

Sicherheit unserer Energieversorgung –
Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken

Untersuchung im Auftrag des
Weltenergieerat - Deutschland

Endbericht

Münster, Berlin, im April 2010

Hans Georg Buttermann

Florian Freund

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG

Windthorststraße 13

48143 Münster

Tel.: +49 251 488 23 13-19

Fax: +49 251 488 23 23

Maybachufer 46

12045 Berlin

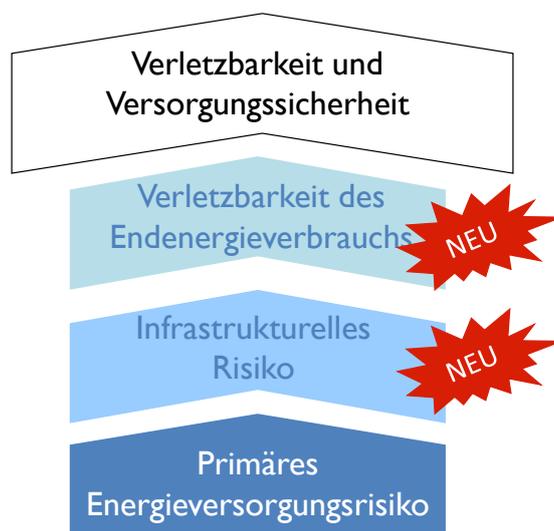
+49 30 62 900 476

+49 30 62 900 477

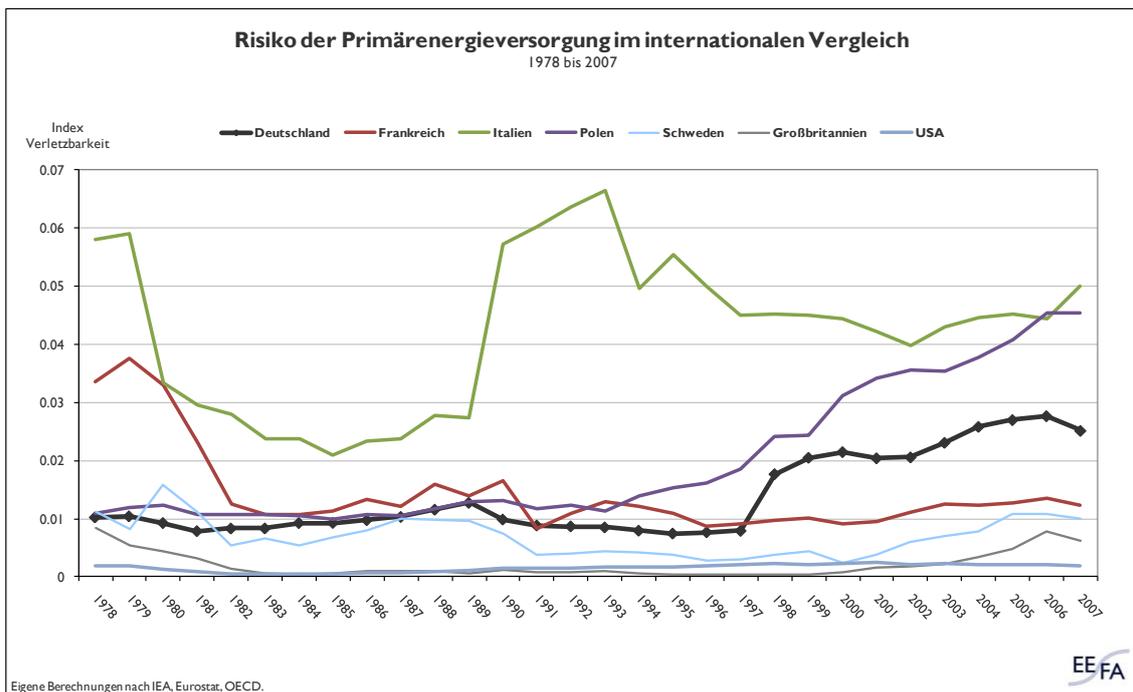
Executive Summary

Die sichere und preiswürdige Versorgung mit Energie stellt insbesondere in Zeiten wachsender Globalisierung eine unverzichtbare Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit bzw. langfristigen Entwicklungs- und Wachstumschancen der Volkswirtschaft dar. Um die Verletzbarkeit der Energieversorgung gegenüber potenziellen Energiekrisen in der politischen und öffentlichen Diskussion sichtbarer und zugänglicher zu machen, wird in der Studie „Sicherheit unserer Energieversorgung – Indikatoren zur Messung von Verletzbarkeit und Risiken“ ein **breit angelegtes methodisches Messkonzept** entwickelt. Dieses umfasst die vielschichtigen Aspekte der Verletzbarkeit von der Primärenergieebene über die Ausstattung mit Energieinfrastruktur (Speicher, Netze, Kraftwerkspark) bis hin zu Effizienz und Kosten der Energienutzung beim Endverbraucher (siehe Schaubild).

Verletzbarkeit und Versorgungssicherheit auf Basis eines erweiterten Systems von Indikatoren



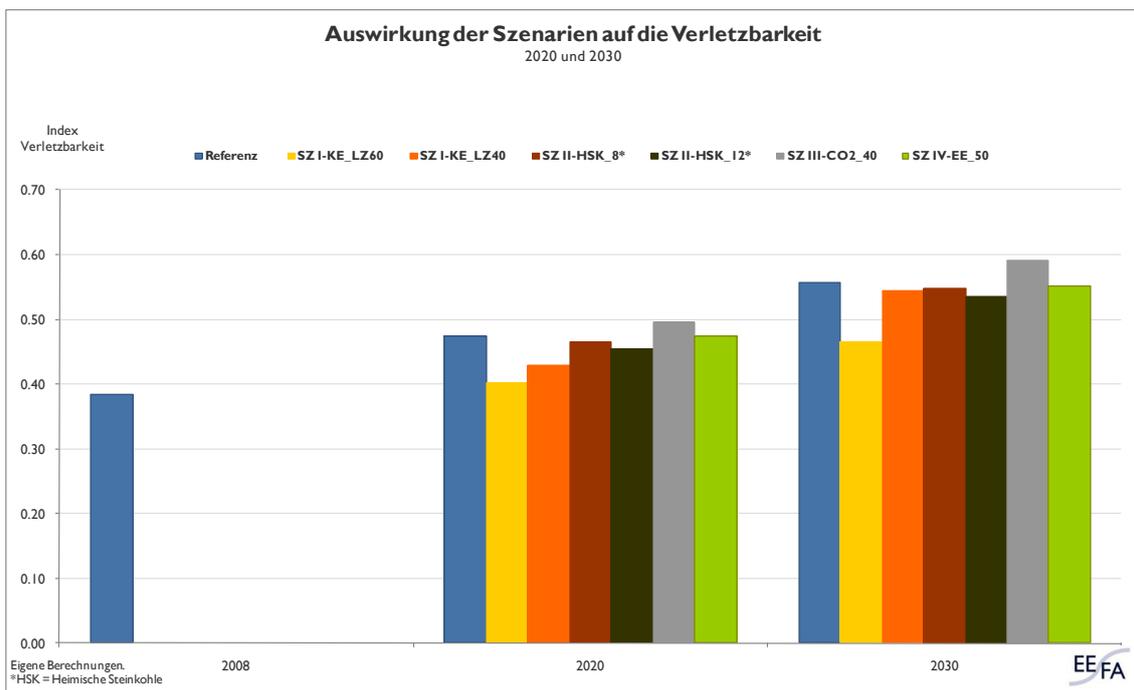
Die einzelnen Kennziffern des formalen Konzeptes wurden mit Hilfe einer umfassenden empirischen Datenbasis für ausgewählte OECD-Regionen (Deutschland, Großbritannien, Schweden, Polen, Italien, Frankreich und die USA) quantitativ ausgewertet und schließlich zu einem einzigen Indikator zur Messung der Verletzbarkeit der Energieversorgung verdichtet. Die verwendete Datenbasis umfasst teilweise historische Beobachtungen für den Zeitraum von 1978 bis 2008.



Die empirische Auswertung des Systems von Verletzbarkeitsindikatoren im ex-post-Zeitraum hat die folgenden „zentralen“ Ergebnisse hervorgebracht:

- In Deutschland hat das **Risiko der Primärenergieversorgung** bereits seit Ende der 1970er Jahre spürbar zugenommen; allein in der Zeit zwischen 1990 und 2008 hat sich das Versorgungsrisiko mehr als verdoppelt. Im internationalen Ländervergleich weisen gegenwärtig nur Italien und Polen ungünstigere Werte für das Versorgungsrisiko auf der Primärenergieebene auf. Deutlich günstiger sind hingegen die Versorgungssituationen in Großbritannien, Frankreich, Schweden und den USA einzustufen. Wesentliche Ursachen für das erhöhte Versorgungsrisiko in Deutschland liegen in der steigenden Abhängigkeit von Energieimporten bzw. in der damit verbundenen Verschiebung der Importnachfrage auf Förderregionen mit hohen bzw. wachsenden geopolitischen Risikoeinstufungen.

- Das hohe Maß an Energieeffizienz und die in Deutschland vorhandene gut ausgestattete Energieinfrastruktur dämpft die **Verletzbarkeit auf der Endenergieebene** spürbar. Dennoch ist das Versorgungsrisiko auch auf der Endenergieebene in der Zeit zwischen 1990 und 2007 um rund 18 % angestiegen. Um einen potenziellen weiteren Anstieg zu vermeiden, ist es von exponierter Bedeutung, Investitionen in die stetige Instandhaltung und den Ausbau der Energiesysteme zu tätigen.



Prognosen zur Versorgungssicherheit zeigen darüber hinaus, dass in Zukunft mit einem deutlichen Anstieg der Verletzbarkeit Deutschlands zu rechnen ist. Die wichtigsten Ergebnisse der **Prognose- bzw. Simulationsrechnungen** für Deutschland werden im Folgenden stichpunktartig dargestellt:

- **Bei Fortschreibung der Energiepolitik der vergangenen Jahre (Referenzszenario) ist bis zum Jahr 2030 mit erheblich weiter steigenden Versorgungsrisiken zu rechnen.** Das Referenzszenario weist – bezogen auf 1990 – bis zum Jahr 2030 einen Anstieg des Verletzbarkeitswertes um 47 % aus. Wesentliche Treiber sind das Versiegen heimischer bzw. europäischer Energiequellen und die damit verbundene wachsende Abhängigkeit von Energieeinfuhren aus risikobehafteten Förderregionen sowie der für das Szenario unterstellte Ausstieg aus der Kernenergienutzung.

- Der ungebremste Anstieg des Energieversorgungsrisikos in Deutschland ist jedoch nicht zwingend. Vielmehr bestätigten die ebenfalls in der Studie aufgestellten alternativen Szenarien, dass die Sicherheit der Energieversorgung mittels geeigneter energie- und klimapolitischer Weichenstellung auf der nationalen Ebene erhöht werden kann.
- Den mit weitem Abstand größten Hebel zur Steigerung der Versorgungssicherheit bietet die **Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken** auf 60 Jahre. Gegenüber der Referenzentwicklung kann der Anstieg der Verletzbarkeit um ganze 25 Prozentpunkte verringert und damit mehr als halbiert werden. Ursächlich sind hierfür vor allem vermiedene Importe von Energieträgern, im Wesentlichen von Steinkohle und Erdgas sowie positive volkswirtschaftliche Effekte die auf der Strompreisdämpfenden Wirkung bei einer Fortführung der Kernenergielaufzeiten beruhen.
- Die **Fortführung der heimischen Steinkohlennutzung** nach 2018 verbunden mit einem Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke in Höhe von 15 % führt zu einer Reduzierung des Anstiegs der Verletzbarkeit um 6 Prozentpunkte. Wesentliche Gründe hierfür sind die dadurch vermiedenen Importe von Steinkohle sowie positive volkswirtschaftliche Effekte, die bei einer Fortführung gegenüber dem Referenzfall entstehen.
- Der **forcierte Ausbau erneuerbarer Energiequellen** leistet ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Reduktion des Energieversorgungsrisikos. Ursächlich hierfür ist ein vermehrter Einsatz von heimischen erneuerbaren Energien. Diese reduzieren die Importabhängigkeit von ausländischen Energieträgern. Somit fällt der Anstieg der Verletzbarkeit in diesem Szenario um 2 Prozentpunkte geringer aus als in der Referenz.
- Die **Verschärfung des Treibhausgasreduktionsziels von 40 % auf 50 % im Jahr 2030** kann hingegen nicht zu einer Verringerung der Verletzbarkeit beitragen. Maßgeblich hierfür ist im Wesentlichen der massive Einsatz von Gaskraftwerken bei der Stromerzeugung, welcher nötig ist, um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen. In der Konsequenz führt das zu einem Anstieg der Gasimporte aus zunehmend unsicherer werdenden Bezugsquellen sowie zu insgesamt negativen volkswirtschaftlichen Effekten, die vor Allem durch stark ansteigende Strompreise induziert werden. Im Ergebnis führt die Verwirklichung des verschärften Klimaziels zu einem Anstieg der Verletzbarkeit um 9 Prozentpunkte.

- Ebenfalls ist festzustellen, dass keine der hier untersuchten Handlungsoptionen isoliert betrachtet in der Lage ist, den Trend der in Zukunft stetig weiter wachsenden Risiken für eine sichere Energieversorgung umzukehren. Unter diesem Aspekt ist es unabdingbar, dass eine möglichst **breite Palette von Maßnahmen** genutzt wird, um einen hohen Gesamtbeitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit erzielen zu können.
- Die Studie zeigt weiter, dass sich mit dem Einsatz der skizzierten Instrumente nicht nur die Energieversorgungssicherheit am Wirtschaftsstandort Deutschland steigern lässt, sondern diese auch in Einklang mit weiteren Zielen wie **Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit** gebracht werden können. So reduziert die Verlängerung der Kernkraftlaufzeiten auf 60 Jahre nicht nur die Emissionen von Kohlendioxid, sondern schafft bis zum Jahr 2030 im Vergleich mit dem Referenzfall mehr als 60.000 zusätzliche Arbeitsplätze.

Inhaltsverzeichnis

Aufgabenstellung.....	1
1. Methodik und Datenbasis.....	4
1.1. Formaler Aufbau des Indikatorensystems zur Messung des Energieversorgungsrisikos	4
1.1.1. Ausgewählte Indikatoren.....	8
1.1.1.1. Effizienz und Energiemix der Stromerzeugung.....	8
1.1.1.2. Reservekapazitäten bei der Stromerzeugung.....	10
1.1.1.3. Verfügbarkeit von Grenzkuppelstellen.....	10
1.1.1.4. Volatilität der Stromnachfrage	11
1.1.1.5. Erdgasspeicher.....	11
1.2. Methodik.....	12
1.3. Datenbasis.....	17
2. Risiko der Versorgung mit Primärenergie im internationalen Vergleich	18
2.1. Abhängigkeit von Energieimporten	18
2.2. Bezugsstrukturen der Energieimporte	20
2.3. Primärenergie-Mix.....	25
2.4. Verletzbarkeit der Primärenergieversorgung ausgewählter Länder.....	26
3. Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland (erweitertes Indikatorensystem).....	28
3.1. Verletzbarkeit der Primärenergieversorgung	28
3.2. Verletzbarkeit der Infrastruktur leitungsgebundener Energieträger.....	31
3.3. Verletzbarkeit des Endenergieverbrauchs	40

4.	Szenarien zur Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland in den Jahren 2020 und 2030.....	48
4.1.	Konzeptionelle und methodische Vorbemerkung	48
4.2.	Das verwendete Modellsystem im Überblick	50
4.3.	Exogene Vorgaben	52
4.4.	Ergebnisse der Szenarienrechnungen.....	56
4.4.1.	Auswirkungen der Szenarien auf die Volkswirtschaft.....	56
4.4.2.	Auswirkungen der Szenarien auf den Primärenergieverbrauch	62
4.4.3.	Auswirkungen der Szenarien auf die Verwundbarkeit	63
5.	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.....	66
6.	Wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen	68
7.	Anhang	71
7.1.	Versorgungssicherheit der Primärenergien Deutschlands.....	72
7.2.	Versorgungssicherheit der Primärenergien ausgewählter Länder	74
7.2.1.	Frankreich	74
7.2.2.	Italien.....	75
7.2.3.	Polen	77
7.2.4.	Schweden	78
7.2.5.	Großbritannien	80
7.2.6.	USA	81

Schaubildverzeichnis

Schaubild 1	Versorgungssicherheit und Verletzbarkeit - Systematik.....	5
Schaubild 2	Indikator : Infrastrukturelles Risiko.....	6
Schaubild 3	Indikator : Verletzbarkeit des Endenergieverbrauchs.....	7
Schaubild 4	Indikatorensystem zur Verletzbarkeit	8
Schaubild 5	Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung	9
Schaubild 6	Statische Reichweite nicht erneuerbarer Energieträger.....	13
Schaubild 7	Anteil importierter Energieträger am Primärenergieverbrauch ausgewählter Länder	19
Schaubild 8	Bezugsstruktur von Rohöl in ausgewählten Ländern	21
Schaubild 9	Bezugsstruktur von Erdgas in ausgewählten Ländern	22
Schaubild 10	Bezugsstruktur von Steinkohle in ausgewählten Ländern.....	23
Schaubild 11	Primärenergiemix ausgewählter Länder	25
Schaubild 12	Risiko der Primärenergieversorgung im internationalen Vergleich	26
Schaubild 13	Verletzbarkeit der Primärenergieträgerversorgung in Deutschland nach Energieträgern.....	29
Schaubild 14	Verbundgrad Deutschland.....	33
Schaubild 15	Reservekapazitäten Deutschland	34
Schaubild 16	Monatliche Stromnachfrage Deutschland	35
Schaubild 17	Volatilität der Stromnachfrage Deutschland	36
Schaubild 18	Energiemix der Stromerzeugung Deutschland	37
Schaubild 19	Arbeitsgasvolumen und Spitzenverbrauch.....	39

Schaubild 20	Verletzbarkeit der leitungsgebundenen Energien.....	40
Schaubild 21	Preisentwicklung wichtiger Importenergien.....	43
Schaubild 22	Endenergieeffizienz und – produktivität in Deutschland	43
Schaubild 23	Energiekosten in der Industrie	45
Schaubild 24	Energiekosten der Privaten Haushalte nach Anwendungszwecken.....	45
Schaubild 25	Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern	46
Schaubild 26	Verletzbarkeit der Endenergienachfrage in Deutschland	47
Schaubild 27	Preise ausgewählter Energieträger	53
Schaubild 28	Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Szenarien	62
Schaubild 29	Auswirkungen der Szenarien auf die Verletzbarkeit	64
Schaubild 30	Rohölversorgung Deutschland nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	72
Schaubild 31	Erdgasversorgung Deutschland nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	72
Schaubild 32	Steinkohleversorgung Deutschland nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	73
Schaubild 33	Rohölversorgung Frankreich nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	74
Schaubild 34	Erdgasversorgung Frankreich nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	74
Schaubild 35	Steinkohleversorgung Frankreich nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	75
Schaubild 36	Rohölversorgung Italien nach Lieferregion und Verletzbarkeit	75
Schaubild 37	Erdgasversorgung Italien nach Lieferregion und Verletzbarkeit	76

Schaubild 38	Steinkohleversorgung Italien nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	76
Schaubild 39	Rohölversorgung Polen nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	77
Schaubild 40	Erdgasversorgung Polen nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	77
Schaubild 41	Steinkohleversorgung Polen nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	78
Schaubild 42	Rohölversorgung Schweden nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	78
Schaubild 43	Erdgasversorgung Schweden nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	79
Schaubild 44	Steinkohleversorgung Schweden nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	79
Schaubild 45	Rohölversorgung Großbritannien nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	80
Schaubild 46	Erdgasversorgung Großbritannien nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	80
Schaubild 47	Steinkohleversorgung Großbritannien nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	81
Schaubild 48	Rohölversorgung USA nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	81
Schaubild 49	Erdgasversorgung USA nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	82
Schaubild 50	Steinkohleversorgung USA nach Lieferregion und Verletzbarkeit.....	82
Schaubild 51	Verletzbarkeit der Endenergieversorgung in ausgewählten Regionen	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anteil ausgewählter Länder an der weltweiten Uranproduktion.....	24
Tabelle 2	Eckwerte zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.....	54
Tabelle 3	BIP-Effekte alternativer Politikstrategien.....	57
Tabelle 4	Beschäftigungseffekte alternativer Politikstrategien.....	59

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CO ₂	Kohlendioxid
CO _{2e}	Kohlendioxid-Äquivalent
EEFA	Energy Environment Forecast Analysis
EEG	Erneuerbare Energiengesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ET	Emission Trading
EU	Europäische Union
GHD-Sektor	Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
IEA	International Energy Agency
IGU	International Gas Union

LNG	Liquefied Natural Gas
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PEV	Primärenergieverbrauch
THG	Treibhausgas
WNA	World Nuclear Association

Aufgabenstellung

Die Europa-Sektion des World Energy Council hat in einer Studie aus dem Jahr 2008 die Verletzbarkeit der Europäischen Union (EU) und einzelner Mitgliedstaaten durch Störungen der Energieversorgung untersucht¹. Konkrete Anlässe für diese Studie waren einerseits kurzfristige Versorgungsstörungen bei einzelnen Energieträgern, andererseits die in den letzten Jahren beobachteten - teilweise drastischen - Preissteigerungen für Energie, die eine Volkswirtschaft als Ganzes, aber auch einzelne Verbrauchergruppen, zum Teil erheblich belastet haben. Die bisher verwendeten Indikatoren zur Messung der Verletzbarkeit, wie beispielsweise der Anteil der Energieimporte am Primärenergieverbrauch (PEV) insgesamt oder der Energieverbrauch je Einheit Bruttonationalprodukt, liefern zwar erste wichtige Hinweise, erfassen jedoch stets nur einen spezifischen Aspekt des Gesamtphänomens.

Eine bereits vorliegende EEFA-Studie² zu dieser Thematik hatte vor diesem Hintergrund zunächst ein möglichst umfassendes Konzept für die Verletzbarkeit der EU und ihrer Mitgliedstaaten entwickelt, das von der Makroebene bis hin zu einzelnen Märkten reicht und die Verletzbarkeit zu einem einzigen Indikator verdichten sollte. Die Ergebnisse dieser Untersuchung haben bereits gezeigt, dass sich die empirische Erfassung der Verletzbarkeit aufgrund der kaum überschaubaren Vielzahl möglicher Einflussfaktoren im Vergleich zu anderen energiepolitischen Fragestellungen als sehr kompliziert darstellt. Hinzu kommt, dass sich bei der Interpretation von Verletzbarkeitsindikatoren eine statische Betrachtungsweise verbietet. Vielmehr unterlag die Einschätzung der Risiken für eine preiswürdige und sichere Energieversorgung bereits in der Vergangenheit erheblichen zeitlichen Veränderungen, deren Ursachen sowohl in technischen als auch ökonomischen und (energie-) politischen Rahmenbedingungen zu sehen sind.

Um das Thema „Verletzbarkeit“ ungeachtet seiner Komplexität in der politischen Diskussion in einem empirischen Ansatz sichtbar zu machen, hat der Weltenergieat – Deutschland einen fortführenden Untersuchungsauftrag vergeben. Gemäß diesem wird das beim EEFA-Forschungsinstitut bereits vorhandene Indikatorensystem zunächst kritisch überprüft (und in diesem Rahmen ggf. angepasst

¹ Vgl. World Energy Council (2008), Europe's Vulnerability to Energy Crisis, London.

² Girod, F. und B. Hillebrand (2007), Energy and Vulnerability of the EU-Economies.

bzw. aktualisiert) und anschließend um die Betrachtung von vier energiepolitischen Szenarien erweitert, die die Verletzbarkeit Deutschlands gegenüber Energiekrisen bzw. Versorgungsstörungen in den Blick nehmen. Der betrachtete Zeithorizont der Szenarien soll bis zum Jahr 2030 reichen.

Entsprechend dieser Aufgabenstellung besteht der Bericht im Wesentlichen aus fünf Hauptteilen:

Im eher theoretisch angelegten **ersten Teil** der Studie werden die methodischen Grundlagen und Konzepte zur Messung des Versorgungsrisikos mit Hilfe von Indikatoren skizziert. Dabei ist der Hinweis von Bedeutung, dass bei der Berechnung des Energieversorgungsrisikos in dieser Studie einerseits alle relevanten Primärenergieträger (Kohle, Öl, Gas, erneuerbare Energien und Kernenergie), andererseits aber auch alle Aspekte des Energieversorgungssystems von der Primärenergieebene, über die Vorratshaltung lagerfähiger Energieträger zur Krisenvorsorge (z. B. Gasspeicher, Erdölvorratung, Kohlebestände, Uran), die Zuverlässigkeit der Energieinfrastruktur bzw. -umwandlung bis hin zu Einflussgrößen wie Effizienz oder Kosten bzw. Ausgaben des Energieeinsatzes bei den Endverbrauchern mit betrachtet werden. Es liegt auf der Hand, dass die Komplexität eines derartigen Indikatorensystems zur Beschreibung von Energieversorgungsrisiken eine Vielzahl von Setzungen erforderlich macht, die sich etwa auf die Art der Skalierung, die Normierung oder die Gewichtung der verwendeten Einzelindikatoren beziehen. Diese Ansätze werden dargestellt und, wo dies für die vorliegende Fragestellung notwendig erscheint, entsprechend erweitert. Eine kurze Darstellung der verwendeten Datenquellen und Statistiken ist ebenfalls in den ersten Abschnitt der Studie eingebettet.

Der **zweite Teil** der Studie hat zum Ziel, die Verletzbarkeit der Energieversorgung für ausgewählte Länder der Welt empirisch herauszuarbeiten und mit dem Energieversorgungsrisiko des Wirtschaftsstandortes Deutschland zu vergleichen. Dazu werden zunächst auf der Basis des Primärenergieverbrauchs die Verletzbarkeitswerte verschiedener Energierohstoffe für die Jahre zwischen 1978 und 2007 aufgezeigt und die Ursachen, die zu dieser Entwicklung geführt haben, näher beleuchtet.

Im **dritten Teil** der Arbeit wird die enge Interpretation des Begriffes „Verletzbarkeit“, der sich ausschließlich auf die Versorgungsrisiken mit Primärenergie bezieht, zugunsten einer weiten Definition aufgegeben, die das tatsächliche Energieversorgungsrisiko letztendlich auf der Ebene der Endverbraucher ansiedelt. Dieses erweiterte Konzept trägt dem Umstand Rechnung, dass Risiken der Energieversorgung, die auf dem Weltmarkt ihren Ursprung haben, für die Energieverbraucher im Inland grundsätzlich durch geeignete energiepolitische Maßnahmen abgefedert werden können. Energiepolitische Rahmensetzungen auf der nationalen Ebene haben bereits in der Vergangenheit Effizienzsteigerungen und Substitutionsprozesse ausgelöst und mit dazu beigetragen, die Auswirkungen eskalierender Energiepreise und damit verbundene Störungen bzw. Lieferengpässe der Energieversorgung zu mildern.

Im **vierten Teil** der Studie schließlich, werden die Auswirkungen alternativer energie- und umweltpolitischer Szenarien auf die zukünftige Entwicklung der Verletzbarkeit Deutschlands im Rahmen potenzieller Energiekrisen abgeschätzt. Dazu nutzt die Studie die Szenarien-Technik.

Das Referenz-Szenario schreibt die zukünftigen Veränderungen in der Wirtschaft und bei der Verletzbarkeit der Endenergieversorgung in Deutschland unter „status quo“-Bedingungen für die Jahre 2020 und 2030 fort und wird zur Beurteilung alternativer Entwicklungen herangezogen.

Die folgenden Grundannahmen bilden die Basis für das Referenzszenario:

- Ab 2013 erfolgt ein schrittweiser Übergang auf die Vollversteigerung der CO₂-Emissionsrechte,
- Der Ausstieg aus der Kernenergie bleibt fortbestehen,
- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird bis 2020 auf 30 % ausgebaut (40 % bis 2030) und
- Die Treibhausgasemissionen (THG) in Deutschland werden bis 2020 um 30 % gegenüber 1990 (40 % bis 2030) reduziert.

Konkret untersucht die Studie die Auswirkungen vier alternativer Politikszenerarien auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland:

Szenario I: Verlängerung der Kernenergielaufzeiten auf 40 bzw. 60 Jahre.

Szenario II: Aufrechterhaltung einer Sockel-Steinkohleförderung ab 2012 (8 bzw. 12 Mio. t) und ein Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente neue Kraftwerke zwischen 2013 und 2016, der aus Erlösen der CO₂-Zertifikate Versteigerung finanziert werden soll.

Szenario III: Ausbau der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gem. BMU-Leitstudie, d. h. bis 2030 werden 50 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt.

Szenario IV: Reduktion der CO₂-Emissionen um 50 % bis 2030 gegenüber 1990.

Die Auswahl der Szenarien zielt darauf ab, die isolierten Auswirkungen dieser energie- und umweltpolitischen Weichenstellungen auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland sowie die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Folgen sichtbar zu machen.

Eine Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse sowie wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen als **fünften Teil**, beschließen die Ausführungen.

I. Methodik und Datenbasis

I.1. Formaler Aufbau des Indikatorensystems zur Messung des Energieversorgungsrisikos

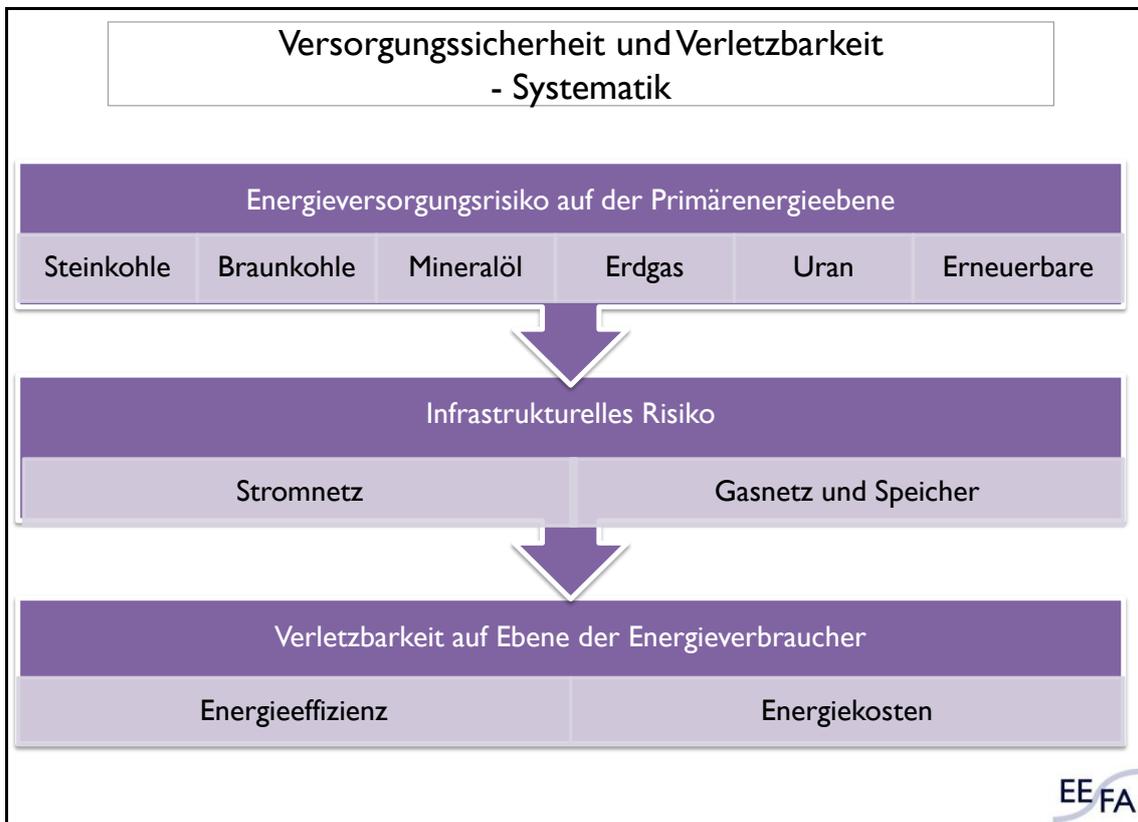
Die Diskussion um eine sichere, preiswürdige und umweltverträgliche Energieversorgung behandelt ein vielfältiges Bündel an bisher unbeantworteten Fragestellungen. Oft werden dabei einseitige Lösungsansätze präsentiert, die wichtige Aspekte ausblenden und zu einem Ungleichgewicht zwischen den zentralen energiepolitischen Zielen führen. In den vergangenen Jahren ist die Analyse der Sicherheit und Verletzbarkeit der Energieversorgung eher in den Hintergrund getreten, obwohl die Herausforderungen und Risiken in diesem Bereich keineswegs geringer geworden sind. Ein wesentlicher Grund hierfür liegt darin, dass bislang kaum konkrete empirische Indikatoren entwickelt und aufgestellt worden sind, die betreffende Risiken messen oder mindestens ihre Entwicklung im Zeitverlauf und im internationalen Vergleich abschätzen können.

Als zentrale Forderung an (ein System von) Verletzbarkeits-Indikatoren ist also zunächst zu formulieren, dass es Informationen über den aktuellen Zustand des Energieversorgungsrisikos, auf dessen Verbesserung die Energiepolitik ausgerichtet ist, bereitstellt. Bei der Auswahl der Indikatoren sind also adäquate Beurteilungskriterien heranzuziehen und klare Ziele zu identifizieren, auf die sich die Indikatoren beziehen sollten. Schließlich müssen die zu entwickelnden Verletzbarkeits-Indikatoren in dieser Studie auch empirisch erfassbar sein, so dass auch die Datenverfügbarkeit ein nicht zu vernachlässigendes Auswahl-Kriterium darstellt.

Ungeachtet all dieser Bemühungen, darf nicht übersehen werden, dass bei der Bildung und Nutzung empirischer Indikatorensysteme zwangsläufig eine deutliche Reduktion der wesentlich komplexeren Realität in Kauf genommen werden muss. Dies ist allerdings in der Regel unumgänglich, sofern die Ergebnisse der angestrebten Indikatoren-Analyse gegenüber politischen Entscheidungsträgern sowie einer breiten Öffentlichkeit kommuniziert werden sollen.

Im Folgenden wird das in dieser Studie verwendete Konzept zur Indikatorenbildung kurz vorgestellt und seine Eignung zur Abbildung des Verletzbarkeitsrisikos in der Energieversorgung beurteilt.

Schaubild I



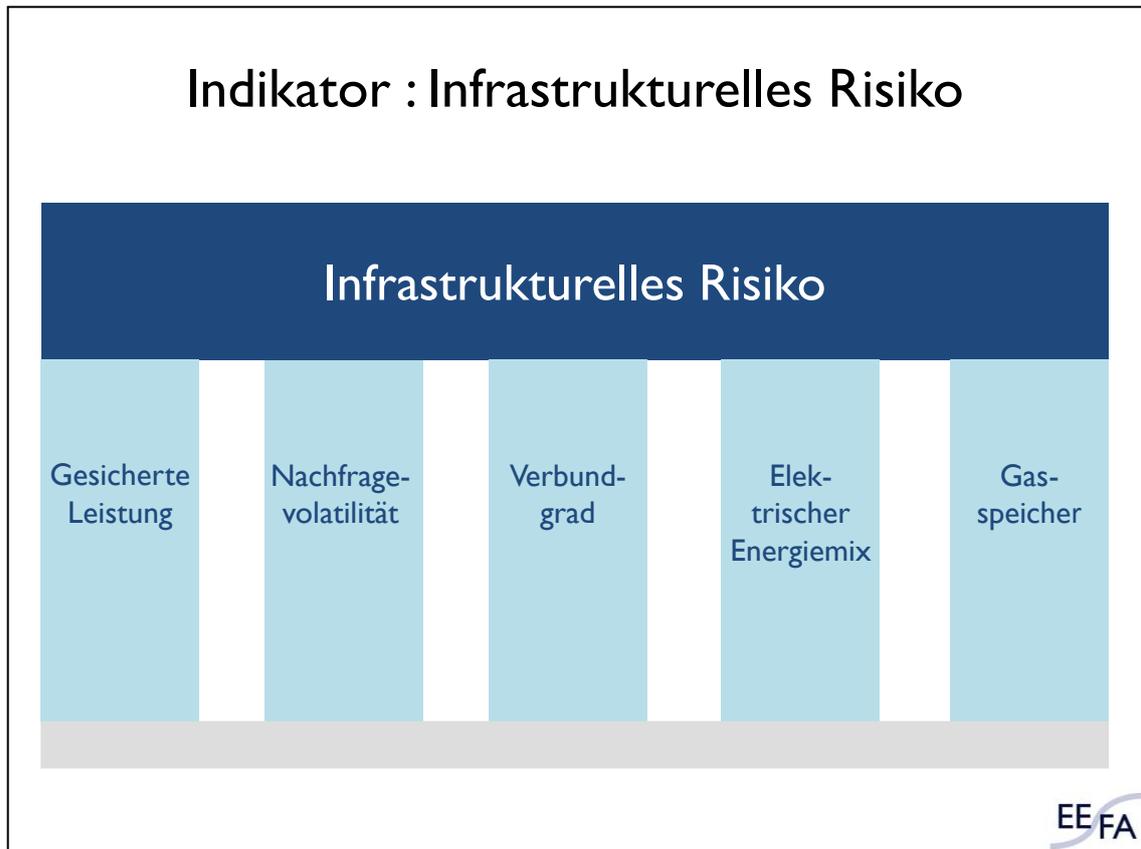
Um die Sicherheit der Primärenergieversorgung eines Landes, die zusätzlichen Risiken, die aus seiner technischen Ausstattung mit Energieumwandlungs- und -transportinfrastruktur herrühren sowie schließlich ökonomische Aspekte der Versorgungssicherheit auf der Ebene des Endenergieverbrauchs (Energiekosten, Effizienz) in einem integrativen Ansatz analysieren zu können, ist ein dreidimensionales Indikatorensystem zur Messung des Verletzbarkeitsrisikos erforderlich (siehe Schaubild I).

Auf der ersten Stufe werden die Risiken der **Primärenergieversorgung** differenziert nach einzelnen Energieträgern erfasst. Wesentliche Determinanten des Versorgungsrisikos auf dieser Stufe sind die Abhängigkeit von Energieeinfuhren bzw. der Anteil der heimischen Energiegewinnung am Primärenergieverbrauch, die Diversifikation der Energieimporte (Lieferstruktur) sowie die länderspezifischen Risiken einer Lieferunterbrechung.

Die zweite Stufe betrachtet insbesondere die Zuverlässigkeit bzw. Qualität der **Infrastruktur** für die leitungsgebundenen Energieträger wie Strom- und Erdgas (siehe Schaubild 2). Folgende Aspekte werden auf dieser Ebene anhand ausgewählter empirischer Indikatoren erfasst und analysiert:

- die Verfügbarkeit von Gasspeichern und deren Reichweite im Krisenfall,

Schaubild 2

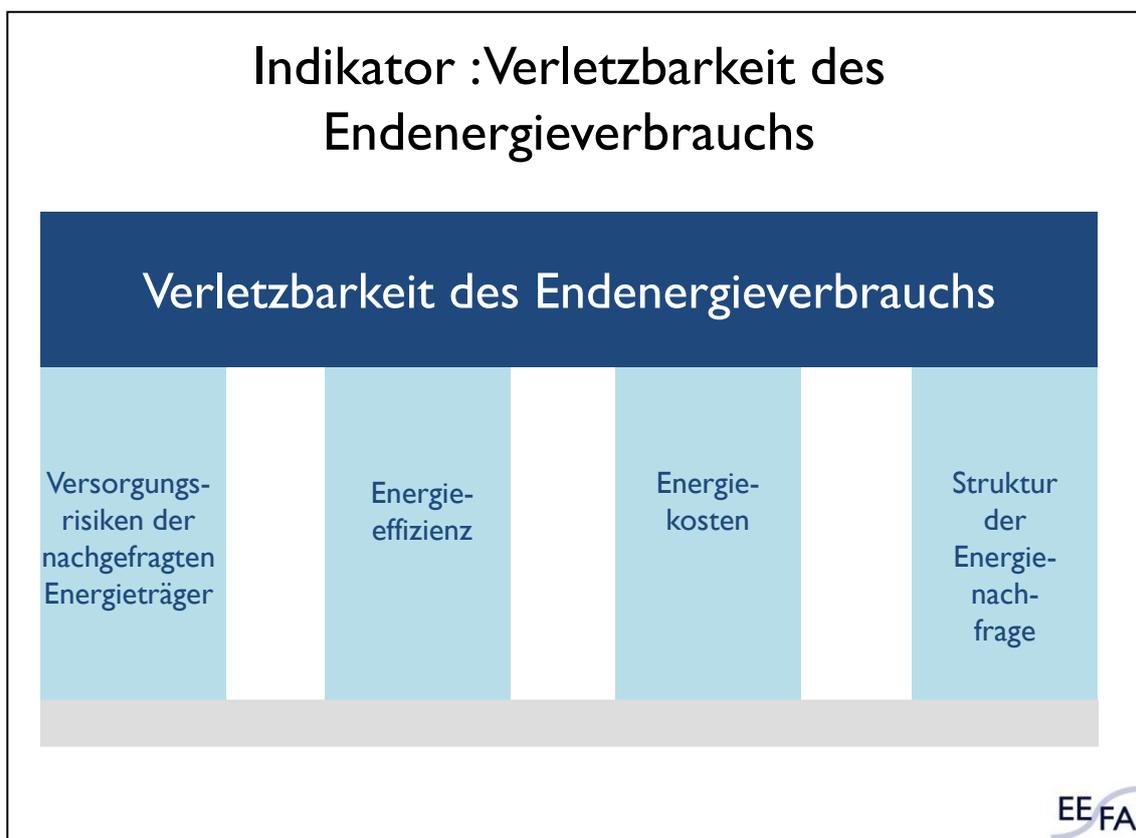


- die verfügbaren Transportkapazitäten an den Grenzkuppelstellen (Interkonnektoren), die den Stromaustausch mit den Nachbarländern ermöglichen und der Sicherheit der eigenen Stromversorgung zu Gute kommen,
- die Verfügbarkeit von Reservekapazitäten zum Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage bei Verbrauchsspitzen, die als Indikator für die Gefahr von Stromausfällen bzw. Stromschwankungen interpretiert werden können sowie
- die Volatilität, also die lastbedingten Schwankungen der Stromnachfrage, die grundsätzlich ein erhöhtes Risiko für einen Erzeugungseingpass mit sich bringt.

Um die Verletzbarkeit des Energiesystems zahlenmäßig zu erfassen, wurde ein weitreichendes Indikatorensystem auf der Basis einer empirischen Datenbasis entwickelt, das neben den Importrisiken der Primärenergieversorgung auch die Zuverlässigkeit der leitungsgebundenen Energien Strom und Gas sowie die Bedeutung der Energiekosten und die Effizienz des Energieeinsatzes auf der Ebene der Endverbraucher erfasst

Auf der dritten und letzten Ebene des hier verfolgten Ansatzes zur Messung der Energieversorgungssicherheit werden schließlich Handlungsoptionen der **Endverbraucher** erfasst (siehe Schaubild 3). Dabei liegt der Fokus auf der Ebene des Endenergieverbrauchs (EEV), der im Vergleich zu dem Primärenergieverbrauch zusätzlich die nach Umwandlung entstandenen Energieformen Strom und raffinierte Ölprodukte

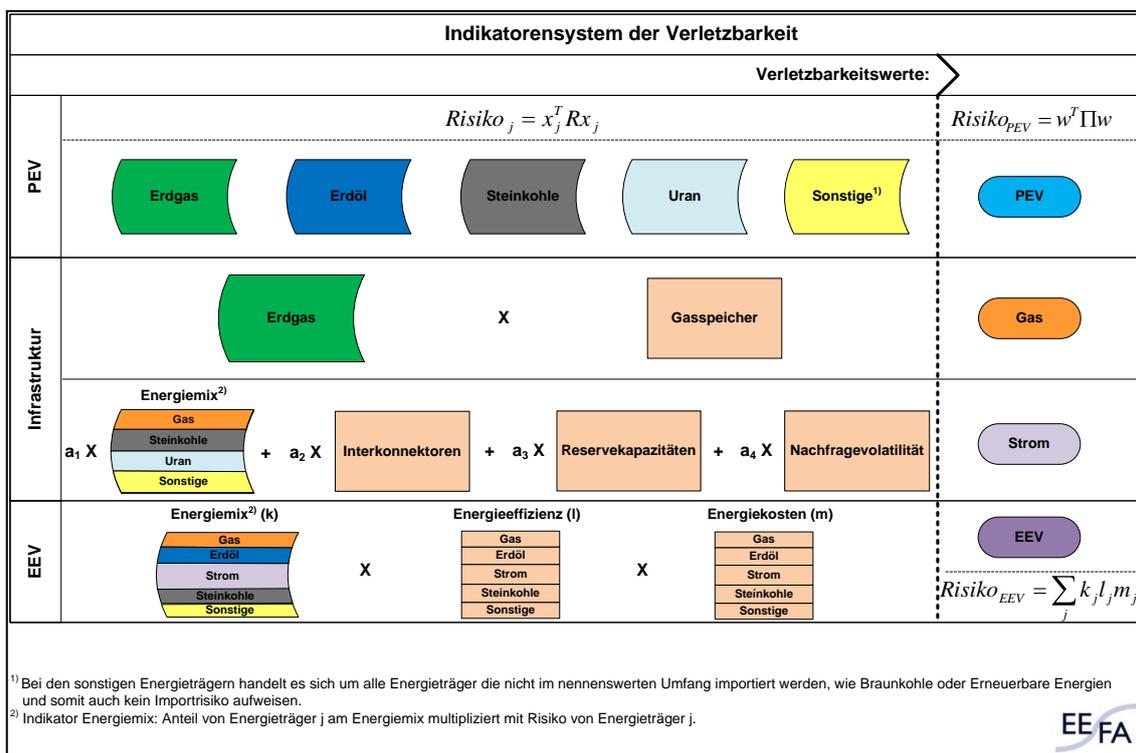
Schaubild 3



berücksichtigt. Die Endverbraucher können ebenfalls dazu beitragen, die Auswirkungen potenzieller Energiekrisen abzufedern. Die Verbesserung der Energieeffizienz trägt schon seit langem dazu bei, dass sich Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung deutlich entkoppelt haben. Jede Verringerung der Energieintensität (Energieverbrauch je Einheit Output) ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität. Eine hohe Energieeffizienz trägt dazu bei, die Auswirkungen potenzieller Energiekrisen oder Lieferunterbrechungen zu mildern, weil sich beispielsweise die Reichweite der im Krisenfall nutzbaren nationalen Energiereserven erhöht. Hinzu kommt, dass durch den effizienteren Umgang mit Energierohstoffen, krisenbedingt steigende Energiepreise das sektorale und gesamtwirtschaftliche Kosten- und Preisgefüge weniger stark belasten und letztlich geringere Produktions- und Beschäftigungseinbußen induzieren. Aus diesem Grund spielen auf der dritten Ebene auch die Energiepreise und Energiekosten eine wichtige Rolle bei der Quantifizierung der Verletzbarkeit.

Schaubild 4 zeigt das vorgeschlagene Indikatorensystem zur empirischen Berechnung des Energieversorgungsrisikos im Überblick. Deutlich wird, dass die einzelnen Verletzbarkeitsindikatoren nicht unverbunden nebeneinander stehen, sondern auf jeder Ebene des Systems zu einem Verletzbarkeitswert zusammengefasst und schließlich zu einem einzigen Indikator verdichtet werden. Trotzdem bietet das hier vorgestellte Indikatorensystem den Vorteil, dass es nicht zu einem einzigen geschlossenen System führt, sondern jederzeit die Erweiterung um andere - bislang nicht berücksichtigte Kennziffern und Indikatoren erlaubt.

Schaubild 4



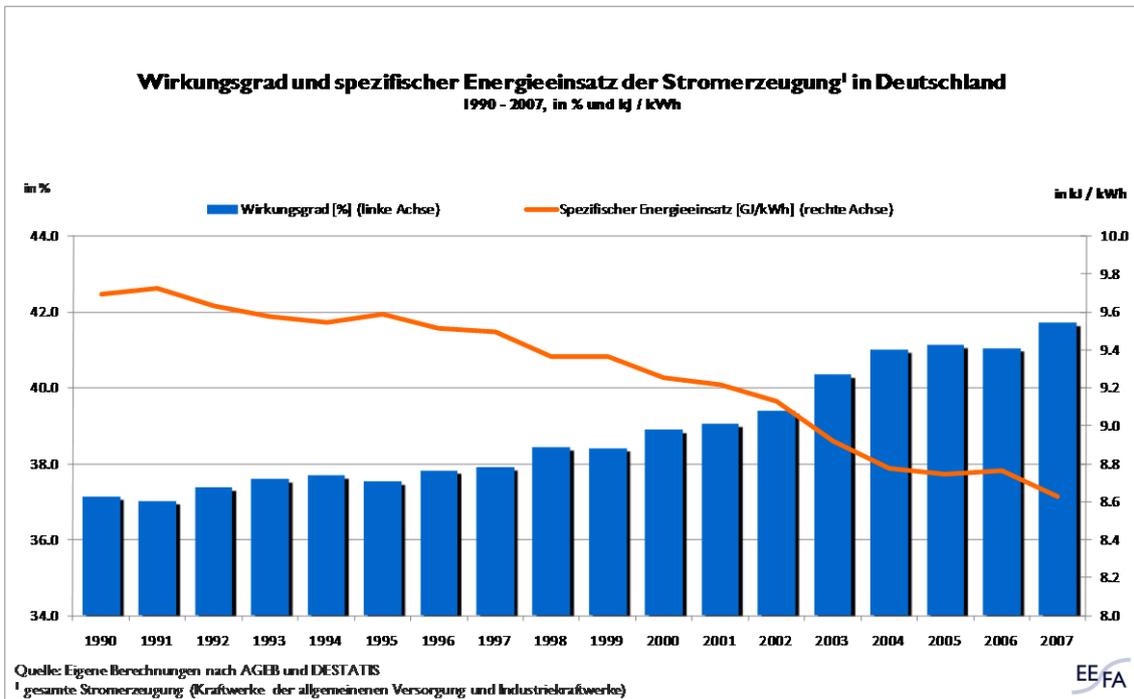
I.1.1. Ausgewählte Indikatoren

I.1.1.1. Effizienz und Energiemix der Stromerzeugung

Die Mischung der eingesetzten Energieträger zur Stromerzeugung im Kraftwerkspark spielt eine wichtige Rolle für die Verletzbarkeit und Sicherheit der Stromversorgung. Werden in der Stromerzeugung überwiegend preiswerte heimische Energieträger (vor allem Braunkohle) oder Importenergien, die aus Lieferregionen stammen, die als vergleichsweise sicher einzustufen sind, eingesetzt, wird das Versorgungsrisiko des Sekundärenergieträgers Strom grundsätzlich gedämpft. Umgekehrt führt der vermehrte Rückgriff auf Energierohstoffe aus wenig diversifizierten Quellen, aus politisch oder wirtschaftlich instabilen Regionen aber auch aus hochvolatilen heimischen Energien³ wie z. B. Wind oder Photovoltaik zu einer Erhöhung des Versorgungsrisikos bei elektrischer Energie und damit verbunden zu einem höheren Indikatorwert.

³ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Nachteile die eine Stromeinspeisung aus volatilen Erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Wasser oder Photovoltaik mit sich bringt, in Zukunft vermehrt durch den Einsatz geeigneter Speichertechnologien ausgeglichen werden könnten. Da die physischen Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischem Strom gegenwärtig als relativ begrenzt einzustufen sind, liegt eine der Hauptaufgaben in der Entwicklung effizienter Großspeicher bzw. in der viel diskutierten Entwicklung neuer Technologien zur Verwendung von Elektrofahrzeugen als Stromspeicher. Demzufolge ist zu erwarten, dass, bedingt durch den technologischen Fortschritt, in Zukunft der positive Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit steigt.

Schaubild 5



Unter dem Gesichtspunkt der ökonomischen Verträglichkeit, spielt darüber hinaus auch die Effizienz der Stromerzeugung eine wichtige Rolle für die Verletzbarkeit der Energieversorgung. Eine Verringerung des spezifischen Energieeinsatzes im bestehenden Kraftwerkspark ist nur unter Inkaufnahme von teilweise erheblichen Zusatzkosten (Ersatz technisch und wirtschaftlich veralteter Anlagen durch moderne neue Kraftwerksbauten) zu erreichen. Die damit verbundene Steigerung des Wirkungsgrades in der Stromerzeugung leistet jedoch einen wichtigen Beitrag dazu, die Abhängigkeit von Energieimporten zu reduzieren und den Strompreis von Wechselkursrisiken sowie von Preisschwankungen auf den Weltenergiemärkten zu entkoppeln.

Von 1990 bis 2007 konnte der spezifische Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung deutlich verringert werden. Betrug der Brennstoffeinsatz pro erzeugter Kilowattstunde (netto) 1990 noch 9,7 kJ, so wurden 2007 nur noch 8,6 kJ benötigt. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung – hier definiert als das Verhältnis der Bruttostromerzeugung zum gesamten Energieeinsatz – hat sich infolgedessen bis 2007 auf 41,7 % erhöht. Zum Vergleich: 1990 lag diese Effizienz der Brennstoffausnutzung in der Stromerzeugung noch bei 37,1 % (siehe Schaubild 5).

1.1.1.2. Reservekapazitäten bei der Stromerzeugung

Um bei schwankender und unerwartet hoher Stromnachfrage Erzeugungseingpässe und damit verbundene Stromausfälle zu vermeiden, ist es notwendig, ein gewisses Maß an Reservekapazitäten vorzuhalten. Die Gesicherte Leistung ergibt sich aus der inländischen Kraftwerkskapazität abzüglich der Nicht Einsetzbaren Leistung. Zur Nicht Einsetzbaren Leistung zählen neben Reserven für die Systemdienstleistungen (Regelenergie) beispielsweise stochastische oder revisionsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke ebenso wie die bei Wind-, Wasserkraft oder Photovoltaik⁵ aufgrund der Abhängigkeit vom Angebot auftretenden Leistungsreduktionen.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) unterscheidet zwischen Regionen mit hohen und niedrigen einspeise- und verbrauchsbedingten Lastschwankungen. Zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung für Regionen mit hoher Volatilität wird eine gesicherte Leistung empfohlen, die die Höchstlast (maximale Stromnachfrage) um 10 % übersteigt. Für Regionen mit geringen Lastschwankungen wird eine Reserve von 5 % als Indikator für eine hohe Versorgungssicherheit angesehen.

In dieser Studie wird die Sicherheit der Stromversorgung anhand der von ENTSO-E festgelegten Kriterien gemessen. Der Indikator erfasst also den Anteil der verbleibenden Leistung (gesicherte Leistung minus Jahreshöchstlast) an der gesamten Kraftwerksleistung im Inland. Ein hoher Anteil an Reservekapazität impliziert dabei eine geringere Ausfallwahrscheinlichkeit der Stromversorgung.

1.1.1.3. Verfügbarkeit von Grenzkuppelstellen

Neben den ökonomischen Vorteilen, die der grenzüberschreitende Handel mit Strom mit sich bringt, erhöht die Existenz von Grenzkuppelstellen die Sicherheit im Stromnetz. Bei drohenden kurzfristigen Ungleichgewichten zwischen Stromangebot und -nachfrage besteht die Möglichkeit zum länderübergreifenden Ausgleich von Nachfrage bzw. Angebotslücken in Form von Stromimporten bzw. -exporten zwischen den Ländern.

Um den Beitrag der Grenzkuppelstellen für die Sicherheit der Stromversorgung in einem Land empirisch zu erfassen, wird hier als Indikator der sog. Verbundgrad („Interconnection Rate“) herangezogen. Diese Kennziffer ist definiert als das Verhältnis der Kapazität der Grenzkuppelstellen eines Landes zur installierten Leistung des Kraftwerksparks.

⁵ Bei der Windkraft beträgt die gesicherte Erzeugungleistung nur etwa 5 bis 10 % der installierten Gesamtleistung.

Um eine hohe Sicherheit innerhalb des europäischen Stromverbundes zu realisieren, empfiehlt die Europäische Kommission eine Interconnection Rate in Höhe von etwa 10 %⁶.

1.1.1.4. Volatilität der Stromnachfrage

Die Volatilität der Stromnachfrage stellt für die Beurteilung potenzieller Versorgungsrisiken ein wichtiges Maß dar. Hohe Schwankungen im Stromverbrauch bzw. unkalkulierbare Abweichungen vom typischen Lastprofil der Nachfrage erschweren die Prognose eines bedarfsgerechten Angebots. Sie bilden deshalb ein zusätzliches Risiko für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie.

Je höher die stochastische Volatilität der Stromnachfrage ausfällt, desto schwieriger ist auch die Kalkulation der bereitzustellenden Menge an Strom. Das Risiko, dass es zu Störungen bis hin zum Ausfall der Stromversorgung kommen kann, vergrößert sich ebenfalls entsprechend.

Zur konkreten Ermittlung des Indikators der Volatilität, die als Wurzel aus der Varianz der Stromnachfrage definiert ist, werden in dieser Studie monatliche Daten für jedes Jahr herangezogen. Um Niveauunterschieden im Stromverbrauch der betrachteten Länder Rechnung zu tragen, wurden die Volatilitäten darüber hinaus durch ihr jeweiliges arithmetisches Mittel dividiert. Diese normierte Kennziffer zur Volatilität wird auch als Variationskoeffizient bezeichnet.

1.1.1.5. Erdgasspeicher

Grundsätzlich sind einsatzbereite Erdgasspeicher im Versorgungssystem notwendig, um saisonale Schwankungen der Erdgasnachfrage auszugleichen. Der Erdgasverbrauch hängt von der Tages- vor allem aber auch von der Jahreszeit ab. In Deutschland kann der Tagesbedarf im Winter den normalen Verbrauch an einem Sommertag (an dem Erdgas bei den Privaten Haushalten nur zu Kochzwecken und ggf. zur Bereitstellung von Warmwasser, nicht aber für Heizzwecke benötigt wird) um das Fünffache übersteigen. Hinzu kommt, dass auch ökonomische Gründe dafür sprechen, in Zeiten geringerer Nachfrage bzw. niedriger Gaspreise größere Erdgasmengen einzuspeichern, um dieses Gas in Spitzenlastzeiten bei hohen Preisen wieder auszuspeichern und an die Verbraucher abzugeben.

Im Rückblick auf die russisch-ukrainische Gaskrise, als die Erdgaslieferungen nach Westeuropa über einen Zeitraum von fast zwei Wochen eingeschränkt bzw. unterbrochen waren, wurden die Erdgasspeicher als ein Bestandteil der Krisenintervention

⁶ Vgl. Europäischer Rat (2002), Schlussfolgerungen des Vorsitzes, SN 100/01/02 REV I, Barcelona.

zur Überbrückung der Lieferunterbrechung genutzt⁷. Deutschland verfügte Ende 2008 über 47 Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 20,3 Mrd. m³; dieses Speichervolumen entspricht in etwa einem Viertel des Jahresverbrauchs hierzulande.

Als Messzahl zur Einbeziehung der Erdgasspeicher in das Indikatoren-System zur Erfassung der Verletzbarkeit wird in dieser Studie die statische Reichweite des Speichervolumens verwendet. Die statische Reichweite ist als Quotient aus dem verbrauchsstärksten Monat eines Jahres und der Speicherkapazität definiert. Sie gibt an, wann die Erdgasvorräte eines Landes im Falle eines vollständigen Lieferstopps bei konstantem Verbrauch zur Neige gehen. Dabei ist zu beachten, dass die im Krisenfall konkret nutzbare Erdgasmenge nicht dem theoretischen Arbeitsgasvolumen entspricht, sondern der tatsächlich bevorrateten Gasmenge, die durch die Kapazität und den Füllstand der vorhandenen Untergrundspeicher gegeben ist.

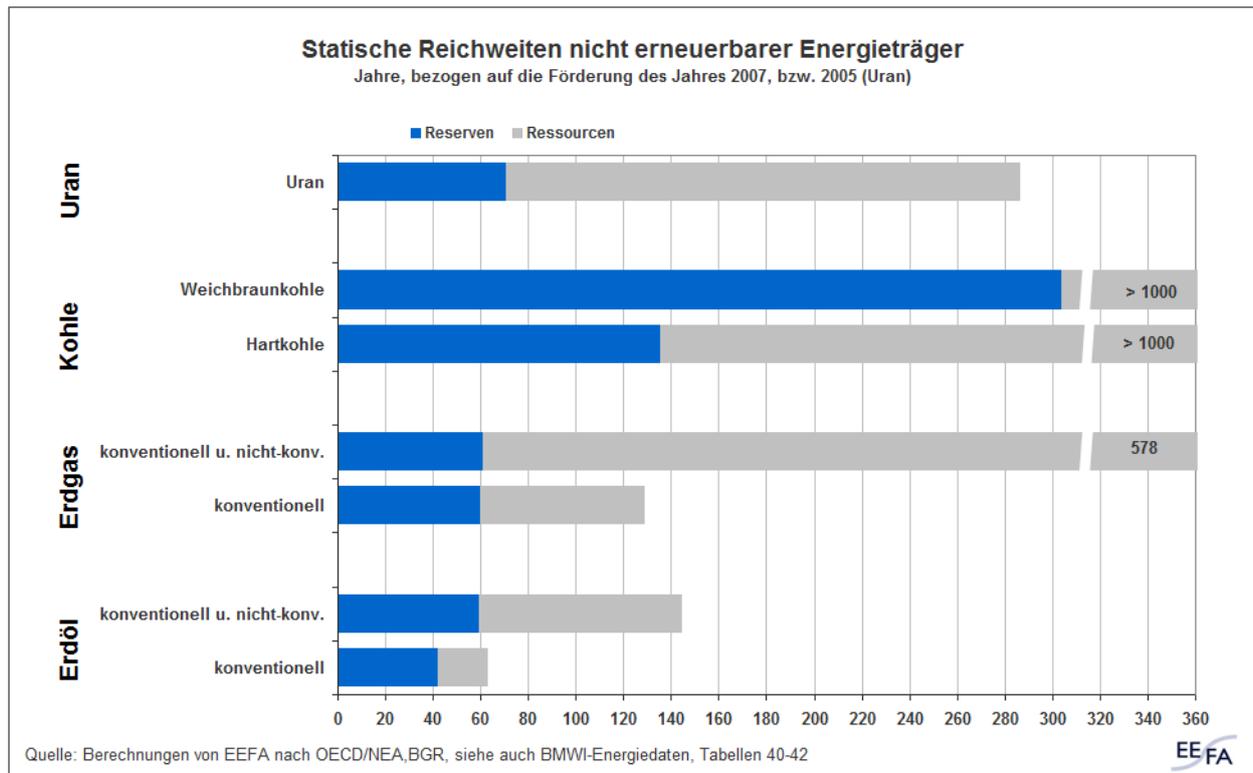
I.2. Methodik

Ein häufig genutztes Instrument zur Messung der Versorgungssicherheit auf der Ebene des Primärenergieverbrauchs ist die Analyse der Risiken, die mit der Abhängigkeit von

Energieimporten zwangsläufig verbundenen sind. Wesentliche Voraussetzungen für die Versorgungssicherheit, aber auch für eine verträgliche Preisentwicklung auf den Weltmärkten, sind ausreichende Reserven und Ressourcen an Primärenergieträgern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die langfristige Verfügbarkeit (Reichweite) von Energierohstoffen nicht nur von den Reserven und Ressourcen abhängt, sondern auch von der jährlichen Entnahme aus den Lagerstätten. Hinzu kommt, dass materialsparender, technischer Fortschritt oder Erfolge bei der Substitution die drohende Erschöpfung nicht erneuerbarer Energierohstoffe ebenso weiter in die Zukunft verschieben können, wie Neufunde aufgrund verbesserter Explorationstechniken.

⁷ Vgl. Bettzüge, M.O. und S. Lochner (2009): Der russisch-ukrainische Gaskonflikt im Januar 2009 – eine modell-gestützte Analyse. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et). Heft 7. Jahrgang 59. Essen.

Schaubild 6



Alle diese Faktoren zusammengenommen legen den Schluss nahe, dass die hier untersuchten Energierohstoffe in ausreichender Menge auf absehbare Zeit verfügbar sind. Rein quantitativ betrachtet, werden die globalen Energiereserven von den Kohlevorräten dominiert (siehe auch Schaubild 6). Dies bedeutet allerdings nicht, dass abrupte Angebots- und Nachfrageverschiebungen ausgeschlossen und Energiepreisbewegungen eher zufallsbedingt sind. Das Angebot an Energierohstoffen ist aufgrund der langen Realisierungszeiten kapitalintensiver Explorations- und Bergbauprojekte wenig flexibel. In Zeiten hoher Energienachfrage sind kurzfristige Verknappungen, Lieferengpässe und Preissteigerungen daher durchaus möglich. Ähnliches gilt für die Transportkapazitäten, die die technische Verfügbarkeit von Importenergien ebenfalls kurzfristig limitieren können. Schließlich dürfen geopolitische Risiken und Spannungen sowie ggf. das Monopol- oder Kartellverhalten marktmächtiger Unternehmen für eine umfassende Beurteilung von Liefer- und Preisrisiken auf den internationalen Energiemärkten nicht außer Acht gelassen werden.

Die vorliegende Studie stützt sich auf Frondel et. al⁸, um die Zuverlässigkeit der Primärenergieversorgung einer Region zu quantifizieren. Nach diesem Konzept lässt sich

⁸ Vgl. Frondel, M., N. Ritter und C.M. Schmidt (2009), Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen. Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Heft 1, 33. Jahrgang, S. 42-48. Vieweg+Teubner Verlag: Wiesbaden.

die Verletzbarkeit der Primärenergieversorgung in Bezug auf einen bestimmten Energieträger j anhand folgender Beziehung berechnen:

$$Risiko_j := \mathbf{x}_j^T \mathbf{R} \mathbf{x}_j = \sum_{i=1}^I x_{ij}^2 r_i + x_{dj}^2 r_d, \quad (1)$$

Wobei x_{ij} den Anteil einer Lieferregion i an der gesamten inländischen Versorgung eines Primärenergieträgers j und x_{dj} den Anteil der heimischen Gewinnung dieses Energieträgers bezeichnet. Definitionsgemäß summieren sich die Anteile aller Lieferregionen für einen Energieträger zum Wert Eins. Die Variable r bildet die Wahrscheinlichkeit⁹ geopolitischer Risiken ab, also potenzielle Störungen oder gar Unterbrechungen der Energielieferungen aus bestimmten Herkunftsländern¹⁰. Die Gewinnung bzw. Nutzung heimischer Energieträger, die hierzulande vor allem bei Braunkohle, Steinkohle oder erneuerbaren Energiequellen eine große Rolle spielt, wird grundsätzlich als risikofrei eingestuft.

Das länderspezifische Versorgungsrisiko lässt sich nicht nur für die einzelnen Primärenergieträger Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl, Erdgas, Erneuerbare Energien oder Kernenergie (Uran) angeben, sondern mit Hilfe von (2) auch zu einem einzigen Verletzbarkeitswert zusammenfassen

$$Risiko := \mathbf{w}^T \mathbf{X}^T \mathbf{R} \mathbf{X} \mathbf{w} = \mathbf{w}^T \mathbf{\Pi} \mathbf{w}. \quad (2)$$

Dabei enthält der Vektor $\mathbf{w}^T := (w_1, \dots, w_j, \dots, w_J)$ die Anteile der hier betrachteten Energieträger am Primärenergieverbrauch mit $\sum w_j = 1$. Die Matrix \mathbf{X} erfasst in den Spalten die Einfuhranteile sowie den Anteil der heimischen Energiegewinnung und die Matrix \mathbf{R} die länderspezifischen normierten Risikowerte. Grob gesprochen, werden die Risikowerte der einzelnen Energieträger zunächst nach Formel (1) mit ihrem jeweiligen Anteil am Primärenergieverbrauch gewichtet und aufsummiert. Anschließend ergibt

⁹ Der Wertebereich von r liegt zwischen Null und Eins. Null bezeichnet Regionen, die unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit als sicher einzustufen sind; hingegen stehen Risikowerte von Eins für Länder mit maximal hohem Ausfallrisiko der Energielieferungen.

¹⁰ Das Risiko von Angebotsstörungen in einzelnen Exportregionen wird anhand der Risiko-Klassifikation der OECD approximiert, die als „normierte“ Werte in die Berechnung einfließen. Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die Risikoeinstufung der OECD primär auf die Ausfallrisiken von Krediten abzielt, wobei allerdings auch ökonomische, politische und andere Risiken den Indikator beeinflussen. Einzelheiten dazu vgl. OECD (2009), Country Risk Classification, Internet: http://www.oecd.org/document/49/0,2340,en_2649_34171_1901105_1_1_1_1,00.html Abrufdatum: 18. September 2009.

sich nach Formel (2) ein länderspezifisches Risiko, das die Versorgungssicherheit der betrachteten Primärenergieträger für ein Land insgesamt abbildet. In der Gesamtwirkung ergibt sich aus diesem Konzept folgendes Bild: Der Indikator zur Messung der Versorgungssicherheit auf der Primärenergieebene kann Werte zwischen Null (kein Versorgungsrisiko) und Eins (maximales Versorgungsrisiko) annehmen. Ein Versorgungsrisiko von Null bei einem Energieträger ist gegeben, sofern die heimische Nachfrage ausschließlich aus inländischen Quellen gedeckt wird und/oder aus Ländern importiert wird, die einen Risikowert nach OECD Klassifikation von Null aufweisen. Das Versorgungsrisiko nimmt hingegen den hypothetischen Maximalwert von 1 an, wenn nur Importe aus Ländern mit der größten Risikoeinschätzung zur Befriedigung der gesamten Energienachfrage im Inland eingesetzt werden.

Der Verletzbarkeitsbegriff in dieser Studie ist wesentlich weiter gefasst und umschließt nicht nur das Risiko der Versorgung mit Primärenergie. In die Berechnung des Systems von Verletzbarkeitsindikatoren sollen (wenn möglich) alle Aspekte bzw. Handlungsoptionen einbezogen werden, die die Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen verringern. Aus der Gesamtmenge der zusätzlichen möglichen Indikatoren soll im weiteren Verlauf der Studie vor allem die im vorangegangenen Abschnitt bereits skizzierte Teilmenge an Indikatoren betrachtet werden, die einen deutlichen Bezug zur Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen erkennen lässt. Die Schwierigkeit – nicht nur dieser empirisch ausgerichteten Studie – besteht in dem hier verfolgten multidimensionalen Konzept darin, die damit verbundenen unterschiedlichen Indikatoren, die auf den einzelnen Ebenen des Systems jeweils spezifische Sachverhalte aufzeigen und deswegen teilweise auch unterschiedliche Dimensionen und Wertebereiche aufweisen, zu einem Verletzbarkeitswert zusammenzuführen.

Um dieses Problem zu lösen, wurden alle Indikatoren anhand einer von der Europäischen Kommission vorgeschlagen Methode re-skaliert¹¹.

$$I_{qc}^t = \frac{x_{qc}^t - \min_{t \in T} \min_c(x_q^t)}{\max_{t \in T} \max_c(x_q^t) - \min_{t \in T} \min_c(x_q^t)} \quad (3)$$

In Beziehung (3) bezeichnet I_{qc}^t den normalisierten Indikator q in Region c zum Zeitpunkt t . Die Reduktion der Dimension erfolgt, indem von jedem Indikatorwert x_{qc}^t der Minimalwert abgezogen, und das Resultat durch die Spannweite (Maximalwert minus Minimalwert) dividiert wird. Dabei sollte nicht übersehen werden, dass die hier verwendete Re-Skalierung sowohl die Längs- (Zeitreihen) als auch die Querschnitts-

¹¹ Vgl. European Commission (2005), Tools for Composite Indicator Building, EUR 21682 EN.

Entwicklung (Ländervergleich) der Indikatoren berücksichtigt. Dass sowohl die Minimal- als auch die Maximalwerte dem gesamten Datensatz (7 Regionen, Zeitreihen von 1978 bis 2007) entnommen werden, impliziert, dass die normalisierten Indikatorwerte auf allen Ebenen des Systems stets zwischen Null und Eins liegen.

Für die Interpretation der neu berechneten Indikatoren ist der Hinweis von Bedeutung, dass die Re-Skalierung weder die Varianz bzw. zeitliche Entwicklung des Indikators, noch die Rangfolge der Verletzbarkeits-Werte zwischen den untersuchten Ländern ändert. Allerdings verändert die Dimensionsreduktion die Abstände zwischen den Ländern, so dass auf der Grundlage normalisierter Verletzbarkeits-Indikatoren keine Aussagen zu absoluten Unterschieden zwischen den Ländern getroffen werden können.

In unmittelbarem Zusammenhang mit den bislang aufgeworfenen methodischen Aspekten zur Re-Skalierung steht auch die Frage einer sachgerechten Gewichtung einzelner Indikatoren zu einem aggregierten Verletzbarkeitswert als Kernindikator. Für das in dieser Studie genutzte Konzept kommt der Gewichtung bei der Bildung eines Verletzbarkeits-Indikators in der Stromerzeugung eine besondere Bedeutung zu. Für die einzelnen Bereiche Stromerzeugungsmix, Stromaustausch mit Nachbarländern (Grenzkuppelstellen / Interkonnektoren), verfügbare Reservekapazität und Volatilität der Stromnachfrage werden jeweils eigene Indikatoren gebildet bzw. unterschiedliche Aspekte des Verletzbarkeits-Risikos gemessen.

Es liegt auf der Hand, dass von der Gewichtung der einzelnen Sub-Indikatoren bei der Integration zu einem Kernindikator ein erheblicher Einfluss auf die Berechnungsergebnisse ausgeht. Um zu einer empirisch gestützten Aggregation der Sub-Indikatoren zu gelangen, bieten sich u. a. statistische Verfahren wie z. B. die „Principal Component“- oder die Faktoren-Analyse zur Ermittlung der Gewichte an. Zwischen den in dieser Studie zur Messung der Verletzbarkeit der Stromversorgung herangezogenen Indikatoren konnten allerdings keine statistischen Zusammenhänge nachgewiesen werden, so dass die Sub-Indikatoren auf dieser Ebene mit dem gleichen Gewicht in die Berechnungen eingeflossen sind.

$$I_c^t = \sum_q^Q \alpha_q I_{qc}^t \quad (4)$$

Der Verletzbarkeitsindikator der gesamten Stromversorgung, der mit I_c^t bezeichnet wird, ergibt sich folglich aus den gewichteten Sub-Indikatoren. Dabei wird das Gewicht, mit dem der Sub-Indikator I_{qc}^t in die Berechnungen eingeht, mit α_q (gleich $1/4$) bezeichnet.

1.3. Datenbasis

Die Grundkonzeption des Systems zur Messung von Verletzbarkeit gegenüber Energiekrisen lässt bereits erkennen, dass die Umsetzung im Rahmen eines Indikatorensystems eine umfangreiche empirische Basis erfordert. Die wichtigste Datengrundlage dieser Studie bilden die Energiebilanzen, die für Deutschland von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), für die Länder der Europäischen Union von Eurostat und für die übrigen betrachteten Länder von der International Energy Agency (IEA) in jährlichem Abstand publiziert werden. Ein wesentlicher Vorteil dieser Datenquelle gegenüber anderen energiestatistischen Erhebungen ist die einheitliche, transparente und konsistente Darstellung des Primär-, Umwandlungs- und Endenergieverbrauchs differenziert nach Sektoren und Energieträgern.

Zur Abschätzung der Energieversorgungsrisiken benötigt das vorgestellte Indikatoren-Konzept darüber hinaus zahlreiche Zusatzinformationen. Zu diesen gehören u. a. die Anteile einzelner Lieferländer an den gesamten Energieimporten, das Risiko von Angebotsstörungen in den Exportregionen, die Energiepreise, das Bruttoinlandsprodukt bzw. die Wertschöpfungsbeiträge der einzelnen Wirtschaftszweige zum BIP sowie die Verfügbarkeit und Kapazität von Gasspeichern und Grenzkuppelstellen.

Diese Daten werden aus verschiedenen Quellen gewonnen wie z. B.:

- IEA, Coal Information
- IEA, Oil Information
- IEA, Natural Gas Information
- IEA, Energy Prices & Taxes
- IEA, Electricity Information
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), UCTE Statistical Yearbook
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Monthly Statistics
- Nordel, Annual Statistics
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen
- International Gas Union (IGU)
- OECD, Prevailing Country Risk Classification
- World Nuclear Association (WNA).

2. Risiko der Versorgung mit Primärenergie im internationalen Vergleich

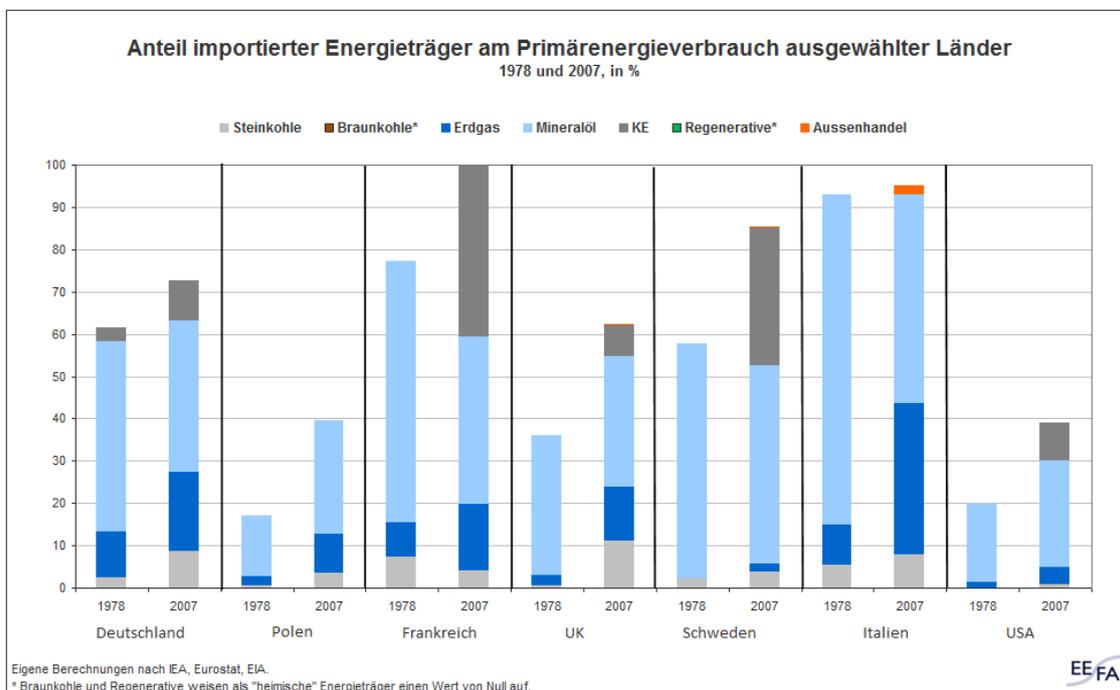
Die einzelnen Teilregionen der Welt können u. a. aufgrund ihrer Ausstattung mit Energieressourcen bzw. spezifischen energiewirtschaftlichen Gegebenheiten und damit verbundenen historisch gewachsenen Energieverbrauchsstrukturen untergegliedert werden. Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit ist eine Unterscheidung nach Ländern mit bzw. ohne nennenswerte Ausstattung mit heimischen Energievorkommen angebracht.

Um unterschiedliche Risiken der Energieversorgung im internationalen Vergleich empirisch sichtbar zu machen, bezieht diese Studie neben der heimischen Verfügbarkeit an Energieressourcen auch spezifische strukturelle Merkmale der Energieversorgung und des -verbrauchs in die Analyse ein. Konkret werden danach vor allem die europäischen Länder Polen (Steinkohle), Frankreich (Kernenergie), Italien (hohe Importabhängigkeit), Schweden (Erneuerbare und Kernenergie) und Großbritannien (heimische Verfügbarkeit Steinkohle sowie Öl und Gas) sowie, wegen der Bedeutung für den globalen Energiemarkt als eigenständige außereuropäische Vergleichsregion, die USA (niedrige Importabhängigkeit) im Rahmen des internationalen Vergleichs berücksichtigt.

2.1. Abhängigkeit von Energieimporten

Für die Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit und die damit verbundene Möglichkeit einer heimischen Gewinnung und Nutzung von Energierohstoffen eine herausragende Rolle. Grundsätzlich senkt eine höhere Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert damit die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für die heimische Wirtschaft.

Schaubild 7



Um die Importabhängigkeit der einzelnen Länder zu verdeutlichen, empfiehlt sich aus Gründen der Übersichtlichkeit eine Zusammenfassung der Energieträger (Kohle, Mineralöl, Erdgas, Außenhandelssaldo Strom und schließlich Kernenergie) sowie eine Konzentration auf den Primärenergieverbrauch als einheitliche Bezugsgröße. Die auf diese Weise ermittelten Einfuhranteile der einzelnen Energieträger entsprechen in der Summe naturgemäß der Importabhängigkeit eines Landes von Energie.

Schaubild 7 fasst die Importanteile der einzelnen Energieträger für die Jahre 1978 und 2007 in Deutschland und den sechs Vergleichsländern zusammen. Die höchsten Importquoten bestehen im Jahr 2007 mit 98,1 % in Frankreich, Italien (95,1 %) und Schweden (85,3 %). Keines der betrachteten Länder kann seinen Energiebedarf vollständig aus inländischen Quellen decken. Die heimische Energiegewinnung weist in den USA und in Polen mit jeweils rund 61 % die höchsten Anteile am Primärenergieverbrauch auf.

Trotz der gestiegenen Energiegewinnung aus „heimischen“¹²⁴ erneuerbaren Energieträgern, ist die Importabhängigkeit in allen im Rahmen der Studie betrachteten Ländern

¹² Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in dieser Studie wegen der ausgesprochen lückenhaften und unvollständigen statistischen Datenbasis zu den Importen pauschal als heimische und damit sichere Energiequelle eingestuft. Bei einigen erneuerbaren Energiequellen ist allerdings in Zukunft mit einer steigenden Abhängigkeit von Importen zu rechnen. Aufgrund zunehmender Nutzungskonkurrenzen sind insbesondere für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Biomasse stark zunehmende Einfuhren mit entsprechenden Konsequenzen für das Versorgungsrisiko zu erwarten.

gegenüber 1978 spürbar angestiegen, sofern man die Kernenergie als importierte Energiequelle betrachtet.

Die Zuordnung der Kernenergie als importierten Energierohstoff ist jedoch nicht zwingend; da aufgrund mehrjähriger Reichweiten der vorgehaltenen Brennstoffvorräte die Kernenergie in der Energiestatistik gemäß internationaler Konventionen (IEA, Eurostat) auch als „quasi“ heimische Energiequelle eingestuft werden kann. Folgt man dieser Betrachtungsweise, wird erkennbar, dass es Ländern wie Frankreich oder Schweden in der Vergangenheit gelungen ist, die Importabhängigkeit durch die Nutzung der Kernenergie deutlich zu verringern. Auch die USA und Großbritannien konnten ihre Importabhängigkeit durch den Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch senken.

Ein Anstieg der Importquote bei Primärenergieträgern führt nicht per se zu einer höheren Verletzbarkeit, sofern die Einfuhren aus Regionen und Ländern stammen, die als sehr sicher eingestuft werden, d. h. ein OECD-Länderrisiko von Null aufweisen.

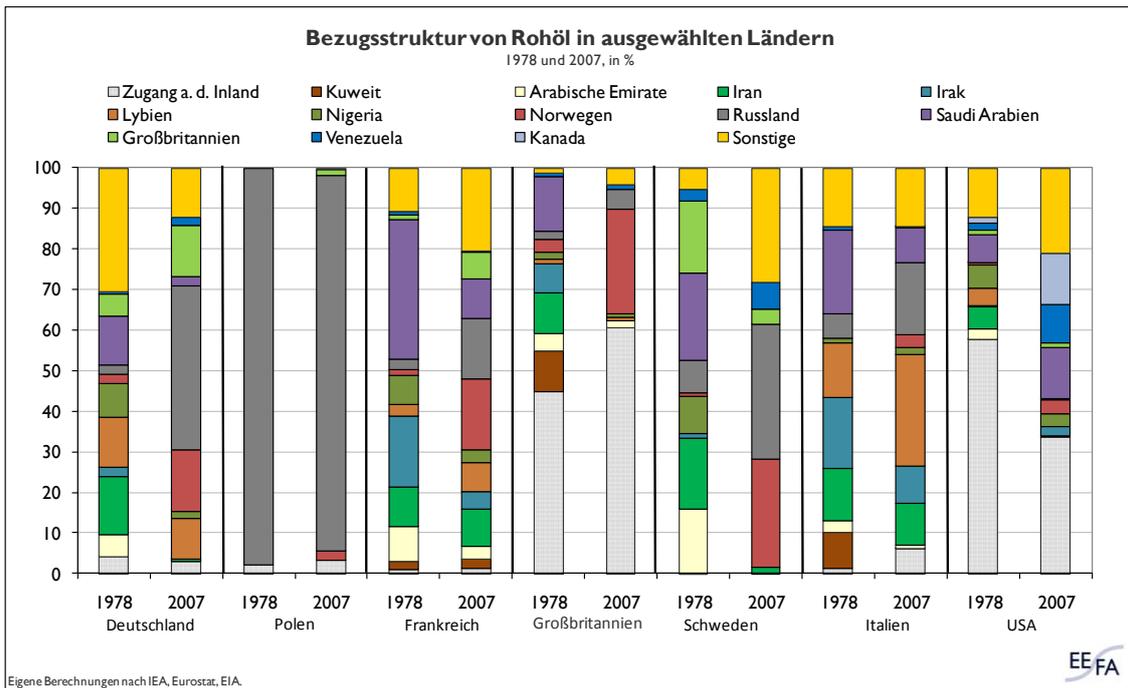
In dieser Studie wird ein Vorgehen gewählt, bei dem Uran in erster Instanz als Importenergie mit entsprechenden Einfuhr Risiken behandelt wird, die dann aber aufgrund der vorhandenen Brennstoffreserven in den Kernkraftwerken abgemildert werden.

2.2. Bezugsstrukturen der Energieimporte

Der im vorherigen Abschnitt skizzierte Anstieg der Energieimporte ergibt sich fast zwangsläufig aus den begrenzten heimischen Vorräten. Zusätzliche Verbrauchsmengen, die etwa aufgrund des Wirtschaftswachstums hervorgerufen werden, müssen in vielen Regionen, die über begrenzte heimische Energievorkommen verfügen, ausschließlich über Importe gedeckt werden. Eine Zunahme der Energieimporte erhöht grundsätzlich die Abhängigkeit einer Volkswirtschaft von den Preis- und Mengenbewegungen auf dem Weltmarkt. In gewissen Grenzen können diese Risiken im Falle bestehender Diversifizierungsmöglichkeiten durch Streuung der Bezugsquellen abgemildert werden. Die Einfuhren der wichtigsten Primärenergien verteilen sich daher in den meisten Regionen gegenwärtig auf eine Vielzahl von Lieferländern.

Um die zusätzlichen Risiken einer erhöhten Abhängigkeit von Importen adäquat abschätzen zu können, muss neben der Bedeutung von Energieeinfuhren für die Versorgung eines Landes auch die konkrete Liefer- und Bezugsstruktur der Importe mit berücksichtigt werden. Denn ein Anstieg der Importquote ist a priori nicht gleichbedeutend mit einer Zunahme des Versorgungsrisikos, da die zusätzlich importierten Energiemengen auch aus Quellen stammen können, die als sehr sicher (Risiko = 0) eingestuft werden. Die Substitution aus heimischer Förderung stammender Energieträger, durch Lieferungen aus dem Ausland, würde das Versorgungsrisiko in diesem

Schaubild 8

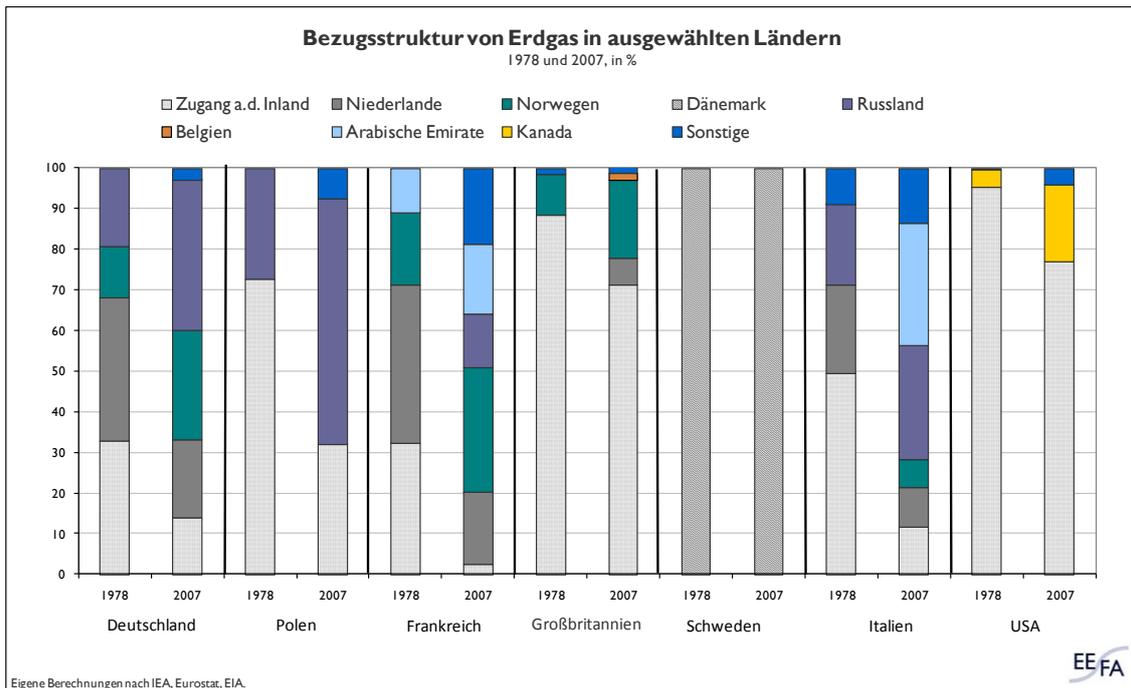


spezifischen Fall nicht erhöhen. Die normierten Risikoklassifizierungen für die einzelnen Exportregionen, welche für die globale Versorgung mit Kohle, Öl, Erdgas und Uran von Bedeutung sind, fasst Tabelle A1 im Anhang dieser Studie zusammen.

Die **Rohölimporte** vieler Länder stammen traditionell aus den in der OPEC zusammengeschlossenen Staaten. Schaubild 8 zeigt allerdings, dass die Abhängigkeit der Rohölversorgung von den Lieferungen der OPEC in der Vergangenheit deutlich abgenommen hat. Eine Ursache für den Rückgang der Rohöleinfuhren aus der OPEC-Region ist in der Erhöhung der Importmengen aus Nicht-OPEC-Ländern wie Russland oder Norwegen zu finden. Heutzutage stammt ein erheblicher Teil des importierten Rohöls für Schweden, Großbritannien oder Frankreich aus russischen oder norwegischen Quellen. In den USA, wo die heimische Rohölgewinnung trotz des hohen Standes der Fördertechnik bereits seit den siebziger Jahren rückläufig ist, hat vor allem die Bedeutung von Kanada (aber auch Mexiko u. a.) für die amerikanische Ölversorgung deutlich zugenommen. Kanada allein deckt heute rund 20 % der US-amerikanischen Ölimporte.

Die britische Rohölförderung erreichte mit rund 2,9 Mio. barrel/Tag 1999 ihren Höhepunkt und ist seither rückläufig. In der Nordsee fördert Großbritannien derzeit noch rund 1,5 Mio. barrel/Tag; dies entspricht gegenüber 1978 einer Steigerung der Fördermenge um knapp 38 % bzw. reichlich 0,4 Mio. barrel/Tag. Seit dem Jahr 2004 wurde das Land dauerhaft zum Netto-Importeur, so dass im Jahr 2007 rund 44,2 Mio. barrel Rohöl mehr importiert als exportiert wurden. Heute tragen die heimischen Erdölvorräte rund 60 % zur eigenen Versorgung bei; 1978 waren es noch knapp 45 %. Hinzu kommt, dass sich auch die Struktur der Importe deutlich verschoben hat. Während 1978 in der Reihenfolge ihrer Bedeutung Saudi-Arabien, Kuwait, Iran und Irak die

Schaubild 9



wichtigsten Lieferregionen darstellten, waren im Jahr 2007 Russland und Norwegen die quantitativ bedeutendsten Quellen.

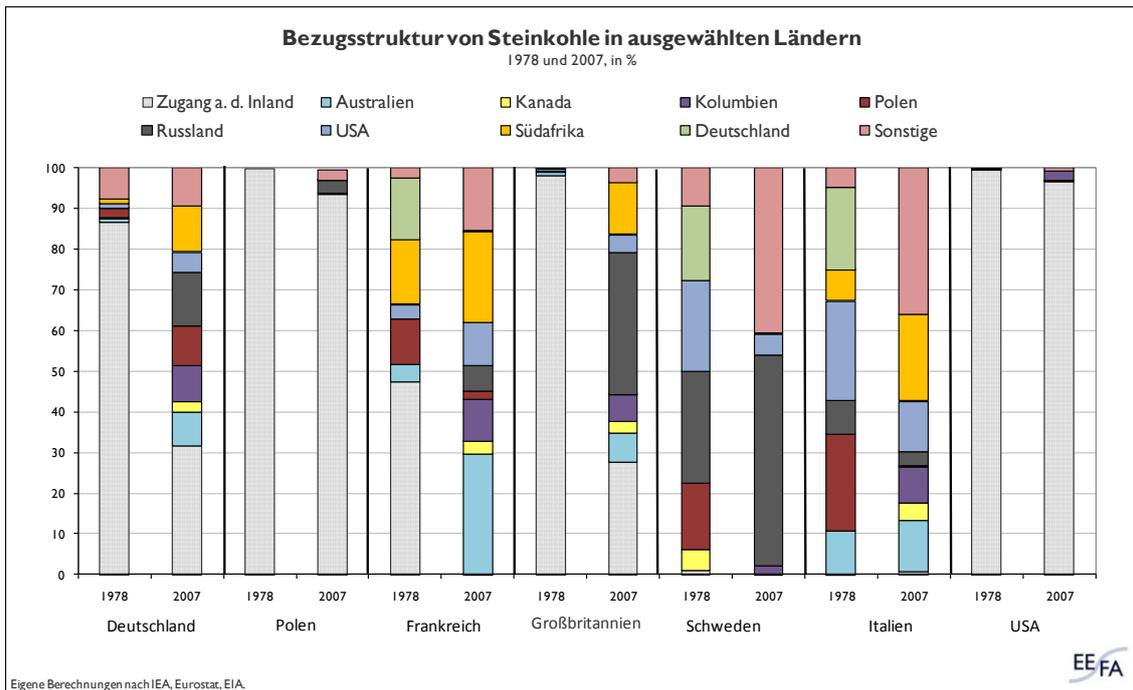
Auch für Polen spielen Importe aus Russland eine herausragende Rolle für die Ölversorgung. In der Zeit zwischen 1978 und 2007 ist der Beitrag russischer Lieferungen zur Rohölversorgung des Landes nur moderat von knapp 97,9 % auf 92,3 % gesunken.

Eine vergleichbare Bedeutung haben diese Länder auch für die **Erdgasimporte** (siehe Schaubild 9). Da die Beiträge der heimischen Erdgasförderung in allen hier betrachteten Ländern wegen der sich erschöpfenden Reserven stetig gesunken sind, wird die inländische Nachfrage zunehmend aus Erdgasimporten gedeckt.

Die Importe für den amerikanischen Gasmarkt, die etwa 23 % zur Erdgasversorgung des Landes beitragen, stammen überwiegend aus Kanada. Einziger Gaslieferant für Schweden, dessen Primärenergieverbrauch von Kernenergie, Erneuerbaren Energien und Mineralöl geprägt wird, ist Dänemark (Erdgasanteil am PEV nur 1,8 %). Eine auffallende Veränderung der Versorgungsstruktur ist auch in Polen zu beobachten: Der dortige Rückgang der Erdgasgewinnung wurde nahezu vollständig durch russische Gaslieferungen kompensiert, die heute zu mehr als 60 % die Erdgasversorgung des Landes sichern. Zum Vergleich, 1978 waren es noch 27 %.

Die wichtigsten Ursprungsländer für die Erdgasimporte der übrigen in dieser Untersuchung betrachteten europäischen Staaten (Frankreich, Großbritannien und Italien) sind, je nach Ausgestaltung langfristiger Lieferverträge und geografischer Lage des Empfängerlandes, Russland, Norwegen und die Niederlande.

Schaubild 10



Die Energieversorgungssituation bei der **Steinkohle** ist von erheblichen strukturellen Unterschieden gekennzeichnet (siehe Schaubild 10). In Polen oder den USA stammt die im Inland genutzte Steinkohle nahezu vollständig aus heimischer Gewinnung. Demgegenüber ist die Kohleversorgung in Frankreich praktisch vollständig von Importen abhängig. In Großbritannien, das seit Mitte der achtziger Jahre durch den Abbau von Subventionen, Umstrukturierung und Privatisierung der Zechen einen radikalen Schrumpfungsprozess einleitete, ist die Importabhängigkeit bei der Versorgung mit Steinkohle dramatisch gestiegen.

Eine ähnliche Entwicklung zeichnet sich in Deutschland ab, wo die degressiv ausgestaltete Subventionierung und die damit verbundene Förderung heimischer Steinkohle gemäß der in der Großen Koalition erzielten kohlepolitischen Verständigung vom Februar 2007 – die im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung bestätigt worden ist – und dem daraufhin am 20.12.2007 erlassenen Steinkohlefinanzierungsgesetz zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich beendet werden soll.¹³

An den Steinkohleneinfuhren in Deutschland sind in erster Linie Südafrika (17,8 %) und Russland (17,2 %) beteiligt. Größere Beiträge zur Marktversorgung stammen auch aus Kolumbien (12,5 %), den USA (12,2 %), Australien (11,9 %) und Polen (11,7 %).

¹³ Gemäß § 1 Abs. 2 Steinkohlefinanzierungsgesetz hat die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag bis zum 30.6.2012 einen Bericht zuzuleiten, „auf dessen Grundlage der Deutsche Bundestag unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele prüft, ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird“.

Die Kohleimporte in den französischen und italienischen Markt erfolgen in erster Linie aus Südafrika, Australien und den USA.

Beim Energierohstoff **Uran** sind ernsthafte Verknappungen oder gar physische Versorgungsstörungen gegenwärtig nicht zu befürchten. Die Gewinnung von Natururan konzentriert sich zu einem großen Teil auf Regionen, die sowohl wirtschaftlich als auch politisch als sehr stabil und sicher eingestuft werden. Gegenwärtig entfallen knapp 44 % der globalen Uranförderung auf Kanada und Australien. Hinzu kommt, dass Uran aufgrund der Reichweite der Reserven noch für Jahrhunderte zur Verfügung steht. In Bezug auf die in dieser Studie betrachteten Länder, ist zunächst festzustellen, dass die Versorgung mit Uran praktisch vollständig über Importe erfolgt. Allerdings liegen derzeit keine verlässlichen Daten über die Struktur der Uranimporte in den hier untersuchten Ländern vor. Zur Erfassung des Aspektes Verletzbarkeit der Uranversorgung, wird in dieser Studie angenommen, dass die Importstruktur in etwa den Produktionsanteilen der Uranförderländer an der Weltsumme entspricht.

Tabelle I

Anteil ausgewählter Länder an der weltweiten Uranproduktion					
1978 bis 2007, Anteile in %					
Herkunft	1978	1980	1990	2000	2007
Australien	0,9	2,3	7,2	21,3	20,9
Kanada	11,5	10,4	17,8	30,0	23,0
China	1,4	1,2	1,6	2,0	1,7
Deutschland ¹⁾	10,5	7,7	6,1	0,1	0,1
Kasachstan	0,0	0,0	0,0	5,2	16,1
Russland ²⁾	26,2	22,9	29,6	7,7	8,3
Tunesien	4,6	5,9	6,5	7,6	7,0
Ukraine	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1
Großbritannien	3,5	6,0	5,8	8,2	7,6
USA	24,1	24,5	7,0	4,3	4,0
Sonstige	17,3	19,0	18,4	11,6	9,3

¹⁾ vor 1990 inkl. DDR.
²⁾ vor 1991 inkl. Staaten der UDSSR.

Quelle: Eigene Berechnung nach World Nuclear Association (WNA).



Schaubild 11

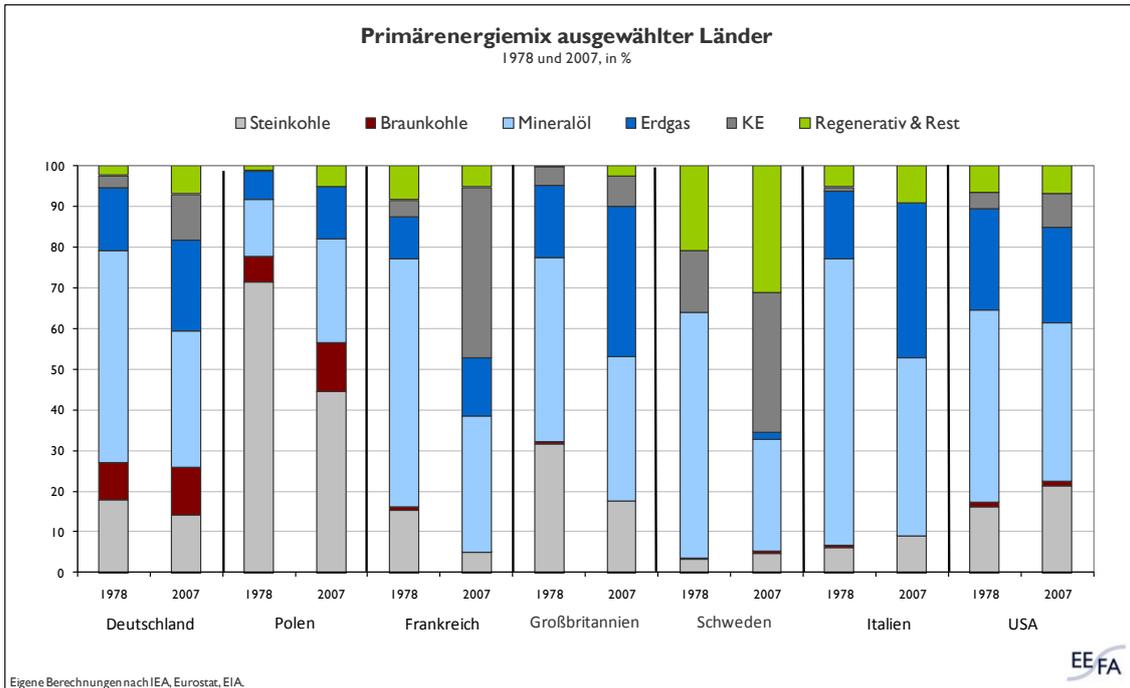


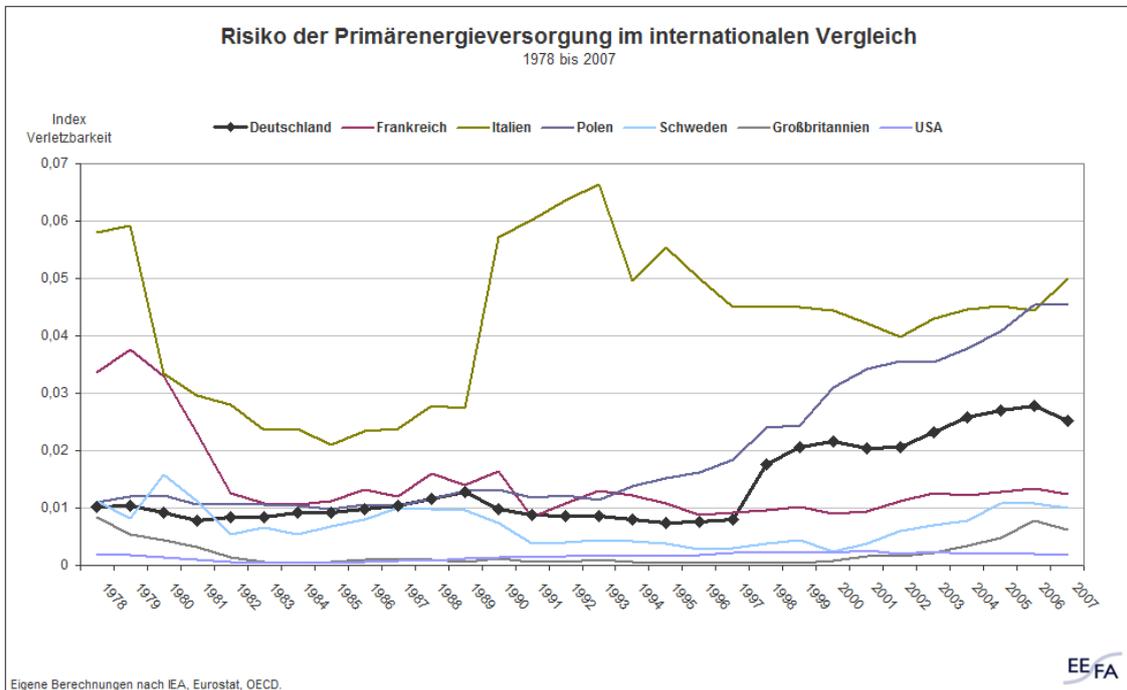
Tabelle I zeigt, dass die globale Uranförderung im Zeitverlauf deutliche regionale Verschiebungen der Produktionsanteile aufweist. Besonders augenfällig sind die Veränderungen der Produktionsstruktur Anfang der neunziger Jahre, deren Hauptursache in den politischen und wirtschaftlichen Restrukturierungs- und Modernisierungsprozessen in Osteuropa liegt. In Deutschland fällt Uran seit 1991 nur noch in geringen Mengen im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen im Bereich ehemaliger Lagerstätten und Produktionszentren der Wismut GmbH an. Die Produktion der ehemaligen UdSSR verteilt sich heute auf mehrere Nachfolgestaaten wie Kasachstan, die Ukraine oder Russland.

2.3. Primärenergie-Mix

Neben der Abhängigkeit von importierten Energierohstoffen, als einem Aspekt der Verletzbarkeit gegenüber Energiekrisen, spielen auch die Versorgungsstrukturen eines Landes eine wichtige Rolle. Diese sind sowohl durch geografische Faktoren – wie beispielsweise heimische Rohstoffvorkommen – aber auch politische Rahmenbedingungen und strukturelle Einflussgrößen, die oft weit in die Vergangenheit zurückreichen, gegeben.

Ein Blick auf die Primärenergieträgerstruktur der in dieser Studie betrachteten Länder zeigt, dass nur in den wenigsten Staaten andere als die fossilen Energieträger Kohle, Öl oder Gas dominieren (siehe Schaubild 11). Abgesehen von Frankreich, ist dies auch bei den größten Primärenergieverbrauchern Europas (Deutschland, Großbritannien und Italien) der Fall. Auf diese entfallen zusammen mehr als 28 % (mit Frankreich mehr als 43 %) des Primärenergieverbrauchs der EU-25. Mit der Zielsetzung, von fossilen

Schaubild 12



Energieträgern unabhängig zu werden, zeigt Schweden die mit Abstand geringste Abhängigkeit von fossilen Energierohstoffen. Der Primärenergieverbrauch von Schweden wird heute zu mehr als 65 % von Kernenergie und erneuerbaren Energiequellen wie Wasser, Biomasse oder Wind gedeckt. Zum Vergleich: 1970 deckte Schweden seinen Primärenergiebedarf noch zu rund 64 % aus fossilen Rohstoffen, wobei der mit Abstand größte Teil der Nachfrage durch den Einsatz von Mineralölen (rund 60 %) befriedigt wurde. Im Gegensatz dazu, sind im Primärenergiemix von Polen mit 95 % und dem der Vereinigten Staaten mit reichlich 85 % auch heutzutage noch hohe Anteile fossiler Energieträger zu finden.

2.4. Verletzbarkeit der Primärenergieversorgung ausgewählter Länder

Anhand von Formel (2) können aus den skizzierten Importabhängigkeiten bei einzelnen Brennstoffen, den Lieferstrukturen sowie dem Primärenergiemix die Risikowerte für die Versorgungssicherheit mit Primärenergieträgern der hier betrachteten ausgewählten Länder berechnet werden.

Aufgrund der dargestellten Unterschiede in den Energieversorgungsstrukturen der einzelnen Länder, unterscheiden sich die in für den Zeitraum von 1978 bis 2007 zusammengefassten Entwicklungen des Verletzbarkeitsindikators zum Teil deutlich (siehe Schaubild 12).

Gegen Ende des Beobachtungszeitraums weisen lediglich Italien und Polen eine niedrigere Versorgungssicherheit als Deutschland auf. Frankreich, Großbritannien, Schweden und die USA sind als vergleichsweise sicher einzustufen. Auffällig ist außerdem, dass die beiden Länder mit dem höchsten Versorgungsrisiko auch die einzigen beiden Länder in der Untersuchung sind, die keine Kernenergie einsetzen. Dies kann als Hinweis dafür interpretiert werden, dass diesen beiden Regionen die wichtige Option „Kernenergienutzung“ zur Verringerung des Versorgungsrisikos im Primärenergiemix fehlt.

In Italien wird der Indikator der Versorgungssicherheit im Wesentlichen vom Erdöl bestimmt, da im betrachteten Zeitraum der Anteil von Rohöl am PEV mit durchschnittlich 57,6 % sehr groß war. Der Rückgang des Indikators ab 1979 sowie der erneute Anstieg der Verletzbarkeit, der ab 1989 zu beobachten ist, beruht in erster Linie auf sprunghaften Veränderungen der Bezugsstrukturen bzw. Importländer beim Rohöl.¹⁴ Zum einen wurde das benötigte Öl aus weniger Quellen bezogen, was die Diversifikation verschlechterte und zum anderen erfolgte der Rohölbezug aus unsichereren Ländern als das zuvor der Fall war.

In Deutschland hat sich das Risiko der Versorgung mit Primärenergieträgern in der Zeit zwischen 1990 und 2007 verdoppelt. Ursächlich hierfür ist eine stetig gewachsene Importabhängigkeit, die zunehmend auch aus Ländern mit hohen geopolitischen Risiken befriedigt wird. Im internationalen Ländervergleich weisen lediglich Polen und Italien ein höheres Versorgungsrisiko auf.

Bis 1978 der Anteil der heimischen Steinkohle am polnischen PEV noch 78 %, verringerte sich dieser bis 2007 um 33 Prozentpunkte auf 45 %. Der Anstieg der Verletzbarkeit ergibt sich aus der Tatsache, dass die heimische Steinkohle durch überwiegend russisches Erdgas und Erdöl ersetzt worden ist. Hinzu kommt, dass Polen, im Vergleich zu den anderen Ländern, die geringste Diversifikation bei den Bezugsländern und somit eine sehr niedrige Versorgungssicherheit bei diesen Energieträgern aufweist.

In Frankreich führten umfassende Maßnahmen nach der zweiten Ölkrise 1979, die hauptsächlich aus einer Verringerung der Importrisiken bei Erdöl sowie einem starken Ausbau der Kernenergie bestanden, zu einer signifikanten und nachhaltigen Verringerung des gesamten Versorgungsrisikos.

Schließlich weisen Schweden, Großbritannien und die USA aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten, teilweise aber auch vor dem Hintergrund energiepolitischer Rahmenseetzungen, ein im Vergleich geringes Versorgungsrisiko auf. So sind Großbritannien und die USA wegen reichlich vorhandener Öl- und Gasvorkommen bei der Versorgung mit

¹⁴ Einzelheiten zu Bezugsstrukturen und Risikowerten, differenziert nach Energierohstoffen und Regionen, finden sich im Anhang der Studie.

diesen Rohstoffen kaum auf Einfuhren angewiesen. Schweden hingegen verfügt über erhebliche Potenziale an Wasserkraft sowie Biomasse und kann aufgrund der politischen Entscheidung zur Nutzung der Kernenergie einen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit günstigen Energiemix vorweisen. Seit 1978 lag der Anteil von Uran und Regenerativen Energien in Schweden bei mindestens 60 %, gemessen am Primärenergieverbrauch.

Nach diesem kurzen Überblick über die Versorgungssicherheit der verschiedenen Länder, wird im folgenden Kapitel näher auf die Energieversorgungssituation Deutschlands eingegangen.

3. Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland (erweitertes Indikatorensystem)

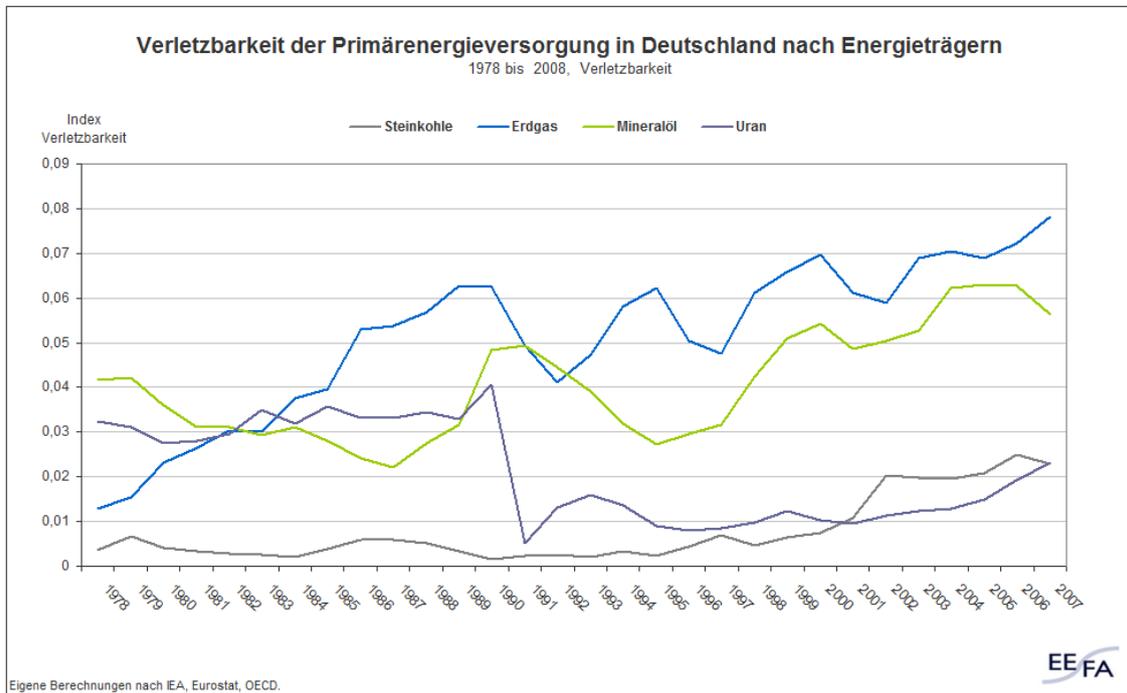
Grundsätzlich stellt die Versorgungssicherheit mit Primärenergie isoliert noch kein adäquates Risikomaß für die Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft dar. Vielmehr erfordert die komplexe Problematik ein ganzheitliches Konzept der Verletzbarkeit der Energieversorgung, um die vielschichtigen, multidimensionalen Aspekte der Verletzbarkeit realitätsnah zu berücksichtigen. Aus diesem Grund werden im folgenden Kapitel, nach einer Erläuterung der deutschen Versorgungssituation mit Primärenergien, das bereits dargestellte System von Verletzbarkeits-Indikatoren um weitere Aspekte wie Infrastruktur, Energiekosten und Energieeffizienz erweitert und die empirischen Ergebnisse für Deutschland aufgezeigt.

3.1. Verletzbarkeit der Primärenergieversorgung

In diesem Abschnitt werden die Verletzbarkeitswerte der einzelnen Energieträger, die sich nach Formel (1) ergeben, für Deutschland dargestellt. Dabei wird auch auf die Bedeutung der Primärenergien im deutschen Energiesystem und deren Versorgungssituation eingegangen. Im Einzelnen erfasst die Darstellung dabei die Energieträger Mineralöl, Erdgas, Steinkohle und Uran. Die Ergebnisse der Berechnungen fasst Schaubild 13 zusammen, wobei auf der vertikalen Achse die berechneten Verletzbarkeitswerte über den zeitlichen Verlauf abgetragen sind.

In den vergangenen 30 Jahren wies **Mineralöl** mit über 35 % stets den größten Anteil am Primärenergiemix auf und war somit der wichtigste Primärenergieträger in Deutschland. Die Bundesrepublik verfügt zwar über 44 aktive Ölfelder, deren Beitrag

Schaubild 13



zum inländischen Bedarf fällt jedoch mit durchschnittlich 3 % eher gering aus. Der Hauptanteil des Mineralöls muss folglich aus dem Ausland importiert werden. Die Bezugsstruktur hat sich, unter anderem bedingt durch die zwei Ölkrisen, im Laufe der Zeit stark gewandelt. Wurden 1978 noch 23 % der Erdölimporte allein aus Iran, Irak und den Vereinigten Arabischen Emiraten importiert, leisten diese Länder heute einen Beitrag von weniger als einem Prozent. Ab Mitte der 1990er Jahre gewinnt jedoch Russland eine immer größer werdende Bedeutung bei der deutschen Erdölversorgung. Der Beitrag des russischen Mineralöls an den gesamten Ölimporten machte 2007 ganze 42 % aus. Zwei weitere wichtige Lieferanten stellen Norwegen und Großbritannien dar, deren Beitrag sich im Jahr 2007 auf etwas über 28 % belief. Die Verletzbarkeitswerte für Mineralöl bewegen sich über den gesamten Zeitraum in etwa in einem Bereich zwischen 0,02 und 0,06. Bis 1985 sinkt der Indikator auf circa 0,02 Punkte, was im Wesentlichen auf einer verstärkten Zunahme der Britischen Einfuhren zurückzuführen ist. Aufgrund der danach steigenden Einfuhren aus Russland und den übrigen Ländern steigt der Wert bis 1991 an, um anschließend aufgrund der verstärkten Importe aus Norwegen wieder zu sinken. Der ab 1997 ansteigende Verlauf des Indikators resultiert aus einer kontinuierlich zunehmenden Abhängigkeit von russischen Importen.

In den letzten Jahren hat **Erdgas** die Kohle als zweitwichtigsten Energierohstoff in Deutschland abgelöst. Der vermehrte Einsatz von Erdgas hatte in den einzelnen Sektoren verschiedene Ursachen. Während Erdgas in der Vergangenheit bei den Privaten Haushalten – auch aufgrund von Komfortvorteilen – Gewinner des Substitutionswettbewerbs unter den verschiedenen Heizenergiequellen war, deuten die aktuellen Entwicklungen heute eher auf eine Modifikation dieses positiven Trends hin. In Verbindung mit den Energieeinsparungen, die im Rahmen der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes in den nächsten Jahren erschlossen werden, ist auch für Erdgas in Zukunft

ein schrumpfendes Marktpotenzial im Bereich der Raumwärme der privaten Haushalte zu erwarten. In der Industrie dient Erdgas vor allem der Erzeugung hoher Prozesstemperaturen. In der Vergangenheit wurde Erdgas aufgrund der spezifischen Produktionsverhältnisse (z. B. Verbesserung der Produktqualität in der Glasindustrie), aber auch wegen gestiegener Anforderungen an den Umweltschutz vermehrt eingesetzt. Die Substitutionsprozesse zugunsten des Erdgases sind in der Industrie weitgehend abgeschlossen. Mit der Einführung des Emissionszertifikate-Handels im Jahr 2005 wird das Wirtschaftlichkeitskalkül für den Einsatz von Erdgas durch einen zusätzlichen Faktor bestimmt. Die Kosten für die Emissionsrechte, die beim Einsatz kohlenstoffhaltiger Brennstoffe in der Industrie und über die kalkulierte Betriebsdauer des Kraftwerks benötigt werden, beeinflussen die Entscheidung zu Gunsten von Erdgas maßgeblich. Vor diesem Hintergrund ist die Stromerzeugung vermutlich der entscheidende Markt für den zukünftigen Erdgasbedarf.

Historisch gesehen ist die Erdgaswirtschaft ein eher junger energiewirtschaftlicher Bereich. Vor allem in Westeuropa wurde erst nach dem zweiten Weltkrieg mit der Erdgasförderung und Verwendung begonnen. Die deutsche Förderung beträgt seit Anfang der 1970er Jahre etwa 20 Mrd. m³/a und lag 2007 bei 18 Mrd. m³. Diese Fördermenge ist zwar global betrachtet kaum erwähnenswert, sie reichte jedoch 2007 aus, um ungefähr 17 % des inländischen Bedarfs an Erdgas zu decken. Die restlichen 83 %, die importiert werden müssen, stammen zum größten Teil aus Russland (44 %), Norwegen (33 %) und den Niederlanden (19 %). Die verbleibenden 4 % der Erdgasimporte entfallen im Wesentlichen auf Großbritannien und Dänemark. Im Trend ist der Verletzbarkeitswert bei der Gasversorgung über den betrachteten Zeitraum gestiegen. Dies liegt vor allem am Rückgang der heimischen Förderung sowie der Importe aus den Niederlanden, bei einer gleichzeitigen Zunahme der russischen Einfuhren. Die im Vergleich zu den übrigen Energieträgern überproportionale Verletzbarkeit beim Erdgas, resultiert in erster Linie aus dem hohen Anteil russischer Gaslieferungen an der heimischen Versorgung bzw. der geringen Diversifikation der Gasbezugsquellen, da der Gastransport typischerweise leitungsgebunden ist. Kurzfristig betrachtet, lässt sich die Infrastruktur der Erdgasversorgung kaum verändern. Erst auf lange Sicht kann, etwa durch eine Veränderung bzw. eine breitere Streuung der Bezugsstruktur, die Sicherheit der Erdgasversorgung erhöht werden. Diese Diversifizierung ist allerdings an den Bau neuer Pipelines oder LNG-Terminals (zum Import von verflüssigtem Erdgas beispielsweise aus Afrika) geknüpft. Dies erfordert nicht nur den Einsatz von erheblichen Investitionsmitteln, sondern auch einen entsprechenden Planungs- und Realisierungszeitraum.

Bis zum Jahr 1965 stellte die **Steinkohle** den wichtigsten Energieträger gemessen am PEV dar. Ab 1966 wurde diese Vorreiterrolle dann vom Mineralöl übernommen. Als Gründe für diesen Strukturwandel können vor allem die abnehmende Bedeutung der Steinkohle bei der Wärmeversorgung der Haushalte sowie ein zunehmender Straßenverkehr herangezogen werden. 2007 betrug der Anteil der Steinkohle am PEV etwa 14 %. In Deutschland wird Steinkohle noch in drei Revieren gefördert: Ruhrrevier, Saarrevier und Ibbenbürener Revier. Trotz ausreichender Reserven hat die heimische

Förderung in der Vergangenheit stark abgenommen. Lag der Anteil der heimischen Steinkohle am inländischen Angebot im Jahr 1978 noch bei 87 %, betrug dieser 2007 nur noch 27 %. Deutschland hat aufgrund seiner geologischen Bedingungen einen Kostennachteil auf dem Weltmarkt. Die Steinkohle liegt hierzulande in sehr großer Tiefe und muss im Vergleich zu Ländern wie Australien, die Kohle im Tagebau fördern, viel kostenintensiver gewonnen werden. Auch in den Hauptlieferantländern Europas, Russland, Südafrika und Kolumbien sind die Förderkosten teilweise deutlich niedriger als in Deutschland, allerdings wird an diesen Standorten unter nicht vergleichbaren Umwelt-, Arbeits- und Sozialstandards produziert. Die gestiegene Importabhängigkeit ist auch die Basis für die zunehmende Verletzbarkeit der Steinkohleversorgung seit 1995.

Uran als Brennelement zur Erzeugung von Elektrizität kommt in Deutschland seit 1961 zum Einsatz. Im Zuge der Ölkrise von 1973 wurde der Bau von Kernenergieanlagen zur Stromerzeugung vorangetrieben, unter anderem auch um die Importabhängigkeit von Erdöl zu verringern. 2007 waren in Deutschland 17 Reaktoren mit einer Gesamtleistung in Höhe von 20.170 MW Bruttogleistung in Betrieb¹⁵. Abgesehen von den geringen Mengen Uran, die durch Sanierungsmaßnahmen der Wismut GmbH anfallen, muss der deutsche Uranbedarf über Importe gedeckt werden. Die Verletzbarkeit der Uranversorgung wird folglich durch die länderspezifischen Risiken der Importländer bestimmt. Der Strukturbruch, der sich in Schaubild 13 bei dem Indikator für Uran im Jahr 1991 ergibt, ist eine Folge der wirtschaftlichen und politischen Umstrukturierungen, die nach Ende des Kalten Krieges in Osteuropa und Asien stattgefunden haben.

3.2. Verletzbarkeit der Infrastruktur leitungsgebundener Energieträger

Größere Störungen in der Versorgung mit elektrischer Energie haben die Bedeutung einer sicheren und zuverlässigen Versorgung mit Strom für die Funktion moderner Volkswirtschaften ins Zentrum des öffentlichen Interesses gerückt. Beispielhaft dafür sind die Stromausfälle am 25. November 2005, als nach heftigen Schneefällen in Teilen Nordrhein-Westfalens und Niedersachsen zahlreiche Strommasten eingebrochen waren sowie am 4. November 2006, als Teile Deutschlands und Westeuropas aufgrund der planmäßigen Abschaltung einer Hochspannungsleitung bis zu 120 Minuten vom Stromnetz getrennt waren. In ähnlicher Weise wurde die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten sichtbar, als es infolge des ukrainisch-russischen Gaskonfliktes um die Bezahlung von Gasrechnungen zu einer mehrtägigen Unterbrechung der über ukrainische Pipelines laufenden russischen Gaslieferungen für Westeuropa kam.

¹⁵ Das Kernkraftwerk Biblis A befand sich im Jahr 2007 in Revision, die Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel standen revisionsbedingt jeweils nur 6 Monate zur Verfügung.

Die europaweit durch die Gasversorgungsunternehmen koordinierte Bewältigung dieser Angebotsstörung hat jedoch auch gezeigt, dass die Auswirkungen von Lieferkürzungen und Unterbrechungen auf die Erdgasversorgung über einen begrenzten Zeitraum für Deutschland vollständig und für Europa weitgehend abgedeckt werden können. Dies kann unter anderem¹⁶ durch den Rückgriff auf die in Gasspeichern lagernden Erdgasvorräte geschehen.

Im Gegensatz zu Erdgas lässt sich Strom nicht in nennenswertem Umfang speichern und muss exakt in der Menge erzeugt werden, wie er vom Stromverbraucher nachgefragt wird. Um im Bereich der Stromerzeugung ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu erreichen, sind die europäischen Stromnetze miteinander verbunden. Zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch, kann die Stromproduktion bei einem ungeplanten Ausfall großer Kraftwerksblöcke innerhalb weniger Sekunden in anderen Verbundländern erhöht werden. Voraussetzung für eine Steigerung der Versorgungssicherheit durch den europäischen Stromverbund ist folglich die ausreichende Vorhaltung von Kraftwerks-Reserven¹⁷ in jedem Land sowie genügend Kapazitäten der grenzüberschreitenden Kuppelstellen.

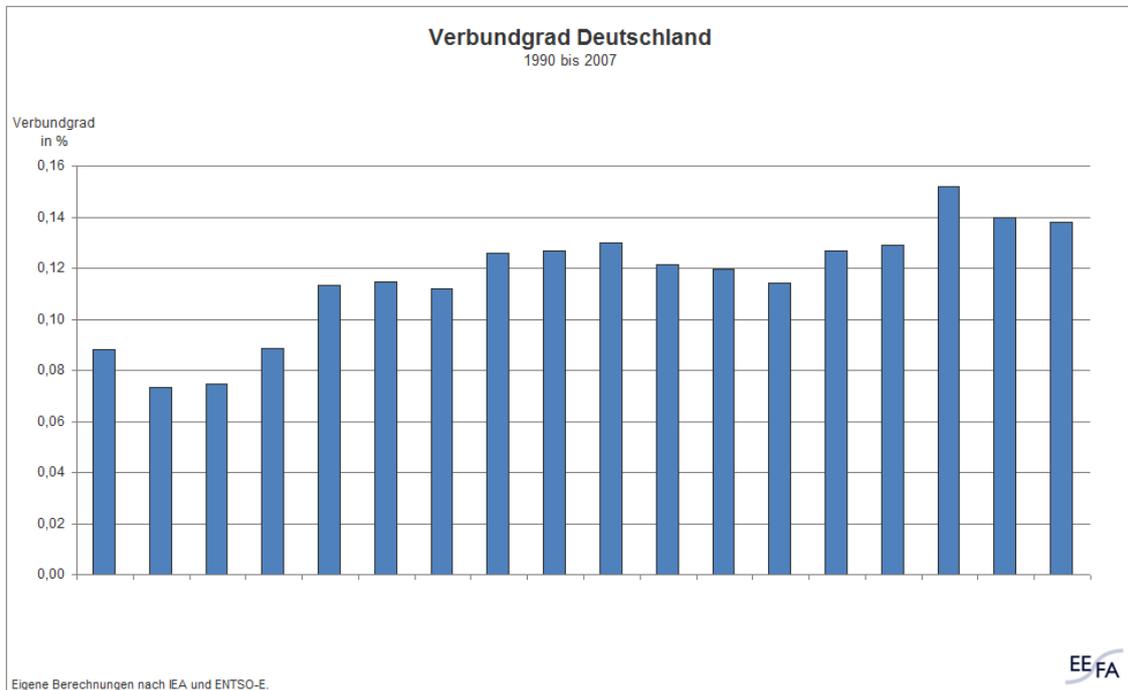
Angesichts der skizzierten Unterschiede bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas ist es unvermeidbar, dass zur empirischen Bestimmung der infrastrukturellen Verletzbarkeit auf unterschiedliche Verletzbarkeits-Indikatoren zurückgegriffen sollte, die den spezifischen Bedingungen in den einzelnen Märkten gerecht werden (Einzelheiten dazu vgl. Kapitel 2 dieser Studie).

Im Folgenden werden die empirischen Verletzbarkeits-Indikatoren der Strom- und Gasversorgung, die sich für Deutschland ergeben, für den Zeitraum zwischen 1990 und 2007 kurz erläutert:

¹⁶ Neben den vorhandenen Vorräten in den Erdgasspeichern wurden auch zusätzliche Optionen, wie beispielsweise Flexibilitäten in den Bezugsverträgen oder technische Möglichkeit des „reverse-flows“, genutzt, um Lieferunterbrechungen bei den Endverbrauchern zu verhindern. Vor diesem Hintergrund hat der russisch-ukrainische Gasstreit auch gezeigt, dass die Existenz eines engmaschigen Versorgungsnetzes auf einem hohen Stand der Technik einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann.

¹⁷ In diesem Kontext ist hervorzuheben, dass die Vorhaltung ausreichender Erzeugungsreserven natürlich auch an den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten zum Ersatz alter Anlagen gebunden ist. Die regelmäßige Modernisierung des Kraftwerksparks erhöht nicht nur die Sicherheit der Stromversorgung, sondern leistet durch die Errichtung hocheffizienter Neuanlagen mit verringertem Brennstoffeinsatz einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen.

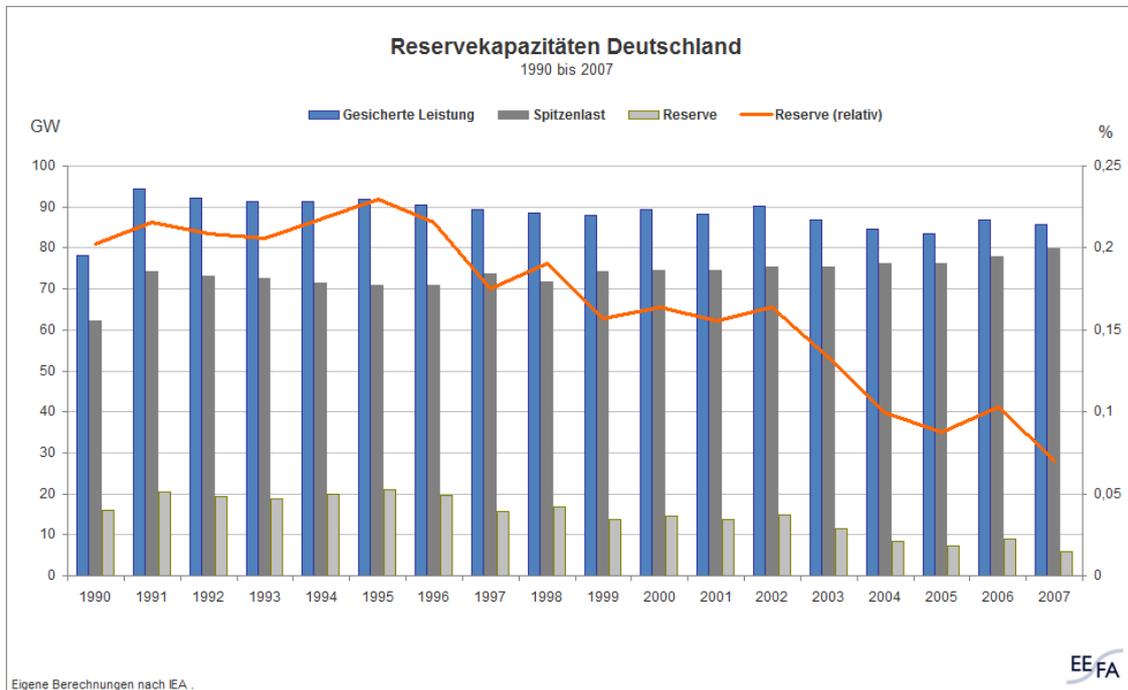
Schaubild 14



Interkonnektoren: Die Europäische Kommission setzt sich seit längerem für den Ausbau der Grenzkuppelstellenkapazitäten ein und versucht somit, die Integration der europäischen Strommärkte voranzutreiben. Ein gemeinsamer EU-Binnenmarkt trägt durch einen hohen Vernetzungsgrad und eine große Anzahl von Versorgern zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Europa bei. Aus diesem Grund beinhaltet eine 2002 durch den Europäischen Rat in Barcelona getroffene Vereinbarung, den Verbundgrad zwischen den Mitgliedstaaten auf mindestens 10 % zu erhöhen¹⁸. Deutschland leistet hierzu aufgrund seiner zentralen Lage in Mitteleuropa einen wesentlichen Beitrag. An den insgesamt neun direkten Grenzen zu den Nachbarstaaten und sogar nach Schweden besitzt Deutschland eine Vielzahl an Grenzkuppelstellen mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 17.700 MW (2007). In Schaubild 14 wird ersichtlich, dass der Verbundgrad seit 1995 oberhalb der geforderten 10 % liegt und zwischenzeitlich mit 15 % diesem Sollwert sogar deutlich überschritt.

¹⁸ Vgl. Europäischer Rat (2002), Schlussfolgerungen des Vorsitzes, SN 100/01/02 REV I, Barcelona.

Schaubild 15

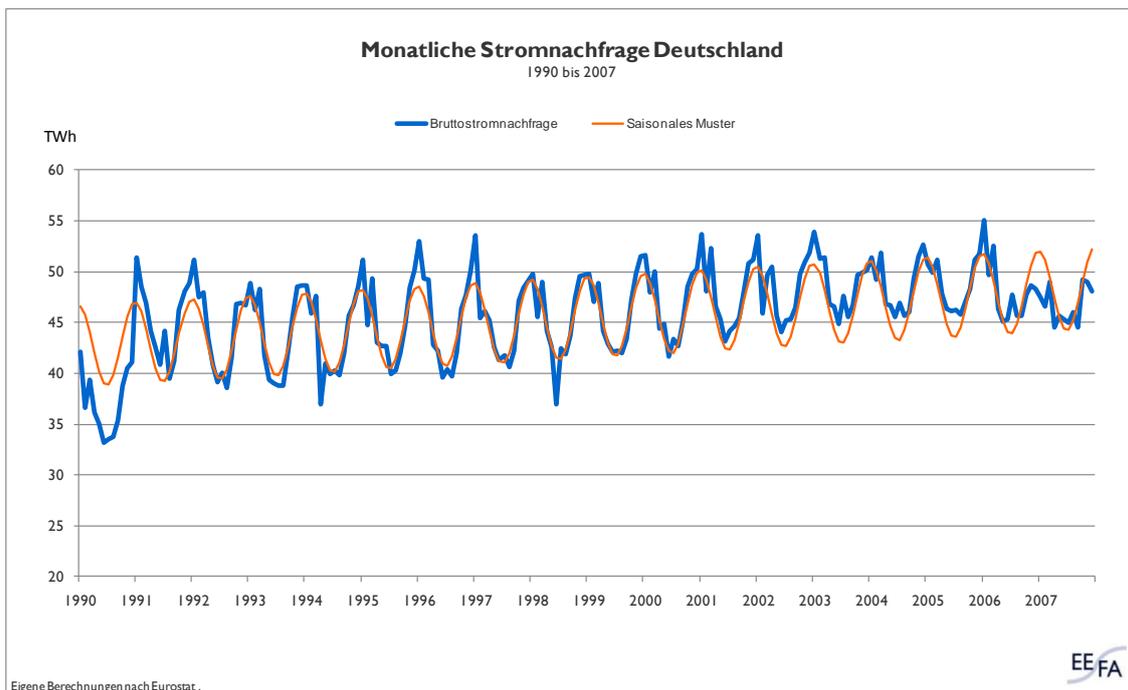


Reservekapazität: Die relative Reservekapazität, also das Verhältnis der Reserve zur Gesicherten Leistung, gibt einen wichtigen Hinweis darauf, ob in der Vergangenheit genügend in den Kraftwerkspark investiert worden ist, so dass die (schwankende) Nachfrage stets in ausreichendem Maß befriedigt werden konnte. Die insgesamt installierte Kraftwerksleistung für sich genommen wäre kein geeignetes Maß für eine angemessene Kapazität, um den bestehenden Bedarf zu bedienen. Vielmehr sind zum Zeitpunkt der Spitzenlast typischerweise nicht alle Kapazitäten verfügbar, da sich einige Kraftwerke in Revision befinden oder aus technischen Gründen ausfallen. Ein weiterer Teil muss für die Frequenzhaltung als Systemdienstleistung bereitgestellt werden und steht somit nicht für die allgemeine Nachfrage zur Verfügung. Unter Berücksichtigung dieser nicht einsetzbaren Leistungen, erhält man die sogenannte Gesicherte Leistung. Schließlich wird noch der unsteten Windeinspeisung Rechnung getragen, indem lediglich durchschnittlich 8 % der installierten Erzeugungsleistung der Windenergieanlagen als Gesicherte Leistung angenommen werden¹⁹.

In Deutschland hat die installierte Leistung zwischen 1991 und 2007 um etwa 10.000 MW zugenommen. Da der Zubau jedoch überwiegend durch die Errichtung von Windenergieanlagen getrieben wurde und gleichzeitig andere Kraftwerke vom Netz gegangen sind, ist die Gesicherte Leistung um ca. 8.600 MW gesunken, siehe Schaubild 15. Dies führte bei leichtem Anstieg der Spitzenlast zu einem Rückgang der relativen Reserve von knapp 20 % in 1990 auf nur noch 7 % in 2007. Der anfänglich hohe Wert

¹⁹ Vgl. dena (2005), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.

Schaubild 16

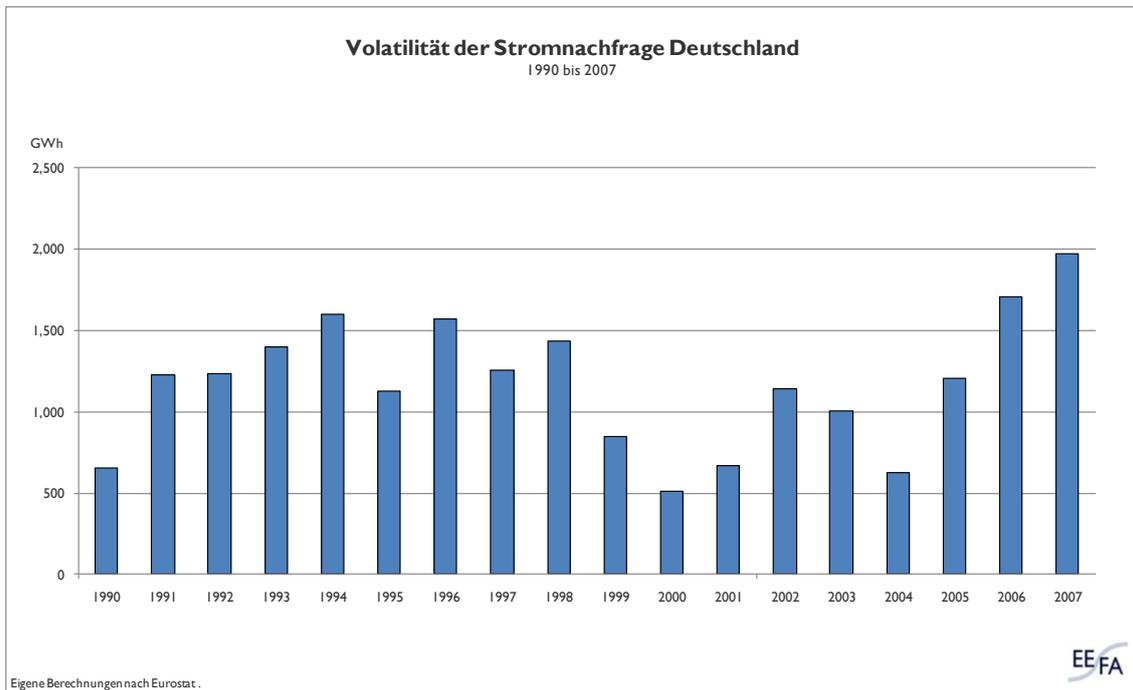


der Kraftwerkskapazitäten resultiert dabei aus der Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes, wo es für die Versorger aufgrund der Marktsituation vorteilhaft war, Überkapazitäten vorzuhalten²⁰, welche dann aber schrittweise im Zuge der Deregulierung abgebaut wurden. Die Reserveleistung ist zwischenzeitlich von einem Spitzenwert von 21.000 MW (1995) auf ein Minimum von 6.000 MW in 2007 gefallen.

Nachfragevolatilität: In einem funktionierenden Stromsystem müssen Angebot und Nachfrage immer in Einklang gebracht werden. Um ein Ungleichgewicht und einen damit verbundenen Stromausfall zu vermeiden, ist es für die Energieversorgungsunternehmen von besonderer Bedeutung, die zukünftige Stromnachfrage möglichst exakt zu prognostizieren. Prognosen weisen jedoch bekanntermaßen immer ein gewisses Maß an Unsicherheit auf, da beispielsweise klimatische Gegebenheiten oder das Lastverhalten der Kunden nicht immer exakt prognostiziert werden können. Als Maßzahl, um die genannte Unsicherheit zu bestimmen, eignet sich die Volatilität der Nachfrage. In diesem Sinne ist die angeführte Volatilität als durchschnittliche Abweichung vom Mittelwert der um die saisonalen Einflüsse bereinigten monatlichen Stromnachfrage in GWh zu verstehen.

²⁰ Vgl. Erdmann, G. (2004), Liberalisierung versus Versorgungssicherheit im Strommarkt – Erfahrungen aus Deutschland und Europa, TU International 55, TU Berlin.

Schaubild 17

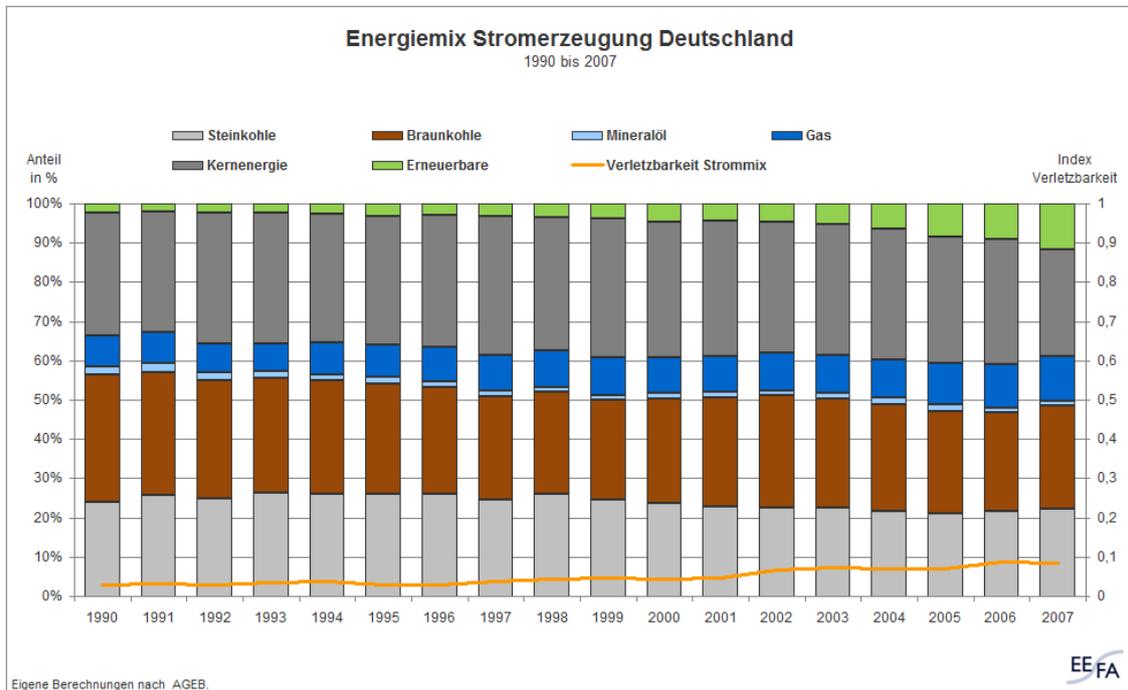


Das Nachfrageverhalten in Deutschland folgt im Wesentlichen einem saisonalen Muster, mit hoher Nachfrage im Winter und niedriger Nachfrage im Sommer, was durch die orange Linie in Schaubild 16 verdeutlicht wird. Die saisonale Komponente lässt sich gut prognostizieren, so dass sie als deterministisch angesehen werden kann und deshalb kein Risiko für die Versorgungssicherheit darstellt. Bereinigt man die Stromnachfrage um Saisoneinflüsse sowie den deterministischen Trend, erhält man als Restgröße die nicht vorhersagbaren, stochastischen Bestandteile der Nachfrage.

Zur Beurteilung der Verletzbarkeit im Rahmen einer deskriptiven Analyse werden nur die Volatilitäten der stochastischen Komponente betrachtet, da die unerwartet auftretenden Nachfrageauschläge die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können. Aufgrund der vermehrt aufgetretenen Nachfragespitzen in den Jahren zwischen 1991 und 1998, kann man konstant hohe Volatilitäten beobachten. In Jahren ohne wesentliche Spitzen ist die Volatilität hingegen deutlich geringer. Gegen Ende des Zeitraums steigt die Volatilität wieder stark an, da es aufgrund der milden Winter zu einer sichtbaren Abweichung gegenüber dem zuvor beobachteten Muster gekommen ist (siehe Schaubild 17).

Energiemix Strom: Der Indikator für die Verletzbarkeit der Stromerzeugung einer Volkswirtschaft ergibt sich aus der Summe der Anteile an Primärenergieträgern, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, gewichtet mit den entsprechenden Verletzbarkeitswerten aus Kapitel 2. Die Stromerzeugung in Deutschland setzt bereits seit Langem auf einen relativ breit gefächerten Mix an Energieträgern, wobei etwa die Hälfte des zur Stromerzeugung genutzten Brennstoffeinsatzes aus Kohle stammt.

Schaubild 18



Die andere Hälfte setzt sich zum größten Teil aus Kernenergie zusammen, gefolgt von Erdgas und Erneuerbaren Energien (siehe Schaubild 18). Erdöl wird aufgrund der hohen Kosten kaum zum Kraftwerkseinsatz verwendet und spielt somit lediglich eine untergeordnete Rolle²¹.

Bei den Erneuerbaren Energien lässt sich klar der Trend eines gestiegenen Einsatzes bei der Stromerzeugung erkennen. Dieser erhöhte sich nach dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991 kontinuierlich. Durch die Einführung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) 2000 verzeichneten regenerative Energiequellen nochmals einen spürbaren Wachstumsschub, so dass sich ihr Anteil bis heute nahezu vervierfacht hat.

Auf der anderen Seite verzeichnete die Braunkohle eine immer geringere Bedeutung am Primärenergieeinsatz im Kraftwerkspark. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es im Jahre 1990 zu einem wiedervereinigungsbedingten Sondereffekt bei den installierten Kraftwerksleistungen kam, da sich die Stromerzeugung in den neuen Bundesländern nahezu ausschließlich auf Braunkohle als Energierohstoff stützte. Infolgedessen stieg die Leistung der Braunkohlekraftwerke von 11 GW im Jahr 1989 zunächst sprunghaft auf rund 25 GW im Jahr 1990 an. Allerdings ist in diesem Zusammenhang daran zu erinnern, dass viele Produktionsanlagen und Kraftwerke der ostdeutschen

²¹ In der Stromerzeugung werden Heizöl und Diesel zum einen für Zwecke der Zünd- bzw. Stützfeuerung eingesetzt. Zusätzlich sind einige Kraftwerksblöcke für eine Mischfeuerung mit Öl ausgelegt. Reine Ölkraftwerke spielen darüber hinaus im Kraftwerkspark dann eine besondere Rolle, wenn es um den schnellen Ausgleich von Schwankungen z. B. aufgrund der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien geht. Eines der größten Ölkraftwerke mit einer Leistung von zwei Mal 420 MW betreibt E.ON am Standort Ingolstadt.

Wirtschaft zum damaligen Zeitpunkt nicht mehr dem Stand der Technik entsprachen. Im Zuge der notwendigen Modernisierungs- und Restrukturierungsmaßnahmen wurde der Kraftwerkspark der ehemaligen DDR durch Stilllegungen und Neubau dem aktuellen Stand der Technik angepasst. Ein Beispiel dafür ist das von Vattenfall im Industriepark Schwarze Pumpe betriebene Braunkohle-Großkraftwerk mit einer installierten Leistung von 1.600 MW, das in der Zeit zwischen 1993 und 1995 errichtet wurde. Infolge des Rückbaus alter Kraftwerksblöcke, die mit Blick auf die Effizienz- und Umweltanforderungen nicht den bundesdeutschen Vorschriften entsprachen, hat sich die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke in den folgenden Jahren auf einem Niveau von etwa 21 GW normalisiert. Heute ist die Stromerzeugung auf der Basis von Braunkohle mit einem Anteil von rund 24 % neben der Kernenergie (23 %) ein wesentlicher Bestandteil der Stromerzeugung in Deutschland.

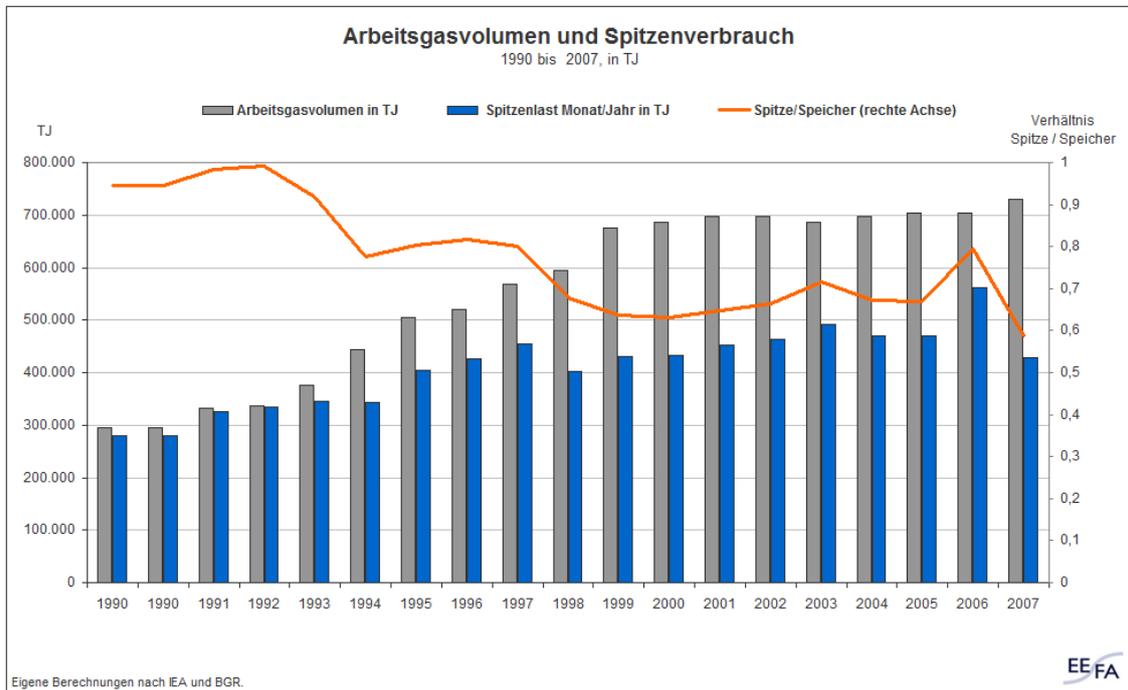
Zeitlich begrenzte Lieferunterbrechungen können grundsätzlich durch Bevorratung lagerfähiger Energieträger (z.B. Gasspeicher, strategischen Ölreserven oder Kohlebestände) überbrückt bzw. abgedeckt werden.

Unter den mit Importrisiken behafteten Energien verzeichnet Erdgas, aufgrund der im Vergleich niedrigen Investitionskosten und dem hohen Wirkungsgrad von Gaskraftwerken sowie des geringen spezifischen CO₂-Ausstoßes, einen Zuwachs in Höhe von 39 % gegenüber 1990. Bei der Steinkohle lässt sich ein leichter Rückgang von 6 % erkennen und der Einsatz von Uran verringerte sich um 13 %. Zu beachten ist jedoch, dass das Jahr 2007 für die Kernenergie insofern ein besonderes Jahr war, da die Kraftwerke Biblis A und B wegen Revisionsarbeiten nahezu vollständig ausfielen und die Kraftwerke Brunsbüttel und Krümmel aufgrund technischer Probleme zeitweise nicht zur Verfügung standen. Wählt man in Anbetracht dieser Tatsachen das Jahr 2006 als Bezugspunkt ergibt sich ein leichter Zuwachs von 2,5 %. Bei der Berechnung des Verletzbarkeitsindikators für den Energiemix ist zu beachten, dass die Bevorratung der Energieversorger mit Uranbrennstoffen das bestehende Importrisiko von Uran dämpft (Vgl. Kapitel 2.1).

Der starke Rückgang der Braunkohle bei gleichzeitigem Anstieg von Erdgas bei der Stromerzeugung, in Verbindung mit dem gestiegenen Importrisiko von Erdgas und Steinkohle, haben dazu geführt, dass sich die Verletzbarkeit im Bezug auf den Stromerzeugungsmix nahezu verdreifacht hat. Auch der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien konnte diesem Trend nicht in ausreichendem Maß entgegenwirken.

Gasspeicher: In Zeiten einer stetig steigenden Nachfrage und zunehmender Importabhängigkeit von Erdgas wird der Wunsch nach einer sicheren Gasversorgung immer größer. Eine wichtige Rolle bei der Sicherheit der Erdgasversorgung wird dabei den Gasspeichern zugeschrieben. Im internationalen Vergleich ist Deutschland im Bezug auf die vorhandenen Speicherkapazitäten gut positioniert; nur die USA, Russland und die Ukraine weisen ein höheres Arbeitsgasvolumen auf. Als Gasspeicher fungieren in erster Linie Untergrundspeicher, die sich in natürlichen oder künstlichen Hohlräumen

Schaubild 19



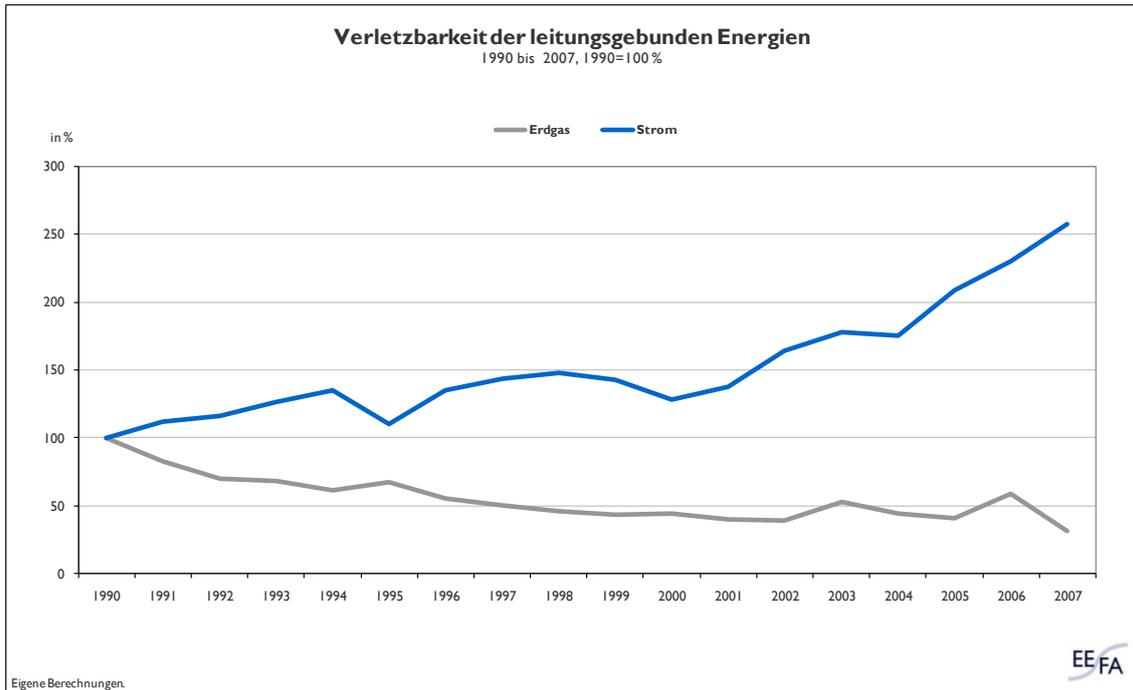
unter der Erde befinden. Das Arbeitsgasvolumen, also das im Jahresverlauf nutzbare Gas, ist seit Beginn der 1990er Jahre stetig gestiegen und lag 2007 in den insgesamt 44 Speicheranlagen bei einem Spitzenwert von 179.000 TJ.

In Schaubild 19 wird dem Arbeitsgasvolumen der Wert des verbrauchstärksten Monats eines jeden Jahres gegenüber gestellt. Diese Relation (auf der rechten Ordinate) kann als Indikator der statischen Reichweite der Gasspeicher (in Monaten) für den theoretischen Fall eines vollständigen Lieferstopps aller Erdgasimporte herangezogen werden. Im Jahr 2007 erreichte der so definierte Indikator einen Wert nahe bei 0,5, so dass der Spitzenverbrauch in etwa der Hälfte der theoretisch verfügbaren eingespeicherten Erdgasmenge entsprach. Bei der theoretischen Annahme einer Unterbrechung aller Erdgasimporte, hätten die Vorräte rein rechnerisch ausgereicht, diesen Verbrauch etwa zwei Monate lang aufrecht zu erhalten.

Die zeitliche Entwicklung der aggregierten Indikatoren für die Verletzbarkeit der leistungsgebundenen Gas- und Stromversorgung (vgl. dazu das Indikatorenkonzept nach Schaubild 4) fasst Schaubild 20 zusammen.

Die Analyse zeigt, dass die Verletzbarkeit der Stromversorgung in den vergangenen Jahren tendenziell zugenommen hat. Im Bereich der Gasversorgung ist hingegen eine Verringerung der Verletzbarkeit zu beobachten. Als Gründe für den Anstieg der Verletzbarkeit in der Stromversorgung sind ein sinkender Anteil der verbleibenden Leistung am gesamten inländischen Kraftwerkspark (Reserve), das gestiegene Versorgungsrisiko einzelner Energieträger, die als Brennstoffe in der Stromerzeugung eingesetzt werden sowie die wachsende Volatilität der Stromnachfrage zu nennen.

Schaubild 20



Diesem Trend konnte die Erhöhung des Verbundgrades des deutschen Stromnetzes mit seinen Nachbarstaaten zwar entgegenwirken, ihn aber keineswegs umkehren.

Hingegen ist die Gasversorgung in Deutschland durch umfangreiche Investitionen in Infrastrukturen (Gasspeicher, Leistungsnetz) seit Anfang der 1990er Jahre tendenziell sicherer geworden. Die Investitionstätigkeit, die teilweise auch auf vereinigungsbedingte Sondereffekte zurückzuführen war, hat die von einem steigenden Importanteil ausgehenden zusätzlichen Risiken deutlich verringert.

In der bisherigen Betrachtung lag der Fokus auf dem Risiko eines physischen Ausfalls von Energieträgern. Nicht berücksichtigt wurde hingegen, wie sich der ökonomische Effekt von gestiegenen Energiekosten auf die Verletzbarkeit einer Volkswirtschaft auswirkt. Der folgende Abschnitt wird sich mit dieser Frage beschäftigen.

3.3. Verletzbarkeit des Endenergieverbrauchs

Die Verletzbarkeit des Endenergieverbrauchs liegt nicht allein in der Gefahr physischer Störungen bzw. Unterbrechungen der Energieversorgung begründet. Auch krisenbedingte Preissteigerungen, die beispielsweise die Energiekosten industrieller Verbraucher belasten und deren Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen, spielen in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle. Für die Privaten Haushalte ergeben sich bei

steigenden Energiepreisen zusätzliche Probleme, weil sich die Ausgaben für die Beheizung der Wohnungen oder den Betrieb von Kraftfahrzeugen verteuern. Bei gegebenem Einkommen würde die Nachfrage nach nichtenergetischen Konsumgütern entsprechend reduziert werden²². Gravierende Preisaufschläge, wie sie im Falle von Energiekrisen zu erwarten sind, bleiben nicht auf hohe Energiekosten bzw. -ausgaben beschränkt, sondern haben gesamtwirtschaftliche und sektorale Verwerfungen bzw. Produktions- und Wachstumseinschränkungen zur Folge.

Effizienzsteigerungen und energiesparende Substitutionsprozesse tragen mit dazu bei, dass sich potenzielle Versorgungsstörungen in Bezug auf das damit verbundene Preis- und Mengenrisiko weniger stark bei den Endenergieverbrauchern in Industrie, Handel, Gewerbe, Haushalten und Verkehr auswirken.

Grundsätzlich haben Effizienzsteigerungen und Substitutionsprozesse bereits in der Vergangenheit dazu beigetragen, die Auswirkungen potenzieller Energiekrisen zu mildern. Dass sich vor allem in den energieintensiven Wirtschaftszweigen die Energieeffizienz positiv verändert hat, ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass von einem hohen spezifischen Energieverbrauch seit jeher ein starker Impuls ausging, den Verbrauch rationeller zu gestalten. Auf diese Weise entstehen Kosten- und Wettbewerbsvorteile, die zu einer Verbesserung der Marktposition beitragen. Die Verbesserung der Energieeffizienz trägt auch in anderen Sektoren (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Verkehr) schon seit langem dazu bei, dass sich Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung zunehmend entkoppelt haben. Im Bereich der Privaten Haushalte, die Energie vor allem zur Beheizung von Wohnungen einsetzen, hat sich der um Temperatur- und Lagerbestandeffekte bereinigte spezifische Energieverbrauch (ohne Strom) durch Energieeinsparmaßnahmen seit 1993 um 23 % auf rund 637 MJ im Jahr 2008 verringert.

Der sparsame und effiziente Einsatz von Energie hat also zunächst Auswirkungen auf die Verletzbarkeit der Verbraucher bei den Energiekosten. Die Energiekosten setzen sich definitorisch aus den in physischen Einheiten gemessenen Energieverbräuchen und den Preisen der einzelnen Energieträger zusammen. Während der physische Verbrauch im Rahmen technischer Maßnahmen gestaltet werden kann, sind die Energiepreise in der Regel für die Verbraucher exogene Größen. Veränderungen der Energiekostenbelastung und der damit verbundenen Indikatoren zur Messung der Verletzbarkeit sind bei konstanten Energiepreisen unmittelbarer Reflex des Verbrauchs.

Von ungleich größerer Bedeutung für die Anfälligkeit einer Volkswirtschaft gegenüber potenziellen Energiekrisen oder gar Versorgungsstörungen ist allerdings die Möglichkeit, im Krisenfall einen Teil der Vorräte an lagerfähigen Energierohstoffen zur Über-

²² Dies ist das Resultat einer geringen Preiselastizität der Nachfrage nach Energie. Beispielsweise fällt die Preiselastizität für Benzin (Diesel) in Deutschland mit -0,233 % (-0,107 %) sehr gering aus, vgl. IE und EEFA(2008), Effizienz von Maßnahmen zur Verbrauchseinschränkung bei Mineralölversorgungsstörungen.

windung von Lieferengpässen zu nutzen. Diese können bei den Energieproduzenten (Gasspeicher), Endverbrauchern (z.B. Heizölmengen in privaten Tanks) oder im Rahmen des deutschen Krisensystems zur Reaktion auf Mineralölversorgungsstörungen beim Erdölbevorratungsverband lagern. Sollte es in Krisenzeiten zu Versorgungsunterbrechungen kommen, bestehen begrenzte Möglichkeiten, die Produktion und/oder das öffentliche Leben durch Rückgriff auf Energiebestände noch einige Zeit aufrecht zu erhalten. Mit Blick auf die Verletzbarkeit der Wirtschaft liegt dabei auf der Hand, dass sowohl ein effektives Krisenmanagement (vorwiegende Nutzung der Energiebestände für produktive anstatt konsumtive Zwecke), aber auch eine effiziente Energieverwendung die negativen Folgen von Energiekrisen mildern können. Obgleich Ausmaß und Dauer potenzieller Energiekrisen kaum zu prognostizieren sind, ist dennoch unstrittig, dass Lieferengpässe mit Hilfe der Bestände in Volkswirtschaften, die durch einen sparsamen Umgang mit Energie gekennzeichnet sind, länger überbrückt werden können.

Die geschilderten Zusammenhänge stellen, neben den Risiken, die mit der Primärenergieversorgung oder der Infrastruktur verbunden sind, die wichtigsten Determinanten für die Verletzbarkeit der Energieversorgung auf der Ebene der Endverbraucher dar.

Die zeitliche Entwicklung ausgewählter Indikatoren wie Energiepreise und -kosten, Energieeffizienz sowie die Struktur des Endenergieverbrauchs wird im Folgenden für Deutschland empirisch näher beleuchtet.

Energiepreise: Der zwischen 2002 und 2008 beobachtete Preisanstieg bei Energierohstoffen ist angesichts der weltweiten Reserven und Ressourcensituation nicht Ausdruck einer fortschreitenden Verknappung. Verantwortlich für die beobachteten Preissprünge sind vielmehr Faktoren wie unvorhergesehene, kurzfristige Nachfragesteigerungen oder Transportengpässe auf den Weltenergiemärkten. Die in den letzten Jahren eingetretenen weltweiten Marktveränderungen sind an der Entwicklung der Rohölpreise seit Anfang der neunziger Jahre abzulesen. Nach dem absoluten Tiefpunkt des Einfuhrpreises für Rohöl im Jahr 1998 (Jahresdurchschnitt bei 13,25 \$/barrel (7,34 €/MWh)) ist der Rohölpreis bis zum Jahr 2008 im Jahresdurchschnitt auf 97,58 \$/barrel (40,90 €/MWh) gestiegen. Der Erdölpreis ist nach wie vor der Leitpreis für viele andere Energieprodukte. Aus diesem Grund sind auch die Einfuhrpreise für sämtliche Mineralölprodukte, darunter Benzin, Diesel und leichtes Heizöl, bis Mitte 2008 kräftig gestiegen (siehe Schaubild 21).

Schaubild 21

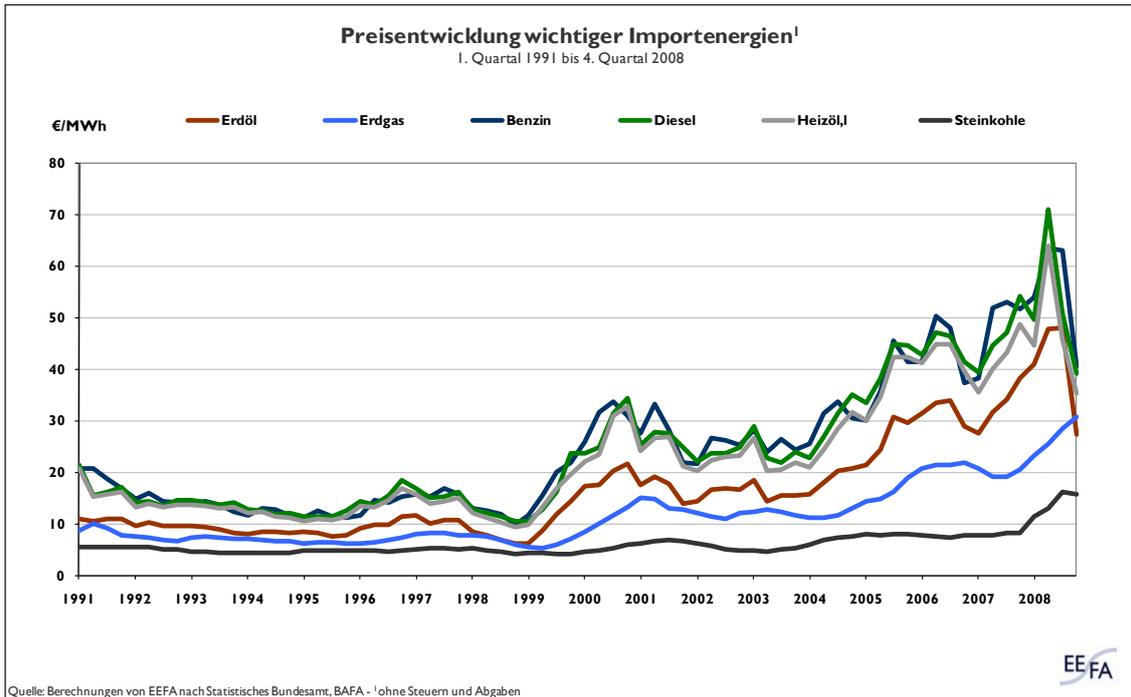
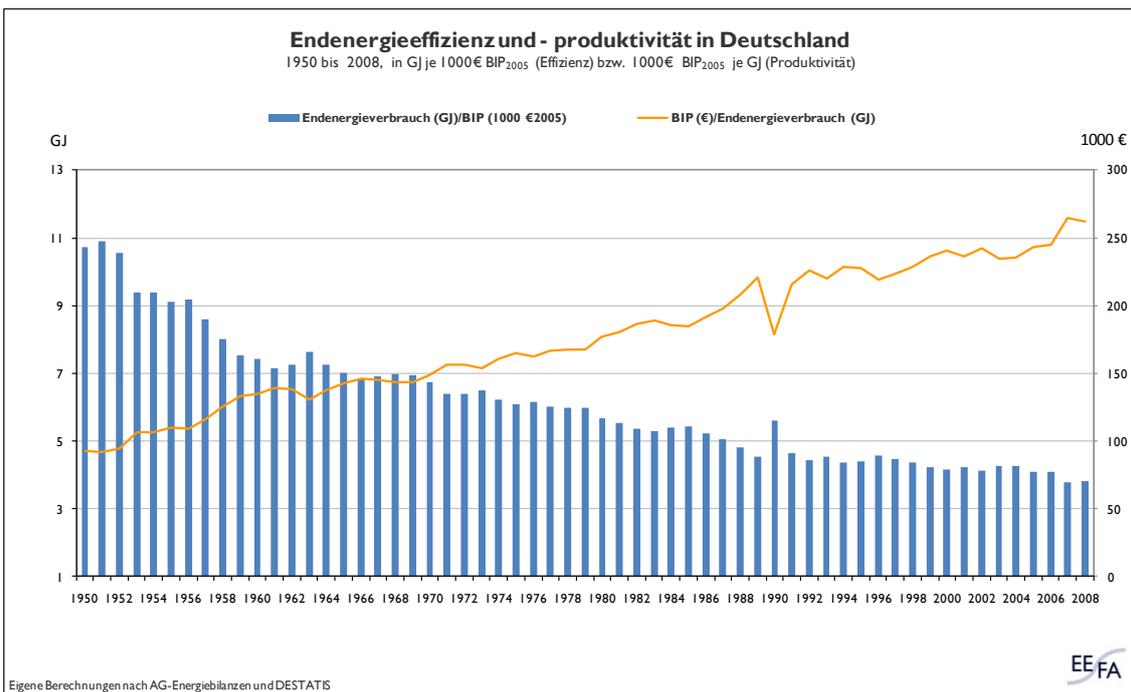


Schaubild 22



Endenergieeffizienz: In den vergangenen Jahren ist nicht nur in Deutschland eine deutliche Entkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum festzustellen. Dabei ist die Entkopplung des Endenergieverbrauchs weniger stark ausgeprägt gewesen als die des Primärenergieverbrauchs. Seit 1995 ist die gesamtwirtschaftliche Energieintensität in Deutschland spürbar verringert worden. Um 1000 € Bruttoinlandsprodukt zu erwirtschaften, müssen heute nur noch 4 GJ an Endenergie (dies entspricht 6,2 GJ an Primärenergie) eingesetzt werden, 1995 waren es noch 4,4 GJ (6,7 GJ Primärenergie) (siehe Schaubild 22). Die Gründe für die Erhöhung der Endenergieeffizienz sind vielseitig. Allen voran ist die technische Verbesserung industrieller Produktionsverfahren zu nennen. So hat der inter- und intrasektorale Strukturwandel den spezifischen Energieverbrauch im Beobachtungszeitraum verringert. Ebenso sind, bedingt durch die zweite Ölpreiskrise, seit 1985 auch Einsparbemühungen bei den Privaten Haushalten und in den Sektoren für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zu finden. Bei den Privaten Haushalten konnten Energieeinsparungen vor allem im Raumwärmebereich aber auch beim Betrieb von elektrischen Geräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen erzielt werden.

Energiekosten: Trotz der kontinuierlichen Verbesserung des spezifischen Energieeinsatzes in der Industrie, sind die Energiekosten in den letzten Jahren stetig angestiegen. Offenbar reichten die Einsparungen beim spezifischen Energieeinsatz sowie Substitutionsprozesse nicht aus, den nominalen Anstieg der Energiepreise vollständig aufzufangen (siehe Schaubild 23). Auf der Ebene einzelner Wirtschaftszweige ist dabei der Hinweis von Bedeutung, dass die Kostensteigerungen in jenen Sektoren, deren Energieverbrauch in einem kurzfristig nahezu limitationalen Verhältnis zur Produktion steht, besonders ausgeprägt sind. Dazu zählen u.a. die energieintensiven Grundstoffproduktionsgüterbereiche wie die Eisen- und Stahlindustrie, die Grundstoffchemie oder die Industrie der Steine und Erden.

Die Energieausgaben der privaten Haushalte (ohne Kraftstoffe) sind ebenfalls deutlich angestiegen (siehe Schaubild 24). Verantwortlich dafür waren vor allem Kostensteigerungen bei den Energieträgern, die für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser genutzt werden.

Schaubild 23



Schaubild 24

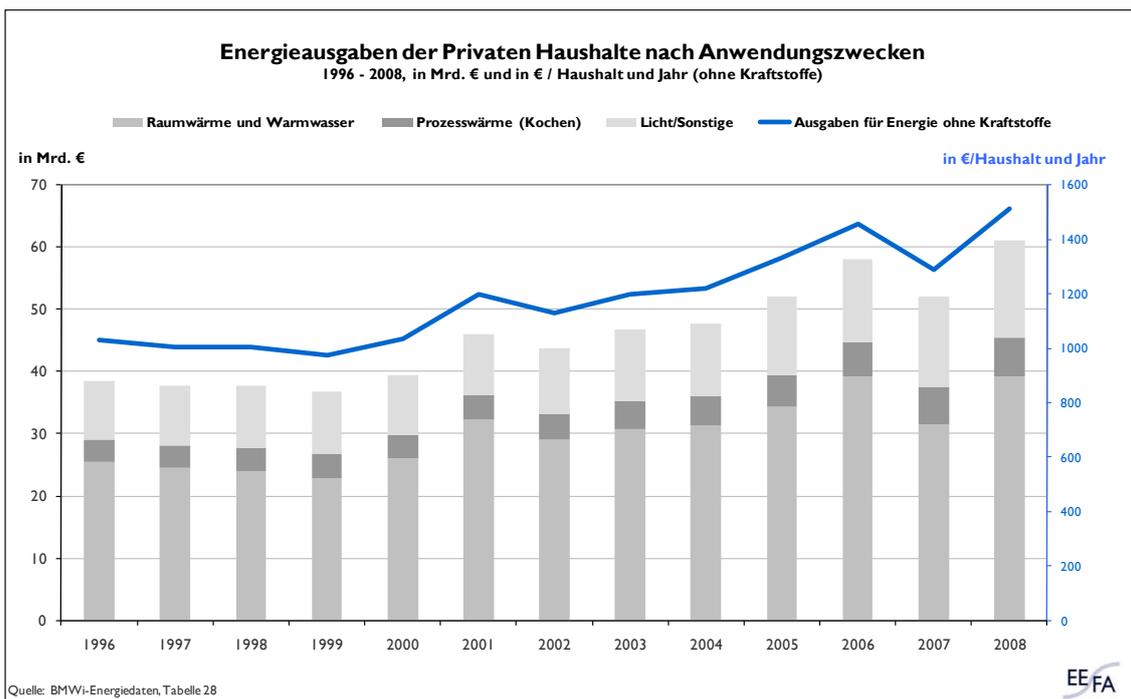
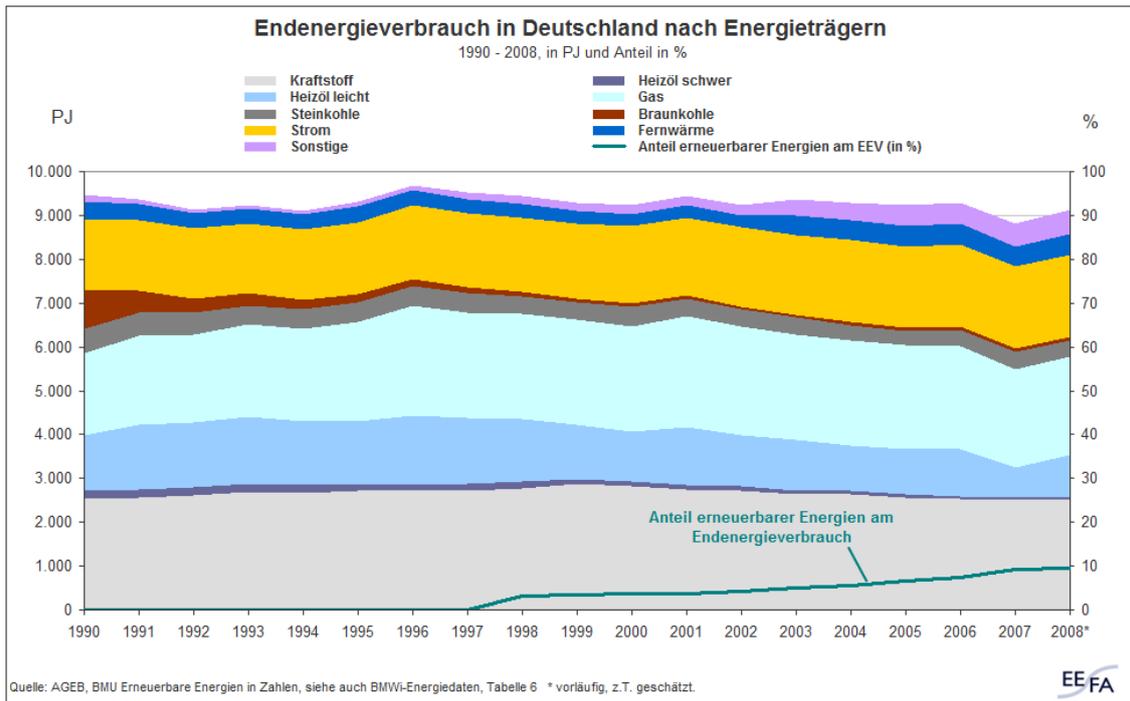
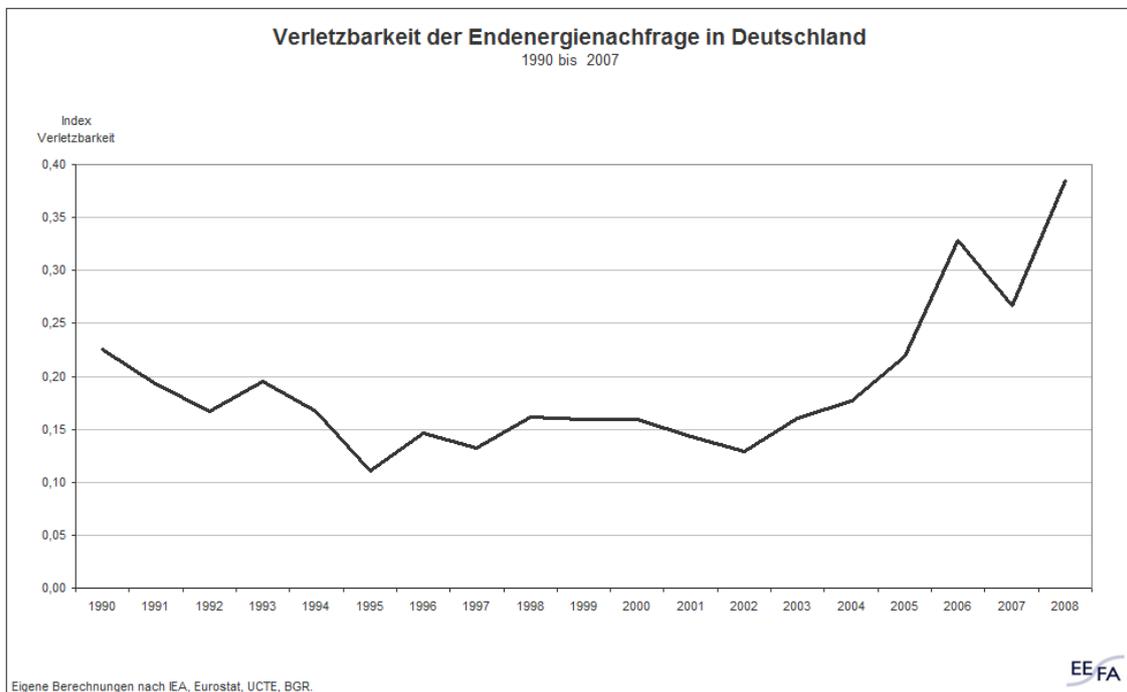


Schaubild 25



Endenergiemix: Zur Berechnung der Verletzbarkeit der Endenergienachfrage ist neben den Energiekosten und dem Niveau auch die Struktur der Energienachfrage mit zu berücksichtigen. Der Endenergiemix hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, die von der Industriestruktur über die Siedlungs- und Verkehrsstrukturen bis hin zur natürlichen Ausstattung mit Energieressourcen oder Witterungsbedingungen reichen. In Deutschland wird der Endenergieverbrauch heutzutage vor allem von den Kraftstoffen, Strom und Erdgas dominiert (siehe Schaubild 25). Das quantitativ bedeutendste Marktsegment im Endenergieverbrauch ist **Mineralöl** (2008: rund 39 %), darunter vor allem dessen Verbrauch als Kraftstoff zum Antrieb von Fahrzeugen (2008: 27,2 %). **Erdgas** wird bislang zum überwiegenden Teil zur Raumwärmeerzeugung eingesetzt; mehr als zwei Drittel des Verbrauchs unterliegen deshalb ähnlichen Einflussfaktoren wie die Nachfrage nach Heizöl. Für Erdgas ist jedoch im Hinblick auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung zu berücksichtigen, dass dieses beim Endverbraucher nicht gelagert werden kann. Stetig steigende Anforderungen an die Belange des Umweltschutzes (z.B. Einsatz von Elektrofiltern), der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Produktionsprozessen sowie die vermehrte Nutzung elektrischer Energie in immer neuen Anwendungsgebieten (z.B. Elektrowärmepumpe), haben dazu geführt, dass **Strom** im Endenergieverbrauch zunehmend an Bedeutung gewonnen hat. Im insgesamt schrumpfenden Markt für Endenergie hat der Stromverbrauch seit 1990 im Jahresdurchschnitt mit einer Rate von rund 0,8 % zugenommen. Heute hat der Stromeinsatz gemessen am Endenergieverbrauch einen Marktanteil von knapp 21 % erreicht; 1990 waren es noch rund 17,3 % gewesen.

Schaubild 26



Hingegen spielen die direkten Lieferungen von **Kohle** an den Endverbraucher keine nennenswerte Rolle mehr. Der Anteil von Kohle am gesamten Endverbrauch liegt gegenwärtig bei etwa 5 %. Dies ist überwiegend auf den Einsatz von Steinkohle und Steinkohlenkoks in den Hochöfen der Stahlindustrie zurückzuführen. Der geringe direkte Marktanteil sollte allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Einsatz von Stein- und Braunkohle für eine sichere und preiswürdige Versorgung der Endverbraucher mit Energie von erheblicher Bedeutung ist. Denn Stein- und Braunkohle werden größtenteils erst nach ihrer Umwandlung in Strom und Fernwärme in Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder Fernheizwerken als Sekundärenergieträger im Endverbrauch genutzt.

Vor dem Hintergrund der empirischen Befunde hat sich das Energieversorgungsrisiko der Endverbraucher in Deutschland seit 1995 spürbar erhöht. Aus Schaubild 26 wird ersichtlich, dass sich der skalierte Verletzbarkeitswert von 0,11 im Jahre 1995 auf 0,27 im Jahre 2007 erhöht hat. Das Versorgungsrisiko für die Endverbraucher ist in dieser Zeit folglich um 145,5 % gestiegen. Als wesentlicher Grund für die beobachtete Steigerung des Risikos bei der Versorgung mit Endenergie ab 2002 sind vor allem die dramatisch gestiegenen Energiepreise anzuführen, die weder über Effizienzverbesserungen noch Substitutionsprozesse aufgefangen werden konnten.

4. Szenarien zur Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland in den Jahren 2020 und 2030

4.1. Konzeptionelle und methodische Vorbemerkung

Im Zentrum dieser Studie werden die Auswirkungen alternativer zukünftiger energie-wirtschaftlicher, umweltpolitischer und ökonomischer Entwicklungspfade auf die Verletzbarkeit Deutschlands mit Energierohstoffen beleuchtet. Dazu nutzt die vorliegende Studie die "Szenarien"-Technik. Mit Hilfe von spezifisch konstruierten Szenarien können unterschiedliche Pfade der zu erwartenden energiewirtschaftlichen und ökonomischen Entwicklung miteinander vergleichbar gemacht werden. Die Auswahl der Szenarien zielt darauf ab, die isolierten Auswirkungen zukünftiger energie- und umweltpolitischer Weichenstellungen auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland sowie die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Folgen sichtbar zu machen.

Unter Einbeziehung aller Aspekte der Versorgungssicherheit (Qualität der Energieinfrastruktur, Stand der Energieeffizienz und Kosten der Endenergieverbraucher), zeigt sich, dass der Anstieg der Verletzbarkeit in Deutschland geringer ausfällt, als bei alleiniger Betrachtung des Versorgungsrisikos auf der Primärenergieebene. Ursächlich hierfür sind im Wesentlichen der erreichte hohe Stand der Energieeffizienz und die gut ausgebaute Energieinfrastruktur. Dennoch lässt sich auch im „erweiterten Indikatorensystem“ ein Anstieg der Verletzbarkeit zwischen 1990 und 2007 um 18 % beobachten.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden **fünf Szenarien** gebildet:

- Ein Referenzszenario, das die zukünftige Veränderung der Wirtschaft und des Energieverbrauchs maßgeblich aus dem Trend von Einflussfaktoren, Verhaltensmustern und Wirkungszusammenhängen der Vergangenheit ableitet. Es kann als Vergleichsmaßstab zur Beurteilung der Alternativen herangezogen werden.
- Zusätzlich werden vier alternative Szenarien modelliert, mit denen jeweils eine energie- oder umweltpolitische Option in Bezug auf das Referenzszenario geändert wird und so in die Analyse einbezogen werden kann. Die Alternativszenarien sind im Einzelnen:
- Szenario I: Verlängerung der Kernenergielaufzeiten auf 40 bzw. 60 Jahre.
- Szenario II: Aufrechterhaltung einer Sockel-Steinkohleförderung ab 2012 (8 bzw. 12 Mio. t) und ein Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente neue Kraftwerke zwischen 2013 und 2016, der aus Erlösen der CO₂-Zertifikate Versteigerung finanziert werden soll.

- Szenario III: Ausbau der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gem. BMU-Leitstudie, d.h. bis 2030 werden 50 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt.
- Szenario IV: Reduktion der CO₂-Emissionen um 50 % bis 2030 gegenüber 1990.

Im Gegensatz dazu, soll der Referenzfall die bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt in Kraft befindlichen energie- und umweltpolitischen Maßnahmen einschließen.

Diese sind im Einzelnen:

- **Kernenergie**: Trotz der gegenwärtigen Diskussion über die Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke, wird im Referenzfall angenommen, dass die im Jahre 2002 im Rahmen der Atomgesetznovelle (Ausstiegsgesetz) verankerte Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke unverändert gültig bleibt.
- **Steinkohle**: Für die heimische Förderung von Steinkohle (2008: 17,7 Mio. t SKE) wird gemäß der kohlepolitischen Vereinbarung aus dem Jahre 2007 ein Auslaufen des Steinkohlebergbaus in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 unterstellt.
- **Erneuerbare Energien**: Im Referenzfall wird das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energiequellen am gesamten Stromverbrauch in Deutschland innerhalb von zehn Jahren zu verdoppeln (und im Jahr 2010 auf mindestens 12,5 % zu steigern) bzw. bis 2020 auf bis zu 30 % (2030: 40 %) zu erhöhen, erreicht.
- **Treibhausgasemissionen**: Die auf europäischer Ebene Anfang März 2007 beschlossenen Minderungsziele beinhalten für die EU-27 die Verpflichtung, die Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 um ein Fünftel zu senken. Der Logik der bisherigen nationalen Klimaschutzpolitik entsprechend, stets die Vorreiterrolle einzunehmen, ist jedoch davon auszugehen, dass Deutschland innerhalb der EU nicht nur absolut, sondern auch prozentual höhere Minderungslasten übernehmen wird. Vor diesem Hintergrund wird das nationale Minderungsziel für Deutschland im Referenzfall, ausgehend von der oben skizzierten, unkontingierten EU-Minderungsvorgabe, bis 2020 auf 30 % (2030: 40 %) festgelegt.
- **Emissionshandel**: Die Versteigerung von CO₂-Zertifikaten wird in der Stromerzeugung ab 2013 grundsätzlich zur alleinigen Zuteilungsmethode. Für die übrigen teilnehmenden Industrieanlagen hingegen wird der Anteil der zu versteigernden Emissionsrechte von 20 % in 2013 auf 100 % im Jahr 2027 erhöht. Die kostenlose Zuteilung von CO₂-Rechten, auch für Industrieanlagen, die unter die Carbon-Leakage-Kriterien fallen, erfolgt auf der Grundlage anspruchsvoller „benchmarks“.

4.2. Das verwendete Modellsystem im Überblick

Zur Erstellung der Verletzbarkeits-Szenarien wird auf ein Modellsystem zurückgegriffen, in dem energiewirtschaftliche, gesamtwirtschaftliche sowie sektorale Zusammenhänge abgebildet sind. Die einzelnen Elemente dieses EEFA-Modellsystems sind ein Struktur-, ein Energienachfrage- und Energieangebots- sowie ein Emissionsmodell. Die Wirkungen der verschiedenen Politik-Szenarien werden mit Hilfe von Modellsimulationen quantifiziert. Diese bilden sowohl technische als auch ökonomische Zusammenhänge ab.

Von spezifischen Merkmalen einzelner Verbrauchs- oder Umwandlungsprozesse abstrahiert, ergeben sich die Energieverbräuche und damit verbundene CO₂-Emissionen stets aus der Multiplikation einer

- Ausstattungs-,
- spezifischen Emissions- und
- Nutzungskomponente.

Die Ausstattungskomponente charakterisiert den zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandenen Kapitalstock. Die spezifische Emissionskomponente bestimmt die technische Beschaffenheit der Kapitalgüter. Die dritte Komponente definiert die ökonomisch bestimmte Nutzung. Der Kapitalstock zu einem bestimmten Zeitpunkt setzt sich aus den Investitionen der vorangegangenen Perioden zusammen. Die einzelnen Investitionsjahrgänge sind durch die in ihnen inkorporierte Technik charakterisiert. Diese kann in Form von Wirkungsgraden, spezifischen Energieeinsätzen oder auch in spezifischen CO₂-Emissionen vorliegen. Auf kurze Sicht ist die Effizienz des Kapitalstocks daher durch die Investitionen der Vergangenheit derart festgelegt, dass zwischen Kapitalnutzung und Energieverbrauch allein unter technischen Aspekten ein nahezu komplementäres Verhältnis besteht. Dieser technikbasierte Erklärungsansatz wird nicht nur für die energie- und kohlenstoffintensiven Prozesse der industriellen Produktion, sondern auch im Verkehrsbereich, im Gebäude- und Wohnungsbereich sowie in der Energieumwandlung, insbesondere der Strom- sowie der gekoppelten Strom- und Wärmezeugung, verwendet.

Energieeinsparungen oder Emissionsminderungen, die eine Veränderung der Technik voraussetzen, können nach dieser Modellvorstellung nur über Investitionen wirksam werden. Die dabei anzusetzenden Wirtschaftlichkeitsanalysen sind grundsätzlich Vollkostenrechnungen. Dabei umfasst diese nicht nur – wie in der kurzen Frist – die variablen Kosten, sondern auch die Investitionsausgaben sowie die übrigen Fixkosten. In einem Handelssystem wird das Wirtschaftlichkeitskalkül darüber hinaus von den Kosten für die Emissionsrechte beeinflusst, die über die geplante Nutzungsdauer der Anlage für den Einsatz kohlenstoffhaltiger Brennstoffe nachzuweisen sind.

Die Emissionsentwicklung und der Energieverbrauch sind nach ökonomischem Verständnis allerdings nicht allein eine Frage der zu einem bestimmten Zeitpunkt

verfügbaren Technologien, sondern in erheblichem Umfang vom Verhalten der gewerblichen und privaten Verbraucher abhängig. Diese Verhaltenskomponente hat nicht nur einen Einfluss auf die langfristigen Investitionsentscheidungen, sondern auch auf die kurzfristige Nutzung des verfügbaren Kapitalstocks. Neben den gewerblichen Verbrauchern sind vor allem auch private Haushalte von diesem Effekt betroffen. Ein wesentlicher Einfluss auf dieses Nutzungsverhalten geht von den Preisen, im Fall der privaten Haushalte zusätzlich vom verfügbaren Einkommen, bei den Unternehmen von den erwarteten Marktentwicklungen und für alle Emittenten von den Kosten der verschiedenen CO₂-Minderungsstrategien aus.

Technologische und verhaltensbedingte Einflussfaktoren sind in dem hier verwendeten Modellansatz gleichgewichtig. Emissionsminderungen, die über Veränderungen des Kapitalstocks induziert werden und daher zunächst technologiebedingt sind, berücksichtigen bereits die Auswirkungen der damit verbundenen Zusatzkosten und Preise auf das Verbraucherverhalten. Der dafür gewählte methodische Ansatz kann als Kombination aus energiewirtschaftlicher Detailanalyse und sektoraler bzw. makroökonomischer Gesamtanalyse charakterisiert werden. Die einzelnen Elemente dieses Ansatzes sind ein Energie-, ein sektorales Struktur- und ein Umweltmodell.

- Das Energiemodell erfasst in Anlehnung an das Schema der Energiebilanz die verschiedenen Stufen der Energieversorgung von der Primärenergie über die Umwandlung bis zum endgültigen Endverbrauch modellmäßig und bildet diese entsprechend ab.
- Das nach 60 Sektoren differenzierte Strukturmodell bildet, in Anlehnung an das Verflechtungsschema einer Input-Output-Tabelle, die reale Güternachfrage und die Preisbildung in sektoraler Gliederung ab. Zusätzlich werden in diesem Modellteil die wichtigsten Kennziffern der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Bruttoinlandsprodukt, Außenhandel, Beschäftigung und Arbeitsmarkt) berücksichtigt.
- Das Emissionsmodell berechnet die zum gegenwärtigen Zeitpunkt mit dem Verbrauch und der Umwandlung von Energie verbundenen Schadstoffemissionen, den Flächenverbrauch sowie die Kosten einzelner Vermeidungstechniken.

Das Strukturmodell umfasst in seiner gegenwärtigen Form 3.278 Gleichungen; dabei umfasst der größte interdependente Block 1.708 Gleichungen. Das Energiemodell inkorporiert 1.598 Gleichungen und das Emissionsmodell 767 Gleichungen. Das Modell zur Bestimmung der Flächennutzung besteht aus 283 Gleichungen, wobei der Flächenverbrauch nach den Kategorien der Flächennutzungsstatistik einerseits und nach der Gliederung des Energie- und Strukturmodells andererseits erklärt wird.

Im sektoralen Strukturmodell werden insbesondere alle Steuersätze und Sozialversicherungstarife sowie die Welthandelsentwicklung und die Importpreise exogen vorgegeben. Zu den wichtigsten exogenen Variablen des Energiemodells gehören insbesondere der Rohölpreis und der Wechselkurs des Euro gegenüber dem Dollar.

Des Weiteren sind die von staatlichen Institutionen festgelegten speziellen Verbrauchssteuersätze (Mehrwert-, Mineralöl- und Erdgassteuer) in das Modell integriert. Schließlich gehören zu diesem Block auch Kennziffern, die technische Merkmale spezieller Verbrauchs- oder Umwandlungsprozesse charakterisieren, sich jedoch einer modellendogenen Beeinflussung weitgehend entziehen. Dazu zählen etwa die Wärmedurchgangskoeffizienten der Wärmeschutzverordnung.

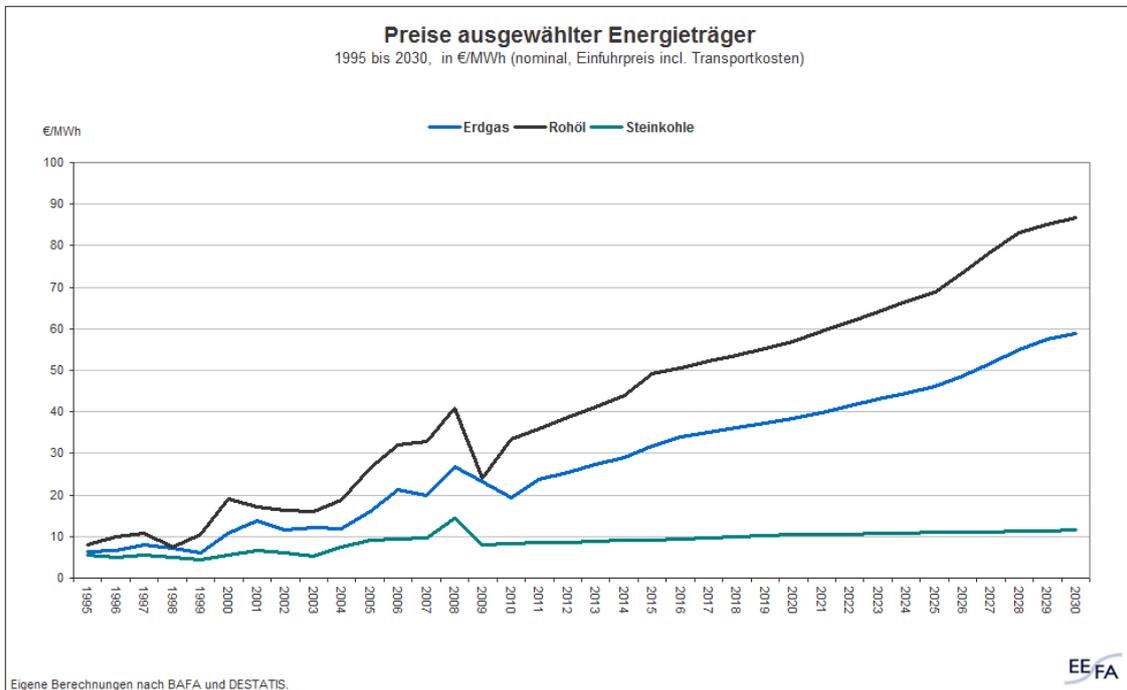
Bereits an dieser Stelle ist auf die Grenzen ökonometrischer Modellanalysen hinzuweisen, die im Rahmen langfristiger Prognosen stets auch mit Unsicherheiten konfrontiert sind. Diese Unsicherheiten resultieren zum einen aus der den Modellen inhärenten Reduktion der komplexen Realität. Zum anderen können sprunghafte Veränderungen der exogenen Rahmenbedingungen aber auch unvorhersehbare Technologiesprünge zu einer Verzerrung der Prognoseergebnisse führen. Speziell für die Zielsetzung dieser Studie, die zukünftige Entwicklung des Energieversorgungsrisikos in Deutschland in den Jahren 2020 und 2030 abzuschätzen, kommt hinzu, dass nicht alle Größen, die zur Fortschreibung des Indikatorensystems benötigt werden, unmittelbar aus dem Modellzusammenhang ermittelt werden können. So berechnet das Modell beispielsweise die Daten zur inländischen Energiegewinnung und zur Entwicklung des gesamten Energiebedarfs in Deutschland, so dass nach Energieträgern differenzierte Aussagen zur Importabhängigkeit möglich sind. Die regionale Bezugsstruktur der Energieimporte, denen ebenfalls ein erheblicher Einfluss auf das Risiko der Primärenergieversorgung zufällt, muss für quantitative Modellrechnungen durch Vorgabe exogener Annahmen über deren zukünftige Entwicklung operationalisiert werden.

Die modellgestützte Prognose der Verletzbarkeitswerte für Deutschland sollte daher weniger als exakt quantifizierte Vorhersage interpretiert werden, sondern im Lichte unabdingbarer exogener Setzungen eher als plausibles Szenario der zukünftigen energie- und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit.

4.3. Exogene Vorgaben

Auch wenn der Emissionshandel in den nächsten Jahren eine wachsende Bedeutung für die Preisentwicklung der fossilen Energieträger gewinnen wird, bleiben die Weltenergiemärkte, insbesondere die Ölmärkte, eine wichtige Determinante der Energiepreisentwicklung. Eine exakte Prognose der Angebots- und Nachfrageentwicklung auf diesen Märkten kann gegenwärtig nicht abgegeben werden. Die aktuelle Tendenz zeigt eine gewisse Entspannung an: Die **Rohölpreise** sind seit den Höchstständen im Juli 2008 (mehr als 136 \$/barrel) zunächst wieder auf ein Niveau von unter 44 \$/barrel (Dezember 2008) gesunken. Die Preisentwicklung bestätigt damit das aus der Vergangenheit bekannte Bild: Drastische Preissprünge treten ebenso regelmäßig auf wie dramatische Einbrüche. So lag der Erdölpreis im Durchschnitt der letzten 10 Jahre bei rund 42 \$/barrel. Er erreichte im Maximum jedoch mehr als 136 \$/barrel und im Minimum etwa 10 \$/barrel.

Schaubild 27



Hingegen wächst die Nachfrage nach Öl, insbesondere aus China und Indien, ungebremst und wird deshalb einen zunehmenden Einfluss auf die Preisentwicklung dieses Energieträgers gewinnen. Verstärkt wird dieser Effekt durch die wachsende Marktmacht der OPEC-Staaten, die eine Diversifikation der Bezugsquellen infolge der ungleichen Verteilung der Erdöl- und Erdgasreserven immer schwieriger macht. So kann die Erdölförderung in der Nordsee ohne nennenswerte Verbesserung der Fördertechniken nur noch maximal 10 Jahre auf dem gegenwärtigen Niveau gehalten werden. In den Vereinigten Staaten ist die statische Reichweite mit rund 12 Jahren nur unwesentlich länger.

Die regionale Konzentration der Förderung auf Länder mit erheblichen politischen und wirtschaftlichen Instabilitäten wird das Preisrisiko infolge unkalkulierbarer Angebotsverknappungen zusätzlich vergrößern.

Die Energiepreisprognose trägt diesen Fundamentalfaktoren insoweit Rechnung, dass sie auf längere Sicht mit weiter steigenden Ölpreisen rechnet. Der Rohölpreis, der seit dem Tiefstand im Dezember 2008 bereits wieder kontinuierlich gestiegen ist - er erreichte im August 2009 wieder ein Niveau von mehr als 73 \$/barrel - wird unserer Einschätzung zufolge im Jahr 2030 bei rund 216 \$/barrel bzw. 90 €/MWh (nominal) liegen, vergleiche Schaubild 27. Der reale Ölpreis wird vor diesem Hintergrund bei einer Inflationsrate von 2 % gegen Ende des Untersuchungszeitraums ein Niveau von 139 \$/barrel bzw. 58 €/MWh erreichen.

Tabelle 2

Eckwerte zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung							
2000 bis 2030							
	Einheit	Beobachtet			Prognose		
		2000	2005	2008 ⁽¹⁾	2010	2020	2030
Bevölkerung	Mio.	82,2	82,5	82,3	81,9	80,6	78,6
Welthandel, real ⁽²⁾	% p.a.	5,7	5,5	5,8	5,0	6,0	6,0
Wechselkurs	\$/€	0,92	1,24	1,51	1,43	1,38	1,30
Sozialversicherung	%	40,3	40,1	40,0	38,5	38,5	38,5
Mehrwertsteuer	%	16,0	16,0	19,0	19,0	19,0	19,0
Nominalzins ⁽³⁾	%	5,4	3,1	4,2	3,5	5,5	6,0

Eigene Berechnungen nach Angaben des Statistischen Bundesamtes und Deutsche Bundesbank. – ⁽¹⁾ vorläufig, teilweise geschätzt. – ⁽²⁾ durchschnittliche Wachstumsraten. – ⁽³⁾ Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere.



Der Grenzübergangspreis für **Erdgas** orientiert sich auch in Zukunft an der Entwicklung des Rohölpreises und liegt im Jahr 2030 in nominaler Rechnung bei etwa 60 €/MWh.

Die Energiepreise im Inland sind nicht allein ein Reflex der Angebots- und Nachfragebedingungen auf dem Weltmarkt, sondern werden unter Berücksichtigung des Wechselkurses in erheblichem Umfang durch binnenländische Faktoren geprägt. Dazu zählen neben politisch fixierten Steuern und Abgaben, die Kosten für den Transport bzw. die Energiebereitstellung. Der quantitativ bedeutendste Bereich in dieser Prozesskette ist die Stromerzeugung.

Der **Strompreis** wird auf der Großhandelsebene in erster Linie von den Brennstoffpreisen und dem Preis für die CO₂-Emissionsrechte bestimmt. Die strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark beim Übergang auf die vollständige Auktionierung (ab 2013), der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung, der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und die daraus folgenden Kosten- und Preiseffekte beeinflussen sowohl die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung als auch deren CO₂-Emissionen sowie den Großhandelspreis für Strom. Dementsprechend wird sich der Großhandelspreis für Strom in der Zeit zwischen 2010 und 2030 von etwa 44 €/MWh auf über 87 €/MWh erhöhen. Der Preis für die CO₂-Rechte liegt im Jahr 2030 bei 54 €/t und damit um das 2,5-fache über dem Niveau des Jahres 2010.

Die zukünftige Wirtschaftsentwicklung sowie der damit verbundene Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß sind nicht nur eine Folge von Preisentwicklungen und der zielgerichteten Eingriffe der Klimaschutzpolitik. Es besteht gleichermaßen eine Abhängigkeit von Faktoren wie der demographischen Entwicklung und der Dynamik des sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wachstums. Für die Bevölkerungsentwicklung liegen mit den demografischen Modellrechnungen relativ verlässliche Daten vor. In der hier zugrunde gelegten Variante 3 WI der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausschätzung²³ wird ein Zuwanderungsgewinn von jährlich mindestens 100.000 Personen unterstellt. Unter diesen Voraussetzungen ist in Deutschland bis zum Jahr 2010 mit einem leichten Rückgang der Bevölkerung um rund 260.000 auf 81,9 Mio. Personen zu rechnen. Für das Jahr 2020 wird eine Bevölkerungszahl von 80,6 Mio. Personen in Deutschland geschätzt. Im Jahr 2030 wird aufgrund eines weiteren deutlichen Bevölkerungsrückganges von 78,6 Mio. Personen ausgegangen. Ein Überblick über die exogenen Eckwerte bietet Tabelle 2.

Die Energiepreise werden auch in Zukunft weiter ansteigen. Die Hauptursache ist in einer weiter ansteigenden Nachfrage nach Erdöl der aufstrebenden Staaten China und Indien zu finden. Die gesetzlich fixierte Förderung Erneuerbarer Energien aber auch steigende Kosten für CO₂-Emissionsrechte verteuern darüber hinaus die Preise für Elektrizität.

Zusätzliche exogene Rahmensetzungen waren im Hinblick auf die zukünftige Importstruktur der Energieträger notwendig. So wurde die Lücke, die durch den Rückgang der Gasförderung und der damit verbundenen Importe aus den Niederlanden entsteht, in den vorliegenden Szenarienrechnungen durch den verstärkten Rückgriff auf Erdgasimporte aus Russland geschlossen. Des Weiteren wurde angenommen, dass der Wegfall der heimischen Steinkohleförderung durch vermehrte Importe aus Südafrika, Russland und China kompensiert wird²⁴. Der Ausbau der Erdgasspeicher wird auch in Zukunft vorangetrieben. Nach Angaben des BDEW befinden sich gegenwärtig 19 zusätzliche Speicher mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 7.411 Mio. m³ im Bau oder in der Planung. Aufgrund bestehender Engpässe beim grenzüberschreitenden Stromhandel (mit anderen europäischen Nachbarstaaten, abgesehen von Österreich) wird außerdem mit einem moderaten Ausbau der Grenzkuppelstellen zu diesen Ländern gerechnet.

²³ DESTATIS (2006), 11. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, Annahmen und Ergebnisse, sowie Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - Ergebnisse der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung Entwicklung der Bevölkerung bis 2050 nach den 12 Varianten sowie den 3 zusätzlichen Modellrechnungen der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden.

²⁴ Die einzelnen Anteile der Lieferregionen ergeben sich gemäß Frondel, M., N. Ritter und C.M. Schmidt (2009), S. 48.

4.4. Ergebnisse der Szenarienrechnungen

Wesentliches Merkmal der vorliegenden Studie ist die Integration von energiewirtschaftlicher Detailanalyse und sektoraler bzw. gesamtwirtschaftlicher Totalanalyse. Dabei werden die Bedeutung und der Beitrag energiewirtschaftlicher und gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen auf die zukünftigen Energieversorgungsrisiken in Deutschland herausgearbeitet.

Im Folgenden sollen für ausgewählte Problemfelder einzelne Szenarienergebnisse diskutiert und bewertet werden. Die Konzentration auf spezifische Problemfelder ergibt sich aus der Aufgabenstellung der Studie, die Auswirkungen alternativer Politikstrategien auf zukünftige Risiken für eine sichere und preiswürdige Energieversorgung abzubilden. Als Beurteilungskriterium für den Einfluss alternativer Politikstrategien wird das im zweiten Kapitel formulierte System von Indikatoren zur Messung der Verletzbarkeit herangezogen. Aus den vielfältigen Interdependenzen zwischen sektoralen Produktions-, Investitions- und Konsumententscheidungen auf der einen und den jeweiligen Kosten und Preiseffekten auf der anderen Seite, die im Rahmen der Szenarienrechnungen abgeleitet werden können, konzentriert sich die Darstellung an dieser Stelle auf die Auswirkungen der Politikstrategien auf das gesamtwirtschaftliche Wachstum, die Beschäftigung und den Energieverbrauch. Diese Leitgrößen sind für die Berechnung der Verletzbarkeitsindikatoren von besonderer Bedeutung.

4.4.1. Auswirkungen der Szenarien auf die Volkswirtschaft

Die Simulationsergebnisse in Tabelle 3 und Tabelle 4 zeichnen die Veränderungen nach, die sich im volkswirtschaftlichen Verflechtungszusammenhang unter den getroffenen Szenarienannahmen ergeben. Insgesamt löst insbesondere eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke auf 60 Jahre eine Steigerung des gesamtwirtschaftlichen Produktionsniveaus aus, die im Jahr 2030 rund 0,31 % des Basiswertes des Referenzfalls ausmacht.

Ursächlich dafür sind insbesondere drei Wirkungskanäle: Erstens induzieren längere Laufzeiten der Kernkraftwerke Veränderungen im Kraftwerkszubau und beeinflussen die Investitionsnachfrage, die sich über die Verflechtungsstruktur als Produktions- und Beschäftigungsimpuls in der gesamten Volkswirtschaft bemerkbar macht. So induziert der im **Szenario I** durch die Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre zu erwartende verminderte Ersatzbedarf an Kraftwerkskapazitäten, verglichen mit dem Referenzszenario, bis 2030 einen kumulierten Investitionsausfall in Höhe von 11,5 Mrd. €. Dem Investitionsausfall stehen grundsätzlich zusätzliche Investitionen entgegen, die für die Nachrüstung der Kernkraftwerke im Falle von Laufzeitverlängerungen erforderlich werden.

Tabelle 3

BIP-Effekte alternativer Politikstrategien					
2010 bis 2030, Abweichungen vom Referenzfall, in %					
	2010	2015	2020	2025	2030
SZ-I Kernenergie LZ 60	0,04	0,15	0,30	0,34	0,31
SZ-I Kernenergie LZ 40	0,2	0,10	0,14	0,10	0,02
SZ-II Heimische Steinkohle* (12 Mio. t)	0,00	0,09	0,11	0,06	0,05
SZ-II Heimische Steinkohle* (8 Mio. t)	-0,01	0,06	0,09	0,04	0,03
SZ-III EEG-Ausbau (2030: 50 %)	0,11	0,06	0,02	-0,08	-0,21
SZ-IV CO ₂ -Reduktionsziel (2030: 50%)	-0,03	-0,06	-0,28	-0,41	-0,64

*inkl. Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke.
Quelle: Eigene Berechnungen.



Die zusätzliche Nachfrage nach Investitionsgütern zur Nachrüstung der Kernkraftwerke reicht allerdings selbst bei Verlängerung der Laufzeit auf 60 Jahre nicht aus, um den Investitionsausfall durch den geringeren Ersatzbedarf bei konventionellen Kraftwerken zu kompensieren.

Die aus dem Nachfragerückgang resultierenden kontraktiven Wirkungen werden von expansiven Impulsen überkompensiert. Denn längere Kernenergielaufzeiten verringern nicht nur den Ersatzbedarf im deutschen Kraftwerkspark, sondern auch den Bedarf an CO₂-Emissionsrechten und wirken deshalb kostendämpfend auf den CO₂- und Strompreis. Allein auf der Großhandelsebene führen Kernenergielaufzeiten von 60 Jahren im Vergleich zum Referenzfall bis 2030 zu einer Absenkung des Börsenpreises um ein Viertel auf 65 €/MWh. Niedrige Strompreise bei längeren Laufzeiten der Kernkraftwerke entlasten schließlich die Endverbraucher (Industrie, Haushalte, Handel und Gewerbe sowie Verkehr)²⁵ und haben somit positive Auswirkungen auf die sektorale

²⁵ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die im Großhandelspreis erkennbaren Effekte der Laufzeitverlängerung nur den Teil des Stromverbrauchs beeinflussen, der auch über die Börse bezogen wird. Die Strompreise der Endverbraucher berücksichtigten jedoch neben den Großhandelspreisen zusätzliche Komponenten wie Transportkosten bzw. Netzentgelte, Stromsteuern, die Konzessionsabgabe sowie Umlagen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung sowie ggf. die Mehrwertsteuer.

und gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge, können bei Laufzeitverlängerung auf 60 Kalenderjahre verglichen mit dem Referenzfall in 2030 rund 18 Mrd. € an zusätzlichen Stromkosten vermieden werden. Zusätzliche Entlastungen der Endverbraucher in der Größenordnung von bis zu 15 Mrd. € entstehen durch den strompreisinduzierten Preisverfall bei nichtenergetischen Konsumgütern.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass Laufzeitverlängerungen einen Beitrag dazu leisten, die Importe von Kraftwerksgas und -kohle spürbar zu reduzieren. Mittelfristig kann auf diese Weise nicht nur der Ausstoß von Kohlendioxid reduziert, sondern vor allem auch die Verletzbarkeit der Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen bzw. die Abhängigkeit von den Preisbewegungen auf dem Weltmarkt verringert werden.

Im **Szenario II** „Fortführung der subventionierten Steinkohleförderung in Deutschland im Rahmen eines konstanten Sockelbergbaus in Höhe von 12 Mio. t (8 Mio. t) ab 2012 und Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke“ lassen sich die Konsequenzen unterschiedlicher Kohlepolitiken analysieren. Die geplante Vollauktionierung der CO₂-Emissionsrechte ab 2013 beeinflusst die Investitionsentscheidungen in der Stromwirtschaft und hier insbesondere den Zubau neuer Kraftwerke auf Basis von Stein- und Braunkohle stark. Daher berücksichtigt dieses Szenario darüber hinaus die im Anhang zu Artikel 10 § 3 der Emissionshandels-Richtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) vorgesehene Möglichkeit der Mitgliedsstaaten, in der Zeit von 2013 bis 2016 bis zu 15 % der Investitionskosten für neue hocheffiziente Kraftwerke zuzuschießen. Diese Option ist unmittelbar an die Bedingung geknüpft, dass das relevante Kraftwerk über technische Voraussetzungen verfügt, zu einem späteren Zeitpunkt mit Anlagen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid nachgerüstet zu werden („ccs-ready“).

Der heimische Steinkohlebergbau ist zur Aufrechterhaltung seiner Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Importenergien auf staatliche Unterstützungen angewiesen. Diese werden seit Anfang der 1990er Jahre als Finanzplafond dem Bergbau als Kohlehilfen zur Verfügung gestellt. Die Beihilfen sind degressiv ausgestaltet und haben deshalb sowohl in der Vergangenheit als auch in den kommenden Jahren bis 2012 eine kontinuierliche Reduktion der Förderung zur Folge.

Die Fortführung der heimischen Steinkohleförderung im Rahmen eines fixen Sockelbergbaus (12 Mio. t bzw. 8 Mio. t) hätte vor diesem Hintergrund, verglichen mit dem Referenzfall (Kohleausstieg bis Ende 2018), neben einem Erhalt des Zugangs zu den heimischen Steinkohlevorkommen, vielfältige volkswirtschaftliche Konsequenzen. Zunächst entfaltet der gegenüber dem Referenzszenario vermiedene Kapazitätsabbau beim Steinkohlenbergbau nicht nur direkte, sondern, über den Vorleistungs-, Investitions- und Einkommenseffekt hinaus, auch indirekte gesamtwirtschaftliche und sektorale Wachstumsimpulse. Im Jahr 2030 könnten im Sockelbergbau (und Investitionskostenzuschuss) bei 12 Mio. t Förderung noch rund 17.000 Arbeitsplätze direkt erhalten sein, die bei Auslaufen der Kohleförderung verloren gingen.

Tabelle 4

Beschäftigungseffekte alternativer Politikstrategien					
2010 bis 2030, Abweichungen vom Referenzfall					
	2010	2015	2020	2025	2030
SZ-I KE-LZ 60	8.452	24.564	43.132	52.448	62.492
SZ-I KE-LZ 40	6.536	12.271	19.412	15.150	8.949
SZ-II Heimische Steinkohle* (12 Mio. t)	32.973	31.131	48.128	39.677	37.370
SZ-II Heimische Steinkohle* (8 Mio. t)	28.437	22.760	34.091	26.452	24.913
SZ-III EEG-Ausbau (2030: 50 %)	6.411	3.222	1.354	-4.465	-11.651
SZ-IV CO ₂ -Reduktionsziel (2030: 50%)	-589	-7.913	-34.594	-48.654	-58.214

*Inkl. Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke.

Quelle: Eigene Berechnungen.



Über die angesprochenen Wachstumsimpulse ist mit dem Erhalt eines Bergarbeiterplatzes zusätzlich der Erhalt weiterer Arbeitsplätze verbunden, so dass im Jahr 2030 verglichen mit dem Referenzszenario ein Beschäftigungsrückgang von rund 37.000 Personen vermieden werden kann (siehe Tabelle 4).

Die Rückführung des Subventionsvolumens und der Beschäftigungsabbau im Referenzszenario sind für die öffentlichen Haushalte mit Folgebelastungen verbunden, die die Einsparungen durch die Rückführung der Beihilfen zum Teil deutlich überkompensieren.²⁶ Ursächlich dafür sind zum einen die trotz vorzeitiger Schließung weiter bestehenden und – soweit die RAG-Stiftung kein ausreichendes Vermögen zu Bewältigung der Altlasten bereitstellt – der Einsatz öffentlicher Mittel zur Deckung der Altlasten der stillgelegten Bergwerke, zum anderen die Sozialkosten der Arbeitsplatzverluste. Der Fiskus erzielt aufgrund der höheren Beschäftigung im Szenario II Mehreinnahmen bei Steuern und Sozialabgaben. Hinzu kommt, dass Kosten für Arbeitslose vermieden werden (Fiskaleffekt 2020: 1,3 Mrd. €, 2030: 1,1 Mrd. €). Den Zusatzeinnahmen stehen überschlägig gerechnet höhere Aufwendungen für Subventionen in Höhe von 940 Mio. € gegenüber.

²⁶ Vgl. dazu auch Prognos AG (2007), Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen. Studie im Auftrag des GVSt.

Für die positiven Impulse auf Produktion und Beschäftigung im betrachteten Szenario ist darüber hinaus die Möglichkeit zur Finanzierung eines Investitionskostenzuschusses beim Bau neuer Kohlekraftwerke von erheblicher Bedeutung. Staatliche Zuschüsse in Höhe von 15 % verringern die langfristigen Stromerzeugungskosten neu zu errichtender Kohlekraftwerke und begünstigen auf diese Weise den Ausbau dieser Kraftwerkstechnologie. Aufgrund der verbesserten Wettbewerbsfähigkeit nimmt die Kraftwerksleistung auf Basis Kohle in der Zeit zwischen 2013 und 2016 – gemäß den hier zugrunde gelegten Prämissen – im Vergleich zum Referenzszenario um 3.780 MW zu. Die damit verbundenen zusätzlichen (Netto)Investitionen erreichen eine Größenordnung von rund 2,4 Mrd. €. Allein durch den Bau der Kraftwerke wird ein zusätzlicher Produktionsimpuls in Höhe von 4,5 Mrd. € ausgelöst. Da der zusätzliche Investitionsimpuls nicht dauerhaft gegeben ist, gehen die expansiven Wirkungen und der damit verbundene positive Beschäftigungseffekt nach 2020 zurück.

Insgesamt ist bei der Fortführung eines Sockelbergbaus in Deutschland bei einer Fördermenge von 12 Mio. t bis zum Jahr 2030 mit einer Steigerung des Bruttoinlandsproduktes um 0,05 % gegenüber dem Referenzszenario zu rechnen. Die intensivsten Wachstums- und Beschäftigungsimpulse sind wegen des gleichzeitig vermehrten Zubaus hocheffizienter Kohlekraftwerke in der Zeit 2015 bis 2020 zu erwarten.

Auch die Folgen, die sich bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung ergeben, sind nicht allein auf die Elektrizitätswirtschaft beschränkt. Vielmehr resultieren aus den Kosten und Nachfrageimpulsen des Ausbaupfades, in Abhängigkeit von den Marktgegebenheiten, unterschiedliche sektorale Belastungen oder Wachstumsimpulse. Im **Szenario III** „Ausbau erneuerbarer Energiequellen“ wird davon ausgegangen, dass das definierte Ziel, den Beitrag erneuerbarer Energiequellen am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 50 % zu steigern, gemäß den Vorgaben der BMU-Leitstudie²⁷, auch tatsächlich erreicht wird. Da der forcierte Ausbau ohne gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen auch nach 2020, von wenigen Ausnahmen abgesehen, nicht wirtschaftlich ist, erfolgt der Ausbau auf der Grundlage des im EEG 2009 festgelegten Festvergütungssystems. Unter diesen Prämissen spiegeln die Modellrechnungen für Szenario III differenzierte sektorale und gesamtwirtschaftliche Effekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien wieder.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien setzt zunächst zusätzliche Investitionen in neue Erzeugungsanlagen voraus. Diese konzentrieren sich vor allem auf den Zubau von Windkraftanlagen, aber zum Teil auch auf das Transport und Verteilungsnetz. Damit verbunden ist ein zusätzliches jährliches Investitionsvolumen von bis zu 4 Mrd. € (2010), das im Laufe der Jahre deutlich sinkt und gegen Ende des Untersuchungszeitraums nur noch 900 Mio. €/Jahr erreicht. Hinzu kommt, dass im Bereich der konventionellen Erzeugung, aufgrund des geringeren Zubaus sowie des Ersatzes von

²⁷ Vgl. BMU (2008), Weiterentwicklung der Ausbastrategie Erneuerbarer Energien – Leitstudie 2008.

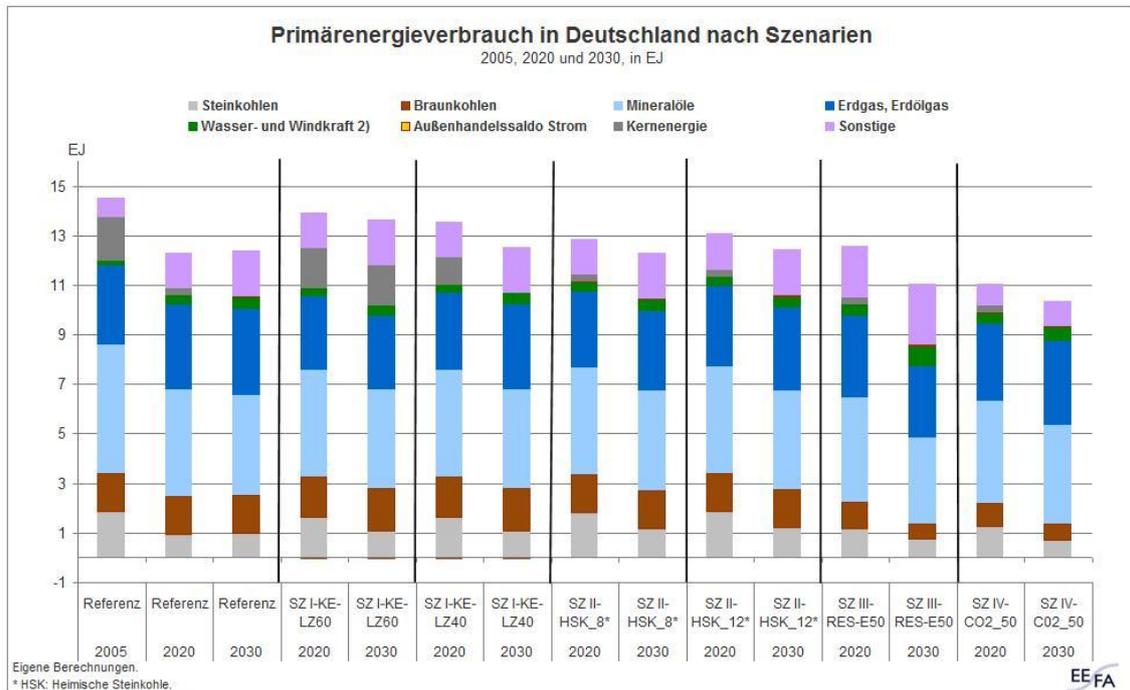
Erdgas-GuD-Anlagen durch Gasturbinen mit niedrigeren spezifischen Anlagenkosten, mit einem Verlust an Investitionen zu rechnen ist. Gemessen an den Zusatzinvestitionen in Erneuerbare Energietechnologien sind diese Effekte allerdings fast vernachlässigbar.

Analog zu den expansiven Wirkungen der zusätzlichen Investitionen wirken sich die Kostenimpulse (Strompreiseffekt) allerdings mit umgekehrtem Vorzeichen kontraktiv auf das Produktions- und Beschäftigungsniveau aus. Im Unterschied zum Nachfrage- bzw. Investitionsimpuls, zeigt der Kostenimpuls eine gegenläufige Entwicklung, da die Zusatzkosten erst im Laufe der Jahre ansteigen und ihre größte Wirkung am Ende des Untersuchungszeitraums erreichen.

Auch auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene erzeugt der zunehmende Kostenimpuls des Ausbaus Erneuerbarer Energien vor diesem Hintergrund gegen Ende des Untersuchungszeitraums kontraktive Wirkungen. Das Bruttoinlandsprodukt fällt um etwa 0,2 % geringer als im Referenzfall aus, so dass ein entsprechender Rückgang der Beschäftigung um rund 12.000 Personen zu erwarten ist.

Im **Szenario IV** müssen die Treibhausgasemissionen bezogen auf das Ausgangsniveau im Basisjahr von 1.228 Mio. t CO_{2e} innerhalb von 40 Jahren auf die Hälfte bzw. 614 Mio. t reduziert werden (im Referenzszenario mit 40 %). Grundsätzlich sollte sich die Aufteilung der verschärften Minderungsanforderungen auf die am Emissionshandel beteiligten Bereiche (ET-Sektoren) und die Nicht-ET-Sektoren aus der Minimierung der gesamten zusätzlichen Minderungskosten ergeben. Im Extremfall soll diese also beispielsweise allein von den Privaten Haushalten, dem Verkehrsbereich und den Wirtschaftszweigen dem Gewerbe sowie Handel und der Dienstleistungen erbracht werden, die über vergleichsweise kostengünstige Minderungspotenziale verfügen. Allerdings steht dieser ausschließlich kostenbasierte Extremfall nicht im Einklang mit der bislang präferierten Vorgehensweise zur Aufteilung der Minderungslasten. Unter der Prämisse, dass die Lastenverteilung zwischen vom Handel betroffenen und nicht betroffenen Wirtschaftszweigen beibehalten wird, müssten im Emissionshandelssektor bis 2020 zusätzliche Minderungsbeiträge in Höhe von 43 Mio. t CO_{2e}, im Nicht-ET-Bereich hingegen von 49 Mio. t CO_{2e} erbracht werden. Für die vom Emissionshandel betroffenen Anlagen folgt daraus bis zum Jahr 2030 in diesem Szenario ein Gesamtbudget von 277 Mio. t CO_{2e} (entspricht gegenüber 2005 einer Minderung von 198 Mio. t CO_{2e} bzw. 41,7 %). Das zulässige CO_{2e}-Budget der Nicht-ET-Bereiche hingegen wäre auf 337 Mio. t begrenzt (dies entspricht gegenüber 2005 einem Minderungsbeitrag von 193 Mio. t bzw. 38,4 %).

Schaubild 28



4.4.2. Auswirkungen der Szenarien auf den Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch sinkt gegenüber dem Bezugsjahr 2005 in allen Szenarien bis zum Ende des Untersuchungszeitraums erkennbar ab. Aufgrund der dargestellten gesamtwirtschaftlichen Preis- und Kosteneffekte induzieren die Energieeinsparungen und Substitutionen einen deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Inland. Insgesamt verringert dieser sich bis zum Jahr 2030 um rund 29 % bzw. 4.129 PJ.

Der Primärenergieverbrauch im **Szenario I** „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre“ sinkt um 900 PJ und damit gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 2005 um 6,1 %. Dieser Niveauunterschied ist auch darin begründet, dass bei der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie nach der Wirkungsgradmethode ein physikalischer Wirkungsgrad der Energieumwandlung von 33 % zugrunde gelegt wird. Erneuerbare Energien wie Wind, Wasser oder Photovoltaik, denen ebenfalls kein unmittelbarer Heizwert des Energieeinsatzes in der Umwandlung zuzuordnen ist, werden mit einem impliziten Wirkungsgrad von 100 % in der Primärenergiebilanz berücksichtigt. Deutlich wird auch, dass lediglich durch eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke und den damit verbundenen niedrigen Strompreisen, ein robustes Wirtschaftswachstum angestoßen wird. Dieses bewirkt verglichen mit dem Referenzszenario eine um 20 TWh höhere Stromnachfrage.

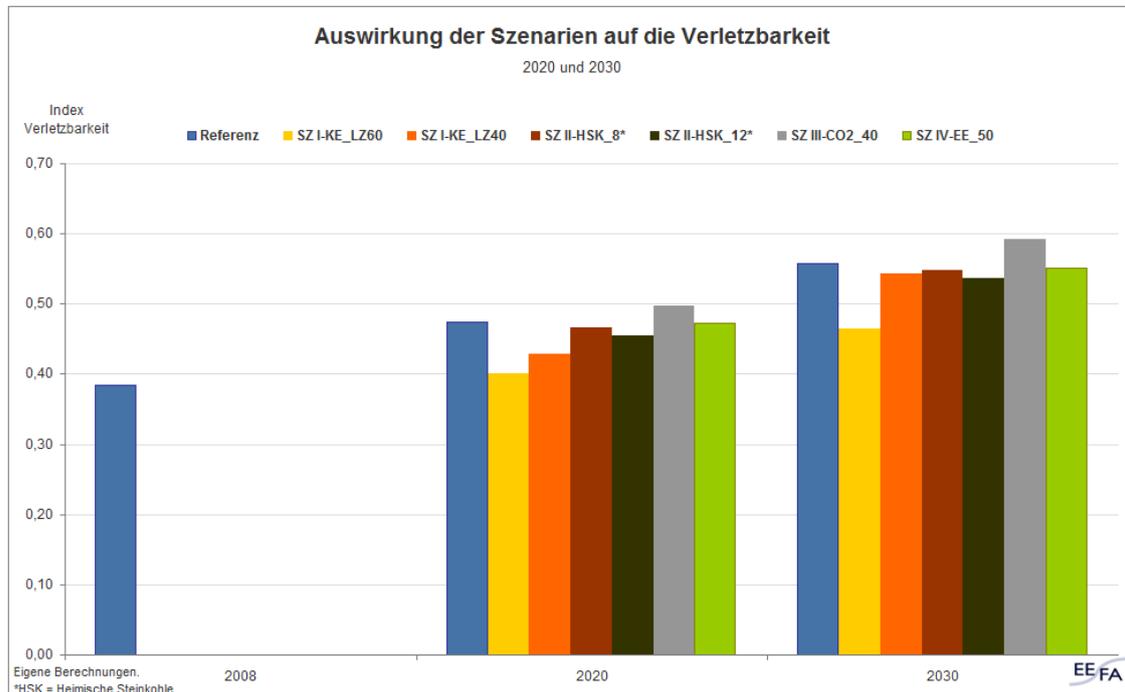
Aufgrund der angesprochenen Implikationen der Wirkungsgradmethode auf die Kernenergie bewirkt allein der Ausstieg aus der Kernenergienutzung vor diesem Hintergrund bis 2030 in den **Szenarien II bis IV (sowie Szenario I Laufzeit 40 Kalenderjahre)** eine rechnerische Primärenergieeinsparung in der Größenordnung zwischen 1.200 PJ (bei reiner Wind-, Photovoltaiknutzung als Substitutionsenergie) und 380 PJ (bei Einsatz von Steinkohle mit einem Wirkungsgrad von 42 %). Bei dem **Szenario IV**, mit anspruchsvollen Klimazielen (die Treibhausgase sinken gegenüber 1990 bis 2020 um 40 statt 30 % bzw. 2030 um 50 statt 40 %) induzieren die durch die dargestellten gesamtwirtschaftlichen Preis- und Kosteneffekte verursachten Energieeinsparungen und Substitutionen einen zusätzlichen deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs.

4.4.3. Auswirkungen der Szenarien auf die Verwundbarkeit

Die Prognosen im Rahmen der hier untersuchten Politiksznarien liefern, mit Blick auf die gesamtwirtschaftlichen Implikationen sowie die damit verbundenen Wirkungen im Energieverbrauch, bereits erste wichtige Hinweise zur zukünftigen Entwicklung des Versorgungsrisikos in Deutschland. Sollen Aussagen über das tatsächliche Versorgungsrisiko der Endverbraucher getroffen werden, ist nicht nur zu fragen, welche strukturellen Veränderungen im Primärenergieverbrauch in Zukunft zu erwarten sind und ob das Bruttoinlandsprodukt sich im Rahmen der Politiksznarien erhöht oder verringert. Ebenso gilt es zu berücksichtigen, welche Preis- und Kostenwirkungen für die Endverbraucher entstehen oder inwieweit diese Kostenimpulse durch Effizienzsteigerungen und Substitutionen aufgefangen werden können. Hinzu kommt, dass die dargestellten Veränderungen im Primärenergiemix auf vielfältige Weise mit anderen Verletzbarkeitsindikatoren korreliert sind. Um diese multidimensionalen Wirkungszusammenhänge angemessen berücksichtigen zu können, wurden die Prognosen der sektoralen, gesamt- und energiewirtschaftlichen Entwicklung mit dem System von Indikatoren zur Messung des Verletzbarkeitsrisikos in Deutschland verknüpft.

Bei Fortschreibung der bisherigen Energiepolitik ist bis 2030 mit weiter steigenden Versorgungsrisiken zu rechnen. Keines der hier analysierten Szenarien ist für sich alleine betrachtet in der Lage diesen Trend umzukehren, wohl aber den Anstieg des Versorgungsrisikos spürbar abzufedern.

Schaubild 29



Mit Hilfe der modellgestützten Prognosewerte und des eingangs skizzierten Systems von Indikatoren werden die Risiken der künftigen Energieversorgung für die Endverbraucher in Deutschland unter alternativen politischen Vorgaben für die Jahre 2020 und 2030 abgeschätzt. Ausgehend von dem in Schaubild 28 prognostizierten Primärenergiemix sowie den übrigen im Indikatorensystem berücksichtigten Verletzbarkeitskennziffern (vgl. Abschnitt I.1.1 dieser Studie) lassen sich die Risikowerte für den Endverbrauch von Energie in Deutschland ableiten. Die Berechnungen verdeutlichen, dass sich das Versorgungsrisiko unter den hier getroffenen Prämissen in allen Szenarien bis zum Jahr 2030 zum Teil spürbar erhöhen wird. Für sich genommen, ist offensichtlich keine der in dieser Studie betrachteten energie- und umweltpolitischen Handlungsoptionen in der Lage, die wachsenden Risiken, die mit einer zunehmenden Verschiebung der Energieversorgung in Richtung Importe, die zugleich mit in Zukunft weiter steigenden Energiepreisen verbunden sind, zu kompensieren. In Schaubild 29 sind die jeweiligen Verletzbarkeitswerte der Energieversorgung für die betrachteten Szenarien noch einmal zusammengefasst und gegenübergestellt.

Die Modellergebnisse belegen, dass sich die Verletzbarkeit des Endenergieverbrauchs im **Referenzszenario** bis 2030 auf einen Risikowert von rund 0,56 erhöht. Zum Vergleich, im Jahr 2008, dem letzten Jahr im Ex-post-Beobachtungszeitraum, lag der empirisch ermittelte Risikowert noch bei 0,38.

Die gesamtwirtschaftlich positiven Effekte von **Szenario I** (Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre), führen bei gleichzeitig niedrigeren Strom- und CO₂-Preisen aber auch aufgrund der damit einhergehenden Verdrängung importierter Energieträger zu einer deutlichen Verringerung des Endverbraucherrisikos gegenüber dem Referenzszenario. Für das Jahr 2030 ist in diesem Szenario mit einem Risikowert von

0,46 zu rechnen, dies entspricht einem Rückgang des Anstiegs der Verletzbarkeit um 25 Prozentpunkte gegenüber dem Referenzszenario.

Der Sockelbergbau nach **Szenario II**, inklusive Investitionskostenzuschuss, bewirkt insbesondere durch den vermiedenen Import von Kohle aus Drittländern einen positiven Effekt im Hinblick auf die Verletzbarkeit gegenüber dem Referenzszenario. Demnach fällt der Anstieg des Verletzbarkeitswertes verglichen mit dem Wert des Referenzszenarios um rund 6 Prozentpunkte niedriger aus.

Die Maßnahmen der Szenarien I, II und IV führen alle zu einer niedrigeren Verletzbarkeit gegenüber dem „Business as Usual“- Szenario. Den größten Hebel weist dabei die Verlängerung der Kernenergielaufzeiten (Szenario I) auf 60 Jahre auf. Auch die Aufrechthaltung eines Sockelbergbaus nach Szenario II sowie ein Ausbau der Erneuerbaren Energien auf 50 % der Stromerzeugung im Jahre 2030 (Szenario IV) führen zu einem verringerten Anstieg der Verletzbarkeit. Lediglich im Szenario III mit ehrgeizigen Zielen der CO₂-Verminderung kommt es zu einem leichten Anstieg der Verletzbarkeit verglichen mit dem „Business as Usual“- Szenario.

Ebenso führt ein höherer Beitrag erneuerbarer Energiequellen (**Szenario III** - Erhöhung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen am Stromverbrauch bis 2030 auf 50 %) dazu, dass sich der Anstieg des Versorgungsrisikos für die Endenergieverbraucher in Deutschland um 2 Prozentpunkte verringert. Der Rückgang der Verletzbarkeit ist jedoch gering. Ursächlich dafür ist vor allem, dass die damit verbundene Erhöhung des Anteils nichtwettbewerbsfähiger erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung (bzw. am Primärenergieverbrauch) mit erheblichen Preis- und Kostensteigerungen einhergeht²⁸, die auf die Endverbraucher übergewälzt werden. Die Vorteile, die der vermehrte Rückgriff auf überwiegend aus heimischen Quellen stammende Erneuerbare Energie mit sich bringt, werden somit abgeschwächt. Darüber hinaus wirkt sich der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung aufgrund der volatilen Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen dämpfend auf die Versorgungssicherheit aus.

Die zusätzlich geforderten Minderungsleistungen im Emissionshandelssektor, die im **Szenario IV** festgelegt sind, können nur über strukturelle Veränderungen im Kraftwerkspark (höherer Gasanteil) realisiert werden. Das Vordringen von Erdgas hat einerseits zur Folge, dass sich der Großhandelspreis für Strom („Merit-Order-Effekt“) und letztendlich auch die Endverbraucherpreise gegenüber dem Referenzszenario erhöhen. Zum anderen ist der höhere Gasverbrauch im Kraftwerksbereich auch der maßgebliche Grund für die zu beobachtende Verschlechterung der Versorgungssicher-

²⁸ Hierbei ist zu erwähnen, dass die Kosten auf einer massiven Steigerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von 40 % auf 50 % überproportional ansteigen, also nicht auf einem Ausbau Erneuerbarer Energien im Allgemeinen zurückzuführen sind.

heit. Im Ergebnis hat der gaslastige Umbau des Energieversorgungssystems (bei zugleich höheren Energie- bzw. Stromkosten, sowie Produktionskürzungen der kohlenstoffintensiven im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen) für das Versorgungsrisiko gravierende Konsequenzen: Die Verletzbarkeit der Endenergieversorgung erhöht sich gegenüber der Referenzlösung bis zum Jahr 2030 um 9 Prozentpunkte.

5. Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Energierohstoffe stehen am Beginn der weitverzweigten Wertschöpfungskette. Die sichere, preiswürdige und umweltfreundliche Versorgung mit Energie stellt insofern gerade auch in Zeiten wachsender Globalisierung eine unverzichtbare Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit bzw. langfristigen Entwicklungs- und Wachstumschancen der Volkswirtschaft dar. Die skizzierte Abhängigkeit von Energierohstoffen ist hierzulande bisher wenig beachtet worden. Lediglich in Zeiten drastisch steigender Energiepreise wie sie etwa im Gefolge der beiden Ölpreiskrisen (1973/74 und 1979/80) und der Preisexplosion 2008 zu beobachten waren oder im Rahmen physischer Versorgungsstörungen wie sie im immer wieder aufflammenden russisch-ukrainischen Gasstreit aufgetreten sind, der zuletzt im Januar 2009 zu einer mehrtägigen Unterbrechung der durch die Ukraine verlaufenden russischen Erdgaslieferungen nach Westeuropa führte, wird die bestehende Abhängigkeit von Energierohstoffen bewusster wahrgenommen.

Die Fokussierung der öffentlichen Wahrnehmung auf das Phänomen "Energiekrise" dürfte auch der Tatsache geschuldet sein, dass die Verletzbarkeit der Energieversorgung bislang kaum empirisch untersucht wurde. Allerdings bietet die ökonomische und statistische Theorie sehr wohl Ansatzpunkte zur Messung der Verletzbarkeit von Energieversorgungssystemen an. Vor diesem Hintergrund hat die vorliegende Studie ein **breit angelegtes methodisches Konzept** zur Messung des Versorgungsrisikos mit Hilfe von Indikatoren entwickelt. Das für diese Studie verwendete System von Verletzbarkeits-Indikatoren ist umfassend konzipiert. Es erfasst alle relevanten Primärenergieträger wie Kohle, Öl, Gas, Erneuerbare Energien und Kernenergie. Darüber hinaus werden jedoch auch alle Aspekte des Energieversorgungssystems von der Primärenergieebene, über die Vorratshaltung lagerfähiger Energieträger (z.B. Gasspeicher, Erdölbevorratung, Kohlebestände, Uran usw.), die Zuverlässigkeit der Energieinfrastruktur bzw. -umwandlung bis hin zu Kennziffern wie Effizienz oder Kosten und Ausgaben des Energieeinsatzes bei den Endverbrauchern berücksichtigt. Die einzelnen Kennziffern werden schließlich zu einem einzigen Indikator zur Messung der Verletzbarkeit der Energieversorgung verdichtet und mit Hilfe einer umfassenden **empirischen Datenbasis** quantitativ ausgewertet.

In Deutschland hat sich das **Risiko der Versorgung mit Primärenergieträgern** wie Rohöl, Erdgas, Kohle oder Uran seit Ende der 1970er Jahre spürbar erhöht; allein in der Zeit zwischen 1990 und 2007 konnte eine Verdopplung des Versorgungsrisikos beobachtet werden. Als wesentlicher Grund für diese Entwicklung ist die stetig wachsende Abhängigkeit von Energieimporten zu nennen; gemessen am Primärenergieverbrauch erhöhte sich der Beitrag ausländischer Energiequellen von 1990 bis 2007 um 13 %-Punkte auf knapp 74 %. Allerdings ist ein Anstieg der Importquote a priori nicht gleichbedeutend mit einer Zunahme des Versorgungsrisikos. Zusätzlich importierte Energiemengen können auch aus Quellen stammen, die als sehr sicher (Risiko = 0) eingestuft werden. Die Zunahme der Importabhängigkeit ging allerdings mit einer deutlichen Verschiebung der Einfuhrstruktur auf Förderregionen mit hoher geopolitischer Risikoeinstufung (Erdöl und Erdgas aus Russland) einher. Im internationalen Vergleich der in der Studie betrachteten Länder weisen derzeit lediglich Italien und Polen ein höheres Verletzbarkeitsrisiko der Primärenergieversorgung auf. Hingegen ist das Versorgungsrisiko mit Primärenergie in den Vereinigten Staaten, Frankreich, Schweden oder Großbritannien aufgrund einer risikoärmeren Diversifikationsstruktur der Energieimporte oder aber einer stärkeren Nutzung inländischer bzw. quasi-inländischer Energieträger wie etwa der Kernenergie deutlich günstiger einzustufen.

Im Rahmen des erweiterten Analyserasters zur Messung des Versorgungsrisikos auf der **Ebene der Endverbraucher** wurde darüber hinaus die Vermutung bestätigt, dass eine gut **ausgebaute Energieinfrastruktur** das Versorgungsrisiko dämpft. Dies umfasst Transport- und Speicherkapazitäten, Grenzkuppelstellen bzw. Übergabestationen für Strom und Erdgas, das Vorhalten ausreichender Kraftwerksreserven zur Abdeckung von Lastspitzen ebenso wie einen modernen Kraftwerkspark mit geringen Ausfallzeiten. Hinzu kommt, dass **Effizienzsteigerungen** und Substitutionsprozesse bei den Endverbrauchern in Industrie, Handel und Gewerbe, Haushalten und Verkehr dazu beigetragen haben, die Auswirkungen etwaiger Versorgungsstörungen bzw. die im Gefolge von Energiekrisen häufig auftretenden Energiepreissteigerungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland abzufedern. Grundsätzlich können physische Unterbrechungen der Energieversorgung durch eine höhere Endenergieeffizienz über einen längeren Zeitraum durch Rückgriff auf vorhandene Energievorräte (Erdgasspeicher, strategische Ölreserve oder Kohlebestände) überbrückt werden. Für Deutschland fällt der Anstieg des Risikowertes auf der Endenergie- im Vergleich zur Primärenergieebene deutlich geringer aus. Dennoch ist auch auf der Endenergieebene eine Erhöhung des Versorgungsrisikos gegenüber 1990 um 18 % zu beobachten.

Die vorliegende Studie zeigt darüber hinaus, dass in Deutschland bei Fortschreibung der Energiepolitik der vergangenen Legislaturperiode in Zukunft mit einer weiteren **Erhöhung des Versorgungsrisikos** zu rechnen ist. Die Modellrechnungen zeigen, dass das Versorgungsrisiko der Endverbraucher **im Referenzszenario** bis zum Jahr 2030 gegenüber 2008 um **mehr als 47 %** zunimmt. Ein Grund für diese Entwicklung ist im Beschluss zum **Ausstieg aus der Kernkraft** gemäß Ausstiegsgesetz vom 27. April 2002 zu sehen, wonach das letzte deutsche Kernkraftwerk (Neckarwest-

heim 2) im Jahr 2022 vom Netz genommen wird. Mit diesem Beschluss ist nicht nur mit einem Anstieg der Preise für **CO₂-Emissionszertifikate** zu rechnen, sondern je nach Substitutionsenergie auch mit zusätzlichen Einfuhren an Steinkohle und Erdgas. Verstärkt wird die damit verbundene zunehmende Abhängigkeit von Importen von einer rückläufigen Energiegewinnung im Inland. Aufgrund der fortschreitenden Erschöpfung der Lagerstätten wird die inländische Fördermenge von Erdgas in Zukunft weiter zurück gehen.

Im Zuge des geplanten Auslaufens der subventionierten Steinkohleförderung bis zum Ende des Jahres 2018, steigt die Importabhängigkeit in diesem Bereich auf 100 %, so dass das Versorgungsrisiko für die Stahlindustrie und Steinkohlekraftwerke spürbar zunimmt. Schließlich gehen vom **Emissionshandel** bzw. dem ab 2013 geplanten schrittweisen Systemwechsel von der bisher praktizierten weitgehend kostenlosen Zuteilung zur vollständigen Auktionierung der CO₂-Rechte Impulse zur Erhöhung des Versorgungsrisikos aus. Der **erdgaslastige Umbau des Kraftwerksparks** verstärkt bereits heute erkennbare Strompreisimpulse und führt zu einer Zunahme der Stromerzeugung in diesen Kraftwerkstypen.

6. Wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen

Im Rahmen von **Szenarienrechnungen** hat die Studie Auswirkungen alternativer Politikstrategien auf die Verletzbarkeit der Energieversorgung in Deutschland näher beleuchtet. Konkret wurden vier Szenarien untersucht, die durch unterschiedliche energie- bzw. klimapolitische Vorgaben gekennzeichnet sind:

Szenario I: Verlängerung der Kernenergielaufzeiten auf 40 bzw. 60 Jahre.

Szenario II: Aufrechterhaltung einer Sockel-Steinkohleförderung ab 2012 (8 bzw. 12 Mio. t) und ein Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente neue Kraftwerke zwischen 2013 und 2016, der aus Erlösen der CO₂-Zertifikate Versteigerung finanziert werden soll.

Szenario III: Ausbau der Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung gem. BMU-Leitstudie, d.h. bis 2030 werden 50 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt.

Szenario IV: Reduktion der CO₂-Emissionen um 50 % bis 2030 gegenüber 1990.

Bei näherer Betrachtung der Szenarienrechnungen wird sichtbar, dass die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke** auf 60 Jahre den mit Abstand größten Hebel zur Abfederung des in Zukunft steigenden Verletzbarkeitsrisikos liefert. Im Vergleich zum Referenzszenario reduziert die Verlängerung der Kernenergielaufzeiten die Abhängigkeit von fossilen Energierohstoffen; die Einfuhren von Erdgas und Steinkohle sinken um bis zu 518 PJ/Jahr und damit um rund 11,7 %. Darüber hinaus kommt es zu einer Entlastung des CO₂-Preises sowie des Großhandelspreises für Strom.

Die direkten und indirekten Folgewirkungen des Kostensenkungsimpulses schlagen sich in einer Expansion von Produktion und Beschäftigung nieder. Insgesamt übersteigt das Bruttoinlandsprodukt bei einer Verlängerung der Kernenergielaufzeiten bis 2030 den Wert des Referenzszenarios um etwa 0,3 %. Ähnlich positiv ist die **Beschäftigungsbilanz** der Laufzeitverlängerung: Mit den kosten- und preisinduzierten Wachstumsgewinnen nimmt die Zahl der Beschäftigten gegenüber dem Referenzfall bis 2030 um bis zu 62.000 Personen zu. Im Ergebnis ist mit einem **deutlich verringerten Anstieg der Verletzbarkeit** zu rechnen. Dieser Effekt ist auf den höheren Anteil der Kernenergie am Primärenergiemix, die niedrigeren Energie- bzw. Stromkosten sowie das höhere Wirtschaftswachstum gegenüber dem Referenzszenario zurückzuführen. In der Zeit zwischen 2007 und 2030 fällt die Zunahme des Versorgungsrisikos am Wirtschaftsstandort Deutschland durch die Laufzeitverlängerung, verglichen mit der Referenzlösung um 25 Prozentpunkte niedriger aus.

In den Szenarien mit einer „verstärkten Nutzung der heimischen Steinkohle inkl. Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke (Szenario II)“ sowie dem „forcierten Ausbau erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung (Szenario III)“ wird ebenfalls zu einer Verringerung des Risikos der Energieversorgung beigetragen. Durch die **Fortführung der Steinkohlenutzung** aus heimischer Förderung nach 2018, verbunden mit einem 15 prozentigen Investitionskostenzuschuss für hocheffiziente Kraftwerke, kann der Anstieg des Versorgungsrisikos in Deutschland im Vergleich zum Referenzszenario bis 2030 um 6 %-Punkte reduziert werden.

Hingegen würde der **forcierte Ausbau erneuerbarer Energiequellen** (Szenario III) den Anstieg des Energieversorgungsrisikos in Deutschland bis 2030 nur auf knapp 45 % (statt 47 % im Referenzszenario) begrenzen. Ein forcierter Ausbau erneuerbarer Energiequellen allein kann gegenüber der Referenzlösung (bei gleichzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie und der heimischen Steinkohleförderung) nicht verhindern, dass sich der Energiemix weiter zugunsten von importierten fossilen Energieträgern verschiebt. Hinzu kommt, dass die ohnehin hohe Volatilität der Strommärkte weiter zunimmt und die gesetzlich geregelten Einspeisevergütungen erhebliche Kostenbelastungen hervorrufen.

Die **Verschärfung des Reduktionsziels von 40 % auf 50 % im Jahr 2030** (Szenario IV) bedingt allein eine Zunahme des Anstiegs des Versorgungsrisikos in Deutschland verglichen mit dem Referenzszenario um 9 %-Punkte. Die Verschlechterung der Versorgungssicherheit beruht im Wesentlichen auf dem vermehrten Einsatz

von Erdgas in der Elektrizitätswirtschaft. Erdgas-GuD-Kraftwerke stellen die kostengünstigste Option zur Realisierung des schärferen Klimaschutzzieles dar. Um das Klimaschutzziel zu erreichen, muss folglich mehr Kraftwerksgas aus vergleichsweise unsicheren Bezugsquellen importiert werden. Für das Energieversorgungsrisiko ist des Weiteren von Belang, dass die Verbraucherpreise für elektrischen Strom steigen. Die Ursache dafür ist, dass die stärker erdgasbasierte Stromerzeugung auf der Großhandelsebene den Strompreis erhöht („Merit-Order-Effekt“).

Im Ergebnis verdeutlichen die Szenarienrechnungen, dass keine der ins Auge gefassten energiepolitischen Handlungsoptionen für sich isoliert betrachtet den Trend zu einer deutlichen Erhöhung des Versorgungsrisikos umkehren kann. Dieses Ergebnis kann als Hinweis darauf verstanden werden, dass eine **möglichst breite Kombination von Maßnahmen** oder Instrumenten genutzt werden sollte, um die Sicherheit der Energieversorgung zu steigern bzw. die Verletzbarkeit gegenüber Energiekrisen zu vermindern.

7. Anhang

Tabelle A I

Normierte OECD-Indikatoren	
Land	Risiko
Algerien	2/7
Arabische Emirate	3/7
Australien	0
China	2/7
Großbritannien	0
Indonesien	5/7
Irak	1
Iran	6/7
Kanada	0
Kasachstan	4/7
Kolumbien	4/7
Kuwait	2/7
Libyen	6/7
Neuseeland	0
Niederlande	0
Nigeria	6/7
Norwegen	0
Polen	2/7
Russland	3/7
Saudi-Arabien	2/7
Südafrika	3/7
Syrien	6/7
Tschechische Republik	0
Tunesien	3/7
Venezuela	6/7
Vereinigte Staaten	0
Vietnam	5/7
Weißrussland	1
Übrige	1

Quelle: OECD(2009).



7.1. Versorgungssicherheit der Primärenergien Deutschlands

Schaubild 30

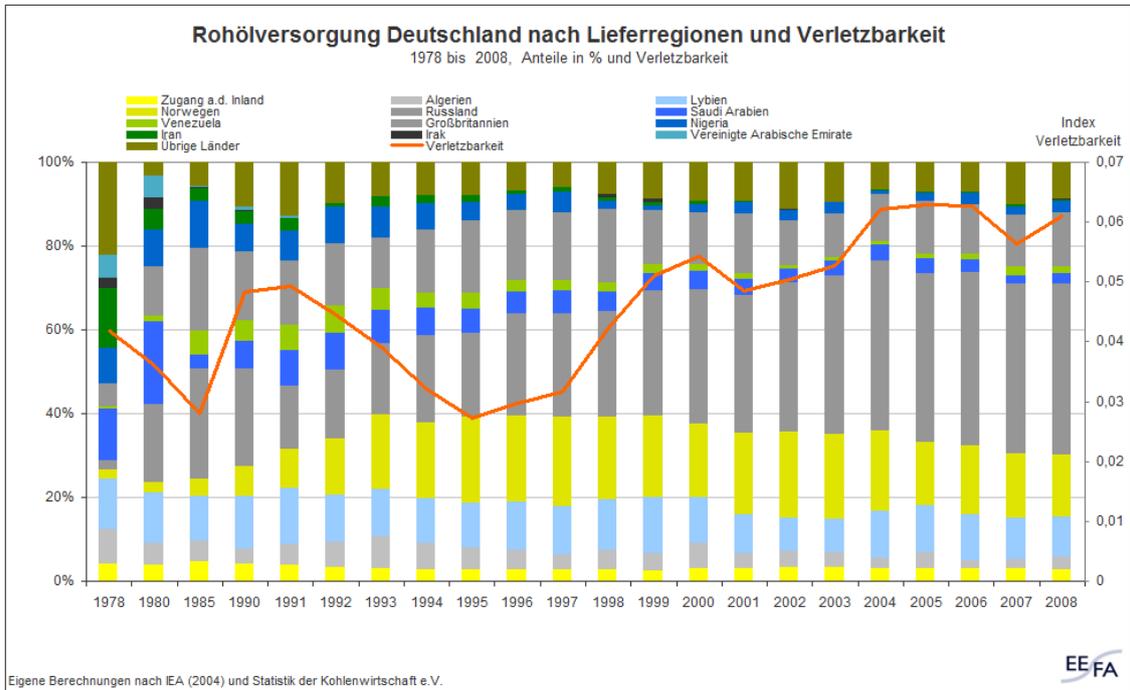


Schaubild 31

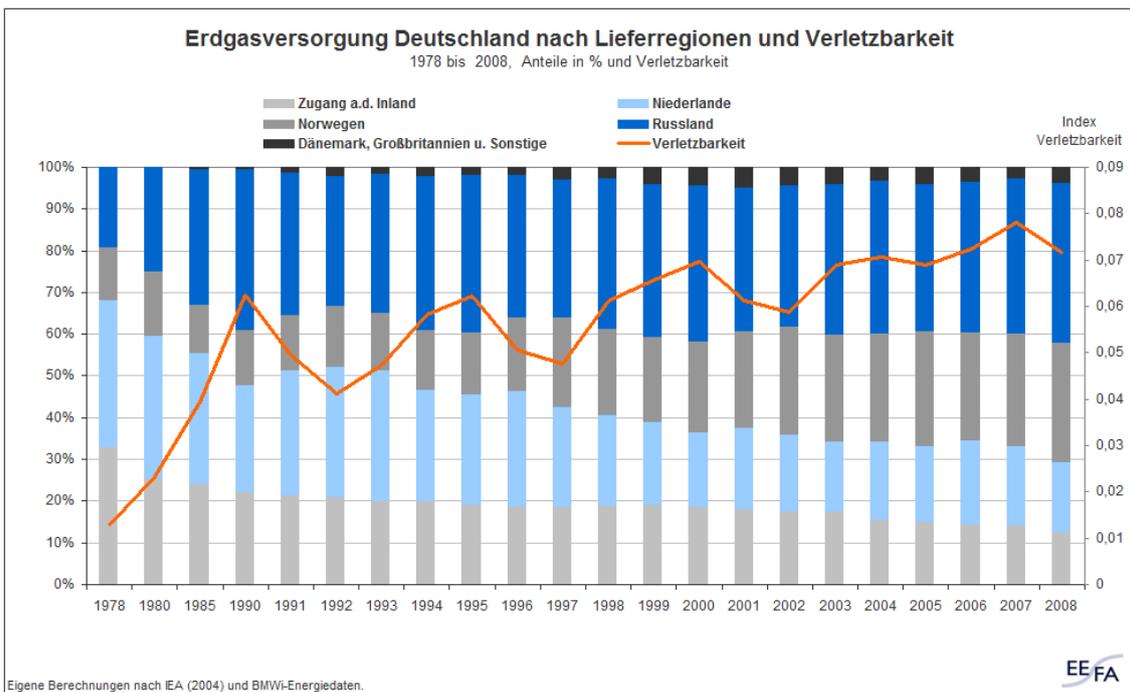
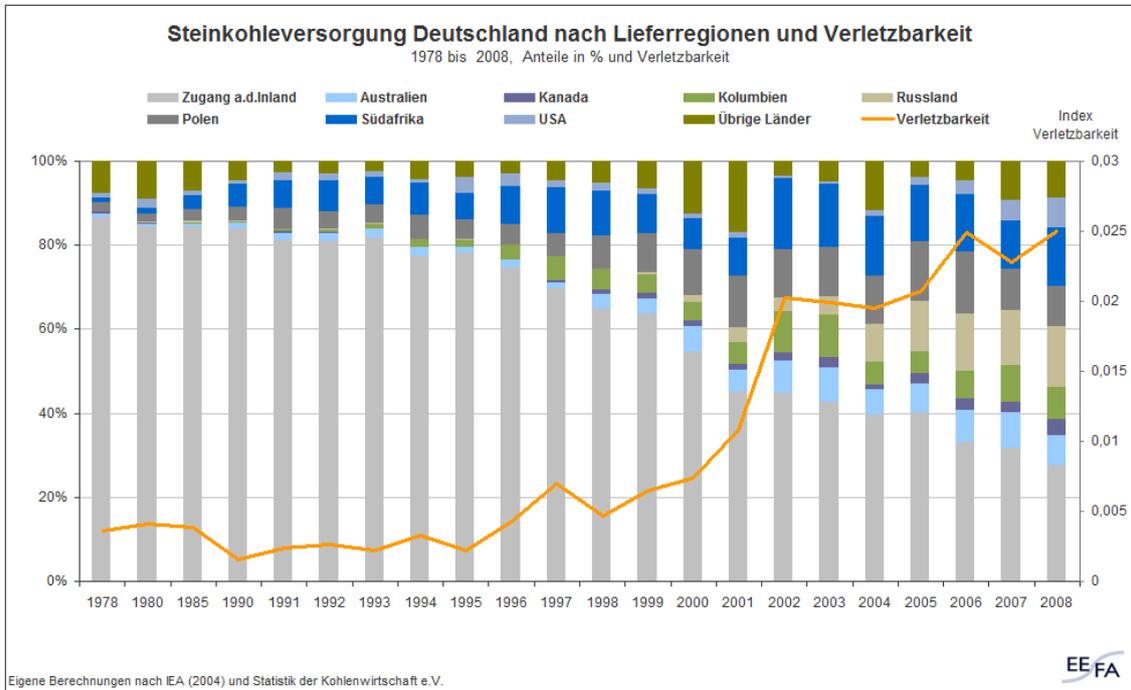


Schaubild 32



7.2. Versorgungssicherheit der Primärenergien ausgewählter Länder

7.2.1. Frankreich

Schaubild 33

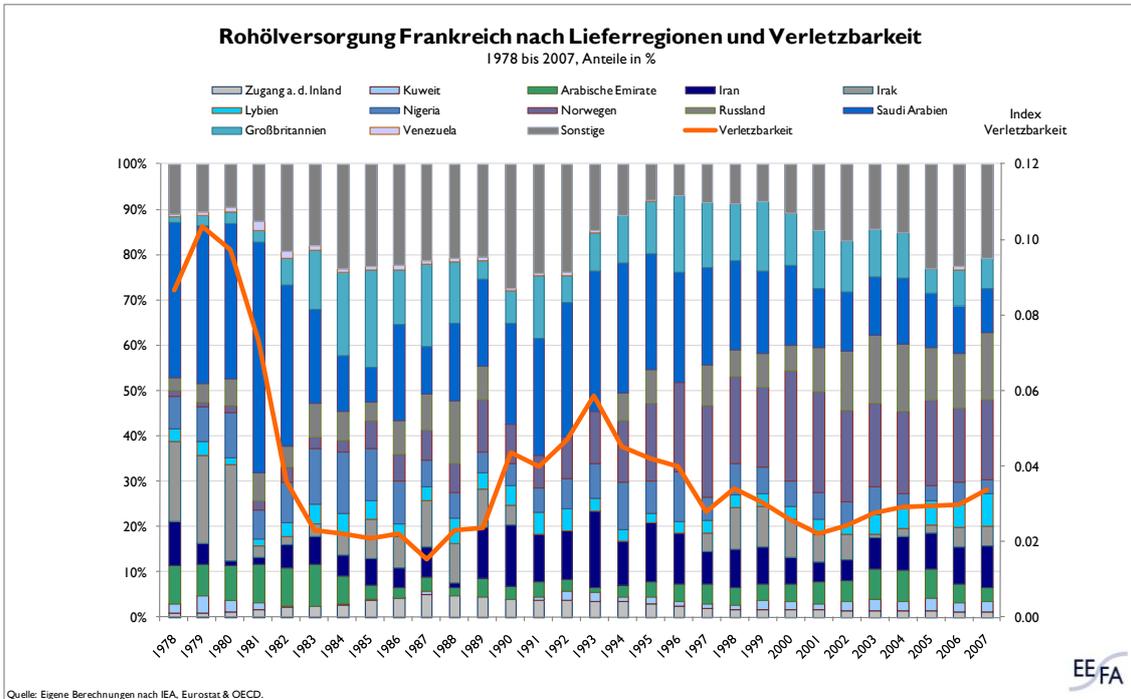


Schaubild 34

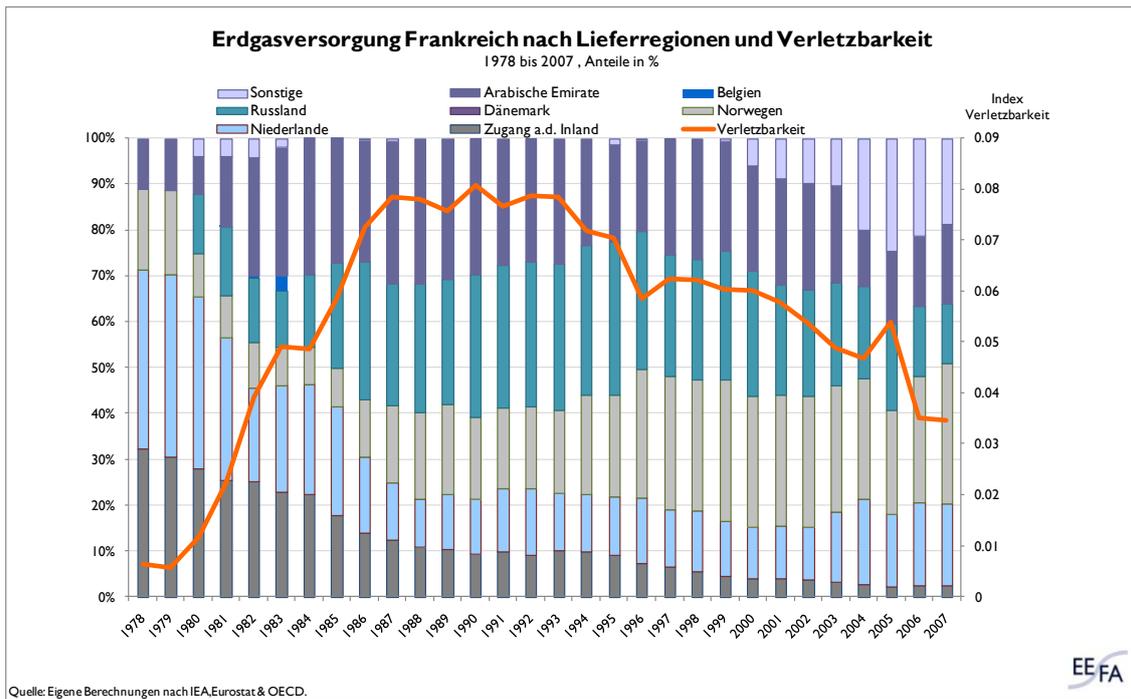
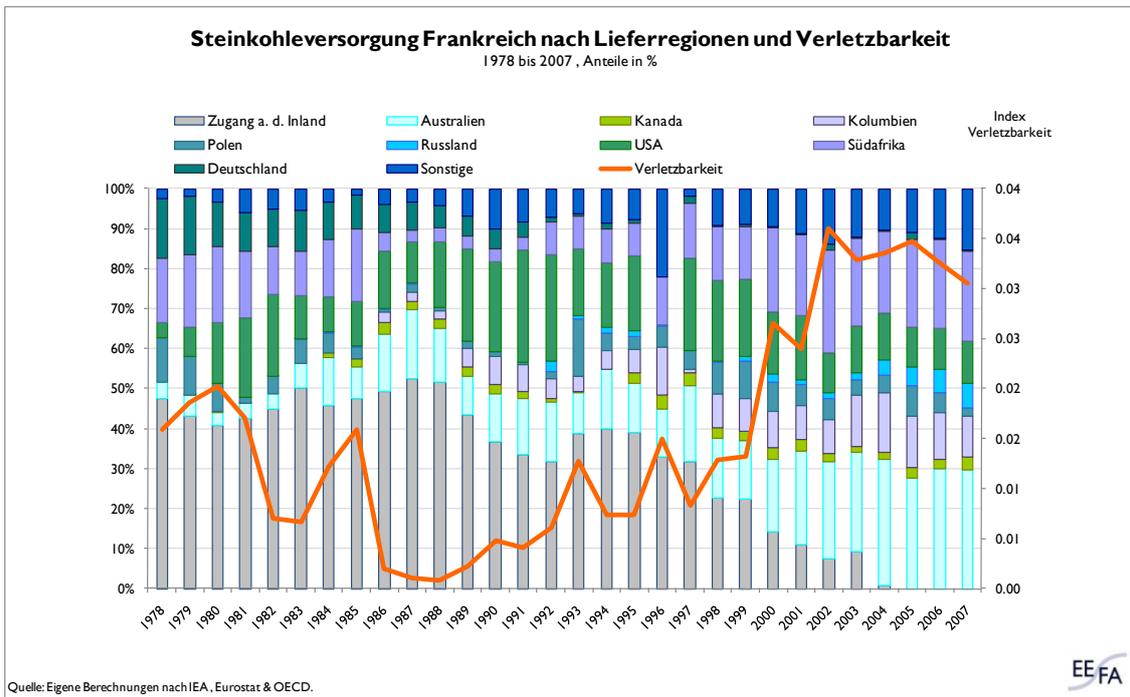


Schaubild 35



7.2.2. Italien

Schaubild 36

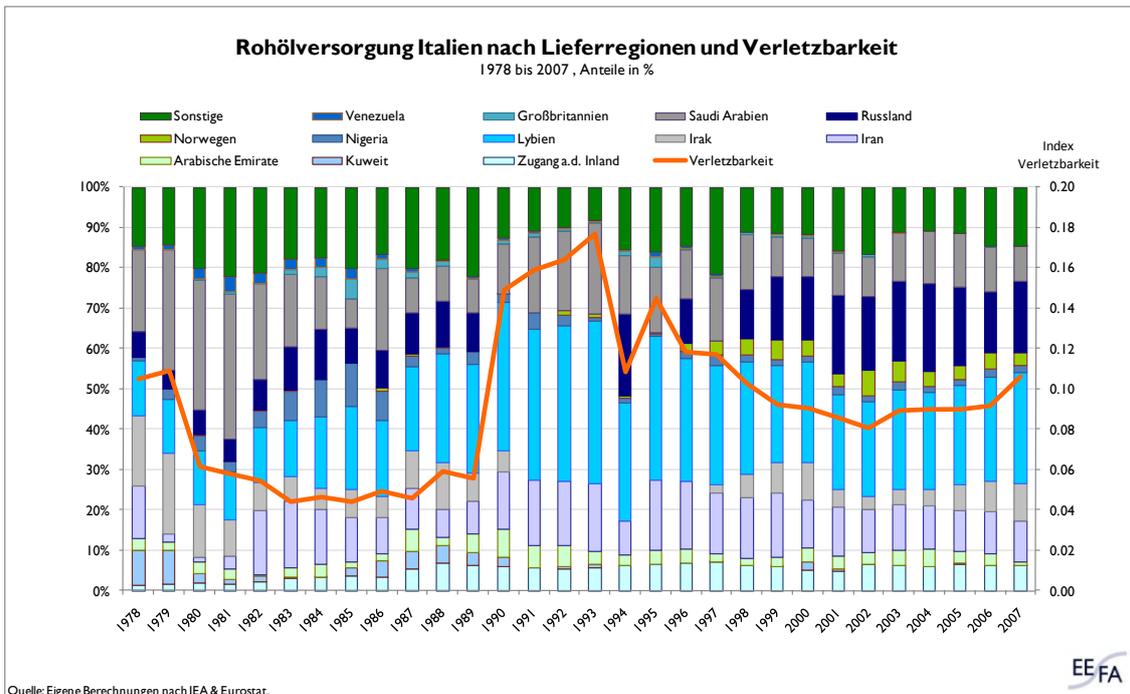


Schaubild 37

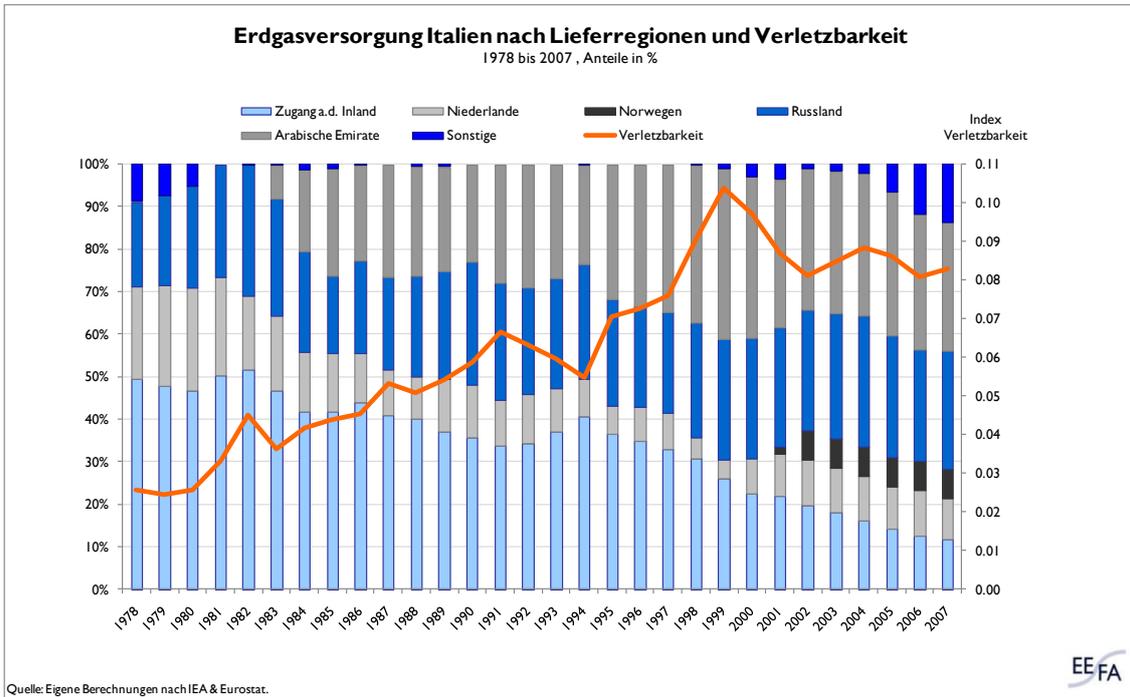
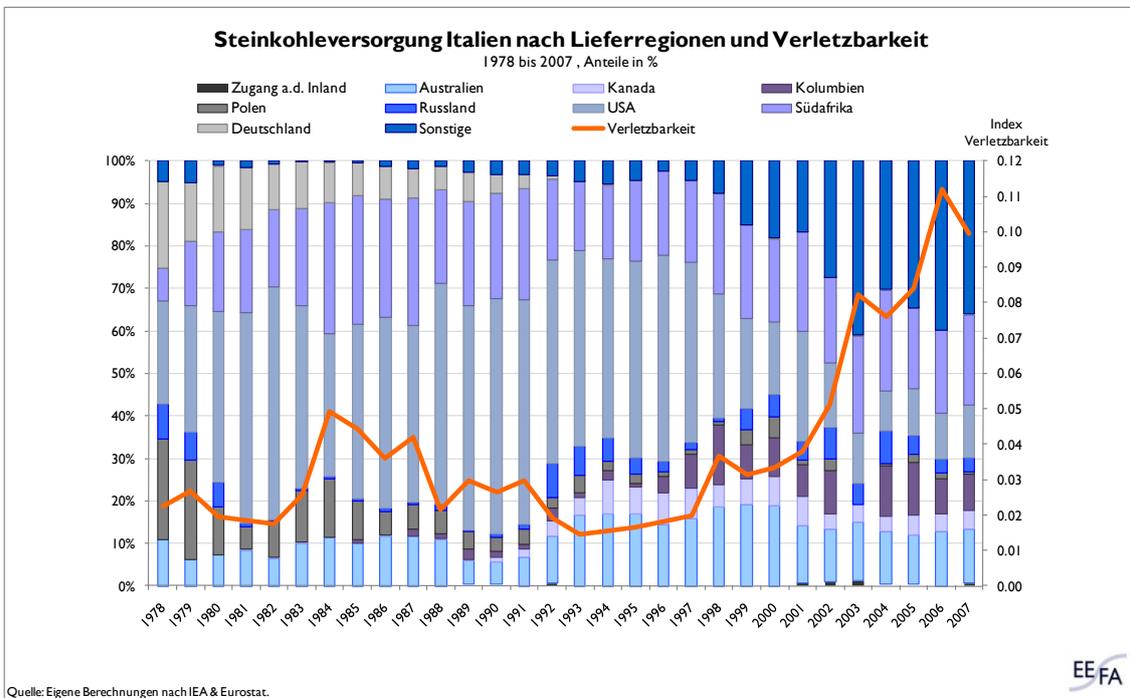


Schaubild 38



7.2.3. Polen

Schaubild 39

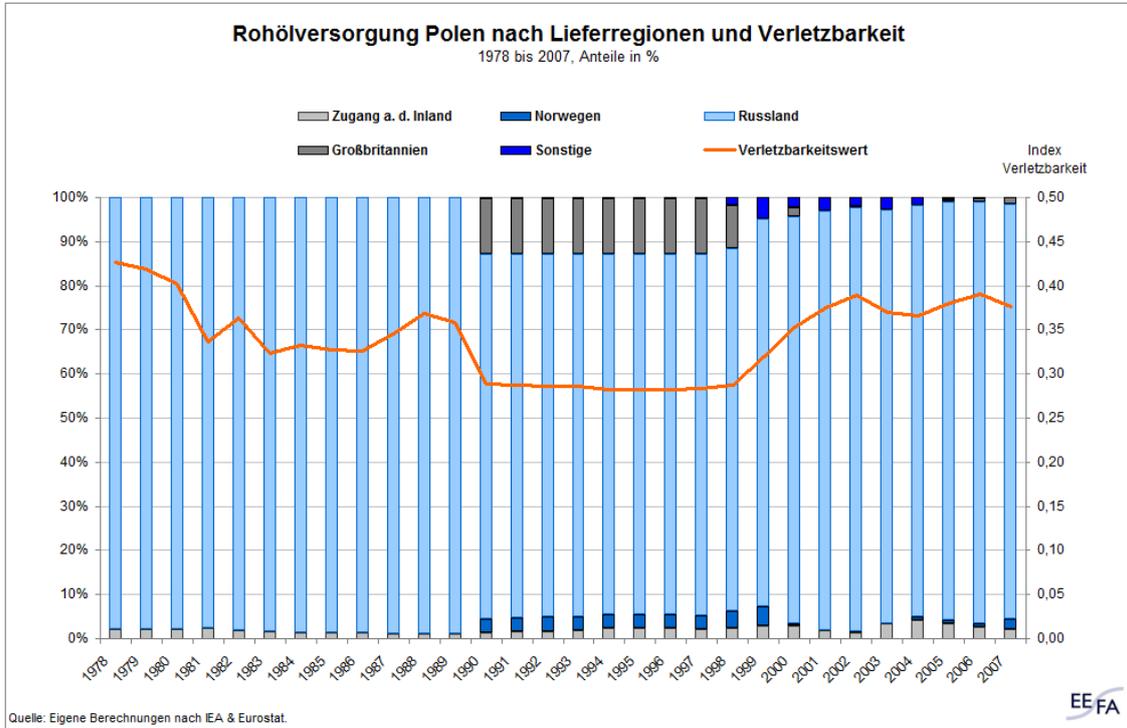


Schaubild 40

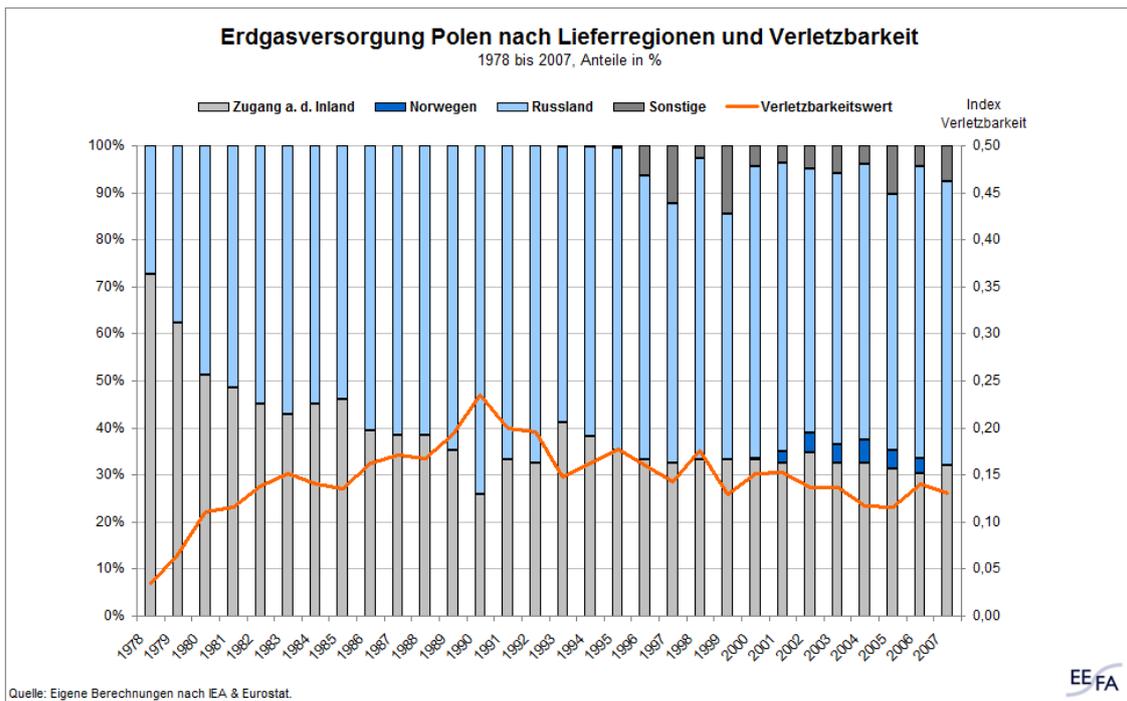
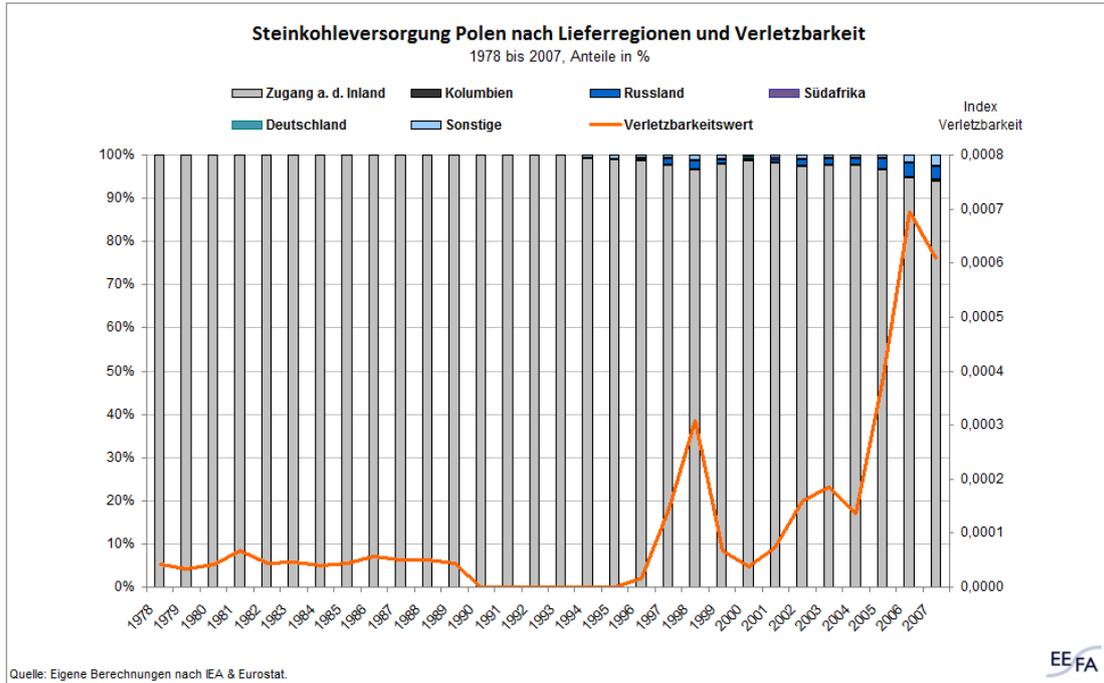


Schaubild 41



7.2.4. Schweden

Schaubild 42

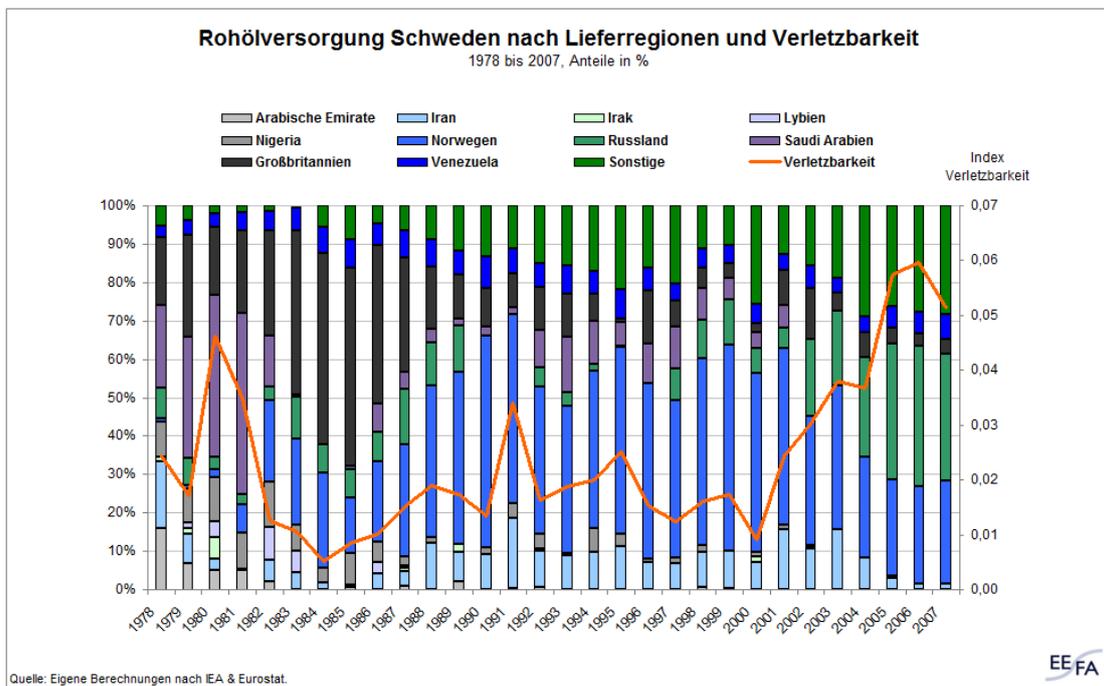


Schaubild 43

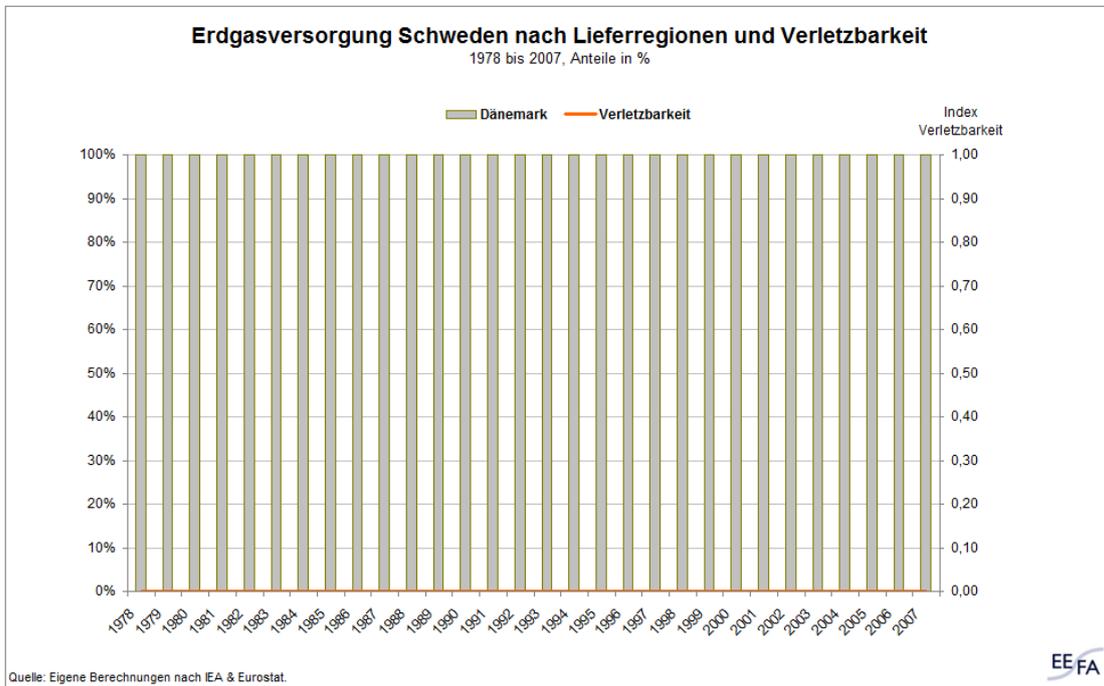
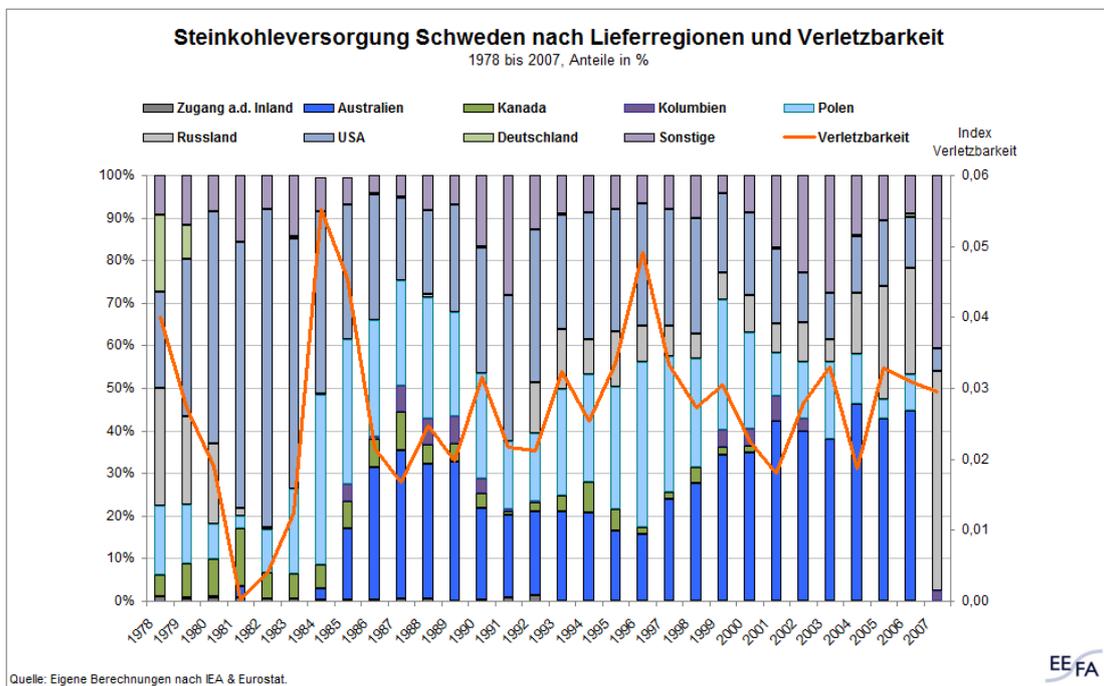


Schaubild 44



7.2.5. Großbritannien

Schaubild 45

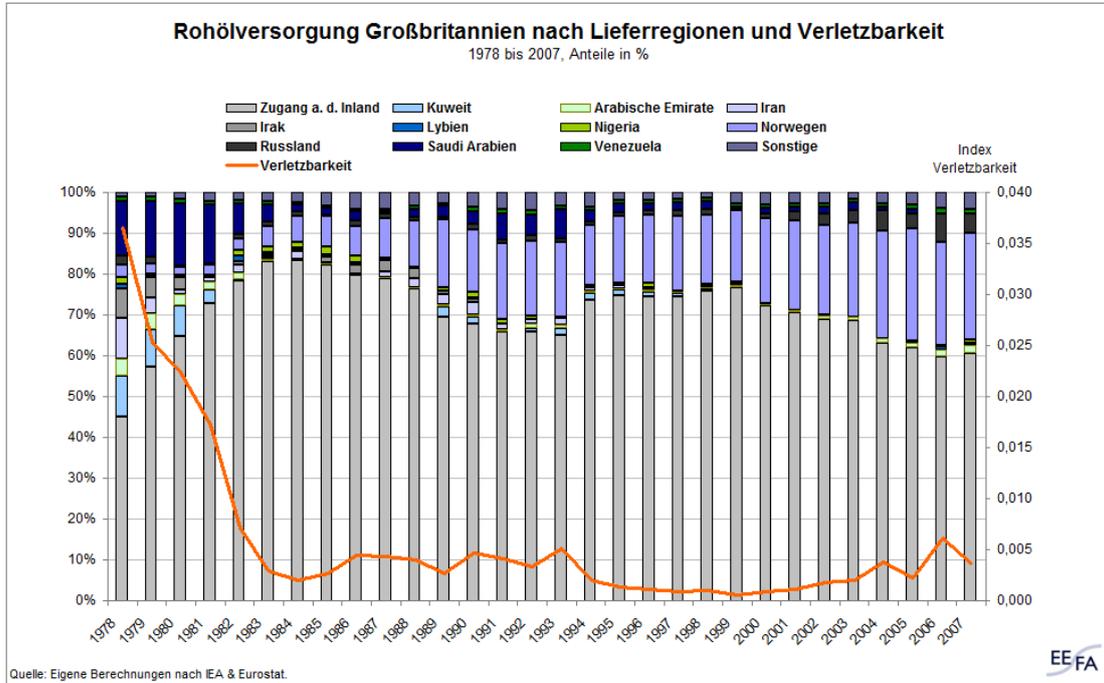


Schaubild 46

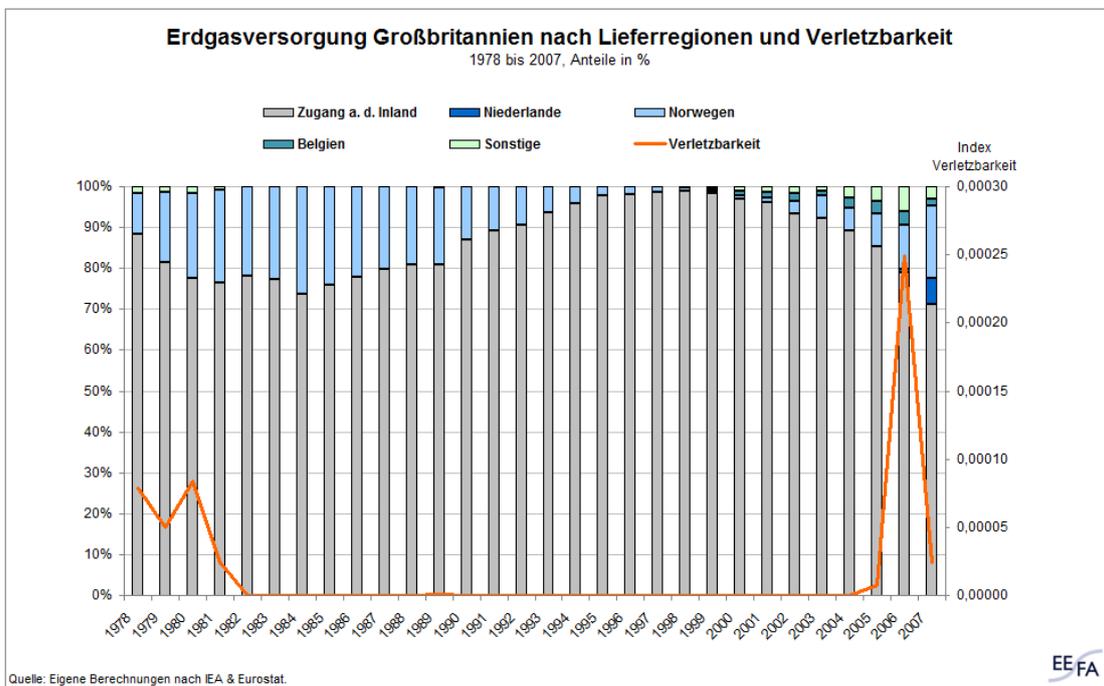
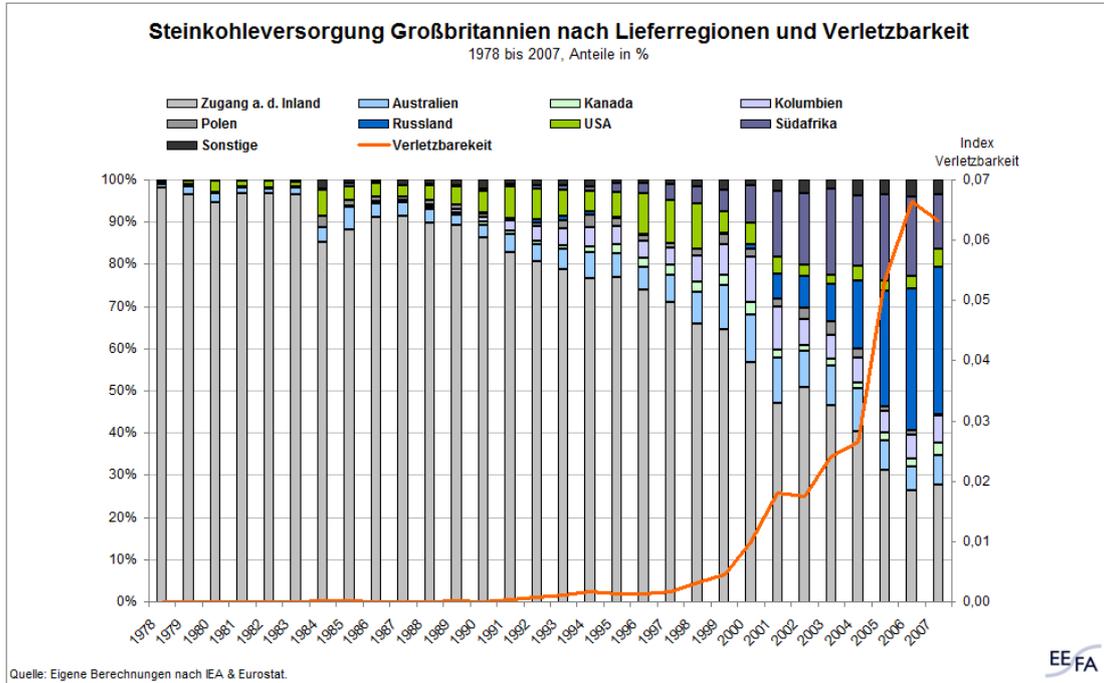


Schaubild 47



7.2.6. USA

Schaubild 48

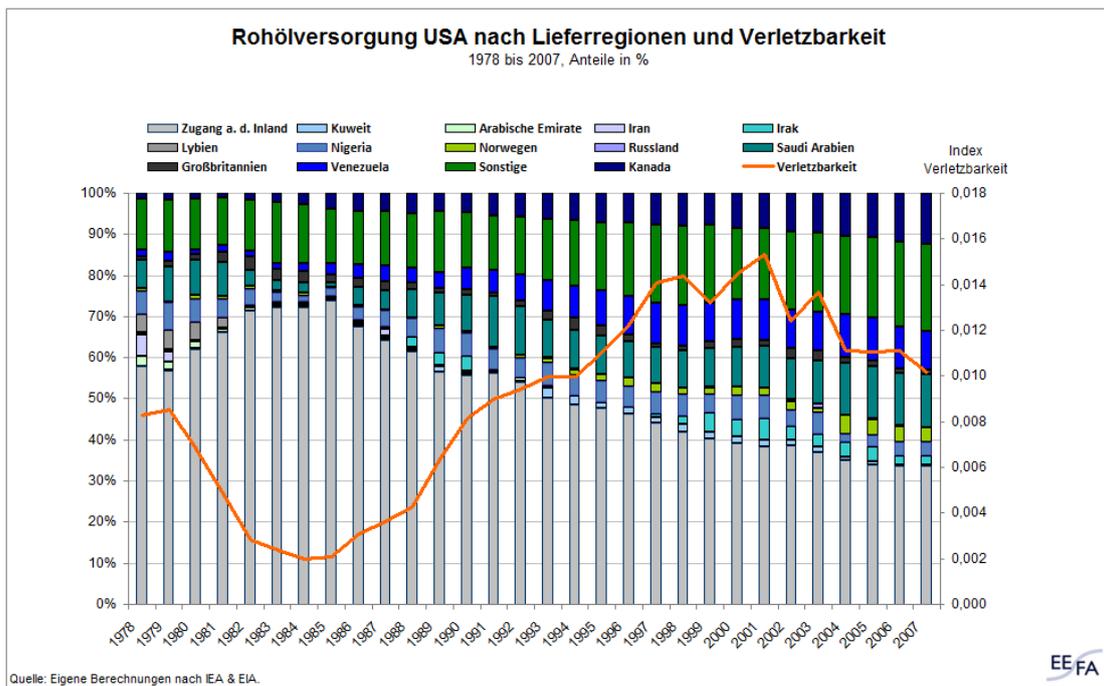


Schaubild 49

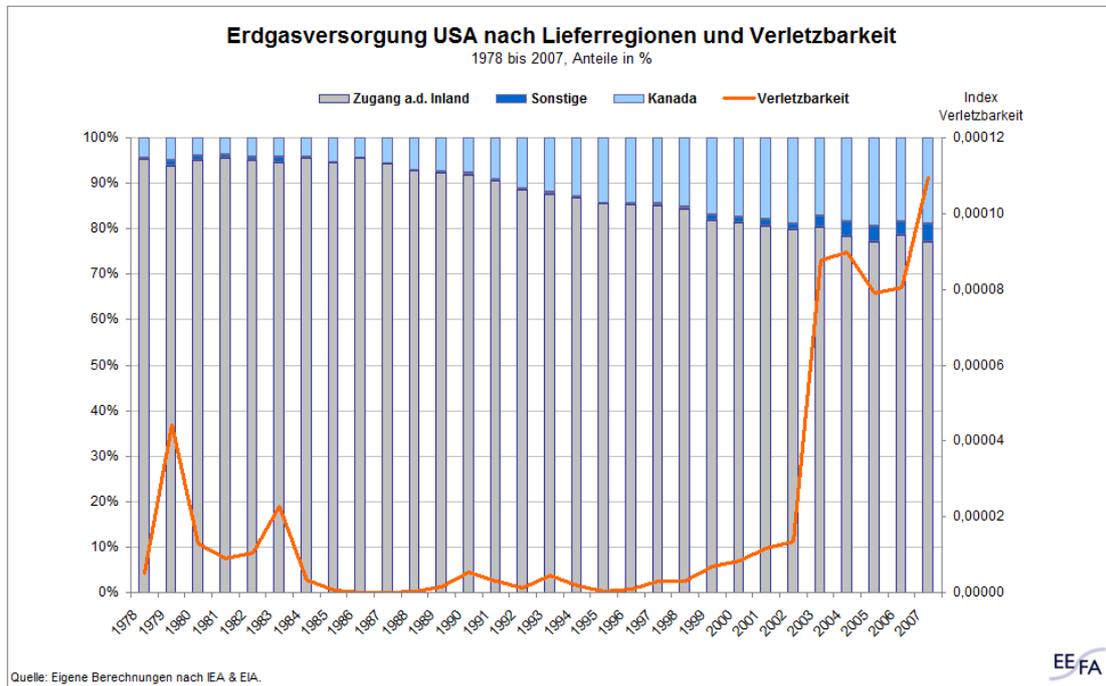


Schaubild 50

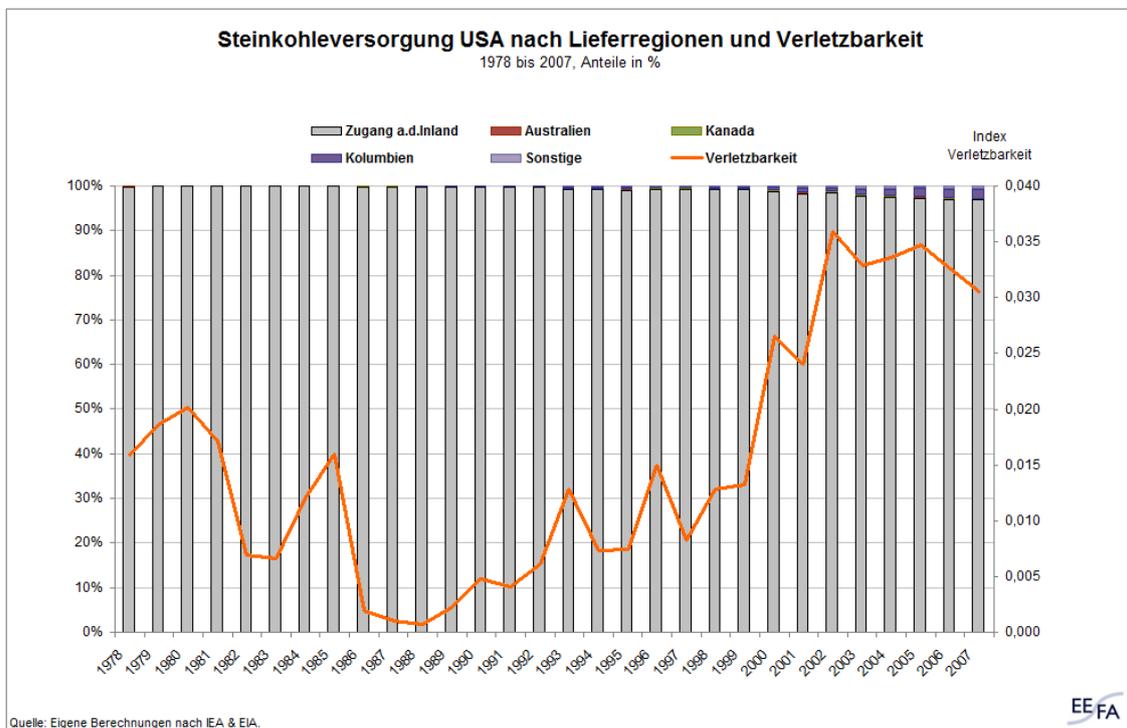
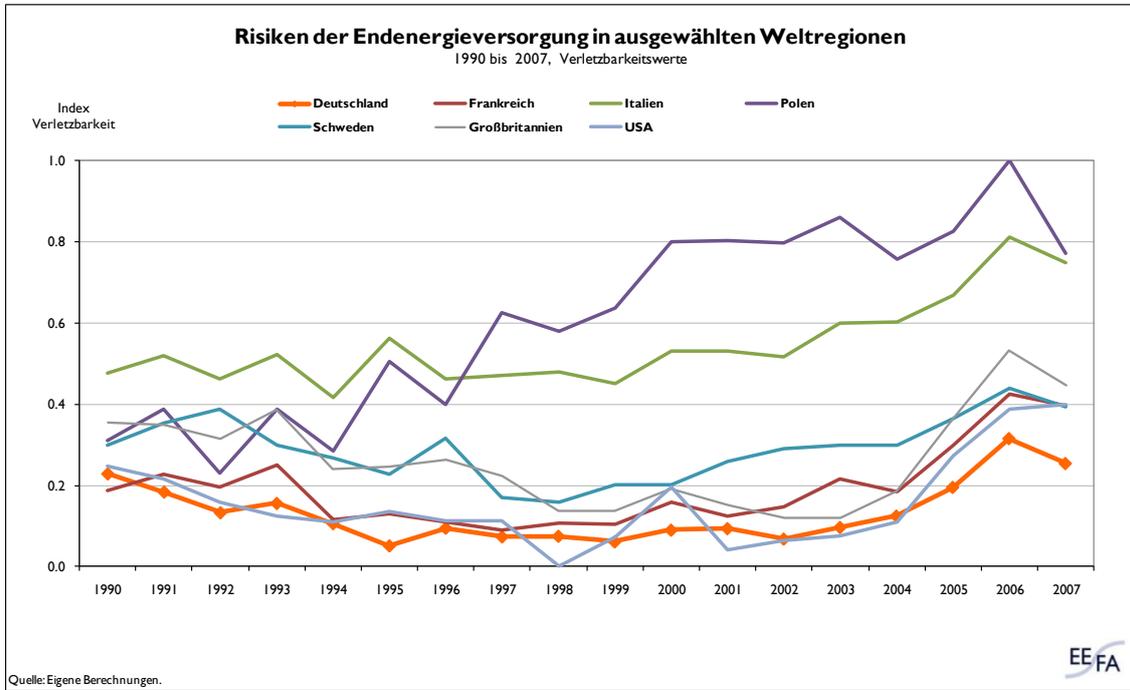


Schaubild 51



Literaturverzeichnis

- Bettzüge, M.O. und S. Lochner (2009), Der russisch-ukrainische Gaskonflikt im Januar 2009 – eine modell-gestützte Analyse. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et). Heft 7. Jahrgang 59. Essen.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009), *Energierohstoffe 2009 - Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit*, Hannover.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009), *Energie in Deutschland, Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland*, München.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008), *Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbarer Energien – Leitstudie 2008*, Berlin.
- dena (2005), *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*.
- DESTATIS (2006), *II. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, Annahmen und Ergebnisse, sowie Bevölkerung Deutschlands bis 2050 - Ergebnisse der II. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung Entwicklung der Bevölkerung bis 2050 nach den 12 Varianten sowie den 3 zusätzlichen Modellrechnungen der II. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung*. Wiesbaden.
- Erdmann, G. (2004), *Liberalisierung versus Versorgungssicherheit im Strommarkt – Erfahrungen aus Deutschland und Europa*, TU International 55, TU Berlin.
- European Commission (2005), *Tools for Composite Indicator Building*, EUR 21682 EN.
- Europäischer Rat (2002), *Schlussfolgerungen des Vorsitzes*, SN 100/01/02 REV 1, Barcelona.
- Frondel, M., N. Ritter und C. M. Schmidt (2009), *Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)*, Heft 1, 33. Jahrgang, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden.
- Girod, F. und B. Hillebrand (2007), *Energy and Vulnerability of the EU-Economies*.
- International Energy Agency (div. Jahrgänge), *Coal Information*, Paris.
- International Energy Agency (div. Jahrgänge), *Electricity Information*, Paris.
- International Energy Agency (div. Jahrgänge), *Energy Prices and Taxes*, Paris.

International Energy Agency (div. Jahrgänge), Natural Gas Information, Paris.

International Energy Agency (div. Jahrgänge), Oil Information, Paris.

Internatioanal Gas Union (2006), Triennum 2003 – 2006, Working Committee 2 –
Underground Gas Storage, Internet:
<http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.html> .

NORDEL (div. Jahrgänge), Annual Statistics, Helsinki & Oslo.

Nuclear Energy Agency (2006), Forty Years of Uranium Resources, Production and
Demand in Perspective – “The Red Book Retrospective”, Paris.

OECD (2009), Country Risk Classification, Internet:
[http://www.oecd.org/document/49/0,2340,en_2649_34171_1901105_1_1_1_1,](http://www.oecd.org/document/49/0,2340,en_2649_34171_1901105_1_1_1_1,00.html)
00.html .

Prognos AG (2007), Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in
Nordrhein-Westfalen.

UCTE (div. Jahrgänge), Statistical Yearbook, Brüssel.

World Energy Council (2008), Europe’s Vulnerability to Energy Crisis, London.