näherungsweise übereinstimmen.

Die Untersuchung ist so angelegt, dass zunächst eine Analyse der Einflussfaktoren auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve durchgeführt wird (Abschnitt 3.3.1). Abschnitt 3.3.2 beschreibt die methodische Vorgehensweise zur Bestimmung der erforderlichen Reserveleistung.

Die Untersuchungsergebnisse werden in Abschnitt 3.3.3 für jeden ÜNB individuell diskutiert und der Ende 2006 tatsächlich beschafften Reserveleistung gegenübergestellt.

Eingangsdaten für diese Untersuchungen wurden von den ÜNB zur Verfügung gestellt. Sie basieren u. a. auf einer Studie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft für die vier deutschen ÜNB aus dem Jahr 2005. Diese Daten wurden von den deutschen ÜNB an den Stellen, wo sich relevante Veränderungen ergeben hatten, aktualisiert.

3.3.1 Einflussfaktoren auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve

3.3.1.1 Kraftwerksausfälle

Im Gegensatz zu dem vernachlässigbaren Ausfallgeschehen hydraulischer Kraftwerke haben die störungsbedingten Ausfälle thermischer Kraftwerke maßgeblichen Einfluss auf den Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve. Störungen können sowohl sofortige Totalabschaltungen als auch eine Leistungsbeschränkung (Teilausfall) erzwingen. Startversager sind nur bei Gasturbinen relevant.

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten nur über statistische Kenngrößen beschreiben. Tabelle 10 gibt einen Überblick über typische Ausfallhäufigkeiten verschiedener Kraftwerkstypen. Solche Zuverlässigkeitsdaten sind naturgemäß sehr unsicher und können sich für die einzelnen Kraftwerke gleichen Brennstofftyps deutlich unterscheiden. Die in der Tabelle dargestellten Häufigkeiten sind aus der Statistik des Verbands der Großkraftwerksbetreiber (VGB) abgeleitet. Sie stellen somit Mittelwerte dar. Diese wurden in dieser Untersuchung für die Bemessung des Reservebedarfs bei allen ÜNB angesetzt. Die für die einzelnen ÜNB relevanten Größen können davon jedoch abweichen.

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Wahrscheinlichkeit für Startversager in %
Gasturbine	3	-	6
Öl, Gas (Dampf-KW)	2	2,5	-
Steinkohle	7	7,5	-
Braunkohle	8	9	-
Kernkraft	1,5	5,5	-
Hydraulisch	-	-	-

Tabelle 10: Typische Ausfallhäufigkeiten (abgeleitet aus VGB-Statistik)

Da die ÜNB nur bis zu einem Zeitraum von einer Stunde nach einem Kraftwerksausfall verpflichtet sind, entsprechende Reserveleistung vorzuhalten (danach erfolgt eine Ablösung der Reserve durch den Kraftwerksbetreiber), kann in die Reservebemessung unabhängig von den tatsächlichen Ausfalldauern ein Ausfallzeitraum von einer Stunde einfließen.

3.3.1.2 Lastschwankungen und Lastprognosefehler

Neben den Kraftwerksausfällen muss auch aufgrund der Prognoseunsicherheit der Lasthöhe Kraftwerksreserve vorgehalten werden. Die Abweichungen der Last vom Prognosewert unterscheidet man hierbei entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in:

- Lastschwankungen und
- Lastprognosefehler

Hierbei bezeichnet man Abweichungen der Last von dem im $\frac{1}{4}$ -Stundenraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom $\frac{1}{4}$ -stündlichen Mittelwert als Lastschwankungen.

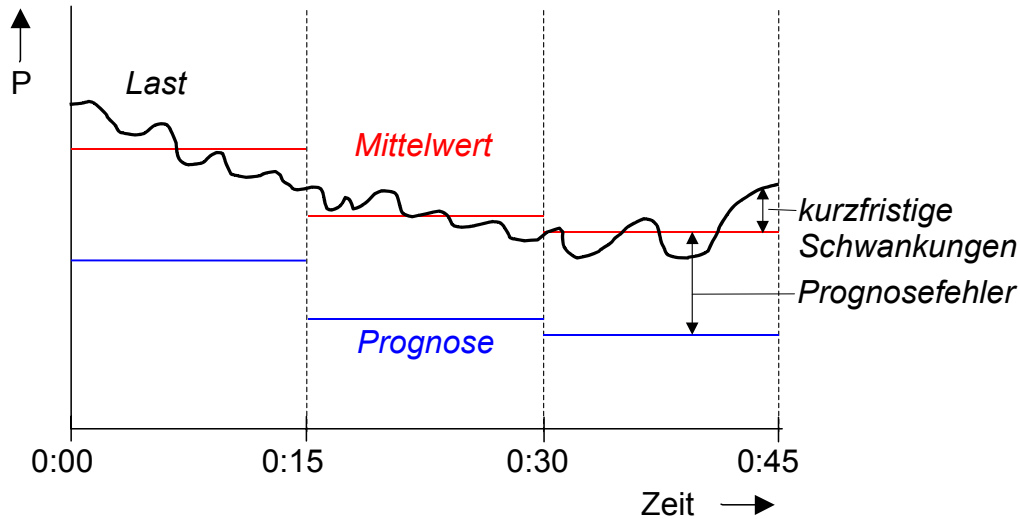


Bild 3.16: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last

Die kurzfristigen Lastschwankungen können als mittelwertfreie Normalverteilung modelliert werden. Aufgrund der geringen Standardabweichung der Normalverteilung im Bereich zwischen 0,5% und 1,0% der maximalen Regelzonenlast haben die kurzfristigen Lastschwankungen einen verhältnismäßig geringen Einfluss auf den Reservebedarf.

Der Lastprognosefehler hat gegenüber den kurzfristigen Lastschwankungen einen deutlich größeren Einfluss auf den Reservebedarf. Auch der Lastprognosefehler wird durch eine Normalverteilung nachgebildet. Diese ist in der Realität nicht immer mittelwertfrei. Für die vorliegende Untersuchung haben die ÜNB Kenngrößen zu ihrem Lastprognosefehler zur Verfügung gestellt (Tabelle 11). Die Angaben sind auf die jeweils angegebene Höchstlast der Regelzone bezogen.

	Mittelwert	Standardabweichung	Höchstlast
RWE TSO	0 %	2,5 %	21,7 GW
EON Netz	0,3 %	2%	22 GW
VE-T	0,5 %	2 %	15 GW
EnBW TNG	0,04 %	2,1 %	11 GW

Tabelle 11 Lastprognosefehler der Regelzonen

3.3.1.3 Prognosefehler der WEA-Einspeisung

Die Einspeisung eines vorgegebenen WEA-Kollektivs wird allein von der Windgeschwindigkeit und den Leistungskennlinien der WEA bestimmt. Die Windgeschwindigkeit lässt sich hierbei durch Überlagerung eines quasideterministischen und eines stochastischen Anteils beschreiben [29].

Der quasideterministische Anteil entspricht dem Erwartungswert unter Berücksichtigung des tages- und jahreszyklischen Verlaufs der Windgeschwindigkeit. Diese mittleren Tages- und Jahregänge sind standortcharakteristisch mit teilweise deutlichen Differenzen zwischen den Standorten.

Die stochastischen Abweichungen der Windgeschwindigkeit von dem durch den Tages- und Jahreszyklus bedingten Verlauf können statistisch durch eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, in guter Näherung durch eine Weibullverteilung, beschrieben werden.

Da die WEA-Einspeisung aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit unsicher ist, müssen die ÜNB diese mit einer entsprechenden Vorlaufzeit prognostizieren, um Reserveleistung zum Ausgleich der Abweichungen entsprechend bereitzustellen. Für diese Prognose wird teilweise bereits seit mehreren Jahren von den deutschen ÜNB ein rechnergestütztes Verfahren des ISET eingesetzt, das auf Wetterprognosen aufbaut [30].

Bild 3.17 zeigt beispielhaft für einen Tag den Vergleich einer derartigen Vortagsprognose mit der tatsächlichen WEA-Einspeisung und dem daraus resultierenden Prognosefehler für die E.ON-Regelzone.

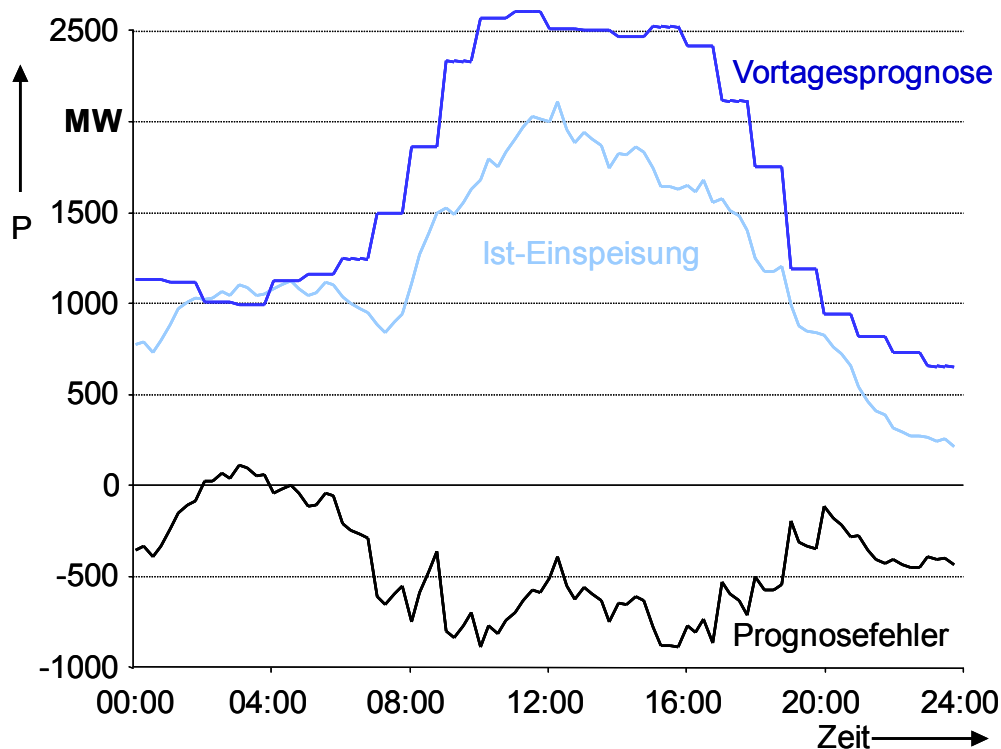


Bild 3.17: Beispielhafter Verlauf von Vortagesprognose, WEA-Einspeisung und Prognosefehler für die E.ON Regelzone

Der Prognosefehler wird mittels des unverzüglichen Horizontalausgleichs auf die einzelnen Regelzonen verteilt, so dass sich jeder ÜNB entsprechend seinem Anteil an der Stromabgabe an Endverbraucher an der Ausregelung des Windprognosefehlers beteiligt.

In der Vergangenheit wurde der komplette Vortagesprognosefehler über die Reservequalität Minutenreserve ausgeglichen. Hierdurch ergab sich mit steigendem Windenergieausbau ein signifikanter Mehrbedarf an Minutenreserveleistung [39]. Für die vorliegenden Untersuchungen haben die vier deutschen ÜNBs entsprechend die Windprognosefehler für das Jahr 2005 zur Verfügung gestellt.

Die schnelle Bereitstellung innerhalb von 15 Minuten, wie für Minutenreserve gefordert, ist jedoch wegen der vergleichsweise langsamen Leistungsänderungen des WEA-Kollektivs für große Teile des Prognosefehlers nicht erforderlich. Daher wird im Sinne der Senkung der

Kosten für die Reservevorhaltung zum Ausgleich des Windprognosefehlers neben Intraday-Handelsgeschäfte mittlerweile auch eine spezielle Reservequalität eingesetzt, die geringere Anforderungen an die Aktivierungszeit stellt. Diese sogenannte Windreserve kann auch von langsamen, mit Teillast betriebenen oder sogar stehenden Dampfkraftwerken zu u. U. günstigeren Reservepreisen erbracht werden. Bei Einsatz von Windreserve wird zusätzlich eine Kurzzeitprognose der Windenergieeinspeisung mit einer Vorlaufzeit von etwa zwei Stunden durchgeführt. Die Abweichung zwischen Vortages- und 2h-Prognose wird von der Windreserve bzw. Intra-Day-Geschäften übernommen, so dass für die Dimensionierung der Minutenreserve nur noch der 2h-Prognosefehler relevant ist.

Dieser ist mittelwertfrei und hat nach Stand der Technik eine Standardabweichung zwischen 2,4% (hier angenommen) und 2,7% der installierten Windenergieeinspeisung (Ende 2006: 20,4 GW) und ist somit deutlich geringer als der Vortagesprognosefehler (2005 Standardabweichung von 5,6 % entsprechend Daten der ÜNB). Die Verteilung ähnelt zwar einer Normalverteilung, jedoch ergeben sich insbesondere in den für die Reservebemessung relevanten Bereichen hoher Über- und Unterschätzungen der WEA-Einspeisung deutliche Unterschiede. So treten hohe Unterschätzungen der WEA-Einspeisung deutlich häufiger auf als hohe Überschätzungen.

Bei der Bestimmung des windbedingten Reservebedarfs ist zu berücksichtigen, dass E.ON Netz und EnBW TNG die Ausregelung des Windprognosefehlers komplett oder zu wesentlichen Teilen an Bilanzkreisverantwortliche vergeben haben, windbedingter Bedarf an Sekundärregel- oder Minutenreserve für diese Regelzonen also nicht besteht.

3.3.2 Bemessung von Kraftwerksreserve

Der Bedarf an Kraftwerksreserve zur Aufrechterhaltung einer vorgegebenen Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit wird über ein am IAEW entwickeltes analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren, d. h. die kurzfristigen Lastschwankungen (ΔP_{LS}), die Prognosefehler von Last (ΔP_{PF}) und WEA-Einspeisung (ΔP_{WEA}) sowie das Ausfallverhalten der konventionellen Kraftwerke (ΔP_{KW}).

Das Verfahren beruht darauf, dass zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der leistungsmäßigen Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht die Wahrscheinlichkeits-

verteilungen der voneinander unkorrelierten Einflussfaktoren miteinander „gefaltet“ werden können. Die resultierenden Abweichungen sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- ($Pr_{\bar{U}}$) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D). Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt, bei denen die Einhaltung von Pr_D und $Pr_{\bar{U}}$ gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve. Bild 3.18 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

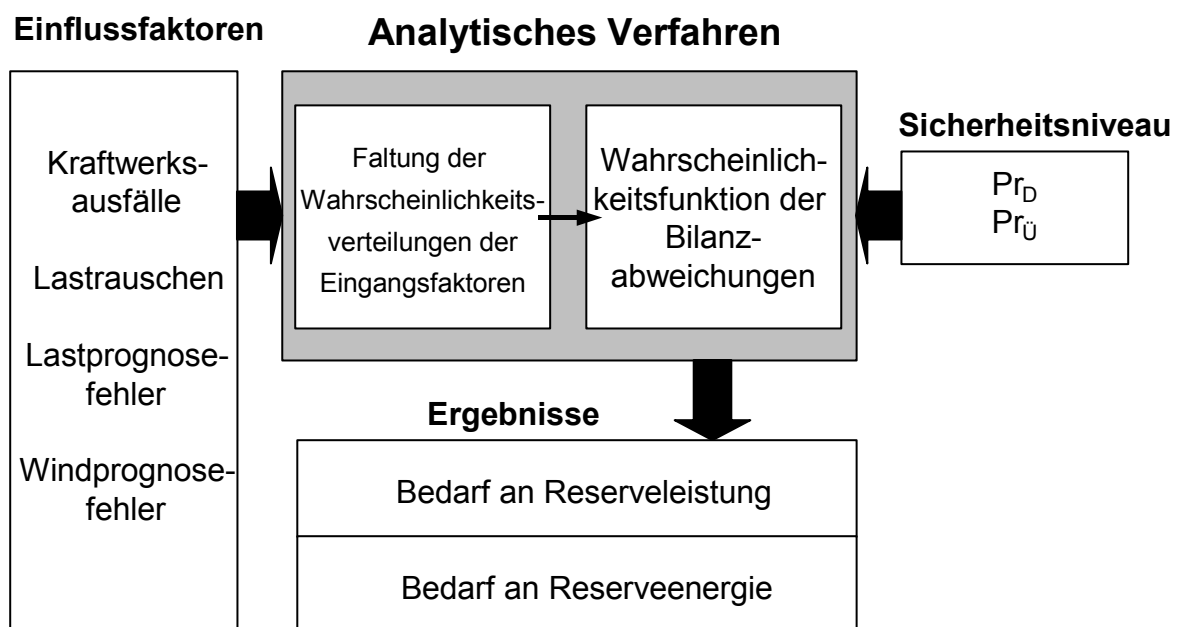


Bild 3.18: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung

Die Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve kann prinzipiell erfolgen, indem der notwendige Reservebedarf mit den für den entsprechenden Zeitbereich (vgl. Kapitel 3.3.1) jeweils relevanten Einflussfaktoren getrennt voneinander bestimmt wird (Bild 3.19).

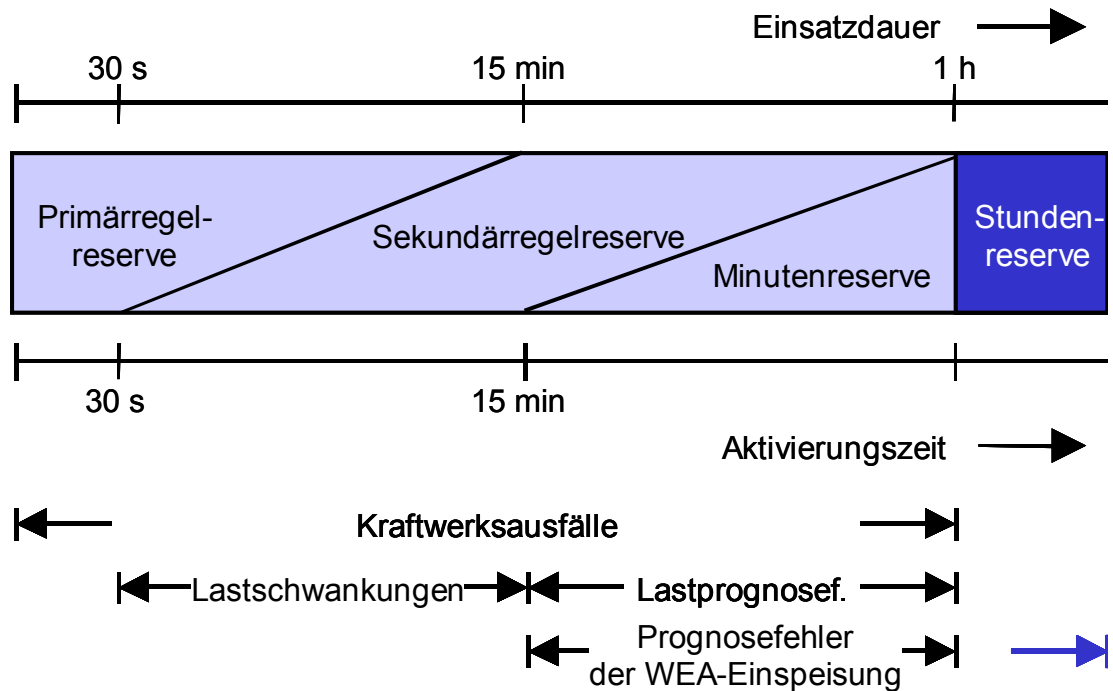


Bild 3.19: Einsatz der Reservearten

Dabei kann die vorgehaltene Reserve aufgrund zweier unterschiedlicher Effekte, hier beispielhaft für positive Reserve erläutert, nicht ausreichen:

- Ist für den Zeitbereich von 15 Minuten (Aktivierung der Minutenreserve) bis zu 1 Stunde (Aktivierung der von Kraftwerksbetreibern vorzuhaltenden Reserve) der ermittelte Reservebedarf durch den Prognosefehler von WEA-Einspeisung und Last und die Kraftwerksausfälle größer als die Summe von positiver Sekundärregel- und Minutenreserve ($SRR_{max} + MR_{max}$), so liegt für den betroffenen Zeitraum ein Defizit vor (Bild 3.20) (**Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve**).

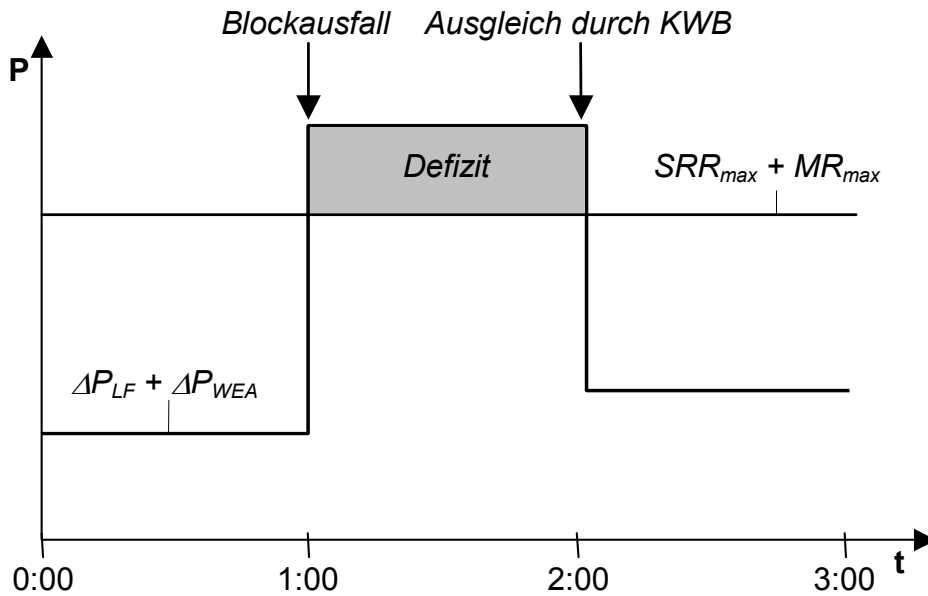


Bild 3.20: Beispiel für Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve

- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtreserve vorhanden, diese jedoch nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelreserve allein nicht ausreicht und die Minutenreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (Bild 3.21) (**Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve**).

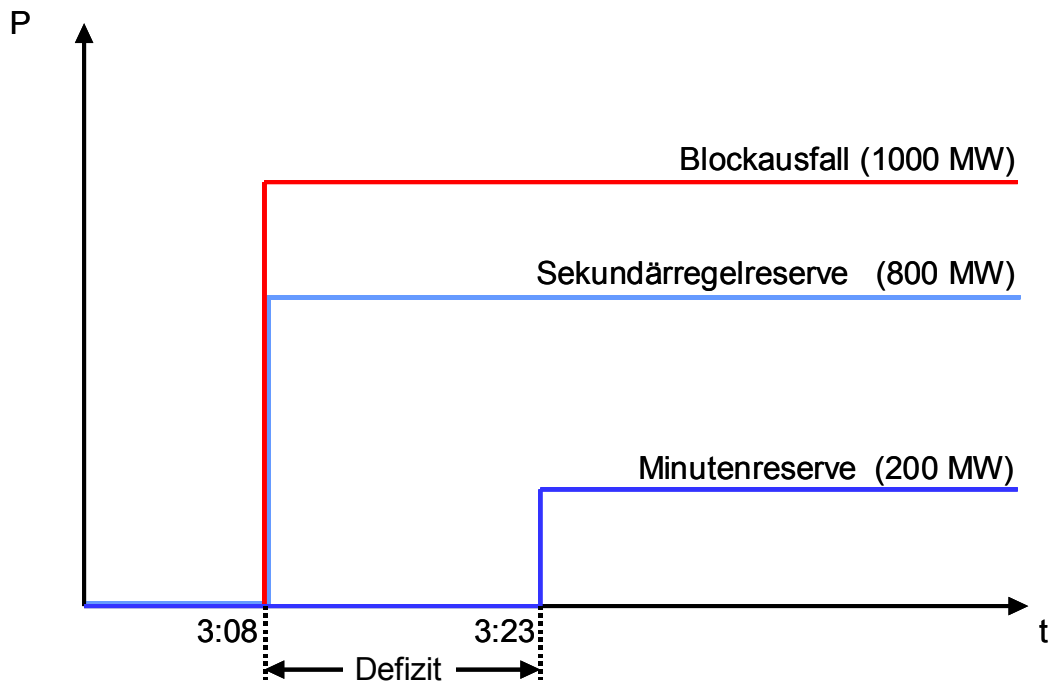


Bild 3.21: Beispiel für Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve

Die Wahrscheinlichkeit nicht ausreichender Kraftwerksreserve ergibt sich somit aus der Summe der Wahrscheinlichkeiten von nicht ausreichender Sekundärregel- und Gesamtreserve. Für eine vorgegebene Defizitwahrscheinlichkeit erhält man den in Bild 3.22 skizzierten, typischen Verlauf der notwendigen Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve.

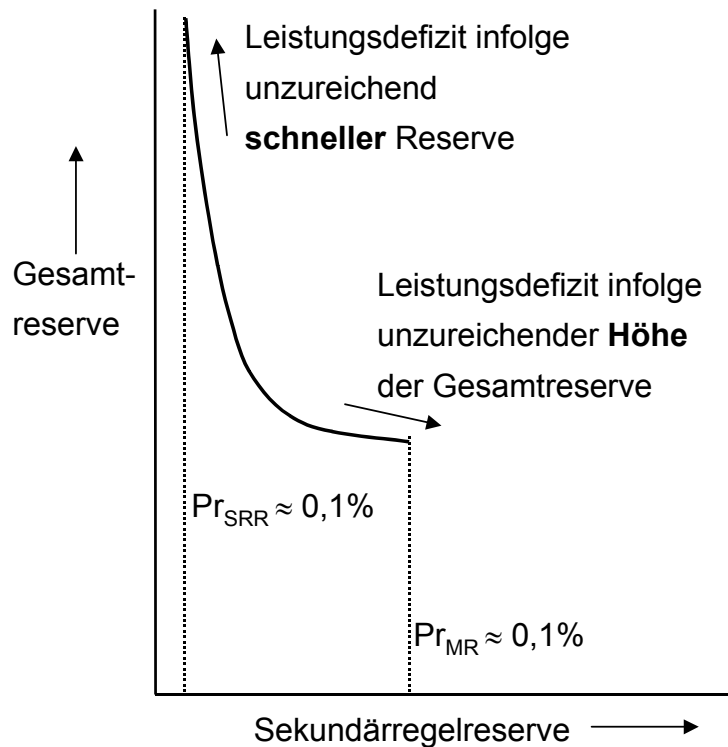


Bild 3.22: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit der vorgehaltenen Sekundärregelreserve

Jeder Punkt der Kurve führt zu einer gesamten Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1% und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschließlich Sekundärregelreserve vorgehalten so ergibt sich das Leistungsdefizit nahezu vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der Gesamtreserve ($Pr_{MR} \approx 0,1\%$). Im Falle einer minimalen Sekundärregelreservevorhaltung können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden ($Pr_{SRR} \approx 0,1\%$). Die Höhe der Gesamtreserve ist hingegen weitgehend ausreichend.

Da somit verschiedene zulässige Reservebemessungen möglich sind, fordert eine definitive Aufteilung weitere Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Reservevorhaltung. Deren Festlegung ist jedoch Aufgabe der ÜNB und nicht Gegenstand dieser Untersuchung, die nur eine Abschätzung der benötigten Gesamtreserve ermöglichen soll. Im Folgenden wird deshalb von einer hälftigen Aufteilung der akzeptierten Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1% auf die Ursachen nicht ausreichende Sekundärregelreserve und nicht ausreichende Gesamtreserve eingegangen. Im Bereich der negativen Reserve hat die Sekundärregelreserve eine geringere Bedeutung, da der Bedarf an schnell verfügbarer Reserve aufgrund

von Kraftwerksausfällen hier nicht gegeben ist. Zur Bestimmung der negativen Reserveleistung kann daher auf eine Aufteilung hinsichtlich nicht ausreichender Sekundärregelreserve und nicht ausreichender Gesamtreserve verzichtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % vollständig für den Fall nicht ausreichender Gesamtreserve zur Verfügung steht.

Beide Aufteilungen basieren jedoch auf Annahmen und können von den einzelnen ÜNB auch anders gehandhabt werden, ohne gegen geltende Regeln zu verstoßen. Die Abweichung des hier berechneten Reservebedarfs von der tatsächlich vorgehaltenen Reserve kann, wenigstens teilweise, auf diese Unsicherheit zurückzuführen sein.

3.3.3 Untersuchungsergebnisse

In Tabelle 12 ist für die vier deutschen ÜNB der entsprechend der beschriebenen Methoden und mit den beschriebenen Eingangsdaten berechnete Reservebedarf dargestellt. Tabelle 13 stellt dem die tatsächlich Ende 2006 vorgehaltene Summe aus Sekundärregel- und Minutenreserve gegenüber.

Regelzone	positive Reserveleistung	negative Reserveleistung
RWE TSO	2107 MW	1711 MW
E.ON Netz	1640 MW	1470 MW
VE-T	1300 MW	1020 MW
EnBW TNG	1100 MW	750 MW

Tabelle 12 Berechneter Reserveleistungsbedarf der Regelzonen

Regelzone	positive Reserveleistung	negative Reserveleistung
RWE TSO	2160 MW	1740 MW
E.ON Netz	1900 MW	800 MW
VE-T	1310 MW	1110 MW
EnBW TNG	1230 MW	720 MW

Tabelle 13 Tatsächlich vorgehaltene Reserveleistung(Jahr 2006)

Im Folgenden wird für jeden ÜNB analysiert, ob die Untersuchung einen Hinweis auf eine nicht ausreichende Reservevorhaltung (Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit größer 0,1% ergibt).

Die Ergebnisse für E.ON Netz zeigen, dass ausreichend positive Reserveleistung vorgehalten wird. Die vorgehaltene negative Reserveleistung liegt unter dem sich aus der Reservebemessung ergebenden Wert und bleibt damit fraglich.

Die berechneten Werte für EnBW stimmen näherungsweise und bei Berücksichtigung der Unsicherheit der Eingangsdaten mit den tatsächlich vorgehaltenen Reserveleistungen überein, so dass von einer ausreichenden Reservevorhaltung ausgegangen werden kann.

Dies gilt auch für RWE TSO, wo die vorgehaltenen Reserveleistungen mit dem berechneten Bedarf sehr gut übereinstimmen.

Für VE-T entspricht der berechnete Reservebedarf ebenfalls bis auf geringe Abweichungen der Ende 2006 vorgehaltenen Summe aus Sekundärregel- und Minutenreserve. Auch hier kann somit von einer ausreichenden Reservevorhaltung ausgegangen werden.

Die überwiegend hohe Übereinstimmung des berechneten Reservebedarfs mit den vorgehaltenen Leistungen und die im Fall nicht ausreichender Reservevorhaltung bestehende Möglichkeit einer wechselseitigen Aushilfe zwischen den ÜNB lassen im Ergebnis derzeit keine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch ungenügende Reservevorhaltung erkennen.

3.4 Höhe der Netzkapazitäten und Zustand der Netze

Hinsichtlich der Höhe der **Netzkapazitäten** ist zunächst festzustellen, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit keine innerdeutschen Engpässe entsprechend §15 Abs. (2) StromNZV ausweisen. Daraus kann geschlossen werden, dass strukturelle Engpässe aktuell nicht vorliegen, nicht jedoch, dass die Übertragungskapazität der Netze nicht punktuell bis zur Belastbarkeitsgrenze ausgenutzt wird.

Im Gegenteil sprechen aktuell verschiedene Indizien dafür, dass die Kapazitäten im deutschen Übertragungsnetz bereits heute punktuell und situationsbezogen ausgeschöpft sind und dass aktuelle Entwicklungen die Netzbelastung weiter erhöhen werden:

- Insbesondere zu Starkwindzeiten bei gleichzeitiger Schwachlast treten bereits derzeit auf einigen Leitungen sehr hohe Belastungen auf, die – insbesondere bei weiterem Ausbau der Windkraft im Norden Deutschlands – zukünftig verstärkt werden. Insofern werden Netzerweiterungen im Übertragungsnetz notwendig, um innerdeutsche Engpässe zu vermeiden. Andernfalls wären die Netzbetreiber gezwungen, verstärkt in den Kraftwerkseinsatz, insbesondere auch den der Windkraftanlagen, einzugreifen.
- Notwendige Netzerweiterungen sind bereits seit einiger Zeit, z. B. 2005 in der dena-Netzstudie I, identifiziert. Der als notwendig erachtete Netzausbau wurde von den Übertragungsnetzbetreibern auch eingeleitet. Aktuell ist jedoch zu beobachten, dass es aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung und langer Laufzeiten der Genehmigungsverfahren zu nicht unerheblichen Verzögerungen gegenüber den ursprünglich geplanten Fertigstellungsterminen kommt. So organisieren Gemeinden und Gebietskörperschaften z. B. durch die Beauftragung von Gutachten, die die technische Notwendigkeit der Projekte in Zweifel ziehen, in Thüringen den Widerstand gegen die in der dena-Netzstudie als notwendige Netzverstärkung identifizierte und auch von der EU-Kommission in die Liste ihrer Priority Projects im Rahmen des Programms Transeuropäische Netze (TEN) aufgenommene geplante Kuppelleitung Halle-Schweinfurt zwischen den Übertragungsnetzen von Vattenfall Europe Transmission GmbH und E.ON Netz GmbH. Dieser politische Widerstand hat bereits zu spürbaren Projektverzögerungen geführt, so dass die ursprünglich für 2009 geplante Inbetriebnahme im Moment unrealistisch erscheint. Verzögerungen. Aus dem Anfang 2008 veröffentlichten Bericht der Bundesnetzagentur zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen

Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahre 2006 [46] geht darüber hinaus hervor, dass es auch bei weiteren Projekten zu Verzögerungen kommt.

- U. a. aufgrund dieser Verzögerungen kommt es bereits heute zu Situationen im deutschen Übertragungsnetz, in dem die Netzsicherheit nur durch Ergreifen netz- und marktbezogener Maßnahmen entsprechend §13 Abs. (1) EnWG sichergestellt werden kann. Bild 3.23 zeigt beispielhaft anhand einer Statistik über die Häufigkeit des Einsatzes solcher Maßnahmen beim Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH, dass derartige Situationen keinen absoluten Ausnahmefall mehr darstellen, sondern mittlerweile während größerer Zeitbereiche auftreten. Dies belegt die Notwendigkeit für einen unverzögerten Netzausbau. Diese Notwendigkeit bestätigt auch die Bundesnetzagentur in [46].

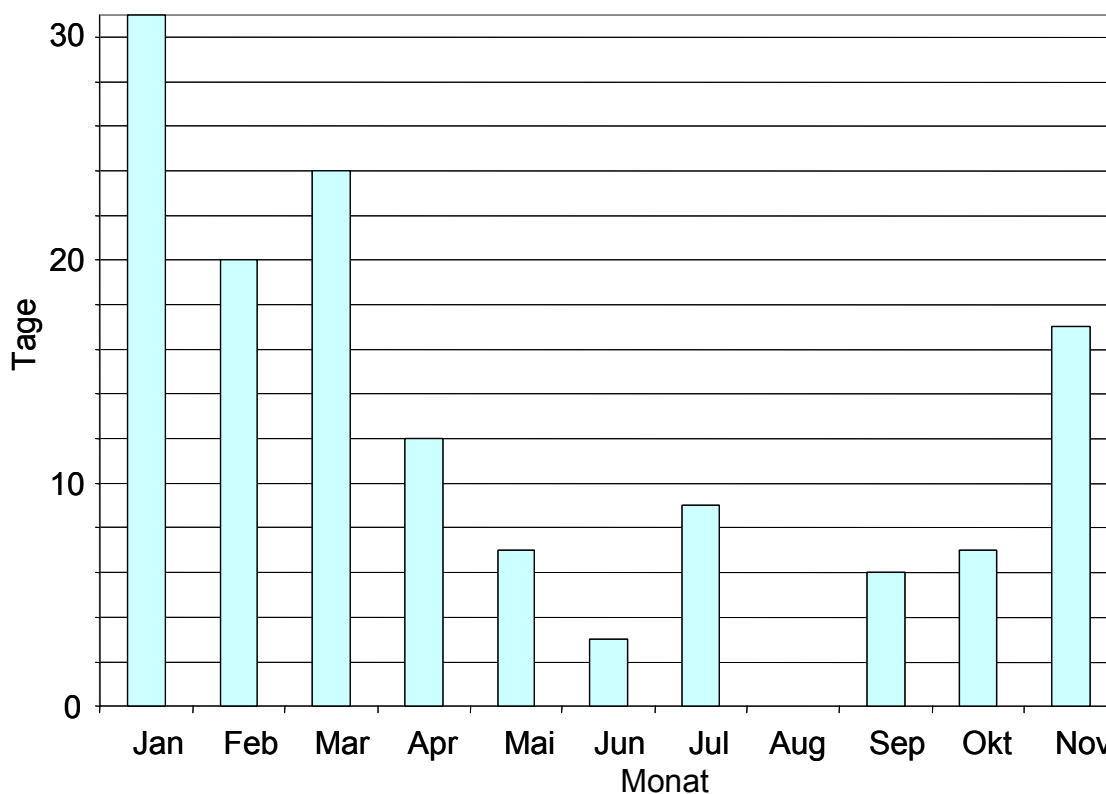


Bild 3.23: Anzahl der Tage mit Maßnahmen nach §13(1) EnWG im Übertragungsnetz von VE-T zwischen Januar und November 2007 (Quelle VE-T)

- Dabei wird aufgrund der angekündigten Konzentration von Kraftwerksneubauprojekten an der deutschen Nordseeküste und im Rhein-Ruhr-Gebiet ein weiteres Anwachsen der Nord-Süd-Leistungstransporte und damit ein zusätzlicher Belastungsanstieg auf bereits

heute sehr hoch ausgelasteten Teilen des Übertragungsnetzes erwartet. Verschiedene Marktteilnehmer, aber auch die Bundesnetzagentur, befürchten vor diesem Hintergrund das mittelfristige Auftreten von strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz¹⁵.

Somit ergibt sich zwar für den heutigen Zeitpunkt kein Hinweis auf eine bereits aktuell bestehende Einschränkung der Versorgungssicherheit durch nicht ausreichende interne Übertragungskapazitäten im deutschen Übertragungsnetz. Allerdings zeigt sich eindeutig kurz- bis mittelfristig bestehender Ausbaubedarf. Um das Entstehen struktureller Netzengpässe und eine daraus resultierende Gefährdung der Versorgungssicherheit (wie auch der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsmarktes) zu vermeiden, erscheint es unabdingbar, die bereits projektierten Netzausbaumaßnahmen sobald als möglich umzusetzen. Dabei sollte die gesellschaftliche Akzeptanz für Leitungsbauprojekte gesteigert und der Ordnungsrahmen so angepasst werden, dass Verzögerungen z. B. durch überlange Genehmigungsverfahren vermieden werden. Weiterhin sollte auch mittelfristig den Übertragungsnetzbetreibern eine auskömmliche Rendite für ihre Investitionstätigkeit geboten werden, um einen zeit- und bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen.

Während die Basis für vorangegangene Überlegungen im internen Übertragungsnetz der grundsätzlich anzustrebende engpassfreie Zustand ist, sind die Kapazitäten der grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zu den Nachbarländern an den meisten Grenzen nicht ausreichend für die Anforderungen der Marktteilnehmer. Hier existieren ausgewiesene Engpässe, wobei die vorhandenen Kapazitäten per Auktionierung vergeben werden. Dabei sind allerdings eine Reihe von Aspekten zu beachten: Zum einen ist die Importabhängigkeit Deutschlands heute gering, so dass das Vorhandensein von Engpässen an den grenzüberschreitenden

¹⁵ So hat die Bundesnetzagentur vor diesem Hintergrund im Jahr 2007 gutachterlich untersuchen lassen, wie strukturelle Engpässe im innerdeutschen Übertragungsnetz zu behandeln und zu bewirtschaften wären [47].

Leitungen die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt; anders als zum Beispiel in Italien (Abschnitt 7.4). Außerdem ist festzustellen, dass Deutschland – nicht zuletzt durch die geografische Lage in der Mitte Europas – im Vergleich zu Ländern mit geografischer Randlage wie Italien oder Spanien über vergleichsweise hohe Kuppelkapazitäten verfügt, und zwar sowohl hinsichtlich der absoluten Höhe als auch im Verhältnis zur Gesamtlast Tabelle 3.14. Eine weitere Kenngröße zur Beurteilung der Höhe der Kuppelkapazitäten ist der sogenannte Verbundgrad; dieser beträgt für Deutschland derzeit ca. 15% und liegt damit deutlich über dem von der EU geforderten Wert von 10%. Zudem lässt sich an der Diskussion der in der Vergangenheit aufgetretenen Großstörungen, bei denen Deutschland betroffen war, ablesen, dass diese weder hinsichtlich ihrer Ursache noch hinsichtlich ihrer Auswirkungen durch höhere Kuppelleitungskapazitäten hätten vermieden bzw. begrenzt werden können (s. Kapitel 7).

	Deutsch- land	Belgien	Frank- reich	Italien	Nieder- lande	Spanien
Summe Kuppelleitungskapazität [GVA]	53	10	40	14	13	8
Jahreshöchstlast [GW]	75	13	79	56	17	41
Verhältnis Kuppelleitungskapazität zu Jahreshöchstlast [%]	71	76	50	24	78	21

Tabelle 3.14 Kuppelleitungskapazitäten und Jahreshöchstlast für ausgewählte Länder Europas, Stand 2005, Zahlenwerte gerundet (Quelle: UCTE)

Zum anderen ist zu beachten, dass es gesamtwirtschaftlich auch nicht unbedingt sinnvoll ist, ein europaweit engpassfreies Übertragungsnetz zu haben, da die Investitionen zur vollständigen Beseitigung von Engpässen höher sein können als die hierdurch erzielbare Reduktion der Preise für die Beschaffung von Strom. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Engpass nur selten auftritt, z. B. nur in wenigen Stunden des Jahres. Trotzdem kann ein punktueller Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein. Einen signifikanter Zusatznutzen für die Versorgungssicherheit ist jedoch aktuell nicht zu erwarten. Er kann sich jedoch zukünftig ergeben, wenn die Abhängigkeit Deutschlands von Stromimporten gegenüber heute zunehmen sollte.

Hinsichtlich des **Zustands** der deutschen Übertragungsnetze ist grundsätzlich festzustellen, dass die einzelnen Betriebsmittel eine sehr hohe Zuverlässigkeit aufweisen, wie sich z. B. an einer aktuellen Auswertung der VDN-Störungsstatistik ablesen lässt. Dies lässt darauf schließen, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ausreichendem Umfang und mit hoher Qualität Inspektions- und Wartungsmaßnahmen durchführen.

Ein spezieller, seit dem Blackout im Münsterland auch in der Öffentlichkeit diskutierter Aspekt, der viele Netzbetreiber trifft, ist die Frage der Standfestigkeit von Freileitungsmasten aus sogenanntem Thomasstahl. Bei Masten aus diesem Material können Festigkeitsminderungen nicht ausgeschlossen werden. Diese Problematik ist den Netzbetreibern bereits seit einiger Zeit bekannt und hat dazu geführt, dass umfangreiche Programme zur Sanierung oder zum Ersatz der betroffenen Freileitungsmasten aufgesetzt wurden und aktuell umgesetzt werden, wobei hiervon nahezu ausschließlich die Spannungsebenen unterhalb der 380-kV-Ebene betroffen sind; zum Zeitpunkt der Errichtung der 380-kV-Ebene kam Thomasstahl praktisch nicht mehr zum Einsatz. Bezogen auf die Störung im Münsterland kann jedoch ausgeschlossen werden, dass sie in starkem Maße durch diese Problematik verursacht wurde.

Unserer Einschätzung nach gibt es derzeit keine Anzeichen dafür, dass die deutschen Übertragungsnetze grundsätzlich in einem unbefriedigenden Zustand sind. Diese Einschätzung wird dadurch bestätigt, dass bislang in diesen Netzen kein Stromausfall aufgetreten ist, der auf den mangelhaften Zustand eines oder mehrerer Betriebsmittel zurückzuführen wäre.

Eine Auswertung der in der jüngeren Vergangenheit in Deutschland, dem europäischen Ausland und in Nordamerika aufgetretenen Großstörungen einschließlich ihrer Ursachen findet sich in Kapitel 7.

4 Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit bis 2020

In diesem Kapitel wird die zukünftige Entwicklung des Stromerzeugungssektors sowie der Brennstoffimporte untersucht. Kapitel 4.1 geht zunächst auf die jüngsten Entwicklungen mit Blick auf die aktuelle Diskussion einer sog. „drohenden Stromlücke“ ein. Dabei werden relevante Änderungen energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen aufgezeigt und ihr Einfluss auf die in den Kapiteln 4.2 und 4.3 mit Stand vom Mai 2007 prognostizierten Entwicklungen dargestellt.

4.1 Jüngste Entwicklungen mit Blick auf die aktuelle Diskussion einer „drohenden Stromlücke“

Der Planungsstopp diverser Steinkohlekraftwerksprojekte u. a. aufgrund gesellschaftlicher bzw. politischer Akzeptanzprobleme hat in den vergangenen Monaten verstärkt zur Diskussion einer drohenden Kapazitätslücke in Deutschland geführt. Im Rahmen dieser Diskussion wurden wir vom Auftraggeber dieser Studie um eine aktualisierte Einschätzung der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gebeten.

Insgesamt sehen wir im Vergleich zu den in Kapitel 4.2 dargestellten Ergebnissen vom Mai 2007 aktuell lediglich geringfügige Änderungen. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird dadurch nicht wesentlich beeinflusst. Im Folgenden werden Änderungen aufgezeigt und ihre Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten dargestellt:

- Da die Untersuchung mit Stand Mai 2007 bezüglich der Kraftwerkszubauprognose bereits konservative Annahmen unterstellte, sind durch die jüngsten Entwicklungen insgesamt lediglich 1,2 GW konventioneller Kraftwerkskapazität weggefallen, darunter die Steinkohle-Kraftwerksprojekte Herne 5, Bremen Mittelsbüren, Ensdorf, und Köln-Niehl; im Gegenzug sind in der Zwischenzeit vermehrt Erdgas befeuerte Kraftwerke wahrscheinlicher geworden, bspw. Irsching 4 und 5, Lingen und Lubmin. Für das Steinkohlekraftwerk Hamburg-Moorburg ist hierbei eine Realisierungswahrscheinlichkeit von 33% angesetzt. Derzeit erwarten wir für die kommenden Jahre unter konservativen Annahmen einen Zubau fossil gefeuerter Kraftwerke von rund 11 GW (Tabelle 3.5).

- Die erneuerbaren Energien entwickeln sich aktuell schneller als noch im Mai 2007 angenommen. Alleine der Zubau der Biomasse-Kapazitäten wird bis 2010 voraussichtlich um mindestens 2,5 GW höher liegen als bisher angenommen. Aufgrund eines relativ hohen Leistungskredites eignen sich Biomassekraftwerke zur Substitution fossil gefeuerter Kraftwerksleistung und trägt insoweit zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung bei. Neben der Biomasse entwickeln sich zudem die Windenergie sowie die Photovoltaik schneller als in der Studie bisher unterstellt. Diese Technologien tragen jedoch nur in geringem Maße zur gesicherten Kraftwerksleistung bei.
- Es sind derzeit Kraftwerkskapazitäten in Höhe von mindestens 3 GW in der Kaltreserve. Diese konservierten Kraftwerke könnten bei Bedarf wieder als Erzeugungsoption zur Verfügung stehen, was die Problematik für den Fall von Kapazitätsknappheiten entschärfen würde. Zudem ist bei einem Teil der in den nächsten Jahren geplanten Kraftwerksstilllegungen davon auszugehen, dass bei Bedarf diese Kraftwerke technisch noch wenige Jahre länger laufen könnten. Somit stehen mit Einsatz bereits konservierter Kraftwerke sowie mit zeitlicher Verschiebung von Kraftwerksstilllegungen zwei Optionen zur Verfügung, auf die im Bedarfsfall zurückgegriffen werden kann. Allerdings ist der Zugriff auf diese beiden Optionen tendenziell mit steigenden Strompreisen verbunden, da sie aufgrund ihres relativ geringen Wirkungsgrades vergleichsweise hohe variable Kosten aufweisen und aufgrund ihrer Position in der „Merit-order“ häufig Preis bestimmend sein würden.
- Ein weiterer entlastender Aspekt bzgl. einer potenziellen „Kapazitätslücke“ ist durch die Möglichkeit von Stromimporten in Spitzenlastzeiten gegeben, soweit dann noch freie Kuppelkapazität zur Verfügung steht.
- Eine wesentliche Frage ist hier, ob die Mechanismen des Marktes ausreichen, um rechtzeitig genügend Kraftwerkskapazitäten bereitzustellen. Nach unserer Einschätzung der aktuellen Kapazitätssituation und Zubauplanungen sowie dem Funktionieren der Preisbildung auf den Strommärkten (vgl. auch Abschnitt 3.1.3) ist dies gegeben.
- Die Politik sollte allerdings für kalkulierbare energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen sorgen und somit Planungssicherheit für Investitionen unterstützen. Politische Diskussionen bzw. Aktionen wie sich ändernde Zuteilungsregeln im Rahmen des Emissionshandels, die Ungewissheit hinsichtlich der Umsetzung des Kernenergieausstiegs

oder der politischen Einmischung in Investitionsentscheidungen vor Ort wirken generell investitionshemmend. Sollten sämtliche Investitionsprojekte auf Basis Kohle aus Gründen der politischen bzw. gesellschaftlichen Akzeptanz in Frage gestellt werden, so könnte längerfristig tatsächlich ein Kapazitätsproblem auftreten.

- Falls sich der Stromverbrauch im Vergleich zu der in Kapitel 4.2 unterstellten moderaten Absenkung zukünftig erhöhen wird, so ist die Auswirkung dieses Effektes davon abhängig, in welcher Form sich der Anstieg verhält. Für den Fall, dass der Anstieg in Offpeakzeiten stattfindet, sind keine zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten erforderlich. Für den Fall, dass der Verbrauchsanstieg in Spitzenlastzeiten erfolgt, sind mittel- bis langfristig weitere Kapazitäten erforderlich. Aus Sicht der Gutachter sind marktgetrieben jedoch auch dann physische Kapazitätsengpässe der Stromversorgung nicht zu erwarten. Allerdings setzt dies voraus, dass Investitionsvorhaben in neue Kraftwerkskapazitäten nicht dauerhaft durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz blockiert werden. Unter der Annahme einer deutlichen Stromverbrauchsreduktion, wie sie bspw. in den „Energieszenarien für den Energiegipfel 2007“ [49] unterstellt wurde, ist von einer Entspannung der Kapazitätssituation auszugehen.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass die jüngsten Entwicklungen nicht zu einem physischen Kapazitätsengpass führen werden. Im Vergleich zu den Ergebnissen des Kapitels 4.2, die seit Mai 2007 vorliegen, haben sich lediglich moderate Änderungen ergeben. Einerseits sind 1,2 GW konventioneller Kraftwerkskapazität weniger im Markt, andererseits werden diese durch einen sich abzeichnenden stärkeren Zubau von Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien (insbesondere Biomasse) überkompensiert.

Grundsätzlich führen exogene Störungen des Marktes bzw. Unsicherheiten im Markt zu höheren Strompreisen, da kurz- bis mittelfristig alternative, teurere Erzeugungsoptionen genutzt werden müssen. Um dies zu vermeiden, sollten Investitionsvorhaben von Kraftwerken nicht dauerhaft durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz blockiert werden, die politischen Rahmenbedingungen sollten kalkulierbar bleiben, der notwendige Netzausbau sollte durchgeführt werden. Für den Fall, dass diese Aspekte massiv und dauerhaft gefährdet sein sollten, kann es auch zu physischen Versorgungsengpässen kommen.

4.2 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

Die Analyse der derzeitigen Kapazitätssituation im deutschen Stromsektor zeigt ein ausreichendes Niveau der Versorgungssicherheit. Es gilt nun, die zukünftige Situation bis zum Jahr 2020 zu analysieren, insbesondere vor dem Hintergrund wechselnder Rahmenbedingungen, wie dem anstehenden Kernenergieausstieg, den Anforderungen zum Klimaschutz oder dem wachsenden Beitrag erneuerbarer Energien.

Zur Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit Deutschlands im Erzeugungssektor wird auf das Instrument einer modellgestützten Analyse zurückgegriffen. Hierbei finden die beiden am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln entwickelten Strommarktmodelle CEEM und GEMS Anwendung.¹⁶ Bei den Berechnungen wurden neben detaillierten technischen und ökonomischen Kraftwerksparametern folgende Eingangsgrößen verwendet (Tabelle 4.1).

Hierbei ist anzumerken, dass die Annahmen zur Brennstoffpreisentwicklung für die vorliegende Fragestellung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung von untergeordneter Bedeutung sind. Längerfristig höhere Öl- und Gaspreise bewirken im Wesentlichen eine Verschiebung in der Zusammensetzung des Kraftwerkszubaues und Erzeugungsmix nach 2012 (zulasten des Gases und zugunsten der Kohle), infolge dann auch steigender Strompreise beeinflussen sie jedoch nicht das hier im Fokus stehende Niveau des Kraftwerkszubaues.

¹⁶ Eine detaillierte Modellbeschreibung kann am EWI bezogen werden (www.ewi.uni-koeln.de).

Inputgröße	Einheit	2005	2010	2015	2020
Steinkohle (frei Kraftwerk)	€(2005)/t SKE	69	59	60	62
Braunkohle (Vollkosten)	€(2005)/t SKE	35	35	35	35
Braunkohle (kurzfr. Grenzkosten)	€(2005)/t SKE	11	11	11	11
Kernenergie (fixe Betriebskosten)	€(2005)/MW _a	70,000	70,000	70,000	70,000
Kernenergie (Brennstoff- und Entsorgungskosten)	€(2005)/MW _{h_{el}}	11.0	10.5	10.0	9.5
Kernenergie (sonstige variable Kosten)	€(2005)/MW _{h_{el}}	2.0	2.0	2.0	2.0
Rohölpreis	US\$(2005)/bbl	55.0	52.7	46.3	49.5
Gaspreis - Mittellast (frei Kraftwerk)	€(2005)/MW _{h_{th}}	19.0	18.2	17.0	16.9
Gaspreis - Spitzenlast (frei Kraftwerk)	€(2005)/MW _{h_{th}}	21.0	20.0	18.7	18.4
Zertifikatspreis	€(2005)/t _{CO₂}	12	10	15	20
Brutto-Stromverbrauch	TWh	609	583	583	581

Tabelle 4.1: verwendete Inputgrößen für die Analyse

Darüber hinaus wurde der Kernenergieausstieg gemäß geltender Vereinbarung unterstellt.

Insgesamt zeigt sich trotz des Kernenergieausstieges ein recht ausgewogenes Bild bei der deutschen Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 (Bild 4.1). Die erneuerbaren Energien erhöhen stetig ihren Anteil an der Bruttostromerzeugung und erreichen im Jahre 2020 rund 23%. Die braunkohlebasierte Stromerzeugung nimmt im Laufe des Betrachtungszeitraums 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.

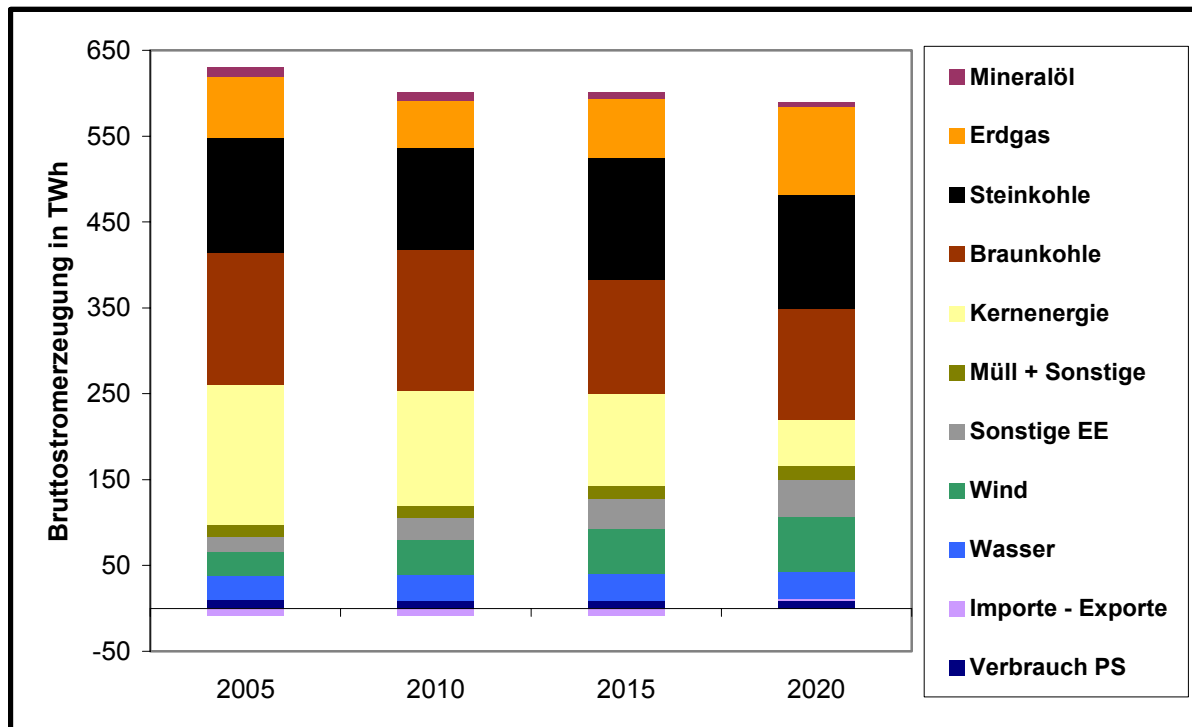


Bild 4.1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Brennstoffen

Ein ähnliches Bild wie bei der Stromerzeugung stellt sich bei der Betrachtung der installierten Kraftwerkskapazitäten dar (Bild 4.2). Insgesamt steigt die installierte Kraftwerkskapazität in Deutschland bis 2020 um ca. 9% an. Dieser Anstieg beruht insbesondere auf den zunehmenden EE-Kapazitäten mit relativ niedrigen Volllaststunden. Diese senken zum einen die durchschnittlichen Volllaststunden des gesamten Kraftwerkspark. Zum anderen müssen für EE-Technologien mit einer volatilen Einspeisecharakteristik (z.B. Windenergie) sog. Backup-Kapazitäten vorgehalten werden. Neben der Kernenergie gehen zukünftig aufgrund des Emissionshandels auch Braunkohlekapazitäten vom Netz. Bis 2020 werden erdgasbasierte Kapazitäten moderat zunehmen. Die Auslastung von Erdgaskraftwerken wird aufgrund des steigenden CO₂-Preises ebenfalls langfristig ansteigen. Somit ist zu beachten, dass trotz insgesamt steigender Erzeugungskapazität die „gesicherte“ Leistung tendenziell abnimmt.

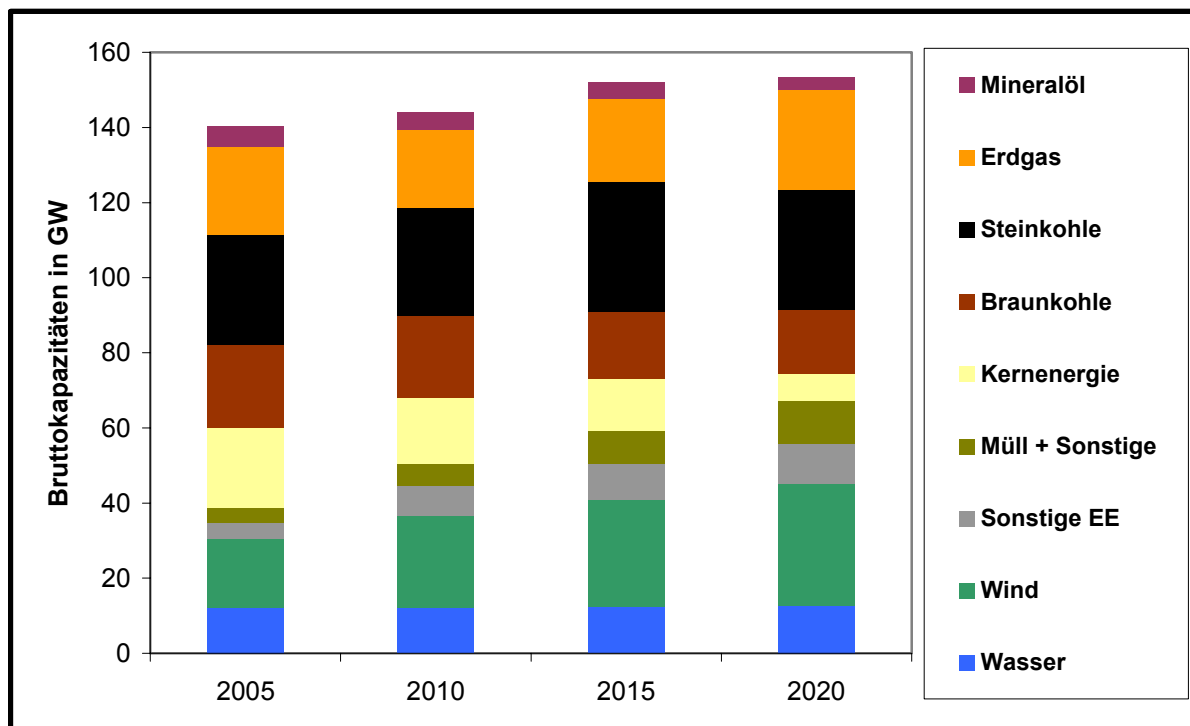


Bild 4.2: Entwicklung der Bruttostromerzeugungskapazitäten in Deutschland nach Brennstoffen

Auch wenn sich der Gesamtmix des vorhandenen thermischen Kraftwerksparks mit Ausnahme der Kernenergie absolut gesehen nur moderat ändert, so sind dennoch erhebliche Ersatzinvestitionen notwendig, um altersbedingte Stilllegungen von Kraftwerken und den Kernenergieausstieg kompensieren zu können. Aufgrund der des zunehmenden Ersatzbedarfs erfolgt ein Investitionsschub insbesondere im mittelfristigen Zeitfenster in den Jahren 2008 bis 2012.

Bild 4.3 zeigt die Zubauten an stromgeführten¹⁷ thermischen Erzeugungskapazitäten sowie erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahre 2020.

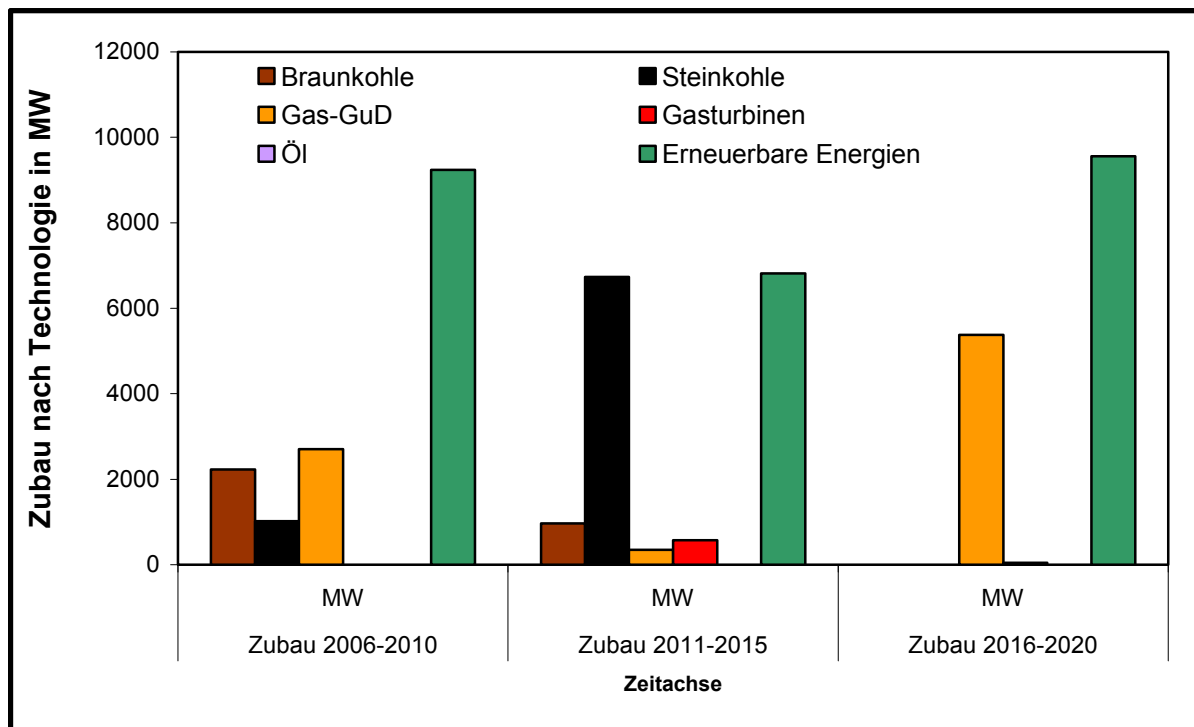


Bild 4.3: Kraftwerkszubauten in Deutschland bis zum Jahr 2020

Es zeigen sich drei wesentliche Trends:

1. Der NAP-Effekt sowie die derzeitige Situation auf dem Gasmarkt¹⁸ führen kurz- bis mittelfristig zu einem verstärkten Investment in (Stein-)Kohlekraftwerke. Die jüngsten

¹⁷ Wärmegeführte KWK-Anlagen, die hauptsächlich zur Wärmebereitstellung in Industriebetrieben oder Fernwärmenetzen eingesetzt werden und bei denen die Stromerzeugung (lediglich) ein anfallendes Kuppelprodukt darstellt, sind in der Abbildung nicht enthalten.

Entwicklungen bei den Kraftwerkszubauplanungen zeigen, dass ein Teil der zurückgezogenen Investitionspläne für Steinkohlekraftwerke durch Erdgas befeuerte Kraftwerke substituiert wird.

2. Langfristig gewinnt insbesondere aus Klimaschutzgründen die Stromerzeugung auf Basis Erdgas an Bedeutung.
3. Die größten Kapazitätswachse erfolgen auf Basis erneuerbarer Energien. Diese entwickeln sich insgesamt schneller als noch Anfang 2007 prognostiziert. Insbesondere die Biomasse eignet sich aufgrund ihres hohen Leistungskredits als Substitut für konventionelle Kraftwerkstechnologien.

Der notwendige Gesamtzubau an thermischen Kraftwerken¹⁹ beträgt bis zum Jahr 2020 rund 20 GW, von denen mehr als 50% auf kohlebasierte Kraftwerkstechnologien entfallen. Eine Analyse der bereits veröffentlichten Zubauplanungen zeigt eine deutliche Konzentration der Neubauten an Rhein und Ruhr. Die in Bild 4.3 aufgezeigten Zubauten thermischer Kraftwerke bis 2015 basieren im Wesentlichen auf bereits in Bau befindlichen bzw. aus heutiger Sicht sehr sicheren Kraftwerkszubauten. Insgesamt liegt der Ersatzbedarf thermischer Kraftwerkskapazitäten zwischen 2015 und 2020 bei rund 5 GW. Ob dieser Zubau tatsächlich zu 100% auf Basis Erdgas erfolgt, hängt insbesondere von der Entwicklung des Nationalen Allokationsplans sowie den Diversifizierungsstrategien der Kraftwerksbetreiber ab.

¹⁸ Für neue Kraftwerksinvestoren ist es derzeit schwierig, Gaslieferverträge zu wettbewerbsfähigen Konditionen zu erhalten. Zudem befindet sich der Gaspreis derzeit auf einem relativ hohen Niveau, so dass einige der ursprünglich geplanten Investitionen in Erdgaskraftwerke zunächst nicht realisiert werden.

¹⁹ ohne thermische Biomasseanlagen

Der wesentliche Kapazitätszubau erfolgt auf Basis erneuerbarer Energien. Insgesamt werden bis 2020 rund 25 GW EE-Kapazitäten zugebaut. Bei Windenergie werden bis ins Jahr 2020 rund 8 GW Offshore-Windanlagen sowie insbesondere infolge von Retrofit-Maßnahmen weitere 11 GW Onshore-Windkapazitäten erwartet. Die restlichen EE-Zubauten erfolgen im Wesentlichen auf Basis Biomasse und Fotovoltaik.

Bild 4.4 zeigt die Kapazitätsstilllegungen stromgeführter, thermischer Erzeugungskapazitäten sowie von Windenergieanlagen in Deutschland bis zum Jahre 2020.

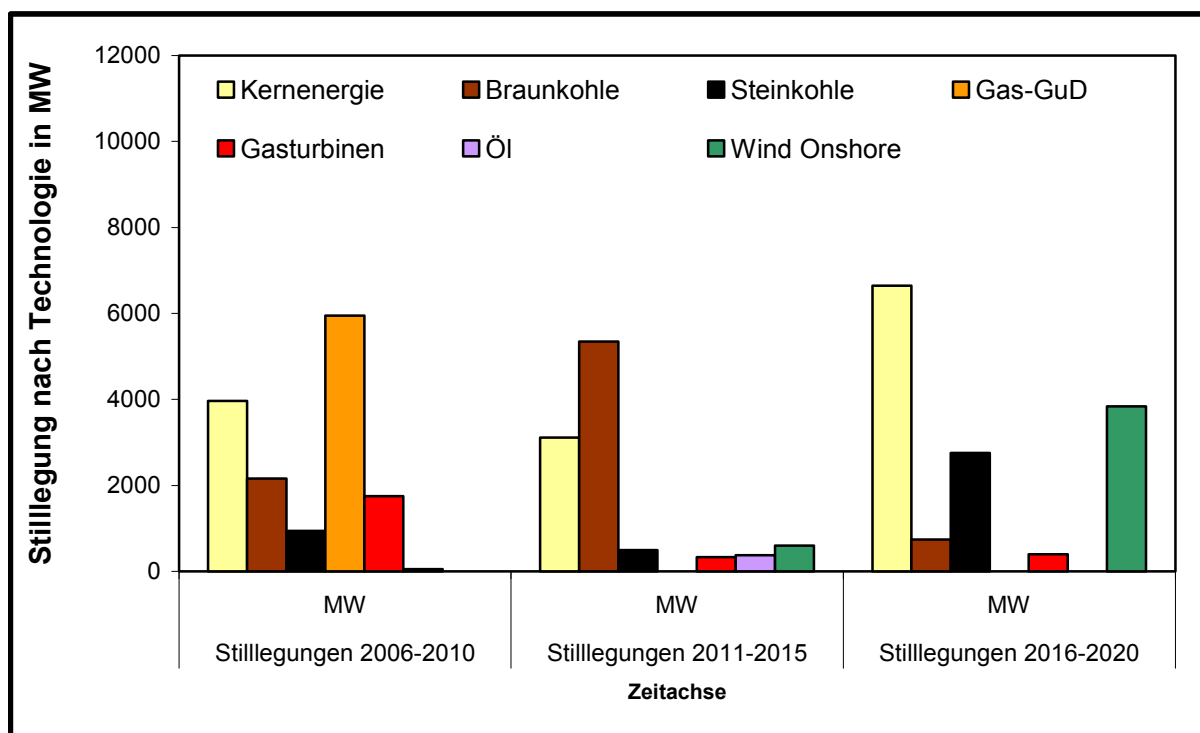


Bild 4.4: Stilllegungen von stromgeführten, thermischen Kraftwerken und Windenergieanlagen in Deutschland bis zum Jahr 2020

Die Stilllegungen der thermischen Kapazitäten summieren sich bis 2020 auf rund 35 GW. Neben Grundlastkraftwerken auf Basis Kernenergie und Braunkohle werden zusätzlich Steinkohle- und Erdgaskraftwerke in den nächsten Jahren stillgelegt.

Insgesamt lässt sich resümieren, dass der notwendige Ersatzbedarf an Kraftwerkskapazitäten bis 2020 ohne Kapazitätsengpässe geleistet werden kann, wengleich der Importbedarf insbesondere in windschwachen Starklastzeiten steigt.

In Bild 4.5 ist die Entwicklung des Brennstoffeinsatzes im Stromerzeugungssektor dargestellt.

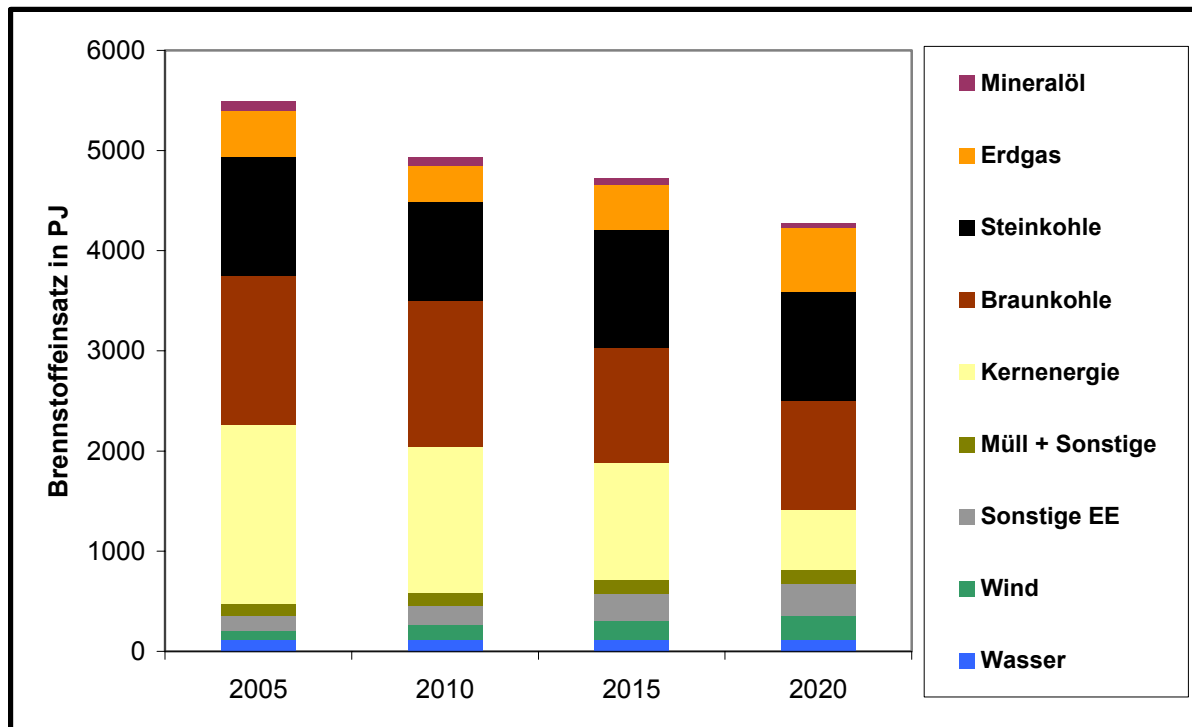


Bild 4.5: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Deutschland

Im Wesentlichen lassen sich hierbei zwei Tendenzen beobachten:

1. Aufgrund von Effizienzsteigerungen im Umwandlungsbereich und aufgrund des Kernenergieausstieges sinkt der zukünftige Brennstoffeinsatz von derzeit rund 5.500 PJ auf 4.300 PJ.²⁰

²⁰ Der Ausstieg aus der Kernenergie wirkt Effizienz steigernd, da Kernkraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 33% durch Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden ersetzt werden.

2. Der Brennstoffeinsatz von Erdgas zur Stromerzeugung weist trotz des verminderten Gesamtbrennstoffeinsatzes ein absolutes Wachstum von 460 PJ in 2005 auf 640 PJ im Jahr 2020 auf.

Mit dem geplanten Ausstieg aus der heimischen Steinkohleförderung im Jahre 2018 verbleibt die Braunkohle (neben den erneuerbaren Energien) als einziger konventioneller heimischer Primärenergieträger. Die wachsende Importabhängigkeit wirft die Frage auf, ob und aus welchen Quellen der Mehrbedarf, insbesondere an Erdgas, zukünftig gedeckt werden kann bzw. welche Importländer bei Mengenminderungen ihre Bedeutung für den Energieaußenhandel Deutschlands verlieren. Im folgenden Kapitel wird auf diese geänderte Brennstoffimportabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2020 detailliert eingegangen.

4.3 Entwicklung der Versorgungsabhängigkeit von Brennstoffimporten

4.3.1 Braun- und Steinkohle

Weltkohlemarkt bis 2020:

Die Weltnachfrage nach Kohle wächst jährlich um ca. 2% von rund 5,7 Mrd. t im Jahre 2005 auf 7,8 Mrd. t in 2020²¹ (Tabelle 4.2). Somit steigt der Kohleverbrauch bis 2020 um 36%. Der Hauptteil des Zuwachses ist Asien – allen voran China und Indien – zuzuordnen, wobei über 80% dieses Nachfragezuwachs auf vermehrte kohlebasierte Stromerzeugung zurückzuführen

²¹ Beinhaltet Stein- und Braunkohle, hochgerechnet ausgehend vom „Reference Scenario“, World Energy Outlook 2006, IEA

sind. Die Kohleförderung wächst ebenfalls mit einer jährlichen Wachstumsrate von 2%, so dass sich die Kohleförderung bis 2020 auf 7,8 Mrd. t erhöht. Wiederum verzeichnen China und Indien den stärksten Zuwachs und decken folglich ihre höhere Nachfrage durch inländische Förderung. In Europa dagegen ist die Steinkohleproduktion bis zum Jahre 2020 rückläufig (aufgrund hoher Förderkosten und auslaufender Subventionen), so dass Europas Steinkohleimportabhängigkeit zunimmt. Insgesamt steigt das Welthandelsvolumen an Steinkohle und beträgt 2020 ca. 868 Mrd. t. Australien und Indonesien bleiben die größten Exportländer.

Entwicklung des Weltkohlemarkts 2005 - 2020					
in Mio. t	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr
Nachfrage	5.733	6.696	7.328	7.806	2,08%
Förderung	5.734	6.696	7.328	7.806	2,08%
Handel (Hartkohle)	640	754	819	868	2,06%

Tabelle 4.2: Entwicklung des Weltsteinkohlemarktes 2005 – 2020, Quelle: Hochrechnung basierend auf dem „Reference Scenario“ World Energy Outlook 2006, IEA

Steinkohle in Deutschland bis 2020:

Die Steinkohlesubventionen in Deutschland werden voraussichtlich von derzeit rund 2,5 Mrd. € bis 2008 auf ca. 1,8 Mrd. € reduziert und laufen im Jahre 2018 komplett aus. Da die inländische Steinkohleförderung ohne Subventionen auf dem internationalen Markt zukünftig ver-

mutlich nicht wettbewerbsfähig sein wird, wird Deutschlands Importabhängigkeit in Zukunft folglich stark zunehmen.²²

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Importe aus Polen bis 2020 rückläufig sein werden, da diese aufgrund der Integration in die EU und der damit verbundenen Umstrukturierung der polnischen Steinkohleindustrie zukünftig nicht mehr konkurrenzfähig auf dem Weltmarkt sein werden²³. Dennoch ist dies für die deutsche Versorgungssicherheit unproblematisch, da die Steinkohleimporte durch Importe aus anderen als politisch stabil anzusehenden Exportländern substituiert werden können (z.B. Südafrika, Russland, Australien) ohne eine Abhängigkeit von einzelnen Exportländern zu erzeugen.

4.3.2 Erdgas

Welterdgasmarkt bis 2020:

Der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch wird nach den Schätzungen der IEA relativ konstant bei rund 21% bleiben²⁴.

Dennoch wächst die weltweite Nachfrage nach Erdgas zwischen 2005 und 2020 mit einer Wachstumsrate von ca. 2,2 %/a von rund 2.856 Mrd. m³ im Jahre 2005 auf ca. 3.955 Mrd. m³

²² Ein Aufstocken der Steinkohlesubventionen ist nach geltendem EU-Recht nicht genehmigungsfähig, da Beihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau durch die EU-Kommission nur dann genehmigt werden, wenn sie in der Tendenz rückläufig sind.

²³ Laut „Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020“, Polnisches Wirtschaftsministerium (2000) wird Polen bis 2020 vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle.

²⁴ Hochrechnung basierend auf dem „Reference Scenario“, World Energy Outlook 2006

im Jahre 2020 (Tabelle 4.3). Dies basiert hauptsächlich auf vermehrter erdgasbasierter Stromerzeugung. Der größte absolute Nachfragezuwachs ist dem Mittleren Osten zuzuordnen, wohingegen China, Indien und Afrika die höchsten Nachfragewachstumsraten aufweisen. Dennoch bleiben Nordamerika und Europa die stärksten Erdgasnachfrager.

Die Welterdgasproduktion steigt bis 2020 stark an, hauptsächlich verursacht durch einen Anstieg der Produktion im Mittleren Osten und Afrika. Während die Produktion in Asien und Latein Amerika (allen voran Venezuela) ebenfalls wächst, wird ein Hochpunkt der Nordsee Erdgasförderung Mitte des nächsten Jahrzehnts erwartet. Danach sinkt Europas Erdgasproduktion langsam. In Russland steigt die Erdgasförderung trotz der großen Reserven nur langsam, da die Vorkommen relativ schwer zu fördern und zu transportieren sind (z.B. die Förderung von Vorkommen in Sibirien).

Der weltweite Handel von Erdgas wächst in den nächsten Jahren stärker als die Produktion, von rund 429 Mrd. m³ 2005 auf ca. 722 Mrd. m³ im Jahre 2020. Die höhere Wachstumsrate des Handelsvolumens von rund 3,5% zwischen 2005 und 2020 ist vor allem der Zunahme des weltweiten LNG-Handels zuzuschreiben (hauptsächlich zur Versorgung Nord-Amerikas). Die Importabhängigkeit der heutigen Nettoimportregionen wird sich in den nächsten Jahren weiter verstärken, wobei die Einfuhrmengen am stärksten in Europa und Nord Amerika ansteigen. In Europa steigen die Importe mit einer jährlichen Wachstumsrate von 3,6% von ca. 223 Mrd. m³ im Jahre 2005 auf rund 378 Mrd. m³ im Jahre 2020. In Nordamerika steigen die Importe von 21 Mrd. m³ 2005 um jährlich rund 11% auf rund 98 Mrd. m³ im Jahre 2020. Den größten Zuwachs an Exporten verzeichnen der Mittlere Osten und Afrika, die somit zusammen mit Russland die Hauptexportregionen darstellen.

Entwicklung der Welterdgasnachfrage 2004 - 2020						Entwickl. des Inter-Regionalen Erdgashandels				
in Mrd. m ³	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr	in Mrd. m ³	2005	2010	2015	2020
Nord Amerika	781	830	897	929	1,16%	Nordamerika	-21	-40	-77	-98
Europa	543	592	645	685	1,56%	Europa	-223	-272	-333	-378
Russland	428	469	503	528	1,41%	Russland	201	198	194	203
Mittlerer Osten	255	321	411	475	4,23%	Mittlerer Osten	46	93	189	202
China	50	69	96	116	5,75%	China	1	-6	-27	-34
Indien	33	43	53	63	4,49%	Indien	-3	-6	-10	-38
Afrika	82	117	140	162	4,65%	Afrika	74	101	137	173
Welt	2.856	3.245	3.643	3.955	2,19%	Welt	429	522	634	722

Tabelle 4.3: Entwicklung des Welterdgasmarktes 2004–2020, Quelle: Hochrechnung basierend auf dem „Reference Scenario“ World Energy Outlook 2006, IEA

Erdgas in Deutschland bis 2020:

Die inländische Erdgasproduktion wird in Zukunft immer weiter abnehmen und im Jahre 2015 auf ca. 15 Mrd. m³ und im Jahre 2020 auf rund 14 Mrd. m³ sinken (siehe Tabelle 4.4)²⁵. Da aber erwartet wird, dass der Verbrauch in den nächsten 15 Jahren jährlich um ca. 1,17% ansteigen wird und im Jahre 2015 rund 119 Mrd. m³ sowie im Jahre 2020 rund 122 Mrd. m³ betragen wird, wird die Importabhängigkeit Deutschlands in Zukunft weiter zunehmen.

²⁵ Quelle: European Energy and Transport, Trends to 2030 – update 2005, EC, Brennwert: 9,256 kWh/m³

Entwicklung des Erdgasmarktes Deutschland 2005 - 2020					
in Mrd. m ³ ; Brennwert: 9,256 kWh/m ³	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr
Produktion	20	17	15	14	-2,23%
Verbrauch	102	111	119	122	1,17%
Netto-Importe	83	94	104	108	1,78%

Tabelle 4.4: Entwicklung des Erdgasmarktes Deutschland 2005 – 2020, Quelle: European Energy and Transport, Trends to 2030 – update 2005, EC

Im Jahre 2020 wird Deutschland nahezu 90% des Erdgasverbrauchs durch Importe decken müssen. Eine Bewertung dieser Entwicklung für die deutsche Versorgungssicherheit lässt sich praktisch nur anhand einer Betrachtung für Europa als Ganzes durchführen. Aufgrund des integrierten Pipelinenetzes bestehen Interdependenzen, die bei einer isolierten Betrachtung der Versorgung eines Landes ohne Berücksichtigung der jeweiligen Effekte für Nachbarländer keine sinnvollen Aussagen zu Knappheiten zulassen. Der Anstieg der Nachfrage findet zu einer Zeit statt, in der die innereuropäischen (Ausnahme Norwegen) Produktionsfelder ihren Förderhöchststand überschritten haben. Diese beiden gegenläufigen Trends (Produktionsrückgang und Nachfragewachstum) führen daher dazu, dass sich der Importbedarf der gesamten EU deutlich im Vergleich zur gegenwärtigen Situation erhöhen wird.²⁶ Mit zunehmender Erschöpfung der nahe gelegenen Felder (z.B. Norwegen, Niederlande) wird ein klarer Strukturwandel hinsichtlich der Herkunftsländer auftreten. So wird der Importanteil aus den Ländern der GUS, Nordafrika und dem Mittleren Osten am Verbrauch der EU von zur Zeit rd.

²⁶ Durch die Umwandlung erschöpfter Felder in Gasspeicher zur strategischen Reservenhaltung könnte zumindest kurzfristig eine ausreichende innereuropäische Förderkapazität als Sicherheit vor kurzzeitigen Lieferunterbrechungen erreicht werden.

41% bis 2020 auf über 55% steigen und sich strukturell der Situation annähern, wie sie bereits heute beim Rohöl für die EU existiert – mit entsprechenden Abhängigkeiten (Bild 4.6). Nach 2020 ist aufgrund verstärkter Klimaschutzpolitik voraussichtlich mit zunehmender Erdgasnachfrage insbesondere im Stromerzeugungsbereich zu rechnen. Bei steigenden CO₂-Preisen wird erdgasbasierte Stromerzeugung im Vergleich zu emissionsintensiven Kohlekraftwerken zunehmend attraktiv, was wiederum zu vermehrten Erdgasimporten führt.

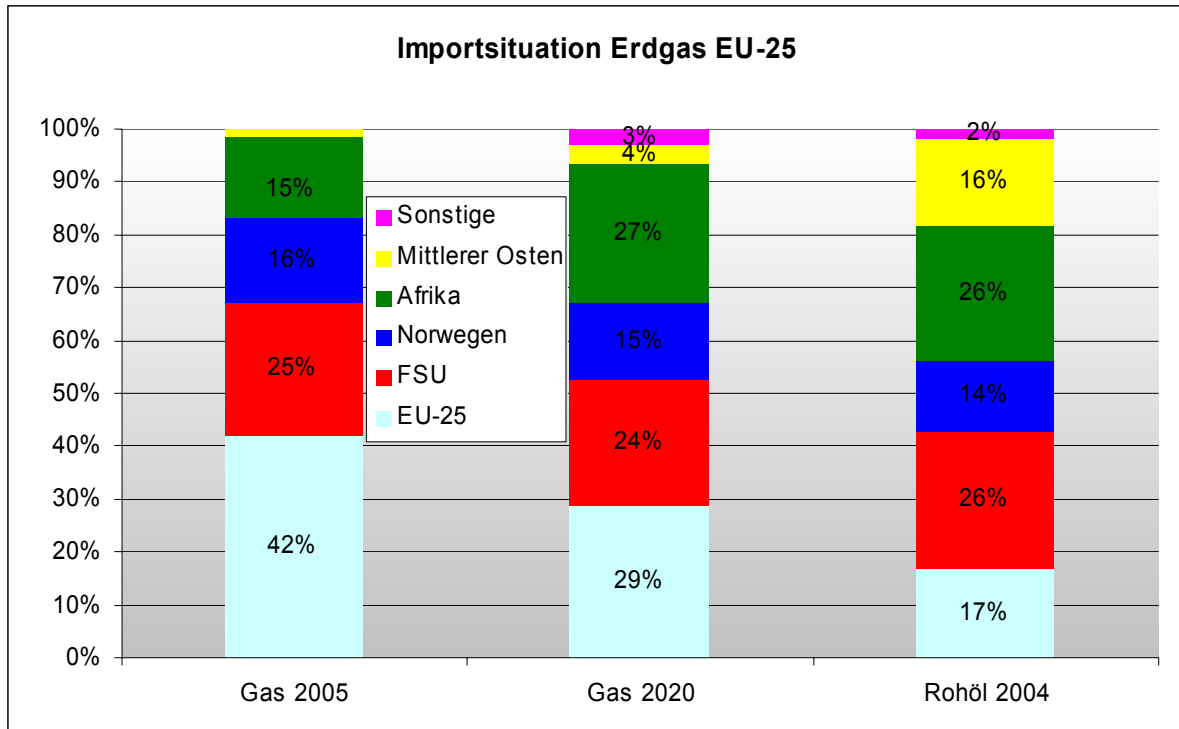


Bild 4.6 Importsituation Erdgas für die EU-25, 2005-2020, Quelle: Cedigaz (Werte 2005) und Energie Report (Prognose 2020)

4.3.3 Erdöl

Welterdölmarkt bis 2020:

Die Weltnachfrage nach Erdöl wächst bis 2020 langsam an mit einer jährlichen Wachstumsrate von ca. 1,5%²⁷. Während die Nachfrage im Jahre 2005 noch bei 4 Mrd. t. RÖE lag, wird ein Anstieg auf rund 5 Mrd. t. RÖE bis zum Jahre 2020 erwartet (vergleiche Tabelle 4.5). Der Großteil des Anstiegs ist der erhöhten Nachfrage der asiatischen Entwicklungsländern zuzuordnen, allen voran China, die rund 40% des Zuwachs ausmachen. Der Nachfragezuwachs in den OECD-Ländern, besonders in Europa fällt nur sehr gering aus. Diese Nationen sind weiterhin die größten Erdölnachfrager. Verursacht wird dieser Nachfragezuwachs hauptsächlich durch einen erhöhten Verbrauch im Transportsektor. Der Ölverbrauch zur Elektrizitätserzeugung geht hingegen zurück.

Die Dominanz einzelner Länder bzw. Regionen bei der Welterdölförderung nimmt weiter zu. Der Anteil der OPEC-Staaten an der weltweiten Erdölproduktion steigt von heute rund 40% bis zum Jahre 2020 auf gut 44%. Saudi Arabien bleibt auch in Zukunft die größte Erdölförderung. Obwohl der Großteil des Ölangebots durch die Förderung von konventionellem Öl gedeckt wird, gewinnt unkonventionelles Öl, vor allem aus Ölsanden, zunehmend an Bedeutung. Während die Produktion von konventionellem Öl in Nordamerika sowie in Europa stetig abnimmt, kann Nordamerika diesen Rückgang teilweise durch die Förderung von Sandölen (vor allem in Kanada) kompensieren.

Der Mittlere Osten verzeichnet einen starken Exportzuwachs in den nächsten Jahren. Die Importabhängigkeit der OECD-Länder nimmt stetig zu, da die Nachfrage wächst während die

²⁷ Hochrechnung basierend auf dem „Reference Scenario“, World Energy Outlook 2006.

Produktion stagniert oder abnimmt. Vor allem Asien und Europa registrieren eine immer größere Importabhängigkeit, wobei die Nachfrage zunehmend von den OPEC-Staaten gedeckt wird.

Entwicklung der Welterdölnachfrage 2005 – 2020					
in Mio. t ROE	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr
OPEC					
OECD	2.282	2.383	2.507	2.550	0,74%
Nord Amerika	1.191	1.258	1.349	1.390	1,03%
Europa	689	713	737	737	0,45%
GUS	206	225	239	250	1,31%
Mittlerer Osten	278	340	388	412	2,66%
Asien	699	847	986	1.113	3,79%
Lateinamerika	234	244	268	289	1,40%
Afrika	129	148	167	187	2,51%
Sonstige	574	593	617	631	0,63%
Welt	4.000	4.368	4.751	5.008	1,51%

Entwicklung des Welterdölangebots 2005 - 20220					
in Mio. t ROE	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr
OPEC	1.608	1.718	2.010	2.216	2,16%
OECD	952	947	933	923	-0,20%
Nord Amerika	605	641	672	684	0,82%
Europa	318	278	237	215	-2,58%
GUS	569	675	718	748	1,84%
Mittlerer Osten	1.191	1.278	1.474	1.621	2,07%
Asien	325	340	330	312	0,35%
Lateinamerika	282	335	388	413	2,57%
Afrika	459	545	579	581	1,57%
Sonstige	249	278	354	435	3,79%
Welt	4.000	4.368	4.751	5.008	1,51%

Tabelle 4.5: Entwicklung des Welterdölsmarktes 2004 – 2020, Quelle: Hochrechnung basierend auf dem „Reference Scenario“ World Energy Outlook 2006, IEA

Erdölmarkt in Deutschland bis 2020:

In Zukunft ist mit einem Rückgang von jährlich rund 2,5% der Ölförderung zu rechnen, so dass die inländische Förderung im Jahre 2015 nur noch 2,5 Mrd. t ROE und im Jahre 2020 nur noch 2 Mrd. t. ROE betragen wird (vergleiche Tabelle 4.6)²⁸. Es wird erwartet, dass der Verbrauch leicht rückläufig ist und die Importe konstant bleiben. Folglich kann davon ausgegangen werden, dass die bereits starke Importabhängigkeit weiter zunimmt und Deutschland

²⁸ Quelle: European Energy and Transport, Trends to 2030 – update 2005, EC

im Jahre 2020 fast ausschließlich von Importen abhängig sein wird. Da die europäische Produktion rückläufig ist, wird Deutschland gezwungen sein, die Importe aus Norwegen und Großbritannien durch Importe aus Russland oder Libyen, vermutlich aber auch aus OPEC-Staaten zu substituieren. Dies kann als ein Risiko für die Versorgungssicherheit angesehen werden. Da aber der Einsatz von Rohöl zur Stromerzeugung sehr gering ist und noch weiter abnehmen wird, ist die starke Importabhängigkeit von politisch instabilen Regionen für die Stromerzeugung irrelevant.

Entwicklung des Erdölmarktes Deutschland 2005 - 2020					
in Mrd. t ROE	2005	2010	2015	2020	Wachstum pro Jahr
Produktion	2,9	2,9	2,5	2,0	-2,45%
Verbrauch	125,0	126,3	124,6	122,8	-0,12%
Netto-Importe	124,3	125,7	124,5	123,3	-0,05%

Tabelle 4.6: Entwicklung des Erdölmarktes Deutschland 2005 – 2020, Quelle: European Energy and Transport, Trends to 2030 – update 2005, EC

4.3.4 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien in Deutschland bis 2020

Der Anteil Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung wird bis ins Jahr 2020 stetig zunehmen und das EEG-Ziel von mindestens 20% Anteil an der deutschen Stromversorgung wird bei einem Erzeugungsanteil von rund 23% (ca. 126 TWh/a) erreicht werden. Den größten Anteil am Zuwachs macht der wachsende Beitrag der Windenergie verbunden mit dem Einstieg in die Offshore-Technologie aus. Darüber hinaus steigt als Folge der Ausgestaltung der EEG-Vergütungsregeln insbesondere der Beitrag der Stromerzeugung aus Biomasse sowie aus Fotovoltaikanlagen stark an, wie Bild 4.7 verdeutlicht.

Durch den zunehmenden Ausbau insbesondere der Windenergie steigen zukünftig die Anforderungen sowohl an den Kraftwerkspark als auch an die Netzinfrastruktur, welche in der sog. „dena-Netzstudie“ detailliert analysiert wurden. Aufgrund der volatilen Einspeisecharakteristik der Windenergie müssen konventionelle Kraftwerke zur Regelleistungsvorhaltung bereitgestellt werden, welche im Bedarfsfall die Einspeiseschwankungen ausgleichen können.

Somit können Windkraftanlagen lediglich zu einem geringen Teil konventionelle Kraftwerkskapazitäten ersetzen. Zudem wird durch die zunehmende Einspeisung von Windenergie in Norddeutschland ein Ausbau der Stromübertragungsnetze notwendig, um den Strom in die Verbrauchsregionen zu transportieren.

Erneuerbare Energien können nicht gänzlich als einheimische Energieträger angesehen werden. Für die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse ist zukünftig mit zunehmenden Brennstoffimporten zu rechnen, insbesondere von festen und flüssigen Bioenergieträgern.

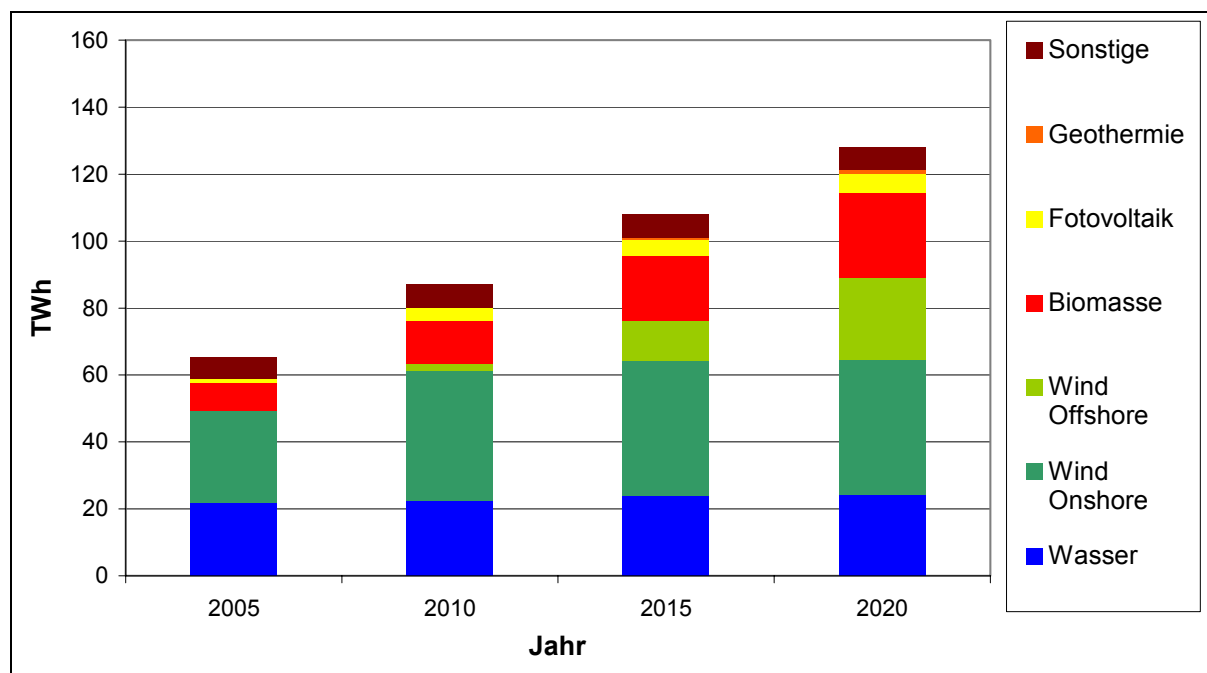


Bild 4.7: Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020

4.3.5 Zusammenfassende Bewertung der Importabhängigkeiten

Deutschland wird im Jahre 2020 bei den Primärenergieträgern Steinkohle, Erdgas und Erdöl voraussichtlich nahezu ausschließlich von Importen abhängig sein (siehe Bild 4.8). Bei Steinkohle kann dies bezogen auf die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung als unbedenklich eingestuft werden, da die Steinkohleimporte im Wesentlichen aus politisch stabilen Regionen bezogen werden und Diversifizierungsmöglichkeiten bestehen. Da Erdöl bei der Stromerzeugung eine unbedeutende Rolle spielt, wird auch dort die Importabhängigkeit als unkritisch eingestuft.

Bei Erdgas hingegen ist die hohe Importabhängigkeit kritisch zu betrachten, da zukünftig ähnliche Abhängigkeiten wie beim Erdöl entstehen können (Importe aus dem Nahen Osten, Russland, und Afrika). Zudem kommt Erdgas eine zunehmende Bedeutung bei der Stromerzeugung zu. Dies wird sich insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz noch verstärken.

Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steuert der zunehmenden Importabhängigkeit der konventionellen Energieträger entgegen.

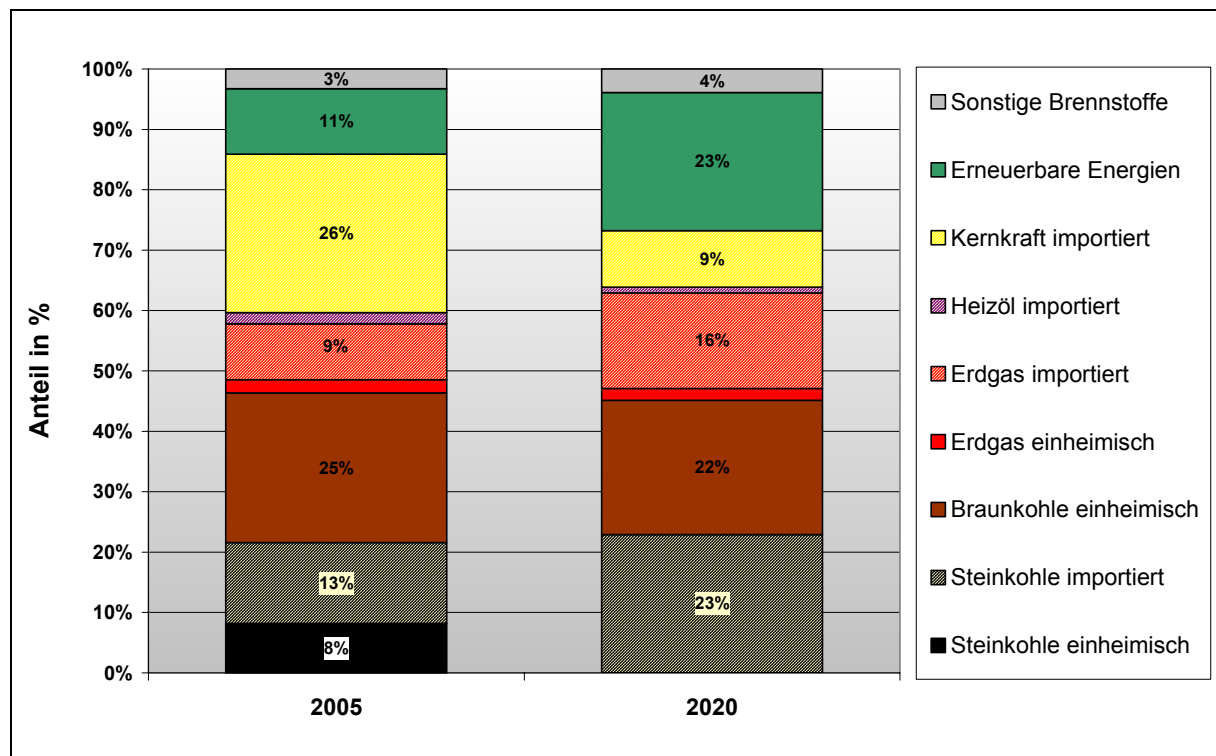


Bild 4.8 Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland

5 Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2020

Die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit erfordert neben der bedarfsgerechten Anpassung der Erzeugungskapazitäten (siehe Kapitel 4) auch einen bedarfsgerechten (d. h. den Transportanforderungen entsprechenden) Ausbau der Übertragungsnetze. §12 (3) EnWG verpflichtet die Betreiber der Übertragungsnetze zur zuverlässigen Bereitstellung nachgefragter Übertragungskapazitäten. Da sich der Ausbau von Übertragungsleitungen insbesondere wegen der langwierigen Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren mehrere Jahre in Anspruch nehmen kann (üblich sind Realisierungszeiträume von 5–10 Jahren), sind entsprechend langfristige Bedarfsprognosen und Planungen und eine Überwachung durch die Regulierungs- und Aufsichtsbehörden unabdingbar. Der Gesetzgeber hat die Übertragungsnetzbetreiber deswegen verpflichtet (§12 (4) EnWG), in zweijährigem Turnus sogenannte Netzausbauberichte vorzulegen.

Ziel der in diesem Kapitel dargestellten Diskussion ist deshalb die Prüfung, wie sich durch die erwarteten erzeugungsseitigen Veränderungen (siehe Kapitel 4) die Transportanforderungen im deutschen Übertragungsnetz verändern und ob diese Veränderungen bei den Transportanforderungen bis 2020 einen über das heute bereits absehbare Maß hinausgehenden Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich machen.

Dabei kann die Entwicklung der deutschen Übertragungsnetze bis etwa zum Jahr 2015 auf Basis verschiedener Quellen (dena-Netzstudie I, Netzausbauberichte, Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber) relativ gut prognostiziert werden. Für den Zeitraum von 2015 bis 2020 sind solche Prognosen jedoch deutlich schwieriger. Grund dafür ist, dass Veränderungen bei den Transportanforderungen für diesen Zeitraum vor allem durch die Netzintegration von Offshore-Windenergie-Anlagen erwartet werden. Dabei ist neben dem Zuwachs an installierter Offshore-Windenergie-Leistung auch das grundsätzliche Konzept zu deren Netzintegration noch nicht geklärt. Es ist vielmehr Gegenstand der gerade angelaufenen dena-Netzstudie II, deren Betrachtungszeitraum die Jahre ab 2015 umfasst. In der Studie soll u. a. geklärt werden, ob für die Integration der Offshore-Windenergie ein sogenanntes Overlay-Netz, also eine Parallelstruktur zum bisherigen Übertragungsnetz, notwendig ist und wie dieses Overlay-Netz aussehen könnte. Von dieser Entscheidung wird die weitere Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes maßgeblich abhängen. Eine Prognose, ob die Netzkapazitäten 2020 den dann

aktuellen Transportanforderungen noch genügen und wie sie ggf. ausgebaut werden müssten, ist deshalb nur unter extremen Unsicherheiten möglich.

In Absprache mit dem Auftraggeber werden deswegen in dieser Studie bezüglich der Entwicklung der Netzkapazitäten zwei Prognosezeitpunkte betrachtet: Für 2015 ist eine so detaillierte und abgesicherte Prognose der Netzentwicklung möglich, dass ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf mit ausreichender Sicherheit identifiziert werden kann. Der Prognosezeitpunkt 2020 kann hingegen nur grob betrachtet werden. Basis hierfür bilden die Überlegungen der dena-Netzstudie I zur Offshore-Windenergieintegration bis 2020. Die dort vorgestellten Konzepte, die jedoch keine gesicherte Prognose für die Netzentwicklung bis 2020 darstellen, werden auf ihre Eignung zur Erfüllung der im Rahmen dieser Studie ermittelten veränderten Transportanforderungen überprüft. Ob und inwieweit ein dabei ermittelter Netzausbaubedarf in der Realität tatsächlich auftreten wird, hängt jedoch wesentlich von den Ergebnissen der dena-Netzstudie II ab und ist damit derzeit nicht vorhersagbar.

Die Untersuchungen sind wie folgt gegliedert.

In Abschnitt 5.1 werden aufbauend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Ergebnissen zur Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten Prognosen zu regionalen Veränderungen bei den Erzeugungsstrukturen, dargebotsabhängigen Einspeisungen und Lasten für die Jahre 2015 und 2020 abgeleitet.

Bei der Analyse der Auswirkungen auf die Übertragungsnetze ist zu berücksichtigen, dass parallel zur Veränderung der Erzeugungskapazität auch eine Anpassung und Erweiterung der Netze stattfinden wird. Die Erwartungen hierzu sind in Abschnitt 5.2 beschrieben.

Zur Durchführung von Netzberechnungen müssen die Ergebnisse der Abschnitte 5.1 und 5.2 in konkrete Netzdatensätze überführt werden, die dann als Eingangsdatum für die verwendeten Netzberechnungsprogramme aufbereitet werden. Diesen Schritt beschreibt Abschnitt 5.3. Ob die absehbaren Netzstrukturen die veränderten Transportanforderungen erfüllen können, wird anhand der Einhaltung des in der Netzplanung üblichen (n-1)-Kriteriums beurteilt. Die Bewertungsmethode wird in Abschnitt 5.4 detailliert dargestellt und erläutert. Abschließend erfolgt die Darstellung der Untersuchungsergebnisse in Abschnitt 5.5.

5.1 Entwicklung der Erzeugungsstruktur

Im Folgenden werden aufbauend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Ergebnissen zur Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten Prognosen zu regionalen Veränderungen der Erzeugungsstrukturen, dargebotsabhängigen Einspeisungen und Lasten bis 2020 abgeleitet.

Die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten erfolgt innerhalb des deutschen Versorgungsgebietes nicht homogen. Vielmehr orientiert sich die Allokation neuer Erzeugungskapazitäten an der aktuellen Verteilung existierender Kraftwerke, an regionalen Standortvorteilen sowie spezifischen Eigenschaften des Übertragungsnetzes. Auf Basis dieser Kriterien wurde für diese Studie zunächst eine Einteilung des deutschen Versorgungsgebietes in zehn Prognoseregionen gemäß Bild 5.1 gewählt. Für diese Regionen werden im Folgenden konkrete Angaben zu Rückbau und Neubau von Erzeugungsanlagen prognostiziert. Die Betrachtung von zehn Regionen erlaubt eine angemessene Diversifizierung, ohne auf unsichere Prognosen zur lokalen Entwicklung von Stromerzeugungskapazitäten zurückgreifen zu müssen.

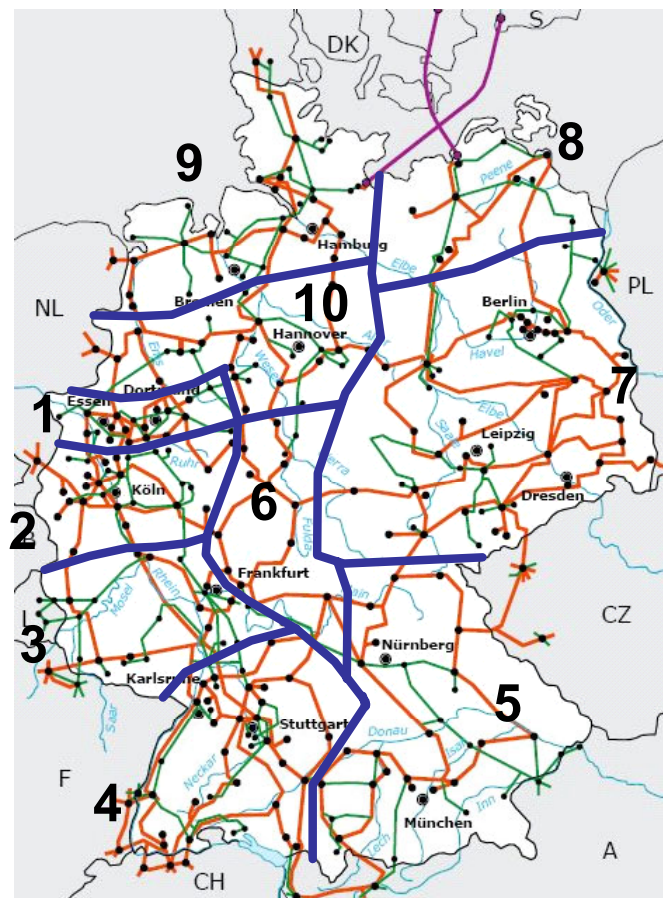


Bild 5.1: Prognoseregionen zur Entwicklung der Erzeugungsstrukturen

Für die einzelnen Prognoseregionen ergeben sich die in Tabelle 5.1 dargestellten Nettozubauten (Zubauten abzüglich Rückbauten) stromgeführter, thermischer Erzeugungskapazitäten.²⁹ Die resultierenden Daten basieren auf den Berechnungen der am Energiewirtschaftlichen Institut entwickelten Strommarkt-Optimierungsmodelle. Es zeigt sich, dass die konventionelle Kraftwerksleistung im Laufe der Betrachtungsperiode um rund 15 GW abnimmt. Der notwendige Zubau konventioneller Kraftwerke bis zum Jahr 2015 wird im Wesentlichen von bereits in Bau befindlichen bzw. aus heutiger Sicht als sehr sicher eingestuften Kraftwerkszubauten geleistet.³⁰

²⁹ An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die im Weiteren dargestellten Ergebnisse auf den Berechnungen mit Stand Mai 2007 beruhen. Wie bereits in Kapitel 4.1 aufgezeigt, würden sich die Ergebnisse im Rahmen aktualisierter Berechnungen nicht wesentlich verändern. Die gegenüber den Annahmen von Mai 2007 beschriebene teilweise Substitution zentraler Energieerzeugung in Steinkohlekraftwerken durch dezentrale Energieerzeugung z. B. in Biomassekraftwerken reduziert die Transportanforderungen im Übertragungsnetz. Die hier dargestellten Ergebnisse sind somit in jedem Fall als robust anzusehen.

³⁰ Die in dieser Studie unterstellten Annahmen bzgl. zukünftigen Zubauten von bereits in Bau befindlichen bzw. als sehr sicher anzusehenden Kraftwerken können als „konservativ“ angesehen werden und stellen aus unserer Sicht ein Minimum an Kraftwerkszubauten dar (siehe Abschnitt 3.1.3.1).

Netzzone	Nettozubau 2006-2010	Nettozubau 2011-2015	Nettozubau 2016-2020
	MW	MW	MW
1	-719	2.373	324
2	164	-3.793	-299
3	-2.726	1.056	-289
4	-1.274	-617	-1.072
5	-1.167	-163	320
6	-622	0	-1.275
7	30	12	-1.044
8	0	0	500
9	-1.398	148	-1.838
10	-1.166	-60	-450
Summe	-8.878	-1.044	-5.123

Tabelle 5.1 Nettozubauten von stromgeführter, thermischer Erzeugungsleistung in Deutschland bis zum Jahr 2020

In Tabelle 5.2 sind die Nettozubauten der installierten Leistung (Zubauten abzüglich Stilllegungen) der relevantesten Technologien erneuerbarer Energieträger für den Betrachtungszeitraum bis 2020 dargestellt. Der Nettozubau erreicht bis 2020 rund 21 GW. Den größten Anteil daran hat die Windenergie, wobei bis 2010 insbesondere Wind-Onshore weiter zugebaut wird und nach 2010 insbesondere Wind-Offshore-Anlagen installiert werden. Der Zuwachs von Fotovoltaikanlagen verlangsamt sich im Betrachtungszeitraum aufgrund von hier unterstellten Förderanpassungen.

Energieträger	Nettozubau 2006-2010	Nettozubau 2011-2015	Nettozubau 2016-2020
	MW	MW	MW
Wind Onshore	4.950	690	610
Wind Offshore	770	3.280	3.620
Biomasse	676	879	885
Fotovoltaik	2.844	1.367	606
Summe	9.239	6.215	5.721

Tabelle 5.2: Nettozubauten von Wind, Biomasse und Fotovoltaik in Deutschland bis zum Jahr 2020

Insgesamt steigen die in Deutschland installierten Erzeugungskapazitäten somit bis 2020 auf ca. 143 GW an (Tabelle 5.3). Ein Großteil der Rückbauten thermischer Kraftwerksleistung wird kompensiert durch den Zubau erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie. Diese trägt zwar wesentlich zur installierten Kapazität, aufgrund ihrer dargebotsabhängigen Erzeugung und des daraus folgenden beschränkten Leistungskredites jedoch nur wenig zur statistisch gesicherten Leistung bei. Insbesondere in windschwachen Starklastzeiten wird Deutschland daher zukünftig stärker als bisher von Importen elektrischer Energie abhängig. Diese Abhängigkeit könnte während einzelner Hitzeperioden im Sommer³¹ problematisch werden, wenn bspw. Kernkraftwerke in Deutschland oder im angrenzenden Ausland aufgrund nicht ausreichend vorhandenen Kühlwassers heruntergefahren werden müssen. Dieser Effekt wird zukünftig dadurch verstärkt, dass die Last im Sommer aufgrund zunehmender Klimatisierung ansteigen wird.

Die Jahreshöchstlast nimmt im Laufe der Betrachtungsperiode kontinuierlich ab und erreicht in 2020 rund 76 GW. Die verbleibende Leistung wird – unter der Annahme eines in dieser Studie unterstellten konservativen Zubaus konventioneller Kraftwerke – aufgrund des zunehmenden Ersatzes konventioneller Kraftwerksleistung durch EE-basierte Kraftwerkskapazitäten bis 2020 sinken. Insgesamt werden diese Ergebnisse jedoch bezüglich des Aspekts der Versorgungssicherheit nicht als kritisch angesehen.

³¹ Während einzelner Hitzeperioden ist zudem aufgrund niedriger Windgeschwindigkeiten von geringer Windenergieeinspeisung auszugehen.

	2010	2015	2020
	GW	GW	GW
gesamte Netto-Kraftwerksleistung	134,4	141,9	143,1
Jahreshöchstlast	78,0	77,4	76,2

Tabelle 5.3: Entwicklung der Nettokraftwerksleistung und der Jahreshöchstlast

5.2 Netzentwicklung

Um für die Jahre 2015 und 2020 eine Aussage darüber treffen zu können, ob der Ausbauzustand der Übertragungsnetze bedarfsgerecht ist, müssen neben den Veränderungen der Erzeugungskapazitäten auch die Veränderungen der Netzstruktur berücksichtigt werden. Zukünftige Ausbauzustände lassen sich wegen der Unsicherheit der Dauer von Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nicht exakt prognostizieren³². Unstrittig ist jedoch, dass innerhalb des betrachteten Planungshorizontes insbesondere aufgrund des Windenergiezubaues Netzausbaumaßnahmen in erheblichem Umfang notwendig werden. Diese Problematik wurde in der dena-Netzstudie I [39] eingehend untersucht und notwendige Ausbauprojekte vorgeschlagen. (Gegenüber der dena Netzstudie, die hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten auf Veränderungen im Bereich Windenergie konzentriert war, werden in der hier dargestellten Untersuchung auch Veränderungen der übrigen Erzeugungskapazitäten berücksichtigt.) Die Realisierung dieser Ausbauprojekte ist politisch gewollt, die Umsetzung der Projekte wurde eingeleitet. Wir setzen – als bestmögliche Annahme – den Abschluss dieser Projekte, trotz in der Zwischenzeit aufgetretener Verzögerungen, bis 2015 voraus. Dies gilt auch für wenige andere

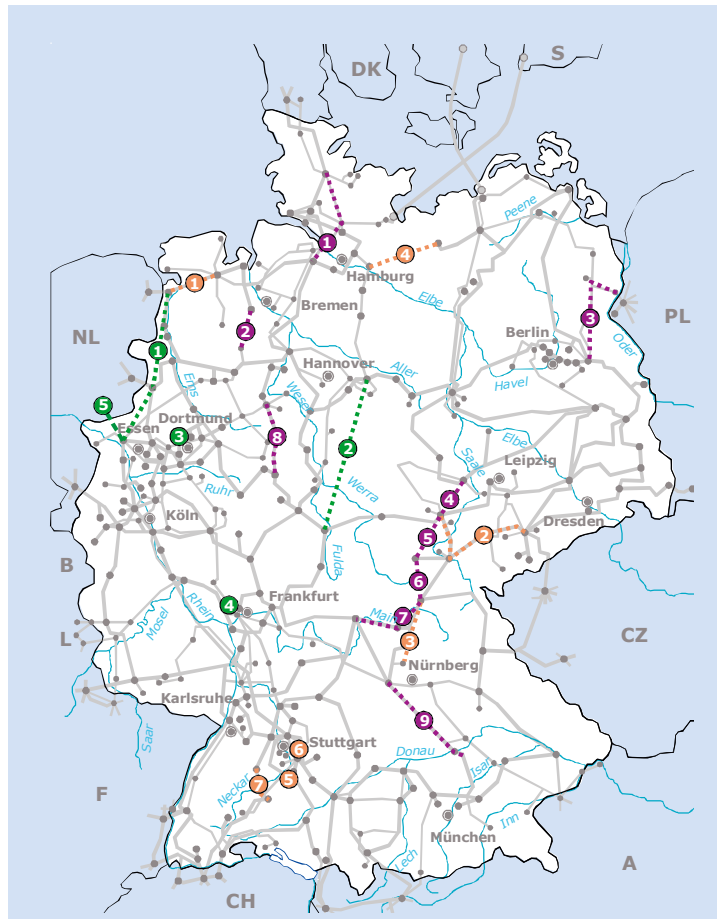
³² So hat das kürzlich – vorbehaltlich einer noch ausstehenden Verfassungsbeschwerde – abgeschlossene Genehmigungsverfahren für die sogenannte Steiermark-Leitung, einen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unabdingbaren Ringschluss im österreichischen 380-kV-Netz, ca. 25 Jahre gedauert.

Netzausbauprojekte wie die Leitung Görries-Krümmel, deren Inbetriebnahme bereits deutlich vor 2015 erwartet wird und die ebenfalls politisch unterstützte zusätzliche Kuppelleitung zwischen Deutschland und den Niederlanden, die von den Netzbetreibern RWE Transportnetz Strom und Tennet geplant wird. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Netzausbauprojekten sind zusätzliche Leitungsprojekte und damit grundsätzliche Veränderungen der Netzstruktur bis 2015 unwahrscheinlich, wenn auch nicht ausgeschlossen. In jedem Fall kann aber davon ausgegangen werden, dass zusätzliche Netzausbaumaßnahmen auf die Veränderungen der Transportanforderungen abgestimmt werden und somit die Versorgungssicherheit gegenüber dem aktuell absehbaren Stand ausschließlich verbessern. Die dieser Untersuchung zugrunde liegende Netztopologie ergibt sich demnach aus dem derzeitigen Netz zuzüglich der in Bild 5.2 dargestellten Ausbauprojekte. Das derzeitige Netz wird über ein bei IAEW und Consentec entwickeltes, auf öffentlichen Daten basierendes Näherungsmodell beschrieben und weist für Grundsatzfragen eine ausreichende Genauigkeit auf.

Für den Planungshorizont 2020 liegen aufgrund der oben geschilderten Problematik bisher keine ausreichend sicheren Erwartungen zum Netzausbauzustand vor. In dieser Untersuchung wird daher einerseits ein im Vergleich zum Jahr 2015 unverändertes Übertragungsnetz betrachtet. Andererseits wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ein im Rahmen der dena Netzstudie I indikativ angegebenes Netzausbaukonzept untersucht. Die Planungen für 2020 sind jedoch nicht abgeschlossen und unterliegen somit großen Unsicherheiten.

Die nachfolgenden Untersuchungen analysieren die netzseitigen Möglichkeiten zur Erfüllung der Transportanforderungen im mittel- bis langfristigen Zeitbereich und machen keine Aussage zur Notwendigkeit der bis 2015 geplanten Netzausbauten, die aufgrund anderer Untersuchungen (z. B. dena-Netzstudie I) als hinreichend belegt angesehen werden kann. Sie bewerten darüber hinaus nicht die Angemessenheit der Netzinfrastruktur im Zeitraum bis 2015, für den jahresscharfe, am Bedarf orientierte Ausbaupläne vorliegen. Angesichts der bereits in Abschnitt 3.4 geschilderten bereits heute sehr hohen Netzbelastung und absehbarer Verzögerungen bei der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen ist allerdings darauf hinzuweisen, dass auch und gerade im kurzfristigen Zeitbereich bis ca. 2012-2015 ein unverzüglicher Netzausbau notwendig ist, um das Auftreten von Engpässen zu verhindern. Weiterhin muss beachtet werden, dass die hier untersuchte mittel- bis langfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Netzbereich deutlicher kritischer einzuschätzen ist, wenn die aktuell geplanten und als notwendig identifizierten Netzausbaumaßnahmen nicht zeitgerecht umgesetzt werden. Insbe-

sondere sind verschiedene der nachfolgend untersuchten Situationen und die dort auftretenden Netzbelastungen in diesem Fall als unzulässig einzustufen, da die Einschätzungen über die auftretende Netzauslastung eine Umsetzung des aus heutiger Sicht geplanten Netzausbaus voraussetzen, die ohne diese Maßnahmen auftretenden Belastungen jedoch deutlich höher lägen.



- | | | |
|--|--|--|
| ● Netzausbau bis 2007 | ● Netzausbau 2007 bis 2010 | ● Netzausbau 2010 bis 2015 |
| 1 2 x Querregler in Diele | 1 Audorf – Dollern, 110 km | 1 Diele–Niederrhein, 200 km |
| 2 Netzverstärkung Thüringen | 2 Ganderkese – Wehrendorf, 80 km | 2 Wahle–Mecklar, 190 km |
| 3 220/380-kV-Umstellung Redwitz – Kriegenbrunn | 3 Neuenhagen–Bertikow/Vierraden, 110 km | 3 Zubeseilung Bergkamen – Gersteinwerk |
| 4 Krümmel – Görries, 75 km | 4 Lauchstädt – Vieselbach, 80 km | 4 Zubeseilung Kriftel – Punkt Eschborn |
| 5 Reichenek – Rommelsbach, 380 kV-Anschluss an Metzingen | 5 Vieselbach – Altenfeld, 80 km | 5 Niederrhein-Doetinchen, 60 km |
| 6 Mühlhausen – Neckarrems-Anschluss an 380 kV | 6 Altenfeld – Redwitz, 60 km | Quelle:
VDN,
Deutsche
Energie-Agentur |
| 7 Oberjettingen-Engstlatt, 380 kV-Ausbau | 7 220/380-kV-Umstellung Redwitz – Grafenheinfeld | |
| | 8 Zubeseilung Bechterdissen-Elsen – Twistetal | |
| | 9 220/380-kV-Umstellung Irsching – Raitersaich | |

Bild 5.2 Netzausbaumaßnahmen nach VDN [45]

5.3 Eingangsdaten für Netzberechnungen

Zur Durchführung von Netzberechnungen ist neben der elektrisch richtigen Nachbildung der Netztopologie die Vorgabe der Leistungsbilanz an jedem Knoten notwendig. Deshalb müssen die in Kap. 5.1 regionenscharf prognostizierten Änderungen bei Erzeugungskapazitäten, installierter Leistung dargebotsabhängiger Energieträger und Last den Höchstspannungsknoten zugeordnet werden. Basierend auf öffentlich verfügbaren Daten, die dieser Untersuchung zugrunde liegen, ist diese Zuordnung nicht exakt möglich. Sie wird deshalb näherungsweise derart vorgenommen, dass sich Veränderungen bei Last und onshore installierten WEA im Verhältnis der heutigen Lasten bzw. installierten Leistungen auf die Knoten aufteilen. Offshore-WEA werden entsprechend den bekannten Prognosen [39] an die Anlandepunkte angeschlossen und Veränderungen bei der Kraftwerksleistung wirken sich, soweit nicht zu einzelnen Kraftwerksprojekten genauere Informationen vorliegen, im Verhältnis der heute installierten Kraftwerksleistungen auf alle Knoten mit Kraftwerksanschlüssen aus. Insbesondere die letztgenannte Annahme ist eine Quelle für Unsicherheiten, die, insbesondere im Nahbereich der Anschlusspunkte von Kraftwerken, die Ergebnisse verfälschen kann. Derartige Untersuchungen sind jedoch auch nicht Gegenstand dieser Studie. Fraglich ist hier vielmehr, ob sich durch grundsätzliche Änderungen bei den Transportanforderungen auch großräumige Änderungen der Lastflüsse ergeben, die im weiteren Verlauf zu Netzengpässen führen und Netzausbaubedarf hervorrufen. Für eine derart großräumige Untersuchung erscheint der beschriebene Ansatz vertretbar. Genauigkeitsansprüche wie bei exakten Planungsrechnungen eines Übertragungsnetzbetreibers sind jedoch unrealistisch.

Neben der leistungsmäßigen Zuordnung von Einspeisungen und Lasten zu Netzknoten sind weiterhin für die Betrachtungszeitpunkte Annahmen zu Kraftwerkseinsatz, Momentanlast und dargebotsabhängiger Einspeisung notwendig. Die durchgeführten Untersuchungen für das Jahr 2015 basieren auf zwei Netznutzungsszenarien. Die Netznutzungsszenarien basieren auf skalierten realen Ganglinien für Windenergie und Netzlast sowie einem mit Hilfe eines Simulationsverfahrens ermittelten marktbasierten Kraftwerkseinsatz [40]. Die zwei betrachteten Szenarien wurden so ausgewählt, dass besonders hohe Anforderungen an das Übertragungsnetz gestellt werden. Sie eignen sich somit speziell zur Identifizierung möglicherweise auftretender Netzengpässe. Die Kennzahlen der betrachteten Netznutzungsszenarien sind in Tabelle 5.4 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Einbindung Deutschlands in

den europäischen Strommarkt die Leistungsbilanz Deutschlands üblicherweise nicht ausgeglichen ist.

Jahr 2015	Netznutzungsszenario 1 (Winter, Werktag)	Netznutzungsszenario 2 (Winter, Wochenende, Starkwind)
Last	84,2 GW	65,1 GW
Windeinspeisung	11,2 GW	25,4 GW
Bilanz D (Exporte positiv)	-6,8 GW	11,6 GW

Tabelle 5.4 Netznutzungsszenarien 2015

Für das Jahr 2020 werden die zuvor betrachteten Netznutzungsszenarien fortgeschrieben. Dabei wird davon ausgegangen, dass es im betrachteten Planungshorizont zu keiner Änderung der Netzlast im Höchstspannungsnetz kommt.

Für die installierte WEA-Leistung wird in den Jahren zwischen 2015 und 2020 insbesondere im Offshore-Bereich (siehe Abschnitt 5.1) nochmals ein deutlicher Zuwachs von 3,6 GW prognostiziert.

Der prognostizierte Rückgang der installierten Leistung der thermischen Erzeugungseinheiten bewirkt, dass es in Starklastfällen bei mittlerer und schwacher Windenergieeinspeisung zu einem starken Import kommt. Dabei sind Frankreich und Tschechien die Länder, aus denen die meiste elektrische Energie importiert wird. Um auch die Auswirkung derart starker Importe zu untersuchen, wird für 2020 neben dem Starkwindszenario eine Netznutzung mit entsprechend niedriger Windenergieeinspeisung betrachtet, so dass in diesem Szenario ein Import von über 15 GW auftritt. Die untersuchten Netznutzungsszenarien für das Jahr 2020 sind in Tabelle 5.5 zusammengefasst.

	Netznutzungsszenario 1 (Winter, Werktag)	Netznutzungsszenario 2 (Winter, Wochenende, Starkwind)
Last	84,2 GW	65,1 GW
Windeinspeisung	8,76 GW	29,4 GW
Bilanz D (Exporte positiv)	-15,0 GW	11,6 GW

Tabelle 5.5 Netznutzungsszenarien 2020

Zusammengefasst beinhaltet die Konstruktion der untersuchten Netznutzungsszenarien Unsicherheiten, die zwar grundsätzliche Erkenntnisse über die Entwicklung der Belastungssituation im Übertragungsnetz, jedoch keine sicheren Erkenntnisse über die Notwendigkeit von speziellen Netzausbaumaßnahmen erlauben.

5.4 Methode zur Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten

Die Prüfung der Angemessenheit der vorgehaltenen Netzkapazitäten berücksichtigt in dieser Untersuchung ausschließlich die thermische Belastbarkeit der Übertragungsleitungen als wichtigste Kenngröße zur Beschreibung erlaubter Betriebszustände einer Leitung. Ausbaubedarf im Übertragungsnetz kann jedoch außer durch Überlastung von Leitungen auch durch Anschlussvoraussetzungen für Kraftwerke, insbesondere die Vorhaltung einer genügend hohen Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt, Spannungsanforderungen und Stabilitätsfragen (hierzu siehe auch Abschnitt 5.6) verursacht werden. Diese Aspekte können jedoch nur auf Basis exakter Netzdatensätze untersucht werden, die aktuell nur bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen. Die Überprüfung der Belastung von Höchstspannungsnetzen erfolgt standardmäßig mit Hilfe des (n-1)-Kriteriums. Das besagt, dass auch nach Ausfall einer Leitung oder eines Transformators keine Grenzwertverletzungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen [41]. Zur Prüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden im Rahmen einer sogenannten Ausfallsimulation nacheinander alle sich nach einem Betriebsmittelausfall ergebenden Netzbelastungssituationen mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms

INTEGRAL berechnet und auf Grenzwertüberschreitungen überprüft. Auftretende Grenzwertüberschreitungen sind im folgenden Abschnitt dargestellt. Dabei konzentriert sich die Darstellung auf Engpässe in der 380-kV-Ebene, da diese wesentlich für die Befriedigung der weiträumigen Transportanforderungen zuständig ist und in Deutschland langfristig die 220-kV-Ebene zum größten Teil ablösen wird. Bei im Rahmen der vorliegenden Genauigkeit der Eingangsdaten, z. B. hinsichtlich der Zuordnung von Kraftwerksanschlüssen an die 380- oder 220-kV-Ebene nicht sicher zu erkennenden und daher nicht auszuschließenden Überlastungen im 220-kV-Netz bestehen hingegen oftmals Flexibilitäten in der Netzbetriebsführung, die eine Verlagerung des Lastflusses in die 380-kV-Ebene ermöglichen.

5.5 Untersuchungsergebnisse

Im folgenden Abschnitt sind die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Ausfallsimulationsrechnung für die verschiedenen Betrachtungszeitpunkte und Netznutzungsszenarien dargestellt.

5.5.1 Betrachtungszeitpunkt 2015 – Netznutzungsszenario 1

In Bild 5.3 ist das deutsche Übertragungsnetz mit den in Abschnitt 5.2 beschriebenen Ausbaumaßnahmen dargestellt. Für das betrachtete Szenario ergeben sich keine Erkenntnisse, die auf Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz hinweisen.

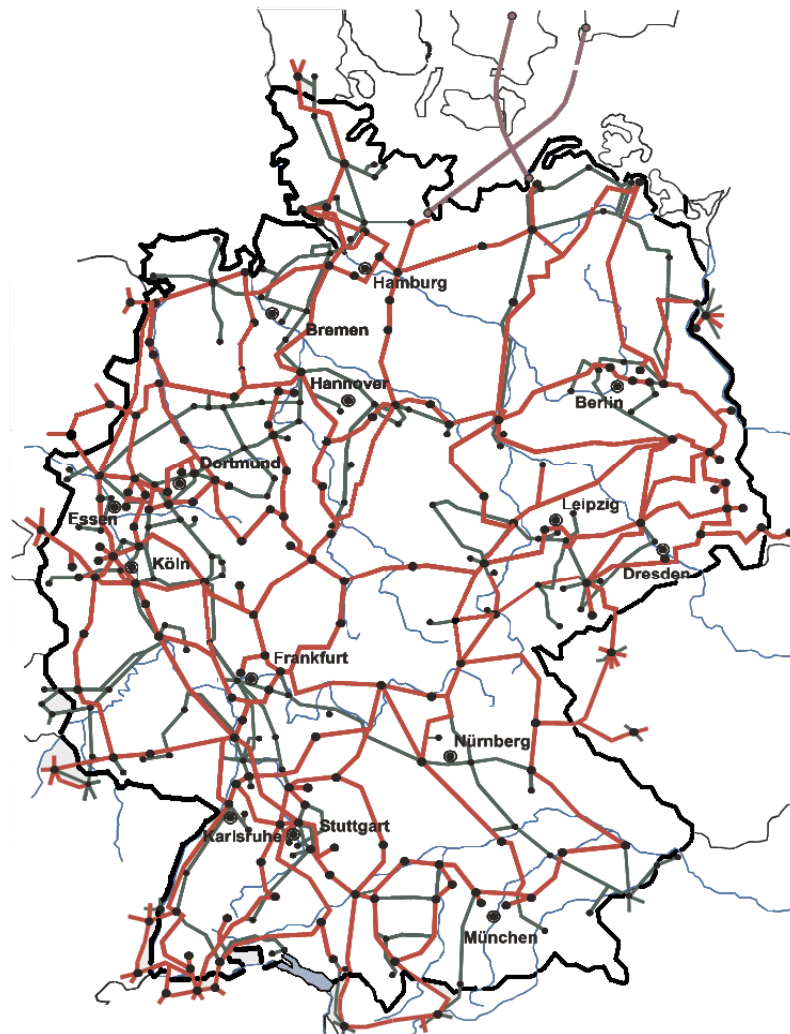


Bild 5.3 Übertragungsnetz im Jahr 2015

5.5.2 Betrachtungszeitpunkt 2015 – Netznutzungsszenario 2

Das Szenario 2 beschreibt einen Starkwindfall. Netzregionen, in denen es im (n-1)-Fall zu Überlastungen kommt, sind entsprechend der maximalen Überlastungen durch farbige Ellipsen in Bild 5.4 gekennzeichnet. Es kommt neben lokalen Problemen, die vermutlich auf die Ungenauigkeit der Eingangsdaten zurückzuführen sind, zu hohen Leitungsbelastungen in Küstennähe und auf den großen Nord-Süd-Trassen, bedingt durch hohe Einspeisungen der Offshore-WEA bei gleichzeitigem Anstieg der in dieser Region installierten Kraftwerksleistung. Die Berechnungen haben, insbesondere auf dem Leitungszug Hamburg/Ost – Walle – und der Fortsetzung bis Borken Belastungen im (n-1)-Fall von mehr als 100 %, jedoch weniger als 115% gezeigt. Dies kann darauf hindeuten, dass hier ein zusätzlicher Bedarf an Über-

tragungskapazität in Nord-Süd-Richtung bzw. für den Einsatz lastflusssteuernder Maßnahmen zur optimalen Belastungsaufteilung auf die verschiedenen Nord-Süd-Trassen besteht. Angesichts der relativ geringen Überlastungen und vor dem Hintergrund der unsicheren Eingangsdaten ist dieser Bedarf jedoch nur zu vermuten und nicht sicher vorherzusagen. Insbesondere kann aus der vorliegenden Datenbasis nicht abgeleitet werden, ob es sich um einen kurzfristigen und durch kurative Engpassmanagementmaßnahmen zu behandelnden Engpass handelt, oder ob dieser als strukturell zu bezeichnen ist. Eine Diskussion der Situation mit dem Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz wird empfohlen.

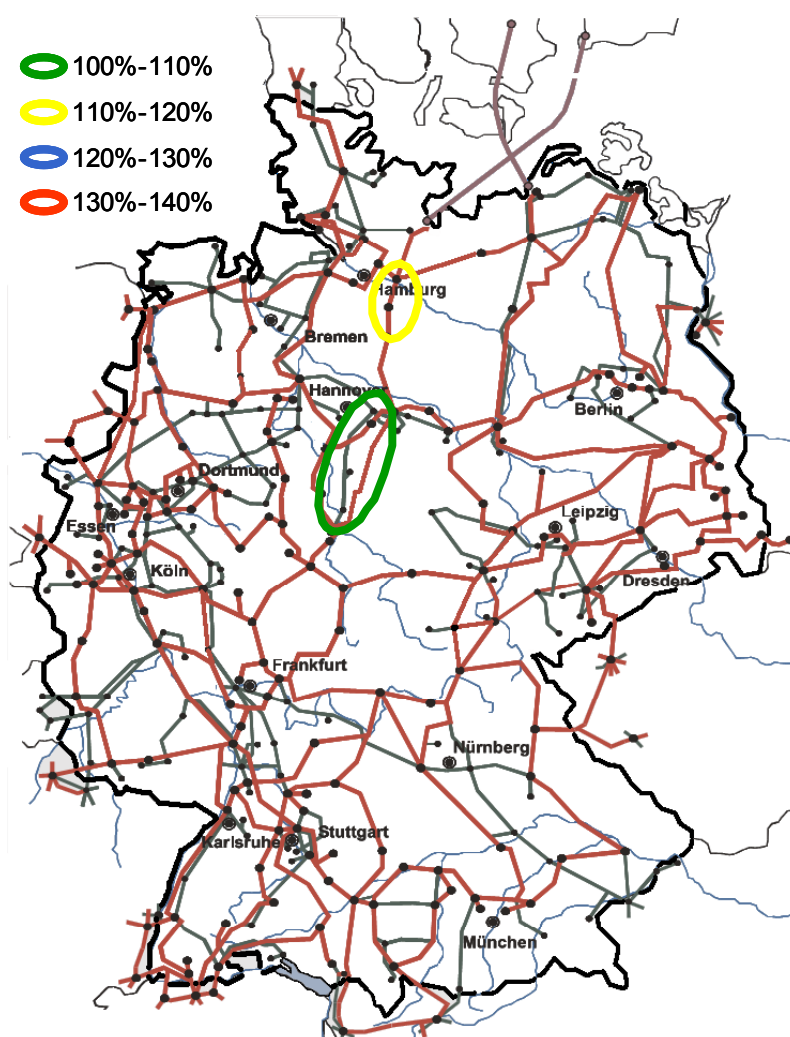


Bild 5.4 (n-1)-Überlastungen 2015, Netznutzungsszenario 2

5.5.3 Betrachtungszeitpunkt 2020 – Netznutzungsszenario 1

Das betrachtete Nutzungsszenario zeichnet sich durch einen hohen Import Deutschlands aus, der ca. 15 GW beträgt und insbesondere durch den Rückgang der installierten Kraftwerksleistung hervorgerufen wird. Besonders hohe Importe werden aus Frankreich und Tschechien erwartet, die genaue Vorhersage der Länder, aus denen Energie bezogen wird, ist jedoch nur mit großen Unsicherheiten möglich. Innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes kommt es unter den getroffenen Annahmen wiederum zu Überlastungen im (n-1)-Fall auf dem Leitungszug Hamburg-Kassel (siehe Abschnitt 5.5.2), darüber hinaus jedoch nicht zu weiteren Engpässen. Allerdings sind unzulässig hohe Belastungen an den Grenzen zu benachbarten Zonen erkennbar. Diese können im Regelfall jedoch ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit durch das ohnehin notwendige grenzüberschreitende Engpassmanagement beherrscht werden.

Generell sollte bei steigender Importabhängigkeit die Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes in das UCTE-Verbundsystem aufmerksam überwacht werden, da in diesem Fall die Verfügbarkeit ausreichender Kuppelleitungskapazitäten zur Sicherstellung einer engpassfreien Stromversorgung unabdingbar ist

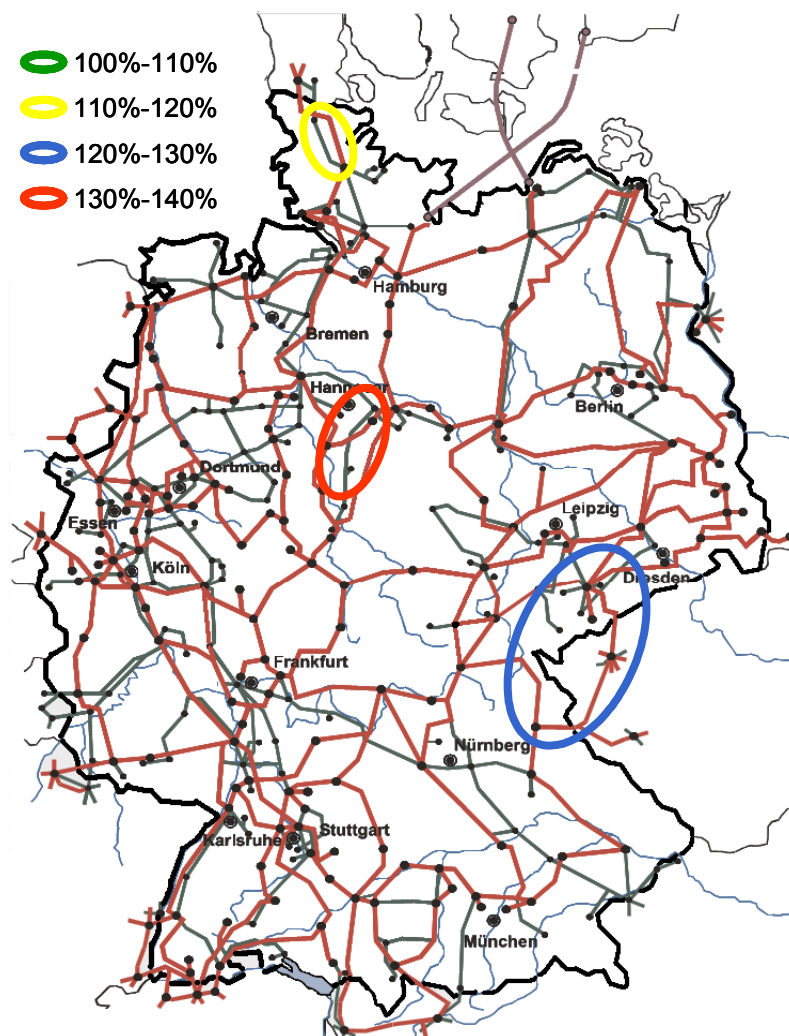


Bild 5.5 (n-1)-Überlastungen 2020, Netznutzungsszenario 1

5.5.4 Betrachtungszeitpunkt 2020 - Netznutzungsszenario 2

Das Szenario beinhaltet eine hohe WEA-Einspeisung, die vornehmlich in Küstennähe, auch aus Offshore-WEA, erfolgt. Der damit verbundene Leistungstransport in Nord-Süd-Richtung führt bei gegenüber 2015 unveränderter Netzstruktur zu einer Vielzahl von in Bild 5.6 dargestellten (n-1)-Überlastungen. Aus deren Höhe wie aus ihrem flächendeckenden Auftreten kann geschlossen werden, dass es sich hier insbesondere in der Region Nord- und Westdeutschland um einen strukturellen Netzengpass handelt, der somit entsprechenden Netzausbaubedarf induziert. Dieser Netzausbaubedarf ist im Prinzip auch unstrittig, wird sich aufgrund weiter steigender WEA-Leistung in den Jahren nach 2020 tendenziell weiter verstärken und ist bereits Gegenstand der gerade anlaufenden dena-Netzstudie II.

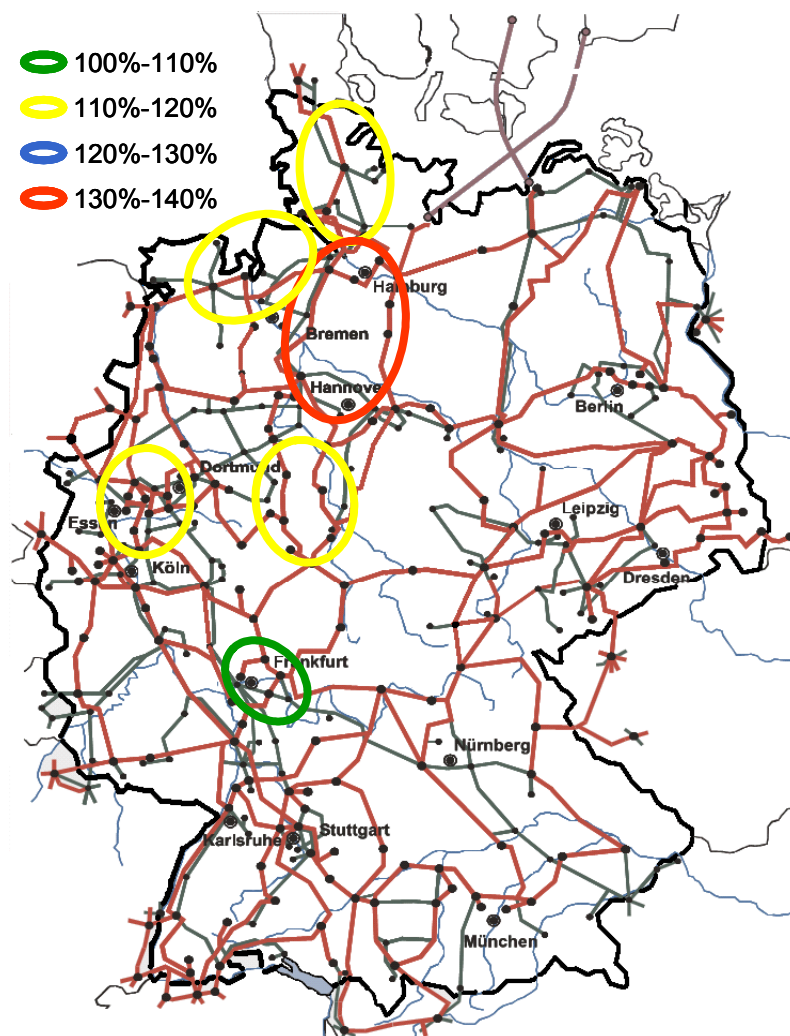


Bild 5.6 (n-1)-Überlastungen 2020, Netznutzungsszenario 2

Die dena-Netzstudie I beinhaltet ebenfalls Vorschläge zum Netzausbau bis zum Planungshorizont im Jahr 2020. Diese Planungen sind allerdings als Konzept und nicht als abgeschlossen anzusehen und werden im Rahmen der laufenden Studie [44] weitergeführt. Exemplarisch wird in dieser Untersuchung trotzdem analysiert, ob die betrachteten Maßnahmen zu einer Entspannung der Belastungssituation führen. Sich weiterhin ergebende (n-1)-Überlastungen sind in Bild 5.7 dargestellt. Großräumige Überlastungen treten jedoch nur noch im Bereich Schleswig-Holstein und der Region um Hamburg und somit in gegenüber der Netztopologie 2015 deutlich abgeschwächter Form auf. Es ist zur langfristigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit erforderlich, dass, z. B. im Rahmen der dena-Netzstudie II, geeignete Lösungen zur Beherrschung dieser Belastungssituation erarbeitet werden. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird darüber hinaus notwendig sein, durch entsprechende poli-

tisch-juristische Rahmenbedingungen eine zeitgerechte Umsetzung dieser Maßnahmen zu ermöglichen.

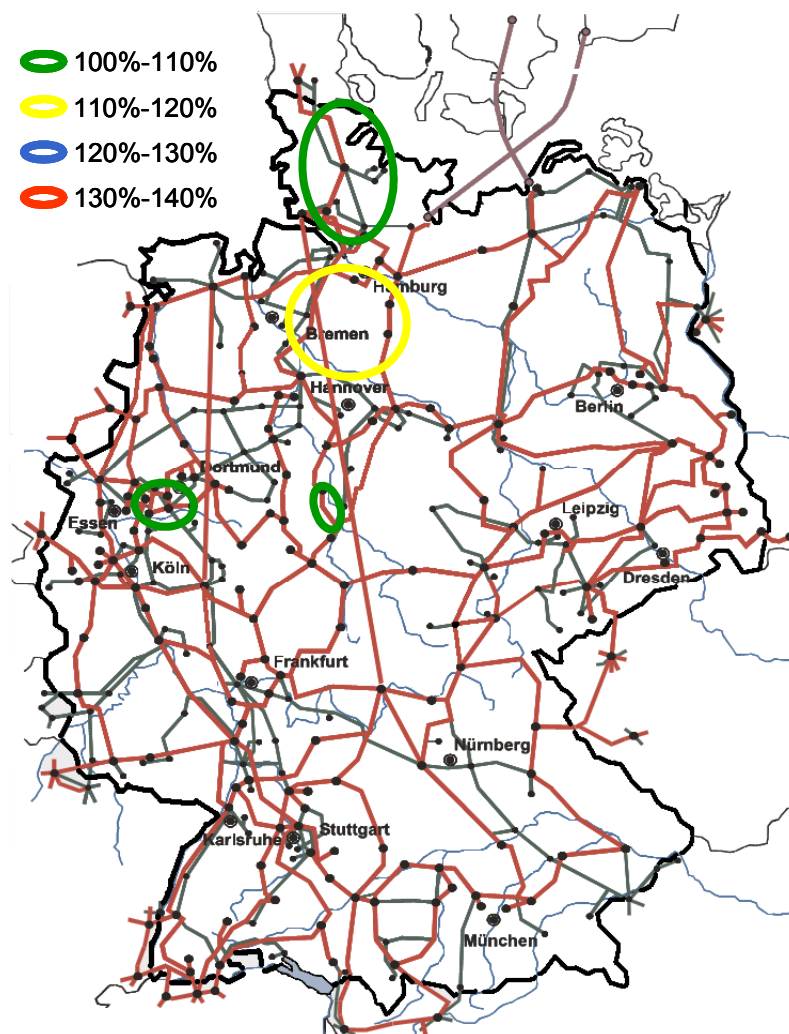


Bild 5.7 (n-1)-Überlastungen 2020, Netznutzungsszenario 2, mit Ausbau entsprechend Konzept dena-Netzstudie I

5.6 Bewertung der Netzstabilität

Die technische Systemstabilität elektrischer Energieversorgungsnetze beschreibt die Fähigkeit des Systems, die nach einem exogenen Störungseinfluss resultierenden Veränderungen der Systemvariablen abzufangen und das System wieder in den ursprünglichen oder einen nahezu gleichwertigen stabilen Betriebszustand zurückzuführen, so dass die Funktion des Gesamtsystems grundsätzlich erhalten bleibt und die wesentlichen Aufgaben ohne unzulässige Ein-

schränkungen erfüllt werden können. Die geforderte Aufgabe des elektrischen Energieversorgungssystems umfasst dabei grundsätzlich die Versorgung der Netzkunden mit elektrischer Energie, in gesetzlich und vertraglich festgelegter Art und Weise, zu jedem Zeitpunkt und mit angemessener Qualität, also die Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Grundsätzlich ist ein stabiler Synchronbetrieb im Übertragungsnetz Voraussetzung für einen sicheren und zuverlässigen Verbundbetrieb sowie eine angemessene Kundenversorgung [28].

Zu den exogenen Störungseinflüssen zählen im Wesentlichen Veränderungen der Lasten, Einspeisungen und des Netzes. Ursachen hierfür können Ausfälle von Kraftwerken oder Netzkomponenten, Ein-/Ausschaltvorgängen leistungsstarker Netzlasten sowie Veränderungen von Last oder Einspeisung z.B. infolge dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen oder dem individuellen Lastverhalten der Netzkunden sein.

Die wesentlichen Systemvariablen, die den Zustand elektrischer Energieversorgungssysteme charakterisieren, umfassen Amplitude, Frequenz und Winkel der Netzspannung. Innerhalb des Systems sind diese Variablen durch das Netz miteinander gekoppelt. Aus diesem Grund ist die Stabilität der Versorgung im Wesentlichen durch die Stabilität der charakteristischen Systemvariablen gegeben und umfasst somit die folgenden drei Aspekte [31,32]:

- Frequenzstabilität
- Spannungsstabilität
- Winkelstabilität

Bei der Bewertung der Stabilitätsaspekte und der daraus resultierenden netztechnischen Anforderungen wird grundsätzlich zwischen statischer und transientscher Stabilität unterschieden. Ein elektrisches Energieversorgungssystem befindet sich im Zustand der statischen Stabilität, wenn es nach einer geringfügigen Zustandsänderung (z.B. wechselnde Leistungsübertragungen oder Schalthandlungen) unmittelbar wieder in einen Zustand übergeht, der mit dem ungestörten, stationären Ausgangszustand identisch oder diesem äquivalent ist. Das System sollte in der Lage sein, geringe Veränderungen der Systemvariablen selbständig auszuregeln.

Für transiente Stabilität muss das System gewährleisten, dass sich auch nach größeren Störungseinflüssen (z.B. Kurzschluss, Kraftwerksausfall, große Laststöße, etc.) zunächst wieder ein stabiler und gültiger Arbeitspunkt einstellt und die Systemvariablen nicht unbeeinflusst

unzulässige Betriebszustände annehmen. Zusätzlich muss anschließend eine Rückführung in den stabilen Ausgangszustand oder einen äquivalenten Betriebszustand gewährleistet sein.

5.6.1 Frequenzstabilität

Da elektrische Netze keine wesentlichen Speichermöglichkeiten besitzen, muss die Erzeugungsleistung der Kraftwerke zu jedem Zeitpunkt der Verbraucherleistung entsprechen. Jeder Leistungsmangel oder -überschuss führt im Synchronverbund grundsätzlich zu einem Brems- oder Beschleunigungsmoment für die einspeisenden und über das Netz elektrisch gekoppelten Generatoren und somit letztlich zu einem Abfall oder Anstieg der innerhalb des Synchronverbundes näherungsweise gleichen Netzfrequenz. Aus diesem Grund ist die leicht messbare Netzfrequenz wesentlicher Indikator und Regelgröße für eine ausgeglichene Leistungsbilanz.

Die Frequenzstabilität stellt grundsätzlich die Fähigkeit des Systems dar, auf exogene Störungen des Leistungsgleichgewichtes mit einer möglichst schnellen Begrenzung der entstehenden Frequenzabweichung und anschließend mit einer zügigen Rückführung der Frequenz auf die Nennfrequenz zu reagieren. Die exogenen Störfaktoren lassen sich hinsichtlich ihrer Ursache und ihrer Zeitkonstanten unterscheiden. So findet im Kurzzeitbereich ein stetiges Lastrauschen mit geringer Amplitude statt, dessen Auswirkungen auf die Netzfrequenz im Wesentlichen durch die kinetische Energie der Gesamtschwingmassen aller Generatoren im Verbundsystem begrenzt wird. Die Stabilität des Systems gegen kurzzeitige exogene Einflüsse geringer Amplitude wird somit ganz wesentlich durch die Gesamtschwingmasse und somit in erster Näherung durch die installierte Leistung der Generatoren im System bestimmt.

Größere Unterschiede zwischen Last und Einspeisung entstehen z.B. durch Ausfälle von Kraftwerken und Netzanlagen sowie starke Schwankungen von Last oder Einspeisung. Solche exogenen Störungen der Leistungsbilanz müssen durch eine Anpassung der Erzeugungsleistung ausgeglichen werden, da der stützende Selbstregeleffekt des Netzes infolge der Frequenzabhängigkeit der Netzlast in den meisten Fällen nicht ausreicht, um das System in einem frequenzstabilen Arbeitspunkt abzufangen. Ein Ausregeln der Netzfrequenz auf Nennfrequenz ist letztlich nur durch eine entsprechende Anpassung der Erzeugungsleistung möglich. Dies geschieht zeitlich gestaffelt durch unterschiedliche Mechanismen zur Bereitstellung von Reserveleistung und -energie (siehe Abschnitt 6.2).

Grundsätzlich schreibt beispielsweise das UCTE Operation Handbook [27] wesentliche Anforderungen an Planung und Betrieb von Übertragungsnetzen vor, die zur Gewährleistung einer angemessenen Frequenzstabilität beitragen. So ist die zulässige Anfangssteigung der Frequenzänderung im Falle einer planungsrelevanten Systemstörung auf ± 180 mHz begrenzt, was insbesondere die Vorhaltung einer angemessenen Gesamtschwungmasse der Generatoren erforderlich macht. Darüber hinaus darf die Netzfrequenz nach einem planungsrelevanten Störungsereignis (z.B. der Ausfall des größten Kraftwerkblockes) nicht unter 49,2 Hz sinken, was zusätzlich die Vorhaltung ausreichender Reserven und die Installation angemessener Regelmechanismen voraussetzt. Die Systeme sind somit dafür konzipiert, einen frequenzstabilen Arbeitspunkt auch nach größeren Störungsereignissen zu erreichen und das System anschließend schnellstmöglich wieder in einen Systemzustand mit Nennfrequenz zurückzuführen.

Die in Kapitel 7 diskutierten Großstörungen zeigen, dass technisches wie menschliches Versagen den frequenzstabilen Betrieb mit Nennfrequenz gefährden können. So führten Ausfälle sowie überlastungsbedingte Folgeabschaltungen der Kuppelleitungen zwischen Italien und den Nachbarstaaten im August 2003 innerhalb sehr kurzer Zeit zu einer vollständigen Abtrennung Italiens vom restlichen UCTE-Netz. Das resultierende Leistungsdefizit führte zu einem schnellen Absinken der Netzfrequenz. In diesem Fall waren Regelmechanismen und selbst Lastabwurfstrategien nicht ausreichend, um die sinkende Netzfrequenz in einem stabilen Arbeitspunkt, auch nicht innerhalb einzelner Netzinseln, abzufangen. Die Folge war ein vollständiger Blackout.

Auch die spontane Aufteilung des Verbundnetzes nach Großstörungsereignissen wie im November 2006 in West-Europa kann dazu führen, dass unmittelbar nach der Trennung in den verbleibenden Teilnetzgebieten Leistungsmangel oder -überschuss auftritt, was zum Absinken oder Ansteigen der Netzfrequenz führt. Wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, sind in diesen Fällen umfangreiche Maßnahmen notwendig, um zunächst einen stabilen Arbeitspunkt für die Netzfrequenz einzustellen und im Anschluss daran die Systeme zu resynchronisieren.

Prinzipiell wird Frequenzstabilität durch eine ausreichende Reservevorhaltung gewährleistet. Die in Abschnitt 3.3 beschriebene Untersuchung zeigt, dass dies in Deutschland aktuell der Fall ist.

5.6.2 Spannungsstabilität

Üblicherweise sind in einem elektrischen Energieversorgungsnetz die Wirk- und Blindleistungsbezüge an den Verbraucherknotten sowie die Speisespannung und deren Winkel an den speisenden Knotten bekannt. Auf Basis dieser Randbedingungen sowie den physikalischen Eigenschaften der Leitungen im Netz stellt sich innerhalb einer vermaschten Netzstruktur eine Lastflusssituation ein, über die Spannungen und Spannungswinkel an den Netzknoten sowie Lastflüsse auf den Zweigen definiert sind. Die Systembetriebszustände hinsichtlich Spannungen und Strömen sind dabei über die physikalischen Eigenschaften des Netzes eng an Lasten und Einspeisungen gekoppelt. Jede Veränderung der Systemeigenschaften infolge exogener Störungen, wie z.B. Veränderungen von Leitungsimpedanzen oder Knottenlasten, bedingt eine Veränderung der Lastflusssituation und somit der Spannungen und Ströme.

Grundsätzlich wird für ein spannungsstabiles System gefordert, dass sich für alle Netzknoten nach einem Störungsereignis zum einen wieder ein stabiler Spannungszustand einstellt und zum anderen die resultierenden Knotenspannungen nicht außerhalb vordefinierter Grenzwerte liegen. In diesem Zusammenhang kann insbesondere das Blindleistungsverhalten der Lastknotten zu Spannungsproblemen führen, da eine deutlich unausgeglichene Blindleistungsbilanz einen Blindleistungsbezug über das Netz erforderlich macht. Blindleistung kann jedoch grundsätzlich nicht sinnvoll über längere Strecken transportiert werden [33]. Die Spannung des Blindleistung beziehenden Netzknotens kann in diesem Fall in Abhängigkeit von der Belastungssituation sehr stark ansteigen oder absinken. Probleme der Spannungsstabilität sind somit oftmals in lokalen Problemen bei der Blindleistungssteuerung begründet und müssen auch innerhalb eines lokal bzw. regional begrenzten Netzbereiches behoben werden.

Ursachen für eine Gefährdung des Blindleistungshaushalts und damit der Spannungsstabilität können ganz unterschiedlich sein. Instabilitäten mit kurzen Zeitkonstanten werden im Wesentlichen von Systemkomponenten mit einem hochdynamischen Systemverhalten hervorgerufen. Dazu zählen z.B. Asynchronmaschinen bei dynamischer Betriebsweise, elektronisch gesteuerte Lasten sowie HVDC-Umrichter. Der Einfluss von z.B. Transformatorstufenschaltungen, spannungsunabhängig geregelten Lasten sowie Generatorstrombegrenzern erfolgt hingegen mit deutlich höheren Zeitkonstanten.

Die Spannung und die Spannungsstabilität an einem Netzknoten sind von der Belastung der speisenden Übertragungsleitungen abhängig [34]. Um diesen Zusammenhang zu quantifizieren, wird das in Bild 5.8 dargestellte verbraucherseitige Ersatzschaltbild betrachtet.

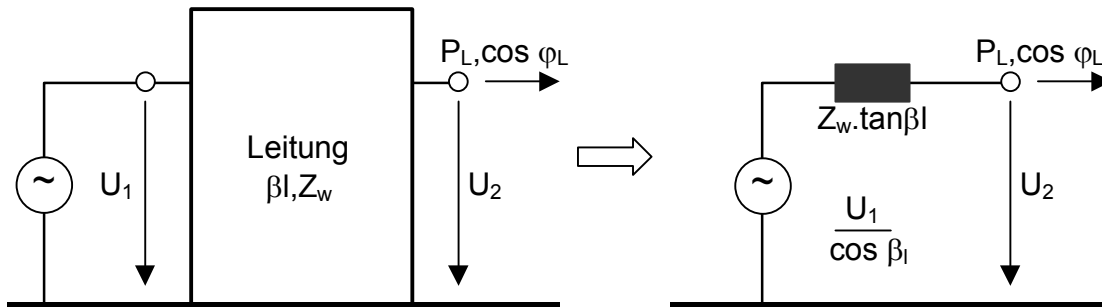


Bild 5.8 Verbrauchersseitiges Ersatzschaltbild des Übertragungssystems

Dabei wird ein Netzknoten mit variabler Belastung P und $\cos(\varphi_L)$ über das Übertragungssystem von einer idealen Spannungsquelle versorgt. In diesem Fall weisen Spannung und Belastung den in Bild 5.9 dargestellten charakteristischen Zusammenhang auf. Die Darstellung zeigt die Spannung des betrachteten Netzknotens U_2 (bezogen auf die konstante Speisespannung U_1) in Abhängigkeit von der Netzknotenlast P_L (bezogen auf die natürliche Leistung P_{nat1} des Übertragungssystems). Dieser Zusammenhang ist für unterschiedliches Blindleistungsverhalten des Lastknotens abgebildet.

Es ist zu erkennen, dass bei vorgegebener Leistungseinspeisung oder –entnahme zwei Lösungen für die Knotenspannungen und somit zwei Arbeitspunkte des Systems möglich sind. Jedoch erlauben nur Arbeitspunkte oberhalb des Scheitelpunktes eine stabile Betriebsweise. Bei hohen Knotenlasten sinkt das Spannungsniveau erwartungsgemäß ab, wodurch das in Übertragungsnetzen geforderte hohe Spannungsniveau oftmals nicht mehr eingehalten werden kann. Darüber hinaus existiert bei vorgegebener Spannung U_1 eine physikalische Grenzübertragungsfähigkeit. Bei praxisüblichen Leitungskonfigurationen ist dieser Arbeitspunkt jedoch oftmals nicht zulässig, da das resultierende Spannungsniveau für praxisübliche Übertragungsaufgaben zu niedrig ist. Somit ist für den Betrieb der Übertragungsnetze zu gewährleisten, dass sich für alle Netzknoten Arbeitspunkte einstellen, die auch bei auslegungsrelevanten Störungen des Systems (z.B. Lastschwankungen, Leitungsausfällen, etc.) nicht zu unzulässig-

gen Spannungszuständen führen, wobei in Bild 5.9 zu erkennen ist, dass die Spannungsstabilität des Systems bei starken Belastungen der speisenden Leitungen geringer wird.

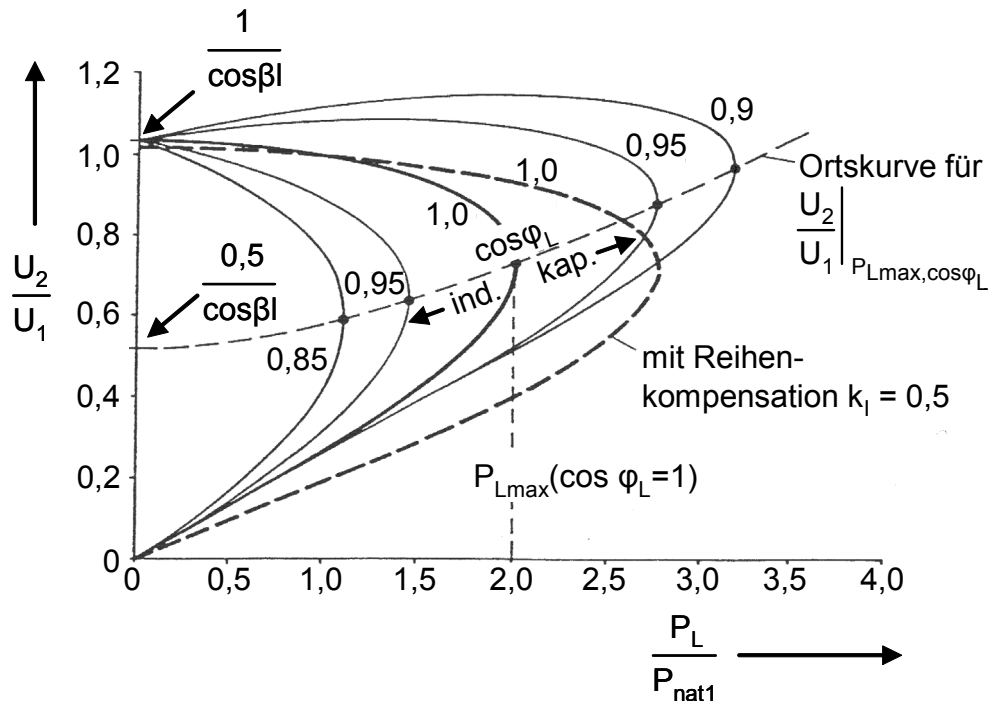


Bild 5.9 Verbraucherseitiges Ersatzschaltbild des Übertragungssystems

Darüber hinaus ist in Bild 5.9 der wesentliche Einfluss des Blindleistungsbezugs über längere Übertragungsleitungen zu erkennen. Eine kapazitive Belastung der speisenden Leitung erhöht im Schwachlastfall die Gefahr einer unzulässigen Spannungsüberhöhung während bei induktivem Blindleistungsbezug bereits geringere Knotenlasten unzulässige Spannungsabsenkungen verursachen. Es ist offensichtlich, dass zur Gewährleistung einer angemessenen Spannungsstabilität eine entsprechende Blindleistungssteuerung notwendig ist, wobei der Bezug von Blindleistung nur aus einem lokal begrenzten Umfeld erfolgen kann. Wichtigste Blindleistungsquelle sind dabei die Generatoren der großen Erzeugungseinheiten, die neben der vermarkteten Wirkleistung in einem weiten Regelbereich auch Blindleistung abgeben oder aufnehmen können. Aufgrund der eng vermaschten Struktur des Verbundnetzes in Deutschland und einer guten Verteilung der Erzeugungsstandorte, kann für zahlreiche Lastknoten eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung gewährleistet werden. Um auch für die Netzknoten eine angemessene Spannungsstabilität gewährleisten zu können, für die aufgrund ihrer Netz-anbindung grundsätzlich Spannungsprobleme zu erwarten sind, wurden entsprechend zu-

schaltbare Systemkomponenten in das Übertragungsnetz integriert, die im Bedarfsfall eine Blindleistungskompensation ermöglichen.

Die Entwicklung der Spannungsstabilität muss jedoch in der Zukunft kontinuierlich überwacht werden. Mögliche Gefährdungen ergeben sich einerseits aus der steigenden Belastung der Übertragungsnetze mit einem Betriebspunkt, der deutlich näher an der Stabilitätsgrenze liegt, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Andererseits könnte die Bereitstellung der notwendigen Blindleistung in Zukunft schwieriger werden, da sich eine zunehmende lokale Konzentration von Einspeisungen abzeichnet. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Blindleistungsbereitstellung bisher nur in Großkraftwerken erfolgt. Obwohl der Anteil der installierten Windleistung stetig steigt und bereits Ende 2006 ca. 20,6 GW betrug, beteiligen sich diese Erzeugungsanlagen bisher weder an der Frequenz-Wirkleistungsregelung noch an der Spannungs-Blindleistungsregelung der Übertragungsnetze.

Ein Beispiel für einen Kollaps der Netzspannung liefert der Blackout in Südschweden und Ostdänemark im September 2003. Ursache war der Ausfall eines Kohlekraftwerks (Einspeisleistung 1250 MW) und die unabhängige Abtrennung von zwei weiteren Kraftwerken (Gesamtleistung 1.750 MW) aufgrund eines Schaltanlagenausfalls nur wenige Minuten später. Die Ausfälle führten zu Leistungspendelungen im verbleibenden Netz und nach Frequenzrückgang auf ca. 49 Hz zur Anregung der Lastabwurfautomatiken. Da im südschwedischen Teil des Verbundnetzes nach den Kraftwerksausfällen keine wesentliche Erzeugungsleistung mehr verblieb, traten aufgrund des Blindleistungsmangels große Spannungsprobleme auf, die schließlich zum Spannungskollaps in dieser Netzregion führten, in dessen Folge es zu weiteren Abschaltungen und Netzauftrennungen kam.

5.6.3 Winkelstabilität

Die in das Übertragungsnetz einspeisenden Synchrongeneratoren befinden sich bei normalem Netzbetrieb in einem über das Netz gekoppelten Synchronbetrieb. Somit muss die elektrische Winkelgeschwindigkeit der Maschinen ω_e , die sich aus der mechanischen Winkelgeschwindigkeit ω_m des Generatorläufers skaliert mit der Polpaarzahl p ergibt, gleich der Winkelgeschwindigkeit der Netzspannung ω_N sein. Zur Beurteilung der Winkelstabilität ist im Wesentlichen das Verhalten der Läuferdrehbewegung im Vergleich zur Synchrondrehzahl der Netzspannung nach einem exogenen Störungseinfluss von Interesse. Für den Normalbetrieb muss

die Turbinenleistung (abzüglich der Generatorverluste) gleich der an das Netz abgegebenen elektrischen Leistung sein. Wird dieser Gleichgewichtszustand gestört, so erfolgt eine Beschleunigung oder Abbremsung des Generatorläufers. Das Verhalten des Systems auf derartige Veränderungen wird über die Stabilität beschrieben.

Da die Polradspannung \underline{U}_P des Generators fest mit Lagekoordinate und Winkelgeschwindigkeit des Generatorläufers verbunden ist, kann die Winkelstabilität eines einspeisenden Generators aus elektrischer Sichtweise über den Polradwinkel Θ zwischen der Polradspannung \underline{U}_P und der Netzspannung \underline{U}_N analysiert und beschrieben werden [34]. Mathematische Betrachtungen ergeben, dass dieser Winkel kleiner als 90° sein muss, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten.

Die statische Winkelstabilität bezieht sich auf kleine Störungen, die nur geringe Veränderungen des Polradwinkels gegenüber dem Arbeitspunkt im Normbetrieb hervorrufen. Grundsätzlich gilt für ein stabiles System, dass eine solche Störung des Gleichgewichtszustandes durch die Maschine automatisch ausgeregelt werden kann. Wird beispielsweise die an das Netz abgegebene Leistung aufgrund exogener Störungen kurzfristig reduziert, so passt sich der Polradwinkel zunächst der veränderten Leistungsabgabe des Generators an. Bedingt durch die weiterhin konstante Turbinenleistung erfolgt jedoch eine Beschleunigung des Generatorläufers und eine Zunahme des Polradwinkels bis sich erneut ein stabiler Arbeitspunkt einstellt. Ist die Auslenkung des Polradwinkels so groß, dass der stabile Betriebsbereich verlassen wird, verliert die Maschine ihr synchronisierendes Moment und „fällt außer Tritt“. Das bedeutet, dass die Winkelgeschwindigkeiten von Generator und Netz nicht mehr synchron sind. Die Folgen sind sehr große mechanische und elektrische Beanspruchungen des Generators. Aus diesem Grund erfolgt in nahezu allen Fällen eines Synchronverlustes die sofortige Trennung der betroffenen Maschine vom Netz, was somit einen zu verhindernden Eingriff in den Netzbetrieb darstellt.

Um diesem Fall vorzubeugen werden die Arbeitspunkte der Generatoren zum einen stets mit einem ausreichenden Sicherheitsabstand zur Stabilitätsgrenze betrieben. Darüber hinaus kann durch Maßnahmen in Kraftwerken und im Netz eine Verbesserung der statischen Winkelstabilität erzielt werden, indem grundsätzlich eine Erhöhung der synchronisierenden Leistungen (Rückstellmomente) für die typischen Arbeitspunkte der Maschine angestrebt wird. Positive Auswirkungen auf die Winkelstabilität hat dabei eine möglichst geringe Netzreaktanz X_N , die durch einen hohen Vermaschungsgrad, Leitungsbetriebsmittel mit

durch einen hohen Vermaschungsgrad, Leitungsbetriebsmittel mit großen Leiterquerschnitten, eine angemessene Verteilung der Kraftwerksstandorte sowie den Einsatz von Kompensationselementen bei langen Leitungsabschnitten erzielt werden kann. Darüber hinaus wird die statische Winkelstabilität von der Höhe der Polradspannung \underline{U}_p beeinflusst. Somit kann durch einen übererregten Betrieb, der entsprechend höhere Polradspannungen zur Folge hat, die Winkelstabilität zusätzlich erhöht werden. Eine hohe Netzbelastung hingegen wirkt sich deutlich negativ auf die Stabilität aus, da der Polradwinkel von der Generatorbelastung abhängt und sich somit infolge hoher Netzlasten für die Generatoren weniger stabile Arbeitspunkte einstellen. Die Anfälligkeit des Systems gegenüber einem Aufschaukeln exogener Störungseinflüsse steigt.

Größere Störungseinflüsse, wie sie beispielsweise bei einem generatornahen dreipoligen Kurzschluss auftreten, umfassen den Bereich der transienten Winkelstabilität. In diesem Fall wird die vom Generator an das Netz abgegebene elektrische Wirkleistung spontan stark reduziert, was ein hohes Beschleunigungsmoment für den Generatorläufer zur Folge hat. In diesem Fall muss gewährleistet sein, dass sich der Generator zum einen nach Aufhebung des Kurzschlusses nicht in einem instabilen Arbeitspunkt befindet und zum anderen der Abstand zur Stabilitätsgrenze groß genug ist, um ein Abbremsen des Generatorläufers durch das synchronisierende Moment zu gewährleisten, bevor die Stabilitätsgrenze überschritten wird.

Auch in diesem Fall wirkt sich eine übererregte Betriebsweise der Generatoren positiv auf die Winkelstabilität aus. Der geschilderte Störungseinfluss ist insbesondere bei Schwachlast kritisch, weil der Generator in diesem Fall für eine ausreichende Bereitstellung von Blindleistung untererregt betrieben werden muss. Der statischen Winkelstabilität entsprechend garantieren geringe Netzreaktanzen größere Synchronisierungsmomente. Durch die Anwendung selektiver Schaltkonzepte kann die Zeit bis zur Abschaltung des Kurzschlusses reduziert werden, wodurch auch der Zeitraum verkürzt wird, in dem die Turbinenleistung hauptsächlich eine Beschleunigung des Generatorläufers verursacht. Eine schnelle Reduzierung der Turbinenleistung durch sog. „fast valving“ verringert zusätzlich das Beschleunigungsmoment bei großen Störungsereignissen. Auch eine Optimierung maschinenspezifischer Kenngrößen wie der elektromagnetischen Zeitkonstantante T_m (abhängig von Trägheitsmoment und Generatorbemessungsscheinleistung) oder der transienten Längsreaktanz X_d' hätten positive Auswirkungen auf die Winkelstabilität des Generators. Diese Kenngrößen können jedoch aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht ausschließlich vor dem Hintergrund der Stabilität

optimiert werden. Vielmehr wird aus Gründen einer optimalen Materialausnutzung mit steigender Generatorbemessungsleistung die transiente Längsreaktanz größer und die elektromagnetische Zeitkonstante kleiner, was das Stabilitätsverhalten der Generatoren verschlechtert.

In der Vergangenheit waren Winkelstabilitätsprobleme im mitteleuropäischen Verbundnetz nicht auslegungsrelevant, da in diesen Netzbereichen ein hoher Vermaschungsgrad und vergleichsweise geringe Leitungslängen ein hohes Stabilitätsniveau sicherstellten. Steigende Übertragungsentfernungen durch lastfernere Erzeugungsstandorte, lokale Konzentration von Erzeugungsleistungen sowie Erweiterungen des UCTE-Verbundsystems durch Ankopplung benachbarter Verbundsysteme (z. B. in Richtung Russland und Türkei) könnten zukünftig dazu führen, dass Stabilitätsprobleme in höherem Maße als bisher auftreten.

5.7 Bewertung der Aufwendungen für Netzwartung/ -instandhaltung

Die Instandhaltung elektrischer Netze umfasst einerseits geplante Maßnahmen wie Erneuerung, Inspektion und Wartung. Andererseits fallen aber auch ungeplante Maßnahmen wie die Behebung im Betrieb auftretender Störungen und Schäden im Rahmen der Instandsetzung an, die an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden sollen.

Bei den zu erwartenden Aufwendungen für die Inspektion und Wartung ist zu berücksichtigen, dass derartige vorbeugende Maßnahmen im Regelfall unabhängig vom Alter der Netzanlagen durchgeführt werden. Mit branchenüblichen pauschalen Kostenansätzen ist deshalb eine mengengerüstbasierte Quantifizierung möglich.

Die Höhe der Erneuerungsaufwendungen hängt in der Regel vom Alter und Erhaltungszustand der Netzanlagen ab. Zusätzlich zu den Mengengerüsten ist deshalb zur Quantifizierung des Erneuerungsbedarfs auch die Altersstruktur der Übertragungsnetzanlagen (Spannungsebenen 380 kV und 220 kV) zu berücksichtigen. Diese ist zwar nicht veröffentlicht, IAEW und Consentec liegen jedoch auf öffentlichen Statistiken basierende Daten über das deutsche *Leitungsnetz* der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber vor, die eine für diese Untersuchung ausreichend genaue Abschätzung der Altersstruktur (s. Bild 5.10) und damit – basierend auf Hypothesen zum Alterungsverhalten – des Reinvestitionsbedarfs in den kommenden Jahren ermöglichen. Der Aufwand für Instandhaltung und Erneuerung von *Stationen* (d.h.

Umspannanlagen und Schaltanlagen ohne Umspannmöglichkeit) der Übertragungsnetzebene nimmt nur einen kleinen Teil der gesamten Kosten der Höchstspannungsebene ein und kann durch Nutzung öffentlicher Quellen nicht quantifiziert werden. Daher konzentrieren sich die folgenden Betrachtungen auf die Inspektion, Wartung und Erneuerung des *Leitungsnetzes* der Höchstspannungsebenen 220 kV und 380 kV.

Alterstruktur der Höchstspannungsnetze

Aus der Betrachtung der Altersstruktur wird deutlich, dass die 380-kV-Leitungsebene erst in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts eingeführt und seit dem kontinuierlich – jedoch mit starken Mengenschwankungen zwischen einzelnen Jahren – ausgebaut wurde. Die 220-kV-Leitungsebene hingegen wurde ab 1980 im Vergleich zu den Jahrzehnten davor kaum weiter ausgebaut, sondern eher zurückgebaut, wie aus den Angaben über den Jahresgesamtbestand hervorgeht³³. Bis zu welchem Grad der Rückbau der 220-kV-Leitungsebene anhalten wird, kann an dieser Stelle nicht abgeschätzt werden.

³³ Quelle: VDEW- und DVG-Statistiken, von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Daten zur Netzlänge 2005

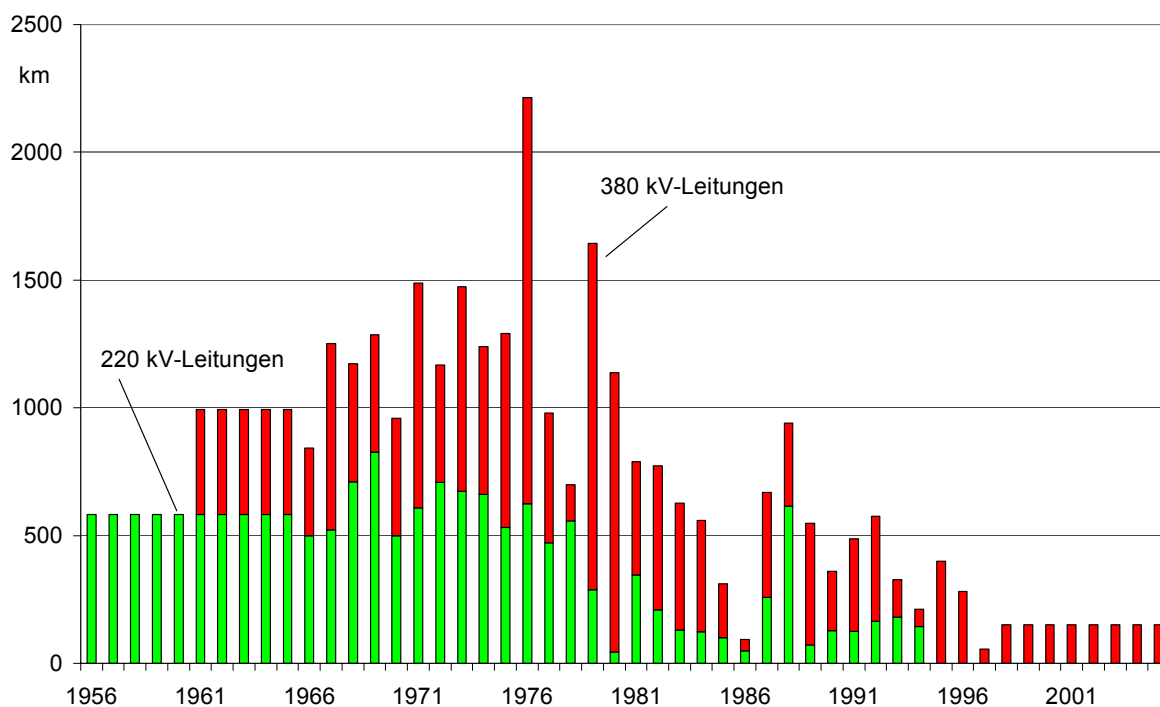


Bild 5.10: Alterstruktur der 380-kV- und 220-kV-Leitungen³⁴

Um die Auswirkungen von Bestandsveränderungen auf die zukünftigen Wartungs- und Erneuerungskosten zu quantifizieren, haben wir exemplarisch drei mögliche Szenarien untersucht

- Beibehaltung des aktuellen Bestands an 220-kV- und 380-kV-Leitungen (1:1-Ersatz)
- Rückbau der 220-kV-Leitungsebene um 50%
- Vollständiger Rückbau der 220-kV-Leitungsebene

³⁴ Die Werte für die Jahre 1955-1974 und 1998-2004 lagen nicht vor und sind interpoliert

Bei den Rückbauszenarien wird davon ausgegangen, dass die rückgebaute Leitungslänge in gleicher Höhe in der 380-kV-Ebene neu errichtet wird. Hiermit ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität verbunden, die jedoch vor dem Hintergrund laufender Ausbauprojekte und veränderter Transportanforderungen (s Kapitel 5) auch realistisch erscheint. Ein über die 380/220-kV-Umstellung hinaus stattfindender Netzausbau wird hier nicht betrachtet, da angesichts des langen Zeithorizonts der Untersuchung (40 Jahre) Voraussagen hierzu nicht sicher möglich sind.

Die berechneten Aufwendungen für Inspektion, Wartung und Erneuerung sind damit als Mindestwerte anzusehen. Bei einem größeren Anlagenmengengerüst werden diese sich nach oben verschieben.

Erneuerungsszenarien

Bei der Annahme einer Lebensdauer von 50 Jahren und eines praxisüblichen, pauschalen Wartungskostensatzes von 2% der spezifischen Erneuerungskosten pro Jahr ergibt sich über die nächsten 40 Jahre ein mittlerer Finanzbedarf für Wartungen und Erneuerungen von circa 630 Mio. €/a³⁵ (s. Bild 5.11). Dieser Bedarf verteilt sich jedoch nicht gleichmäßig. Er schwankt vielmehr stark und kann in einzelnen Jahren auf das doppelte dieses Mittelwerts ansteigen. Diese Schwankungen werden vor allem durch den Erneuerungsbedarf der 380-kV-Leitungen ausgelöst, da es zwischen einzelnen Baujahren stark schwankenden Zubau in dieser Ebene gab. Eine derartige, jährlich stark schwankende Investitionstätigkeit kann in der Praxis von Netzbetreibern nicht durchgeführt werden, da individuelle Machbarkeitsgrenzen die

³⁵ Sämtliche in dieser Untersuchung ermittelten Kosten sind Nominalkosten, d.h. Kostensteigerungen z. B. in Folge von Inflation sind hierin nicht berücksichtigt.

Tätigkeiten der Netzbetreiber einschränken. Es ist daher davon auszugehen, dass extreme Schwankungen über mehrere Jahre ausgeglichen werden und der Investitionsaufwand dadurch geglättet wird. Der über das Mengengerüst als konstant angenommene Kostenblock von Inspektionen und Wartungen hat am durchschnittlichen Gesamtaufwand einen Anteil von circa 50%.

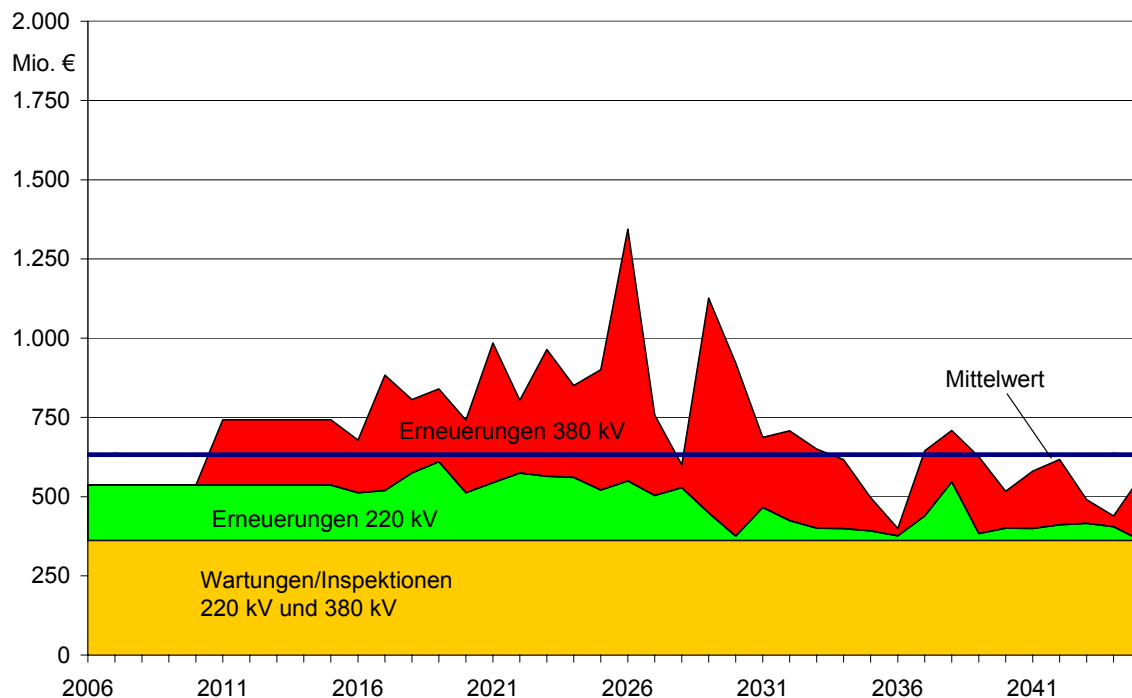


Bild 5.11: Prognostizierter Wartungs- und Erneuerungsbedarf im Szenario 1:1-Ersatz

Bei Annahme eines 50%igen Rückbaus der 220-kV-Leitungsebene reduziert sich der Erneuerungsaufwand für diese Ebene. Die Erneuerungs- wie auch die Inspektions- und Wartungskosten in der 380-kV-Ebene sind jedoch im Vergleich zu den in der 220-kV-Ebene eingesparten Kosten höher (s. Bild 5.12). Insgesamt erhöht sich damit der mittlere Aufwand im Betrachtungszeitraum um 10% auf knapp 700 Mio. €/a.

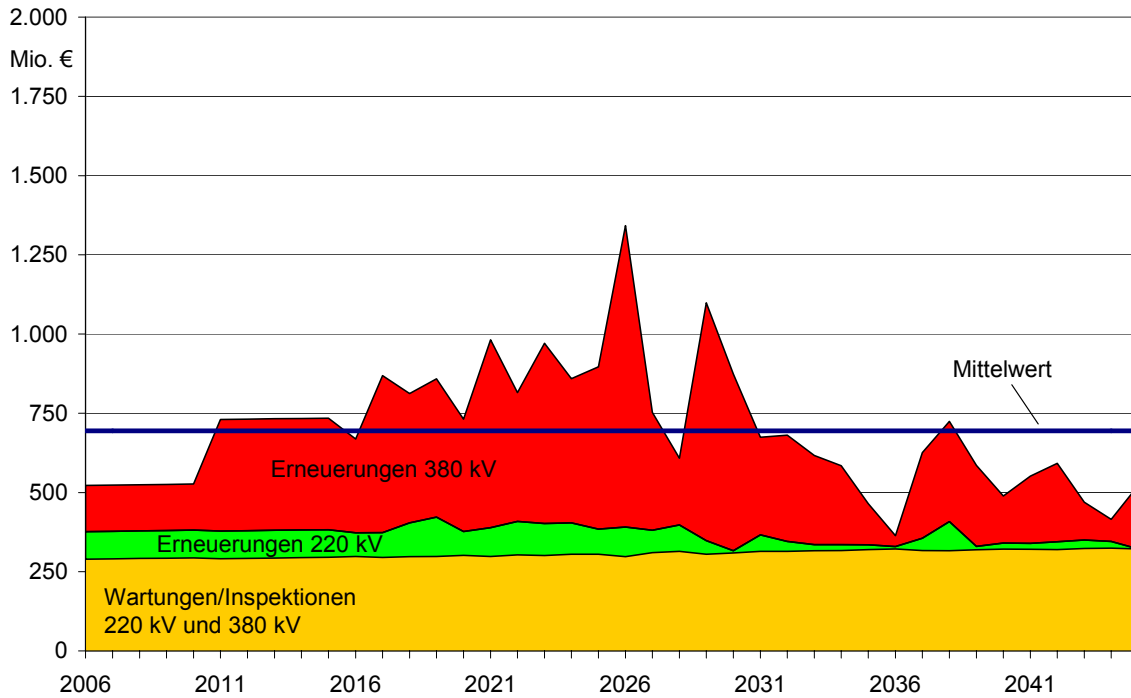


Bild 5.12: Prognostizierter Wartungs- und Erneuerungsbedarf bei 50%igem Rückbau der 220-kV-Leitungsebene

Bei einem – allerdings wenig wahrscheinlichen – vollständigen Verzicht auf die 220-kV-Leitungsebene ergeben sich die höchsten durchschnittlichen Aufwendungen für Inspektionen, Wartungen und Erneuerungen, da die Kosten für Betrieb und Erhaltung der 380-kV-Ebene signifikant höher sind als für die 220-kV-Ebene (s. Bild 5.13). Dies führt dazu, dass die Kosten für Instandhaltung und Erneuerung mit einem Durchschnittswert von gut 750 Mio. € 20% über denen des 1:1-Ersatzes liegen. Allerdings weist das sich ergebende Netz eine im Vergleich zum heutigen Netz deutlich höhere Übertragungskapazität auf.

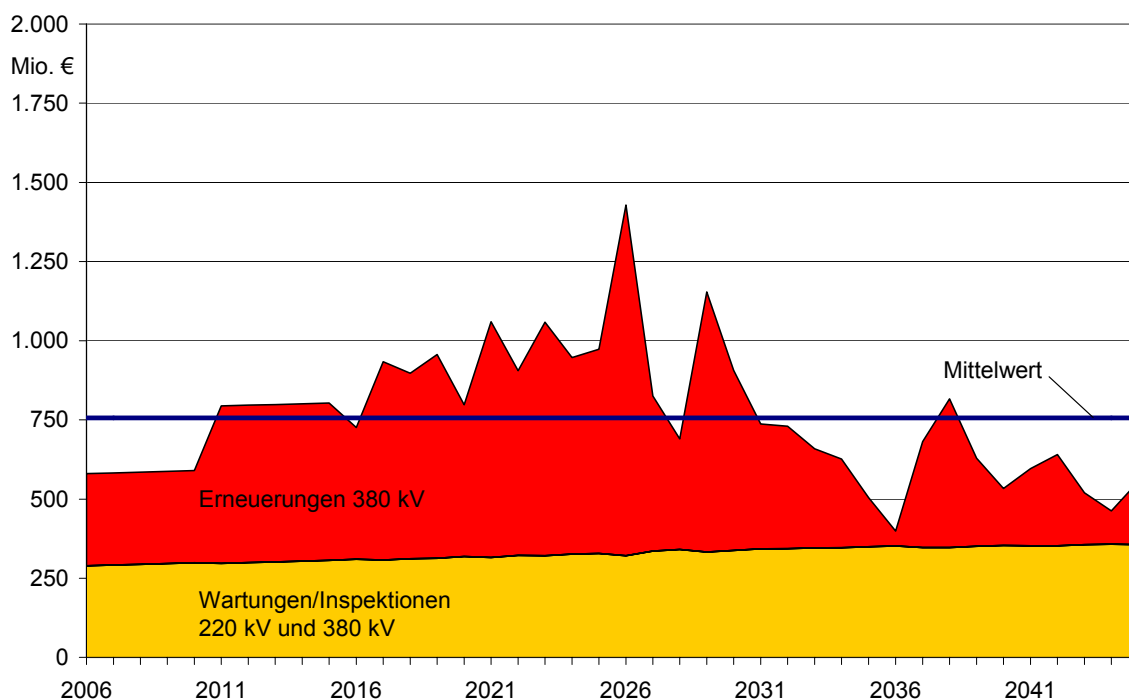


Bild 5.13: Prognostizierter Wartungs- und Erneuerungsbedarf bei vollständigem Rückbau der 220-kV-Leitungsebene

Zusammenfassung

Insgesamt kann festgehalten werden, dass in Abhängigkeit vom betrachteten Erneuerungsszenario

- in den kommenden 40 Jahren die zu erwartenden Gesamtaufwendungen für Inspektionen, Wartungen und Erneuerungen des deutschen Höchstspannungsnetzes im Durchschnitt wenigstens zwischen 630 Mio. €/a und gut 750 Mio. €/a liegen werden,
- vor allem der Erneuerungsbedarf der 380-kV-Ebene in einzelnen Jahren stark schwankt und ohne Berücksichtigung von netzbetreiberseitigen Investitionssteuerungsmaßnahmen zur Glättung des Erneuerungsaufwands das doppelte des Gesamtkostenmittelwerts erreichen kann, und

die Inspektions- und Wartungskosten etwa die Hälfte des langjährigen Mittelwerts der Gesamtkosten betragen.

6 Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung

6.1 Übersicht

Die Frage nach der sicheren Netzsteuerung zur Verhinderung von Großstörungen (Blackouts) betrifft in erster Linie die operative, netzseitige Dimension der Versorgungssicherheit. Um bei gegebener Netzkapazität und -konfiguration die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden, haben die Netzbetreiber im internationalen UCTE-Verbund Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen entwickelt. Diese sind in internationalen und nationalen Regelwerken niedergelegt. Wesentlich sind hier vor allem das internationale Operation Handbook der UCTE [27] und der nationale Transmission Code des VDN [28].

Bei dem Operation Handbook der UCTE handelt es sich um eine umfangreiche Zusammenstellung von technischen Mindestanforderungen und Empfehlungen für den technischen Betrieb der Netze im UCTE-Verbund. Dies umfasst u. a. Richtlinien zu Aspekten wie der Leistungs-Frequenz-Regelung, zu betrieblichen Sicherheitskriterien wie dem (n-1)-Kriterium, zur Spannungshaltung, zum Datenaustausch und zur Kommunikations-Infrastruktur.

Die wesentliche Aufgabe des Operation Handbook wird darin gesehen, die Interoperabilität der Übertragungsnetze des UCTE-Synchronverbunds sicher zu stellen

Der Transmission Code des VDN beschreibt technische Mindestanforderungen und Verfahrensregeln, deren Einhaltung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Verbundsystems erforderlich ist. Hierzu gehören unter anderem Regelungen zu Anschlussbedingungen, zu Systemdienstleistungen, zum Netzausbau, zur Betriebsplanung und Betriebsführung. Grundlage hierfür sind unter anderem die im Operation Handbook der UCTE definierten Mindeststandards.

Die im Transmission Code festgelegten Regeln wurden als technische Mindestanforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber verabschiedet, die grundsätzlich einzuhalten sind. Gleichwohl geben diese Regeln nicht für sämtliche Fragestellungen abschließende Lösungen vor, sondern bedürfen im Einzelfall ergänzender Konkretisierungen. Zudem werden sie aus-

drücklich als offen für eine Weiterentwicklung entsprechend der technischen und energiewirtschaftlichen Entwicklung sowie etwaigen weiteren Regelungen angesehen.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit lassen sich die in den genannten Regelwerken niedergelegten Anforderungen in die Bereiche Systemdienstleistungen, Betriebsplanung und -führung sowie Netzausbau unterteilen.

6.2 Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden die Dienstleistungen bezeichnet, die für den Betrieb der Übertragungsnetze unverzichtbar sind. Hinsichtlich der hier diskutierten Fragen der Versorgungssicherheit gehören hierzu v. a. die Frequenzhaltung und der Versorgungswiederaufbau nach Störungen.

Frequenzhaltung

Nach dem Transmission Code sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung verpflichtet (siehe auch Abschnitt 3.1.2).

Gemäß UCTE-Regel ist für das gesamte synchrone Verbundsystem Primärregelleistung von 3000 MW vorzuhalten. Dies soll sicherstellen, dass die vorgehaltene Reserve ausreicht, um den gleichzeitigen Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke abzufangen. Dabei ist zu beachten, dass die Vorhaltung der Primärregelleistung anteilig von allen Übertragungsnetzbetreibern des UCTE-Verbunds erbracht wird, wobei sich die Aufteilung im wesentlichen nach dem Verhältnis der Jahresverbräuche richtet.

Hieran lässt sich verdeutlichen, dass die derzeit existierenden Regeln darauf abzielen, die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden, ohne dies jedoch völlig ausschließen zu können: bei der Definition der genannten Regel wird bewusst in Kauf genommen, dass ein plötzliches Erzeugungsdefizit von mehr als 3000 MW unter Umständen zu großräumigen Störungen führt. Ein solches Defizit ist ein seltenes aber mögliches Ereignis. Für den Fall eines solchen mit dem Mechanismus der

Primärregelung nicht beherrschbaren Defizits ist unter den Übertragungsnetzbeteibern ein automatischer Lastabwurf-Mechanismus vereinbart. (Nähere Erläuterungen weiter unten.) Hierdurch soll unter bewusster Inkaufnahme einer Versorgungsunterbrechung für einen Teil der Kunden ein vollständiger Systemausfall verhindert werden. Dieser Mechanismus hat bei der Großstörung am 4. November 2006 konzeptgemäß funktioniert und eine zügige Wiederversorgung ermöglicht (Abschnitt 7.8).

Innerhalb des UCTE-Verbunds ist jeder Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sicher zu stellen. Dabei sind die mit den anderen Regelzonen vereinbarten und über Fahrpläne definierten Austausche zu berücksichtigen. Um dieser Aufgabe nachzukommen, haben die Übertragungsnetzbetreiber dafür zu sorgen, dass jederzeit in ausreichendem Umfang Sekundärregelleistung zur Verfügung steht.

Zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes und/oder um größeren Abweichungen des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch begegnen zu können, wird von den Übertragungsnetzbetreibern gefordert, Minutenreserveleistung vorgehalten.

Das im UCTE-Handbook und im Transmission Code definierte Konzept der Frequenzhaltung setzt voraus, dass die Primärregelleistung jederzeit in voller Höhe übertragen werden kann. Folglich müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Vorhaltung der Übertragungskapazität sowohl die Übertragung der prognostizierten Höchstbelastung als auch die Übertragung der Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung berücksichtigen.

Versorgungswiederaufbau

Gemäß Transmission Code sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb und dessen rasche Wiederherstellung nach Großstörungen in Zusammenarbeit mit den jeweils benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und den unterlagerten Verteilungsnetzbetreibern sowie Kraftwerksbetreibern verpflichtet, Konzepte für präventive und operative Maßnahmen unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzinfrastruktur zu erstellen.

6.3 Betriebsplanung und Betriebsführung

Gemäß Transmission Code sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der **Betriebsplanung** dafür verantwortlich, sicher zu stellen, dass kurz- und mittelfristig anstehende vorhersehbare Ereignisse wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, Baumaßnahmen und angemeldete Fahrpläne sicher durch die Betriebsführung beherrscht werden können.

Hierzu gehört in dem hier diskutierten Zusammenhang vor allem, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihr Netz nach dem sogenannten (n-1)-Kriterium betreiben, das sicherstellt, dass der einfache Ausfall definierter Netzbetriebsmittel sowie derjenigen Erzeugungseinheiten (inklusive HGÜ-Einspeisungen (HGÜ: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) und Anlagen auf Basis regenerativer Energien) mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit keine nennenswerte Beeinträchtigung der Versorgung der Verbraucher zur Folge hat. Dabei ist explizit vorgesehen, dass bei der Prüfung der Einhaltung dieses Kriteriums alle bereits bekannten oder prognostizierten Fahrpläne und der Netzzustand einschließlich geplanter Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln und Erzeugungseinheiten zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der **Betriebsführung**, die den Vorgaben der Betriebsplanung folgt, sind die Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, durch eine kontinuierliche Sicherheitsbetrachtung dafür Sorge zu tragen, dass Störungen mit den jeweils augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten in ihren Auswirkungen begrenzt werden.

Insbesondere gehört hierzu, dass nach Ausfall eines Betriebsmittels die (n-1)-Sicherheit in kürzester Zeit wiederherzustellen ist. Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltung von Kraftwerken oder die Änderung der Wirk- und Blindleistungserzeugung veranlassen.

Des Weiteren sehen die Regelwerke Maßnahmen zur Begrenzung etwaiger Großstörungen vor: Bei Störungen, die über das (n-1)-Kriterium hinausgehen, kann die Frequenz- und Spannungsstabilität stark beeinträchtigt werden und zu Netzauftrennungen und/oder örtlichen Versorgungsunterbrechungen führen. Zur Vermeidung von hieraus resultierenden Netzsammenbrüchen dient der sogenannte „5-Stufen-Plan“. Dieser sieht nach Aktivierung sämtlicher im Augenblick des Frequenzeinbruchs zur Verfügung stehender Erzeugungsleistung (Schritt 1) einen 3-stufigen gezielten frequenzabhängigen Lastabwurf vor, der zum Ziel hat, die letzte Stufe zu vermeiden, bei der sämtliche Kraftwerke vom Netz getrennt werden. Letz-

teres ist vorgesehen, um den Eigenbedarf der Erzeugungseinheiten für einen schnellen Wiederaufbau zu sichern und Schäden an den Erzeugungsanlagen zu vermeiden.

6.4 Netzausbau

Die bestehenden Regelwerke sehen vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netzausbauplanung darauf ausrichten, ein für die prognostizierten Übertragungsaufgaben ausreichend bemessenes Übertragungsnetz vorzuhalten. Dabei erfolgt die Bemessung der Netzreserve anhand des (n-1)-Kriteriums unter Berücksichtigung der prognostizierten Entwicklung der bereits angeschlossenen und der in absehbarer Zeit anzuschließenden Anlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber tragen die Verantwortung dafür, dass die zum Ausbau der Netze erforderlichen Genehmigungsverfahren eingeleitet und die baulichen Maßnahmen nach erteilter Genehmigung veranlasst werden.

6.5 Schlussfolgerungen

Im Rahmen ihrer Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb haben die Netzbetreiber im internationalen UCTE-Verbund Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen entwickelt. Wesentlich sind hier vor allem das internationale Operation Handbook der UCTE [27] und der nationale Transmission Code des VDN [28].

Die hierin definierten Regeln dienen mit Blick auf die Versorgungssicherheit dazu, die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden; sie zielen jedoch ausdrücklich nicht darauf ab, eine – praktisch nicht oder zumindest nicht mit vertretbarem Aufwand erzielbare – hundertprozentige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Inwieweit die in der jüngeren Vergangenheit aufgetretenen Großstörungen auf eine Nichteinhaltung dieser Regeln zurückzuführen sind oder evtl. durch zusätzliche Regelungen hätten vermieden werden können, wird im Zusammenhang mit der Auswertung der tatsächlich aufgetretenen Störungen in Kapitel 7 diskutiert.

7 Erfahrungen mit Großstörungen (Blackouts)

7.1 Übersicht

In den vergangenen Jahren sind im UCTE-Verbund und in anderen Verbundsystemen Großstörungen aufgetreten, wodurch die Frage aufgeworfen wird, ob die von den Netzbetreibern vereinbarten Regeln (s. Kap.6) eventuell nicht ausreichend sind oder nicht im erforderlichen Umfang eingehalten werden.

Im Folgenden werten wir die Erfahrungen mit folgenden Großstörungen aus: Nordost-Amerika, London, Italien und Dänemark/Südschweden im Jahr 2003, Trier/Luxemburg im Jahr 2004, Münsterland im Herbst 2005 und West-Europa im Herbst 2006.

Grundlage hierfür sind die in der Folge der großräumigen Störungen durch die betroffenen Netzbetreiber wie auch durch Verbände und Gutachter erarbeiteten Dokumentationen zu Ursachen, Ablauf, Beseitigung und Folgen der Störungen.

7.2 Nordost-Amerika – August 2003

Am 14. August 2003 kam es in Nordost-Amerika zu einem großflächigen Stromausfall. Ausgangssituation war ein normaler sommerlicher Hochlastbetrieb, bei dem ein großes Kraftwerk in Folge einer geplanten Revision abgeschaltet war. Die Folge der Ereignisse, die zu dem Stromausfall führten, lässt sich wie folgt beschreiben [35-38]:

Infolge von drei unabhängig voneinander auftretenden Kraftwerksausfällen mit einer Summen-Erzeugungsleistung von 1500 MW und den ungeplanten unabhängigen Ausfällen von zwei 345-kV-Leitungen stellte sich ein Lastfluss ein, der zu einer starken zusätzlichen Belastung der im Betrieb verbliebenen Leitungen führte.

Nach ca. 30 Minuten sind infolge andauernder Überlast zwei weitere Leitungen ausgefallen, wodurch die Übertragungskapazität auf der 245-kV-Spannungsebene in Nord-Süd-Richtung drastisch reduziert wurde.

Ein Teil des Lastflusses hat sich auf Leitungen der untergeordneten 138-kV-Spannungsebene verlagert, die jedoch nicht für derartige Belastungen ausgelegt waren, was weitere Leitungs-

Abschaltungen zur Folge hatte, die schließlich dazu geführt haben, dass die Verbindung zwischen Nord- und Ost-Ohio unterbrochen wurde.

Trotz vereinzelter Lastabwürfe kam es innerhalb kürzester Zeit zu einem kaskadenartigen Ausfall von mehr als 20 Leitungen und ebenfalls mehr als 20 Kraftwerksblöcken.

Insgesamt waren schließlich ca. 50-60 Millionen Einwohner betroffen und ca. 80.000 MW Last unversorgt. Nach ca. 24 Stunden waren erst ca. 50.000 MW wieder versorgt; die vollständige Wiederversorgung hat fast 48 Stunden gedauert.

Die wesentlichen Ursachen dieser Großstörung lassen sich wie folgt zusammenfassen und auf die Situation in Deutschland übertragen:

- Zeitliches Zusammentreffen mehrerer Ereignisse (Kraftwerks- und Leitungsausfälle)

Ein derart ungünstiges zeitliches Zusammentreffen mehrerer Ausfälle lässt sich grundsätzlich nicht vermeiden; mit gewisser – wengleich sehr niedriger – Wahrscheinlichkeit kann ein solcher Fall auch in Deutschland auftreten.

- Hohe Belastung der Netze bereits im Normalbetrieb

Wengleich nach Kenntnisstand der Autoren die betriebliche (n-1)-Sicherheit in den deutschen Übertragungsnetzen derzeit durchgehend gewährt werden kann, lässt sich nicht zuletzt an den Netzausbauberichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ablesen, dass die steigende Belastung der deutschen Übertragungsnetze dazu führt, dass die „Sicherheitsreserve“ kleiner wird.

- Unzureichende Informationen über die Ausfälle und mangelhafte Kommunikation der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber, die auf zum Teil veraltete Technik, unzureichende Regelungen der Systemführer und verschiedene Organisationsformen zurückzuführen war.

Die Systemführer der deutschen Übertragungsnetze verfügen unseres Wissens über eine durchgehende, unmittelbare Zustandsmeldung aller Betriebsmittel, so dass unzureichende Informationen als Beitrag zu einer möglichen Störungsausweitung zumindest als sehr unwahrscheinlich angesehen werden können.

Die Analyse des Ablaufs des im Herbst 2006 in Westeuropa aufgetretenen Störfalls (s. Abschnitt 7.8) hat gezeigt, dass Kommunikation und Koordination der Übertragungsnetz-

betreiber des UCTE-Verbunds zu verbessern sind. Es ist sicher zu stellen, dass die Kommunikation und Koordination der Netzbetreiber untereinander auch in Fällen von Großstörungen funktioniert und geordnet abläuft, um derart umfangreiche Störungsauswirkungen, wie sie bei dieser Störung in Nordost-Amerika aufgetreten sind, zu vermeiden. Die geltenden Regelwerke bieten Potenzial zur Konkretisierung der für Störfälle relevanten Regeln.

7.3 London – September 2003

Am 28. August 2003 kam es in London zu einem Stromausfall, der räumlich eng begrenzt und somit nicht mit einer großräumigen Störung des Verbundsystems verbunden war.

Ausgangspunkt der Störung war ein durch übliche wartungsbedingte Freischaltungen geschwächtes Versorgungsnetz [35-36]. Die Versorgung des südlichen Teils von London erfolgt durch vier Umspannwerke, von denen zwei (Umspannwerk „New Cross“ und „Hurst“) aufgrund der geplanten Freischaltungen jeweils nur durch eine Leitung versorgt wurden.

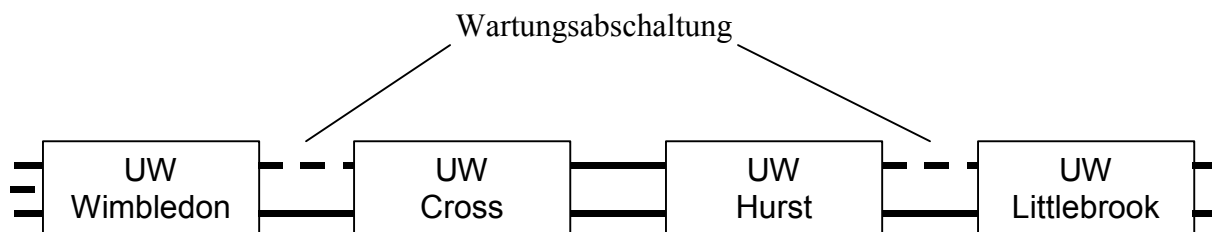


Bild 7.1 Netzkonfiguration beim Stromausfall in London im August 2003 (Ausgangssituation)

Aufgrund eines ferngemeldeten Transformatorfehlers im Umspannwerk Hurst wurde nach Abstimmung zwischen den beteiligten Netzbetreibern die Leitung zwischen dem Umspannwerk Hurst und dem Umspannwerk Littlebrook abgeschaltet, wodurch die Versorgung der Umspannwerke Hurst und Cross ausschließlich über die verbleibende Leitung zwischen den Umspannwerken Wimbledon und Cross erfolgte.

Infolge des plötzlichen Lastanstiegs trat auf dieser Leitung eine ungewollte Schutzüberfunktion auf, so dass ungeplant auch die letzte verbleibende Verbindung zwischen

Wimbledon und Cross abgeschaltet wurde, was zur Folge hatte, dass ca. 400.000 Einwohner und insgesamt ca. 700 MW Last unversorgt waren. Die vollständige Wiederversorgung war nach ca. 40 Minuten abgeschlossen.

Die wesentlichen Ursachen dieses Stromausfalls lassen sich wie folgt zusammenfassen und auf die Situation in Deutschland übertragen:

- Geschwächte Netzstruktur infolge geplanter wartungsbedingter Abschaltungen

Wartungsbedingte Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln sind – auch in deutschen Netzen – üblich und unvermeidbar. Wichtig ist jedoch, dass durch entsprechende Simulationen im Vorfeld sichergestellt wird, dass sich das System auch während der Abschaltungen in einem (n-1)-sicheren Zustand befindet.

- Zusammentreffen von zwei Störfällen (Transformatorfehler, Schutzüberfunktion)

Ein solches Zusammentreffen von Störfällen ist zwar unwahrscheinlich, aber möglich, auch in deutschen Netzen. Es kann konzeptgemäß zu Stromausfällen führen, da die derzeit geltenden Regeln „nur“ eine (n-1)-sichere Netzauslegung fordern (s. Abschnitte 6.3 und 6.4).

7.4 Italien – September 2003

Am 28. September 2003 kam es in Italien zu einem großräumigen Stromausfall, von dem mit Ausnahme Sardinien ganz Italien betroffen war. Ausgangssituation in den frühen Morgenstunden war hier eine typische Schwachlastsituation (ca. 28.000 MW), wobei jedoch gleichzeitig die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen (Kuppelleitungen) zwischen Italien und den angrenzenden Nachbarstaaten Frankreich, Schweiz, Österreich und Slowenien aufgrund hoher Stromimporte stark belastet waren; insgesamt betrug der Stromimport ca. 6.500 MW [35-36].

Zu dem Stromausfall kam es infolge folgender Ereignisse:

Zunächst fiel in der Schweiz eine 380-kV-Leitung in unmittelbarer „Verlängerung“ einer der Kuppelleitungen zwischen Schweiz und Italien nach einem Überschlag zu einem Baum aus, der sich auf den erhöhten Leiterseildurchhang infolge der hohen Leitungsbelastung zurückführen ließ. Der anschließende Versuch einer Wiedereinschaltung der Leitung schlug fehl, so

dass sich der ursprünglich über die ausgefallene Leitung transportierte Strom auf die verbleibenden, ebenfalls bereits hoch ausgelasteten Kuppelleitungen verteilt hat.

Diese Belastungszunahme hat ca. 30 Minuten später zu einer weiteren Abschaltung einer Schweizer 380-kV-Leitung – ebenfalls in unmittelbarer „Verlängerung“ einer der Kuppelleitungen zu Italien – geführt; auch diese Abschaltung ließ sich auf einen Überschlag zu einem Baum infolge erhöhten Leitungsdurchhangs durch die hohe Belastung zurückführen. Dies zeigt, dass das System nach dem Ausfall der ersten Leitung nicht vollständig in einen (n-1)-sicheren Zustand zurück geführt wurde.

Diese Abschaltung hatte zur Folge, dass die verbleibenden Kuppelleitungen überlastet wurden und schließlich kaskadenartig durch den jeweiligen Überlastschutz abgeschaltet wurden, so dass Italien schließlich vollständig vom übrigen UCTE-Netz getrennt wurde und somit schlagartig ein erhebliches Erzeugungsdefizit auftrat. Trotz Lastabwurf konnte sich das italienische Netz nicht mehr im Inselbetrieb fangen, so dass es schließlich zum vollständigen Blackout kam.

Hiervon betroffen waren ca. 50 Millionen Einwohner. Nach ca. 20 Stunden war eine vollständige Wiederversorgung hergestellt.

Die wesentlichen Ursachen des Stromausfalls in Italien lassen sich wie folgt zusammenfassen und auf die Situation in Deutschland übertragen:

- Hohe Belastung des Übertragungsnetzes, (n-1)-Sicherheit fraglich
Hohe Belastungen der Übertragungsleitungen können auch in Deutschland auftreten. Ebenso ist prinzipiell auch in Deutschland der Fall möglich, dass das Netz nach dem Ausfall eines Betriebsmittels nicht rechtzeitig wieder in einen dauerhaft (n-1)-sicheren Betrieb überführt wird. Allerdings würde dies einen Verstoß gegen geltende Regeln bedeuten (s. Abschnitt 6.3).
- Geringe landesinterne Kraftwerksreserve, hohe Importabhängigkeit
Eine hohe Importabhängigkeit wie in Italien ist derzeit in Deutschland nicht gegeben (s. Abschnitt 3.1.2).
- Ungünstige Lage und Struktur des italienischen Energieversorgungssystems

Das deutsche Übertragungsnetz verfügt im Gegensatz zum italienischen – nicht zuletzt aufgrund der geografischen Lage – über eine Vielzahl räumlich stark voneinander getrennter Verbindungen zum UCTE-Verbundsystem, so dass eine Inselbildung durch Abschaltung der Kuppelleitungen entlang der Landesgrenze weitaus unwahrscheinlicher ist.

7.5 Dänemark/Südschweden – September 2003

Am 23. September 2003 kam es in Südschweden und Dänemark zu einem großräumigen Stromausfall. Ausgangssituation war auch hier ein infolge planmäßiger revisionsbedingter Leitungs- und Kraftwerksabschaltungen geschwächtes System [35-36]. Gleichzeitig waren die Gleichstrom-Seekabelverbindungen nach Deutschland und Polen abgeschaltet, so dass Südschweden überwiegend aus dem mittleren und nördlichen Teil Schwedens versorgt wurde.

Zu dem Stromausfall kam es infolge folgender ungeplanter Ereignisse:

Zunächst fiel das Kernkraftwerk „Oskarshamn“ an der Ostküste Südschwedens störungsbedingt aus, ohne zu einer Beeinträchtigung der Stromversorgung zu führen, da das System (n-1)-sicher war. Durch einen zeitnah auftretenden Doppelsammelschienen-Fehler im Umspannwerk „Horred“ an der Westküste kam es zu einem weiteren unabhängigen Ereignis (n-2)-Fall, dem das System nicht gewachsen war. Dies führte schließlich dazu, dass innerhalb kurzer Zeit weitere Kraftwerke vom Netz gingen und das Übertragungsnetz entlang der Westküste Schwedens ausgefallen ist.

Als weitere Folge kam es zu Leistungspendelungen im schwedischen und dänischen Verbundsystem, die infolge weiterer Unterspannungs- und Frequenzabschaltungen schließlich zum Blackout auch in Teilen Dänemarks geführt haben.

Die wesentlichen Ursachen des Stromausfalls in Südschweden/Dänemark lassen sich wie folgt zusammenfassen und auf die Situation in Deutschland übertragen:

- Geschwächte Netzstruktur infolge geplanter wartungsbedingter Abschaltungen
Wie bereits oben diskutiert, sind Wartungsabschaltungen normale Ereignisse im Systembetrieb.
- Sehr zeitnahes Eintreffen von zwei unabhängigen Störfällen (Kraftwerksausfall, Sammelschienenfehler)

Auch hier gilt, dass ein derart ungünstiges Zusammentreffen mehrerer Störfälle zwar sehr unwahrscheinlich, aber möglich ist, auch in den deutschen Netzen.

7.6 Trier-Luxemburg – September 2004

Am Donnerstag, 02.09.2004, kam es um 16:51 Uhr im Höchstspannungsnetz der RWE Transportnetz Strom GmbH (RWE)³⁶ zu einer Netzstörung mit anschließender Versorgungsunterbrechung. Betroffen waren Gebiete in Rheinland-Pfalz sowie die öffentliche Stromversorgung von Luxemburg. Zunächst kam es auf der 220 kV-Leitung „Saar-Nord“ zu einem Kurzschluss zwischen zwei Leiterseilen, dessen Ursache nicht ermittelt werden konnte. Hinzu kam eine Überfunktion eines Schutzgerätes der 220 kV-Leitung „Osburg“, die zur automatischen Abschaltung der Osburg-Leitung führte. Die Ursache der Überfunktion, bei der das Schutzgerät nach Anregung infolge einer Leistungspendelung nicht wieder in den Ruhezustand zurückfiel, sondern die Leitung abschaltete, konnte nicht geklärt werden.

Da zum Zeitpunkt der Störung längerfristig geplante Wartungsarbeiten am 380/220-kV-Netz-kuppeltransformator 41 in der Station Niederstedem in der Nähe von Bitburg stattfanden, kam es nach Ausfall der beiden Leitungen zu einer Überlast auf der 220-kV-Leitung „Kondelwald“, die daraufhin ebenfalls automatisch abgeschaltet wurde.

Damit war das 220-kV-Netz in der Region Trier und in Luxemburg spannungslos und die Stromversorgung unterbrochen. Insgesamt betrug die ausgefallene Leistung auf deutschem Gebiet ca. 380 MW und in Luxemburg ca. 480 MW.

³⁶ RWE und CEGEDEL: Technischer Bericht Netzstörung mit Versorgungsunterbrechung am 2. September 2004 (vom 18.10.2004)

Mit insgesamt drei zur Verfügung stehenden 220-kV-Leitungen befand sich das Netz auch bei ausgeschaltetem Transformator in Niederstedem vor Eintritt der Störung in einem (n-1)-sicheren Zustand, wobei diese Netztopologie konzeptgemäß mit einem Zwangseinsatz (Generatorbetrieb zur Leistungsbereitstellung) des Kraftwerks Vianden in Höhe von ca. 200 MW tagsüber gestützt wird. Dies ergab sich aus einer Netzsicherheitsrechnung, die auf Basis der aktuellen Netzsituation um 16:35 Uhr durch RWE durchgeführt wurde. Um 16:39 Uhr wurde im Pumpspeicherkraftwerk Vianden eine Pumpe mit Leistungsaufnahme von 68 MW in Betrieb genommen. Mit Bezug auf die Störung kann davon ausgegangen werden, dass die Sicherheitsrechnung im nächsten Durchlauf einen Hinweis auf Gefährdung der (n-1)-Sicherheit erzeugt hätte. Eine Wirkleistungslieferung des Kraftwerks Vianden vor Eintritt der Störung hätte den Ausfall verhindert.³⁷ Wäre die bereits geplante, aber noch nicht umgesetzte Installation eines zweiten Netzkuppeltransformators bereits vollzogen worden, wäre die Unterbrechung ebenfalls nicht eingetreten.³⁸

Um 17:07 Uhr wurde ein Netzteil der CEGEDEL in Luxemburg an das Netz der SOTEL zugeschaltet und mit ca. 100 MW hierüber aus Belgien versorgt. Um 17:23 Uhr war nach der Zuschaltung der Kondelwald-Leitung die Störung des Höchstspannungsnetzes der RWE wieder behoben und die Wiederversorgung der verbleibenden Gebiete Luxemburgs herge-

³⁷ KEMA: Bericht zur Studie ‚Blackout in Luxemburg 2 September 2004‘ (vom 06.02.2005)

Bei dem Kraftwerk in Vianden handelt es sich um ein Pumpspeicherwerk mit begrenztem Speichervolumen, das bei Instandhaltungsarbeiten am Transformator in Niederstedem während der Abendstunden aufgefüllt werden muss, um wieder für die Stromerzeugung zur Verfügung zu stehen. Mit diesem Prozess wird so früh wie möglich begonnen (Abfallen der Lastkurve). Das erklärt auch den Einsatz eines Kraftwerkblockes in Vianden im Pumpbetrieb.

³⁸ Black-out du 2 Septembre 2004, Rapport présenté par Monsieur Jeannot Krecké, Ministre de l’Economie et du Commerce extérieur du Grand-Duché de Luxembourg (vom 09.09.2004)

stellt. Um 17:43 Uhr wurde die Osburg-Leitung wieder zugeschaltet. Nach Inspektion der Saar-Nord-Leitung, die keinen optischen Befund ergab, wurde diese gegen 21:13 Uhr wieder ans Netz geschaltet. Damit waren alle 220-kV-Leitungen wieder unter Spannung und die Normalschaltung des 220-kV-Netzes wieder hergestellt.

Die Versorgung der Verteilungsnetze war in Luxemburg bereits mit der Behebung der Störung im Höchstspannungsnetz um 17:23 Uhr wiederhergestellt. Die Verteilungsnetztransformatoren in Trier und in der Eifel mussten hingegen für die Zuschaltung vorbereitet werden. Gemäß dem Netzwiederaufbaukonzept der RWE wurden die 220/110-kV-Transformatoren, die in die 110-kV-Triergruppe einspeisen, abgeschaltet. Damit wurde die Last des 220-kV-Netzes für die Wiedereinschaltung verringert, was die sukzessive Zuschaltung der spannungslosen 220-kV-Netzteile erst ermöglichte. Des Weiteren mussten die 110/20-kV-Transformatoren, nachdem deren Spannungsregler diese bedingt durch die niedrige Spannung im 220-kV-Netz in die Endposition geregelt hatten, gemäß Netzwiederaufbaukonzept der RWE von Hand und vor Ort mit Hilfe der Ortssteuerungen in den Umspannanlagen wieder in die Normalstellung zurückgeregelt werden. Dies erfolgte ab 17:23 Uhr schrittweise. Die automatische Spannungsregelung mit Hilfe der Stufung von Transformatoren hat sich damit im Hinblick auf den Wiedereinschaltprozess als zeitverzögernd ausgewirkt. Die vollständige Wiederversorgung aller Kunden war daher erst gegen 21:24 Uhr abgeschlossen.

7.7 Münsterland – November 2005

In der Nacht vom 25. auf den 26. November 2005 kam es im nördlichen Münsterland zu einem großflächigen Stromausfall, der auf den Ausfall mehrerer 110-kV-Freileitungen infolge ungewöhnlich hoher Belastungen durch die zu diesem Zeitpunkt herrschende extreme Wittersituation mit starkem Schneefall und Sturmböen zurückzuführen ist.

Insgesamt sind innerhalb kurzer Zeit sieben 110-kV-Freileitungsstrecken ausgefallen, was dazu führte, dass ca. 250.000 Menschen von der Stromversorgung abgeschnitten waren. Für einen Großteil der betroffenen Bevölkerung konnte eine Wiederversorgung nach etwa 1,5 Tagen wieder hergestellt werden. Die vollständige Wiederversorgung hat mehrere Tage in Anspruch genommen.

Wie sich auch dem Untersuchungsbericht der Bundesnetzagentur über diese Versorgungsstörung entnehmen lässt, ist es zu dieser extremen Schadenssituation gekommen, weil mehrere Auslöser gleichzeitig aufgetreten sind. Dies waren:

- Starker Wind bis Orkanstärke, der das Anbacken des Schnees ermöglichte und Staudruck auf die Leeseite der Leiterseile brachte
- Extreme Schneefall-Mengen
- Temperaturen um 0 Grad Celsius
- Sehr nasser Schnee mit hohem spezifischen Gewicht
- Einsetzender Regen, der die Schnee- und Eiswalzen weiter beschwerte
- Einseitige Belastung der Abspannfelder, die auf die Abspannmasten torsionsauslösend wirkten
- Windrichtung senkrecht zur Trassenführung

Diese Faktoren haben die Masten deutlich stärker beansprucht als von den gültigen Auslegungsnormen gefordert. Die geforderten Normwerte wurden von den Masten erfüllt. Es wurde keine Korrosion gefunden, so dass ein Mangel an Wartung und Instandhaltung auszuschließen ist.

Störungen, die auf derartige Extremereignisse zurückzuführen sind, können nicht völlig ausgeschlossen werden. Dennoch sollte diese Störung zum Anlass genommen werden, die derzeit gültigen Normen zu überprüfen. Dies wird auch von der Bundesnetzagentur in ihrem Bericht gefordert.

7.8 West-Europa – November 2006

Am 4. November 2006 kam es nach Abschaltung einer Doppelleitung über die Ems im Netz der E.ON Netz GmbH (Eon) zur Überlastung anderer Übertragungsleitungen. Nach deren Ausfall wurde das europäische Verbundnetz der UCTE in drei Teile aufgetrennt (Bild 7.2). Im südwestlichen Teil, der zuvor in erheblichem Umfang Leistung importiert hatte, lag ein Leistungsdefizit vor, das zu einem starken Abfall der Netzfrequenz führte. Zur Vermeidung eines vollständigen Netzzusammenbruchs wurden gemäß dem 5-Stufen-Plan des Operation Hand-

book der UCTE (vgl. Kap.6) automatisch Lasten abgeschaltet. Dies führte zu weiträumigen Versorgungsunterbrechungen in Mittel- und Südwesteuropa, die ca. 35 Minuten andauerten.

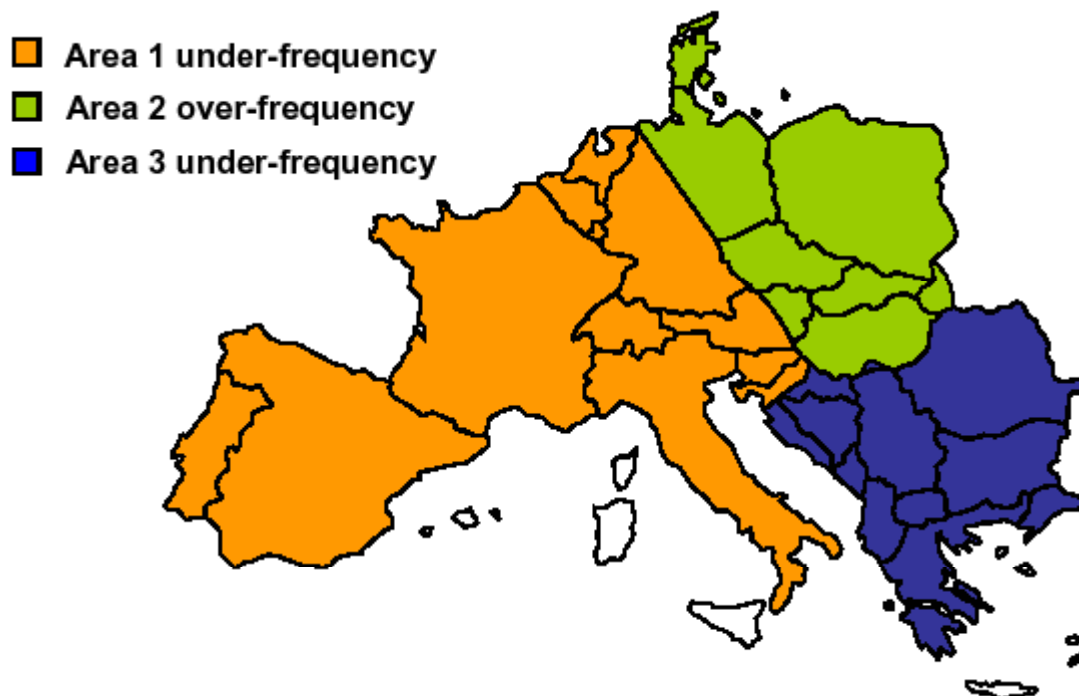


Bild 7.2 Inselbildung im UCTE-Verbundnetz am 04.11.2006, Quelle: UCTE

Grund für die Leitungsabschaltung der 380 kV-Leitung Conneforde-Diele war ein Schiffs-transport der Meyerwerft auf der Ems (Überführung der „Norwegian Pearl“ auf der Ems in die Nordsee). Hierfür erbat die Meyerwerft am 18. September 2006 die Abschaltung bei Eon, geplanter Zeitpunkt war der 05.11.2006. Andere Gründe für eine Abschaltung der Leitung am

5. November bestanden nach Darstellung seitens Eon³⁹ nicht. Eon genehmigte die gewünschte Abschaltung am 27.10.2006 vorläufig nach Durchführung einer Analyse der Lastsituation, die keinen Befund für eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums aufwies.

Auf telefonischen Wunsch der Meyerwerft am 03.11.2006 erklärte sich Eon bereit, die Abschaltung um drei Stunden auf den 04.11.2006, 22:00 Uhr vorzuziehen. Eon bewertete die für diesen Zeitpunkt prognostizierten Lastverhältnisse als grundsätzlich günstiger und akzeptierte den früheren Zeitpunkt für die Abschaltung.

Eon berichtet für den Abend des 04.11.2006 von einer Belastung des Netzes, die insgesamt vor Abschaltung der Leitung Conneforde-Diele gemessen an den handels- und windstrombedingt üblichen Netzzuständen nicht außergewöhnlich war.

Um 21:29 Uhr führte die Netzleitstelle der Eon anhand der Daten des aktuellen Netzzustands eine Simulationsrechnung für die geplante Abschaltung der Leitung über die Ems durch. Eon berichtet, dass das Leitsystem dabei keine Grenzwertverletzungen signalisierte und die Mitarbeiter aufgrund ihrer erfahrungsbedingten Einschätzung der Netzsituation von der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im System ausgingen.

Um 21:38 Uhr schaltete Eon die 380-kV-Leitung Conneforde-Diele über die Ems ab. Der Lastfluss auf dieser Leitung verteilte sich daraufhin auf andere, weiter südlich gelegene Leitungen, die ebenfalls in Ost-West-Richtung verlaufen. Unmittelbar nach der Herstellung der Schaltung liefen um 21:39 Uhr von anderen Leitungen mehrere Warnmeldungen auf, die das Erreichen von Stromgrenzwerten anzeigten. Eon ging davon aus, dass aufgrund thermischer

³⁹ Eon Netz GmbH: Bericht über den Stand der Untersuchungen zu Hergang und Ursachen der Störung des kontinentaleuropäischen Stromnetzes am Samstag, 4. November 2006 nach 22:10 Uhr (Untersuchungsstand von Dienstag, 14. November 2006, 10:00 Uhr)

Reserven eine temporäre Überlastung möglich war und daher kein unmittelbarer Handlungsbedarf bestand. Dies ist nach Angaben von Eon durch eine interne Regelung gedeckt.

Um 21:41 Uhr rief Eon bei RWE Transportnetz Strom (RWE) an. Im Rahmen dieses Gesprächs machte RWE auf den Sicherheitsgrenzwert von 1800 A auf der Leitung Landesbergen – Wehrendorf aufmerksam. Dies ist eine Kuppelleitung zwischen den Gebieten Eon (Landesbergen) und RWE (Wehrendorf). RWE teilte seinen Schutzgrenzwert von 1990 A im Umspannwerk Wehrendorf mit. Die Belastung der Leitung Landesbergen – Wehrendorf, die später als erste Leitung ausfiel, betrug zu diesem Zeitpunkt ca. 1780 A. Um 21:42 Uhr erteilte Eon die sogenannte Verfügungserlaubnis für die Überführung des Schiffes.

Ab 22:05 Uhr veränderte sich die Lastflusssituation und führte binnen weniger Minuten zu einem Anstieg der Auslastung der 380 kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wehrendorf um 100 MW (entsprechend ca. 160 A). Die Ursache der Lastflussveränderung ist bislang unbekannt. Um 22:06 Uhr stieg der Strom auf der Leitung Landesbergen-Wehrendorf auf ca. 1900 A an. Damit war der von RWE festgelegte Sicherheitsgrenzwert von 1800 A überschritten. Um 22:07 Uhr stellten RWE und Eon nach Anruf von RWE gemeinsam fest, dass der Sicherheitsgrenzwert überschritten und damit ein Eingriff zur Wiederherstellung eines sicheren Netzbetriebs unverzüglich erforderlich sei.

Daraufhin nahm Eon die Bewertung korrektiver Schaltmaßnahmen vor und sah die Zusammenschaltung der Sammelschienen im Umspannwerk Landesbergen als geeignet an. Eine Netzsicherheitsrechnung wurde hierfür nach Aussage von Eon nicht durchgeführt. Um 22:10:11 Uhr führte Eon das Einlegen der Kupplung durch, wobei eine weitere Abstimmung mit RWE nicht vorgenommen wurde. Die Leitung Landesbergen-Wehrendorf wurde zwei Sekunden später, um 22:10:13 Uhr, von der automatischen Schutzeinrichtung aufgrund Überlastung abgeschaltet. In Folge dieser Abschaltung traten weitere Lastverschiebungen auf, die Überlastungen und automatische Abschaltungen weiterer Übertragungsleitungen kaskadenartig in Richtung Süden nach sich zogen und schließlich zu einer Auftrennung des gesamten UCTE-Netzes in drei Teilnetze führten (Bild 7.2).

Im nordöstlichen Teilnetz mit Erzeugungsüberschuss stieg die Frequenz an, was durch eine Reduktion der Einspeiseleistung ausgeglichen werden konnte. In den unterversorgten Netzregionen Europas wurden zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -verbrauch nach 22:10 Uhr kontrollierte Abschaltungen von Industrie- und Haushalts-

kunden gemäß den von den jeweils verantwortlichen Netzbetreibern vorab festgelegten Abschaltplänen vorgenommen. Die kontrollierten Abschaltungen verhinderten einen unkontrollierten Blackout in den von Unterfrequenz betroffenen Teilnetzen. Sie waren zugleich notwendige Voraussetzung, um das Netz kurzfristig wieder zu stabilisieren. Um 22:47 Uhr, also ca. 37 Minuten nach Eintritt der Störung, waren die europäischen Teilnetze wieder miteinander verbunden.

Aus der Auswertung dieses Störfalls lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Ein Verstoß gegen die Regelung, dass die Übertragungsnetze jederzeit (n-1)-sicher zu betreiben sind, hat den Störfall begünstigt.
- Die Ursache der Störung ist in der Betriebsführung zu sehen. Ein nicht einwandfreier Zustand der Netzbetriebsmittel kann als Ursache ausgeschlossen werden.
- Die zum Zeitpunkt der Störung vorhandene hohe Netzbelastung deutet darauf hin, dass die Kapazitätsreserven in den Übertragungsnetzen – zumindest punktuell - kleiner werden.
- Wenngleich die gesamte Wiederversorgung sehr zügig vorgenommen werden konnte, zeigen die Analysen dieses Störfalls, dass Kommunikation und Koordination der Netzbetreiber des UCTE-Verbunds untereinander gerade in Fällen von Großstörungen verbesserungswürdig sind, um sicher zu stellen, dass bei potenziellen zukünftigen Störfällen die Auswirkungen möglichst begrenzt sind. Die geltenden Regelwerke bieten Potenzial zur Konkretisierung der für Störfälle relevanten Regeln.

8 Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit

Auch mit Blick auf den Einfluss der Regulierung sind die verschiedenen Bereiche der **Wertschöpfungskette** zu unterscheiden: Die vorwiegend durch die Bundesnetzagentur ausgeübte Regulierung der Netzbetreiber in Deutschland kann naturgemäß in erster Linie Auswirkungen auf die **netzseitigen Aspekte der Versorgungssicherheit** haben (bei den folgenden Ausführungen ist zu beachten, dass diese im wesentlichen auf die hier relevanten Übertragungsnetze bezogen sind):

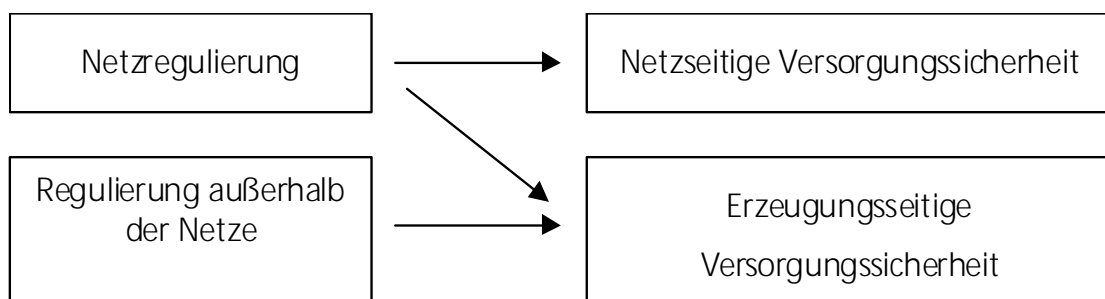


Bild 8.1 Wirkungsrichtungen staatlicher Regulierung auf die Versorgungssicherheit

- Die Einführung der Anreizregulierung im Netzsektor kann, wie zur Zeit sehr intensiv diskutiert wird, Auswirkungen auf die Aufwendungen der Netzbetreiber für die Errichtung ausreichender Netzkapazitäten, für die Zustandserhaltung der Netzanlagen wie auch für operative Tätigkeiten wie Netzsteuerung und Störungsbehebung haben.
 - Dies gewinnt vor dem Hintergrund der **Einführung der Anreizregulierung** noch verstärkt an Bedeutung. Im Rahmen der Umsetzung der Anreizregulierung ist ein wesentliches Element des Regulierungskonzepts der Bundesnetzagentur und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Festlegung von **Investitionsbudgets** v. a. für Transportnetzbetreiber. Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze sieht in § 23 vor, dass Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur für Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, zu genehmigen sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes notwendig sind. Für die konkrete Um-

setzung der Investitionsbudgetierung für Übertragungsnetzbetreiber sollte baldestmöglich, wie von der Bundesnetzagentur auch geplant, ein standardisierter Ablauf entwickelt und angewandt werden, der folgende grundsätzliche Verfahrensschritte enthält:

- Bestimmung der Rahmenbedingungen planungsrelevanter Szenarien
 - Szenariountersuchungen und Festlegung eines allgemein verbindlichen Planungsnetzmodells für Deutschland
 - Definition erforderlicher Investitionsprojekte/Maßnahmenpakete
 - Stellung von individuellen Budgetanträgen mit Vorlage von Investitionsplänen
 - Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde
- Auch ohne die explizite Anwendung von Investitionsbudgets sind aber durch die umfassenden Regelungen der §§ 11 bis 13 EnWG der Aufgabenbereich und die Pflichten der Netzbetreiber und insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber beschrieben. Die Verpflichtung zu einem bedarfsgerechten Netzausbau (§ 11 Abs. 1), zu Verbundbetrieb und Nachfragedeckung im Übertragungsnetz (§ 12 Abs. 1 und 3) geben eine klare Zielorientierung. Auf Inhalt, strikte Anwendung und Einhaltungskontrolle des § 12 Abs. 2 ist – unter anderem aus Anlass der Großstörung vom 04.11.2006 – besonders hinzuweisen: Danach müssen Betreiber von verbundenen Übertragungsnetzen, die notwendigen Informationen bereitstellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und den Verbund sicherzustellen.
 - Auch die nach § 12 Abs. 3a und § 13 Abs. 7 EnWG bestehenden Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber und teilweise auch der Verteilungsnetzbetreiber zur **Berichterstattung** zu Netzzustand, Netzausbau und Schwachstellenanalyse sollten in der praktischen Umsetzung sorgfältig überprüft werden. Die Berichte sollten gegenüber dem heute vorliegenden Stand künftig deutlich ausführlicher und konkreter gefasst werden, um den ihnen zugeordneten Zweck auch wirklich erfüllen zu können. Hierbei ist zum einen der Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde nach § 12 Abs. 3 S. 4 EnWG und andererseits der Möglichkeit für die Übertragungsnetzbetreiber, nach § 12 Abs. 4 EnWG Kraftwerksbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Händler zur informationellen Unterstützung zu verpflichten, besonderes Gewicht beizumessen.

- Der Rahmen der bestehenden und umzusetzenden Regelungen umfasst ferner die Verpflichtungen der EU-VO 1228/2003⁴⁰: Diese gibt in Art. 5 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber ein Verfahren für die Koordinierung und den Informationsaustausch einrichten müssen, um die Netzsicherheit im Rahmen des Engpassmanagements zu gewährleisten. Dabei müssen die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandards öffentlich bekannt gemacht werden. Zu diesen Informationen gehört ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht. Derartige Modelle müssen durch die Regulierungsbehörden genehmigt werden.
- Schließlich sollte die heute nach § 19 Abs. 2 S. 2 ARegV vorgesehene Möglichkeit, noch vor der zweiten Regulierungsperiode speziell auf Aspekte der Versorgungsqualität bezogene **Regulierungsmechanismen** einzuführen, um eine mögliche Negativentwicklung durch Nichtbeachtung dieser Aspekte bei der Erlösregulierung zu verhindern, beibehalten und baldmöglichst in die Praxis umgesetzt werden.

Die **staatliche Regulierung** kann aber auch Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen deutlich **über den Netzbetrieb hinaus** haben. Dies gilt für Auswirkungen der Netzregulierung auf den Anschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen, die sowohl die langfristige Bereitstellung ausreichender Kraftwerkskapazitäten als auch den optimalen Einsatz der bestehenden Kapazitäten und damit die operative Versorgungssicherheit beeinflussen. Hierzu gehören die Gewährleistung eines zügigen und diskriminierungsfreien Netzanschlusses neuer Kraftwerke oder – möglicherweise – deren bevorzugte Unterstützung während einer Übergangsphase der Marktöffnung (asymmetrische Regulierung).

40 Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

Die am 30. Juni 2007 in Kraft getretene Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) trifft sinnvolle Regelungen für die Standardisierung und damit Beschleunigung von Abläufen in der Antragstellung, Prüfung und Genehmigung oder Ablehnung von Anträgen auf den Anschluss von Kraftwerken über 100 MW an Netze ab 110 kV. Die klaren Vorgaben zum Ablauf, zur Differenzierung und zu den Inhalten von Verhandlungsfahrplan, Netzanschlussvertrag und Realisierungsfahrplan sind geeignet, die Abläufe zielführender und weniger zeitaufwändig zu gestalten. Insbesondere die Veröffentlichungs- und Informationspflichten der Netzbetreiber führen mit den Zweckbestimmungen in § 3 Abs. 1 und § 5 Abs. 1 KraftNAV zu einem erheblich erhöhten Maß an Transparenz, das durch Festlegungen der Regulierungsbehörde nach § 10 KraftNAV noch erweitert werden kann.

Für die Zukunft sind die möglichen Maßnahmen bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen zu analysieren und zu entwickeln. Das Entstehen von Engpässen in Deutschland ist aufgrund von Kernenergieausstieg, Windenergieausbau und Zunahme des internationalen Stromaustauschs möglich. Die Maßnahmen, ihre frühzeitige Diskussion und Festlegung und verlässliche Handhabung durch die Übertragungsnetzbetreiber unter staatlicher Aufsicht bestimmen maßgeblich die Planungsgrundlagen für Investitionsentscheidungen potenzieller Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten. Als relevante Aspekte hierzu sind zu nennen:

- (1) Kommerzielle Übertragungskapazitäten lassen sich unterschiedlich definieren, z. B. – wie derzeit in Europa fast durchgängig praktiziert – unabhängig je Grenze (Net Transfer Capacity – NTC) oder – wie in mehreren europäischen Regionen aktuell diskutiert – mittels vereinfachter Berücksichtigung der technischen Kopplungen zwischen mehreren Grenzen (Power Transmission Distribution Factors – PTDf), wodurch kommerzielle Kapazitäten ebenfalls untereinander gekoppelt werden.
- (2) Für die optimierte Nutzung kommerziell verfügbarer Übertragungskapazitäten (sofern ein Netzengpass vorliegt und bewirtschaftet wird) stehen verschiedene Mechanismen zur Verfügung:
 - a. Intraday-Handel
 - b. Sekundärmärkte für explizite Kapazitätsrechte
 - c. Open Market Coupling (implizite Auktionen)

- (3) Für die Erhöhung kommerziell nutzbarer Übertragungskapazitäten bestehen verschiedene Optionen, z.B.
 - a. „Netting“ von Lastflüssen
 - b. Kapazitätsmodelle auf Basis zu erwartender Lastflüsse (PTDF)
 - c. Redispatch durch die Netzbetreiber
- (4) Für die Überprüfung der Bestimmung von Netzengpässen hinsichtlich ihres Ortes, ihrer Höhe und ihrer Dauer sowie für die Sicherstellung wettbewerblichen Verhaltens können unterschiedliche Instrumente und Maßnahmen für die Anwendung durch staatliche Stellen erwogen werden:
 - a. Beobachtung und Berichterstattung auf Basis festzulegender Informationspflichten der Netzbetreiber und Handelsgesellschaften
 - b. Festlegung von Mindestanteilen der Handelsvolumina, die über die Strombörse abzuwickeln sind⁴¹
 - c. Internationale Kooperation der Aufsichtsbehörden und Austausch verfügbarer Informationen und Daten
 - d. Verstärkung der Markttransparenz durch Veröffentlichung von detaillierten Gebotskurven für Strom und Kapazitätsrechte
 - e. Simulations- und Kontrollrechnungen auf Basis von Fundamentalmodellen der Märkte, Netzmodellen etc.
- (5) Für die langfristige Steuerung der Kraftwerksallokation sind ortsabhängig differenzierte Einspeiseentgelte (allokative „G-Komponente“ oder Bonus-/Malus-

41 Hierzu liegt nach Presseberichten ein aktueller Vorschlag von RWE vor, zur Abwendung der Kartellrechtsnovelle alle Erzeugungsmengen verpflichtend über die EEX zu handeln.

Mechanismen) zu erwägen. Das Grundprinzip der vollständigen lastseitigen Kostentragung muss hierfür nicht verlassen werden.

- (6) Durch Veröffentlichung der Netz- und Lastflussdaten können netzunabhängige potenzielle Kraftwerksinvestoren die Wahrscheinlichkeit und den drohenden Umfang von Netzengpässen und den daraus resultierenden Nutzungseinschränkungen für ihre Investitionsplanungen eigenständig abschätzen und in ihre Risikoanalysen einbeziehen.

9 EU-Aktivitäten

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft geht im wesentlichen auf Aktivitäten der EU zurück, und die Anforderungen daran sind in unterschiedlichen Richtlinien zur Realisierung des Strom-Binnenmarktes sowie unmittelbar geltenden Rechtsvorgaben wie der Verordnung zu Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel niedergelegt. Daneben befasst sich die EU-Kommission im Grünbuch mit den übergeordneten Themen der strategischen Energiepolitik, mit der Realisierung wesentlicher Infrastrukturprojekte z. B. über das TEN-Programm („Trans-European Networks“) und mit Themen der Energie-Außenpolitik. Seit mehreren Jahren treibt die EU-Kommission zudem einen Diskussionsprozess über mögliche gemeinsame Regelungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit voran, der in der Verabschiedung der Richtlinie zur Versorgungssicherheit seinen vorläufigen Abschluss fand.

9.1 EU-Grünbuch

Das Grünbuch enthält eine Diskussionsgrundlage für eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung, mit der die vorgenannten Initiativen und Maßnahmen zusammengefasst und ergänzt werden. Vorschläge und Optionen werden als Grundlage einer neuen, umfassenden europäischen Energiepolitik vorgestellt und wurden entsprechend den Bewertungen und Reaktionen des Europäischen Rats und des Europäischen Parlaments überarbeitet und im Januar 2007 mit konkreten Vorschlägen für Maßnahmen vorgelegt.

In der Ausgangssituation konstatiert die EU-Kommission dringenden **Investitionsbedarf**, den sie allein in Europa für die nächsten 20 Jahren auf annähernd tausend Milliarden Euro beziffert, um die voraussichtliche Energienachfrage zu decken und die alternde Infrastruktur zu ersetzen. Zudem thematisiert sie die zunehmende **Importabhängigkeit**; ohne Zunahme der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Energieerzeugung erwartet die EU-Kommission, dass der Energiebedarf der Union in den nächsten 20 bis 30 Jahren zu 70 % (statt wie derzeit zu 50 %) durch Importe gedeckt wird, die teilweise aus Regionen stammen, in denen unsichere Verhältnisse drohen. Das Grünbuch geht auf die **Konzentration der Energiereserven** in einigen wenigen Ländern ein: Derzeit wird annähernd die Hälfte des EU-Erdgasverbrauchs durch nur drei Länder (Russland, Norwegen, Algerien) gedeckt. Falls die aktuellen Trends

anhalten, ist demnach mit einer Erhöhung der Abhängigkeit von Erdgaseinfuhren in den nächsten 25 Jahren auf 80 % zu rechnen. Die **weltweite Energienachfrage und der CO₂-Ausstoß steigen** laut Grünbuch bis 2030 voraussichtlich um rund 60 %. Der weltweite Erdölverbrauch ist seit 1994 um 20 % gestiegen, und laut Grünbuch dürfte die weltweite Erdölnachfrage jährlich um 1,6 % wachsen. Die **Erdöl- und Erdgaspreise steigen** – das Grünbuch nennt für die EU eine Verdoppelung in den letzten zwei Jahren (wobei die Strompreise dieser Entwicklung folgen) und rechnet auch für die Zukunft mit hohen Erdöl- und Erdgaspreisen. Erwartet werden hiervon allerdings Impulse für mehr **Energieeffizienz** und Innovationen. Des weiteren geht die EU-Kommission im Grünbuch auf die Auswirkungen der **Treibhausgasemissionen** und der drohenden Folgen für Wirtschafts- und Ökosysteme ein. Schließlich stellt sie fest, dass in Europa noch kein vollständig vom Wettbewerb geprägter **Energiebinnenmarkt** entstanden ist. Erst wenn es einen solchen Markt gibt, können laut Grünbuch Bürger und Unternehmen in der EU in vollem Umfang von der Versorgungssicherheit und von niedrigeren Preisen profitieren. Zur Erreichung dieses Ziels wird vorgeschlagen, Verbindungsleitungen auszubauen, wirksame Rechts- und Regulierungsrahmen zu schaffen und vollständig in der Praxis anzuwenden und die Wettbewerbsvorschriften der Gemeinschaft rigoros durchzusetzen.

Basierend auf dieser Analyse des Zustands und der Perspektiven werden im Grünbuch sechs zentrale Bereiche und zugeordnete Maßnahmen aufgezeigt, die in Tabelle 9.1 zusammengefasst sind:

<p>1. Wettbewerbsfähigkeit und Energiebinnenmarkt</p>	<ul style="list-style-type: none"> (i) Schaffung eines europäischen Netzes, eines europäischen Netz-Kodexes, eines europäischen Energieregulierers und eines europäischen Zentrums für Energienetze (ii) Vorrangiger Verbundplan zur Erhöhung des Verbundgrads auf 10 % (unter Einbezug TEN-E) (iii) Preissignale und Anreize für Investitionen in Stromerzeugungskapazität (iv) Vollständige Umsetzung und ggf. Verstärkung der Entflechtungsvorschriften des zweiten Binnenmarkt-Richtlinienpakets (v) Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie
<p>2. Solidarität zwischen den</p>	<ul style="list-style-type: none"> (i) Verbesserung der Versorgungssicherheit durch liberali-

Mitgliedsstaaten	sierte und wettbewerbliche Märkte, Einrichtung einer europäischen Beobachtungsstelle, Verstärkung und Formalisierung der Zusammenarbeit und des Informationsaustauschs der ÜNB bis hin zu einem europäischen Zentrum für Energienetze (ii) Überprüfung der Erdgas- und Erdölbevorratung, ggf. Legislativvorschlag für Erdgasvorräte
3. Diversifizierung des Energieträgermixes	Überprüfung der Energiestrategie der EU und der Mitgliedsstaaten, Orientierung an einem stärker nachhaltig ausgerichteten, effizienteren und vielfältigeren Energieträgermix
4. Nachhaltige Entwicklung	(i) Aktionsplan für Energieeffizienz (ii) Verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (iii) Kohlendioxidabscheidung und -speicherung
5. Innovation und Technologie	Strategischer Plan für neue Energietechnologien in Forschung und Entwicklung
6. Außenpolitik	(i) Konzept für die Diversifizierung der Energieversorgung mit Prioritäten für den Bau neuer Infrastrukturen (ii) Energiepartnerschaften u.a. mit Erzeuger- und Transitländern (iii) Wirksames Reagieren auf externe Krisensituationen (iv) Einbeziehung der Energie in andere Außenpolitikfelder (v) Integration der Energie in Entwicklungszusammenarbeit

Tabelle 9.1 Grünbuch: Übersicht über Maßnahmen

Von den in Tabelle 9.1 aufgeführten Vorschlägen für weitergehende Maßnahmen sind mit Blick auf die Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie die Bestrebungen unter Punkt 1. zu einer weitreichenden Europäischen Zentralisierung der Regulierung und des Netzbetriebs zwar grundsätzlich zielführend, vor dem Hintergrund einer unsicheren politischen Umsetzung mit Vorsicht zu betrachten. Die unter Punkt 2. genannte Intensivierung der Beobachtung und die Verstärkung und Formalisierung der Zusammenarbeit und des Informationsaustauschs zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sind – insbesondere in Anbetracht der in Abschnitt 7.8 behandelten Großstörung vom 04.11.2006 – zu befürworten und sollten zügig umgesetzt werden.

9.2 Transeuropäische Energienetze – TEN-E

Der Ausbau der transeuropäischen Netze im Energiebereich (TEN-E) wird über die finanzielle Unterstützung durch die Europäische Union – insbesondere für die Erstellung von Durchführbarkeitsstudien – gefördert. Grundlage sind Leitlinien-Entscheidungen über die transeuropäischen Netze im Energiebereich, in denen Schwerpunktbereiche (Achsen) für vorrangige Vorhaben und für Vorhaben von gemeinsamem Interesse festgelegt und von Zeit zu Zeit aktualisiert werden. Mit den 1996 beschlossenen ursprünglichen Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze sollte der Aufbau eines europäischen Strom- und Erdgasnetzes durch eine bessere Verbindung der fragmentierten nationalen Netze erreicht werden.

Zu den Achsen für vorrangige Vorhaben gehören die Verbindungen, die für das wirksame Funktionieren des Binnenmarkts und die Sicherheit der Energieversorgung erforderlich sind. Die vorhandenen Kapazitäten zur Zusammenschaltung der Stromnetze sollen für die weitere Steigerung von Austausch und Handel entsprechend der Einigung der Staats- und Regierungschefs im März 2002 auf dem Europäischen Rat in Barcelona auf einen Wert von mindestens 10 % der jeweiligen installierten Produktionskapazität ausgebaut werden.

Zur Erreichung dieses Ziels werden in den Leitlinien Zweck, Umfang und Ziele dargelegt und in den zugehörigen Anhängen Verzeichnisse mit Vorhaben vorgestellt. Die Verzeichnisse wurden wiederholt überarbeitet, zuletzt im Juni 2003 und September 2006. Die Leitlinien geben außerdem Auskunft über die Förderkriterien, nach denen bestimmt wird, für welche Vorhaben eine finanzielle Unterstützung möglich ist.

In der Entscheidung 1364/2006/EG⁴² wird festgelegt, dass im Bereich der Elektrizitätsnetze die Anpassung und Entwicklung von Netzen zur Erleichterung der Integration und des Anschlusses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Gemeinschaft sowie mit den Netzen benachbarter Länder Priorität genießen. Die Mitgliedstaaten sollen alle von ihnen für erforderlich angesehenen Maßnahmen treffen, um die Verwirklichung der Vorhaben zu erleichtern und zu beschleunigen und um Verzögerungen so gering wie möglich zu halten.

Als aus deutscher Sicht besonders bedeutsames Prioritätsprojekt ist die Netzverstärkung Deutschland – Dänemark – Ostseeering (Baltischer Ring, Projekt EL 7), das den internationalen Stromaustausch und die Integration der steigenden Windeinspeisung im Ostseeraum verbessern soll, positiv zu bewerten.

9.3 Richtlinie 2005/89/EG

Die Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen verpflichtet die Mitgliedsstaaten, bis zum 24. Februar 2008 Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft zu setzen, die einen angemessenen Umfang an Erzeugungskapazität, ein angemessenes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage sowie einen angemessenen Grad der Zusammenschaltung zwischen Mitgliedsstaaten zum Zwecke der Entwicklung des Binnenmarktes sicherstellen, damit insgesamt die Sicherheit der Elektri-

42 Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG

zitätsversorgung und das ordnungsgemäße Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes gewährleistet werden.

Dabei ist der Zusammenarbeit zwischen nationalen Übertragungssystembetreibern in Fragen der Netzsicherheit sowie bei der Festlegung von Übertragungskapazitäten, der Bereitstellung von Informationen und der Netzmodellierung höchste Bedeutung für Versorgungssicherheit und die Entwicklung des Binnenmarktes beizumessen. Daher sind Bestrebungen zu unterstützen, die einen stabilen Rahmen schaffen, der die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung erleichtert und zu Investitionen in neue Verbindungsleitungen insbesondere zwischen den Mitgliedstaaten führt. Dabei ist das Bestehen angemessener physikalischer Verbindungsleitungskapazitäten unabhängig davon, ob sie grenzüberschreitend sind oder nicht, eine notwendige Voraussetzung.

Zu betonen ist weiterhin, dass die maximal vorhandenen Übertragungskapazitäten so zu bestimmen sind, dass ihre Vergabe und Nutzung ohne Verstoß gegen die Sicherheitsanforderungen des Netzbetriebs möglich ist. Bei der Kapazitätsberechnung und -zuteilung sollte ferner volle Transparenz gewährleistet werden.

Die Vorgaben der Richtlinie 2005/89/EG tragen diesen Notwendigkeiten Rechnung:

Im Einzelnen sollen nach Art. 3 ein stabiles Investitionsklima gefördert, die Aufgaben und Zuständigkeiten der zuständigen Behörden festgelegt und entsprechende Informationen veröffentlicht werden.

Für die Betriebssicherheit der Netze schreibt Art. 4 vor, dass Übertragungsnetzbetreiber Mindestbetriebsregeln und -verpflichtungen für die Netzsicherheit festlegen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen angemessene technische Übertragungskapazitätsreserven zur Gewährleistung der Betriebssicherheit des Netzes vorhalten und mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern zusammenarbeiten. In den Vorschriften für die Betriebssicherheit des Netzes ist das Maß an vorhersehbaren Umständen festzulegen, unter denen die Sicherheit aufrechtzuerhalten ist. Hierzu gehört insbesondere der rechtzeitige und effiziente Austausch von Informationen. Die Festlegung von Leistungszielen für Netzsicherheit und Versorgungsqualität soll durch die Mitgliedsstaaten oder die zuständigen Behörden genehmigt und ihre Einhaltung überwacht werden.

Nach Art. 5 sollen die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, die Verfügbarkeit angemessener Erzeugungskapazitätsreserven für Ausgleichszwecke zu gewährleisten und/oder gleichwertige marktgestützte Maßnahmen zu beschließen. Eine Förderung neuer Kraftwerkskapazitäten oder neuer Marktteilnehmer wird ausdrücklich zugelassen.

Nach Art. 6 sollen Netzinvestitionen durch einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen mit Investitionssignalen für die Deckung der vorhersehbaren Nachfrage und zur Erleichterung der Instandhaltung und Erneuerung der Infrastruktur gefördert werden.

10 Schlussfolgerungen

Aus der „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“ in Deutschland lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Beurteilung der Bedeutung und des aktuellen Niveaus der Versorgungssicherheit

Eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität ist eine wesentliche Voraussetzung für Wirtschaftswachstum und Wertschöpfung in einer Volkswirtschaft und beeinflusst entscheidend die Lebensqualität der Verbraucher. Die Versorgungssicherheit ist deshalb kurz- wie langfristige sicherzustellen. Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland als hoch einzustufen ist. Kurzfristig sind auch keine Risiken hinsichtlich einer gesicherten Versorgung mit Elektrizität erkennbar.

- Die aktuell installierten Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zeigen, dass die Versorgungssicherheit im Hinblick auf ausreichende Kraftwerkskapazitäten derzeit nicht gefährdet ist. 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, insgesamt bestehen im Kraftwerkspark jedoch aktuell keine Kapazitätsengpässe.

Der Strommarkt ist aktuell jedoch von diversen Unsicherheiten wie bspw. der erwarteten Entwicklung von CO₂- und Brennstoffpreisen, der Diskussion um den Atomausstieg sowie gesellschaftlichen und politischen Akzeptanzproblemen neuer Kraftwerksinvestitionen geprägt. Diese Unsicherheiten wirken tendenziell Strompreis treibend, da sie den Zubau neuer Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden hemmen. Sie sollten daher soweit möglich abgebaut werden. Das aktuelle Niveau der Versorgungssicherheit ist dadurch jedoch nicht beeinflusst.

- Die derzeit bestehende Abhängigkeit von Importen einzelner Brennstoffe für die Stromerzeugung wird ebenfalls als unproblematisch angesehen. Die Importmengen für Steinkohle und Uran bezieht Deutschland im Wesentlichen aus politisch stabilen Ländern. 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).

- Im innerdeutschen Übertragungsnetz treten heute keine strukturellen Engpässe auf. Allerdings führt die kontinuierlich ansteigende Netzbelastung bereits heute 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. 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.
- Kraftwerksreserve zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Allgemeinen in ausreichender Höhe vorgehalten.

Entwicklung der Stromerzeugung und Versorgungsabhängigkeit bis 2020

Bis 2020 besteht aufgrund altersbedingter Stilllegungen und dem Ausstieg aus der Kernenergie starker Ersatzbedarf bei den Kraftwerkskapazitäten in Deutschland. Die aktuell vorliegenden Daten und Fakten lassen eine positive Bewertung der Versorgungssicherheit zu. Exogene Störungen des Marktes wirken jedoch Preis treibend. Um dies zu vermeiden, sollten folgende Aspekte bei der Ausgestaltung der politischen, gesellschaftlichen und marktlichen Rahmenbedingungen beachtet werden:

1. Investitionsvorhaben in neue Kraftwerkskapazitäten dürfen nicht durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz verzögert oder blockiert werden.
2. Die politischen Rahmenbedingungen müssen kalkulierbar bleiben.
3. Der notwendige Netzausbau muss adäquat durchgeführt werden.

Für den Fall, dass die o.g. Aspekte massiv und dauerhaft gefährdet sein sollten, kann es auch zu physischen Versorgungsengpässen kommen.

- Der notwendige Zubau konventioneller Kraftwerke bis zum Jahr 2015 wird im Wesentlichen von bereits in Bau befindlichen oder aus heutiger Sicht als sehr wahrscheinlich eingestuften Kraftwerkszubauten geleistet. Der in den vergangenen Monaten vollzogene Investitionsstopp diverser Steinkohlekraftwerksprojekte u.a. aufgrund gesellschaftlicher Akzeptanzprobleme wird voraussichtlich zu einer zeitlichen Verzögerung des Zubaus von fossil gefeuerten Kraftwerken führen. Durch den Wegfall dieser Kapazitäten steigt die Realisierungswahrscheinlichkeit anderer bereits geplanter Investitionsprojekte, welche sich teilweise noch in einer früheren Entwicklungsphase befinden. Falls diese alternativen Kraftwerksprojekte zukünftig ebenfalls ins Stocken geraten, so kann dies Strompreis treibend wirken, wenn geplante Stilllegungen von älteren Kraftwerken zeitlich nach hinten verschoben bzw. ältere konservierte Kraftwerke wieder ans Netz genommen werden müssten.⁴³ Insgesamt sind zukünftig jedoch keine Erzeugungseingpässe aufgrund von Kapazitätsmangel im Erzeugungsbereich zu erwarten. Der zusätzlich notwendige Zubau in der Größenordnung von 5 GW thermischer Kraftwerksleistung zwischen 2015 und 2020 stellt vor dem Hintergrund von durchschnittlichen Planungsphasen von 4 bis 7 Jahren aus heutiger Sicht keinen kritischen Engpass dar.
- Auch bei einer expansiveren Entwicklung des Stromverbrauchs als hier unterstellt, wird es aus Sicht der Gutachter marktgetrieben nicht zu physischen Kapazitätsengpässen der Stromversorgung kommen. Dies setzt wie oben angesprochen voraus, dass Investitionen

⁴³ Da diese Kraftwerke aufgrund ihres Alters meist einen relativ geringen Wirkungsgrad und damit relativ hohe variable Kosten haben, würden sie häufig Preis setzend sein.

in neue Kraftwerke nicht dauerhaft durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz blockiert werden.

- Ein Teil des bis 2020 notwendigen Ersatzes an Erzeugungskapazitäten wird durch den Zubau erneuerbarer Energietechnologien geleistet, insbesondere durch Windkraftanlagen. Wegen des niedrigen Beitrags der Windenergie zur gesicherten Leistung ist hier eine zeitlich differenzierte Betrachtung wichtig: Für einen Großteil des Jahres stehen ausreichend Kapazitäten zur Lastdeckung und Ausregelung der zunehmenden volatilen Einspeisung zur Verfügung. In windschwachen Starklastzeiten hingegen kann es zur Abhängigkeit von Stromimporten kommen. Für die Versorgungssicherheit während dieser Zeiten sind die Verfügbarkeit ausreichender Kuppelleitungskapazitäten und eine verbundweite Kapazitätsbetrachtung wichtig. Auch hier sehen wir heute und absehbar keine Engpässe. Im Zuge des einzuführenden Market-Couplings im Zentral-Westeuropäischen Markt werden Kraftwerke und Netzkapazitäten durch geeignete Preissignale grenzüberschreitend effizienter genutzt werden als dies heute der Fall ist. Gleichwohl ist diese Thematik hinsichtlich der Versorgungssicherheit längerfristig im Blick zu behalten.
- Neben der Windenergie gewinnt zunehmend die Biomasse an Bedeutung. Es ist zwar davon auszugehen, dass ihr Anteil an den gesamten erneuerbaren Energien-Kapazitäten 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.
- 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 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 nimmt Erdgas eine zunehmende Bedeutung bei der Stromerzeugung ein. Dieser Effekt wird sich ins-

insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz im Rahmen des CO₂-Zertifikatehandels noch verstärken.

- 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.⁴⁴ Für den Fall, dass die Preise für Kraftwerksgas aufgrund des Preisanstiegs bei Rohöl weiterhin anziehen werden, geht hiervon ein Strompreis treibender Effekt aus.
- Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung steuert grundsätzlich der zunehmenden Importabhängigkeit der konventionellen Energieträger 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.

Entwicklung der Transportanforderungen und Netzkapazitäten bis 2020

Bis 2020 wird es zu deutlichen Veränderungen bei den Transportanforderungen an das deutsche Übertragungsnetz kommen. Um diesen veränderten Transportanforderungen zu genügen, ist ein Ausbau der Übertragungsnetze notwendig. Dieser Ausbau ist für den Zeitbereich bis 2015 zum größten Teil eingeleitet. Um Versorgungssicherheit mittel- und langfristig zu gewährleisten, ist aber jetzt der zeitgerechte Abschluss dieser – momentan teilweise verzögerten – Ausbaumaßnahmen sicherzustellen. Nur bei zeitgerechter Umsetzung der geplanten Aus-

⁴⁴ Für eine ausführliche Diskussion, siehe [48].

baumaßnahmen ergeben sich aus Netzsicht keine Hinweise auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit. Auch im Zeitraum nach 2015 ist für einen weiterhin bedarfsgerechten Netzausbau kontinuierlich Sorge zu tragen. Hierfür bieten die in der Anreizregulierungsverordnung angelegten Investitionsbudgets für Übertragungsnetzbetreiber eine sinnvolle Handhabe.

- 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. Ausbaubedarf ergibt sich evtl. auf den Nord-Süd-Verbindungen im Gebiet von E.ON Netz. Zusätzlich können lokal begrenzte Engpässe auftreten, die jedoch die Versorgungssicherheit nicht gefährden.
- Die Entwicklung der Netzbelastung im Zeitraum zwischen 2015 und 2020 unterliegt – insbesondere aufgrund der noch nicht erfolgten Weichenstellung für das Anschlusskonzept von offshore installierten WEA – erheblichen Unsicherheiten. Die durchgeführten Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass über die aktuell in Planung befindlichen Projekte und das Jahr 2015 hinaus erheblicher Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht. Gleichzeitig ist bei steigender Abhängigkeit Deutschlands von Stromimporten in Starklastzeiten die Vorhaltung ausreichender Kuppelleitungskapazität zu den Nachbarländern, aus denen elektrische Energie bezogen wird, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich.
- Eine steigende Belastung der Übertragungsnetze kann sich negativ auf Spannungs- und Winkelstabilität auswirken. Konkrete Risiken für die Versorgungssicherheit sind hier jedoch aktuell nicht erkennbar.
- Die Bewertung der Aufwendungen für Netzwartung/-instandhaltung zeigt, dass in den kommenden 40 Jahren die zu erwartenden Gesamtaufwendungen für Inspektionen, Wartungen und Erneuerungen des deutschen Höchstspannungsnetzes im Durchschnitt wenigstens zwischen 630 Mio. €/a und gut 750 Mio. €/a liegen werden. Dieser Aufwand schwankt jedoch stark und kann ohne Berücksichtigung von netzbetreiberseitigen Investitionssteuerungsmaßnahmen zur Glättung des Erneuerungsaufwands in einzelnen Jahren das Doppelte des Gesamtkostenmittelwerts erreichen.

Anforderungen an die sichere Netzsteuerung und Blackout-Verhinderung

Im Rahmen ihrer Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb haben die Netzbetreiber im internationalen UCTE-Verbund Sicherheitskriterien und Kooperationsanforderungen entwickelt. Wesentlich sind hier vor allem das internationale Operation Handbook der UCTE [27] und der nationale Transmission Code des VDN [28].

Die hierin definierten Regeln dienen mit Blick auf die Versorgungssicherheit dazu, die Ausbreitung unvermeidlich auftretender Störungen zu großräumigen Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden; sie zielen jedoch ausdrücklich nicht darauf ab, eine – praktisch nicht oder zumindest nicht mit vertretbarem Aufwand erzielbare – hundertprozentige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Erfahrungen mit Großstörungen

Die Analyse der in den vergangenen Jahren im UCTE-Verbund und in anderen Verbundsystemen aufgetretenen Großstörungen führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Ein Teil dieser Großstörungen ist auf die Nicht-Einhaltung geltender Regeln zurückzuführen. Dies betrifft v. a. das sogenannte (n-1)-Kriterium, das ein Maß für den Umfang der vorzuhaltenden Netz-Redundanz darstellt.
- Der Störungsverlauf eines Teils der Großstörungen zeigt Bedarf zur Präzisierung der Regelwerke hinsichtlich der Abläufe bei Störungen. Dies betrifft v. a. die Konkretisierung der Regeln hinsichtlich Kommunikation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber untereinander und mit den Netzkunden (unterlagerte Verteilungsnetzbetreiber und große Industriekunden).

Staatliche Netzregulierung und EU-Aktivitäten

Der Einfluss der staatlichen Netzregulierung auf die Versorgungssicherheit ist hinsichtlich der regulatorischen Reform mit Einführung der Anreizregulierung geeignet, den Regelungsrahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu verbessern und Anreize für Investitionen in die Netzinfrastruktur zu setzen. Hierzu sollte

- mit der Einführung der Anreizregulierung das wesentliche Element der Investitionsbudgetierung für Übertragungsnetzbetreiber möglichst bald präzisiert und in einem standardisierten Ablauf angewandt werden und
- die Möglichkeit nach § 19 Abs. 2 S. 2, noch vor der zweiten Regulierungsperiode speziell auf Aspekte der Versorgungsqualität bezogene Regulierungsmechanismen einzuführen, so bald als möglich umgesetzt werden.

Daneben sollten die bestehenden Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber zur Berichterstattung zu Schwachstellenanalyse, Netzzustand und Netzausbau präzisiert und erweitert werden. Diese Berichte sollten gegenüber dem heute vorliegenden Stand künftig deutlich ausführlicher und konkreter gefasst werden.

Hiermit könnte einem wesentlichen Teil der sachlich begründeten Vorgaben der Richtlinie 2005/89/EG bereits Rechnung getragen werden. Die wesentlichen im Übrigen noch notwendigen Maßnahmen sind

- die Festlegung von Mindestbetriebsregeln und -verpflichtungen für die Netzsicherheit durch die Übertragungsnetzbetreiber,
- die staatliche Festlegung und Überwachung von (zu konkretisierenden) Leistungszielen für Netzsicherheit und Versorgungsqualität und
- die Intensivierung und Formalisierung von Zusammenarbeit und Informationsaustausch der Übertragungsnetzbetreiber.

Literatur

- [1] Zollenkopf, K.
Diskussionsbeitrag zur Cigré-Tagung 1968, Gruppe 32,
ETZ Bd. 89 (1968), S. 724,
- [2] Anderson, P.L./Geckil,I.K. (2003)
Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion
Working Paper 2003-2 der Anderson Economic Group
- [3] BMU (2006a)
Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland
<http://www.bmu.de>
- [4] BMU (2006b)
Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung,
Stand: Mai 2006
BMU-Broschüre
- [5] BMWi (2006a)
Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen
Kurzbericht der Arbeitsgruppe Energierohstoffe, Abteilung III BMWi
- [6] BMWi (2006b)
Zahlen und Fakten - Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung
Abteilung III A2, BMWi
- [7] EEX (2006)
Marktdaten - Strompreise
<http://www.eex.de>
- [8] Energy Information Administration (2004)
International Energy Annual 2004
<http://www.eia.doe.gov/iea/>

- [9] ICF Consulting (2003)
The Economic Cost of the Blackout: An issue paper on the Northeastern Blackout, August 14, 2003
<http://www.icfconsulting.com/energy>
- [10] Statistisches Bundesamt (2006)
Energie in Deutschland
Presseexemplar
- [11] UCTE (2005)
UCTE System Adequacy Forecast 2005 - 2015
<http://www.ucte.org>
- [12] UCTE (2006)
UCTE System Adequacy Forecast 2006 - 2015
<http://www.ucte.org>
- [13] U.S. Department of Energy (2003)
Transforming the Grid to Revolutionize Electric Power in North America
Presentation of Jimmy Glotfelty on December 11, 2003
- [14] VDEW (2006)
Stand Kraftwerksprojekte in Deutschland (Stand: 27.10.2006)
http://www.co2-handel.de/article38_3473.html
- [15] VDN (2003)
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002
<http://www.vdn-berlin.de>
- [16] VDN (2004a)
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2003
<http://www.vdn-berlin.de>

- [17] VDN (2004b)
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland -Vorschau 2005 - 2015
<http://www.vdn-berlin.de>
- [18] VDN (2005)
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2004
<http://www.vdn-berlin.de>
- [19] VDN (2006)
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005
<http://www.vdn-berlin.de>
- [20] UCTE (2008)
System Adequacy Forecast 2008-2020
- [21] BMU (2007)
- [22] BGR
Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2005
- [23] BMWi (2007a)
Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung
- [24] BMWi (2007b)
Detaillierte Darstellung zu Uran
- [25] BGR
Bundesrepublik Deutschland, Rohstoffsituation 2005
- [26] IHSK (2005)
- [27] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)
Operation Handbook
UCTE, June 2004

- [28] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Transmission Code 2003, Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
VDN, August 2003
- [29] Steinberger-Willms, R.
Untersuchungen der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze
Dissertation Universität Oldenburg, Shaker Verlag, Aachen, 1993
- [30] Rohrig, K.
Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des Deutschen Verbundnetzes
13. Internationales Sonneforum, <http://www.iset.uni-kassel.de>
- [31] Kundur, Prabha
Power System Stability and Control
McGraw-Hill Inc., 1994
- [32] Machowski, Jan; Bialek, J. W.; Bumby, J. R.
Power System Dynamics and Stability
John Wiley & Sons Ltd, 1997
- [33] Van Cutsem, T.; Vournas, C.
Voltage Stability of Electric Power Systems
Kluwer Academic Publishers, 1998
- [34] Haubrich, H.-J.
Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge
Skriptum zur Vorlesung “Elektrische Anlagen I”, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 13, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen, 1994

- [35] ETG im VDE
VDE-Analyse: Stromversorgungsstörungen in den USA/Kanada, London, Schweden/Dänemark und Italien; Anlässe und Abläufe, Ursachen und Konsequenzen
VDE, Juni 2004
- [36] Ebeling, Hans-Jürgen; Böhmer, Till (Hrsg.)
Blackouts, Netzmanagement, Kraftwerksinvestitionen; Wie sicher sind (noch) die Stromnetze?
VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2005
- [37] Sioshansi, Fereidoon
Blackouts in den USA im August 2003: Das hätte nicht passieren dürfen
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 102 (2003), Heft 22, S. 14-21
- [38] Kistermann, Ralf
Black out in den USA
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg. (2003), Heft 10, S. 662-663
- [39] Deutsche Energie-Agentur GmbH
dena-Netzstudie I
www.dena.de, 18.04.2007
- [40] Haubrich, H.-J. et al
Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark
Studie des IAEW für das Bundesamt für Energie in der Schweiz
BFE, Bern, 2004
- [41] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW
TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
VDN, Berlin, 2003

- [42] Dany, G.
Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [43] Handschin, E. et al.
Abschätzung der EEG-bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers
Ew, Jg. 106 (2007), Heft 5
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH
Zweiter Teil der dena-Netzstudie startet: 30 Prozent erneuerbare Energien bis 2020/2025
Pressemitteilung, www.dena.de, 18.04.2007
- [45] VDN
Daten und Fakten – Stromnetze in Deutschland 2006
www.vdn-berlin.de, 18.04.2007
- [46] Bundesnetzagentur
Bericht gemäß § 63 Abs. 4a EnWG der Bundesnetzagentur zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber
Bonn, 2008, www.bundesnetzagentur.de, 10.04.2008
- [47] Consentec, Frontier Economics
Gutachten zur Bewirtschaftung möglicher interner Engpässe im deutschen Übertragungsnetz (Energie)
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen/Köln, 2008,
www.bundesnetzagentur.de, 10.04.2008
- [48] EWI/EEFA
Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030;
Studie initiiert durch BDEW, BDI, DEBRIV, GVSt, VGB PowerTech, erscheint Sommer 2008.

- [49] Prognos AG und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Energieszenarien für den Energiegipfel 2007;
Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln, September 2007.