

Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen

Gutachten

im Auftrag von RWE Power AG

Ansprechpartner:

Dr. Thilo Schaefer

Dr. Adriana Neligan

Dr. Roman Bertenrath

Cornelius Bähr

Kontakt Daten Ansprechpartner

Dr. Thilo Schaefer
Telefon: 0221 4981-791
Fax: 0221 4981-99791
E-Mail: thilo.schaefer@iwkoeln.de

Dr. Adriana Neligan
Telefon: 030 27877-128
Fax: 030 27877-150
E-Mail: neligan@iwkoeln.de

Institut der deutschen Wirtschaft Köln
Postfach 10 19 42
50459 Köln

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Hintergrund und Ziele der Studie	8
2 Die globale Situation von Energierohstoffen	9
2.1 Ungebremster globaler Primärenergieverbrauch	9
2.1.1 Entwicklungs- und Schwellenländer treiben Energienachfrage hoch	10
2.1.2 Fossile Brennstoffe auch in Zukunft wichtig	13
2.1.2.1 Primärenergiemix bei der Stromerzeugung	18
2.1.2.2 Primärenergiemix beim Verkehr	19
2.2 Angebotssituation bei fossilen Rohstoffen	21
2.2.1 Große geologische Potenziale bei nicht-erneuerbaren Energierohstoffen	21
2.2.1.1 Braunkohle	21
2.2.1.2 Steinkohle	22
2.2.1.3 Erdgas	24
2.2.1.4 Erdöl	25
2.2.2 Zunehmende Förderung nicht-konventioneller Energierohstoffe	27
2.2.3 Neue Produktionsregionen werden wichtiger	29
2.3 Zwischenfazit	30
3 Verbrauchsstruktur in Deutschland im internationalen Vergleich	33
3.1 Primärenergieverbrauch im Vergleich	35
3.2 Stromerzeugung im Vergleich	39
3.3 Kommerzielle Wärmeerzeugung im Vergleich	43
3.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Vergleich	46
3.5 Internationale Beschaffungs- und Transportstrukturen von Energierohstoffen im Vergleich	48
3.5.1 Kohle	49
3.5.1.1 Braunkohle	49
3.5.1.2 Steinkohle	49
3.5.2 Erdgas	51
3.5.3 Erdöl	53
3.5.3.1 Erdöl	53
3.5.3.2 Erdölprodukte	55
3.6 Zwischenfazit	56
4 Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen	59
4.1 Aufbau des Index	59
4.2 Die Indikatoren im Einzelnen	61
4.3 Aggregation der Indikatoren	65

4.4	Gewichtung	66
4.5	Länder- und rohstoffspezifische Ergebnisse	68
5	Anwendung auf Verbrauchsstrukturen	81
5.1	Ausgewählte Verwendungsfälle	81
5.2	Zwischenfazit	89
6	Anwendung auf Szenarien	92
6.1	Modifikation des Energierohstoffrisikoindex durch erneuerbare Energien	94
6.2	Anwendung auf Szenarien der Stromerzeugung	97
6.3	Zwischenfazit	101
7	Fazit	103
8	Literatur	105
9	Anhang	110
9.1	Tabellen	110
9.2	Methodischer Anhang	118
	Tabellenverzeichnis	122
	Abbildungsverzeichnis	123

Zusammenfassung

Das Thema „Versorgungssicherheit“ ist zentral auf allen politischen Ebenen verankert. Für die Bundesregierung ist es eines der drei essenziellen Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks neben Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Ziel der Studie ist es, die nationale Versorgungssituation im globalen Kontext zu beschreiben und die Versorgungsrisiken für Deutschland mit Hilfe eines Index zu messen. Dabei wird insbesondere die Bedeutung des heimischen Energieträgers Braunkohle für die Versorgungssicherheit im Vergleich zu Steinkohle, Erdöl und Erdgas herausgearbeitet.

Der globale Energieverbrauch ist in den letzten vier Jahrzehnten stark gewachsen und dieser Trend wird sich auch in Zukunft fortsetzen. Die globale Verteilung der Energienachfrage hat sich in den letzten beiden Jahrzehnten stark zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer geändert und dies wird sich künftig weiter verstärken. China ist aktuell für mehr als ein Fünftel des globalen Primärenergieverbrauchs verantwortlich.

Fossile Brennstoffe dominieren auch künftig den Energieverbrauch. Insbesondere die Nachfrage nach Gas wird weiterhin stark ansteigen. Es zeigt sich jedoch vor allem in den Industrieländern ein Trend in Richtung erneuerbarer bzw. kohlenstoffärmerer Energieträger. Ein wesentlicher Treiber für die erhebliche Zunahme des Primärenergieverbrauchs ist die wachsende Stromnachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern, die vorwiegend durch fossile Energieträger bedient werden muss. Der Primärenergieverbrauch ist in den meisten Industrieländern stabil bis rückläufig, die Stromerzeugungsmengen steigen in vielen industrialisierten Ländern nur leicht an. Die globale Stromerzeugung wird daher wohl noch längere Zeit durch Nutzung fossiler Energie geprägt bleiben. Im Transportbereich bleibt Erdöl auch in Zukunft der wichtigste Energieträger.

Nicht-erneuerbare Energierohstoffe sind heute wie auch künftig in ausreichenden Mengen als Reserven verfügbar und es gibt noch ein großes verbleibendes Potenzial aufgrund hoher Mengen an Ressourcen. Nicht-konventionelle Energierohstoffe – wie beispielsweise Schwerstöl oder Schiefergas – werden in Zukunft immer wichtiger und bieten potenziell Schutz vor Engpässen. Neue Produktionsregionen gewinnen insbesondere bei der Erdgasförderung an Bedeutung. Allerdings ist dieses Potenzial häufig bisher nur als Ressourcen nachweisbar und somit nicht ad hoc verfügbar. Demgegenüber steht die rasant wachsende globale Primärenergienachfrage. Deutschland konkurriert hier mit zahlreichen anderen Ländern um das verfügbare Angebot an Energierohstoffen.

Die Versorgung mit Energierohstoffen kann über heimische Quellen und Importe erfolgen. Je nach Land und Energierohstoff unterscheiden sich die Verfügbarkeit der Rohstoffe und die ausländischen Bezugsquellen. Neben der Preisentwicklung sind die Importabhängigkeit, die politischen und ökonomischen Risiken in den Bezugsländern und die langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffe im In- und Ausland die wesentlichen Determinanten des Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen. Wie unterscheidet sich die aktuelle und künftige deutsche Versorgungssituation von anderen wichtigen Primärenergiekonsumenten innerhalb und außerhalb Europas? Verfolgt Deutschland eine eigene Rohstoffstrategie im Vergleich zu wesentlichen Wettbewerbern? Zur Beantwortung dieser Fragen werden die Größe und Struktur des Energieverbrauchs für Deutschland sowie für fünf relevante Primärenergieverbraucher miteinander verglichen, um herauszuarbeiten, inwiefern sich die Energiemixe sowie Beschaffungsstrategien unterscheiden.

Hierfür wurden innerhalb Europas die wichtigen europäischen Primärenergieverbraucher Frankreich und Italien ausgewählt. Als wichtige globale Großverbraucher gehen China, USA und Japan in den Vergleich ein. Der Fokus der Studie liegt im Folgenden auf diesem Sechsländervergleich.

Um die Unterschiede zwischen den Ländern und Energierohstoffen vergleichbar zu machen, wurde für dieses Gutachten ein Energierohstoffrisikoindex entwickelt. Der Index ermöglicht einerseits einen Vergleich der Versorgungsrisiken zwischen Deutschland und den fünf ausgewählten Vergleichsländern (Frankreich, Italien, USA, Japan, China). Andererseits können auch Szenarien der zukünftigen Energieverwendung untereinander hinsichtlich des damit verbundenen Risikos für die Rohstoffversorgung verglichen werden. Dies erfolgt in diesem Gutachten für die Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland.

In der vergangenen Dekade war die Primärenergienachfrage in den Ländern Deutschland, Frankreich, Italien, Japan und USA eher stagnierend bis rückläufig. Dieser Trend wird sich auch mittel- bis langfristig fortsetzen. Lediglich in China setzt sich das sehr starke Wachstum der letzten Jahre auch noch in Zukunft, allerdings abgeschwächt fort. Der Primärenergieverbrauch in den sechs untersuchten Ländern ist heute und bleibt auf Jahrzehnte überwiegend fossil geprägt. Allerdings zeigt sich in den betrachteten Industrieländern für die nächsten Jahrzehnte eine in unterschiedlichem Maße ausgeprägte Tendenz in Richtung kohlenstoffarmer Energiemix.

Bei der Stromerzeugung verzeichnete China in der vergangenen Dekade ebenfalls ein hohes Wachstum, während die Industrieländer hier keine bzw. eine sehr gemäßigte Zunahme der Stromerzeugungsmenge hatten. Es werden jedoch in allen Ländern Brennstoffe in unterschiedlichen Zusammensetzungen verwendet. Vor dem Hintergrund von Klimaschutzmaßnahmen werden in den Zukunftsszenarien mittel- bis langfristig ein Trend in Richtung erneuerbare Energien vorhergesehen. In den fünf Industrieländern ist bei der kommerziellen Wärmerzeugung Gas ein zentraler Brennstoff. Deutschland ist das einzige Land in diesem Sechsländervergleich, das zudem noch mit 7 Prozent Braunkohle zur kommerziellen Erzeugung von Wärme einsetzt. In China wird hier fast ausschließlich auf Steinkohle zurückgegriffen. Die Endenergienachfrage im Verkehrssektor wird heute noch von Erdölprodukten dominiert. Der Trend in Richtung erneuerbare Energien vor allem in den Industrieländern wird sich langfristig bis 2040 verstärken. Bei den verschiedenen Energieträgern zeigen sich je nach Land sehr unterschiedliche Importabhängigkeiten und Bezugsstrategien.

Zentrale Ergebnisse aus dem Vergleich der Rohstoffe sind, dass Erdöl und Erdgas in allen Vergleichsländern besonders hohe Versorgungsrisiken aufweisen. Heimische Vorkommen helfen, diese Risiken zu reduzieren. So weisen die USA und China die geringsten Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen auf. Deutschland liegt im mittleren Bereich. Dazu trägt insbesondere das geringe Risiko der Braunkohleversorgung bei.

Aus dem Vergleich der Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland lässt sich als wesentliches Ergebnis festhalten, dass die heimische Braunkohle einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Versorgungsrisiken leisten kann. Der Einsatz von Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung hat das Potenzial, die Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen deutlich zu vermindern. Im Hinblick auf die schwindende Bedeutung der inländischen Steinkohleförderung konzentriert sich dieses Potenzial mittelfristig auf die Braunkohle. Aus der Perspektive der

Versorgungsrisiken weist die Braunkohle die Vorzüge eines inländischen Energieträgers mit großen Vorkommen auf. Länder- und Importrisiken entfallen, die statische Reichweite ist bei Ausschöpfung der heutigen, technologisch und wirtschaftlich nutzbaren Potenziale sehr lang. Diese Risikoeinschätzung hängt maßgeblich von der moderaten Preisentwicklung der Rohstoffbereitstellung und der großen statischen Reichweite ab. Diese beiden Parameter können von der Politik negativ beeinflusst werden, etwa durch Nutzungsbeschränkungen der Rohstoffvorkommen oder durch Eingriffe in die Produktionskosten. Auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hilft, die Versorgungssicherheit zu verbessern.

In der Betrachtung der hier gewählten Szenarien erscheint eine Kombination von Braunkohle und erneuerbaren Energieträgern für die Stromerzeugung als risikominimierende Strategie. Unter den fossilen Energieträgern ist nach heutigem Informationsstand aber insbesondere die Nutzung von Erdgas mit hohen Versorgungsrisiken behaftet.

1 Hintergrund und Ziele der Studie

Das Thema „Versorgungssicherheit“ ist zentral auf allen politischen Ebenen verankert. Für die Bundesregierung ist es eines der drei essenziellen Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks neben Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Die EU-Kommission plädierte im Mai 2014 vor dem Hintergrund des aktuellen geopolitischen Umfeldes und der Importabhängigkeit der EU für eine neue Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung. Wesentliche Punkte sind hier die Diversifizierung der ausländischen Energielieferungen, der Ausbau der Energieinfrastruktur, die Vollendung des EU-Energiebinnenmarkts und Energieeinsparmaßnahmen. Auch die einheimische Energieproduktion soll erhöht werden, indem erneuerbare Energien weiter ausgebaut werden und fossile Brennstoffe nachhaltig gewonnen werden (EUKOM, 2014a). Als Folge des andauernden Russland- Ukraine-Konfliktes wurde im Rahmen eines umfassenden Gas-Stresstests ein sechs-monatiger Importstopp aus Russland und eine Unterbrechung der Transitroute durch die Ukraine in der Europäischen Union und den Nachbarländern simuliert. Es zeigt sich, dass dies substantielle Auswirkungen auf die Gasversorgung in der Europäischen Union, insbesondere auf die östlichen Staaten und die Staaten der Energiegemeinschaft, haben würde (EUKOM, 2014b).

Energierohstoffe können aus inländischen und/oder ausländischen Quellen bezogen werden. Die Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen hängt von verschiedenen Faktoren ab: die langfristige in- und ausländische Verfügbarkeit, der Grad der Importabhängigkeit, die Preisentwicklung sowie die politischen und ökonomischen Risiken in den Bezugsländern. Heimische Energieträger spielen eine besondere Rolle, da sie nur sehr geringe Lieferrisiken verzeichnen. In Deutschland ist hier insbesondere die Braunkohle zu erwähnen, die zu wettbewerbsfähigen Kosten in großem Umfang gewonnen und zur Verstromung sowie stofflich genutzt werden kann. Zusätzlich vermindert die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland den Import fossiler Brennstoffe. Deutschland ist heute in erheblichem Umfang auf den Import von Energierohstoffen angewiesen. Dies wird unter verschiedenen Perspektiven diskutiert, zuletzt vor dem Hintergrund möglicherweise wachsender Risiken der Gasversorgung aus Russland oder aber auch der Ölversorgung aus dem Mittleren Osten mit seinen andauernden Konflikten. Die Energiewende wird teilweise mit einer größeren Unabhängigkeit von Energieimporten begründet. Wenn die Marktanteile erneuerbarer Energien aus heimischen Quellen zunehmen, werden die Anteile und damit verbunden die Importe fossiler Energiequellen in den nächsten Jahrzehnten abnehmen. Der heutige Primärenergieverbrauch, die gesamte Energiemenge, die zur Energiegewinnung und -bereitstellung benötigt wird, ist in Deutschland weiterhin fossil geprägt: Erdöl und Erdölprodukte (32 Prozent), Gas (22 Prozent), Steinkohle (12 Prozent) und Braunkohle (13 Prozent). Erneuerbare Energien tragen mittlerweile bereits 11 Prozent bei, während die Bedeutung von Kernenergie als Energieträger nur noch 8 Prozent beträgt (IEA, 2014c).

In der vorliegenden Studie, werden die Versorgungsrisiken von Energierohstoffen für Deutschland im internationalen Vergleich näher beleuchtet. Dabei wird insbesondere die Bedeutung des heimischen Energieträgers Braunkohle für die Versorgungssicherheit im Vergleich zu Steinkohle, Öl und Gas herausgearbeitet. Zunächst wird ein Überblick über die globale Versorgungssituation gegeben, indem die weltweite langfristige Verfügbarkeit und Nachfrage von Energierohstoffen analysiert wird. In einem Sechs-Ländervergleich werden die Verbrauchsstrukturen bei den wesentlichen Verwendungen für Deutschland und den fünf wichtigen Primärenergieverbrauchern Frankreich, Italien, USA, Japan und China im Detail dargestellt. Um die Unterschiede zwischen den sechs Ländern und den Energierohstoffen vergleichbar zu machen, wird ein

Energierohstoffrisikoindex entwickelt. Dieser Index wird auch auf die wesentlichen Verwendungen übertragen. Abschließend wird im Rahmen einer Szenariorechnung für die zukünftige Stromerzeugung aufgezeigt, wie die künftige Versorgungssicherheit verbessert werden kann.

Wesentliche Fragestellungen sind:

- Wie sieht die globale Nachfrage- und Angebotssituation für Energierohstoffe aus (Kapitel 2)?
- Wie steht Deutschland beim Verbrauch von Energierohstoffen im internationalen Vergleich heute und künftig da (Kapitel 3)?
- Wie sehen die Versorgungsrisiken auf Basis eines Risiko-Indexes für Deutschland im internationalen Vergleich aus (Kapitel 4)?
- Wie sehen die Versorgungsrisiken der deutschen Versorgung bei den verschiedenen Verwendungen im internationalen Vergleich aus (Kapitel 5)?
- Wie würden sich die Versorgungsrisiken in Deutschland bei unterschiedlichen Strommischen verändern (Kapitel 6)?

2 Die globale Situation von Energierohstoffen

Dieses Kapitel untersucht die heutige und künftige weltweite Nachfrage nach sowie die Verfügbarkeit (Reserven, Ressourcen und Produktion) von Braun- und Steinkohle, Erdgas und Mineralöl. Ziel ist, herauszuarbeiten, wo Energierohstoffe heute und künftig benötigt werden und wo sie in ausreichenden Mengen entsprechend auch verfügbar sind. Hierfür werden die wesentlichen Indikatoren auf der Nachfrage- und Angebotsseite auf regionaler und wo es interessant ist auch auf Länderebene ausgewertet.

2.1 Ungebremster globaler Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch ist ein umfassender Indikator zur Darstellung des Energieverbrauchs eines Landes. Der Primärenergieverbrauch bezeichnet die Energiemenge aller eingesetzten Primärenergieträger, zum Beispiel Kohle, Erdgas oder Wind, zur Energiegewinnung/-bereitstellung eines Landes. Das heißt, vom gesamten Energieaufkommen werden Exportanteile und Bunkerungen abgezogen. Demgegenüber steht der Endenergieverbrauch, der die Energiemenge bezeichnet, die von den Endverbrauchern nach der Umwandlung der Primärenergieträger in den verschiedenen Energieformen Strom, Wärme, Brennstoffe oder Kraftstoffe genutzt wird.

Bei der Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs lassen sich Trends feststellen, die im Folgenden näher betrachtet werden:

- 1) Der globale Energieverbrauch ist in den letzten vier Jahrzehnten stark gewachsen und dieser Trend wird sich auch in Zukunft fortsetzen. In den letzten beiden Dekaden hat eine Neuverteilung der globalen Energienachfrage zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer stattgefunden. China ist aktuell für mehr als ein Fünftel des globalen Primärenergieverbrauchs verantwortlich.
- 2) Fossile Brennstoffe dominieren auch künftig den Energieverbrauch. Insbesondere die Nachfrage nach Gas wird weiterhin stark ansteigen. Ein wesentlicher Treiber für die er-

hebliche Zunahme des Primärenergieverbrauchs ist die wachsende Stromnachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern, die vorwiegend durch fossile Energieträger bedient werden wird. Erneuerbare Energien werden auch zulegen, aber nur einen kleineren Teil des Wachstums abdecken. Die globale Stromerzeugung wird daher wohl noch längere Zeit durch Nutzung fossiler Energie geprägt bleiben. Im Transportbereich bleibt Öl auch in Zukunft der wichtigste Energieträger.

2.1.1 Entwicklungs- und Schwellenländer treiben Energienachfrage hoch

Im Vergleich zu 1973 ist der weltweite Energieverbrauch heute doppelt so hoch. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 2 Prozent. In den letzten beiden Jahrzehnten ist der Energiekonsum um mehr als 50 Prozent gewachsen. Alleine in der letzten Dekade war es ein Anstieg von 28 Prozent, was vor allem auf die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 6 Prozent in Asien/Pazifik (2003-2013: +72 Prozent) zurückzuführen ist. Ein ähnliches Wachstum fand, wenn auch von einem kleineren Niveau startend, im Mittleren Osten statt. Im Vergleich zu 2003 war der Energiekonsum dort um 62 Prozent höher (Wachstum p. a.: 5 Prozent). Etwas geringere Wachstumsraten (3 Prozent) hatten Süd- und Zentralamerika sowie Afrika. In Europa/Eurasien stagnierte der Verbrauch im gleichen Zeitraum (BP, 2014).

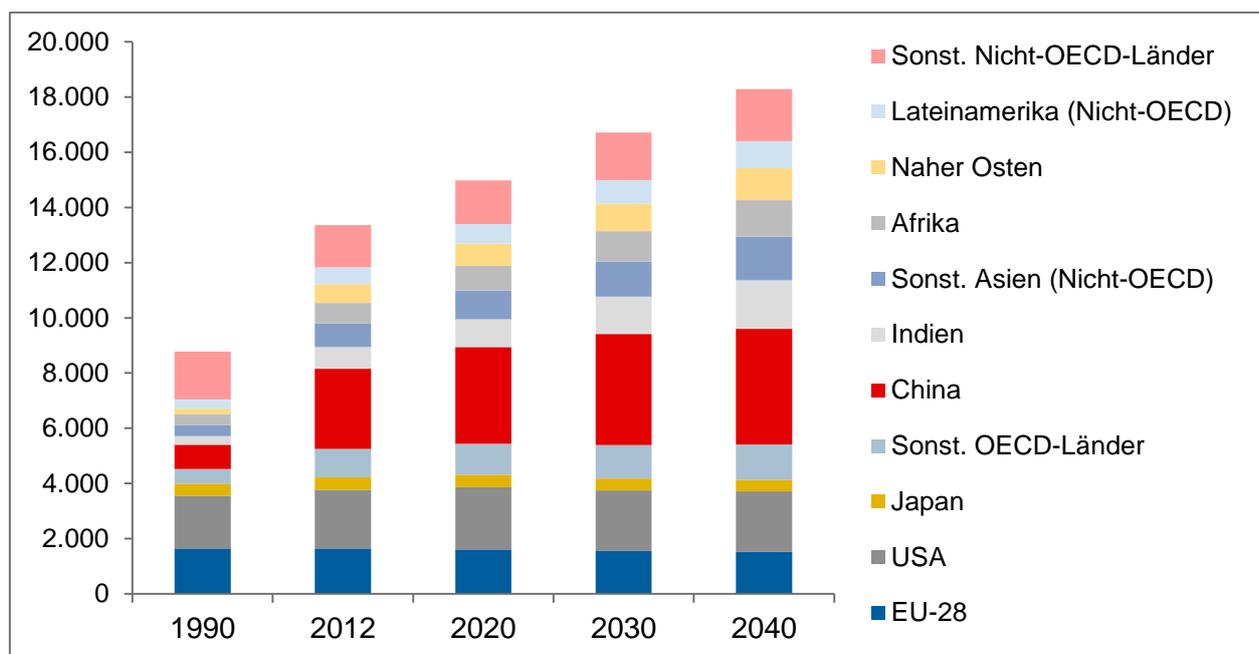
Eine geringe Anzahl an Großverbrauchern dominiert den globalen Energieverbrauch. In 2013 waren zehn Länder für zwei Drittel des globalen Primärenergieverbrauchs zuständig. China (22 Prozent) und die USA (18 Prozent) sind bei weitem die wichtigsten Konsumenten. Mit großem Abstand folgen Russland und Indien mit Anteilen von jeweils 5 Prozent. Die Industrieländer Japan (4 Prozent), Kanada (3 Prozent) und Deutschland (3 Prozent) platzieren sich auf den Rängen fünf bis sieben. Brasilien, Südkorea und Frankreich komplettieren die Top-10-Verbrauchsländer mit Anteilen von 2 Prozent. Iran, Saudi Arabien, das Vereinigte Königreich und Mexiko verbuchen auch noch Anteile am globalen Energieverbrauch von knapp 2 Prozent (BP, 2014).

Der aktuelle World Energy Outlook 2014 der Internationalen Energieagentur (IEA) liefert drei Szenarien für die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2040. Je nach Szenario wird ein Wachstum des Primärenergieverbrauchs zwischen 17 (450 Szenario) bis 50 (Current Policies Szenario) Prozent erwartet. Für die folgenden Darstellungen wird das zentrale Szenario, das „New Policies Szenario“ verwendet. Dieses nimmt an, dass die existierenden Energiepolitikmaßnahmen fortgesetzt und angekündigte Maßnahmen umgesetzt werden. In den beiden anderen Szenarien wird im Unterschied hierzu folgendes angenommen: Das „Current Policies Szenario“ berücksichtigt nur die bis Mitte 2014 umgesetzten Energiepolitikmaßnahmen und das „450 Szenario“ ist ein Zielszenario, das aufzeigt, wie die Begrenzung des Temperaturanstiegs um 2 Grad Celsius erreicht werden kann (IEA, 2014a).

Dem „New Policies Szenario“ zufolge soll sich der Energiebedarf bis 2040 im Vergleich zu heute immerhin um weitere 37 Prozent erhöhen (Abbildung 2-1). Während zwischen 1990 und 2012 84 Prozent des Zuwachses auf die Nicht-OECD-Länder entfielen, soll dieser Anteil für den Zeitraum 2012 bis 2040 bereits bei 97 Prozent liegen. Weltweit wird sich jedoch die Wachstumsgeschwindigkeit reduzieren. Während zwischen 1990 und 2020 das durchschnittliche jährliche Wachstum knapp 2 Prozent betragen wird, soll es sich zwischen 2020 bis 2040 auf etwa 1

Prozent jährlich einpendeln. Getrieben wird das Wachstum durch die deutlich steigende Nachfrage in den Nicht-OECD-Ländern. Seit 1990 hat sich die Energienachfrage in China bis heute mehr als verdreifacht und wird auch künftig deutlich wachsen (2012-2040:+44 Prozent). Allerdings wird prognostiziert, dass sich in China das Wachstumstempo ab 2020 deutlich verlangsamten (+19 Prozent) und der Energiebedarf in anderen Ländern deutlich schneller ansteigen werden: Indien (+75 Prozent), Südostasien (+53 Prozent), Naher Osten (+47 Prozent) und Afrika (+47 Prozent). Gleichzeitig stagniert der Energieverbrauch in vielen OECD-Ländern, insbesondere in der Europäischen Union und in Japan seit 1990 und es wird mit einem rückläufigen Energieverbrauch bis 2040 gerechnet (2012-2040: - 7 Prozent). In den USA dagegen soll der Verbrauch bis 2020 noch steigen (2012-2020: +6 Prozent) und erst ab 2020 (-3 Prozent) leicht sinken. Diese Entwicklung führt zu einer Neuverteilung der globalen Energienachfrage. Während in 1990 die Nicht-OECD-Länder nur einen Anteil von 47 Prozent am Primärenergieverbrauch hatten, lag dieser bereits bei 60 Prozent in 2012. Bis 2040 soll sich dieser Anteil auf 68 Prozent weiter erhöhen (IEA, 2014a).

Abbildung 2-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2040 nach Regionen
Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten



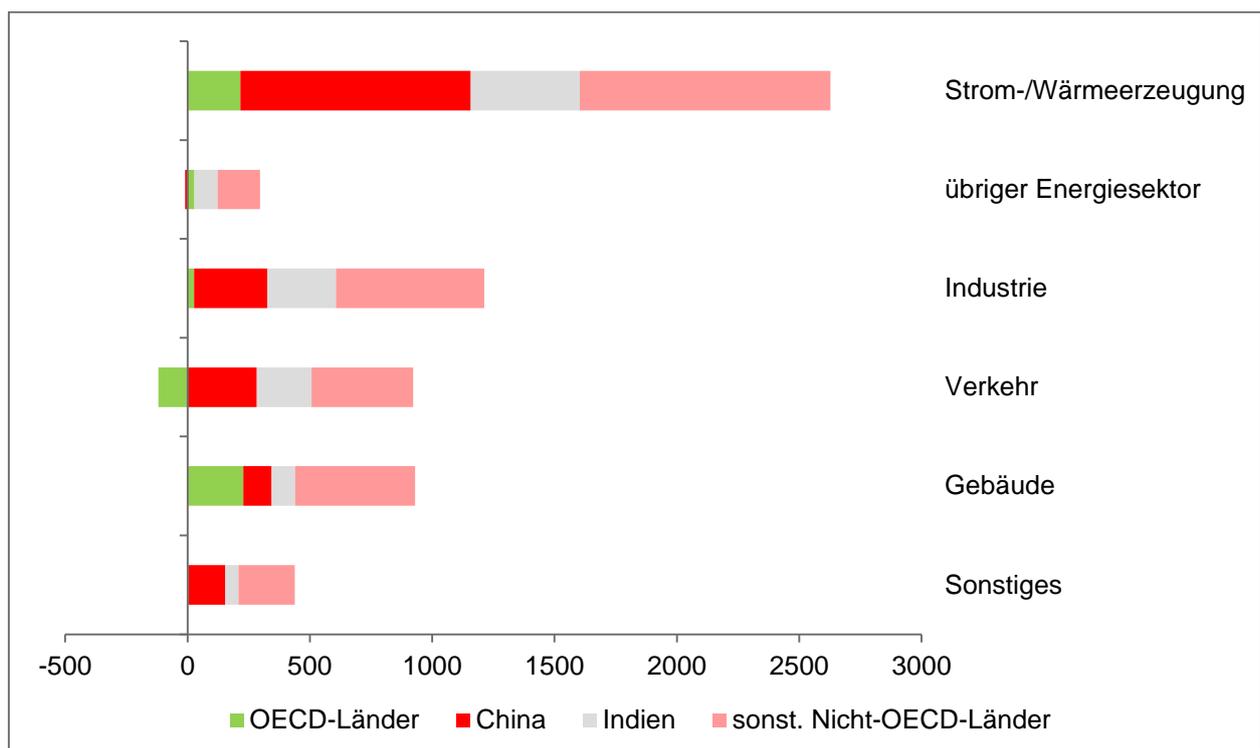
Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

In 2012 betrug der weltweite Primärenergiebedarf 13.361 Millionen Tonnen Öläquivalente. Nach Abzug von Umwandlungsverlusten betrug der Endenergieverbrauch 8.942 Millionen Tonnen Öläquivalente. Ein knappes Drittel des Endenergieverbrauchs fand alleine im Gebäudesektor statt. Jeweils weitere knapp unter 30 Prozent der Endenergie wurden in der Industrie und im Verkehrsbereich verbraucht. Die verbleibenden 10 Prozent der Endenergie wurden in anderen Bereichen konsumiert. Der künftig weiter steigende Energiebedarf lässt sich durch die zunehmende Elektrifizierung in den Entwicklungs- und Schwellenländern erklären. Laut dem „New Policies Scenario“ der IEA soll die Nachfrage nach Strom- und Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor bis 2040 um insgesamt mehr als die Hälfte steigen, während es nur 18 Prozent im übrigen Energiesektor sein werden. In den Nicht-OECD-Ländern wird die Nachfrage für Strom

und Wärme bis 2040 um 84 Prozent hoch gehen. Wesentlicher Treiber sind hier Indien (+144 Prozent), China (+80 Prozent); aber auch andere Nicht-OECD-Länder werden deutlich mehr Strom- und Wärme erzeugen (+ 73 Prozent). In den OECD-Ländern wird hier lediglich ein Wachstum von 10 Prozent erwartet.

Der gesamte Endenergieverbrauch soll sich bis 2040 um 37 Prozent erhöhen. In den einzelnen Endverbrauchssektoren bedeutet dies: Industrie (+47 Prozent), Verkehr (+38 Prozent), Gebäudereich (+32 Prozent) und andere Sektoren (+48 Prozent). Während der Endverbrauch in den OECD-Ländern mit etwa 4 Prozent vor allem aufgrund des rückläufigen Energieverbrauchs im Verkehrsbereich (-10 Prozent) nur leicht zulegt, soll dieser in den Nicht-OECD-Ländern um 65 Prozent ansteigen. Dabei wird insbesondere ein hohes Wachstum in den Bereichen Verkehr (95 Prozent), den anderen Bereichen (83 Prozent) und der Industrie (66 Prozent) vorhergesehen. Insbesondere Indien wird hier große Aufholeffekte beim Verkehr (+ 304 Prozent) und der Industrie (+162 Prozent) haben. In China soll der Energiebedarf für Verkehr um 118 Prozent ansteigen (IEA, 2014). Abbildung 2-2 zeigt anschaulich, welche Länder/Regionen für die absolute Veränderungen zwischen 2012 und 2040 verantwortlich sind.

Abbildung 2-2: Primärenergieverbrauch nach Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren
Veränderung absolut in Millionen Tonnen Öläquivalenten 2012-2040



Hinweis: Die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, Sonstiges beinhalten auch die im Umwandlungssektor erzeugte Strom und Wärme.

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

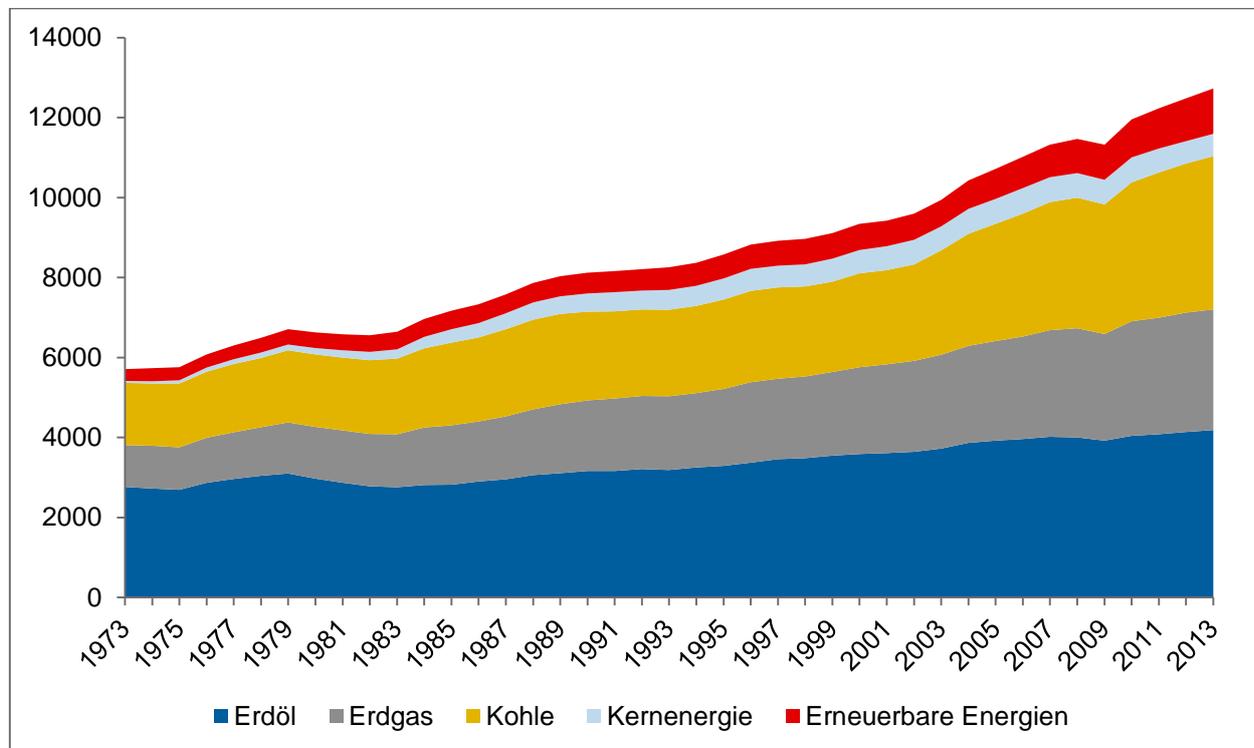
2.1.2 Fossile Brennstoffe auch in Zukunft wichtig

Der globale Primärenergieverbrauch besteht heute überwiegend aus der Nutzung fossiler Brennstoffe wie Erdöl (33 Prozent), Erdgas (24 Prozent), Kohle (30 Prozent). Erneuerbare Energien tragen mittlerweile 9 Prozent bei, während die Bedeutung von Kernenergie als Energieträger nur noch 4 Prozent beträgt (BP, 2014). In den letzten vier Dekaden setzte sich der Primärenergieverbrauch überwiegend aus folgenden Energieträgern zusammen (Abbildung 2-3):

- Der heute noch wichtigste Energieträger Erdöl war in 1973 für knapp die Hälfte des Primärenergieverbrauchs verantwortlich; dies pendelte sich in den 90er Jahren auf 40 Prozent ein, bis es sich seit 2005 auf etwa ein Drittel stabilisierte, da andere Energieträger an Bedeutung gewonnen haben. Die Verbrauchsmengen haben sich seit 1973 kontinuierlich um etwa gut 1 Prozent jährlich im Durchschnitt erhöht, so dass die heutige Verbrauchsmenge um 50 Prozent höher liegt als in 1973.
- Erdgas hat mit etwa einem Beitrag von einem Viertel einen relativ stabilen Anteil am Primärenergieverbrauch. Insgesamt haben sich die Verbrauchsmengen von Erdgas in den letzten 40 Jahren verdreifacht. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate betrug hier gute 2 bis 3 Prozent.
- Kohle (hier nicht unterteilt nach Braun- und Steinkohle) als Energieträger hat im Zeitverlauf etwas an Bedeutung gewonnen. Gegenüber 1973 ist die Verbrauchsmenge um das 2,5-Fache gestiegen und die jährliche Wachstumsrate lag bei etwa 2 Prozent. Alleine in den letzten zehn Jahren ist die Verbrauchsmenge um fast die Hälfte gestiegen (+4 Prozent jährlich).
- Von Ende der achtziger Jahre bis Mitte 2000 machte Kernenergie 6 Prozent des Primärenergieverbrauchs aus. In 2013 betrug der weltweite Kernenergieanteil noch gute 4 Prozent. Weltweit verliert die Kernenergie immer mehr Bedeutung. In den letzten zehn Jahren ist der Kernenergieverbrauch um weltweit 6 Prozent zurückgegangen.
- Erneuerbare Energien machten in 2013 9 Prozent des Primärenergieverbrauchs aus – davon sind 7 Prozent Wasserkraft und 2 Prozent sonstige erneuerbare Energien. Ein schnelles Wachstum hatte in der vergangenen Dekade der Energieträger Wasserkraft mit einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg von knapp 3 Prozent. Die bisher nur geringen Verbrauchsmengen an sonstigen erneuerbare Energien haben sich im letzten Jahrzehnt vervierfacht.

Abbildung 2-3: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträger

Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten, 1973-2013



Quelle: BP Statistical Review 2014 (Stand: Juni 2014), Berechnungen des IW Köln

Zur Darstellung der Bedeutung von Braun- und Steinkohle wird auf die Daten der BGR (2013) zurückgegriffen, die den nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch detailliert nach Regionen erfassen. Es werden die Verbrauchsstrukturen aller relevanten Energieträger, soweit aufgrund der Datenlage verfügbar, in die folgende Betrachtung einbezogen. Neben regionaler Verbrauchsdaten für die fossilen Brennstoffe Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl liegen auch Daten für den Energieträger Uran vor.

Bei den nicht-erneuerbaren Brennstoffen dominieren weltweit in 2012 Erdöl (34 Prozent), Steinkohle¹ (33 Prozent) und Erdgas (25 Prozent). Braunkohle² (2 Prozent) und Uran (7 Prozent) spielen hier eine untergeordnete Rolle (Tabelle 2-1):

- In Austral-Asien besteht der nicht-erneuerbare Energiemix zu einem Viertel aus Erdöl, in Nordamerika und Europa zu zwei Fünfteln. Eine noch wichtigere Bedeutung hat Erdöl unter diesen Rohstoffen in folgenden Regionen: Lateinamerika (63 Prozent), Naher

¹ Der Begriff der „Steinkohle“ bezieht sich hier und im Folgenden auf den in der BGR-Statistik ausgewiesenen Wert für „Hartkohle“, das Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei) beinhaltet.

² Der Begriff der „Braunkohle“ bezieht sich hier und im Folgenden auf den in der BGR-Statistik ausgewiesenen Wert der „Weichbraunkohle“, das Rohkohle mit einem Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg beinhaltet.

Osten (49 Prozent) und Afrika (43 Prozent). Erdgas ist ein zentraler fossiler Brennstoff in den GUS-Staaten (52 Prozent) und Nordamerika (31 Prozent) und Lateinamerika (31 Prozent). Gut ein Viertel des nicht-erneuerbaren Energiemixes machen in Europa und Afrika Erdgas aus. Mehr als die Hälfte des nicht-erneuerbaren Rohstoffverbrauchs besteht in Austral-Asien aus Steinkohle. Deutlich geringer ist die Bedeutung in anderen Regionen. Nennenswert sind hier noch die GUS-Staaten und Nordamerika. Dort bestreitet Steinkohle rund ein Fünftel des nicht-erneuerbaren Primärenergiemixes.

- Nur in Europa ist Braunkohle (7 Prozent) ein wesentlicher nicht-erneuerbarer Brennstoff. In Regionen wie den GUS-Staaten (3 Prozent) und Austral-Asien (2 Prozent) wird Braunkohle auch eingesetzt, hat aber eine deutlich geringere Bedeutung als Brennstoff. Uran hat eine wichtige Bedeutung in Europa – 14 Prozent des Verbrauchs an allen nicht-erneuerbaren Rohstoffen. Danach folgen Nordamerika (10 Prozent) und die GUS-Staaten (9 Prozent).

Mehr als zwei Fünftel des weltweiten nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs findet in Austral-Asien, ein Fünftel in Nordamerika und 14 Prozent in Europa statt (Tabelle 2-1). Je nach Region sieht die Verbrauchsstruktur sehr unterschiedlich aus. Während in Lateinamerika und dem Nahen Osten fast ausschließlich nur Erdöl und Erdgas verbraucht werden, spielt Steinkohle in Austral-Asien eine vergleichsweise deutlich wichtigere Rolle:

- Ein Drittel des globalen Erdölverbrauchs kann in Austral-Asien und ein weiteres Viertel in Nordamerika verbucht werden. Europa trägt zu 16 Prozent des weltweiten Erdölverbrauchs bei. Die fünf wichtigsten Erdölverbraucher sind die USA (19 Prozent), China (12 Prozent), Japan (6 Prozent), Indien und Russland (jeweils 4 Prozent).
- Die großen Erdgaskonsumenten sind Nordamerika (26 Prozent), Austral-Asien und die GUS-Staaten (jeweils 19 Prozent) und Europa (16 Prozent). Die fünf größten Erdgaskonsumenten auf Länderebene sind die USA (21 Prozent), Russland (14 Prozent), Iran (5 Prozent), China und Japan (jeweils 4 Prozent).
- Drei Viertel des weltweiten Hartkohlekonsums erfolgt in Austral-Asien. 55 Prozent davon gehen nach China als größten Verbraucher. Auf den Plätzen 2 bis 5 folgen die USA (11 Prozent), Indien (10 Prozent) und Südafrika und Japan (jeweils 3 Prozent).
- Fast die Hälfte des weltweiten Braunkohleverbrauchs findet in Europa statt, mehr als ein Drittel alleine in den EU-Ländern. Deutschland ist der weltweit wichtigste Verbraucher mit 17 Prozent. Ein weiteres Drittel wird in Austral-Asien konsumiert. Zweitwichtigstes Braunkohleland ist China mit einem Anteil von 13 Prozent am weltweiten Braunkohleverbrauch. Russland, die Türkei und die USA machen hier jeweils 7 Prozent aus.
- Große Uranverbraucher sind Nordamerika (32 Prozent), Europa (29 Prozent) und Austral-Asien (26 Prozent). Top-Verbraucher auf Länderebene sind hier die USA (29 Prozent), Frankreich (14 Prozent), China (10 Prozent) und Russland (9 Prozent).

Tabelle 2-1: Globaler Primärenergieverbrauch von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen
Angaben für 2012 in Prozent (Basis: EJ = Exajoule 1 EJ=10¹⁸ J; J=Wattsekunde)

Region	Erdöl ¹	Erdgas ¹	Steinkohle	Braunkohle ³	Uran	Gesamt
Verbrauchsstruktur in den Regionen nach Energieträgern						
Europa	39,0	28,0	13,0	7,0	14,0	100,0
Darunter: EU-27	39,0	27,0	13,0	6,0	15,0	100,0
GUS	18,0	52,0	19,0	3,0	9,0	100,0
Afrika	43,0	27,0	29,0	0,0	1,0	100,0
Naher Osten	49,0	49,0	1,0	0,0	0,0	100,0
Austral-Asien	27,0	11,0	57,0	2,0	4,0	100,0
Nordamerika	39,0	31,0	19,0	1,0	10,0	100,0
Lateinamerika	63,0	31,0	4,0	0,0	1,0	100,0
Welt	34,0	25,0	33,0	2,0	7,0	100,0
Verbrauch der Energieträger nach Regionen						
Europa	16,0	16,0	6,0	47,0	29,0	14,0
Darunter: EU-27	14,0	14,0	5,0	36,0	29,0	13,0
GUS	5,0	19,0	5,0	11,0	12,0	9,0
Afrika	4,0	3,0	3,0	0,0	1,0	3,0
Naher Osten	9,0	12,0	0,0	0,0	0,0	6,0
Austral-Asien	34,0	19,0	74,0	32,0	26,0	42,0
Nordamerika	25,0	26,0	12,0	9,0	32,0	21,0
Lateinamerika	7,0	5,0	1,0	1,0	1,0	4,0
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Welt absolut in Exajoule	172	129	167	11	34	513

¹Konventionell und nicht-konventionell; ²Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei); ³Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg

Quelle: BGR (2013), eigene Berechnungen

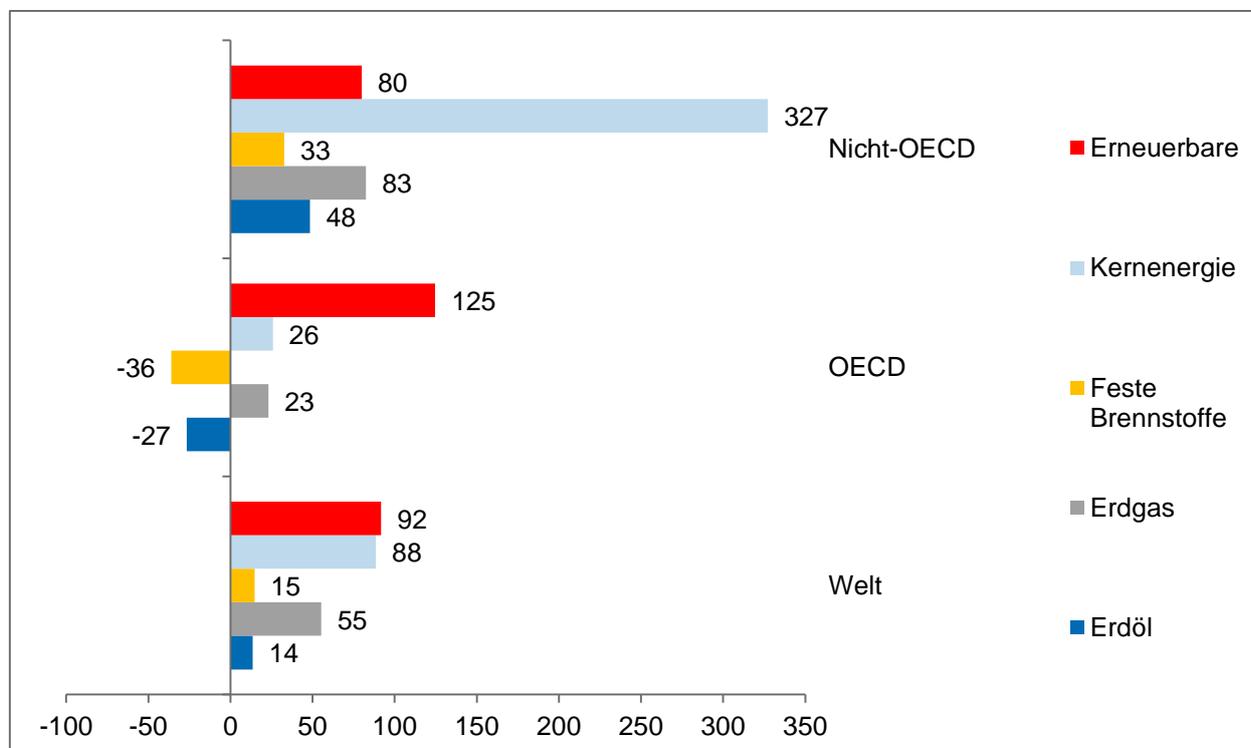
Nach Schätzungen der internationalen Energieagentur werden im Jahr 2040 Erdöl, Erdgas, Kohle sowie kohlenstoffarme Quellen zu gleichen Teilen die globale Energieversorgung schultern (IEA, 2014). Die fossile Nachfrage wird von den Entwicklungs- und Schwellenländern hochgetrieben, während sich in den OECD-Ländern ein Trend in Richtung kohlenstoffarme Energieträger ausweiten wird. Bei einer mehr oder weniger gleich bleibenden Primärenergienachfrage in der OECD ist das Wachstum im Verbrauch von kohlenstoffarmen Brennstoffen absolut zweimal so hoch in den OECD-Ländern wie in den Nicht-OECD-Ländern. Beträgt der Anteil von Erneuerbaren Energien in den OECD-Ländern heute etwa 10 Prozent, so soll er in 2040 bereits doppelt so hoch sein. Dafür verlieren Kohle (2012: 19 Prozent; 2040: 12 Prozent) und Erdöl (2012: 36 Prozent; 2040: 26 Prozent) erheblich an Bedeutung. Erdgas macht heute etwa ein Viertel am Primärenergiemix aus, in 2040 soll es bei etwa einem Drittel liegen. In den Nicht-OECD-Ländern wird künftig verstärkt auf fossile Rohstoffe zurückgegriffen, um die wach-

sende Nachfrage (2012-2040: +59 Prozent) zu bedienen. In 2040 soll der Primärenergiemix in den Nicht-OECD-Ländern zu jeweils knapp einem Viertel aus Erdöl und Erdgas bestehen, zu 30 Prozent aus Kohle, zu 5 Prozent aus Kernenergie und zu einem Fünftel aus erneuerbaren Energien. Dieser Mix ist dem heutigen sehr ähnlich. Abweichend ist hier, dass Kohle als Energieträger in 2040 eine weniger wichtige Bedeutung mit einem Anteilsverlust von 6 Prozentpunkten hat, während Erdgas und Kernenergie jeweils 3 Prozentpunkte gewinnen werden.

Bei den fossilen Rohstoffen wird die Nachfrage vor allem für Erdgas stark steigen (Abbildung 2-4). Bis 2040 soll die Nachfrage für Erdgas um mehr als die Hälfte größer sein als heute. Wesentliche Treiber dieser steigenden Gasnachfrage sind China (+274 Prozent) und der Mittlere Osten (72 Prozent), aber auch in den OECD-Ländern soll Erdgas der führende Brennstoff werden. Beim Erdöl steht jedem Fass, das in den OECD-Ländern nicht mehr benötigt wird, ein Mehrbedarf von zwei Fässern in den Nicht-OECD-Ländern gegenüber. Obwohl Kohle ausreichend vorhanden und ihre Versorgung gesichert ist, wird der zukünftige Einsatz durch Klimaschutzmaßnahmen gehemmt. Bis 2040 soll die globale Nachfrage um 15 Prozent ansteigen, allerdings findet zwei Drittel dieses Wachstums während der nächsten Dekade statt. Bis 2020 soll China weiterhin für mehr als 50 Prozent des globalen Kohleverbrauchs zuständig sein, um danach wieder leicht an Bedeutung zu verlieren. In den OECD-Ländern reduziert sich die Nachfrage nach Kohle deutlich und der Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung bricht um mehr als ein Drittel ein. Noch vor 2020 löst Indien die USA ab als weltweit zweitgrößter Kohleverbraucher (IEA, 2014).

Abbildung 2-4: Erwartete Nachfrage nach Energierohstoffen bis 2040

Wachstum 2012-2040 in Prozent



Feste Brennstoffe: Kohle, Kohleprodukte, Torf

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

In den beiden folgenden Abschnitten wird der globale Einsatz der Energieträger bei der Stromerzeugung und im Verkehr näher betrachtet.

2.1.2.1 Primärenergiemix bei der Stromerzeugung

Elektrizität ist die am schnellsten wachsende Endenergieform. Bis 2040 soll sich die weltweite Stromerzeugungsmenge fast verdoppeln (Tabelle 2-2). Alleine in den Nicht-OECD-Ländern soll sich die Menge zwischen heute und 2040 mehr als verzweifachen. In der OECD wird dagegen nur ein mäßiges Wachstum von 23 Prozent erwartet. China wird bis 2040 seine Stromerzeugung mehr als verdoppeln und Indien sogar mehr als verdreifachen. Ähnlich sieht es in vielen anderen Nicht-OECD-Ländern aus. In den USA steigt der Bedarf für Strom bis 2040 immerhin noch um 22 Prozent. In den OECD-Ländern des amerikanischen Kontinents (USA, Kanada, Mexiko und Chile) soll die Stromerzeugungsmenge sogar insgesamt um 27 Prozent steigen. In der Europäischen Union (+15 Prozent) und Japan (+11 Prozent) liegt der Anstieg deutlich darunter (IEA, 2014).

Die globale Stromerzeugung enthält heute zu zwei Fünfteln Kohle, zu jeweils gut einem Fünftel Erdgas und erneuerbare Energien und zu einem knappen Fünftel Kernenergie und Erdöl. Bis 2040 soll sich der Anteil für Kohle auf 30 Prozent reduzieren und erneuerbare Energie etwa ein Drittel im Stromerzeugungsmix darstellen. Mehr als andere Endverbrauchssektoren trägt der Stromsektor zur Verringerung des Anteils fossiler Brennstoffe im globalen Energiemix bei:

- In der OECD dominieren heute zu einem Drittel Kohle, zu einem Viertel Erdgas und zu einem Fünftel erneuerbare Energien. Bis 2040 sollen erneuerbare Energien bereits 37 Prozent betragen und die Kohle nur noch 16 Prozent. Erneuerbare Energien sollen in der Europäischen Union knapp die Hälfte des Strommixes ausmachen und Kohle nur noch 10 Prozent. Heute hat die Kernenergie in der EU noch eine wesentliche Bedeutung. Bis 2040 soll diese von 27 Prozent auf 21 Prozent sinken. Gleichzeitig gewinnt Erdgas etwas mehr an Bedeutung. In den USA macht Kohle heute zwei Fünftel und erneuerbare Energien machen lediglich 12 Prozent aus. Bis 2040 wird Kohle durch erneuerbare Energien teilweise substituiert, so dass die Anteile für erneuerbare Energien 27 Prozent und für Kohle nur noch 22 Prozent betragen. In Japan ist heute Erdgas (39 Prozent) und Kohle (30 Prozent) besonders relevant. Bis 2040 sollen erneuerbare Energien einen Anteil von gut einem Drittel und die Kernenergie von gut einem Fünftel haben. Erdgas und Kohle werden deutlich an Bedeutung verlieren.
- Heute gehen in die Stromerzeugung zur Hälfte Kohle und zu etwa jeweils einem Fünftel erneuerbare Energien und Erdgas in den Nicht-OECD-Ländern ein. Bis 2040 sollen auch hier erneuerbare Energien an Bedeutung gewinnen. Der Anteil soll sich hier auf knapp ein Drittel erhöhen. Dafür soll der Kohleanteil dann noch knapp zwei Fünftel betragen. Absolut betrachtet wird die auf Kohle basierte Stromerzeugung in den Nicht-OECD-Ländern bis 2040 um 74 Prozent weiter stark wachsen. In Indien und China macht Kohle heute drei Viertel des Stromerzeugungsmixes aus. Dies soll sich bis 2040 auf etwas mehr als die Hälfte reduzieren. Kohle bleibt aber hier weiterhin wichtigster Energieträger. Gleichzeitig nimmt der Einsatz von erneuerbaren Energien zu. Eine etwas andere Struktur hat Russland: Erdgas macht hier knapp 50 Prozent und Kohle, Kernenergie und Erneuerbare Energien jeweils etwa 16 Prozent aus. Bis 2040 soll insbesondere die Bedeutung der erneuerbaren Energien auf gut ein Viertel steigen.

Tabelle 2-2: Stromerzeugungsmix 2012 und 2040

Angaben in Prozent

		Erdöl	Erdgas	Kohle	Kern-energie	Erneuerbare	absolut in TWh ¹
OECD							
OECD	2012	3,6	25,5	32,3	18,1	20,6	10.779
	2040	0,5	28,1	16,1	18,5	36,8	13.286
darunter:							
EU-28	2012	2,2	17,8	28,7	27,1	24,2	3.260
	2040	0,3	23,5	9,2	21,2	45,7	3.742
USA	2012	0,8	29,6	38,5	18,8	12,4	4.270
	2040	0,2	33,6	21,5	17,9	26,8	5.209
Japan	2012	17,7	38,7	29,6	1,6	12,5	1.026
	2040	2,0	23,2	22,0	21,0	31,8	1.142
Nicht-OECD							
Nicht-OECD	2012	6,3	19,8	48,0	4,3	21,7	11.942
	2040	1,6	21,5	37,7	8,2	31,1	26.818
darunter:							
China	2012	0,2	1,9	75,9	1,9	20,1	5.024
	2040	0,0	8,1	51,7	10,3	29,9	10.734
Indien	2012	2,1	8,1	71,8	2,8	15,2	1.166
	2040	0,2	11,6	54,8	7,1	26,2	3.787
Russland	2012	2,6	49,1	15,8	16,6	15,8	1.069
	2040	0,2	41,5	12,8	21,4	24,0	1.503
Welt							
Welt	2012	5,0	22,5	40,5	10,8	21,2	22.721
	2040	1,2	23,7	30,5	11,6	33,0	40.104

¹ 1 TWh (Terawattstunde)= 1 Mrd. Kilowattstunde (kWh)

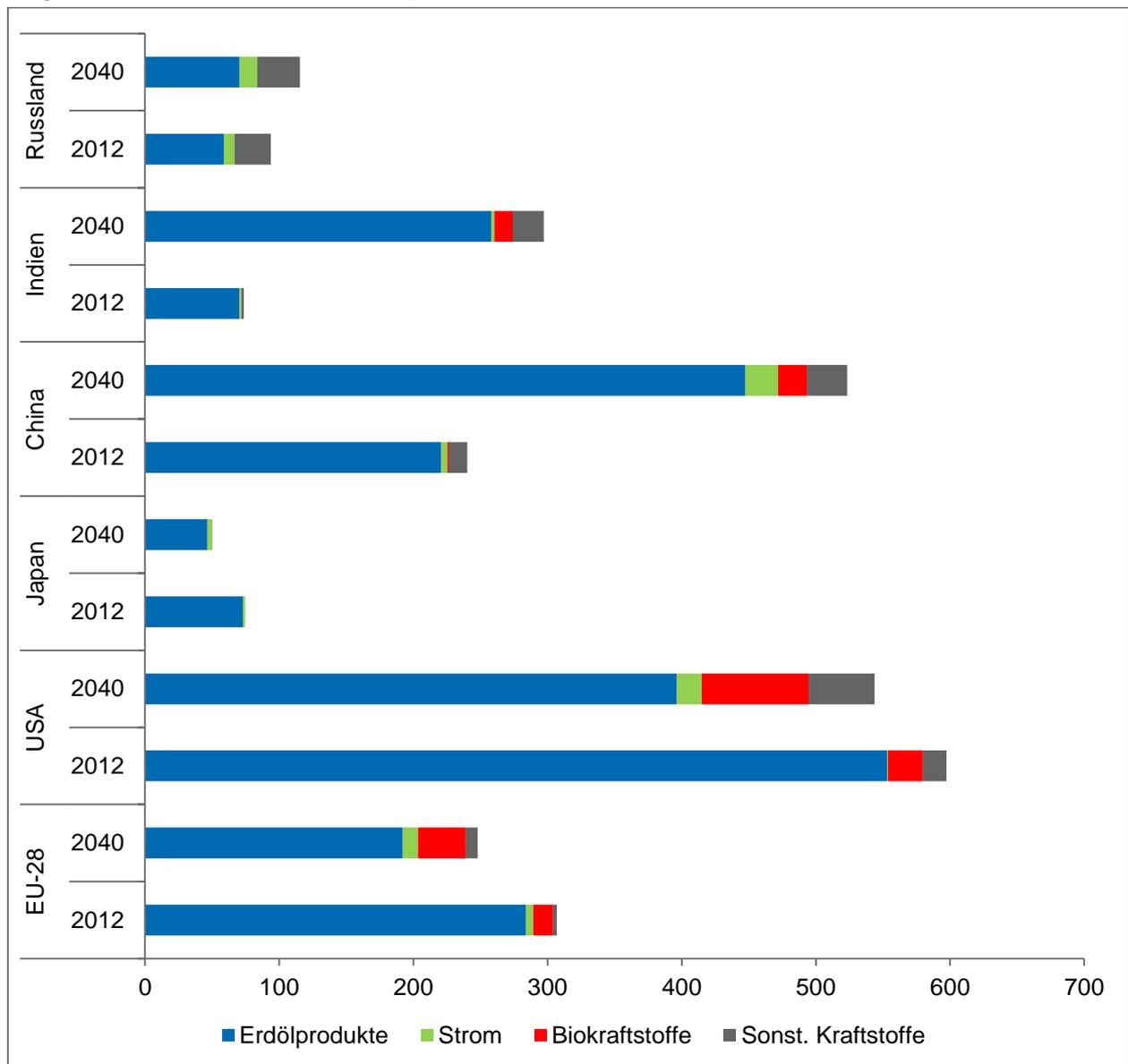
Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

2.1.2.2 Primärenergiemix beim Verkehr

Die globale Endenergienachfrage im Verkehrsbereich wird bis 2040 mäßig ansteigen (2012-2040: +38 Prozent). In den Nicht-OECD-Ländern soll sich die Nachfrage hierbei fast verdoppeln (2012-2040:+97 Prozent) – gleichzeitig wird ein Rückgang in den OECD-Ländern um 10 Prozent vorgesehen. Dominiert wird die globale Endenergienachfrage im Verkehrssektor durch Ölprodukte (93 Prozent). Bis 2040 soll dieser Anteil auf 85 Prozent fallen. Dafür sollen Biokraftstoffe (2012: 2; 2040: 6 Prozent) und andere Kraftstoffe (2012: 4; 2040: 7 Prozent) etwas mehr an Bedeutung gewinnen. Insbesondere in den OECD-Ländern ist es darauf zurückzuführen, dass Öl(-produkte) (2012: 94 Prozent; 2040: 79 Prozent) zunehmend durch Biokraftstoffe (2012: 4 Prozent; 2040: 11 Prozent), andere Kraftstoffe (2012: 2; 2040: 6 Prozent) und Elektrizität (2012: 1 Prozent; 2040: 3 Prozent) substituiert werden wird (werden). Dagegen werden nur geringe Veränderungen im Energiemix für den Verkehrssektor in den Nicht-OECD-Ländern prognostiziert. Die Bedeutung von Öl reduziert sich von 89 auf 85 Prozent, dafür steigt der An-

teil an Biokraftstoffen von 2 auf 5 Prozent. Unverändert sollen die Anteile von Elektrizität (2 Prozent) und anderen Kraftstoffen (7 Prozent) bleiben (IEA, 2014).

Abbildung 2-5: Energiemix bei Verkehr für ausgewählte Länder 2012 und 2040
Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten



Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

Abbildung 2-5 zeigt, dass der Rückgang des Energiebedarfs im Verkehrsbereich bis 2040 in den OECD-Ländern vor allem auf den geringeren erwarteten Bedarf in der Europäischen Union (-19 Prozent), den USA (-9 Prozent) und auch Japan (-33 Prozent) zurückzuführen ist. Zudem werden Ölprodukte in 2040 in der Europäischen Union und den USA nur noch etwa drei Viertel des Energiemixes ausmachen. Dafür soll sich die Bedeutung von Biokraftstoffen verdreifachen (von heute 5 Prozent auf etwa 15 Prozent). In Japan reduziert sich der Ölanteil bis 2040 von 98 auf 93 Prozent und Elektrizität wird dafür etwas wichtiger. Das starke Wachstum in den Nicht-OECD-Ländern wird durch große Nachfrageanstiege in China (+117 Prozent) und Indien (+304 Prozent) hervorgerufen. Auch hier soll (-en) bis 2040 Öl(-produkte) durch alternative Kraftstoffe

im geringen Maße substituiert werden. Beträgt der Öl(-produkt)anteil in China 92 Prozent und in Indien 96 Prozent, so soll er sich in beiden Ländern auf 86 Prozent bis 2040 vermindern. Erwartet wird, dass China verstärkt auf Elektrizität und Biokraftstoffe setzen wird. In Indien sollen andere Kraftstoffe stärker an Bedeutung gewinnen. Einen etwas anderen Energiemix hat hier Russland. Hier machen Öl(-produkte) nur gut drei Fünftel aus. Dafür sind andere Kraftstoffe (30 Prozent) und Elektrizität (8 Prozent) heute bereits deutlich wichtiger und das soll auch laut dem „New Policies Scenario“ der IEA in Zukunft so bleiben.

2.2 Angebotssituation bei fossilen Rohstoffen

Auf der Angebotsseite lassen sich folgende wesentliche Trends identifizieren, die im Folgenden näher dargestellt werden:

- 1) Nicht-erneuerbare Energierohstoffe sind heute wie auch langfristig in ausreichenden Mengen als Reserven verfügbar und es gibt noch ein großes verbleibendes Potenzial aufgrund hoher Mengen an Ressourcen.
- 2) Nicht-konventionelle Energierohstoffe werden in Zukunft immer wichtiger und bieten potenziell Schutz vor Engpässen. Neue Produktionsregionen gewinnen insbesondere bei der Erdgasförderung an Bedeutung.

2.2.1 Große geologische Potenziale bei nicht-erneuerbaren Energierohstoffen

Aus geologischer Sicht gibt es bei nicht-erneuerbaren Energierohstoffen (Erdöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Uran) noch große Potenziale. Das Gesamtpotenzial nicht-erneuerbarer Energierohstoffe in Höhe von 573 Tausend EJ besteht zu 7 Prozent aus verfügbaren Reserven und zu 90 Prozent aus Ressourcen. Nur 3 Prozent wurde seit Förderbeginn gefördert. Die Ressourcen übertreffen die Reserven um mehr als das Zehnfache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme von konventionellem Erdöl. In 2012 betrug die weltweite Jahresförderung 509 EJ. Ein Vergleich von weltweiter Jahresförderung mit Reserven und Ressourcen zeigt, dass das Verhältnis hier 1 zu 78 zu 1.049 beträgt. Grundsätzlich bedeutet dies, dass aus geologischer Sicht auch ein steigender Energiebedarf gedeckt werden kann vorbehaltlich, dass alle Energierohstoffe verfügbar gemacht werden können, wenn sie benötigt werden (BGR, 2013). Im Folgenden werden die Verfügbarkeiten für die verschiedenen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Erdöl näher betrachtet.

2.2.1.1 Braunkohle

Die Versorgungssituation ist für Braunkohle weltweit insbesondere aufgrund der guten Ressourcenlage und in einigen Regionen zusätzlich aufgrund der Reservesituation auch in Zukunft gut (Tabelle 2-3):

- Das größte verbleibende Potenzial von Braunkohle ist in den GUS-Staaten, Nordamerika und Austral-Asien vorzufinden (BGR, 2013). Ein Drittel der Braunkohlereserven sind in den GUS-Staaten, hier fast ausschließlich in Russland, verfügbar. Weitere 29 Prozent in Austral-Asien, davon 16 Prozent in Australien. Deutschland verfügt aktuell noch über 14 Prozent und die USA noch über 11 Prozent der weltweiten Braunkohlereserven (siehe auch Tabelle 9-1 im Anhang für eine Länderliste).

- Große Potenziale gibt es aufgrund bisher noch nicht direkt verfügbarer aber nachgewiesener Ressourcen in Nordamerika (36 Prozent der weltweiten Ressourcen), den GUS-Staaten (31 Prozent) und in Austral-Asien (25 Prozent). Alleine die USA (33 Prozent) und Russland (31 Prozent) besitzen zwei Drittel der weltweiten Ressourcen.
- Insbesondere die GUS-Staaten und Nordamerika verfügen über sehr hohe Reserve-reichweiten, d. h. bei der aktuellen Fördermenge würden die Reserven noch gut 1.000 Jahre in den GUS-Staaten und in den USA 400 Jahre ausreichen. Bei der aktuellen Jah-resfördermenge reichen die aktuellen Reserven in Deutschland für weitere 218 Jahre.
- Mehr als die Hälfte der Braunkohleförderung in 2012 fand in Europa und ein weiteres Drittel in Austral-Asien statt. Zwei Drittel der weltweiten Braunkohleförderung fand in 2012 in sieben Ländern statt. Ganz vorne sind es Deutschland (17 Prozent) und China (13 Prozent). Danach folgenden mit Abstand die Länder Russland, Türkei, USA und Australien und Polen mit jeweils ca. 6-7 Prozent.

Tabelle 2-3: Braunkohle¹ - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angaben in Prozent und in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2012

	Förderung 2012	Reserven ²	Ressourcen ³	Verbleiben-des Potenzial ⁴	Reserve-reichweite ⁵
Europa	51,7	24,8	7,8	8,9	123
GUS	8,2	32,9	30,7	30,8	1.023
Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Naher Osten	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Austral-Asien	32,1	28,9	25,3	25,5	231
Nordamerika	7,3	11,6	35,7	34,2	406
Lateinamerika	0,6	1,8	0,5	0,6	725
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	256
Welt absolut in Mt	1.106	283.134	4.164.736	4.447.869	

¹Weichbraunkohle: Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg; ²nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ³nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen; ⁴Reserven plus Ressourcen; ⁵Verhältnis Reserven zu Jahresförderung, d. h. wie viele Jahre sind noch Reserven verfügbar, wenn der Verbrauch konstant bleiben würde.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

2.2.1.2 Steinkohle

Austral-Asien und Nordamerika sind die wichtigsten Förderregionen für Steinkohle und besitzen auch für die Zukunft die weltweit größten Reserven und Ressourcen und somit das größte verbleibende Potenzial (Tabelle 2-4):

- Mehr als die Hälfte der globalen Steinkohleförderung im Jahr 2012 fand in China statt (siehe auch Tabelle 2-4 im Anhang). Weitere 12 Prozent wurden in dem Jahr in den USA und 8 Prozent in Indien abgebaut. Weitere relevante Förderländer mit Anteilen an

der weltweiten Steinkohleförderung von 4 bis 6 Prozent waren Indonesien, Australien, Russland und Südafrika.

- Besonders hohe Wachstumsraten bei der Steinkohleförderung konnten zwischen 2002 und 2012 für Indonesien (+261 Prozent), Vietnam (+165 Prozent), China (+127 Prozent) und Kolumbien (+123 Prozent) verzeichnet werden. Dafür haben viele europäische Länder ihre Steinkohleförderung deutlich reduziert, zum Beispiel in Spanien, Deutschland und Großbritannien, bzw. in Frankreich sogar eingestellt (BMW, 2014).
- Drei Viertel der globalen Reserven und Ressourcen liegen in diesen Regionen. China und die USA verfügen über die höchsten Steinkohlereserven und auch -ressourcen, da sie mehr als die Hälfte der heute gewinnbaren Reserven besitzen. Weitere knapp 28 Prozent der weltweiten Steinkohlereserven teilen sich auf Indien, Russland und Australien auf.
- Ähnlich sieht es bei den Ressourcen aus: Hier sind 29 Prozent der nachgewiesenen Ressourcen in China und 38 Prozent in den USA zu finden. Weitere relevante Ressourcen gibt es noch in Russland (15 Prozent) und Australien (9 Prozent). Während China nur noch eine Reservereichweite von 52 Jahren hat, liegen diese in den USA (265 Jahre), Russland (254 Jahre) und Australien (163 Jahre) deutlich höher. Russland verfügt über relativ hohe Reserven und Ressourcen für Steinkohle und könnte hier in Zukunft eine wichtige Rolle als Steinkohleförderland spielen.

Tabelle 2-4: Steinkohle¹ - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angaben in Prozent und in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2012

	Förderung 2012	Reserven ²	Ressourcen ³	Verbleibendes Potenzial ⁴	Reservereichweite ⁵
Europa	1,9	2,5	2,7	2,7	147
GUS	7,0	17,0	16,6	16,6	274
Afrika	3,9	4,7	0,5	0,7	135
Naher Osten	0,0	0,2	0,2	0,2	1.003
Austral-Asien	72,3	44,6	40,2	40,4	69
Nordamerika	13,5	29,9	38,8	38,4	250
Lateinamerika	1,4	1,2	0,2	0,2	96
Antarktis	0,0	0,0	0,9	0,8	-
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	
Welt absolut in Mt	6.835	768.999	17.143.481	17.912.480	113

¹Hartkohle: Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei); ²nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ³nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen; ⁴Reserven plus Ressourcen; ⁵Verhältnis Reserven zu Jahresförderung, d. h. wie viele Jahre sind noch Reserven verfügbar, wenn der Verbrauch konstant bleiben würde.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

2.2.1.3 Erdgas

Zwei Fünftel der bisher seit Förderbeginn erfolgten (sogenannte akkumulierten) Erdgasförderung fand in Nordamerika statt, ein weiteres gutes Viertel in den GUS-Staaten sowie 11 Prozent in Europa. Erdgas verfügt über ein sehr hohes verbleibendes Potenzial, das sich aus Reserven und Ressourcen zusammensetzt. Das verbleibende Potenzial besteht überwiegend aus noch nicht direkt verfügbaren Ressourcen. Da bis heute lediglich 11 Prozent des Gesamtpotenzials³ gefördert wurden, besteht das Gesamtpotenzial zu gut einem Fünftel aus Reserven und zu mehr als zwei Drittel Ressourcen. Gemessen am Gesamtpotenzial sind die GUS-Staaten, Nordamerika und Austral-Asien die wichtigsten Regionen für Erdgas (Tabelle 2-5):

- In 2012 wurden lediglich 0,4 Prozent des Gesamtpotenzials weltweit gefördert. Von den in 2012 insgesamt geförderten 3.389 Mrd. m³ Erdgas kam jeweils gut ein Viertel aus Nordamerika und den GUS-Staaten. Je ein weiteres Sechstel wurde im Nahen Osten und Austral-Asien produziert. Die bei weitem wichtigsten Förderländer waren in 2012 die USA (20 Prozent der globalen Erdgasförderung) und Russland (18 Prozent). Danach folgen mit großem Abstand mit jeweils etwa 5 Prozent Iran, Katar und Kanada (siehe auch Tabelle 9-3 im Anhang) (BGR, 2013). Besonders hohe Wachstumsraten verzeichneten zwischen 2002 und 2012 wichtige Förderländer wie Katar (+447 Prozent) und China (+228 Prozent), aber auch Nigeria (+167 Prozent), der Irak (+153 Prozent) und Iran (+126 Prozent) haben ihre Fördermengen mehr als verdoppelt in diesem Zeitraum (siehe BMWi, 2014).
- Reserven sind vorrangig im Nahen Osten (41 Prozent der weltweiten Reserven) und in den GUS-Staaten (31 Prozent) verfügbar. Im Nahen Osten reichen die Reserven gemessen an der aktuellen Fördermenge noch etwa 149 Jahre (Reservereichweite). In den GUS-Staaten sind es noch 77 Jahre. Allerdings kann der Nahe Osten nur 8 Prozent der weltweit nachgewiesenen Ressourcen vorweisen. Hier spielen die GUS-Staaten (27 Prozent), Austral-Asien (21 Prozent) und Nordamerika (18 Prozent) eine deutlich wichtigere Rolle und verfügen damit über ein relativ hohes verbleibendes Potenzial. In 2012 waren die Länder mit den größten Erdgasreserven Russland (23 Prozent), Iran (17 Prozent) und Katar (13 Prozent). Danach folgen mit großem Abstand Turkmenistan (5 Prozent), USA und Saudi-Arabien (jeweils 4 Prozent) (siehe Tabelle 9-3 im Anhang). Auch bei den Erdgasressourcen verfügt Russland über knapp ein Viertel der weltweit nachgewiesenen Ressourcen. Danach folgen mit großem Abstand China (11 Prozent), USA (9 Prozent), Kanada (6 Prozent) und Australien (5 Prozent) (siehe Tabelle 9-3 im Anhang).
- Während in Russland, Iran, Katar, Saudi-Arabien und Turkmenistan die Reserven fast ausschließlich konventionelle Erdgasreserven sind, machen nicht-konventionelle Erdgasreserven, insbesondere Schiefergas, in den USA etwa die Hälfte der Erdgasreserven aus. Auch in Australien sind ein Viertel der Erdgasreserven mittlerweile nicht-konventionelles Kohleflözgas (CBM) (BGR, 2013).
- Weltweit ist rund die Hälfte der Erdgasressourcen konventioneller Natur. Ein weiteres Drittel sind Schiefergasressourcen. In geringeren Mengen sind Tight-Gas (10 Prozent) und Kohleflözgas (CBM) (8 Prozent) nachweisbar. Die Zusammensetzung der Ressourcen variiert deutlich in den wichtigsten Ländern: in Russland überwiegt zu 70 Prozent konventionelles Erdgas. Die übrigen 30 Prozent teilen sich in 14 Prozent Tight-Gas, 9

³ Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen

Prozent Kohleflözgas (CBM) und 7 Prozent Schiefergas auf. In China ist das Verhältnis konventionell zu nicht-konventionell im Vergleich zu Russland genau andersherum. Die nicht-konventionelle Erdgasressourcen summieren sich hier zu 36 Prozent Schiefergas, 17 Prozent Tight-Gas und 16 Prozent Kohleflözgas (CBM) gemessen an den gesamten dort identifizierten Erdgasressourcen. In den USA, wo konventionelle Ressourcen knapp die Hälfte betragen, spielen Schiefergasressourcen mit 29 Prozent und Tight-Gas mit 17 Prozent eine wesentliche Rolle (BGR, 2013).

Tabelle 2-5: Erdgas - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angaben in Prozent und in Mrd. m³ (Milliarden Kubikmeter), 2012

	Förderung 2012	Reserven ¹	Ressourcen ²	Verbleibendes Potenzial ³	Reservereichweite ⁴
Europa	8,5	2,2	3,3	3,1	15
GUS	23,5	31,4	27,1	28,1	77
Afrika	6,2	7,4	12,9	11,6	69
Naher Osten	16	41,0	7,9	15,8	149
Austral-Asien	14,5	8,6	21,2	18,2	34
Nordamerika	26,1	5,5	17,7	14,8	12
Lateinamerika	5,2	3,9	9,8	8,4	43
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	58
Welt absolut in Mrd. m³	3.389	196.173	628.846	825.019	

¹nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ²nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen; ³Reserven plus Ressourcen; ⁴Verhältnis Reserven zu Jahresförderung, d. h. wie viele Jahre sind noch Reserven verfügbar, wenn der Verbrauch konstant bleiben würde.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

2.2.1.4 Erdöl

In Zukunft wird es weiterhin möglich sein, auf konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl zurückzugreifen, da 30 Prozent des Gesamtpotenzials als schnell verfügbare Reserven und knapp die Hälfte (46 Prozent) als nachgewiesene, aber noch nicht direkt verfügbare Ressourcen vorliegen. Die Nutzung der Ressourcen ist jedoch stark abhängig vom technischen Fortschritt und relevanten Investitionen. Lediglich ein Viertel des Gesamtpotenzials ist bisher gefördert worden. Mehr als die Hälfte der kumulierten Förderung teilt sich auf den Nahen Osten (28 Prozent) und Nordamerika (25 Prozent) auf. Das weltweite Gesamtpotenzial von konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl betrug in 2012 719 Mrd. Tonnen. Gemessen am Gesamtpotenzial sind der Nahe Osten, Nordamerika und Lateinamerika die wichtigsten Regionen für Erdöl (Tabelle 2-6):

- Die Jahresförderung in 2012 machte 0,6 Prozent des Gesamtpotenzials aus. Von dem in 2012 insgesamt geförderten 4 Mrd. Tonnen Erdöl kamen alleine ein Drittel aus dem Nahen Osten und etwa jeweils ein Sechstel aus Nordamerika und den GUS-Staaten. Die wichtigsten Förderländer waren in 2012 Saudi-Arabien (13 Prozent der globalen

Förderung in 2012), Russland (13 Prozent) und die USA (10 Prozent) (siehe auch Tabelle 9-4 im Anhang) (BGR, 2013).

- Zwischen 2002 und 2012 konnten insbesondere Kuwait und die Vereinigten Arabischen Emirate ihre Jahresproduktion um die Hälfte erhöhen. Aber auch Kanada (+39 Prozent) und die GUS-Staaten (+44 Prozent) sowie auch Deutschland von einem niedrigeren Niveau (+44 Prozent) haben ihre Erdölproduktion in diesem Zeitraum deutlich erhöht. Gleichzeitig haben sich die Fördermengen in folgenden Ländern besonders reduziert: Großbritannien (-61 Prozent), Norwegen (-44 Prozent) (BMW, 2014).

Tabelle 2-6: Erdöl - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angabe in Prozent in Mio. t (1 Mio. t Rohöleinheit= 41,869 PJ), 2012

	Förderung 2012	Reserven¹	Ressourcen²	Verbleibendes Potenzial³	Reservereichweite⁴
Europa	4,0	1,0	2,1	1,7	14
GUS	15,9	8,0	14,9	12,2	26
Afrika	11,2	8,2	9,4	8,9	39
Naher Osten	32,5	50,2	9	25,3	81
Austral-Asien	9,4	2,8	10,7	7,6	15
Nordamerika	17,8	15,5	26,4	22,1	46
Lateinamerika	9,2	14,3	27,5	22,3	81
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	52
Welt absolut in Mio. t	4.137	216.551	331.447	547.998	0

¹nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ²nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen; ³Reserven plus Ressourcen; ⁴Verhältnis Reserven zu Jahresförderung, d. h. wie viele Jahre sind noch Reserven verfügbar, wenn der Verbrauch konstant bleiben würde.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

Die Hälfte der globalen Erdölreserven befand sich in 2012 im Nahen Osten (Tabelle 2-6). Weitere wichtige Reserven sind in Nordamerika (16 Prozent der weltweiten Reserven) und Lateinamerika (14 Prozent) vorzufinden. Allerdings kann der Nahe Osten nur 9 Prozent der weltweiten Ressourcen vorweisen. Hier spielen Lateinamerika (28 Prozent), Nordamerika (26 Prozent) und die GUS-Staaten (15 Prozent) eine wichtigere Rolle. Diese Regionen verfügen somit auch über ein hohes verbleibendes Potenzial. Betrachtet man jedoch die Reservereichweite – die Relation Reserven zu Jahresförderung so verfügen der Nahe Osten und Lateinamerika über Reserven, die nur noch bis zu ca. 80 weitere Jahre reichen könnten. In Nordamerika sind es nur noch 46 Jahre und in Afrika 39 Jahre (BGR, 2013).

In den letzten beiden Dekaden konnte eine starke Zunahme der weltweit gesicherten (nicht-) konventionellen Erdölvorräte beobachtet werden (1992-2012: +57 Prozent). Alleine im vergangenen Jahrzehnt haben sich die Reserven um 41 Prozent erhöht. Dies ist vor allem durch die intensive Erschließung von Reserven in Nordamerika und Lateinamerika und abgeschwächt in den GUS-Staaten und Afrika zurückzuführen. Insbesondere seit 2009 ist ein sprunghafter Anstieg der Reserven in Nord- und Südamerika festzustellen. Zwischen 2009 und 2012 haben

sich die Reserven in Nordamerika mehr als verfünffacht und in Lateinamerika verdreifacht. Beide Regionen konnten seit 1992 ihre Anteile an den weltweiten Reserven annähernd verdoppeln: Nordamerika von 9 Prozent (1992) auf 16 Prozent (2012) und Lateinamerika von 7 Prozent (1992) auf 14 Prozent (2012) (BMW, 2014).

In 2012 waren nach Saudi-Arabien, das noch 17 Prozent der weltweiten Ölreserven besitzt, Kanada und Venezuela mit jeweils gut 12 Prozent die wichtigsten Länder mit Ölreserven (siehe auch Tabelle 9-4 im Anhang). Dies liegt vor allem an dem Fund von nicht-konventionellen Energieträgern wie Ölsandreserven in Kanada, wo diese 98 Prozent der Reserven darstellen und Schwerstölreserven in Venezuela, die hier für 79 Prozent der Erdölvorräte verantwortlich sind. Bei den Erdölressourcen besitzen Venezuela (20 Prozent der weltweiten Ressourcen), Kanada (17 Prozent), Russland (11 Prozent) und die USA (7 Prozent) die größten Mengen. In Venezuela und Kanada ist das auf den Nachweis überwiegend nicht-konventioneller Energierohstoffe zurückzuführen. In Venezuela bestehen Erdölressourcen zu 93 Prozent aus Schwerstölressourcen, in Kanada zu 91 Prozent aus Ölsandressourcen. Im Vergleich dazu bestehen in Russland und den USA die Ressourcen zu drei Fünfteln aus konventionellem Ölvorkommen und zu etwa 30 Prozent aus Schieferölquellen (BGR, 2013).

2.2.2 Zunehmende Förderung nicht-konventioneller Energierohstoffe

Die Bedeutung nicht-konventioneller Energierohstoffe soll sich bis 2040 weltweit deutlich erhöhen. Der aktuelle World Energy Outlook 2014 ermittelte hierfür wesentliche langfristige Produktionstrends bei den wesentlichen fossilen Energierohstoffen (Tabelle 2-7). Bei der Ölproduktion, die sich dem „New Policies Szenario“ zufolge bis 2040 nur mäßig um 17 Prozent erhöhen soll, tritt die Förderung von Natural Gas Liquids (NGL) und anderen nicht-konventionellen Ölen immer stärker in den Vordergrund (IEA, 2014a). Die konventionelle Erdölproduktion soll um 5 Prozent zurückgehen. Konventionelles Erdöl hat seit 1990 (89 Prozent) immer mehr an Bedeutung verloren und soll langfristig (2040) nur noch zwei Drittel der weltweiten Ölproduktion bestreiten. Der Rest wird dann nicht-konventioneller Natur sein. Die NGL-Produktion soll im Vergleich zu heute um ungefähr die Hälfte wachsen und bei anderen nicht-konventionellen Ölen wird sich das Angebot mehr als verdreifachen. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass relevante Investitionen und technische Fortschritte bei der Erschließung entsprechender nicht-konventioneller Erdölvorkommen gemacht werden.

Bedenken über die Sicherheit der zukünftigen Gasversorgung werden zumindest teilweise verringert durch die wachsende Anzahl internationaler Gasversorger, die beinahe Verdreifachung der Gasverflüssigungsanlagen und den steigenden Anteil von Flüssigerdgas bis 2030, das zur Deckung der kurzfristigen Bedürfnisse der immer stärker vernetzten regionalen Märkte umgeleitet werden kann. Der zunehmend flexible Welthandel mit Flüssigerdgas bietet potenziell einen gewissen Schutz vor drohenden Versorgungsengpässen (IEA, 2014b). Das Erdgasangebot soll bis 2040 um mehr als die Hälfte wachsen und hat damit die höchste Wachstumsrate unter den fossilen Brennstoffen. Unkonventionelles Erdgas ist dabei für fast 60 Prozent des globalen Wachstums zwischen 2012 und 2040 mit einer Wachstumsrate von 185 Prozent verantwortlich. Der Wert für konventionelle Erdgase soll in diesem Zeitraum um 30 Prozent wachsen. Während nicht-konventionelle Gase vor 25 Jahren nur 3 Prozent des gesamten Erdgasangebots ausmachten, sind es heute bereits 17 Prozent. In 2040 soll dieser Anteil bereits bei 31 Prozent liegen.

Tabelle 2-7: Produktionstrends bei nicht-konventionellen Energierohstoffen bis 2040

Anteile und Wachstum in Prozent der Energierohstoffproduktion

	1990	2012	2040	Absolutes Wachstum 2012-40
Erdöl				
Konv. Erdöl	89,1	78,3	63,9	-4,8
NGL	8,4	13,7	17,5	49,4
Nicht-konv. Erdöl	0,5	5,6	15,5	224,7
Prozessgewinne	1,9	2,4	3,1	50,2
Gesamt	100,0	100,0	100,0	16,0
Erdgas				
Konv. Gas	96,6	82,8	68,6	29,6
Nicht-Konv. Gas	3,4	17,2	31,4	185,3
Gesamt	100,0	100,0	100,0	56,4

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

In den letzten Jahren haben technologische Fortschritte bei der Gewinnung von nicht-konventionellem Erdgas, insbesondere bei Schiefergas, nicht nur in den USA, sondern auch international für eine Zunahme der Förderung und eine Erhöhung der geschätzten Reserven gesorgt. Bei vielen Experten galt Erdgas bisher als vergleichsweise klimafreundlich und sauber. Erdgas wird häufig als fossile Brückentechnologie angepriesen, die im Vergleich zu Öl und Kohle deutlich geringere CO₂-Emissionen verursacht. Für die Bewertung der Emissionsbilanzen fossiler Energieträger müssen alle Stufen der Wertschöpfungskette berücksichtigt werden. Eine sachgerechte Beurteilung ist deswegen nur möglich, wenn die gesamte Life Cycle Analysis (LCA) betrachtet und alle relevanten Treibhausgase berücksichtigt werden. Der europäische Emissionshandel berücksichtigt bisher keine Methanemissionen. Der bisher gepriesene Klimavorteil für Erdgas verringert sich jedoch, wenn man neben dem Treibhausgas CO₂ auch auf die Methanemissionen schaut (siehe u.a. Brandt et al., 2014; Howarth et al, 2011; Howarth, 2014; Lambert et al, 2011; Tollefson; 2013). Wesentliches Ergebnis dieser Studien ist, dass Erdgas im Vergleich zu Kohle und Öl höhere Methanemissionen aufweisen kann. Im Hintergrund steht, dass Methan ein 20- bis 100-mal stärker auf das Klima sich auswirkendes Gas ist als CO₂. Methan schneidet in der Klimabilanz umso besser ab, je länger der Betrachtungszeitraum ist. Aus diesem Grund ist es für die Ermittlung der Emissionen verschiedener Energieträger wichtig, den Klimabetrachtungszeitraum und das Global Warming Potential (GWP) von Treibhausgasen zu bestimmen. Der Weltklimarat der Vereinten Nationen (IPCC) hat aufgrund aktueller Forschungsergebnisse den GWP für Methan für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren von 25 (IPCC, 2007) auf 28-34 (IPCC, 2013) erhöht, da Methan in der Atmosphäre mehr Wärme speichert als bisher allgemein angenommen.

2.2.3 Neue Produktionsregionen werden wichtiger

Bei der bis 2040 mäßig wachsenden Ölproduktion (+16 Prozent) gibt es im Großen und Ganzen keine großen Veränderungen bei den Produktionsregionen (Tabelle 2-8). Der Nahe Osten und OECD-Amerika werden als Produktionsstandorte bis 2040 weiter an Bedeutung gewinnen. Heute tragen diese beiden Regionen bisher nur zur Hälfte der globalen Ölproduktion bei. In 2040 sollen fast zwei Fünftel der weltweiten Ölproduktion im Mittleren Osten und gut ein Fünftel in den OECD-Ländern des amerikanischen Kontinentes stattfinden. Weniger bedeutend werden dafür die Produktionsstandorte in Europa und in den Nicht-OECD-Ländern Asiens. Ein besonders dynamisches Wachstum wird bis 2040 für Lateinamerika (+53 Prozent), Asien/Ozeanien (+36 Prozent), den Nahen Osten (+35 Prozent) und OECD-Amerika (+32 Prozent) prognostiziert.

Tabelle 2-8: Produktionsregionen der Zukunft

Angaben in Prozent der weltweiten Produktion

	Erdöl			Erdgas			Kohle ¹		
	2012	2040	Wachstum 2012-2040	2012	2040	Wachstum 2012-2040	2012	2040	Wachstum 2012-2040
OECD-Länder									
Amerika	18,0	20,5	32,2	25,8	23,3	41,6	13,5	8,3	-31,4
Europa	4,0	2,2	-36,7	8,1	3,9	-24,5	4,3	1,6	-58,2
Asien/Ozeanien	0,7	0,8	36,2	1,9	3,2	164,5	6,1	8,5	56,0
Nicht-OECD-Länder									
Europa/Eurasien	16,0	12,0	-12,6	25,4	22,3	37,3	8,1	7,4	2,2
Asien	9,2	5,8	-26,9	12,3	15,6	98,7	62,4	66,5	19,4
Naher Osten	32,3	37,6	35,0	15,4	16,8	70,8	0,0	0,0	26,9
Afrika	11,3	9,7	-0,3	6,2	8,7	121,1	3,8	5,1	49,6
Lateinamerika	8,6	11,3	53,2	5,0	6,1	91,8	1,5	2,5	80,6
Welt									
Welt	100,0	100,0	16,0	100,0	100,0	56,4	100,0	100,0	12,1

¹Stein- und Braunkohle sowie Kohleprodukte

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, New Policies Scenario, Berechnungen des IW Köln

Die weltweite Gasproduktion wird sich bis 2040 um mehr als die Hälfte im Vergleich zu heute erhöhen. Grund hierfür sind die starken Produktionszuwächse in den Regionen OECD-Asien/Ozeanien (+165 Prozent), Afrika (+121 Prozent), Nicht-OECD-Asien (+99 Prozent) und Lateinamerika (92 Prozent). Europa dagegen wird insgesamt an Bedeutung verlieren. In den OECD-Ländern Europas soll sich die Gasproduktion bis 2040 um ein Viertel verkleinern. Afrika und die Nicht-OECD-Länder Asiens gewinnen an ihrer Stelle an Wichtigkeit.

Bei dem konventionellen Energieträger Kohle werden bei der Förderung folgende Trends erwartet. Während Kohle (Stein- und Braunkohle inklusive der Kohleprodukte) in ausreichender Menge verfügbar und die Versorgung mit Kohle gesichert ist, wird ihr künftiger Einsatz durch Maßnahmen gehemmt, welche die Umweltverschmutzung und CO₂-Emissionen verringern sollen

(IEA, 2014b). Die Kohleproduktion wird sich im mäßigen Schritt mit 12 Prozent bis 2040 erhöhen. An dieser Stelle liegt von der IEA keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor, sondern es werden nur Trends für Kesselkohle, das überwiegend für thermische Zwecke eingesetzt wird, und für Kokssteinkohle, das für die Stahlverarbeitung verwendet wird, dargestellt. Bis 2040 soll insbesondere die Produktion von Kesselkohle noch um 19 Prozent wachsen. Dagegen erwartet die IEA, dass die Kokssteinkohleproduktion bis dahin um 7 Prozent schrumpfen wird.

Asien spielt eine zentrale Rolle für den weltweiten Kohlemarkt. Heute wird zwei Drittel der Kohle in Gesamtasien (OECD- und Nicht-OECD-Länder) produziert – in 2040 werden es bereits drei Viertel sein. China, Indien, Indonesien und Australien werden in 2040 mehr als 70 Prozent der weltweiten Kohle herstellen (IEA, 2014b). Lediglich in den OECD-Ländern Asien/Ozeaniens soll sich die Förderung um mehr als die Hälfte erhöhen. Zeitgleich werden die OECD-Länder in Amerika und Europa starke Produktionsrückgänge verzeichnen und an Bedeutung verlieren.

2.3 Zwischenfazit

Deutschland ist auf Energieimporte angewiesen. Die Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen in Deutschland kann somit nicht losgelöst vom Rest der Welt betrachtet werden. Um Versorgungsstörungen zu vermeiden, ist eine komplexe Betrachtung internationaler und nationaler Zusammenhänge notwendig. Zur Einordnung der Versorgungslage Deutschlands lieferte dieses Kapitel einen Überblick über die wesentlichen Verbrauchs- und Förderländer sowie über die weltweite Reserven- und Ressourcenlage von Energierohstoffen.

Der weltweite Primärenergieverbrauch hat sich insbesondere in den letzten beiden Jahrzehnten aufgrund der stark nachwachsenden Nachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern drastisch erhöht und soll auch künftig weiter wachsen. Während in den Industrieländern ein Trend in Richtung kohlenstoffarme Energieträger geht, bleiben fossile Brennstoffe zur Deckung dieses immer weiter wachsenden Primärenergiebedarfs zentral.

Elektrizität ist die weltweit am schnellsten wachsende Endenergieform. Bis 2040 soll sich die globale Stromerzeugungsmenge im Vergleich zu heute nochmal fast verdoppeln. Heute ist die Kohle der wichtigste Energieträger mit einem Anteil von zwei Fünftel bei der Stromerzeugung. Es wird erwartet, dass erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung weiter an Bedeutung gewinnen und Kohle als Energieträger an Relevanz verlieren wird. Dieser Trend ist in den Industrieländern etwas ausgeprägter als in den Entwicklungs- und Schwellenländern.

Für die weltweite Endenergienachfrage im Verkehrssektor wird ein deutlich mäßigeres Wachstum bis 2040 erwartet. Während sich in den Entwicklungs- und Schwellenländern die Endenergienachfrage fast verdoppeln soll, ist der Endenergiebedarf in diesem Bereich in den Industrieländern mit -10 Prozent rückläufig. Im Transportbereich bleiben Ölprodukte auch künftig ein zentraler Brennstoff, obgleich insbesondere in den Industrieländern alternative Treibstoffe wie zum Beispiel Biokraftstoffe wichtiger werden, was zu einem leichten Bedeutungsverlust von Ölprodukten führen wird.

Lediglich Braunkohle steht als heimischer fossiler Energierohstoff in Deutschland zur Verfügung. Deutschland ist aktuell mit 17 Prozent der weltweiten Braunkohleförderung der wichtigste Braunkohleförderer. Ein Viertel der weltweiten Reserven – davon alleine 14 Prozent in Deutschland - sind in Europa vorzufinden. Deutschland ist damit unabhängig von anderen Ländern. AI-

lerdings sind die Reservereichweiten in Europa deutlich geringer als in den anderen Regionen und es gibt nur geringe Mengen an nachgewiesenen Ressourcen. Dagegen haben die GUS-Staaten, Nordamerika und Austral-Asien langfristig ein hohes verbleibendes Potenzial. Dies liegt vor allem an deren guten Ressourcensituation für diesen Energieträger. Alleine die USA und Russland besitzen zwei Drittel der weltweiten Braunkohleressourcen. Zudem verfügen die GUS-Staaten und Nordamerika auch noch über hohe Reservereichweiten.

Deutschland ist bei Erdöl, Erdgas und auch zunehmend Steinkohle stark abhängig von dem international verfügbaren Angebot an Energierohstoffen:

- Deutschland hat keine relevante Stellung bei der Förderung, den Ressourcen und Reserven von Steinkohle. Die wichtigsten Länder für Steinkohle mit hohen Fördermengen und einem hohen verbleibenden Potenzial aufgrund zahlreicher Reserven und Ressourcen sind heute China und die USA.
- Erdgasvorkommen in Form von Reserven und Ressourcen sind in Deutschland kaum verfügbar, so dass nur sehr geringe Erdgasmengen gefördert werden. Die USA und Russland sind mit jeweils einem Fünftel der weltweiten Jahresförderung die beiden wichtigsten Förderer von Erdgas. Beim Erdgas ist das verbleibende Potenzial in Form von bisher nur nachgewiesenen Ressourcen besonders hoch. Wichtige Regionen mit Reserven sind der Nahe Osten und die GUS-Staaten. Russland besitzt jeweils ein Viertel sowohl der weltweiten Reserven als auch der Ressourcen.
- Ähnlich wie beim Erdgas sieht es in Deutschland beim Erdöl aus. Beim Erdöl sind Saudi-Arabien, Russland und die USA die wichtigsten Förderländer. Die Hälfte der globalen Erdölreserven befindet sich im Nahen Osten. Wichtige Regionen, die aufgrund hoher Ressourcenmengen ein hohes verbleibendes Potenzial haben, sind Latein- und Nordamerika sowie die GUS-Staaten. Dies liegt vor allem an dem Fund nicht-konventioneller Ressourcen in Kanada und Venezuela.

Obwohl es noch große verbleibende Potenziale an fossilen Energierohstoffen über die Welt verteilt gibt, sind diese häufig bisher nur als Ressourcen nachgewiesen und nicht ad hoc verfügbar. Dennoch bieten nicht-konventionelle Energierohstoffe und neue Produktionsregionen hier eine Chance für die künftige Vermeidung von Versorgungsengpässen:

- Szenariorechnungen für die Zukunft erwarten, dass sich die Bedeutung nicht-konventioneller Öle und Gase weltweit deutlich erhöhen wird. Dabei tritt die Förderung von Natural Gas Liquids und anderen nicht-konventionellen Ölen immer mehr in den Vordergrund und konventionelles Öl wird an Bedeutung verlieren. Unter den fossilen Brennstoffen hat Erdgas die höchste Wachstumsrate bis 2040. Getrieben wird dieses Wachstum zu 60 Prozent durch die starke Zunahme bei der Förderung von nicht-konventionellem Erdgas.
- Bei der Ölproduktion, die bis 2040 nur mäßig wachsen soll, werden keine relevanten Verschiebungen bei den Produktionsstandorten erwartet. Der Mittlere Osten und OECD-Amerika werden künftig weiter an Bedeutung gewinnen. In der Erdgasproduktion werden die Regionen Asien, Afrika und Lateinamerika künftig als Produktionsstandorte deutlich wichtiger und Europa unwichtiger werden. Asien wird seine Bedeutung als Kohleproduzent auch künftig weiter erhöhen. Zeitgleich wird die Bedeutung der Kohleförderung in den OECD-Ländern Amerikas und Europa stark zurückgehen.

Im folgenden Kapitel konzentriert sich die Analyse auf einen Sechs-Ländervergleich, um Deutschland mit den hier identifizierten relevanten Primärenergieverbrauchern in Bezug auf ihre Energiemixe und Beschaffungsstrategien näher zu beleuchten und bilden die Basis für den Energierohstoffrisikoindex, der die Unterschiede bei den Risiken zwischen den Ländern und Energierohstoffen vergleichbar macht.

3 Verbrauchsstruktur in Deutschland im internationalen Vergleich

Deutschland war in 2013 das Land innerhalb der EU-28 mit dem höchsten Primärenergieverbrauch. Danach folgen Frankreich, Großbritannien, Italien und Spanien. In einem weltweiten Vergleich nimmt Deutschland Rang 7 ein. Mehr als die Hälfte des weltweiten Primärenergieverbrauchs fiel in den fünf Staaten China, USA, Russland, Indien und Japan in 2013 an (BP, 2014). Wie unterscheidet sich die aktuelle und künftige deutsche Versorgungssituation von anderen wichtigen Primärenergiekonsumenten innerhalb und außerhalb Europas? Verfolgt Deutschland eine eigene Rohstoffstrategie im Vergleich zu wesentlichen Wettbewerbern? Zur Beantwortung dieser Fragen werden die Größe und Struktur des Energieverbrauchs für Deutschland (D) sowie für fünf relevante Primärenergieverbraucher miteinander verglichen, um herauszuarbeiten, inwiefern sich die Energiemixe sowie Beschaffungsstrategien unterscheiden. Hierfür wurden innerhalb Europas Frankreich (F) und Italien (I) ausgewählt. Außerhalb Europas dürfen die wichtigsten Großverbraucher China (CHN) und USA nicht fehlen. Dazu kommt, dass China als schnell wachsendes Schwellenland einen sehr dynamisch ansteigenden Primärenergieverbrauch hat. Ergänzt wird dies noch um den global fünft-wichtigsten Primärenergieverbraucher und das gleichzeitig sehr wesentliche Industrieland Japan. Der Rest der Studie fokussiert sich auf diese sechs Länder.

Neben dem Status quo werden auch die langfristigen Versorgungsperspektiven und -risiken dargestellt. Dafür wird ein Überblick über den Einsatz der Energieträger beim Primärenergiebedarf sowie bei den wesentlichen Verwendungen in Form von Strom, Wärme und Verkehr vorgenommen. Ergänzend liefern die Bezugsstrukturen und Lieferwege der verschiedenen Energierohstoffe der sechs Vergleichsländer weiteren Aufschluss über die Beschaffungsstrategien in den betrachteten Ländern. Basis hierfür sind die wesentlichen international verfügbaren und vergleichbaren Energiestatistiken und -bilanzen sowie vorliegende mittel- und langfristige Szenariorechnungen in verschiedenen Studien, die weiter unten vorgestellt werden.

Einige Hinweise vorab zu den verwendeten Daten in diesem Kapitel:

- Zur Gewährleistung der internationalen Vergleichbarkeit werden für alle Länder inklusive Deutschland Energiebilanzdaten der Internationalen Energieagentur (IEA) verwendet. Parallel existieren für Deutschland die Energiebilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), in welchen u. a. auch der Primärenergieverbrauch nach Energieträgern und Einsatzbereichen dargestellt wird. Da die Daten der IEA sich formal und inhaltlich von den Energiebilanzdaten der AGEB unterscheiden, kann es sein, dass es hier kleine Abweichungen gibt.⁴ Im Fall von China liegen nicht für alle Indikatoren Daten bei der IEA. Hier wird soweit möglich mit anderen Datenquellen gearbeitet.
- Zur Darstellung der mittel- bis langfristigen Trends liegen verschiedene internationale Szenariorechnungen vor. Zu berücksichtigen ist hier, dass diese jeweils unterschiedliche Annahmen treffen, die alle mit Unsicherheiten behaftet sind und sehr unterschiedlich ausfallen können. Bei den Verwendungen werden Szenariorechnungen häufig lediglich für die Stromerzeugung vorgenommen. Bei den Energieträgern liegt keine Unterteilung in Braun- und Steinkohle vor. Die Rechnungen beschränken sich häufig auf eine regio-

⁴ Dies liegt insbesondere an der unterschiedlichen Disaggregationstiefe, den angewandten energiestatistischen Methoden sowie an der Aktualität und Genauigkeit des zugrundeliegenden Energiedatenmaterials (siehe auch Buttermann/Baten, 2009).

nale Betrachtung und analysieren ggf. nur einzelne Länder. Deswegen ist es notwendig, verschiedene Rechnungen von Zukunftsszenarien zur Darstellung der Trends in den sechs Ländern zu verwenden. Hierfür wird auf die Modellrechnungen aus dem IEA World Energy Outlook 2014 (IEA 2014a) und dem Referenzszenario 2013 der EU-Kommission (EUKOM, 2013) zurückgegriffen. In beiden Rechnungen wird immer ein Wert für die Europäische Union vorgenommen. Dadurch lässt sich erkennen, inwiefern die verschiedenen Rechnungen voneinander abweichen. Für Deutschland liegt eine sehr detaillierte Prognose- und Szenariorechnung bis 2050 von EWI / GWS / Prognos (2014) vor. Diese wird für den Strommix in Deutschland vorgestellt und bewertet (siehe später in Kapitel 3.2 und Kapitel 6). An dieser Stelle wird sie nur punktuell eingesetzt wegen der fehlenden internationalen Vergleichbarkeit und sie soll die anderen Prognosen an gegebener Stelle validieren. Für einzelne IEA-Länder gibt es noch sogenannte Länderprojektionen (IEA Country Projections), die lediglich einen groben Hinweis auf die Entwicklung innerhalb eines Landes liefern, da sie nicht untereinander abgestimmt sind. Ein weiterer Nachteil ist, dass es nur für ausgewählte Länder langfristige Projektionen gibt, so dass diese hier nur sehr selektiv eingesetzt werden können, sofern keine abgestimmten internationalen Werte vorliegen.

Verschiedene Übereinstimmungen beziehungsweise Differenzen beim Energieverbrauch können aus dem Ländervergleich herausgelesen werden. Diese bestätigen die im Kapitel 2 identifizierten regionalen Trends auch auf Länderebene und werden im Folgenden detaillierter belegt:

- 1) In der vergangenen Dekade war die Primärenergienachfrage in den fünf betrachteten Industrieländern Deutschland, Frankreich, Italien, Japan und USA eher stagnierend bis rückläufig. Dieser Trend wird sich auch mittel- bis langfristig fortsetzen. Lediglich in dem Schwellenland China wird das sehr starke Wachstum der letzten Jahre auch noch in Zukunft, allerdings abgeschwächer, weiterbestehen.
- 2) Der Primärenergieverbrauch ist heute und bleibt künftig auch noch überwiegend fossil geprägt. Es findet jedoch ein Trend in Richtung kohlenstoffärmerer Energiemix in einigen der betrachteten Länder statt. Insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien sollen in künftigen Jahrzehnten erneuerbare Energien einen wichtigen Beitrag an der Energieversorgung leisten.
- 3) Bei der Stromerzeugung hat China in der vergangenen Dekade ebenfalls ein hohes Wachstum, während die Industrieländer hier eher eine gemäßigte bis stagnierende Zunahme der Erzeugungsmenge im selben Zeitraum hatten. Es werden jedoch in allen Ländern Brennstoffe in unterschiedlichen Zusammensetzungen verwendet. Während in Deutschland und China insbesondere die Kohle dominiert, ist es in Frankreich die Kernenergie. In Italien greift man bei der Stromerzeugung stark auf Erdgas, zunehmend aber auch auf erneuerbare Energien zurück. In den USA und Japan spielen Kohle aber auch Gas die relevante Rolle. Vor dem Hintergrund von Klimaschutzmaßnahmen wird mittel- bis langfristig ein Trend in Richtung erneuerbare Energien erwartet.
- 4) In den fünf betrachteten Industrieländern inklusive Deutschland ist bei der kommerziellen Wärmerzeugung Gas ein zentraler Brennstoff. Deutschland ist das einzige Land, das hier noch mit 8 Prozent Braunkohle einsetzt. Erdgas trägt zu zwei Fünfteln und Steinkohle zu einem Viertel des Energiemixes zu der deutschen kommerziellen Wärmeproduktion bei. In China wird hier fast ausschließlich auf Steinkohle zurückgegriffen.

- 5) Die Endenergienachfrage im Verkehrssektor wird in allen sechs betrachteten Ländern heute noch von Erdölprodukten dominiert. Der Trend in Richtung erneuerbare Energien wird sich in allen sechs Ländern langfristig bis 2040 verstärken. Allerdings bleiben Ölprodukte weiterhin der bei weitem wichtigste Energieträger. In den Industrieländern Deutschland, Frankreich, Italien und den USA kommen immer häufiger erneuerbare Energien ins Spiel – in China setzt man heute im Straßenverkehr zunehmend auf Erdgas.
- 6) Bei den verschiedenen Energieträgern zeigen sich je nach Land sehr unterschiedliche Importabhängigkeiten und Bezugsstrukturen. Hier werden unterschiedliche Strategien verfolgt.

3.1 Primärenergieverbrauch im Vergleich

In diesem Ländervergleich weicht insbesondere der Primärenergieverbrauch in China hinsichtlich seiner heutigen Größe sowie den erwarteten Wachstumstendenzen von den übrigen Ländern ab (siehe Tabelle 3-1):

- China ist in diesem Vergleich sowie auch weltweit der wichtigste Konsument von Primärenergie mit einem Energiegehalt von 121.217 Petajoule (PJ) und hat damit die USA von ihrem ersten Platz abgelöst. Im vergangenen Jahrzehnt hat China seinen Verbrauch mehr als verdoppelt (2002-2012: +131 Prozent). Im Vergleich zu Deutschland ist der Primärenergiekonsum in China somit heute neun Mal so hoch – in 2002 war es nur um den Faktor 4 höher (IEA 2014c). Bis 2040 soll sich der Primärenergieverbrauch in China um knapp die Hälfte im Vergleich zu heute erhöhen. Das Wachstum geht weiter, aber in einem gemäßigeren Tempo (IEA 2014a).
- In 2002 waren die USA noch die Nummer 1 mit 94.370 PJ, haben aber seitdem ihren Verbrauch etwas gesenkt (-5 Prozent) (IEA 2014c). Bis 2040 soll sich die Verbrauchsmenge hier stabilisieren und nur geringfügig wachsen (3 Prozent) (IEA, 2014a).
- Deutschland sowie Japan, Frankreich und Italien haben einen deutlich geringeren Primärenergiekonsum als China und die USA und sind von einer rückläufigen beziehungsweise stagnierenden Entwicklung geprägt. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch kommt Japan auf Platz 3 unter den sechs Ländern mit 18.936 PJ (2012), was 11 Prozent weniger als noch zehn Jahre zuvor ist (IEA 2014c). Bis 2040 soll der Konsum um weitere 7 Prozent fallen (IEA 2014a). Auch in Deutschland (2012: 13.159 PJ) und Frankreich (11.212 PJ) ist der Primärenergieverbrauch mit 8 Prozent in Deutschland und 3 Prozent in Frankreich seit Beginn des Millenniums etwas gesunken (IEA, 2014c). Bis 2040 wird sich diese Tendenz noch deutlich verstärken. Die EU-Kommission geht in ihrem Referenzszenario 2013 davon aus, dass in Deutschland im Vergleich zu 2010 der Verbrauch um 30 Prozent und in Frankreich um 12 Prozent fallen wird (EUKOM, 2013). Bisher konnte Italien seinen Verbrauch mehr oder weniger auf knapp 7.500 PJ konstant halten (2002-2012: +1 Prozent) (IEA 2014c). Laut EUKOM (2013) soll der Konsum bis 2040 etwas fallen (2010-2040: -5 Prozent).

Tabelle 3-1: Primärenergieverbrauch 2002, 2012 im Ländervergleich

Angaben in Prozent des Primärenergieverbrauches eines Landes und absolut in PJ
(1 Petajoule = 10¹⁵ J)

		Erdöl	Erd- öl- pro- dukte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- ener- gie	Er- neu- erbare	Sons- tige ¹	Au- ßen han- dels sal- do Stro- m	absolut in PJ
D	2002	32,5	3,7	22,4	11,8	11,8	12,7	3,2	1,9	0,3	14.145
	2012	31,3	1,1	22,3	12,4	12,8	8,3	10,6	1,8	-0,6	13.159
F	2002	30,5	2,0	14,0	4,7	0,0	42,5	5,6	0,7	-2,5	11.212
	2012	22,7	6,4	15,1	4,3	0,0	43,9	8,4	0,7	-1,5	10.725
I	2002	53,8	0,0	32,6	7,5	0,0	0,0	5,6	0,4	2,5	7.405
	2012	43,4	0,0	33,6	8,9	0,1	0,0	11,4	0,5	2,0	7.486
J P	2002	41,2	7,4	13,0	20,1	0,0	15,1	3,1	0,1	0,0	21.371
	2012	40,5	6,0	23,3	24,9	0,0	0,9	4,1	0,3	0,0	18.936
U S A	2002	39,2	-0,3	23,7	14,5	9,1	9,3	4,1	0,4	0,1	94.370
	2012	40,8	-4,7	27,8	10,4	9,4	9,8	6,0	0,3	0,2	89.453
C H N	2002	18,2	1,2	2,1	60,3	0,0	0,5	18,4	-0,7	-0,1	52.522
	2012	16,1	-0,1	4,2	68,0	0,0	0,9	10,8	0,2	0,0	121.217

Legende: ¹inklusive Kohleprodukte

Hinweise: Negative Werte ergeben sich aus Umwandlungsprozessen und Exportüberschüssen. Die Werte addieren sich nicht immer auf 100 Prozent aufgrund von Rundungsdifferenzen.

Quelle: IEA Energy Balances 2014 (Stand: November 2014), Berechnungen des IW Köln

Ogleich der Primärenergiebedarf in allen sechs Ländern heute weiterhin fossil geprägt ist, unterscheiden sich die Länder deutlich hinsichtlich der Zusammensetzung der verschiedenen Energierohstoffe. So zeigt Tabelle 3-2 den Primärenergiemix für 2002 und 2012 folgendes Bild:

- Der Primärenergieverbrauch in Deutschland besteht heute zu einem Drittel aus Erdölprodukten, einem Fünftel aus Erdgas und einem Viertel aus Kohle, zu je einem Achtel zusammengesetzt aus Braun- und Steinkohle. Erneuerbare Energien machen etwa ein Zehntel aus und Kernenergie nur noch 8 Prozent. Im Vergleich zu 2002 haben Öl und seine Produkte sowie die Kernenergie etwas an Bedeutung verloren und die erneuerbaren Energien deutlich zugenommen.
- Der Primärenergiemix der USA ähnelt am ehesten noch dem von Deutschland, wenngleich der Konsum von Primärenergie insgesamt absolut betrachtet in den USA sieben Mal so hoch ist. Etwas bedeutender sind in den USA vergleichsweise die Nutzung von Öl und seinen Produkten (36 Prozent) sowie Erdgas (28 Prozent). Dafür werden in den

- USA relativ betrachtet seltener Braun- und Steinkohle sowie erneuerbare Energien als in Deutschland verwendet.
- Anders sieht es in Frankreich aus und dies gilt unverändert für das vergangene Jahrzehnt. Hier dominiert die Kernenergie mit gut zwei Fünfteln des gesamten Primärenergiekonsums. Danach folgen Öl und seine Produkte mit knapp 30 Prozent. Der Einsatz von Erdgas (2012: 15 Prozent) und erneuerbaren Energien (2012: 8 Prozent) ist relativ betrachtet seltener. Kohle ist kein relevanter Energieträger in Frankreich. Steinkohle macht nur 4 Prozent aus und Braunkohle wird in Frankreich kaum verwendet.
 - Wichtiger Energieträger in Italien und Japan sind weiterhin Öl und seine Produkte. In 2002 machte dies noch knapp die Hälfte des Primärenergieeinsatzes aus. Heute liegt dieser Anteil bei etwa 45 Prozent. In Italien treten dafür erneuerbare Energien und in Japan Erdgas und Steinkohle stärker in den Vordergrund. In 2012 betrug der Nuklearanteil in Japan als Folge des Fukushima-Unglückes fast Null, soll sich aber in der nahen Zukunft wieder erhöhen.
 - Der weltweit wichtigste Primärenergiekonsument China setzt mittlerweile zu zwei Dritteln auf Steinkohle als Energieträger. Öl und seine Produkte machen heute noch 16 Prozent aus. Erdgas und Kernenergie spielen bisher kaum eine Rolle. Dafür sind erneuerbare Energien, darunter insbesondere Biokraftstoffe, mit mehr als einem Zehntel des Primärenergieverbrauchs bedeutend. Vor zehn Jahren betrug der Anteil mit erneuerbaren Energien sogar noch 18 Prozent.

Für die Darstellung des künftigen Primärenergiemixes gibt es keine Modellrechnung, die für alle sechs Vergleichsländer Werte berechnet hat. Deswegen wird an diese Stelle auf die Szenarien der IEA sowie der EU-Kommission zurückgegriffen (siehe IEA, 2014a; EUKOM, 2013). Ein Vergleich der Werte für die Europäische Union zeigt, dass hier etwas andere Annahmen in Bezug auf den Einsatz von Erdöl und Erdgas getroffen werden. Während die EU-Kommission von einer verstärkten Nutzung von Erdöl in 2040 ausgeht, nimmt die IEA im World Energy Outlook 2014 eine verstärkte Nutzung von Erdgas an. Ansonsten sind die Ergebnisse zur künftigen Nutzung von Kohle, Kernenergie und erneuerbaren Energien für die Europäische Union sehr einheitlich und bieten die Möglichkeit, grobe Tendenzen zu interpretieren. Für Deutschland wurden die Werte der EU-Kommission noch mit dem Trendszenario für 2040 aus EWI / GWS / Prognos (2014) abgeglichen und es zeigt sich ein wesentlicher Unterschied zwischen diesen beiden Rechnungen. Bei EWI / GWS / Prognos (2014) behält Kohle weiterhin eine relevante Rolle und Erdgas gewinnt nicht wesentlich an Bedeutung. Im Folgenden wird darauf noch näher eingegangen.

Fossile Brennstoffe leisten auch in Zukunft einen erheblichen Beitrag zur Primärenergieversorgung. Der Trend in Richtung kohlenstoffarmer Energiemix setzt sich langfristig in unterschiedlichem Ausmaße insbesondere in den europäischen Industrieländern fort. So zeigen es die beiden Rechnungen von Zukunftsszenarien der Internationalen Energieagentur und der EU-Kommission (Tabelle 3-2):

- In den fünf Industrieländern werden erneuerbare Energien in 2040 ein wichtiger Energieträger sein, und feste Stoffe wie Stein- und Braunkohle verlieren laut EUKOM (2013) insbesondere in Deutschland an Bedeutung. Diese Erwartung überrascht nicht, da die meisten Modellrechnungen nicht nur bereits in Kraft getretene, sondern auch verabschiedete, aber noch nicht umgesetzte Klimaschutzmaßnahmen mitberücksichtigt.

- Wie in vielen Ländern der Europäischen Union sollen in 2040 die Anteile für erneuerbare Energien in Deutschland und Italien bei rund einem Viertel liegen. Kernenergie spielt in Italien bereits heute keine Rolle und in Deutschland ist der Atomausstieg bis dahin vollzogen.
- In Frankreich wird auch in 2040 knapp zwei Fünftel des Primärenergieverbrauchs noch aus Kernenergie bestehen und erneuerbare Energien liegen mit einem Fünftel etwas unter dem EU-Durchschnitt. Auch in den USA und Japan soll sich der Anteil erneuerbarer Energien deutlich erhöhen. In Japan wird er sich mehr als verdreifachen und in den USA mehr als verdoppeln. In Japan soll sich dafür dann der Einsatz von Erdöl massiv reduzieren. In Deutschland und den USA sieht man eine ähnliche Tendenz bei der Nutzung von Erdöl, allerdings tritt Erdgas als Brennstoff in 2040 stärker in den Vordergrund. In China bleibt der Energiemix langfristig weiter fossil, obwohl sich der Kohleeinsatz relativ betrachtet deutlich reduzieren soll. Heute macht Kohle als Energieträger zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs aus – in 2040 ist es nur noch knapp die Hälfte. Dafür setzt China dann künftig mehr auf Erdgas und Kernenergie, um ihren weiterhin wachsenden Energiebedarf zu decken.

Tabelle 3-2: Erwarteter Primärenergiemix bis 2040 im Ländervergleich

Angaben in Prozent des Primärenergieverbrauches eines Landes

Referenzszenario 2013 der EU-Kommission aus „Trends to 2050“							
		Erdöl	Erdgas	Feste Brennstoffe ²	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Außenhandels-saldo Strom
EU-28	2010	35,1	25,1	15,9	13,4	10,4	0,0
	2040	31,3	24,7	8,0	13,5	22,6	-0,1
D	2010	34,0	21,8	22,9	10,8	10,8	-0,4
	2040	32,0	31,1	10,2	0,0	26,1	0,6
F	2010	31,3	15,8	4,5	41,2	8,2	-1,0
	2040	27,2	12,9	1,6	38,4	20,8	-0,9
I	2010	40,2	38,8	8,1	0,0	10,8	2,2
	2040	33,0	35,0	6,1	0,0	24,8	1,1
“New Policies Scenario” des IEA World Energy Outlook 2014							
EU-28	2012	32,1	23,9	17,9	14,0	12,1	k. A. ³
	2040	22,1	30,1	8,6	13,6	25,6	k. A.
JP	2012	46,5	23,3	24,8	0,9 ¹	4,5	k. A.
	2040	28,8	20,0	19,8	14,8	16,6	k. A.
USA	2012	36,1	27,9	19,9	9,8	6,4	k. A.
	2040	26,5	33,4	13,1	11,1	15,8	k. A.
CHN	2012	16,1	4,2	67,9	0,9	10,9	k. A.
	2040	17,3	11,0	50,7	6,9	14,1	k. A.

¹Sondereffekt durch den Fukushima-Vorfall; ²Kohle und Kohleprodukte (bei IEA: inkl. Torf); ³Keine Angabe

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, EU-Kommission 2013 Szenario 2050, Berechnungen des IW Köln

EWI / GWS / Prognos (2014) haben für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine detaillierte Energiereferenzprognose durchgeführt. Dabei wird bis 2030 eine Referenzprognose geliefert und bis 2050 ein Trend- sowie Zielszenario berechnet. Die Ergebnisse des Trendszenario für den Primärenergieverbrauch in Deutschland sehen insbesondere in Bezug auf die künftige Bedeutung von Erdgas und Stein- und Braunkohle bis 2040 etwas anders aus (Tabelle 3-3). Im Trendszenario für 2040 weichen die Ergebnisse von dem Szenario der EU-Kommission insbesondere darin ab, dass nicht eine so große Bedeutungszunahme von Erdgas in Deutschland bis 2040 erwartet wird. Hier soll der Erdgasanteil maximal ein Viertel des Primärenergieverbrauchs betragen. Dafür sollen feste Stoffe wie Stein- und Braunkohle für knapp ein Fünftel des Primärenergiekonsums auch in 2040 verantwortlich sein. Stein- und Braunkohle sind dann etwa gleichbedeutend.

Bis 2050 wird jedoch auch in dieser Rechnung ein deutlicher Bedeutungsrückgang von Braunkohle erwartet. In EWI / GWS / Prognos (2014) sehen die Szenariorechnungen eine andere Tendenz: Kohle soll auch in 2040 noch ein Fünftel des Primärenergiemixes betragen

Tabelle 3-3: Trendszenario 2040 deutscher Primärenergieverbrauch

Angaben in Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland

	2011	2040
Mineralöl	33,3	29,1
Erdgas	21,5	22,8
Steinkohle	12,6	9,2
Braunkohle	11,5	9,8
Kernenergie	8,7	0,0
Erneuerbare	10,8	28,2
Sonstige¹	1,9	1,8
Außenhandelssaldo Strom	-0,2	-0,7

¹Sonstige nicht-erneuerbare Energieträger

Quelle: EWI / GWS / Prognos 2014, Berechnungen des IW Köln

3.2 Stromerzeugung im Vergleich

Die zunehmende Elektrifizierung in den Entwicklungs- und Schwellenländern erklärt den auch langfristig weiter steigenden weltweiten Primärenergiebedarf (siehe auch Kapitel 2). Dieser Aufholprozess zeigt sich besonders deutlich in China, einem Land, in dem sich die Menge an erzeugten Strom (Bruttostromerzeugung⁵) in der letzten Dekade verdreifacht hat (Tabelle 3-4). Heute ist die Stromerzeugungsmenge in China neun Mal höher als in Deutschland – vor zehn Jahren war sie nur knapp drei Mal höher. Zeitgleich stieg die generierte Elektrizitätsmenge in den anderen Ländern nur noch moderat beziehungsweise stagnierte. Während in Frankreich (2002-2012: +1 Prozent) und Japan (-2 Prozent) die produzierte Menge stagnierte, erhöhte sich diese nur moderat in Deutschland, Italien und den USA um 6 bis 7 Prozent (IEA, 2014c). Bis 2040 wird die erzeugte Strommenge in Deutschland mehr oder weniger gleich bleiben und nur etwas zurückgehen (2012-2040: -3 Prozent) (EUKOM, 2013). In China wird sich die Elektrifizierung auch noch bis 2040 in einem etwas langsameren Tempo fortsetzen und die Stromerzeugung

⁵ Die IEA Energiebilanzen weisen hierfür die Output-Variable Bruttostromerzeugung (Electricity Output) aus.

gungsmenge im Vergleich zu heute verdoppeln. In dieser langfristigen Sicht bis 2040 werden ein mäßiges Wachstum zwischen 15 und 20 Prozent in der Europäischen Union und Frankreich erwartet (IEA, 2014a, EUKOM, 2013). Ähnlich sieht es in Japan (+11 Prozent) und den USA (+20 Prozent) aus (IEA, 2014a). Etwas höher sehen die Wachstumserwartungen für Italien dem Referenzszenario 2013 der EU-Kommission zufolge aus – hier wird bis 2040 ein Anstieg von mehr als 30 Prozent erwartet (EUKOM, 2013).

Die sechs Länder nutzen sehr unterschiedliche Zusammensetzungen von Brennstoffen zur Erzeugung von Strom. In Deutschland und den USA ist der Einsatz sowohl von Braun- als auch Steinkohle, obgleich mit sinkender Bedeutung, noch weit verbreitet. In anderen Ländern, wie Italien und Japan, aber auch den USA, ist Erdgas ein wesentlicher Energieträger. Frankreich setzt hier weiterhin vor allem auf Kernenergie und China auf Steinkohle. Erneuerbare Energien gewinnen insbesondere in Deutschland und Italien immer mehr an Bedeutung (Tabelle 3-4):

- In Deutschland bestand in 2012 der Energiemix für die Stromproduktion aus gut einem Viertel Braunkohle, einem Fünftel Steinkohle und einem Viertel erneuerbarer Energien, welches in der letzten Dekade stark an Bedeutung gewonnen hat. Gleichzeitig hat Kernenergie deutlich an Relevanz verloren und ihr Anteil beträgt heute nur noch 16 Prozent und somit 12 Prozentpunkte weniger als zehn Jahren zuvor.
- Ähnlich sieht es in den USA aus: hier werden Steinkohle, Braunkohle sowie Kernenergie zu etwa jeweils einem Fünftel in dem Stromproduktionsprozess eingesetzt. Erdgas mit einem Anteil von 30 Prozent ist in den USA ein deutlich relevanterer Energieträger als in Deutschland. Dafür setzt man in Deutschland eher auf höhere Anteile erneuerbarer Energieträger als in den USA.
- Die übrigen vier Länder nutzen Braunkohle in der Regel gar nicht und der Einsatz von Steinkohle zur Herstellung von Strom variiert sehr. In China wird hierfür zu drei Vierteln Steinkohle und zu einem Fünftel erneuerbare Energie benutzt. In Frankreich wird Strom zu mehr als drei Vierteln aus Kernenergie produziert. Ansonsten kommen in Frankreich erneuerbare Energieträger zunehmend ins Spiel und Steinkohle wird in geringen Anteilen eingesetzt. In Italien und Japan wird Strom heute zu zwei Fünfteln aus Erdgas gewonnen. In Italien machen erneuerbare Energieträger heute bereits fast ein Drittel aus. In Japan war in 2012 vor allem Steinkohle mit einem Viertel ein relevanter Brennstoff zur Erstellung von Strom. Laut IEA-Daten betrug der Kernkraftanteil in 2012 in Japan nur knapp 2 Prozent, was auf den Sondereffekt des Fukushima-Vorfalles von 2011 zurückzuführen ist.

Tabelle 3-4: Stromerzeugung nach Energieträgern 2002 und 2012 im Ländervergleich

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugungsmenge eines Landes und absolut in TWh (1 Terawattstunde = 1 Mrd. Kilowattstunden (kWh))

		Erdöl	Erd- öl- pro- dukte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- -kohle	Koh- lepro- dukte	Kern- ener- gie	Er- neu- erbare	Übri- ge ¹	Abso- lut in TWh
D	2002	0,0	0,7	9,4	23,0	28,5	1,3	28,4	7,5	1,2	581
	2012	0,0	1,2	12,5	18,7	25,5	1,9	16,0	23,3	1,1	623
F	2002	0,0	1,0	3,3	4,2	0,0	0,6	78,9	11,6	0,3	554
	2012	0,0	0,8	3,9	3,4	0,0	0,5	76,0	15,0	0,4	559
I	2002	0,0	31,6	35,8	12,8	0,0	1,8	0,0	17,7	0,3	278
	2012	0,0	6,4	43,4	16,2	0,3	1,7	0,0	31,3	0,8	297
J P	2002	2,8	9,4	24,7	21,0	0,0	4,1	28,1	9,6	0,3	1.049
	2012	5,4	12,2	38,7	26,0	0,0	3,6	1,6	12,0	0,5	1.026
U S A	2002	0,0	2,6	17,7	23,8	21,6	5,3	20,0	8,7	0,4	4.026
	2012	0,0	0,8	29,6	18,3	20,1	0,1	18,8	12,0	0,3	4.271
C H N	2002	0,0	3,0	0,3	77,1	0,0	0,5	1,5	17,6	0,0	1.655
	2012	0,0	0,1	1,7	75,4	0,0	0,6	2,0	20,0	0,2	4.985

¹ohne Kohleprodukte (hier separat ausgewiesen)

Quelle: IEA Energy Balances 2014 (Stand: November 2014), Berechnungen des IW Köln

Verfügbare Szenarienrechnungen für die künftige Zusammensetzung der Energieträger zur Erzeugung von Strom bis 2040 indizieren ähnlich wie beim Primärenergieverbrauch einen Trend in Richtung erneuerbare Energien aufgrund von Klimaschutzmaßnahmen (IEA, 2014a, EUKOM, 2013). Lediglich in Japan und den USA sollen zu einem Fünftel feste Stoffe auch noch in 25 Jahren zur Produktion von Elektrizität eingesetzt werden (Tabelle 3-5):⁶

- Beide verfügbare Szenarien deuten darauf hin, dass in der Europäischen Union langfristig (2040) Strom zur Hälfte auf Basis von erneuerbaren Energien produziert wird. Ein weiteres Viertel sollen im EU-Durchschnitt weiterhin Kernbrennstoffe sowie ein Fünftel Erdgas liefern. Ein massiver Rückgang wird vor allem beim Einsatz von festen Stoffen prognostiziert.
- Die Anteile mit erneuerbaren Energien sollen in Deutschland aber auch in Italien mit 60 Prozent deutlich über dem EU-Durchschnitt liegen. In Deutschland soll bis 2040 Erdgas deutlich wichtiger werden und etwa ein Drittel des Energiemixes bestimmen, da bis dahin die Kernenergie abgeschafft und erwartet wird, dass der Einsatz von festen Stoffen deutlich reduziert sein wird. Neben erneuerbaren Brennstoffen soll auch in Italien bis 2040 weiterhin Erdgas zur Stromerzeugung relevant sein. Im Vergleich zu 2012 erwartet

⁶ Wie in Kapitel 3.1 wird hier auf die beiden Szenarienrechnungen der IEA (2014a) und EUKOM (2013) zurückgegriffen und der Wert für EU-28 stellt den gemeinsamen Nenner dar.

man, dass in Italien allerdings die Anteile bis 2040 zwischen Erdgas und erneuerbaren Energien einfach ausgetauscht werden.

- In Frankreich wird auch langfristig der Einsatz von Kernenergie bei der Herstellung von Strom noch etwa die Hälfte betragen, aber es wird ein Umschwung von weniger Kernenergie zu mehr erneuerbaren Energien stattfinden.
- Erneuerbare Energien sollen in Japan in 2040 mit gut einem Drittel der wesentlichste Energieträger zur Stromerzeugung werden. Der Rest wird sich dann etwa gleich auf Erdgas, feste Stoffe und Kernenergie, die bis dahin wieder mehr eingesetzt werden dürften, aufteilen. Steinkohle bleibt somit weiterhin relativ bedeutend.
- Erdgas wird in den USA noch etwas mehr als heute an Bedeutung gewinnen. Bis 2040 sollen auch erneuerbare Energien mehr als ein Viertel des Strommixes darstellen. Dafür verlieren feste Stoffe wie Kohle drastisch an Bedeutung und werden nur noch zu einem Fünftel zu der Gesamtmenge beitragen.
- In China soll sich laut dem „New Policies Scenario“ der IEA die Stromerzeugungsmenge verdoppeln. Dieser weiterhin hohe und steigende Bedarf an Elektrizität wird dann nur noch zur Hälfte auf Basis von Steinkohle gedeckt werden. Vielmehr werden erneuerbare Energien, Erdgas und Kernenergie zum Zuge kommen.

Tabelle 3-5: Erwarteter Strommix bis 2040 im Ländervergleich

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugung eines Landes

		Erdöl	Erdgas	Feste Brennstoffe ¹	Kernenergie	Erneuerbare
Referenzszenario 2013 der EU-Kommission aus „Trends to 2050“						
EU-28	2010	2,6	23,9	24,9	27,5	21,0
	2040	0,5	19,8	7,9	22,5	49,3
D	2010	1,3	15,6	42,3	22,6	18,2
	2040	0,3	34,5	8,0	0,0	57,2
F	2010	1,0	4,7	4,1	76,0	14,2
	2040	0,1	1,0	0,0	55,0	43,9
I	2010	7,3	53,0	13,3	0,0	26,5
	2040	1,2	28,5	12,5	0,0	57,8
„New Policies Scenario“ des IEA World Energy Outlook 2014						
EU-28	2012	2,2	17,8	28,7	27,1	24,2
	2040	0,3	23,5	9,2	21,2	45,7
JP	2012	17,7	38,7	29,6	1,6	12,5
	2040	2,0	23,2	22,0	21,0	31,8
USA	2012	0,8	29,6	38,5	18,8	12,4
	2040	0,2	33,6	21,5	17,9	26,8
CHN	2012	0,2	1,9	75,9	1,9	20,1
	2040	0,0	8,1	51,7	10,3	29,9

¹Kohle und Kohleprodukte (bei IEA: inkl. Torf)

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, EU-Kommission 2013 Szenario 2050, EW / GWS / Prognos 2014, Berechnungen des IW Köln

Etwas anders sieht das Bild aus, wenn man sich für Deutschland auf die Referenzprognose und das Trendszenario von EW / GWS / Prognos (2014) beruft (Tabelle 3-6). Hier fehlen allerdings

internationale Vergleichsdaten. Wie bei EUKOM (2013) sollen erneuerbare Energien mehr als die Hälfte des Strommixes ausmachen. Allerdings gehen EWI / GWS / Prognos (2014) davon aus, dass auch in 2040 Kohle ein wesentlicher Energieträger sein wird. Ein ähnliches Ergebnis wurde bereits für den Primärenergieverbrauch beschrieben. Braunkohle soll zu 18 Prozent und Steinkohle noch zu 10 Prozent zur Stromerzeugung beitragen. Dafür soll Erdgas lediglich einen Anteil von 17 Prozent innehaben. Auch in diesem Szenario wird in einer längerfristigen Sicht bis 2050 ein deutlicher Bedeutungsverlust von Braunkohle erwartet.

Tabelle 3-6: Trendszenario 2040 für die deutsche Bruttostromerzeugung

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugung

	2011	2040
Ölprodukte	1,1	0,4
Erdgas	13,6	17,1
Steinkohle	18,3	10,1
Braunkohle	24,5	18,3
Kernenergie	17,7	0,0
Erneuerbare	20,6	51,5
Sonstige¹	4,1	2,6

¹Sonstige nicht-erneuerbare Energieträger

Quelle: EWI / GWS / Prognos 2014, Berechnungen des IW Köln

3.3 Kommerzielle Wärmeerzeugung im Vergleich

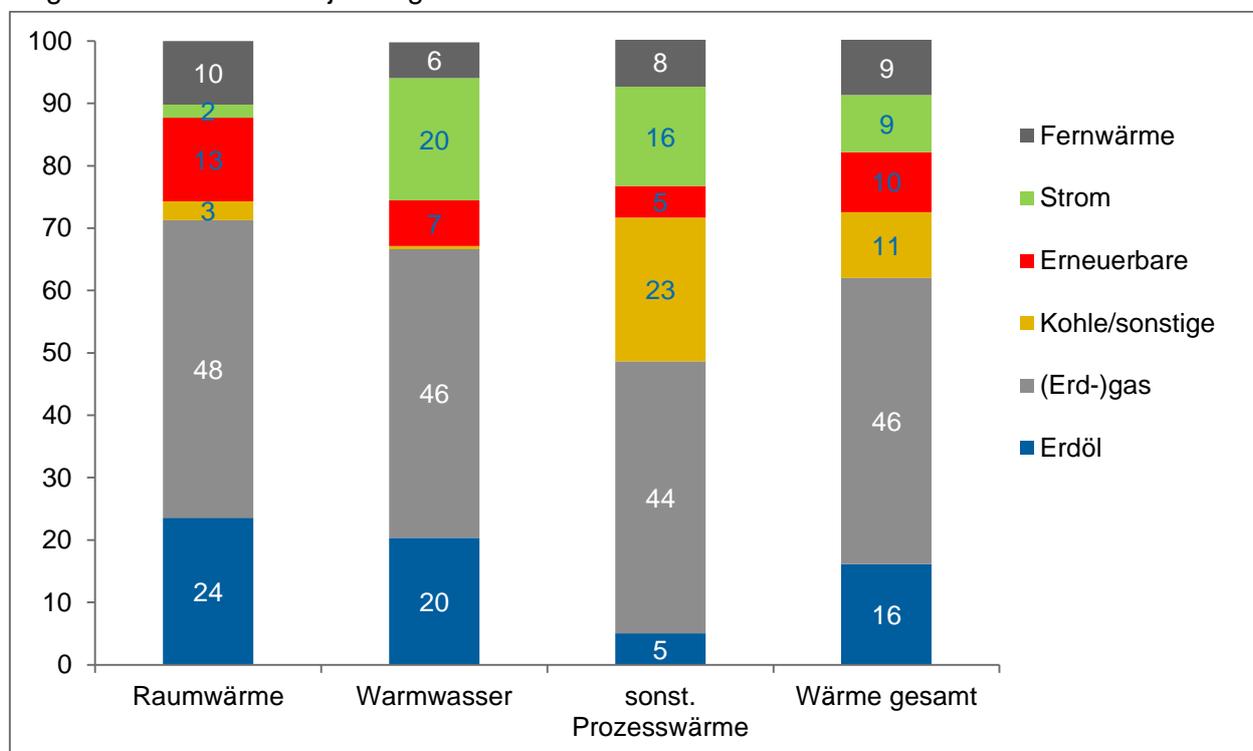
In Deutschland wurde im Jahr 2012 in den Endenergiesektoren Wärme mit einem Energiegehalt von knapp 5 Tausend PJ erzeugt. So lautet das Ergebnis der in AGEB (2013) erstmalig veröffentlichten Anwendungsbilanz für die Endenergiesektoren in Deutschland.⁷ Davon wurde mehr als die Hälfte für Raumwärme, zwei Fünftel für sonstige Prozesswärme und ein Zehntel für Warmwasser angewendet. Zentraler Brennstoff sind hier Gase. Danach sind noch Mineralöle (16 Prozent) relevant und der verbleibende Rest verteilt sich regelmäßig auf die anderen Energieträger (Abbildung 3-1). Dabei zeigen sich Unterschiede je nach Wärmeanwendung. Bei der Raumwärme sind es neben den Gasen (48 Prozent) insbesondere Mineralöle mit knapp einem Viertel sowie erneuerbare Energien (13 Prozent) und Fernwärme (10 Prozent), die hier genutzt werden. Beim Warmwasser werden nach Gasen (46 Prozent) noch Strom und Mineralöl (jeweils 20 Prozent) eingesetzt. Bei der sonstigen Prozesswärme, die zu 87 Prozent von der Industrie nachgefragt wird, sieht es etwas anders aus. Hier sind wesentliche Energieträger Erdgas (44 Prozent), Kohle und Sonstiges (23 Prozent) sowie erneuerbare Energien (16 Prozent) (AGEB, 2013).

⁷ Die Energiebilanzen der AGEB sowie der IEA erfassen alle Energieträger vom Aufkommen und Gesamtverbrauch (Primärenergiebilanz) über deren Umwandlung (Umwandlungsbilanz) bis zur letzten Verwendung bei den Verbrauchern (Endenergieverbrauch) und bieten somit eine detaillierte Übersicht der energiewirtschaftlichen Verflechtungen. Allerdings liefern die Energiebilanzen keine Darstellung der Umwandlung der Endenergieträger in Nutzenergie der jeweiligen Anwendungsbereiche (Beleuchtung, mechanische Energie, Wärme, Kälte. Für Deutschland wurde für die Jahre 2008 bis 2012 erstmalig eine solche Anwendungsbilanz für die Endenergiesektoren in Deutschland erstellt (AGEB, 2013).

Solche Anwendungsbilanzen, die die gesamte Wärmeerzeugung für die Endnachfrage darstellen, sind in den internationalen Energiebilanzen bisher nicht verfügbar und es ist nicht möglich, diese ad hoc konsistent selber zu berechnen.⁸ In einem internationalen Vergleich ist es jedoch möglich, den Energiemix für einen Teil des Wärmeoutputs, und zwar die kommerzielle Wärmeerzeugung, die von Netzbetreibern (Heizkraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen) durchgeführt und verkauft wird, darzustellen. Hier muss jedoch einschränkend hinzugefügt werden, dass ein Großteil der Wärme, nämlich der Teil, der nicht verkauft wird, was häufig bei der Prozesswärme in der Industrie der Fall ist, nicht erfasst wird. So wurde laut IEA in 2012 kommerziell Wärme mit einem Energiegehalt von 485 PJ erstellt. Dies entspricht etwa 10 Prozent der für die Endnachfrage insgesamt erzeugten Wärmemenge in Deutschland laut AGEB. Dennoch weichen die Energiemixe in Deutschland in beiden Fällen nicht so sehr voneinander ab, dass dies für die spätere Berechnung des Risikoindex relevant wäre (siehe Kapitel 5).

Abbildung 3-1: Wärmeerzeugung in Deutschland in 2012

Angaben in Prozent der jeweiligen Wärmeform



Quelle: AGEB Energiebilanzen (2013), Berechnungen des IW Köln

Der Ländervergleich für die kommerzielle Wärmeerzeugung zeigt auch hier wieder die stark ansteigende Nachfrage in China. China hat in diesem Vergleich die höchste kommerzielle Wärmemenge (2012: 3.400 PJ) produziert und diese in der vergangenen Dekade verdoppelt. In Deutschland wurde Wärme in 2012 in Höhe von 485 PJ generiert. Aber auch Deutschland (2002-2012: +54 Prozent) und die USA (+35 Prozent) hatten hier nennenswerte Zuwächse,

⁸ Eine eigene Annäherung der gesamten Wärmeerzeugung auf Basis von IEA-Energiebilanzdaten hat sich nicht als zielführend erwiesen und direkte Gespräche mit Datenexperten bei der Internationalen Energieagentur hatten auch explizit davon abgeraten.

während Frankreich seine kommerzielle Wärmemenge um ein Viertel reduziert hat (IEA, 2014c).

Der Energiemix zur kommerziellen Erzeugung von Wärme unterscheidet sich auch hier wieder in den einzelnen Ländern (Tabelle 3-7):

- Deutschland ist das einzige Land in diesem Vergleich, in dem Braunkohle zumindest eine moderate Bedeutung von 7 Prozent hat. In Deutschland wird heute kommerzielle Wärme zu gut zwei Fünfteln auf Basis von Erdgas und einem Viertel auf Basis von Steinkohle produziert. In 2002 machte Erdgas hier mehr als die Hälfte aus. Erneuerbare Energien machen heute 13 Prozent aus. Vor zehn Jahren waren dies nur 3 Prozent.
- Neben Deutschland spielt Steinkohle vor allem in China eine zentrale Rolle. In China wird kommerzielle Wärme noch fast ausschließlich auf Basis von Steinkohle produziert. Deutlich niedriger ist der Steinkohleanteil in den USA mit 12 Prozent. In den anderen Ländern wird Steinkohle fast gar nicht zur Erzeugung von Wärme genutzt.
- In den Ländern Italien, Japan und den USA wird zu etwa zwei Dritteln Erdgas verwendet. Während in Italien noch zu einem Fünftel Erdölprodukte relevant sind, setzt Japan eher auf erneuerbare Energien (19 Prozent) und Elektrizität (16 Prozent). In den USA gewinnen insbesondere Ölprodukte aber auch moderat erneuerbare Energien an Bedeutung, während Erdgas an Bedeutung verliert und Steinkohle stagniert.

Tabelle 3-7: Kommerzielle Wärmeerzeugung 2002 und 2012 im Ländervergleich

Angaben in Prozent der Wärmeerzeugungsmenge eines Landes und absolut in PJ (1 Petajoule = 10¹⁵ J)

		Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Kohleprodukte	Kernenergie	Erneuerbare	Übrige ¹	Elektrizität	Absolut in PJ
D	2002	0,0	4,2	55,4	23,5	8,0	2,8	0,0	3,4	2,8	0	316
	2012	0,0	1,5	44,8	24,6	7,1	1,3	0,0	13,2	7,5	0	485
F	2002	0,0	18,2	57,2	7,8	0,0	1,6	0,0	7,6	7,6	0	171
	2012	0,0	7,9	52,5	5,8	0,0	0,0	0,0	25,4	8,4	0	127
I	2002²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	0,0	22,0	62,2	0,6	0,0	1,7	0,0	12,0	1,5	0	207
J P	2002	0,0	5,8	49,6	2,9	0,0	0,0	0,0	24,3	0,7	17	24
	2012	0,0	0,6	64,6	0,0	0,0	0,0	0,0	18,6	0,0	16	23
U S A	2002	0,0	2,3	76,1	12,1	2,2	1,2	0,0	4,3	1,8	0	371
	2012	0,0	8,0	69,6	12,3	0,0	1,2	0,0	6,6	2,3	0	501
C H N	2002	0,0	8,6	3,3	85,3	0,0	2,0	0,0	0,7	0,0	0	1.642
	2012	0,0	3,6	3,2	87,5	0,0	4,5	0,0	0,3	0,9	0	3.413

¹ohne Kohleprodukte (hier separat ausgewiesen), ²In 2002 kein Wert für Italien verfügbar.

Quelle: IEA Energy Balances 2014 (Stand: November 2014), Berechnungen des IW Köln

In den meisten Prognosen und Szenariorechnungen wird auf eine Darstellung von Wärme verzichtet. Die von der Internationalen Energieagentur veröffentlichten Länderprojektionen, die allerdings nicht miteinander abgestimmt sind, liefern nur Projektionen für die EU-28, Deutschland und Italien, auf deren Basis lediglich grobe Tendenzen beschrieben werden können (IEA, 2014e). In der Europäischen Union soll sich bis 2040 die kommerzielle Wärmeerzeugung um zwei Drittel im Vergleich zu 2012 erhöhen. Während heute im EU-Durchschnitt erneuerbare Energien rund ein Viertel der eingesetzten Energieträger betragen, soll dieser Anteil in 2040 bei rund zwei Fünfteln liegen. Dafür soll sich der Anteil für feste Stoffe zwischen 2012 und 2040 von 28 Prozent auf 14 Prozent halbieren. Des Weiteren behält Erdgas seine Bedeutung als relevanter Brennstoff zur Erzeugung von kommerzieller Wärme und wird heute wie auch in 2040 bei etwa zwei Fünfteln liegen. Für Deutschland wird in der IEA-Länderprojektion davon ausgegangen, dass sich die produzierte kommerzielle Wärmemenge deutlich bis 2040 reduzieren wird (-44 Prozent). Der Energiemix wird sich in Deutschland deutlich verändern, da sich der Anteil von Kohle von dem heutigen Drittel bis 2040 mehr als halbieren soll (2040: 15 Prozent). Im Gegenzug werden erneuerbare Energien häufiger eingesetzt und der Anteil soll sich von dem heutigen Fünftel auf etwa ein Drittel bis 2040 erhöhen. In Italien werden keine großen Veränderungen in der Wärmemenge bis 2040 prognostiziert. Erdgas soll bis dahin noch mehr an Bedeutung gewinnen und etwa 70 Prozent des Wärmemixes betragen. Anstelle der heutigen Ölnutzung, die einen Anteil von etwa einem Fünftel hat, soll sich der Anteil erneuerbaren Energien in Italien von 13 Prozent bis 2040 verdoppeln (IEA, 2014e).

3.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Vergleich

Die weltweit weiterhin ansteigende Endenergienachfrage im Verkehrssektor ist auf die zunehmende Motorisierung in den Entwicklungs- und Schwellenländern zurückzuführen. In den Industrieländern soll sich die Nachfrage langfristig reduzieren (siehe Kapitel 2). Dieser Trend zeigt sich bereits bei den Vergangenheitsdaten deutlich (Tabelle 3-8). In China ist heute der Endenergieverbrauch im Transportbereich 2,5-mal so hoch wie noch in 2002. In Deutschland wurden 8 Prozent weniger Energierohstoffe für Verkehrsleistungen in 2012 verwendet als noch zehn Jahre zuvor. In den anderen betrachteten Ländern sieht es ähnlich aus: Italien und Japan hatten einen etwas höheren Rückgang um 12 respektive 14 Prozent. In den USA und Frankreich ist der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor mehr oder weniger stabil (IEA, 2014c).

Im Verkehrssektor werden in allen sechs Ländern weiterhin überwiegend Ölprodukte verwendet. Der Anteil beträgt hier in der Regel etwa 92 Prozent im Ländervergleich und ist in der Regel in den letzten Dekaden etwas gesunken – nur in Japan liegt dieser Anteil unverändert bei 98 Prozent (Tabelle 3-8). In den Ländern Deutschland, Frankreich, Italien und den USA ist zwischen 2002 und 2012 ein Trend in Richtung erneuerbare Energien festzustellen. In Italien hat auch Erdgas in kleinem Maße an Bedeutung gewonnen. Elektrizität konnte sich bisher noch nicht wirklich als wesentlicher Energieträger etablieren und hat in allen Ländern außer den USA, wo es keine Rolle spielt, unverändert einen Anteil von 2 Prozent. In China setzt man ergänzend zu den dominierenden Ölprodukten heute etwas mehr auf Erdgas statt auf Steinkohle, wie es noch vor zehn Jahren der Fall war. In 2002 machte Steinkohle im Schienenverkehr noch knapp die Hälfte der eingesetzten Energieträger aus – in 2012 lag dieser Anteil nur noch bei einem Viertel. Dafür kommt der Energieträger Erdgas vor allem im Straßenverkehr immer häufiger zum Einsatz. In 2012 betrug sein Anteil knapp 5 Prozent.

Tabelle 3-8: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 2002 und 2012 im Ländervergleich

Angaben in Prozent des Endenergieverbrauchs eines Landes und absolut in PJ (1 Petajoule = 10¹⁵ J)

		Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Kohle- produkte	Erneu- erbare	Elektrizi- tät	absolut in PJ
D	2002	96,7	0,0	0,0	0,0	0,9	2,4	2.407
	2012	91,5	1,0	0,0	0,0	5,5	2,0	2.226
F	2002	96,9	0,1	0,0	0,0	0,8	2,3	1.908
	2012	91,1	0,3	0,0	0,0	6,1	2,4	1.854
I	2002	97,2	0,9	0,0	0,0	0,0	1,9	1.720
	2012	91,3	2,4	0,0	0,0	3,8	2,5	1.522
J P	2002	98,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	3.638
	2012	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	3.120
U S A	2002	96,6	2,7	0,0	0,0	0,7	0,1	25.014
	2012	92,6	2,9	0,0	0,0	4,3	0,1	25.008
C H N	2002	93,9	0,4	4,2	0,1	0,0	1,4	4.041
	2012	91,8	4,5	1,3	0,0	0,5	1,9	9.968

Quelle: IEA Energy Balances 2014 (Stand: November 2014), Berechnungen des IW Köln

In Zukunft setzen sich die bisher identifizierten Trends fort. Der IEA World Energy Outlook 2014 erwartet, dass sich bis 2040 die Endenergienachfrage im chinesischen Verkehrssektor im Vergleich zu heute verdoppeln wird. Dafür soll sich die Nachfrage in der Europäischen Union um ein Fünftel⁹ und in Japan um ein Drittel deutlich reduzieren. Etwas gemäßiger ist der Rückgang der Endenergienachfrage im amerikanischen Verkehrssektor mit 9 Prozent bis 2040 (IEA, 2014a).

Der Trend in Richtung erneuerbare Energien wird sich langfristig bis 2040 verstärken (Tabelle 3-9). In 2040 soll die Endenergienachfrage in der Europäischen Union und den USA noch zu drei Vierteln aus Ölprodukten, dafür zu 15 Prozent aus erneuerbaren Energien und jeweils 4 Prozent Elektrizität und anderen Kraftstoffen gedeckt werden. In Japan und China bleiben Ölprodukte trotz fallender Tendenz noch immer dominanter Energierohstoff. Allerdings soll in Japan und China Elektrizität verstärkt eingesetzt werden. In China werden erneuerbare Energien auch etwas wichtiger (IEA, 2014a).

⁹ In dem Referenzszenario 2013 der EU-Kommission wird hier allerdings lediglich mit einem Rückgang von 2 Prozent bis 2040 gerechnet.

Tabelle 3-9: Erwarteter Verkehrsmix bis 2040 im Ländervergleich

Angaben in Prozent des Endenergieverbrauchs eines Landes

		Erdölprodukte	Erneuerbare	Andere Kraftstoffe	Strom
EU-28	2012	92,5	4,8	0,9	1,8
	2040	77,4	14,4	3,6	4,6
JP	2012	97,8	0,0	0,0	2,2
	2040	93,0	0,0	0,5	6,5
USA	2012	92,6	4,3	2,9	0,1
	2040	72,9	14,7	9,0	3,4
CHN	2012	91,9	0,5	5,7	1,9
	2040	85,5	4,1	5,7	4,6

Quelle: IEA World Energy Outlook 2014, Berechnungen des IW Köln

Das Referenzszenario 2013 der EU-Kommission weist nicht die Zusammensetzung der verschiedenen Energierohstoffe im Verkehrsbereich aus, liefert aber eine Szenariorechnung über den Anteil der erneuerbaren Energieträger bei der Endenergienachfrage im Verkehrssektor (EUKOM, 2013). Laut EUKOM (2013) soll dieser Anteil in 2040 bei 13 Prozent im EU-Durchschnitt liegen, was mit dem oben dargestellten Wert des IEA World Energy Outlook 2014 korrespondiert. Die Anteile für Italien und Frankreich werden dem EU-Durchschnitt entsprechen. Für Deutschland liegt dieser etwas höher mit 15 Prozent.

In Frankreich und Italien soll die Nachfrage nur geringfügig um 5 respektive 1 Prozent sinken (EUKOM, 2013). Dieser Wachstumserwartungen sind mit Vorsicht zu betrachten, da hier für den EU-Durchschnitt ein Rückgang von lediglich 2 Prozent erwartet wird, während er bei der IEA (2014a) bei 20 Prozent liegt. Im deutschen Verkehrssektor soll sich EUKOM (2013) zufolge die Endenergienachfrage im deutschen Verkehrssektor um ein Fünftel reduzieren. Zu diesem Ergebnis kommt auch die Berechnung von EWI/GWS/Prognos (2014) in ihrem Trendszenario. EWI/GWS/Prognos (2014) berechnen für 2040 hier folgende Zusammensetzung der Endenergienachfrage im Transportbereich, die mehr oder weniger dem oben in Tabelle 3-9 dargestellten Energiemix für die EU-28 entspricht. Bis 2040 soll der deutsche Endenergieverbrauch bei Verkehr zu drei Vierteln aus Mineralölprodukten, 12 Prozent erneuerbaren Energien, 5 Prozent Strom und 7 Prozent anderen Kraftstoffen wie Gasen bestehen.

3.5 Internationale Beschaffungs- und Transportstrukturen von Energierohstoffen im Vergleich

Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen wird über die Zugangsmöglichkeiten zu diesem Rohstoff bestimmt. Deutschland muss heute eine beträchtliche Menge an Energierohstoffen importieren, da nur geringe Mengen und immer weniger Energierohstoffe im Lande gefördert werden können. Notwendig ist hier, dass ein weitgehend ungehinderter Austausch von Energierohstoffen zwischen den Ländern stattfindet. Dieser ist abhängig von den Beschaffungsmöglichkeiten und vielfältigen Transportmöglichkeiten und ist bei Mineralölen, Erdgas und Kohle in unterschiedlichem Ausmaß gewährleistet. Eine international integrierte Energieversorgung hat den Vorteil, dass sie sowohl von positiven (beispielsweise kostensenkenden) Entwicklungen des Weltmarkts profitieren, als auch besser auf Versorgungsrisiken reagieren kann (Bardt et al., 2014). Im Folgenden wird für Deutschland und die fünf Vergleichsländer aufgezeigt, wie hoch

die Importabhängigkeit bei den verschiedenen Energierohstoffen ist und welche internationalen Transportwege eingesetzt werden. Die internationalen Bezugsstrukturen können auf Basis internationaler Daten gut dargestellt werden. Zur Darstellung der Transportwege konnte nicht auf eine Statistik zurückgegriffen werden. Deshalb wurden verfügbare Informationen aus verschiedenen Studien verwendet.

Zur Darstellung der Importabhängigkeit der verschiedenen Energieträger wird in den folgenden Tabellen das gesamte inländische Angebot eines Energierohstoffes zugrunde gelegt. Dies besteht aus der gesamten inländischen Förderung/Produktion sowie allen Einfuhren eines Rohstoffes abzüglich der Ausfuhren.

3.5.1 Kohle

3.5.1.1 Braunkohle

Braunkohle wird in diesem Sechs-Ländervergleich hauptsächlich in Deutschland und in den USA genutzt. In 2012 deckte Braunkohle in Deutschland 12 Prozent des Primärenergieverbrauchs und in den USA 9 Prozent ab. In den anderen betrachteten Ländern ist dieser Energierohstoff unwichtig. Da der Transport von Braunkohle über weite Strecken aufgrund seines hohen Wassergehalts unwirtschaftlich ist, bezieht Deutschland komplett und die USA fast ausschließlich Braunkohle aus einheimischen Quellen zur Deckung des inländischen Bedarfes. Es besteht hier gar keine Importabhängigkeit, so dass beide Länder nicht auf funktionierende grenzüberschreitende Transportstrukturen angewiesen sind (Tabelle 3-10). Die sehr geringen Braunkohleeinfuhren in die USA stammen zu zwei Dritteln aus Indonesien, zu mehr als einem Viertel aus Kanada und zu einem geringen Anteil von 3 Prozent aus China. In China beträgt der Anteil von Braunkohle etwa 4 Prozent am Primärenergiemix. Ein Viertel dieses Bedarfs wird importiert, der Rest stammt aus einheimischer Braunkohleförderung. Die Braunkohleeinfuhren kommen zu 94 Prozent aus Indonesien und zu 5 Prozent von den Philippinen (IEA, 2014f). Es wird davon ausgegangen, dass diese China überwiegend auf dem Seeweg erreichen. Frankreich und Italien nutzen nur sehr geringfügige Mengen an Braunkohle, die komplett aus dem Ausland geliefert werden. Als Primärenergieträger spielt Braunkohle in diesen beiden Ländern eigentlich keine Rolle. In 2012 betrug das aus Importen bestehende inländische Angebot von Braunkohle in Frankreich nur 0,08 Mt und in Italien 0,4 Mt. In Deutschland war das inländische Braunkohleangebot aus einheimischen Quellen mit 185,1 Mt um ein Vielfaches höher. Braunkohle ist in Deutschland ein wichtiger Energieträger und macht gut 13 Prozent des deutschen Primärenergiekonsums aus. Dagegen spielt Braunkohle im Energiemix von Frankreich und Italien kaum eine Rolle. Die geringen benötigten Braunkohlemengen werden im Falle von Frankreich aus Deutschland und im Falle von Italien aus den USA geliefert (IEA, 2014 f.). Auch hier wird angenommen, dass diese Lieferungen auf dem Seeweg erfolgen. In Japan spielt Braunkohle keine Rolle.

3.5.1.2 Steinkohle

Beim Energieträger Steinkohle setzt die USA fast ausschließlich, aber auch China stark auf ihre einheimische Produktion zur Deckung ihrer Steinkohlenachfrage – die anderen Ländern müssen den überwiegenden Teil ihres Steinkohlebedarfs aus dem Ausland beziehen (Tabelle 3-10). Die im Folgenden beschriebenen Bezugsländer im Ländervergleich werden im Anhang in Tabelle 9-5 dargestellt:

- In Deutschland und den USA spielt die Steinkohle im Primärenergiemix eine ähnlich wichtige Rolle wie die Braunkohle. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Ländern ist jedoch, dass die USA nicht nur für sich, sondern auch für den ausländischen Markt produzieren und nur sehr geringen Mengen an Steinkohle anderswo einkaufen, während Deutschland hier mittlerweile mehr als vier Fünftel aus dem Ausland bezieht (IEA, 2014f). Die USA sind die weltweit zweitwichtigsten Steinkohleproduzenten und tragen einen Anteil von 12 Prozent zur globalen Steinkohleförderung bei (BGR, 2013). Der Anteil der Importe am inländischen Angebot beträgt lediglich 2 Prozent. Vier Fünftel davon werden aus Kolumbien per Seefrachter transportiert (World Coal, 2012). Deutschland hingegen ist zu einem erheblichen Maße abhängig von zuverlässigen Steinkohle-einfuhren. Hier verfolgt Deutschland allerdings eine sehr diversifizierte Beschaffungsstrategie, da sie grob jeweils ein Fünftel aus den USA, Russland und etwas weniger aus Kolumbien einkauft. Zusätzlich liefern Australien (9 Prozent der Importe), Polen (7 Prozent) sowie Südafrika (4 Prozent) relevante Mengen an Steinkohle nach Deutschland. Knapp ein weiteres Fünftel der Steinkohle stammt aus zahlreichen anderen Ländern, die jeweils nur sehr geringen Mengen liefern (IEA, 2014f.). Deutschland erhält 50 Prozent der Steinkohleinfuhren über die wichtigen ARA-Importhäfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen), 30 Prozent über eigene Häfen (Hamburg, Nordenham, Kiel, Rostock und Wilhelmshaven) und 20 Prozent per Schienenverkehr (Bardt et al., 2014).
- In Italien macht die Steinkohle noch 9 Prozent des Energiemixes aus und die Importabhängigkeit mit 94 Prozent ist sehr hoch. Italien bezieht aber beträchtliche Anteile der Einfuhren aus verschiedenen Ländern, die Italien auf dem Seeweg erreichen (Assocarboni, 2011). Hauptlieferant sind die USA, die ein Drittel des italienischen Importbedarfs decken, aber auch Indonesien (16 Prozent), Russland (13 Prozent), Südafrika (13 Prozent) und Kolumbien (12 Prozent) sind wichtige Steinkohlelieferanten (IEA, 2014 f.).
- Steinkohle ist der bei weitem wichtigste Energierohstoff für China. Zwei Drittel des Primärenergiemix besteht in China heute aus Steinkohle. Dieser hohe Bedarf wird vor allem durch einheimische Steinkohleförderung gedeckt. Drei Viertel des inländischen Angebots stammt aus China selbst, dem weltweit wichtigsten Steinkohleförderer. Der Rest wird importiert. Es besteht also eine sehr moderate Importabhängigkeit und es wird aus verschiedenen Ländern Steinkohle bezogen. Wesentliche Bezugsländer sind für China Indonesien (30 Prozent aller Importe) und Australien (24 Prozent), aber auch Russland und die Mongolei steuern jeweils weitere 9 Prozent der Einfuhren bei. Importsteinkohle ist in den letzten Jahren vor allem deswegen an den Küstenregionen Chinas wirtschaftlich attraktiv geworden, da der inländische Transport aufgrund von Kapazitätsengpässen insbesondere im Schienenverkehr sehr teuer geworden ist und so Importe, die China auf dem Seewege erreichen, attraktiver sind (EIA, 2014).
- In Japan hat Steinkohle auch noch eine erhebliche Relevanz. Hier besteht der Primärenergiemix zu einem Viertel aus Steinkohle, der komplett aus dem Ausland eingeführt wird. Eine einheimische Produktion besteht nicht und somit ist die Importabhängigkeit sehr hoch. Japan hat eine hohe Konzentration der Lieferländer. Zwei Drittel der Steinkohleinfuhren nach Japan stammen aus Australien, ein weiteres knappes Fünftel aus Indonesien und 7 Prozent aus Russland (IEA, 2014 f.). Als einer der wichtigsten Steinkohleimporteure ist Japan auch für rund ein Viertel des globalen Seeverkehrs für Steinkohle verantwortlich (IEA, 2008).

Tabelle 3-10: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Kohle 2012

Angaben in Prozent des inländischen Angebots des jeweiligen Energierohstoffes

		Inländ. Produktion	Importe	Exporte	Bestandsveränderungen	Inländ. Angebot
D	Braunkohle	100,1	0,0	-0,1	0,0	100,0
	Steinkohle	19,1	81,2	-0,6	0,3	100,0
F	Braunkohle	0,0	100,0 ²	0,0	0,0	100,0
	Steinkohle	0,0	94,3	-1,1	5,1	100,0
I	Braunkohle	0,0	100,0 ²	0,0	0,0	100,0
	Steinkohle	0,3	97,2	-0,2	2,7	100,0
JP	Braunkohle	-	-	-	-	-
	Steinkohle	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0
USA	Braunkohle	103,4	0,1	-1,8	-1,8	100,0
	Steinkohle	123,9	2,2	-29,7	0,6	100,0
CHN¹	Braunkohle	72,5	27,5	0,0	0,0	100,0
	Steinkohle	93,7	6,3	0,0	0,0	100,0

¹Für China liegt keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von IEA-Daten und Comtrade-Daten wurde hier von der IW Consult für die Indexbildung eine Annäherung vorgenommen.

²In Italien und Frankreich bestand das inländische Braunkohleangebot zu 100 Prozent aus Importen. Dabei handelte es sich nur um sehr geringe Mengen.

Quelle: IEA Coal Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

3.5.2 Erdgas

Erdgas ist in allen Vergleichsländern – außer China – ein relevanter Energierohstoff. Erdgas ist für gut ein Fünftel des deutschen Primärenergieverbrauches zuständig. Eine ähnliche Relevanz hat Gas in Japan. Etwas häufiger wird in Italien Erdgas mit einem Drittel und den USA mit knapp 28 Prozent benötigt. Weniger wichtig ist Erdgas im Energiemix in Frankreich mit 15 Prozent und in China sind es nur 4 Prozent.

Es zeigen sich jedoch deutlichere Unterschiede bei der Importabhängigkeit in diesem Ländervergleich (Tabelle 3-11). Eine Übersicht der Bezugsländer ist im Anhang in Tabelle 9-6 dargestellt:

- Das inländische Angebot für Erdgas wird in Deutschland und Italien nur zu etwa 10 Prozent aus einheimischer Produktion bestritten. Der größte Teil des Erdgasverbrauchs wird in den beiden Ländern über Importe gedeckt, die teilweise auch wieder exportiert werden. Wichtigste Zulieferländer für Gas sind in Deutschland Russland (37 Prozent), die Niederlande (29 Prozent) und Norwegen (28 Prozent) (IEA, 2014g). Deutschland verlässt sich hier auf wenige Handelspartner. Grund dafür sind langfristige Lieferverträge, umfangreiche Gasvorkommen in den entsprechenden Ländern sowie eine solide Pipeline-Infrastruktur (Bardt et al., 2014). Das Erdgas gelangt komplett per Pipeline nach Deutschland, da bisher noch keine Importterminals für Liquefied Natural Gas (LNG) verfügbar sind. Anders als Mineralöl kann Erdgas somit nicht ohne weiteres über den Seeweg nach Deutschland transportiert werden, so dass bislang die

vorhandenen Pipeline-Infrastrukturen zentral für die Verfügbarkeit dieses Energierohstoffes sind. Russisches Erdgas wird zum einen durch das Ukraine-Leitungssystem sowie die Jamal Pipeline über Weißrussland nach Deutschland und Westeuropa geleitet. Zum anderen erlaubt es die Nord Stream-Pipeline durch die Ostsee, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Mit letzterer ist ein direkter Zugang des deutschen Marktes zu russischem Erdgas geschaffen und damit die Bedeutung von Transitländern, wie der Ukraine, gemildert worden. Aus Norwegen wird das Erdgas über drei Pipelines (Norpipe, Europipe I und II) nach Deutschland gebracht. Hinzu kommt eine Vielzahl von Anbindungen in die Niederlande, u. a. an das niederländische Gasfeld Groningen (BMW, 2015).

- In Italien setzt man auf eine etwas andere und diversifiziertere Beschaffungsstrategie im Hinblick auf die Lieferländer. Algerien ist hier der wichtigste Erdgaslieferant für rund ein Drittel der italienischen Importe. Ein weiteres Viertel wird aus dem wichtigsten Erdgasland Russland bezogen. Italien bezieht die verbleibenden Erdgaslieferungen aus zahlreichen anderen Ländern, wobei hier Libyen (10 Prozent) und Katar (9 Prozent) noch nennenswerte Anteile an den Importen haben. 90 Prozent der Erdgaslieferungen kommen per Pipeline nach Italien (IEA, 2014g). Im Falle von algerischen Lieferungen über die Trans Mediterranean Pipeline (auch als Enrico Mattei bekannt) und im Fall von Libyen über die Greenstream Pipelines. Die verbleibenden 10 Prozent der Erdgasimporte werden über die in Italien verfügbaren drei LNG-Importterminals geliefert (EIA, 2014).
- Anders sieht es in den USA aus – hier wird nur ein geringer Anteil von 12 Prozent importiert und Erdgas überwiegend im Inland gefördert. 94 Prozent der amerikanischen Erdgaseinfuhren stammen aus Kanada und werden per Pipeline transportiert.
- China setzt auch eher auf einheimisches Erdgas – nur gut ein Viertel des inländischen Erdgasangebots kommt aus dem Ausland. Mehr als die Hälfte aller grenzüberschreitenden Erdgaszulieferungen kommen leitungsgebunden (per Pipeline) alleine aus Turkmenistan. Zur Deckung der stark ansteigenden Erdgasnachfrage hat China in den letzten Jahren seine LNG-Importe auch auf Länder außerhalb des Mittleren Ostens und Afrikas diversifiziert. Die verbleibenden Erdgasimporte, insbesondere aus Katar (17 Prozent) und Australien (12 Prozent), kommen über LNG-Terminals nach China (IEA, 2014g).
- In Frankreich und Japan werden nur sehr geringe Mengen an Erdgas im eigenen Land produziert. Hier ist die Importabhängigkeit besonders groß. Frankreich bezieht zwei Fünftel seines Erdgases aus Norwegen. Weitere 15 Prozent kommen aus den Niederlanden und 14 Prozent aus Russland sowie kleinere Anteile aus einigen weiteren Ländern. Drei Viertel der Erdgaslieferungen, die vor allem aus Norwegen, den Niederlanden und Russland stammen, kommen leitungsgebunden nach Frankreich (IEA, 2014g). LNG-Importe insbesondere aus Algerien, Nigeria, Katar und Ägypten werden über drei LNG-Importterminals ins Land gebracht (IEA, 2012a).
- Japan bezieht sein Erdgas ausschließlich in Form von Liquefied Natural Gas auf dem Seewege aus verschiedenen Quellländern. Die wesentlichen Handelspartner sind hier Australien (20 Prozent), Katar (18 Prozent) und Malaysia (16 Prozent) neben weiteren Ländern mit geringeren Anteilen (IEA, 2014g).

Tabelle 3-11: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdgas 2012

Angaben in Prozent des inländischen Angebots des jeweiligen Energierohstoffes

	D	F	I	USA	JP	CHN
Inländ. Produktion	13,7	1,2	11,5	93,6	2,9	74,4
Importe	106,1	110,8	90,4	12,2	95,5	27,6
Andere Quellen	0,0	0,0	0,0	0,2	1,4	0,0
Exporte	-20,4	-14,2	-0,2	-6,2	0,0	-2,0
Bestandsveränderungen	0,6	2,2	-1,7	0,2	0,2	0,0
Inländisches Angebot	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Anteil leitungsgebundener Importe an allen Importen	100	76,6	89,3	94,2	0,0	14,7

Quelle: IEA Gas Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

3.5.3 Erdöl

3.5.3.1 Erdöl

Erdöl (Rohöl) ist in allen Ländern des Vergleichs relevant zur Deckung des Primärenergiebedarfs und wird zu beträchtlichen Anteilen aus dem Ausland eingeführt. Trotz häufiger politischer Spannungen mit Einfluss auf die Weltmärkte in wichtigen erdölexportierenden Ländern bieten diversifizierte Bezugsstrukturen die Möglichkeit im Konfliktfall auf andere Lieferanten auszuweichen (Tabelle 3-12). Die wesentlichen Bezugsländer sind hier wieder im Anhang unter Tabelle 9-7 dargestellt:

- Erdöl hat mit rund einem Drittel die größte Bedeutung innerhalb des Energiemixes in Deutschland und ist insbesondere im Transportsektor oder der Petrochemie ohne nennenswerte Substitutionsmöglichkeiten. Deutschland verfügt über nur sehr geringe Ölvorkommen, so dass 98 Prozent des inländischen Angebots aus dem Ausland eingekauft werden muss. In 2012 importierte Deutschland aus mehr als 30 Ländern Erdöl, wobei 92 Prozent der Importe aus 10 Ländern gedeckt wurden. Hauptimportland ist Russland, das zu 37 Prozent der deutschen Importe beitragen. Das Vereinigte Königreich (14 Prozent) und Norwegen (10 Prozent) liefern ein weiteres Viertel. Libyen (9 Prozent), Nigeria (7 Prozent) und Kasachstan (6 Prozent) sind weitere nennenswerte Herkunftsländer (IEA, 2014h). Das Erdöl gelangt über vier Erdölpipelines und vier wesentliche Seehäfen (Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Hamburg, Rostock) nach Deutschland (EIA, 2014). Raffinerien, die an den Seehäfen liegen, können gut per Tanker, was auch überwiegend der Fall ist, versorgt werden. Inländische Raffinerien werden meist über die Pipelines aus den Anlandehäfen versorgt. Von besonderer Bedeutung ist allerdings die Druzhba-Pipeline, die als grenzüberschreitende Pipeline die Raffinerien in Zentral-Ost-Europa (unter anderem in Deutschland und Polen) direkt aus Russland mit Erdöl versorgt. Bestehende Alternativen können die Lieferungen der Druzhba-Pipeline nicht unmittelbar oder vollständig ersetzen, so dass hier aufgrund der geringen Lieferantendiversifikation bislang ein gewisses Risiko besteht. Einschränkung

hinsichtlich der Importflexibilität bestehen auch darin, dass Raffinerien häufig auf bestimmte Rohölsorten ausgelegt sind (Bardt et al., 2014).

- Gemessen am Primärenergieverbrauch jedes Landes ist Erdöl aber in den Ländern Italien, Japan und den USA noch wichtiger als in Deutschland, mit Anteilen von jeweils zwei Fünfteln. Während Italien und Japan größtenteils Rohöl aus dem Ausland importieren, haben die USA eine beträchtliche einheimische Erdölförderung, die 44 Prozent des inländischen Angebots ausmacht. Dennoch werden auch hier 57 Prozent des Rohöls aus dem Ausland eingeführt. Dabei setzen die USA bei den Erdöleinfuhren zu 28 Prozent vor allem auf ihr Nachbarland Kanada. Ergänzend liefern vor allem Saudi-Arabien (16 Prozent), Mexiko (11 Prozent) und Venezuela (11 Prozent) beträchtliche Erdölmengen in die USA (IEA, 2014h). Innerhalb der USA wird Rohöl sehr häufig per Pipeline transportiert. Zunehmend wird auch auf den Schienenverkehr neben dem Binnenschiff- und Hochseeverkehr zurückgegriffen, insbesondere in den Gebieten ohne Pipelinesystem, nicht zuletzt weil der Schienenverkehr eine häufig im Vergleich schnellere und kostengünstigere Transportform ist. Dies trifft teilweise auch auf die Importe aus Westkanada zu (IEA, 2014l).
- In Italien wird sehr diversifiziert Erdöl im Ausland eingekauft, insbesondere aus Libyen (21 Prozent), Aserbaidschan (16 Prozent), Saudi-Arabien (14 Prozent) und Russland (14 Prozent), neben geringeren Mengen aus anderen Ländern (IEA, 2014h). In Italien befinden sich die meisten Raffinerien in Küstennähe, so dass es ein gering ausgebautes grenzüberschreitendes Pipelinesystem in Italien gibt und das Erdöl über die 16 Öltankerhäfen ins Land gelangt (IEA, 2010).
- Japan bezieht sein Erdöl auf dem Seeweg zu fast drei Fünfteln aus dem Nahen Osten (Saudi-Arabien: 33 Prozent, Vereinigte Arabische Emirate (23 Prozent) (IEA, 2014h, EIA, 2014).
- In Frankreich macht Erdöl ein Viertel des Energiemixes aus, das fast ausschließlich aus Importen besteht. Gut die Hälfte wird in vergleichbaren Mengen aus Russland, Saudi-Arabien, Kasachstan und Libyen eingeführt. Die verbleibende Hälfte wird von 17 weiteren Ländern geliefert (IEA, 2014h). Frankreich importiert Erdöl über die drei wesentlichen Seehäfen (Marseille, Le Havre, Saint-Nazaire) und leitet Erdöl über das South European Pipeline System nach Deutschland weiter (EIA, 2014).
- Erdöl macht 16 Prozent des Primärenergiebedarfs in China aus. Das inländische Rohölangebot besteht zu zwei Fünfteln aus einheimischer Produktion und zu drei Fünfteln aus Importen, die sehr diversifiziert in vielen verschiedenen Ländern eingekauft werden. Die wichtigsten zehn Lieferländer sind nur für knapp vier Fünftel der Einfuhren verantwortlich. Rund ein Drittel der Erdöleinfuhren kommen aus Saudi-Arabien (20 Prozent) und Angola (15 Prozent). Danach kommen Russland (9 Prozent), Iran (8 Prozent) und der Oman (7 Prozent) (IEA, 2014h). China ist gerade dabei, sein nationales Ölpipeline-System zu verbessern, um seine Angebots- und Nachfragezentren besser zu integrieren sowie seine Pipelineverbindungen mit Kasachstan, Russland und Myanmar zu verbessern (EIA, 2014). Da China eine lange Küstenlinie hat, gibt es ungefähr 60 Ölhäfen. Etwa drei Fünftel der Einfuhren von Erdöl und Erdölprodukten sollen laut offiziellen Zahlen in 2012 alleine an den fünf wesentlichen chinesischen Häfen angekommen sein (IEA, 2012b).

3.5.3.2 Erdölprodukte

Die Importabhängigkeiten für Erdölprodukte sind in allen sechs betrachteten Ländern niedrig bis moderat. Die Bezugsstrukturen von Erdölprodukten sind in allen sechs Ländern gut diversifiziert (Tabelle 3-12 und Tabelle 9-8):

- Deutschland besitzt erhebliche Raffineriekapazitäten, in denen beinahe das gesamte importierte Rohöl weiter verarbeitet wird. Dies macht 97 Prozent des einheimischen Angebots aus. Damit ist jedoch nicht der gesamte Bedarf an Mineralölprodukten gedeckt und es werden weitere 30 Prozent des inländischen Angebots aus dem Ausland eingeführt. Aufgrund von arbeitsteiligen Verarbeitungs- und Veredelungsprozessen werden jedoch gleichzeitig 18 Prozent des inländischen Angebots in Deutschland wieder exportiert (siehe auch Bardt et al., 2014). Mineralölprodukte wurden in 2012 aus mehr als 50 Ländern eingeführt – über die Hälfte davon aus den Niederlanden und weitere 17 Prozent aus Belgien (IEA, 2014h). Diese Zahlen sind jedoch wenig aussagekräftig, da bei Erdölprodukten der Ort der Anlandung beispielsweise in Häfen als Exportland erfasst wird. Meistens handelt es sich hier um weiterverarbeitetes Importöl oder weitertransportierte Produkte. Für den Weitertransport von Mineralölprodukten kommt neben dem Seeweg auch der Schienen- und Straßengüterverkehr zum Einsatz (Bardt et al., 2014). Wichtige Seehäfen für Importe und Exporte von Ölprodukten innerhalb von Europa sind London, Le Havre, Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam (IEA, 2014). Deutschland führt Ölprodukte über eine Erdölpipeline ein (EIA, 2014).
- Auch in den fünf weiteren Vergleichsländern wird zu mindestens vier Fünftel das inländische Erdölproduktangebot aus einheimischer Produktion bestritten. Insbesondere in Italien aber auch in Frankreich und den USA wird Rohöl in beträchtlichem Ausmaß für den Exportmarkt weiterverarbeitet. Hierfür werden weitere drei Fünftel des einheimischen Angebots in den USA und Frankreich aus dem Ausland besorgt. Dabei beziehen die USA Mineralölprodukte aus über 60 Ländern. Wesentliches Herkunftsland ist hier das Nachbarland Kanada, das für 30 Prozent der Einfuhren verantwortlich ist. Mit großem Abstand folgen zahlreiche andere Länder – nennenswerte Anteile haben hier das Vereinigte Königreich (8 Prozent) und die Niederlande (6 Prozent) (IEA, 2014h).
- Ähnlich diversifiziert sind die Einfuhren nach Frankreich mit fast 60 Quellländern, wobei die Hälfte aus Russland (16 Prozent), den USA (15 Prozent), den Niederlanden (11 Prozent) und dem Vereinigten Königreich (9 Prozent) stammen (IEA, 2014h). Ausländische Mineralölprodukte gelangen hier über sieben Seehäfen nach Frankreich (IEA, 2012c).
- Im Vergleich zu Deutschland verfolgt Italien eine komplett andere Beschaffungsstrategie. Hier wird ein Viertel der Erdölprodukte aus den USA bezogen. Weitere 20 Prozent kommen zu gleichen Teilen aus Libyen und Algerien sowie zu je 7 Prozent aus Spanien und Ägypten (IEA, 2014h).
- Geringfügig weniger diversifiziert sind die Importe von Mineralölprodukten aus Japan, die aus insgesamt 37 Ländern stammen und mit einem Viertel am inländischen Angebot eine sehr gemäßigte Importabhängigkeit aufweisen. Japan bezieht die Hälfte seiner Einfuhren lediglich aus vier Ländern: Südkorea (17 Prozent), Katar (12 Prozent), USA (11 Prozent) und den Vereinigten Arabischen Emiraten (10 Prozent) (IEA, 2014h). Diese kommen auf dem Seeweg nach Japan (EIA, 2014).
- China hat eine sehr geringe Importabhängigkeit von 12 Prozent. Drei Viertel der Importe haben ihre Herkunft in sechs Ländern. Zentrale Handelspartner sind Südkorea (23 Pro-

zent), Russland (15 Prozent), Singapur (13 Prozent) und die USA (11 Prozent) (IEA, 2014h).

Tabelle 3-12: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdöl 2012

Angaben in Prozent des inländischen Angebots des jeweiligen Energierohstoffes

		Inländ. Produktion	Importe	Exporte	Intern. Bunkerungen	Bestandsveränderungen	Inländisches Angebot
D	Erdöl	2,7	98,3	-0,2	0,0	-0,8	100,0
	Erdölprodukte	96,9	30,9	-17,8	-10,3	0,3	100,0
F	Erdöl	1,4	99,6	-0,3	0,0	-0,7	100,0
	Erdölprodukte	79,4	55,6	-25,7	-10,2	1,0	100,0
I	Erdöl	7,3	93,5	-1,2	0,0	0,4	100,0
	Erdölprodukte	139,6	16,9	-47,3	-9,6	0,4	100,0
JP	Erdöl	0,1	99,5	0,0	0,0	0,3	100,0
	Erdölprodukte	86,6	25,6	-6,5	-5,2	-0,5	100,0
USA	Erdöl	43,6	57,3	-0,5	0,0	-0,4	100,0
	Erdölprodukte	115,9	9,8	-20,7	-5,3	0,3	100,0
CHN	Erdöl	44,4	57,1	-0,5	0,0	0,0	100,0
	Erdölprodukte	100,5	12,1	-6,5	-3,5	-2,7	100,0

Quelle: IEA Oil Information, 2014, IEA Energy Statistics, 2014, Berechnungen des IW Köln

3.6 Zwischenfazit

Deutschland hat innerhalb von der EU-28 den höchsten Primärenergieverbrauch. Ein Vergleich mit den fünf weiteren wesentlichen Großverbrauchern zeigt, dass Deutschland ähnlich wie Frankreich, Japan und den USA eine Versorgungsstrategie verfolgt, die auf einem heute noch relativ breiten Primärenergiemix basiert. Insbesondere bei der Stromerzeugung zeigt sich in diesem Sechs-Ländervergleich, dass jedes betrachtete Land insbesondere unterschiedliche Zusammensetzungen von Brennstoffen verwendet:

- In Deutschland und den anderen betrachteten Industrieländern Frankreich, Italien, Japan und den USA war der Konsum von Primärenergie in den letzten zehn Jahren stagnierend bis rückläufig.
- Der Primärenergiemix ist in den betrachteten sechs Ländern bisher und bleibt auf Jahrzehnte noch überwiegend fossil geprägt. Es zeigt sich jedoch in den betrachteten Industrieländern ein in unterschiedlichem Ausmaße ausgeprägter, Trend in Richtung eines kohlenstoffärmeren Energiemix. Erneuerbare Energien sollen künftig insbesondere in den betrachteten EU-Ländern Deutschland, Frankreich und Italien

deutlich wichtiger werden. Dagegen hat sich in China seit 2002 der Primärenergieverbrauch mehr als verdoppelt und wird auch künftig, wenn auch langsamer, weiterwachsen. In Zukunft setzt China auch weiterhin sehr stark auf fossile Energierohstoffe.

- Ein ähnliches Bild zeigt sich auch beim Wachstum der Stromerzeugungsmenge. Der Bedarf in China wächst stark, während sich die Menge in den Industrieländern geringfügig bis gar nicht ändert. Für die Stromerzeugung werden jedoch in jedem der sechs Länder unterschiedliche Zusammensetzungen von Energieträgern verwendet. Während in Deutschland und China insbesondere die Kohle dominiert, ist es in Frankreich die Kernenergie. In Italien greift man bei der Stromerzeugung stark auf Erdgas, zunehmend aber auch auf erneuerbare Energien zurück. In den USA und Japan spielen Kohle aber auch Gas die relevante Rolle. Vor dem Hintergrund von Klimaschutzmaßnahmen wird in den Szenarien mittel- bis langfristige ein Trend in Richtung erneuerbare Energien erwartet.
- Bei der kommerziellen Wärmerzeugung ist Deutschland in diesem Sechs-Ländervergleich das einzige Land, das mit einem Anteil von 7 Prozent Braunkohle verwendet. In den fünf betrachteten Industrieländern inklusive Deutschland ist Erdgas ein wesentlicher Energieträger. In Italien, Japan und USA wird zu zwei Dritteln Erdgas zur kommerziellen Wärmerzeugung eingesetzt. In Deutschland sind es lediglich 45 Prozent – dafür macht Steinkohle etwa ein Viertel aus. In China wird bei der kommerziellen Wärmerzeugung fast ausschließlich auf Steinkohle zurückgegriffen.
- Die Endenergienachfrage im Verkehrssektor wird in allen sechs betrachteten Ländern heute noch von Erdölprodukten dominiert. Der Trend in Richtung erneuerbare Energien wird sich in allen sechs Ländern langfristig bis 2040 verstärken. Allerdings bleiben Ölprodukte weiterhin der bei weitem wichtigste Energieträger. In den Industrieländern Deutschland, Frankreich, Italien und den USA kommen immer häufiger erneuerbare Energien ins Spiel – in China setzt man heute im Straßenverkehr zunehmend auf Erdgas.

Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen wird über die Zugangsmöglichkeiten bestimmt:

- Deutschland und die USA sind die einzigen beiden Länder, die Braunkohle in erheblichem Maße verwenden. Dabei beziehen Deutschland Braunkohle komplett und die USA fast ausschließlich aus heimischen Quellen und sind somit kaum bzw. gar nicht von grenzüberschreitenden Transportinfrastrukturen abhängig.
- Auch Steinkohle ist ein wichtiger Energieträger in Deutschland und den USA. Allerdings bezieht Deutschland heute mehr als vier Fünftel der Steinkohle aus dem Ausland, während die USA nicht nur für sich, sondern auch für Exportmärkte Steinkohle fördert. Deutschland verfolgt hier eine sehr diversifizierte Beschaffungsstrategie, da es Steinkohle aus vielen verschiedenen Ländern bezieht. In China ist Steinkohle der bei weitem wichtigste Energieträger und stammt zu drei Vierteln aus einheimischer Förderung. Anders sieht es in Japan aus, wo Steinkohle zu einem Viertel den Primärenergieverbrauch bestimmt: dieser Energieträger wird komplett aus dem Ausland bezogen – alleine zwei Drittel der Importe kommen aus Australien.
- Die USA sind das einzige Land in diesem Ländervergleich, das sein inländisches Angebot für Erdgas fast ausschließlich aus einheimischen Quellen einkauft. China setzt auch eher auf einheimisches Erdgas – nur gut ein Viertel wird importiert. In Deutschland, Frankreich, Italien und Japan muss der Erdgasbedarf überwiegend bis ausschließlich

aus ausländischen Quellen bezogen werden. Im Unterschied zu den anderen Ländern verlässt sich Deutschland hier auf wenige Handelspartner.

- Rohöl ist in Deutschland der wichtigste Energieträger und wird fast ausschließlich aus dem Ausland eingekauft. In 2012 hat Deutschland aus über 30 Ländern Rohöl eingekauft, wobei 92 Prozent der Importe von nur zehn Ländern abgedeckt wurden. Frankreich, Italien und Japan verlassen sich zur Deckung ihres Rohölbedarfs auch fast ausschließlich auf Einfuhren aus dem Ausland. Während Japan mehr als die Hälfte seiner Importe lediglich aus den beiden Ländern Saudi Arabien und den Vereinigten Arabischen Emiraten bezieht, kaufen Italien und Frankreich sehr diversifiziert in vielen verschiedenen Ländern ein. Nur die USA und China haben eine nennenswerte eigene Rohstoffförderung. Allerdings machen Importe in beiden Ländern knapp drei Fünftel des inländischen Angebots aus. Insbesondere China kauft sein Rohöl sehr diversifiziert in vielen Ländern ein. Die wichtigsten zehn Lieferländer sind nur für knapp vier Fünftel der Importe verantwortlich.
- Anders sieht es bei den Mineralölprodukten aus. Alle sechs Länder besitzen erhebliche Raffineriekapazitäten, in denen das Rohöl weiterverarbeitet wird, so dass das inländische Mineralölproduktangebot überwiegend aus einheimischer Produktion stammt. Insbesondere in Italien, aber auch in Frankreich und den USA wird Rohöl in beträchtlichem Ausmaß für den Exportmarkt weiterverarbeitet.

Um mögliche Versorgungsrisiken weiter zu reduzieren, ist eine breite Risikostreuung notwendig. Hierzu gehören ein breiter Energiemix, eine gewisse Vielfalt von Lieferländern und flexible Transportmöglichkeiten. Die beschriebenen Daten haben in diesem Kapitel gezeigt, wie Deutschland im Vergleich zu fünf anderen relevanten Energieverbrauchern aufgestellt ist. Im folgenden Kapitel gilt es die die Versorgungsrisiken in den sechs Ländern auf Basis eines Index vergleichbar zu machen.

4 Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen

Neben diesen quantitativen Aspekten ist die Versorgungssicherheit ein wichtiger qualitativer Aspekt der Nutzung von Energierohstoffen. Neben der Umweltverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit stellt die Versorgungssicherheit eines der Elemente des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks dar. Zu ihrer Messung soll an dieser Stelle ein Index der Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen genutzt werden, der einen Vergleich zwischen den einzelnen Energierohstoffen ermöglicht. Darüber hinaus ist auch ein Ländervergleich der Versorgungssicherheit möglich, die sich wegen länderspezifischer Rohstoffrisiken und Verbrauchsstrukturen international unterscheidet.

Deutschland verfügt heute nur bei der Braunkohle über relevante einheimische Reserven. Bei den übrigen fossilen Energierohstoffen ist Deutschland stark von Energierohstoffimporten abhängig, da es keine relevanten Rohstoffvorkommen besitzt. Deswegen ist Deutschland stark abhängig von zuverlässigen Energierohstofflieferanten. Die Analyse der globalen Angebotsituation in Kapitel 2 zeigt, dass es noch große verbleibende Potenziale an fossilen Rohstoffen über den Globus verteilt gibt. Allerdings sind diese häufig bisher nur als Ressourcen nachweisbar und somit nicht adhoc verfügbar, da dies technisch nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Allerdings bietet die fortschreitende Erschließung nicht-konventioneller Energiequellen und neuer Produktionsregionen möglicherweise Schutz vor künftigen Versorgungsengpässen. Demgegenüber steht eine rasant wachsende globale Primärenergienachfrage, die vor allem in den letzten beiden Jahrzehnten durch den stark wachsenden Bedarf nach Strom in den Entwicklungs- und Schwellenländern verursacht wurde. Deutschland konkurriert hier mit zahlreichen anderen Ländern um das verfügbare Angebot an Energierohstoffen.

In einem Vergleich von Deutschland mit wesentlichen globalen und europäischen Primärenergiekonsumenten wie Frankreich, Italien, USA, Japan und China konnten wesentliche Verbrauchstrends im Hinblick auf den Einsatz und die Bedeutung verschiedener Energierohstoffe identifiziert werden. Der heute noch in den sechs Ländern fossil geprägte Primärenergieverbrauch wird in den fünf Industrieländern stagnieren und kohlenstoffärmer werden, während China seine stark wachsende Nachfrage weiterhin mit fossilen Rohstoffen bedienen wird. Insbesondere bei der Stromerzeugung zeigen sich deutliche Unterschiede im Hinblick auf die für das Land wesentlichen Energieträger und damit verbundenen potenziellen Versorgungsrisiken (siehe Kapitel 3).

4.1 Aufbau des Index

Das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen wird im Index als multidimensionales Konzept verstanden. Risiken für die Rohstoffversorgung können in der physikalischen Verfügbarkeit der Rohstoffe bestehen. Dies wird einerseits in der Endlichkeit der Ressourcen deutlich, andererseits können aus politischen Risiken in den Förderländern Einschränkungen in der Verfügbarkeit entstehen. Ökonomische Risiken für die Versorgung ergeben sich aus Preisveränderungen. Zudem entsteht für die Versorgung mit Energierohstoffen ein zusätzliches Risiko daraus, dass in vielen Ländern große Teile der heute genutzten Energierohstoffe importiert werden müssen. Diese Risikokomponenten unterscheiden sich einerseits im Einzelnen zwischen verschiedenen Rohstoffen und Ländern. Andererseits fügen die unterschiedlichen Verbräuche einzelner Rohstoffe in den verschiedenen Ländern eine weitere Dimension zu den Unterschieden im Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen im internationalen Vergleich hinzu.

Zum Vergleich der Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen wird eine einheitliche über die Länder und die verschiedenen Energierohstoffe vergleichbare Metrik für die Messung des Risikos entwickelt. Um dies zu erreichen, wird der Energierohstoffrisikoindex aus einer Reihe verschiedener Indikatoren aufgebaut. Die Werte dieser Indikatoren können für einzelne Rohstoffe und einzelne Länder bestimmt und für eine aggregierte Betrachtung der Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen auf eine vergleichbare Basis normiert werden.

Der Energierohstoffrisikoindex wird in einem mehrstufigen Verfahren gebildet. Zuerst werden die Werte für die verschiedenen Indikatoren für einen Energierohstoff bestimmt. Dabei wird zwischen einer nationalen, auf den Verbrauch der Rohstoffe in einem Land fokussierten Betrachtung und einer internationalen, auf das ressourcenseitige Rohstoffangebot fokussierten Sicht unterschieden. Die Indikatoren werden dann zu einem rohstoff- und landesspezifischen Risikowert aggregiert. Aus den Risikowerten der verschiedenen Rohstoffe kann dann in einem letzten Schritt das Versorgungsrisiko eines Landes bei Energierohstoffen abgeleitet werden.

Der Energierohstoffrisikoindex stellt somit eine Weiterentwicklung des Rohstoffrisikoindex dar, der vom IW Köln und der IW Consult für die Ermittlung der Versorgungsrisiken bei Nicht-Energierohstoffen entwickelt wurde. Dieser Index wurde schon mehrfach in Gutachten zur Ermittlung der Versorgungsrisiken bei Nicht-Energierohstoffen für die Industrie verwendet (vgl. Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, 2009, 2011, 2012, 2014, 2015).

Tabelle 4-1: Datenquellen

Übersicht

Messgrößen	Datenquelle
Investorenrisiko	Heritage Foundation, 2014; The World Bank Group, 2014; Fraser Institute, 2014; Transparency International, 2014
Konfliktrisiko	AON, 2014; The World Bank Group, 2014
Vorkommen und Förderung nach Ländern und Rohstoffen	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2013
Preisrisiko	Erdgas, Steinkohle, Erdöl: Weltbank, 2014, Braunkohle (D): Statistisches Bundesamt, 2014 Braunkohle (USA): Bureau of Labor Statistics, 2014, Erneuerbare Energien: BMWi, 2014b
Importe nach Energieträgern und Herkunftsländern	International Energy Agency (IEA), 2014 f, 2014 g, 2014 h, 2014 i, 2014 j für China (Erdöl, Kohle) zusätzlich: DESA/UNSD, 2014
Gesicherte Leistung	50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2013; BMWi, 2014b

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014

In den hier vorgelegten Ländervergleichen werden die fünf OECD-Staaten Deutschland, Frankreich, Italien, Japan und USA sowie das Nicht-OECD-Land China einbezogen. In den Vergleich gehen die Energierohstoffe Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Erdöl und Erdölprodukte ein. Für den Sonderfall der Betrachtung verschiedener Strommixszenarien für Deutschland (vgl. Kapitel 6) wird der Index um eine Bewertung der erneuerbaren Energien erweitert.

Der Risikoindex misst mit sieben Indikatoren vier verschiedene Dimensionen des Versorgungsrisikos:

- Die Endlichkeit der Ressourcen und die **langfristige Verfügbarkeit** wird mit verschiedenen Messkonzepten der statischen Reichweite abgebildet: der statischen Reichweite der globalen Förderung, der statischen Reichweite der Rohstoffe in Importursprungsländern sowie der statischen Reichweite im Inland. Die statische Reichweite zeigt einen Investitionsbedarf in Exploration und Förderung zur Aufrechterhaltung der Produktion an.
- Die **Importabhängigkeit** wird mit der Importquote und der Importinflexibilität gemessen.
- Angebotsseitige **Länderrisiken** werden durch die Maße Drei-Länder-Konzentration, Investoren- und Konfliktrisiko quantifiziert. Dabei werden jeweils eine globale und eine länderspezifische Perspektive modelliert.
- Das **Preisrisiko** wird durch einen Vergleich der Preisentwicklung der Rohstoffe abgeschätzt. Auch hier wird zwischen einer länderspezifischen und einer globalen Sicht unterschieden.
- Für den Spezialfall der Betrachtung der Rolle der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland (vgl. Kapitel 6) wird als fünfte Dimension noch ein weiterer Indikator, die **gesicherte Leistung**¹⁰, herangezogen.

Der Risikoindex wird rohstoffseitig mit Daten aus dem Jahr 2012 bestimmt, da es sich hierbei um das aktuell vorliegende Jahr mit endgültigen Daten in der IEA-Datenbank handelt. Diese Daten werden ergänzt mit Handelsdaten der UN, mit Daten zur Einschätzung der politischen Risiken aus verschiedenen Datenquellen, Daten zu Reserven und Förderung aus der BGR Energiestudie 2013 sowie mit Preisdaten der Weltbank und verschiedener nationaler statistischer Ämter.¹¹

4.2 Die Indikatoren im Einzelnen

Nachdem die Vorüberlegungen für den Aufbau des Index in Grundzügen dargestellt wurden, soll nun die Bildung der einzelnen Indikatoren im Detail erläutert werden. Die Aggregation und Gewichtung der Indikatoren werden im Anschluss dargestellt. Die resultierenden länder- und rohstoffspezifischen Risiken werden zum Abschluss des Kapitels berichtet.

Länderrisiken

Die Länderrisiken der Rohstoffförderung und des Rohstoffbezugs werden in zwei Dimensionen – Investoren- und Konfliktrisiko – ermittelt. Dabei werden zur Bestimmung der länderspezifischen Investitionsrisiken Bewertungen zu Ausmaß und Qualität der Regulierung, zur Offenheit für den Welthandel und zur Korruptionskontrolle verwendet. Das Konfliktrisiko wird anhand der politischen Risikobewertung der AON Risk Group und des Maßes für die politische Stabilität der Worldwide Governance Indicators ermittelt. Die Bestimmung der Risiken erfolgt auf Basis einschlägiger Untersuchungen dieser Länderrisiken aus verschiedenen internationalen Quellen (AON, Worldwide Governance Indicators, Fraser Institute, Transparency International, Heritage

¹⁰ Die gesicherte Leistung wird nur für Deutschland ermittelt und nur für einen Vergleich verschiedener Erzeugungsszenarien im Stromsektor unter Einbezug erneuerbarer Energieträger verwendet.

¹¹ Eine genauere Darstellung der verwendeten Datenquellen erfolgt in Tabelle 4-1.

Foundation).¹² Aus diesen Informationen wird jeweils ein Index für das Investoren- und das Konfliktrisiko gebildet. Für jedes Land wird somit jeweils ein bestimmter Risikowert für das Investoren- und das Konfliktrisiko ermittelt.

Nachdem jedem Land ein Risikowert aus Investoren- bzw. Konfliktperspektive zugeordnet ist, gilt es, diese Risikowerte mit der Bedeutung des jeweiligen Landes für Rohstoffförderung und Rohstoffbezug zu verknüpfen. Dazu werden die Indexwerte des Investoren- und Konfliktrisikos mit den

- (i) Anteilen eines Landes an der weltweiten Rohstoffförderung eines Rohstoffes gewichtet, um das globale Investoren- oder Konfliktrisiko dieses Rohstoffes zu bestimmen,
- (ii) Importanteilen der Lieferländer eines Rohstoffes gewichtet, um das landesspezifische Investoren- oder Konfliktrisiko dieses Rohstoffes im Bezugsland zu ermitteln.

Es resultieren vier Risikomaße – das globale Investorenrisiko, das länderspezifische Investorenrisiko, das globale Konfliktrisiko und das länderspezifische Konfliktrisiko. Im Folgenden wird die Konstruktion dieser Maße kurz mathematisch dargestellt.

Das globale Investorenrisiko ($IR_{G,F}$) spiegelt die Investitionsrisiken wider, die mit der jeweiligen Rohstoffförderung verbunden sind. Dazu werden die länderspezifischen Risiken aus dem Index der Investorenrisiken mit den jeweiligen Länderanteilen an der Rohstoffförderung gewichtet.¹³

$$IR_{G,F} = \sum_i \left[\frac{x_{i,F}}{X_F} * IR_i \right]$$

Die Bestimmung des länderspezifischen Investitionsrisikos ($IR_{L,F}$) erfolgt analog zur Ermittlung des globalen Investorenrisikos. Es werden aber statt der Länderanteile an der Rohstoffförderung die Länderanteile an den Importen im Bezugsland zur Gewichtung verwendet.

$$IR_{L,F} = \sum_i \left[\frac{y_{i,F}}{Y_F} * IR_i \right]$$

Tabelle 4-2: Notation

Übersicht der verwendeten Variablen

$IR_{G,F}$	globales Investorenrisiko bzgl. Rohstoff F
$IR_{L,F}$	länderspezifisches Investorenrisiko bzgl. Rohstoff F
$KR_{G,F}$	globales Konfliktrisiko bzgl. Rohstoff F
$KR_{L,F}$	länderspezifisches Konfliktrisiko bzgl. Rohstoff F
$DLK_{G,F}$	globale Drei-Länderkonzentration bzgl. Rohstoff F
$DLK_{L,F}$	länderspezifische Drei-Länderkonzentration bzgl. Rohstoff F
$SR_{G,F}$	globale statische Reichweite bzgl. Rohstoff F
$SR_{L,F}$	länderspezifische statische Reichweite bzgl. Rohstoff F
$SRI_{L,F}$	inländische statische Reichweite in Land L bzgl. Rohstoff F

¹² Zur genauen Erläuterung der einzelnen Elemente der Indizes der Investitions- und Konfliktrisiken siehe den Anhang.

¹³ Für eine genaue Definition der verwendeten Variablen siehe Tabelle 4-2.

$IA_{L,F}$	länderspezifische Importabhängigkeit bzgl. Rohstoff F
$IF_{L,F}$	länderspezifische Importinflexibilität bzgl. Rohstoff F
$X_{i,F}$	Förderung des Rohstoffs F in Land i
X_F	globale Förderung des Rohstoffs
$y_{i,F}$	Importe des Rohstoffs F aus dem Land i in das Land L
Y_F	gesamte Rohstoffimporte des Rohstoffs F in das Land L
IR_i	Investorenrisiko des Förder- bzw. Importursprungslandes i
R_F	globale Reserven des Rohstoffs F
$r_{i,F}$	Reserven des Rohstoffs F in Land i
$hDS_{L,F}$	inländisch erzeugter Anteil am Verbrauch des Rohstoffs F in Land L
$DS_{L,F}$	gesamtes Angebot des Rohstoffs F im Land L
IY_F	leitungsgebundene Importe des Rohstoffs F

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014

Mit dem globalen und länderspezifischen Konfliktrisiko ($KR_{G,F}$, $KR_{L,F}$) sollen Risiken für die Versorgungssicherheit bewertet werden, die sich aus internen und internationalen politischen Risiken ergeben, denen die Förderländer ausgesetzt sind. Sie setzen sich analog zu dem Investorenrisiko aus den Förder- beziehungsweise Importanteilen und dem spezifischen Länderkonfliktrisiko (KR_i) zusammen.

$$KR_{G,F} = \sum_i \left[\frac{x_{i,F}}{X_F} * KR_i \right]$$

$$KR_{L,F} = \sum_i \left[\frac{y_{i,F}}{Y_F} * KR_i \right]$$

Das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen steigt, wenn die Förderung oder der Bezug sich auf wenige Länder konzentrieren. Um dieses Risiko im Index zu erfassen, werden zwei weitere Indikatoren gebildet. Die globale Drei-Länder-Konzentration ($DLK_{G,F}$) erfasst das Risiko, das bei einer hohen Konzentration der Rohstoffförderung auf wenige Länder entsteht. Sie ist definiert als der Anteil der drei größten Förderländer an der globalen Förderung eines Rohstoffs.

$$DLK_{G,F} = \sum_i^3 x_{i,F} / X_F$$

Analog wird die länderspezifische Drei-Länder-Konzentration ($DLK_{L,F}$) als Anteil der drei wichtigsten Herkunftsländer der Importe eines Rohstoffs an allen Importen dieses Rohstoffs im betrachteten Land (L) definiert.

$$DLK_{L,F} = \sum_i^3 y_{i,F} / Y_F$$

Langfristige Verfügbarkeit

Ein gängiges Maß zur Bestimmung der langfristigen Verfügbarkeit ist die statische Reichweite einer endlichen Ressource. Sie ist definiert als der Zeitraum, der vergehen wird, bis die endliche Ressource bei konstanter Technologie, ohne neue Exploration und bei konstanter Förderung

erschöpft sein wird. Das Maß zeigt so die Notwendigkeit von Investitionen in Exploration und Förderung zur Aufrechterhaltung der Produktion auf hohem Niveau an. Für diesen Indikator werden wiederum verschiedene Varianten definiert. Die globale statische Reichweite eines Rohstoffs ($SR_{G,F}$) ergibt sich durch Division der globalen Reserven des Rohstoffs durch die globale Förderung im Betrachtungsjahr.

$$SR_{G,F} = R_F / X_F$$

Für die länderspezifische statische Reichweite ($SR_{L,F}$) werden die statischen Reichweiten eines Rohstoffs in den Herkunftsländern der Importe mit den jeweiligen Importanteilen sowie die inländische Bereitstellung mit dem Anteil des inländischen Angebots an der heimischen Versorgung gewichtet.

$$SR_{L,F} = \sum \left[\frac{r_{i,F}}{x_{i,F}} * \frac{y_{i,F}}{Y_F} \right] + \frac{r_{L,F}}{x_{L,F}} * hDS_{L,F}$$

Importabhängigkeit

Das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen in einem Land steigt mit den Verbrauchsanteilen, die über Lieferungen aus dem Ausland gedeckt werden müssen. Dieses Risiko wird durch die länderspezifische Importabhängigkeit ($IA_{L,F}$) abgebildet. Sie ergibt sich aus den Importen des Rohstoffs in das Land L geteilt durch das inländische Angebot des Rohstoffs.

$$IA_{L,F} = \frac{Y_{L,F}}{DS_{L,F}}$$

Die Substitution der Importe aus einem Land durch Importe aus anderen Ländern wird erschwert, wenn große Teile der Importe durch fest installierte Infrastrukturen (wie zum Beispiel Pipelines) erfolgen. Ein Risikomaß für die Möglichkeit der Substitution von Rohstoffimporten aus verschiedenen Quellen wird mit der länderspezifischen Importinflexibilität ($IF_{L,F}$) gebildet. Sie ist als Anteil der leitungsgebundenen Importe eines Landes an allen Importen für einen bestimmten Rohstoff definiert.

$$IF_{L,F} = \frac{IY_F}{Y_F}$$

Der Indikator ist als Risikomaß invers zur Flexibilität definiert. Werden alle Importe eines Rohstoffs leitungsgebunden beschafft, nimmt der Indikator den maximalen Wert an, die Flexibilität ist am geringsten.¹⁴

¹⁴ Nach derzeit verfügbarem Datenstand lässt sich dieser Indikator nur für Erdgas quantifizieren. Hier kann auf Basis vorliegender Daten eindeutig und international vergleichbar zwischen Pipeline-Gas und Liquefied Natural Gas (LNG) unterschieden werden. Zwar wird auch Erdöl teilweise über Rohrleitungen geliefert. Hier liegen aber keine international vergleichbaren Daten vor.

Preisrisiko

Das Preisrisiko eines Rohstoffs setzt sich aus den Komponenten Preisanstieg und Preisschwankungen (Volatilität) zusammen. Dazu wurden für die Preise der betrachteten Rohstoffe Preisanstieg und Volatilität in den vergangenen zehn Jahren betrachtet und auf eine Werteskala von 0 – 100 standardisiert. In den Indikator gehen die Komponenten Preisanstieg und Volatilität mit Gewichten von 67 Prozent und 33 Prozent ein. Die globalen Preisrisiken werden durch globale Durchschnittspreise bewertet, für die länderspezifischen Preisrisiken wird die Herkunft der Rohstoffe berücksichtigt.

Gesicherte Leistung

Die gesicherte Leistung (GL_L) ist ein spezieller Indikator, der nur im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energien und deren Bedeutung für die Stromerzeugung in Deutschland betrachtet wird. Dazu wird die Rate der nicht einsetzbaren Leistung der Erzeugungsanlagen für Elektrizität entsprechend der Erstellung der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. Für die Zusammenfassung der verschiedenen Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien werden deren jeweiligen Anteile an der Stromerzeugung verwendet. Mit dem Indikator soll berücksichtigt werden, dass die Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger teilweise (Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen) von Wetterbedingungen abhängt, während thermische Kraftwerke weitestgehend wetterunabhängig betrieben werden können.

Wertebereich der Indikatoren

Um die Vergleichbarkeit der Indikatoren zu erreichen, werden alle Indikatoren auf eine Skala mit dem Wertebereich 0 – 100 standardisiert. Ein Wert von 0 entspricht minimalem Risiko, ein Wert von 100 maximalem Risiko.¹⁵

4.3 Aggregation der Indikatoren

Die Aggregation der Indikatoren zu einem Gesamtrisikoindex für ein Land kann als mehrstufiges Verfahren dargestellt werden. Dazu werden zunächst für jeden Rohstoff eine globale und eine länderspezifische Komponente bestimmt. Die globale Komponente ergibt sich als gewichtete Summe des Investoren- und Konfliktrisikos und der Drei-Länderkonzentration in Bezug auf die weltweite Förderung, die weltweite statische Reichweite des Rohstoffs sowie des globalen Preisrisikos. Die internationale Komponente wird als $ERRI_{G,F}$ bezeichnet. Dabei stehen die Koeffizienten a_1, \dots, a_5 für die Gewichte der berücksichtigten Risikokomponenten.¹⁶

$$ERRI_{G,F} = a_1 * IR_{G,F} + a_2 * KR_{G,F} + a_3 * DLK_{G,F} + a_4 * SR_{G,F} + a_5 * PR_{G,F}$$

Analog werden die länderspezifischen Komponenten ($ERRI_{L,F}$) des Risikoindex für einen Rohstoff als gewichtete Summe des Investoren- und Konfliktrisikos und der Drei-Länderkonzentration

¹⁵ Bei Angaben in Prozent ergibt sich automatisch ein Wertebereich zwischen 0 und 100. Bei anderen Werten erfolgt eine Skalentransformation. Importquoten über 100 Prozent, die vereinzelt auftreten können, wird ein Risikowert von 100 zugeordnet.

¹⁶ Das Gewichtungsschema wird im folgenden Abschnitt erläutert.

in Bezug auf die Importe, der statischen Reichweiten in Bezug auf Importe und heimische Reserven, das Preisrisiko sowie die Importabhängigkeit und die Importinflexibilität gebildet.¹⁷ b_1, \dots, b_8 stehen wiederum für die Gewichte, mit denen die Indikatoren in die länderspezifische Komponente des Index eingehen.

$$ERRI_{L,F} = b_1 * IR_{L,F} + b_2 * KR_{L,F} + b_3 * DLK_{L,F} + b_4 * SR_{L,F} + b_5 * SRI_{L,F} + b_6 * PR_{L,F} + b_7 * IA_{L,F} + b_8 * IF_{L,F}$$

Durch die Aggregation der globalen und der länderspezifischen Komponente erhält man schließlich einen rohstoffspezifischen Risikoindex. Dabei werden die globale und die länderspezifische Komponente entsprechend mit z_1 und z_2 gewichtet.

$$ERRI_F = z_1 * ERRI_{G,F} + z_2 * ERRI_{L,F}$$

Um einen Gesamtwert für das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen zu ermitteln, werden die Risikoindizes für die einzelnen Rohstoffe für ein Land aggregiert. Zur Gewichtung der verschiedenen Rohstoffe können die relativen Verbräuche gemäß der betrachteten Energieverwendungsmixe¹⁸ genutzt werden.

$$ERRI = c_1 * ERRI_1 + c_2 * ERRI_2 + c_3 * ERRI_3 + c_4 * ERRI_4 + c_5 * ERRI_5$$

Die Anteile am jeweiligen Energiemix werden durch die Gewichte c_1, \dots, c_5 ausgedrückt. Auch der Wertebereich des Risikoindexes liegt im Bereich von 0-100, wobei 0 kein und 100 maximales Risiko darstellen. In Kapitel 5 werden die Verbrauchsstrukturen berücksichtigt und es wird dann erst eine länderspezifische Gewichtung des Risikoindex vorgenommen. Die Koeffizienten erhalten die Werte der relativen Verbräuche der einzelnen Energierohstoffe. In Kapitel 6 werden für den Vergleich verschiedener Stromerzeugungsszenarien für Deutschland die erneuerbaren Energien und die Kernkraft mitberücksichtigt. Die Gleichung wird dann entsprechend um weitere Koeffizienten c_6 und c_7 erweitert, der den relativen Anteilen der erneuerbaren Energien und der Kernkraft an der Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien entspricht.

4.4 Gewichtung

Die Bestimmung der Gewichte für einen Index beinhaltet immer Werturteile bezüglich der Bedeutung einzelner Konzepte, die mit den einzelnen Indikatoren gemessen werden sollen. Die Bestimmung von Gewichten lässt sich gleichzeitig aber nicht vermeiden, denn auch die Entscheidung gegen eine Verwendung von Gewichten beinhaltet die implizite Entscheidung für die Gleichgewichtung aller Indikatoren.

Die Gleichgewichtung aller Indikatoren ist eine mögliche Randlösung der Gewichtungsentscheidung. Für den Energierohstoffrisikoindex sollen die vier theoretisch unterschiedenen Risikokon-

¹⁷ Die gesicherte Leistung wird für Deutschland für die Betrachtung des Strommixes unter Einschluss der erneuerbaren Energien additiv ergänzt. Vgl. dazu die Ausführungen in Kap. 6.

¹⁸ Für die Betrachtung des Strommixes unter Einschluss der erneuerbaren Energien werden die erneuerbaren Energien als weiterer Energieträger additiv ergänzt. Vgl. dazu die Ausführungen in Kap. 6.

zepte Länderrisiko, statische Reichweite, Importabhängigkeit und Preisrisiko gleichgewichtet werden. Da jede Risikokomponente mit einer unterschiedlichen Anzahl von Indikatoren gemessen wird, erhalten die einzelnen Indikatoren je ein spezifisches Gewicht.

Neben der Gewichtung der Risikokomponenten muss auch ein Gewicht für den Anteil der nationalen und der globalen Komponente gewählt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass drei der Risikokonzepte (Länderrisiko, statische Reichweite und Preisrisiko) auf nationaler und globaler Ebene und eines der Risikokonzepte (Importabhängigkeit) nur auf nationaler Ebene operationalisiert werden (können).

Die Gewichtung von nationaler und globaler Komponente beeinflusst damit nur bei drei Risikokomponenten den relativen Einfluss von nationalen und globalen Indikatoren. Für die Mechanik der Gewichtung ergeben sich zwei Implikationen:

- (i) Bei jenen drei Risikokomponenten, die eine nationale und eine globale Komponente aufweisen, erhalten die nationale und die globale Komponente das gleiche Gewicht, wenn die nationale Komponente des gesamten Index mit 62,5 Prozent und die globale Komponente mit 37,5 Prozent gewichtet werden. Wird die nationale Komponente mit 100 Prozent und die globalen Komponente mit 0 Prozent gewichtet, bestimmen die länderspezifisch formulierten Indikatoren den Risikoindex vollständig.
- (ii) Bei der Wahl der Gewichtung zwischen der nationalen und globalen Komponente des Index ergibt sich eine Wechselwirkung für die relativen Gewichte der länderspezifischen Indikatoren. Je höher das Gewicht der globalen Komponente, desto höher das Gewicht der Importabhängigkeit gegenüber den anderen länderspezifischen Indikatoren, wie zum Beispiel des Länderrisikos hinsichtlich der Importstruktur.

Bei der Entscheidung für eine Gewichtung müssen diese Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Grundlage für die Gewichtungsentscheidung sind folgende Kriterien:

- Die einzelnen Risikokonzepte sollen gleichgewichtet werden.
- Die globale Komponente soll einen nennenswerten Einfluss auf das Risiko behalten.
- Die nationale Komponente soll – auch in den einzelnen Risikokonzepten – höher gewichtet werden als die globale Komponente, um die länderspezifischen Eigenschaften des Versorgungsrisikos zu verdeutlichen.
- Die Importabhängigkeit soll kein zu großes Gewicht gegenüber den länderspezifischen Risikokomponenten erhalten, da letztere durch die Wahl der Lieferanten aktiv beeinflusst werden können. Dies begrenzt wiederum das Gewicht der globalen Komponente.

Zur Darstellung der Ergebnisse in Kapitel 4.5 und Kapitel 5 wird daher die Gewichtung wie in Tabelle 4-3 dargestellt verwendet. Die einzelnen Risikokomponenten werden insgesamt gleichgewichtet. Die nationale Komponente erhält ein Gewicht von 75 Prozent, die globale Komponente ein Gewicht von 25 Prozent. Bei den drei Risikokomponenten, in die sowohl nationale wie auch internationale Indikatoren eingehen, erhält damit die globale Komponente ein Gewicht von einem Drittel, die nationale Komponente ein Gewicht von zwei Dritteln. Die Importabhängigkeit wird im Verhältnis zu den anderen länderspezifischen Risikokomponenten nicht zu hoch bewertet.

Tabelle 4-3: Gewichtung mit vier Risikokomponenten

Gewichte nach Risikokomponenten und Indikator Komponente in Prozent

	Gesamt	Nationale Komponente	Globale Komponente
Importabhängigkeit	25,0 %	25,0 %	0,0 %
Langfristige Verfügbarkeit	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Preisrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Länderrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Summe	100,0 %	75,0 %	25,0 %

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014

In dem darauffolgenden Kapitel 5 werden für eine anwendungsbezogene Ermittlung des Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen die einzelnen Rohstoffe mit ihren Verwendungsanteilen gewichtet und dann erst ein gewichteter länderspezifischer Gesamtindex ermittelt. Dadurch erhalten zum Beispiel die Braunkohle in der Stromerzeugung oder das Erdgas in der Wärmeerzeugung in Deutschland ein höheres Gewicht für die Risikobestimmung. In Frankreich oder Italien hingegen spielt die Braunkohle kaum eine Rolle und erhält ein entsprechend geringeres Gewicht im Risikoindex.

4.5 Länder- und rohstoffspezifische Ergebnisse

Im Folgenden werden die empirischen Ergebnisse des Energierohstoffrisikoindex für die globale Komponente, die länderspezifischen Komponenten sowie die Gesamtergebnisse für die ausgewählten Länder dargestellt. Dabei zeigen sich einerseits Unterschiede in den Risikoursachen über die verschiedenen Rohstoffe hinweg. Wichtige Ursachen sind hier die geografische Verteilung der Rohstoffvorkommen, die statische Reichweite der Rohstoffe und die Preisentwicklung. Andererseits werden Unterschiede in den Risiken für gleiche Rohstoffe über die verschiedenen Länder hinweg deutlich. Diese Unterschiede ergeben sich maßgeblich aus Unterschieden in der geografischen Verteilung der Lieferanten der Energierohstoffe, der Importabhängigkeit und länderspezifischen Differenzen im Preisrisiko.

In der Tabelle 4-4 ist die globale Komponente des Energierohstoffrisikoindex für die vier Energierohstoffe Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle dargestellt. In jeder Zelle der Tabelle ist das spezifische Risiko des jeweiligen Rohstoffs für den genannten globalen Indikator wiedergegeben. Die letzte Zeile enthält den Risikowert des Rohstoffs, der sich aus der gewichteten Summe der einzelnen Indikatoren ergibt.

Wie oben dargestellt sind die Werte der Indikatoren so kalibriert, dass jeder einzelne Indikator theoretisch Werte zwischen 0 und 100 annehmen kann. Dabei entspricht ein Wert von 0 dem minimalen, ein Wert von 100 dem maximalen Risiko. Im Ergebnis zeigt sich, dass die beiden Energierohstoffe Erdöl und Erdgas ein relativ hohes Risiko, der Energierohstoff Braunkohle ein relativ geringes Risiko und der Energierohstoff Steinkohle ein mittleres Risiko aufweisen.

Betrachtet man die verschiedenen Indikatoren im Einzelnen, zeigen sich folgende Ergebnisse:

- Drei-Länder-Konzentration der Förderung: Die Förderung von Steinkohle konzentriert sich im Vergleich der Energierohstoffe am stärksten auf wenige Länder. Rund 72 Prozent der weltweiten Steinkohleförderung findet in den drei größten Förderländern China,

USA und Indien statt. Deutlich weniger konzentriert ist die Förderung von Erdgas (42,8 Prozent in den USA, Russland und dem Iran), Braunkohle (36,9 Prozent in Deutschland, China, Russland) und Erdöl (36,2 Prozent in Saudi-Arabien, Russland und den USA). In den Förderanteilen sind allerdings unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile in den Förderländern enthalten. Während zum Beispiel China einen großen Teil seiner Steinkohleförderung im Inland verbraucht, wird ein großer Teil der saudi-arabischen Erdölförderung exportiert.

- Beim Investorenrisiko erscheint das Erdöl als der riskanteste, die Braunkohle als der am wenigsten riskante Energierohstoff. Wichtige Förderländer mit hohem Investorenrisiko – insbesondere bei Erdöl oder Erdgas – sind zum Beispiel Russland, der Iran, Libyen oder Turkmenistan. Die USA, Australien oder Deutschland sind dagegen Länder mit geringem Investorenrisiko. Dies wirkt sich positiv auf die Risikoeinschätzung bei Braun- oder Steinkohle aus.
- Das Konfliktrisiko ist bei allen Rohstoffen höher als das Investorenrisiko. Dieses Ergebnis wird dadurch beeinflusst, dass die Risikobewertung in Bezug auf innen- und außenpolitische Konflikte für wichtige Förderländer wie China oder Russland höher ausfällt als das Investorenrisiko. Die Bewertung des Risikos im globalen Maßstab erfolgt in Bezug auf die Rohstoffvorkommen und deren Förderung. Die Unterschiede in den Risiken, die sich aus der regionalen Verwendung von Rohstoffen in einzelnen Ländern ergeben, werden in den nationalen Rohstoffrisikoindizes durch die Berücksichtigung der Risiken in den Lieferantenländern berücksichtigt.
- Die statische Reichweite der Kohle ist deutlich höher als die statische Reichweite von Erdgas oder Erdöl. Aus den Daten der BGR ergeben sich Werte zwischen rund 52 Jahren (Erdöl) und 256 Jahren (Braunkohle). Die Spannweite des Risikoindicators wurde so gewählt, dass der Braunkohle das minimale Risiko (0,0) zugeordnet wird und eine statische Reichweite von null Jahren dem maximalen Risiko (100,0) entspräche.
- Auch beim Preisrisiko erweist sich die Kohle als weniger riskant als Erdgas und Erdöl. Die Preisentwicklung bei der Steinkohle zeigt zwar mit die höchste Volatilität. Das gesamte Preisrisiko wird aber durch einen sehr geringen Preisanstieg niedrig gehalten. Das geringe Preisrisiko bei der Braunkohle resultiert aus einer geringen Volatilität und einem geringen Preisanstieg. Zu den relativ hohen Preisrisiken bei Erdgas und Erdöl tragen Volatilität und Preisanstieg gleichermaßen bei. Dabei fällt bei beiden Preisentwicklungen insbesondere die geografische Uneinheitlichkeit auf. In den USA ist die Preisanstieg deutlich geringer als im weltweiten Durchschnitt. Die Gaspreise in den USA sind im Betrachtungszeitraum sogar gefallen, während die LNG-Preise sich mehr als verdreifachten.

Tabelle 4-4: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren Globale Komponente

Indexwerte (0 – 100)

	Gewichtung	Erdöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration Förderung	11,1 %	36,2	42,8	71,9	36,9
Investorenrisiko	11,1 %	41,5	35,8	39,2	30,7
Konfliktrisiko	11,1 %	56,6	48,1	57,5	44,3
Statische Reichweite Welt	33,3 %	79,1	76,8	55,0	0,0
Preisrisiko	33,3 %	61,7	60,5	38,8	32,7
Index Global	100 %	61,8	59,9	50,0	23,3

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

In Tabelle 4-5 bis Tabelle 4-10 sind die nationalen Komponenten des Energierohstoffrisikoindex für die fünf Energierohstoffe Erdöl, Erdölprodukte, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle für Deutschland und die fünf Vergleichsländer dargestellt. In jeder Zelle der Tabelle ist das spezifische Risiko des jeweiligen Rohstoffs für den genannten länderspezifischen Indikator wiedergegeben. Die mit „Nationaler Index“ gekennzeichnete Zeile enthält den Risikowert des Rohstoffs, der sich aus der gewichteten Summe der einzelnen Indikatoren ergibt. In der Zeile „Globaler Index“ sind die Werte des globalen Index wiedergegeben.¹⁹ In der letzten Zeile ist der Gesamtindex für den jeweiligen Rohstoff im dargestellten Land angegeben, der sich aus der gewichteten Summe von nationalem und globalem Index ergibt.

In Tabelle 4-5 sind die Werte des Energierohstoffrisikoindex für **Deutschland** festgehalten. Im nationalen Index stellt Erdgas (Risikowert: 74,1) den riskantesten, Braunkohle (Risikowert: 7,8) den am wenigsten riskanten Rohstoff dar.

¹⁹ Dabei wird für den Rohstoff „Erdölprodukte“ der globale Wert des Rohstoffs „Erdöl“ eingesetzt.

Tabelle 4-5: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Deutschland

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	61,3	77,7	94,0	59,0	0,0
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	42,6	5,8	19,6	20,9	0,0
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	60,1	13,8	24,6	31,8	0,0
Statische Reichweite	16,7 %	86,8	86,8	84,3	50,1	12,8
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	60,7	60,7	53,2	39,3	22,2
Importabhängigkeit	12,5 %	98,3	31,0	100,0	81,2	0,0
Importinflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	61,3	45,2	74,1	41,7	7,8
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	61,4	49,3	70,6	43,7	11,7

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Bei Braunkohle sind die Länderrisiken und die Importabhängigkeit mit einem Risiko von 0 bewertet, da das Braunkohleangebot vollständig aus heimischen Quellen stammt. Exportrestriktionen, strittige Eigentumsfragen, ausländische Regulierungen oder politische Konflikte im Ausland haben somit keinen Einfluss auf die Verfügbarkeit von Braunkohle in Deutschland. Risiken bestehen bei der Braunkohlenversorgung in Deutschland nur bei Preisen und der statischen Reichweite. Beide Risiken sind aber im Vergleich zu den anderen Energieträgern gering. Das Preisrisiko resultiert direkt aus der Entwicklung der Erzeugerpreise. Der Wert für die statische Reichweite deutet auf eine lange Verfügbarkeit der Braunkohle in Deutschland.

Zur hohen Risikobewertung des Erdgases tragen maßgeblich die hohe Konzentration der Importe auf nur drei Förderländer (Russland, Niederlande, Norwegen), die nahezu vollständige Importabhängigkeit, und die geringe Importflexibilität bei. Das Preisrisiko ist zwar etwas geringer als im globalen Durchschnitt, die statische Reichweite in den Bezugsländern ist aber ebenfalls geringer als im globalen Durchschnitt. Die Länderrisiken in der Investoren- und Konfliktsicht sind relativ gering, weil ein großer Anteil der Erdgasimporte aus den sicheren und stabilen Ländern Niederlande und Norwegen stammt. Gerade in diesen beiden Ländern ist die statische Reichweite der Erdgasvorkommen mit weniger als 20 Jahren aber sehr gering. Dies kann in der Zukunft zu steigenden Länderrisiken der Erdgasversorgung führen, wenn die Importe aus den Niederlanden und Norwegen durch Importe aus Ländern mit höherem Investoren- oder Konfliktrisiko, zum Beispiel Länder aus der kaspischen Ellipse, substituiert werden müssen.

Der Rohstoff mit der zweithöchsten Risikoeinstufung ist das Erdöl. Relativ hohe Risiken entstehen hier durch die hohe Importabhängigkeit und die geringen Vorkommen im Inland. Die Importe sind relativ stark auf drei Bezugsquellen konzentriert (Russland, Vereinigtes Königreich, Norwegen). Das Investorenrisiko ist vergleichbar zum globalen Wert. Einen positiven Einfluss ha-

ben hier das Vereinigte Königreich und Norwegen, während Russland und die Importherkunftsländer Nummer vier und fünf (Libyen und Nigeria) negativ zur Risikobewertung beitragen. Ähnlich verhält es sich mit dem Konfliktrisiko. Die im Vergleich zum Erdgas höhere Risikoeinstufung resultiert daraus, dass die relativ sicheren Herkunftsländer (Vereinigtes Königreich und Norwegen) beim Erdöl zusammen deutlich geringere Anteile liefern, als dies beim Erdgas (aus den Niederlanden und Norwegen) der Fall ist. Das relativ hohe Risiko bei der statischen Reichweite der Importländer wird vor allem durch die geringen verbleibenden Reserven in der Nordsee beeinflusst. Auch in diesem Fall ist von in der Zukunft steigenden Länderrisiken auszugehen, wenn die Importe aus relativ sicheren Ländern durch Lieferungen aus weniger sicheren Ländern ersetzt werden müssen.

Die Risikobewertung der Erdölprodukte ist stark abhängig von der Risikobewertung des Erdöls selbst. Die Länderrisiken und die Importabhängigkeit lassen sich hier rohstoffspezifisch bewerten. Für die statische Reichweite und das Preisrisiko werden aber wegen der starken Abhängigkeit vom primären Rohstoff die Rohölwerte übernommen. Der Anteil der wichtigsten drei Importländer der Erdölprodukte (Niederlande, Belgien, Russland) an den Importen ist zwar höher als beim Erdöl, aber auf deutlich weniger risikoträchtige Länder verteilt – unter den 15 wichtigsten Importherkunftsländern finden sich außer Russland und Venezuela nur OECD- oder EU-Staaten. Daher fällt die Bewertung des Länderrisikos eher gering aus. Wegen der eigenen Raffineriekapazitäten liegt die Importquote nur bei 31,0 Prozent.

Die Steinkohle weist auch in der länderspezifischen Betrachtung für Deutschland ein moderates Versorgungsrisiko auf. 59,0 Prozent der Importe stammen aus den drei wichtigsten Importländern, deren Anteil an der inländischen Versorgung beträgt 47,9 Prozent. Zu eher niedrigen Bewertungen der beiden anderen Komponenten des Länderrisikos trägt bei, dass die USA das wichtigste Importland sind. Die statische Reichweite in den Importherkunftsländern ist höher als im globalen Durchschnitt und das Preisrisiko ist rohstofftypisch gering. Die nur noch geringen heimischen Vorkommen erhöhen das Rohstoffrisiko.

Der Gesamtindex für das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen für Deutschland ergibt sich aus der nationalen und der globalen Komponente des Energierohstoffrisikoindex. Dabei ist die landesspezifische Risikobewertung in Deutschland für die Energierohstoffe Braunkohle, Steinkohle, Erdöl und Erdölprodukte niedriger, für den Energierohstoff Erdgas höher als die Risikobewertung aus der globalen ressourcenorientierten Sicht. Die Berücksichtigung der globalen Risikoeinschätzung reduziert die Spreizung der Risikobewertung aus länderspezifischer Sicht. Der riskanteste Energierohstoff bleibt aber das Erdgas, das geringste Risiko entfällt weiterhin auf die Braunkohle.

In der Tabelle 4-6 sind die Ergebnisse der Bewertung der Versorgungsrisiken mit Energierohstoffen für **Frankreich** dargestellt. Im Vergleich zu Deutschland zeigen sich folgende Unterschiede:

- Das Versorgungsrisiko bei der Braunkohle ist höher, weil Frankreich Braunkohle zu 100 Prozent aus einem Land (Deutschland) importiert. Dies führt zu entsprechenden Anpassungen der Risikobewertung. Allerdings macht Braunkohle nur 0,01 Prozent des französischen Primärenergieverbrauchs aus und ist somit kein relevanter Brennstoff in Frankreich.

- Das Versorgungsrisiko bei der Steinkohle ist gleich. Zwar sind die Konzentration der Importe auf drei Länder höher, die Länderrisiken der Importländer größer und die Importabhängigkeit höher als in Deutschland. Die höhere statische Reichweite kompensiert aber diese Risiken.
- Das Versorgungsrisiko bei Erdgas ist etwas geringer. Stärker diversifizierte Importe und LNG-Importe – abzulesen an der geringeren Konzentration auf wenige Importländer und einer höheren Importflexibilität – reduzieren das Risiko. Höhere Investoren- und Konfliktrisiken der Importländer – vor allem wegen Importen aus Nigeria und Algerien –, eine etwas geringere statische Reichweite und ein wegen der LNG-Importe höheres Preisrisiko wirken risikosteigernd. Insgesamt ist der Risikowert aber geringer als in Deutschland.
- Das Versorgungsrisiko bei Erdöl ist sehr ähnlich. Die Konzentration auf wenige Lieferländer ist etwas geringer, dafür sind die Länderrisiken der Importländer höher.
- Das Versorgungsrisiko bei den Erdölprodukten ist etwas größer, vor allem weil die Länderrisiken und die Importabhängigkeit höher sind.

Tabelle 4-6: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Frankreich

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	40,8	41,7	68,1	66,9	100,0
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	50,0	18,0	20,4	26,5	10,0
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	63,5	35,1	27,5	40,1	10,0
Statische Reichweite	16,7 %	83,0	83,0	81,1	33,0	12,8
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	60,7	60,7	61,3	39,3	22,2
Importabhängigkeit	12,5 %	99,6	55,6	100,0	94,3	100,0
Importinflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	76,6	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	60,0	48,2	69,7	41,7	33,3
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	60,4	51,6	67,2	43,7	30,8

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

In der Tabelle 4-7 sind die Risikobewertungen der Energierohstoffe für die **USA** dargestellt. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den USA einerseits und Frankreich und Deutschland andererseits ist, dass die USA einen höheren Teil der Nachfrage nach Energierohstoffen aus heimischen Quellen decken können. Im Vergleich zu Deutschland fallen für die USA die folgenden Unterschiede in der Risikobewertung auf:

- Das Versorgungsrisiko bei der Braunkohle ist geringfügig höher, weil ein kleiner Teil der verwendeten Braunkohle importiert wird. Unter den Importländern sind mit Indonesien

und China zwei Länder mit relativ hohen Risiken. Auch die Preisentwicklung bei der Braunkohle trägt in den USA zu dem etwas größeren Risiko bei.

- Die Versorgung mit Steinkohle ist in den USA mit einem deutlich geringeren Risiko behaftet, insbesondere weil fast die gesamte Nachfrage aus heimischen Quellen gedeckt werden kann. Die statische Reichweite der heimischen Vorkommen ist zudem sehr groß.
- Auch beim Erdgas ist der Anteil des heimischen Aufkommens an der inländischen Versorgung sehr groß. Das geringe Länderrisiko in Bezug auf Investoren und Konflikte ergibt sich, weil fast 95 Prozent der Importe aus dem Nachbarland Kanada stammen.
- Hinsichtlich des Erdöls und der Erdölprodukte gelten ähnliche Überlegungen. Günstige Bedingungen entstehen durch hohe Anteile der heimischen Versorgung und relativ geringe Länderrisiken, weil jeweils große Teile der Importe durch das sehr sichere Nachbarland Kanada gedeckt werden, wo zudem die statische Reichweite bei Erdöl hoch ist.
- Insbesondere bei Erdgas, Stein- und Braunkohle ist die Konzentration der Importe auf wenige Lieferanten hingegen ein Risiko für die Versorgung.

Tabelle 4-7: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, USA

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	55,8	44,5	99,0	94,2	96,4
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	36,7	14,1	6,9	35,8	33,3
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	51,2	31,7	2,0	62,7	40,9
Statische Reichweite	16,7 %	77,4	77,4	94,9	0,0	0,0
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	52,3	52,3	43,3	34,9	43,2
Importabhängigkeit	12,5 %	57,3	9,8	12,2	2,2	0,1
Importinflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	94,2	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	49,0	37,1	56,4	22,4	22,2
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	52,2	43,3	57,3	29,3	22,5

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Der Energierohstoffrisikoindex für **Italien** ist in Tabelle 4-8 dargestellt. Italien ähnelt im Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen seinem Nachbarland Frankreich. Wesentliche Einzelaspekte der Versorgungsrisiken bestehen in den folgenden Fakten:

- Braunkohle muss wie in Frankreich vollständig importiert werden. Sie stammt überwiegend aus den USA, wodurch das Länder- und das Preisrisiko relativ zu den französischen Werten steigen. Wie in Frankreich spielt Braunkohle in Italien nur eine sehr unbedeutende Rolle im Primärenergiemix: nur 0,1 Prozent des Primärenergieverbrauchs besteht aus Braunkohle.

- Auch Steinkohle muss fast vollständig importiert werden, zudem fällt auch das Länderrisiko höher aus als in Deutschland.
- Bei der Erdgasversorgung kann Italien – ähnlich wie Frankreich – auf eine stärker diversifizierte Lieferantenstruktur zurückgreifen als Deutschland. Lieferungen aus Algerien und Libyen erhöhen gleichzeitig aber die Investoren- und Konfliktrisiken. Eine höhere statische Reichweite in den Lieferländern und eine höhere Importflexibilität durch LNG-Importe lassen das Versorgungsrisiko bei Erdgas aber etwas geringer ausfallen als in Deutschland.
- Bei Erdöl und Erdölprodukten ist die Importstruktur Italiens zwar ebenfalls stärker diversifiziert als in Deutschland. Wegen der größeren Investoren- und Konfliktrisiken ist das Länderrisiko aber insgesamt größer. Die größere statische Reichweite in den Lieferantenländern verringert diesen Risikoaspekt wiederum, so dass sich in der Gesamtbewertung ähnliche Rohstoff-Risiken ergeben wie in Deutschland.

Tabelle 4-8: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Italien

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	51,0	46,4	68,6	60,7	100,0
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	57,7	28,7	41,2	29,7	15,0
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	74,5	51,4	58,0	42,9	19,9
Statische Reichweite	16,7 %	78,0	78,0	75,7	34,2	0,0
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	60,7	60,7	57,0	39,3	43,0
Importabhängigkeit	12,5 %	93,5	16,9	90,4	97,2	100,0
Importinflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	89,3	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	60,0	43,0	71,9	42,4	36,2
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	60,5	47,7	68,9	44,3	33,0

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Die Energierohstoffrisiken für **Japan** sind in Tabelle 4-9 dargestellt. Japan unterscheidet sich von den anderen Ländern in einem wichtigen Punkt: Braunkohle wird hier als Energieträger nicht verwendet und kann dadurch auch nicht länderspezifisch betrachtet werden.²⁰ Zudem ist Japan insgesamt arm an Energierohstoffvorkommen. Entsprechend hoch sind die Importabhängigkeiten bei den primären Rohstoffen Erdöl, Erdgas und Steinkohle, während die Weiterverarbeitung von Erdöl zu Erdölprodukten in relativ hohem Ausmaß im Inland stattfindet. Bei der Bewertung der Rohstoffrisiken im Einzelnen lassen sich folgende Besonderheiten festhalten:

²⁰ Für den Wert des Gesamtindex wird die Braunkohle nicht herangezogen.

Tabelle 4-9: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Japan

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	65,6	39,5	53,6	90,2	0,0
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	36,6	21,0	28,3	17,8	0,0
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	45,7	33,4	34,1	24,9	0,0
Statische Reichweite	16,7 %	73,7	73,7	70,2	43,2	100,0
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	72,7	72,7	87,8	42,2	0,0
Importabhängigkeit	12,5 %	99,5	25,6	95,5	100,0	nicht definiert
Importflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	60,1	43,8	59,6	45,5	n. a. ¹
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	60,5	48,3	59,7	46,6	n. a. ¹

¹ n. a.: nicht anwendbar

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

- Die Importkonzentration bei Steinkohle ist sehr hoch. Da knapp zwei Drittel der Importe aber aus dem als sehr sicher eingestuften Australien stammen, das zudem eine sehr hohe statische Reichweite der Steinkohlevorkommen aufweist, ist die gesamte Risikobewertung für Steinkohle nur etwas höher als in Deutschland.
- Trotz der hohen Importabhängigkeit ist die Diversifizierung der Erdgasimporte relativ hoch. Erdgas wird in Japan vollständig als LNG importiert. Dies minimiert die Risiken bei der Importflexibilität. Wichtige Lieferanten sind Australien, Katar und Malaysia. Diese Länder erhalten niedrige oder moderate Risikobewertungen in Bezug auf Investitionen und Konflikte. Das Preisrisiko des LNG-Bezugs ist deutlich höher als bei leitungsgebundenen Gasimporten. Im Ergebnis liegt die Bewertung der Versorgungsrisiken mit Erdgas in Japan zwischen den Werten von Deutschland und den USA. Den Nachteil der hohen Importabhängigkeit kann Japan durch Flexibilität und die Wahl risikoarmer Lieferanten ausgleichen.
- Die Versorgungsrisiken bei Erdölprodukten und Erdöl sind in Japan jeweils etwas geringer als in Deutschland. Bei den Erdölprodukten wird ein etwas höheres Länderrisiko durch eine geringere Importabhängigkeit kompensiert. Beim Erdöl selbst ist das Länderrisiko wegen der geringeren Investoren- und Konfliktrisiken etwas niedriger als in Deutschland.

In der Tabelle 4-10 sind die Energierohstoffrisiken für **China** zusammengefasst. China kann ähnlich wie die USA einen relativ hohen Anteil der Energierohstoffe durch heimische Förderung bereitstellen. Die Importabhängigkeiten sind daher für alle Energierohstoffe gering. Wesentliche Gründe für die Risikoeinschätzung für die chinesische Rohstoffversorgung sind:

- Die Länderrisiken der chinesischen Rohstoffversorgung sind relativ hoch. Die Importe stammen häufig aus Ländern wie Indonesien, Turkmenistan, der Mongolei oder Russland, die hinsichtlich des Investorenschutzes oder der Konflikte als relativ riskant eingestuft werden. Bei Erdgas und Braunkohle ist zudem die Konzentration der Importe auf wenige Länder sehr hoch. Braunkohle wird zum Beispiel fast ausschließlich aus Indonesien importiert. Mehr als die Hälfte der Erdgasimporte stammt allein aus Turkmenistan.
- Die statischen Reichweiten der eigenen Rohstoffvorkommen in China sind relativ gering. Dies hat gleichzeitig zur Folge, dass die geringe Importabhängigkeit langfristig nicht aufrechtzuerhalten sein wird.

Tabelle 4-10: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, China

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	5,6 %	44,4	50,0	81,8	63,2	99,1
Investorenrisiko (Importländer)	5,6 %	50,8	20,8	57,6	31,0	46,9
Konfliktrisiko (Importländer)	5,6 %	64,8	44,2	45,4	38,9	60,3
Statische Reichweite	16,7 %	84,1	84,1	77,9	78,1	62,4
Preisrisiko (landesspezifisch)	16,7 %	72,7	72,7	66,0	42,2	32,7
Importabhängigkeit	12,5 %	57,1	12,7	27,6	6,3	27,5
Importinflexibilität	12,5 %	0,0	0,0	53,3	0,0	0,0
Nationaler Index	75,0 %	56,2	45,5	59,2	37,6	41,0
Globaler Index	25,0 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3
Gesamtindex	100,0 %	57,6	49,6	59,3	40,7	36,6

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Exkurs: Bewertung der Nutzung von Kernenergie

Das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen wird in dieser Studie für die Energieträger Erdöl, Erdölprodukte, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle ermittelt. Zwei weitere Energieträger – die erneuerbaren Energien und die Kernkraft – werden an ausgewählten Stellen in die Betrachtung mit einbezogen.

Dies betrifft erstens im Falle der Kernkraft das Risiko der Energierohstoffversorgung für die Stromerzeugung in Frankreich. Der Anteil der Kernkraft in der Stromerzeugung lag im Jahr 2012 in Frankreich bei rund 76 Prozent. Die Betrachtung des Versorgungsrisikos nur für die fossilen Energieträger würde hier zu kurz greifen.

Zweitens werden bei der Betrachtung der Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland die erneuerbaren Energien und die Kernkraft berücksichtigt. Im Falle der erneuerbaren Energien gilt ebenso das Argument des großen Anteils. Für sie wird für das Jahr 2035 ein Anteil von über 50 Prozent an der Stromerzeugung prognostiziert. Die Stromerzeugung in Kernkraftwerken soll hier berücksichtigt werden, um den Vergleich zwischen der aktuellen Stromerzeugung und den Szenarien zu erleichtern. Im Kapitel 6 werden das Vorgehen und die Implikationen näher erläutert.

Der für Kernkraftwerke relevante Energierohstoff ist Uran. Eine zu den fossilen Energieträgern vergleichbare Bewertung des Versorgungsrisikos bei Uran ist mit einigen Schwierigkeiten behaftet. Anders als bei fossilen Energieträgern kann die Brennstoffbereitstellung bei Uran neben der aktuellen Förderung auch durch die Wiederaufbereitung von bereits genutzten Brennstoffen und durch die Nutzung von Uran aus ehemaligen Waffenbeständen erfolgen. Die Bewertung der Versorgungssicherheit bei Uran nur auf Basis der Daten zur Verfügbarkeit von natürlichem Uran überzeichnet daher die Versorgungsrisiken deutlich. Gleichzeitig lässt sich aber keine zum Vorgehen beim Index vergleichbare Methodik zur Abbildung der Substitutionsbeziehungen zwischen den verschiedenen Quellen für Uran (Abbau natürlichen Urans, Wiederaufbereitung, Aufkommen aus der Abrüstung) ableiten.

Neben diesen konzeptionellen Problemen bestehen Schwierigkeiten einer konsistenten Bewertung im Hinblick auf die anderen Energierohstoffe und die internationale Vergleichbarkeit der Datenlage:

- Für das Aufkommen und die Verwendung von Uran aus Wiederaufbereitung und Abrüstung bestehen keine geeigneten vergleichbaren Datenquellen.
- Die Daten zu Importen von natürlichem Uran nach Herkunftsländern müssen vollständig aus Handelsstatistiken abgeleitet werden. Diese unterscheiden sich von den Energiestatistiken maßgeblich darin, dass der Zwischenhandel nicht saldiert wird und so die ursprünglichen Exportländer nicht ermittelt werden können. Den Handelsdaten zufolge stammen in Deutschland 64 Prozent der Importe natürlichen Urans aus Frankreich und weitere 23 Prozent aus Großbritannien. Beide Länder verfügen aber über keine eigenen Vorkommen natürlichen Urans. Eine Bestimmung des Importrisikos von natürlichem Uran für Deutschland wäre daher irreführend.
- Es bestehen keine vergleichbaren monatlichen Preisdaten zur Ermittlung von Preisentwicklung und -volatilität.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied für die Bewertung der Versorgungsrisiken besteht in der hohen Energiedichte (Energie/Masse) und der hohen Lagerfähigkeit des Urans. Die Importe von natürlichem Uran stehen dadurch deutlich weniger in direktem Zusammenhang mit dem Verbrauch von Uran als dies bei den anderen Energierohstoffen der Fall ist. So ergeben sich für Frankreich, Deutschland und China Importquoten von weit über 100 Prozent wenn die Uranimporte der Handelsdaten auf den Uranverbrauch nach BGR bezogen werden. In den USA steht dagegen für das Jahr 2012 eine Summe von Import und Förderung von natürlichem Uran von rund 4 Kilotonnen (kt) ein Verbrauch von über 19 kt gegenüber. Die auf einzelne Jahre bezogenen Importanteile haben dadurch für den Index der Versorgungsrisiken nur eine eingeschränkte Aussagekraft.

In der Europäischen Union bestehen große Uranvorräte für die Verwendung in Kernkraftwerken. Die ESA schätzt, dass die derzeit vorhandenen Vorräte der Kraftwerksbetreiber den Verbrauch im Durchschnitt für ca. drei Jahre, in Einzelfällen bis zu sechs Jahren sichern. Darüber hinaus betont die ESA die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit durch langfristige Lieferverträge sowohl bei natürlichem Uran als auch bei kontrahierten Kapazitäten für die Anreicherung von Uran.

Die Indexwerte für die Versorgungssicherheit bei Uran werden hier indikativ für eine auf die Verwendung von natürlichem Uran beschränkte Berechnung dargestellt. Diese Werte geben damit eine Obergrenze des Versorgungsrisikos an.

Relativ hohe Risikowerte für die Versorgung mit natürlichem Uran ergeben sich wegen der relativ starken Konzentration der Förderung auf wenige Länder, der Risikobewertung von wichtigen Förderländern (zum Beispiel Niger, Kasachstan) sowie der relativ kurzen statischen Reichweite. Im Ergebnis werden die Versorgungsrisiken unter Vernachlässigung von Preisrisiken in Deutschland, Frankreich und China auf eine ähnliche Größenordnung geschätzt wie die Versorgungsrisiken im ungewichteten Durchschnitt bei den fossilen Energieträgern (vgl. die beiden letzten Zeilen der Tabelle 4-11). In den USA und in Japan werden die Versorgungsrisiken bei natürlichem Uran etwas geringer eingeschätzt. Dies liegt einerseits an relativ risikoarmen Lieferanten sowie geringen Importen bezogen auf den Verbrauch. In beiden Ländern konnte im Jahr 2012 offenbar ein großer Anteil des Verbrauchs aus der Lagerhaltung gedeckt werden. Durch die Beimischung von Uran aus anderen Quellen – Wiederaufbereitung und Waffenkonversion – kann in der Regel das Versorgungsrisiko bei Uran weiter verringert werden.

Tabelle 4-11: Energierohstoffrisikoindex: Teilkomponente Uran

Bewertung auf Basis von natürlichem Uran

	Deutsch-land	Frank-reich	USA	Japan	China
Drei-Länder-Konzentration (Im-portländer)	95,2	63,6	90,9	100,0	92,3
Investorenrisiko (Importländer)	27,9	49,2	30,1	20,8	56,8
Konfliktrisiko (Importländer)	46,5	66,3	28,7	16,7	62,3
Statische Reichweite	98,5	87,0	89,2	100,0	89,5
Preisrisiko (landesspezifisch)	n. a. ¹				
Importabhängigkeit	100,0	100,0	11,5	0,3	100,0
Importinflexibilität	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nationaler Index	51,1	49,3	32,8	32,4	48,6
Globaler Index	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
Gesamtindex Uran	49,5	48,1	35,8	35,5	50,3
Zum Vergleich: Durchschnittli-ches Risiko fossiler Energieträger im jeweiligen Land (Ungewichtet)	47,3	50,8	40,9	53,8	48,8

¹n. a.: nicht anwendbar

Italien nicht berücksichtigt, weil hier keine Kernkraftwerke betrieben werden.

Quelle: Eigene Berechnungen IW Consult (2014). Ursprungsdaten: Weltbank, 2014, BGR, 2013.

5 Anwendung auf Verbrauchsstrukturen

Im vorigen Kapitel wurde die Herleitung des Energierohstoffrisikoindex beschrieben und es wurden die Risikowerte für die einzelnen Rohstoffe in ausgewählten Ländern dargestellt. Eine realistischere Einschätzung des tatsächlichen Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen liefert die folgende Betrachtung, in der die tatsächlichen relativen Verbräuche der einzelnen Energierohstoffe berücksichtigt werden.

5.1 Ausgewählte Verwendungsfälle

Das konkrete Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen für ein bestimmtes Land hängt auch vom Verbrauch der einzelnen Rohstoffe ab. Insofern kommt ein weiterer Freiheitsgrad in der Bestimmung des Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen hinzu. Methodisch wird der Verbrauch bei der Ermittlung des Risikoindex für die einzelnen Rohstoffe in einem Land nicht explizit berücksichtigt. Das konkrete Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen für ein bestimmtes Land wird nun bestimmt, in dem die relativen Verbräuche der Energierohstoffe mit dem Risikoindex multiplikativ verknüpft werden.

Die Ergebnisse dieses Vorgehens werden im Folgenden auf Basis der Verbrauchsstrukturen aus Kapitel 3 dargestellt. Die Darstellung erfolgt für jedes der ausgewählten Länder für die drei Verbrauchsdimensionen Primärenergieverbrauch, Verbrauch von Energierohstoffen in der Stromerzeugung und in der kommerziellen Wärmebereitstellung.²¹ Somit lassen sich die Risiken international und über die Verbrauchsdimensionen innerhalb eines Landes vergleichen.

Auf die ausdrückliche Darstellung der Versorgungsrisiken, die sich durch die Verbrauchsstruktur im Verkehrsbereich ergeben, wird verzichtet. In allen Ländern werden zu über 90 Prozent Ölprodukte als Energieträger im Verkehrsbereich verwendet. Die Risikostruktur wird also vom Risiko bei der Ölversorgung dominiert.

In Tabelle 5-1 bis Tabelle 5-7 sind die Ergebnisse dieses Vorgehens dargestellt. In den ersten drei Zeilen sind jeweils die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch aller Sektoren, an der Stromerzeugung und an der Wärmebereitstellung wiedergegeben. Die Differenz der Summe zu 100 wird durch andere hier nicht aufgeführte Energieträger bereitgestellt (zum Beispiel erneuerbare Energieträger oder Kernkraft). In der mittleren Zeile sind informativ die Werte des länderspezifischen Risikos für die einzelnen Energieträger dargestellt. Sie entsprechen jeweils der letzten Zeile der Ländertabellen aus Kapitel 4.5.

In den letzten drei Zeilen ist der Risikoindex für die drei Verbrauchsfälle nach Energierohstoffen differenziert aufgelistet. Der Beitrag eines Energierohstoffs zum Versorgungsrisiko ergibt sich aus dem Risikowert des Energierohstoffs und dem Anteil des Energierohstoffs an der Verwendung. Je höher der Wert, desto höher der Beitrag des jeweiligen Energierohstoffs zum Versorgungsrisiko. Die Summe der Risikowerte über die Rohstoffe in einem Verbrauchsfall ergibt das Gesamtrisiko für diesen Verbrauchsfall. Die Anteile am Verbrauch wurden in der Berechnung

²¹ Wärmebereitstellung ist hier die kommerzielle Wärmeerzeugung zum Verkauf an Endabnehmer, z. B. Fern- oder Nahwärme. Der Verbrauch von Energieträgern zur Wärmeerzeugung durch die Endabnehmer selbst ist wegen der mangelnden internationalen Datenvergleichbarkeit nicht berücksichtigt.

auf 100 normiert, so dass das Gesamtrisiko für die Verbrauchsfälle sowohl untereinander als auch mit dem hypothetischen Risikoindex²² vergleichbar ist.

Die Risikobewertung erfolgt durch das gewählte Vorgehen für das Versorgungsrisiko bei fossilen Energieträgern. Interpretiert man den resultierenden Wert des Risikoindex als allgemeines Risiko für die Versorgung zur Deckung des Primärenergieverbrauchs oder der Energieverwendung zur Strom- oder Wärmeerzeugung, wird implizit die Annahme getroffen, dass das Versorgungsrisiko für die anderen Energieträger (im Wesentlichen Kernkraft und erneuerbare Energien) dem durchschnittlichen Risikowert der betrachteten Energieträger entspricht. Die Berücksichtigung von Kernkraft und erneuerbaren Energien würde die entsprechenden Risiken in der Tendenz reduzieren. Diese Reduktion fiel umso größer aus, je höher die Verbrauchsanteile dieser Energieträger in der jeweiligen Verwendung sind. Von besonderer Relevanz ist dies bei der Stromerzeugung in Frankreich, bei der die Kernkraft einen Anteil von rund 76 Prozent ausmacht.

In der Tabelle 5-1 sind die Ergebnisse für **Deutschland** zusammengefasst. Im Primärenergieverbrauch spielt Erdöl als einzelner Energieträger mit einem Anteil von 31,3 Prozent die größte Rolle. Von den betrachteten Energierohstoffen folgt Erdgas mit einem Anteil von 22,3 Prozent an zweiter Stelle gefolgt von Braunkohle (12,8 Prozent), Steinkohle (12,4 Prozent) und Erdölprodukten (1,1 Prozent). Die fehlenden rund 20 Prozent werden im Wesentlichen durch Kernkraft und erneuerbare Energieträger bereitgestellt.

Bewertet man die Energierohstoffe mit den rohstoffspezifischen Risikowerten für Deutschland, ergibt sich im Ergebnis ein Risikowert für die Versorgung mit Energierohstoffen im Primärenergieverbrauch von 53,1. Dies ist höher als im (hypothetischen) Vergleichsfall gleicher Verwendungsanteile der Energieträger (47,3). Zum höheren Risiko trägt maßgeblich bei, dass jene beiden Energieträger mit den höchsten Risikowerten wie Erdöl (61,4) und Erdgas (70,6) auch die höchsten Verbrauchsanteile (31,3 Prozent und 22,3 Prozent) aufweisen. Diese beiden Energierohstoffe tragen gemeinsam mit 24,1 und 19,7 Risikopunkten bereits mehr als 80 Prozent zum gesamten Risikowert bei. Der Vergleich mit den beiden anderen Vergleichsfällen macht deutlich, wie die stärkere Verwendung von mehr oder weniger risikobehafteten Energieträgern den Risikowert für einen spezifischen Verbrauchsfall erhöht oder vermindert.

In der Stromerzeugung entfällt auf die Braunkohle mit einem Anteil von 25,5 Prozent der höchste Anteil der hier betrachteten Energieträger. Bezogen auf diese Energieträger stellt sie fast die Hälfte der Energieverwendung. An zweiter Stelle folgt hier mit einem Anteil von 18,7 Prozent die Steinkohle, gefolgt von Erdgas (12,5 Prozent Anteil). Die beiden anderen Energieträger spielen fast keine Rolle. Das Gesamtrisiko der Stromerzeugung mit den betrachteten Energieträgern liegt mit 35,5 Punkten deutlich unter dem Wert für den Primärenergieverbrauch. Das geringere Risiko ergibt sich wegen der hohen Anteile der Braun- und Steinkohle, die mit Risikowerten von 11,7 und 43,7 die risikoärmsten Energierohstoffe in Deutschland sind. Erdgas macht nur zwei Drittel des energetischen Beitrags der Steinkohle und weniger als die Hälfte des energetischen Beitrags der Braunkohle zur Stromerzeugung aus. Sein Beitrag zur Risikobilanz der Stromerzeugung ist aber etwas höher als jener der Steinkohle und fast dreimal so hoch wie der Beitrag der Braunkohle.

²² Der hypothetische Risikoindex unterstellt implizit gleiche Verbrauchsanteile der Energierohstoffe. Im Fall von fünf betrachteten Energierohstoffen also einen Anteil von 20 Prozent.

Tabelle 5-1: Energierohstoffrisikoindex: Deutschland

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwen- dung im	PEV	31,3	1,1	22,3	12,4	12,8	79,9
	Strom- mix	0,0	1,2	12,5	18,7	25,5	57,9
	Wärme- mix	0,0	1,5	44,8	24,6	7,1	78,0
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		61,4	49,3	70,6	43,7	11,7	
Risiko- index	PEV	24,1	0,7	19,7	6,8	1,9	53,1
	Strom- mix	0,0	1,0	15,2	14,1	5,1	35,5
	Wärme- mix	0,0	1,0	40,6	13,8	1,1	56,4

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

In der kommerziellen Wärmebereitstellung ist Erdgas mit einem Anteil von 44,8 Prozent der bedeutendste der hier betrachteten Energieträger. In geringerem Umfang kommen Steinkohle (24,6 Prozent) und Braunkohle (7,1 Prozent) zum Einsatz. Die beiden Energieträger Erdöl und Erdölprodukte spielen wiederum fast keine Rolle. Das Gesamtrisiko der Wärmebereitstellung ist in Folge dieser Energieträgerstruktur mit einem Wert von 58,8 deutlich höher als die zwei Vergleichswerte. Rund 70 Prozent des Risikowertes ergeben sich hier durch den Risikobeitrag von Erdgas. Der Risikobeitrag der Braunkohle fällt in der Kombination aus relativ kleinem Beitrag zum Verbrauch und geringem Risiko dagegen kaum ins Gewicht.

Für Deutschland kann auf Basis der Berechnungen der AGEb auch die Verwendung von Energieträgern zur Wärmeerzeugung bei den Endverbrauchern selbst dargestellt werden (vgl. oben Kapitel 3.3). Das resultierende Versorgungsrisiko unterscheidet sich aber nur unerheblich, da auch hier der Risikowert maßgeblich durch den hohen Anteil des Energieträgers Erdgas bestimmt wird.

In der Tabelle 5-2 wird das Versorgungsrisiko für die drei Verbrauchsfälle Primärenergieverbrauch, Stromerzeugung und Wärmebereitstellung für **Frankreich** dargestellt. Im Vergleich zu Deutschland lassen sich wichtige Unterschiede zusammenfassen:

- Im (hypothetischen) Vergleichsfall gleicher Verwendungsanteile der Energieträger ist der ungewichtete Mittelwert des länderspezifischen Rohstoffrisikos in Frankreich mit 50,8 höher als in Deutschland, insbesondere weil die Braunkohle aufgrund fehlender inländischer Vorkommen deutlich stärker risikobehaftet ist. Trotzdem ist auch in Frankreich die Braunkohle der risikoärmste Energierohstoff.
- Die Verwendung von Braunkohle spielt hingegen in keinem der Verbrauchsfälle eine Rolle. Dies ist ein wesentlicher Grund, weshalb der Risikowert für jeden der betrachteten

Verbrauchsfälle höher ist als im (hypothetischen) Gesamtindex mit Gleichgewichtung aller betrachteten Energieträger.

- Der Anteil der nicht betrachteten Energieträger (vor allem Kernkraft und erneuerbare Energien) ist in allen Verbrauchsfällen größer als in Deutschland. Hier macht sich besonders der hohe Anteil der Kernkraft (rund 76 Prozent) in der französischen Stromerzeugung bemerkbar.
- In allen betrachteten Verbrauchsfällen ist der Risikowert in Frankreich höher als in Deutschland. Auch in Frankreich steigt das Versorgungsrisiko insbesondere mit dem Anteil von Erdgas am Verbrauch.
- Der relative Anteil von Erdgas an den betrachteten Energieträgern ist in allen Verbrauchsfällen höher als in Deutschland. Dies ist neben der faktischen Nichtverwendung von Braunkohle der wichtigste Faktor für die deutlich höheren Risikobewertungen der Verbrauchsfälle in Frankreich im Vergleich zu Deutschland.
- Erdöl spielt unter den berücksichtigten Energieträgern im Primärenergieverbrauch Frankreichs eine größere Rolle als in Deutschland. Im Ergebnis hat Erdöl in Frankreich dadurch auch einen höheren Anteil am Versorgungsrisiko mit Energieträgern für den Primärenergieverbrauch als in Deutschland.

Tabelle 5-2: Energierohstoffrisikoindex: Frankreich

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Summe
Verwendung im	PEV	22,7	6,4	15,1	4,3	0,0	48,5
	Strommix	0,0	0,8	3,9	3,4	0,0	8,1
	Wärmemix	0,0	7,9	52,5	5,8	0,0	66,2
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		60,4	51,6	67,2	43,7	30,8	
Risikoindex	PEV	28,3	6,8	21,0	3,9	0,0	59,9
	Strommix	0,0	5,0	32,5	18,4	0,0	55,9
	Wärmemix	0,0	6,2	53,3	3,8	0,0	63,3

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Für den Bereich der Stromerzeugung in Frankreich soll exemplarisch die Berücksichtigung der Kernkraft als Erzeugungsquelle dargestellt werden. Dies erfolgt maßgeblich wegen der hohen Bedeutung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken in Frankreich. In der Tabelle 5-3 sind die Ergebnisse dieser Beispielrechnung auf Basis der Risikobewertung von natürlichem Uran dargestellt.

Diese Tabelle enthält im Vergleich zur vorangegangenen Tabelle eine zusätzliche Spalte mit den Informationen zu Natürlichem Uran. Dies hat zur Folge, dass die Summe der Verwendungsanteile der Energieträger von 8,1 Prozent auf 84,1 Prozent steigt und der ungewichtete

Mittelwert des länderspezifischen Rohstoffrisikos auf 50,3 sinkt. Im Ergebnis sinkt das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen hinsichtlich der Stromerzeugung auf 48,9 (im Vergleich zu 55,9).

Angesichts des überragenden Anteils der Kernkraft als Energiequelle für die Stromerzeugung in Frankreich ist klar, dass die Risikobewertung der Uranversorgung das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in diesem Bereich bestimmt. Dies wird beim Vergleich der Risikoanteile der einzelnen Energieträger in der letzten Zeile der Tabelle 5-3 klar: fast 90 Prozent des gesamten Versorgungsrisikos gehen auf das Uran zurück.

Wie im Exkurs zu Kapitel 4.5 dargestellt, lässt sich Uran in seiner Bedeutung als Energieträger nur eingeschränkt in der gleichen Methodik bewerten wie die anderen hier betrachteten Energieträger (vgl. auch die Erläuterung zu Tabelle 4-11). Wesentliche Unterschiede bestehen darin, dass Uran aufgrund seiner hohen Energiedichte eine sehr viel bessere Lagerfähigkeit aufweist als die anderen Energieträger und dass für die Herstellung der letztlich in Kraftwerken eingesetzten Brennstäbe noch weitere Uranquellen zur Verfügung stehen als der Abbau von natürlichem Uran (Waffenkonversion und Wiederaufbereitung). Das hier für natürliches Uran angegebene Risiko sollte daher als obere Grenze eines Versorgungsrisikos interpretiert werden. Setzt man geringere Risikowerte ein, verringert sich natürlich die Risikobewertung der Stromerzeugung in Frankreich. Wegen des hohen Kernkraftanteils sind diese Risikominderungen beträchtlich.

Im Folgenden sollen kurz zwei Fälle beispielhaft beleuchtet werden. Geht man davon aus, dass die Herstellung von Brennelementen für Kernkraftwerke in Frankreich für eine hinreichend lange Zeit ausschließlich aus heimischen Vorräten von Uran mit einer konstanten Technologie erfolgen kann, so ergibt sich ein Versorgungsrisiko von nahezu Null. Der Risikoindex für die Stromerzeugung würde in diesem Fall auf Werte von deutlich unter 10,0 sinken. Bei weniger drastischen Annahmen (Uran muss noch in geringem Umfang aus westlichen Ländern (zum Beispiel USA, Kanada) importiert werden) sind Werte für das länderspezifische Rohstoffrisiko für Uran von ca. 20 plausibel. Diese Annahme resultiert in einem Risikowert für den Strommix von rund 24 Punkten.

Tabelle 5-3: Energierohstoffrisikoindex: Frankreich mit Kernkraft

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Natürliches Uran	Summe
Verwendung im Strommix	0,0	0,8	3,9	3,4	0,0	76,0	84,1
Länderspezifisches Rohstoffrisiko	60,4	51,6	67,2	43,7	30,8	48,1	
Risikoindex Strommix	0,0	0,5	3,1	1,8	0,0	43,5	48,9

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Der Risikoindex für die Verwendungsfälle in den **USA** ist in Tabelle 5-4 dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede zum deutschen Vergleichsfall lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der Gesamtrisikoindex (ungewichtet) ist mit 40,9 für die USA geringer als für Deutschland. Ein wesentlicher Grund dafür ist die deutlich geringere Importabhängigkeit der USA. Besonders groß ist der Unterschied hinsichtlich des geringeren Versorgungsrisikos mit Erdgas. Das Versorgungsrisiko bei der Braunkohle ist etwas höher als in Deutschland.
- Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch ist insgesamt (40,8 Prozent) und in Bezug auf die betrachteten Energieträger (48,7 Prozent) höher als in Deutschland. Dies gilt auch für das Erdgas (27,8 Prozent bzw. 33,2 Prozent). Die hohen Anteile dieser auch in den USA relativ stark risikobehafteten Energieträger führen dazu, dass das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen für den Primärenergieverbrauch relativ stark ansteigt im Vergleich zum ungewichteten Gesamtrisikoindex.
- Bei der Stromerzeugung kann auch in den USA durch den Einsatz von Braunkohle das Versorgungsrisiko im Vergleich zum Versorgungsrisiko in Bezug auf den Primärenergieverbrauch reduziert werden. Die Risikominderung gegenüber dem Benchmark gleicher Verwendungsanteile fällt aber im Vergleich zu Deutschland relativ gering aus, weil der Anteil der Braunkohle niedriger ist als im deutschen Strommix und die Risikoeinstufung der Braunkohle – auch im Vergleich zu den anderen Energieträgern – höher ist als in Deutschland.
- Bei der Wärmebereitstellung dominiert in den USA ebenfalls Erdgas als Energieträger – wiederum in stärkerem Ausmaß als in Deutschland. Auch für diesen Versorgungsfall steigt das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in den USA deutlich an.

Tabelle 5-4: Energierohstoffrisikoindex: USA

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Summe
Verwendung im	PEV	40,8	-4,7 ¹	27,8	10,4	9,4	83,7
	Strommix	0,0	0,8	29,6	18,3	20,1	68,8
	Wärmemix	0,0	8,0	69,6	12,3	0,0	89,9
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		52,2	43,3	57,3	29,3	22,5	
Risikoindex	PEV	25,4	-2,41	19,0	3,6	2,5	48,2
	Strommix	0,0	0,5	24,7	7,8	6,6	39,5
	Wärmemix	0,0	3,9	44,4	4,0	0,0	52,2

¹ negative Werte ergeben sich aus Umwandlungsprozessen und Exportüberschüssen

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Der Risikoindex für die Verwendungsfälle in **Italien** ist in Tabelle 5-5 dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede zum deutschen Vergleichsfall lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Risikostruktur ist ähnlich wie Frankreich. Braunkohle ist kein wichtiger inländischer Energieträger sowohl was die Vorkommen als auch was die Verwendung betrifft.
- Auch in der Stromerzeugung entfallen ähnliche relative Anteile auf die betrachteten Energieträger wie in Frankreich. Die Abdeckung durch die betrachteten Brennstoffe ist aber in der Summe deutlich größer, weil Italien keine Kernenergie nutzt.
- Hohe Risikowerte entstehen im Ergebnis vor allem durch hohe Anteile von Erdöl und Erdgas am Primärenergieverbrauch, durch die starke Verwendung von Erdgas zur Stromerzeugung, und durch hohe Anteile von Erdgas und Erdölprodukten in der Wärmebereitstellung.

Tabelle 5-5: Energierohstoffrisikoindex: Italien

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwen- dung im	PEV	43,4	0,0	33,6	8,9	0,1	86,1
	Strom- mix	0,0	6,4	43,4	16,2	0,3	66,3
	Wärme- mix	0,0	22,0	62,2	0,6	0,0	84,8
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		60,5	47,7	68,9	44,3	33,0	
Risiko- index	PEV	30,5	0,0	26,9	4,6	0,0	62,0
	Strom- mix	0,0	4,6	45,1	10,9	0,1	60,7
	Wärme- mix	0,0	12,4	50,5	0,3	0,0	63,2

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Der Risikoindex für die Verwendungsfälle in **Japan** ist in Tabelle 5-6 dargestellt²³. Die wesentlichen Unterschiede zum deutschen Vergleichsfall lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der größte Unterschied zu Deutschland (ebenso USA, China) ist, dass Braunkohle in Japan keine Verwendung findet und daher auch kein Import von Braunkohle erfolgt. Der Risikowert für Braunkohle ist daher nicht zu bestimmen.
- Die Risikowerte für Erdöl und Erdölprodukte sind vor allem wegen ähnlich hoher Importabhängigkeit vergleichbar mit denen in Deutschland; der Wert für Steinkohle fällt wegen der höheren Importabhängigkeit etwas höher aus. Der Risikowert für Erdgas ist hauptsächlich wegen des LNG-Bezugs und damit einhergehender größerer Flexibilität und Diversifizierung geringer.

²³ Dabei sei auch an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass die Verwendung von Kernkraft zur Stromerzeugung in Japan im Jahr 2012 wegen der Folgen der Havarie des KKW Fukushima deutlich geringer ausfiel als in den Vorjahren. Inwiefern die Stromerzeugung in KKW in Japan in den kommenden Jahren wieder ansteigen wird, ist heute unklar.

- Im Vergleich zu Deutschland sind beim Primärenergieverbrauch und im Strommix insbesondere höhere Anteile von Erdöl, Erdgas, und Steinkohle zu verzeichnen. Entsprechend stark fällt der Anstieg der Risikowerte im Vergleich zum hypothetischen Benchmark – dem ungewichteten Mittelwerts des länderspezifischen Rohstoffrisikos - von 53,8 - aus.
- Wegen relativ hoher Versorgungssicherheit beim Erdgas ist das Versorgungsrisiko aber geringer als es in Deutschland bei ähnlichen Verbrauchsstrukturen wäre.

Tabelle 5-6: Energierohstoffrisikoindex: Japan

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwen- dung im	PEV	40,5	6,0	23,3	24,9	0,0	94,6
	Strom- mix	5,4	12,2	38,7	26,0	0,0	82,4
	Wärme- mix	0,0	0,6	64,6	0,0	0,0	65,2
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		60,5	48,3	59,7	46,6	n. a. ¹	
Risiko- index	PEV	25,9	3,1	14,7	12,3	n. a. ¹	55,9
	Strom- mix	4,0	7,2	28,0	14,7	n. a. ¹	53,9
	Wärme- mix	0,0	0,4	59,1	0,0	n. a. ¹	59,6

¹ n. a.: nicht anwendbar

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

Der Risikoindex für die Verwendungsfälle in **China** ist in Tabelle 5-7 dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede zum deutschen Vergleichsfall lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Tabelle 5-7: Energierohstoffrisikoindex: China

Ausgewählte Verwendungsfälle, Verwendung in Prozent, Index in Punkten (0 – 100)

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwen- dung im	PEV	16,1	-0,1 ¹	4,2	61,2	6,8	88,2
	Strom- mix	0,0	0,1	1,7	67,8	7,5	77,2
	Wärme- mix	0,0	3,6	3,2	78,7	8,7	94,2
Länderspezifisches Rohstoffrisiko		57,6	49,6	59,3	40,7	36,6	
Risiko- index	PEV	10,5	-0,11	2,8	28,3	2,8	44,4
	Strom- mix	0,0	0,1	1,3	35,8	3,6	40,8
	Wärme- mix	0,0	1,9	2,0	34,0	3,4	41,3

¹ negative Werte ergeben sich aus Umwandlungsprozessen und Exportüberschüssen

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1.

- Im (hypothetischen) Vergleichsfall gleicher Verwendungsanteile der Energieträger ist der ungewichtete Mittelwert des länderspezifischen Rohstoffrisikos in China mit 48,8 niedriger als in Deutschland, insbesondere wegen der aktuell geringeren Importabhängigkeit. Risikosteigernd wirken aber die geringe Diversifizierung der Lieferanten und die kurzen statischen Reichweiten der eigenen Vorkommen.
- Beim Verbrauch fallen hohe Anteile der Steinkohle in allen drei Verwendungen auf. Dies führt zu relativ niedrigen Risiken für die Verwendungsfälle, weil Steinkohle derzeit ein relativ risikoarmer Rohstoff in China ist. Längerfristig wird aber die relativ geringe statische Reichweite der heimischen Energierohstoffe – auch jene der Steinkohle – diese Einschätzung verändern.
- In China sind aber auch die Unsicherheiten der Datenverfügbarkeit besonders hoch. So wird der Braunkohleanteil in der Verwendung auf Basis der relativen Förderanteile von Braun- und Steinkohle nach Angaben der BGR geschätzt, weil keine IEA-Angaben zur Verwendung in dieser Abgrenzung zur Verfügung stehen. Zudem wurden die Braunkohleimporte auf Basis der Comtrade-Daten geschätzt. Deren Abgrenzung ist allerdings nicht direkt vergleichbar mit den IEA-Daten.

5.2 Zwischenfazit

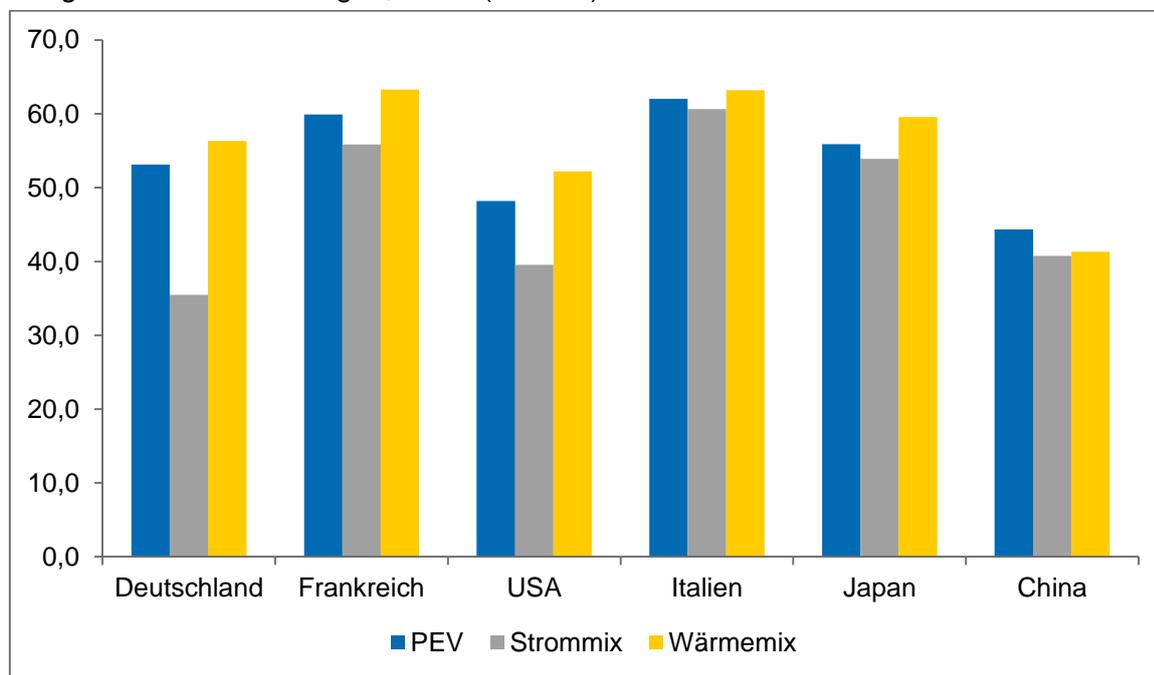
In der Abbildung 5-1 sind die Ergebnisse der Bewertung der Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen für die betrachteten Länder und Verwendungsfälle im Vergleich zusammengefasst. Die wesentlichen Befunde aus diesem Vergleich sind:

- Deutschland und die fünf ausgewählten Vergleichsländer unterscheiden sich deutlich im Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch sind die Risiken in Italien (62,0) und Frankreich (59,9) am höchsten. Japan (55,9) und

- Deutschland (53,1) liegen im Mittelfeld. Die USA (48,2) und China (44,4) weisen die geringsten Risiken auf.
- Risikosteigernd wirkt die Importabhängigkeit bei den Energierohstoffen. Mit hohen Importanteilen gehen zudem häufig höhere Risiken bei den anderen Komponenten einher, wie zum Beispiel höhere Investoren- und Konfliktrisiken oder eine hohe Konzentration der Importe auf wenige Länder. Die relativ geringen Werte der Risiken bei der Versorgung mit Energierohstoffen in den USA und China werden maßgeblich durch eine geringe Importabhängigkeit verursacht.
 - Die Risikoeinschätzungen zwischen den Verwendungen hängen vor allem mit den Unterschieden in den Verwendungsanteilen zusammen. Hohe Anteile relativ riskanter Energierohstoffe wie Erdöl oder Erdgas führen in allen Ländern zu höheren Risikoeinschätzungen. Dies zeigt sich umgekehrt deutlich an dem jeweils geringeren Risiko der Stromerzeugung.
 - Ein deutlich geringeres Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in der Stromerzeugung weisen insbesondere Deutschland und die USA auf. In Deutschland liegt dies insbesondere an den hohen Verwendungsanteilen, die auf die Braunkohle entfallen. Dies gilt auch für die USA. Es kommt noch hinzu, dass die eigene Erdgasförderung und der Bezug von Erdgas aus Kanada diesen Energieträger in den USA als relativ risikoarm erscheinen lassen.
 - Die vergleichsweise hohen Risiken bei der Stromerzeugung in Frankreich, Italien und Japan resultieren aus den hohen Anteilen von Erdöl und Erdgas unter den fossilen Energieträgern, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden.
 - Insbesondere für die Stromerzeugung gilt die Einschränkung, dass in diesem Vergleich die Kernkraft wegen methodischer Erwägungen nicht in die Betrachtung eingeht. Bewertet man das Versorgungsrisiko bei Kernkraft nur mit der Verfügbarkeit von natürlichem Uran, ändert sich die Risikoeinschätzung nur geringfügig. Berücksichtigt man allerdings weitere Quellen für die Versorgung mit Uran (Wiederaufbereitung und Waffenkonversion) lässt sich das Versorgungsrisiko senken. Besondere Relevanz hat dies für Frankreich, wo besonders hohe Anteile an der Stromversorgung (und damit auch im Primärenergieverbrauch) durch die Kernkraft bereitgestellt werden. Das Versorgungsrisiko vermindert sich entsprechend (vgl. auch Tabelle 5-3 und die Erläuterungen dazu). Ähnliches gilt für Japan in den Jahren vor dem Kernkraftmoratorium in Folge des Unfalls im KKW Fukushima.
 - Der internationale Vergleich von erneuerbaren Energien wird hier nicht vorgenommen, weil eine internationale vergleichbare Bewertung der landesspezifischen Versorgungsrisiken erneuerbarer Energien mit zu hohen Datenunsicherheiten verbunden ist. Für die Berechnung des Versorgungsrisikos der künftigen Stromerzeugung in Deutschland in Kapitel 6 wird der Energierohstoffindex für Deutschland jedoch um die beiden Energieträger erneuerbare Energien und Uran erweitert.
 - Die geringe Differenz zwischen den Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen in den verschiedenen Verwendungen in China resultiert aus den hohen Anteilen heimischer Kohle, die in allen Verwendungen eingesetzt werden.

Abbildung 5-1: Energierohstoffrisiko im Ländervergleich

Ausgewählte Verwendungen, Index (0 – 100)



Quelle: Eigene Berechnungen IW Consult (2014)

6 Anwendung auf Szenarien

In den vorangehenden Kapiteln **4** und **5** wurden die Herleitung des Energierohstoffrisikoindex und seine Anwendung auf spezifische Verbrauchsfälle dargestellt. Dabei ließ sich zeigen, auf welche Weise zum Beispiel Bezugsquellen, Preisrisiken oder die Verwendung von Energierohstoffen das länderspezifische Versorgungsrisiko beeinflussen. Diese gegenwartsbezogene Darstellung hilft, einzelne Risikoquellen zu benennen und ihre Bedeutung – zumindest relativ – zu quantifizieren. Im folgenden Abschnitt soll der Energierohstoffrisikoindex auf verschiedene Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland angewendet werden. In den Kapiteln **2** und **3** wurden bereits die wesentlichen weltweiten Trends bei der Stromerzeugung auf Basis von international verfügbaren Szenarienrechnungen wie beispielsweise IEA (2014a) und EU-KOM (2013) beschrieben. Diese globalen Rechnungen geben einen guten Überblick, wie sich hier der Energiemix bei der Stromerzeugung in den verschiedenen Ländern/Regionen grundsätzlich entwickeln wird; allerdings werden hier teilweise grobe Annahmen getroffen, da eine Vielzahl von Ländern zu berücksichtigen ist. Für die entwickelten Szenarien wird einerseits ein Blick auf die aktuellen politischen Rahmenbedingungen geworfen und andererseits auf für Deutschland verfügbare Prognose- und Szenariorechnungen zurückgegriffen.

Wie könnte die Situation bei der Stromerzeugung in etwa zwanzig Jahren in Deutschland aussehen? Die quantifizierten Ziele der „Energiewende“, die im Sommer 2011 im Gesetzespaket der Bundesregierung bestätigt und bekräftigt wurden, liefern die wesentlichen Rahmenbedingungen für ihre Ausgestaltung. Für 2035 ist im EEG 2014 festgelegt, dass der Anteil erneuerbarer Energien bis 2035 in einem Zielkorridor von 55 bis 60 Prozent ausgebaut werden soll. Festgesetzt ist auch, dass der Ausstieg aus der Atomenergie bis Ende 2022 erfolgen soll und somit bei der Stromerzeugung ab diesem Zeitpunkt keine Kernenergie verwendet wird. Damit verbleibt lediglich die Frage, welchen Beitrag zur Stromerzeugung welcher der anderen Energieträger übernehmen wird. Bei der Festlegung des Strommixes werden deshalb verschiedene Szenarien festgelegt, um zu sehen, wie sich der Index verändert, wenn ein fossiler Rohstoff dominiert bzw. sogar ganz wegfällt.

Vertreter aus unterschiedlichen Flügeln der Politik, Wirtschaft und Gesellschaft haben die politische Diskussion über die Ausbauziele erneuerbarer Energien mit zahlreichen Prognosen und Trendszenarien bereichert (siehe u. a. Auer, 2014; BMU, 2012; DENA, 2014; EWI / GWS / Prognos, 2014; EWI / GWS / Prognos, 2010; Frontier Formaet, 2014; Greenpeace, 2012; Nitsch, 2014). Allerdings wurden in vielen Fällen zielorientierte Langfristszenarien entwickelt, die zugrunde legen, dass die Obergrenze der Ausbauziele erneuerbarer Energien langfristig erreicht wird. Für die folgenden Szenarien interessiert jedoch, wie die Zusammensetzung der Energieträger in der Stromerzeugung mittel- bis langfristig aussehen kann, wenn der Anteil erneuerbarer Energien bis 2035 eher an der Untergrenze liegt, da dies hier für realistischer erachtet wird.

In einer Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat EWI / GWS / Prognos (2014) eine sehr umfangreiche mittelfristige Referenzprognose und langfristige Szenariorechnungen für Deutschland durchgeführt. Dabei wird in der Referenzprognose diejenige Entwicklung der deutschen Energieversorgung bis 2030 dargestellt, die unter Berücksichtigung grundlegender energiepolitischer Weichenstellungen mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden ist. Das Trendszenario schließt sich hier an, indem es bereits angelegte Trends bis 2050 fortschreibt. Anders sieht es aus beim Zielszenario, welches die Zielerreichung der von

der Bundesregierung festgelegten Ausbaukorridore zugrunde legt und weiterführende Maßnahmen unterstellt (EWI / GWS / Prognos, 2014). Tabelle 6-1 gibt einen Überblick, wie die Bruttostromerzeugung mittel- bis langfristig in der Referenzprognose und dem Trendszenario gemäß EWI / GWS / Prognos (2014) aussehen soll. Nach diesen Berechnungen wird der Anteil erneuerbarer Energien in 2035 zwischen 46 und 52 Prozent liegen, d. h. er liegt knapp unter der vorgeschriebenen Untergrenze. Erdgas verliert zunächst an Bedeutung, gewinnt aber ab 2040 mit dem reduzierten Kohleeinsatz deutlich mehr an Relevanz. Bis 2035 soll aber Steinkohle immer noch einen Anteil von 10 bis 18 Prozent und Braunkohle zwischen 18 und 23 Prozent haben. Der Rückgang des Kohleeinsatzes ist in dieser Szenariorechnung nicht so ausgeprägt wie in zahlreichen anderen Studien.

Tabelle 6-1: Einsatz von Energieträgern für die Bruttostromerzeugung bis 2050

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugung

	Referenzprognose			Trendszenario	
	2011	2020	2030	2040	2050
Ölprodukte	1,1	0,2	0,2	0,4	0,4
Erdgas	13,6	7,6	10,5	17,1	18,9
Steinkohle	18,3	17,1	17,8	10,1	9,3
Braunkohle	24,5	25,2	22,9	18,3	5,5
Kernenergie	17,7	10,2	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare	20,6	37,5	46,2	51,5	63,5
Sonstige¹	4,1	2,3	2,5	2,6	2,5
Gesamt	100	100	0,2		

¹Sonstige nicht-erneuerbare Energieträger

Quelle: EWI / GWS / Prognos (2014)

In Auer (2014) liegen für 2035 auch zwei interessante Szenarien für die künftige Stromerzeugung vor. In einem ersten Szenario „Kohle bleibt wichtig“ soll Kohle (Stein- und Braunkohle) auch noch im Jahr 2035 zu einem Drittel zur Stromerzeugung beitragen, wobei der Anteil der erneuerbaren Energien bei drei Fünfteln liegt. Wesentliche Annahmen sind hier, dass die Kohlenutzung in Deutschland bis 2035 unter bestimmten Annahmen eine günstigere Perspektive haben wird als lange Zeit erwartet wurde, da die Preise am globalen Steinkohlemarkt niedrig bleiben und die Emissionspreise nur relativ verhalten steigen. In dieser Konstellation verliert Kohle bis 2035 lediglich 12 Prozentpunkte. Sollten sich jedoch die Umwelt- und Politikbedingungen in Richtung „pro Gas“ (Szenario 2) wandeln, dann würde Kohle sich hier um mehr als ein Drittel zum heutigen Anteil reduzieren und Erdgas würde sich aufgrund von verschiedenen Impulsen etablieren. Möglich wäre hier ein schnelleres Anziehen der Kohlepreise, wenn die USA weniger exportieren als erwartet. Zudem könnten die Preise für Kohle durch eine rasche und anhaltende Verbesserung der Weltkonjunktur stärker als die von Gas stimuliert werden. Sollte die Europäische Union eine ehrgeizigere Klimastrategie anstimmen, so könnte diese eine erhebliche Verteuerung der Emissionsrechte induzieren, was Kohle stärker als Gas betrafte. Weitere Faktoren für billigeres Erdgas könnten auch sein, dass Deutschland im Rahmen des Russland/Ukraine-Konflikts sich doch für Fracking, für einen massiven Ausbau von LNG-Infrastrukturen und/oder die Einführung eines Kapazitätsmarktes entscheiden könnte.

6.1 Modifikation des Energierohstoffrisikoindex durch erneuerbare Energien

Um den Energierohstoffrisikoindex auf verschiedene Szenarien der Stromerzeugung in Deutschland anzuwenden, werden einige Modifikationen am Index vorgenommen. Dazu sollen folgende – zum Teil von den vorigen Kapiteln abweichende – Annahmen deutlich gemacht werden:

- Obwohl sich die Szenarien auf Zeitpunkte in der Zukunft beziehen, werden die aktuellen Risikoeinschätzungen des Index verwendet. Für eine quantitative Fortschreibung des Index sind die Informationsanforderungen zu hoch. So müssten etwa Importstrukturen nach Herkunftsländern für die einzelnen Rohstoffe prognostiziert oder zukünftige Investitions- und Konfliktrisiken für einzelne Länder quantifiziert werden. Derart spezifische Prognosen für einzelne Indikatoren sind aber zu ungenau, um damit sinnvolle und aussagekräftige Indikatorwerte des Energierohstoffrisikoindex zu berechnen. Abschätzungen, auf welche Weise einzelne Entwicklungen auf den Index wirken, sind aber möglich und werden im Anschluss an die Darstellung der Szenarien diskutiert.
- Für die Betrachtung der Stromszenarien sollen die erneuerbaren Energien explizit mit einem eigenen Risikowert einbezogen werden. Der prognostizierte Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix im Jahr 2035 erscheint als zu groß, um ihn zu vernachlässigen oder nur den Risikowert des Residualstrommixes zu betrachten.
- Neben den erneuerbaren Energien wird für die Szenarien zusätzlich der Anteil der Kernenergie in der Stromerzeugung berücksichtigt. Dies verbessert die Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Die Beendigung der Nutzung der Kernenergie zum Betrachtungszeitpunkt der Zukunftsszenarien wird als politische Rahmenbedingung nicht in Frage gestellt. Für die Bewertung der zukünftigen Versorgungsrisiken ist daher vor allem der Vergleich zwischen den verschiedenen Zukunftsszenarien von Bedeutung.
- Aus dem Kernenergieausstieg sollen keine Effekte der Risikobewertung erzeugt werden. Daher wird in der Berechnung das Versorgungsrisiko der Kernenergie dem Risiko der erneuerbaren Energien gleichgesetzt. Vor dem Hintergrund der Erläuterungen in Kapitel 4 und dem Vorgehen zur Risikobewertung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Frankreich (Kapitel 5) scheint dieses Vorgehen vertretbar.
- Damit ein wesentlicher Unterschied der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger im Vergleich zu fossilen Kraftwerken adäquat berücksichtigt werden kann, wird der Energierohstoffrisikoindex um einen Risiko-Indikator – die gesicherte Leistung – erweitert. Insbesondere die Stromerzeugung in PV- und Windkraftanlagen ist nicht in gleicher Weise planbar und für a priori festgelegte Zeitpunkte sicherzustellen wie die Stromerzeugung in Verbrennungskraftwerken. Dieses zusätzliche Risiko soll nicht vernachlässigt werden.²⁴

²⁴ Die Darstellung orientiert sich – ähnlich wie bei der Risikoeinschätzung der fossilen Rohstoffe – am technischen Status quo. Prognosen über technische oder politische Entwicklungen gehen wegen der großen Prognoseunsicherheit bewusst nicht in die Bestimmung eines konkreten Indexwertes ein. Im Falle der gesicherten Leistung ist vorstellbar, dass technische Entwicklungen – wie z. B. ökonomisch nutzbare Stromspeicherung in großem Umfang – die Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energien verbessern bzw. deren Risiko vermindern. Eine Änderung des Systems der Einspeisevergütungen hin zu einer reinen Marktpreisbildung für die erneuerbaren Energien kann hingegen das Preisrisiko deutlich erhöhen.

- Für die Vergleichsländer findet in diesem Kapitel keine Bewertung statt, da sich das Risiko der erneuerbaren Energieträger für diese Länder auf Grund der Unterschiede in der Datenverfügbarkeit nicht mit einer vergleichbaren Methodik ermitteln lässt.

Aufgrund der weiteren Annahmen lassen sich die Ergebnisse in diesem Abschnitt nicht vollständig mit den Ergebnissen aus dem vorangegangenen Abschnitt vergleichen, da sich sowohl die Spezifikation des Energierohstoffrisikos als auch die betrachteten Rohstoffe unterscheiden. Beides beeinflusst den Wert des Index. Direkt vergleichbar sind die beiden Fälle „Strommix aktuell“ zwischen den Kapiteln 5 und 6 für Deutschland. Die Unterschiede im Ergebnis lassen sich direkt auf den Einbezug der erneuerbaren Energien und der Kernkraft und die damit einhergehenden Änderungen an der Methodik zurückführen. Aufgrund des relativ geringen Risikos der erneuerbaren Energieträger als heimischer, nicht-endlicher Rohstoff sowie der äquivalenten Bewertung der Kernkraft sinkt das Versorgungsrisiko für diesen Verbrauchsfall.

Die Aggregation des länderspezifischen Index für die einzelnen Rohstoffe erfolgt in diesem Abschnitt entsprechend der folgenden Gleichung, die sich von der analogen Gleichung in Kapitel 4.3 durch die Hinzufügung des letzten Terms – den Indikator gesicherte Leistung – unterscheidet. Die Gewichte sind wie oben die Koeffizienten b_1, \dots, b_9 .

$$ERRI_{L,F} = b_1 * IR_{L,F} + b_2 * KR_{L,F} + b_3 * DLK_{L,F} + b_4 * SR_{L,F} + b_5 * SRI_{L,F} + b_6 * PR_{L,F} + b_7 * IA_{L,F} + b_8 * IF_{L,F} + b_9 * GL_{L,F}$$

Die Zusammensetzung der globalen Komponente des Energierohstoffrisikoindex aus den Indikatoren bleibt unverändert. Der Risikowert für einen Energierohstoff im Gesamtwert ergibt sich weiterhin mit den Gewichten z_1 und z_2 als

$$ERRI_F = z_1 * ERRI_{G,F} + z_2 * ERRI_{L,F}$$

Die Aggregation der Risiken über die verschiedenen Rohstoffe erfolgt nach folgender Gleichung, zu der im Unterschied zur entsprechenden Gleichung in Kapitel 4.3 die letzten beiden Terme für die Berücksichtigung von erneuerbaren Energien und Kernkraft hinzukommen:

$$ERRI = c_1 * ERRI_1 + c_2 * ERRI_2 + c_3 * ERRI_3 + c_4 * ERRI_4 + c_5 * ERRI_5 + c_6 * ERRI_6 + c_7 * ERRI_7$$

Für die Ermittlung des Risikowerts der erneuerbaren Energieträger wird $ERRI_{G,F}$ gleich null gesetzt²⁵. Dies führt in der Tendenz zu einer Unterschätzung des Risikos der erneuerbaren Energieträger. Die Verringerung des Versorgungsrisikos durch einen vermehrten Einsatz erneuerbarer Energieträger wird in der Folge daher eher überschätzt.²⁶

²⁵ Auf Basis der heutigen Einschätzung sind erneuerbare Energieträger eine rein inländische erneuerbare Energiequelle. Somit besteht kein Länderrisiko, die statische Reichweite ist nicht zu definieren und es bestehen keine internationalen Preise. Die globale Komponente des Energierohstoffrisikoindex für die erneuerbaren Energien ist daher gleich null.

²⁶ Die Unterschätzung des Risikos der erneuerbaren Energieträger fällt relativ gering aus. Der Vergleich der Ergebnisse mit Berücksichtigung der globalen Komponente mit jenen ohne die globale Komponente zeigt keine bedeutenden qualitativen Unterschiede.

Die Verwendung des zusätzlichen Indikators gesicherte Leistung erfordert auch die Entwicklung eines neuen Gewichtungsschemas. Dabei wurde mit 10% am gesamten nationalen Index ein relativ kleines Gewicht für die gesicherte Leistung gewählt. Das Gewichtungsschema ist in Tabelle 6-2 im Detail dargestellt.

Tabelle 6-2: Gewichtung mit fünf Risikokomponenten

Gewichte nach Risikokomponenten und Indikatorkomponente in Prozent

	Gesamt	National	Global
Importabhängigkeit	22,5 %	22,5 %	0 %
Langfristige Verfügbarkeit	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Preisrisiko	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Länderrisiko	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Gesicherte Leistung	7,5 %	7,5 %	0 %

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014

In der Tabelle 6-3 sind die Ergebnisse für den Energierohstoffrisikoindex für Deutschland unter Einbezug der erneuerbaren Energieträger und der Kernkraft dargestellt. Dabei sind die Werte für jene Rohstoffe und Indikatoren unverändert, die auch in Tabelle 4-5 enthalten sind. Veränderungen in den Spalten- und Zeilensummen ergeben sich durch die neuen Spalten „Erneuerbare Energien“ und „Uran“, die neue Zeile „Gesicherte Leistung“ sowie die neue Gewichtung der Indikatoren. Die wesentlichen Unterschiede im Ergebnis lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die gesicherte Leistung ist ein Risikofaktor, der auf Basis der heutigen Technologien vor allem für bestimmte Erzeugungsarten der erneuerbaren Energieträger besteht. Die Stromerzeugung in Windkraft- und PV-Anlagen ist stark wetterabhängig und schlecht planbar. Nennenswerte wirtschaftlich nutzbare Speichertechnologien stehen derzeit nicht zur Verfügung. Das Risiko der gesicherten Leistung wird hier in Anlehnung an jene Werte ermittelt, die von den Übertragungsnetzbetreibern als gesicherte Erzeugungsleistung in Bezug auf die Leistungsbilanz der Stromerzeugung verwendet werden. Dieser Indikator ist für die fossilen Energieträger gleich Null und stellt nur für die erneuerbaren Energien ein quantifizierbar großes Risiko dar.
- Weil Länderrisiken, Importabhängigkeiten und statische Reichweite kein Problem für die erneuerbaren Energieträger als heimischer nicht-erschöpfbarer Rohstoff darstellen und auch keine relevanten internationalen Preisentwicklungen identifiziert werden können, wird die globale Komponente des Energierohstoffrisikoindex für die erneuerbaren Energieträger auf null gesetzt. In der Tendenz kann dies nur eine Unterschätzung des Risikos der erneuerbaren Energieträger sein. Im Hinblick auf die folgenden Überlegungen zum Versorgungsrisiko der Stromerzeugung in Zukunft ist dies eine konservative Vorgehensweise: Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit wird eher überschätzt. Dadurch werden gleichzeitig die Risiken aus der Nutzung fossiler Energieträger eher überschätzt.
- Die Berücksichtigung der Kernkraft und ihre Bewertung mit dem geringen Risiko der erneuerbaren Energien tragen ebenso zur Verringerung der Risikobewertung bei.

Tabelle 6-3: Energierohstoffrisikoindex mit Erneuerbare Energien (EE) und Uran, Einzelindikatoren, Deutschland

Index (0 - 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung mit EE	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Erneuerbare	Uran
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	6,7 %	61,3	77,7	94,0	59,0	0,0	0,0	n. a. ¹
Investorenrisiko (Importländer)	6,7 %	42,6	5,8	19,6	20,9	0,0	0,0	n. a. ¹
Konfliktrisiko (Importländer)	6,7 %	60,1	13,8	24,6	31,8	0,0	0,0	n. a. ¹
Statische Reichweite	20,0 %	86,8	86,8	84,3	50,1	12,8	0,0	n. a. ¹
Preisrisiko (landesspezifisch)	20,0 %	60,7	60,7	53,2	39,3	22,2	37,1	n. a. ¹
Importabhängigkeit	15,0 %	98,3	31,0	100,0	81,2	0,0	0,0	n. a. ¹
Importinflexibilität	15,0 %	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	n. a. ¹
Gesicherte Leistung	10,0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,3	n. a. ¹
Nationaler Index	75 %	55,2	40,6	66,7	37,5	7,0	15,1	15,1 ²
Globaler Index	25 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3	0,0	0,0
Gesamtindex	100 %	56,8	45,9	65,0	40,6	11,1	11,3	11,3 ²

¹ n. a.: nicht anwendbar; ²Um Effekte aus dem Atomausstieg zu vermeiden, wird die Atomenergie mit dem gleichen Risiko bewertet wie die erneuerbaren Energien.

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten vgl. Tabelle 4-1.

6.2 Anwendung auf Szenarien der Stromerzeugung

In der Tabelle 6-4 sind der aktuelle Energieträgereinsatz in der deutschen Stromerzeugung und die Verbrauchsanteile der verschiedenen Energieträger in vier Szenarien einer zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland dargestellt. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Einsatzes der verschiedenen Energieträger. Der resultierende Energierohstoffrisikoindex für Deutschland unter Einbezug der globalen Komponente und der Erneuerbaren Energieträger findet sich in Tabelle 6-5.

Tabelle 6-4: Stromerzeugungsszenarien: Energieverwendung und Rohstoffrisiko

Ausgewählte Szenarien, Verwendung in Prozent

	Erdöl	Erdöl- pro- dukte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- kohle	Er- neu- erba- re	Kern- kraft	Sum- me
Szenario 0: aktuelle Verbrauchsanteile	0,0	1,2	12,5	18,7	25,5	23,3	16,0	97,1
Szenario 1: Braunkohle wichtig	0,0	1,0	8,0	10,0	23,0	55,0	0,0	97,0
Szenario 2: Steinkohle wichtig	0,0	1,0	12,0	17,0	13,0	55,0	0,0	98,0
Szenario 3: Erdgas wichtig	0,0	1,0	20,0	10,0	13,0	55,0	0,0	99,0
Szenario 4: Braunkohle weg	0,0	1,0	28,0	10,0	0,0	60,0	0,0	99,0
Länderspezifisches Rohstoffrisiko	56,8	45,9	65,0	40,6	11,1	11,3	11,3	

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2014). Ursprungsdaten vgl. Tabelle 4-1 und Tabelle 6-1

Gemeinsam sind allen Szenarien ein starker Anstieg der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger und der Wegfall der Kernkraft in der Stromerzeugung. Diese Annahmen orientieren sich an den Ausbauzielen für die Stromerzeugung mittels regenerativer Energien der Bundesregierung im Konzept der Energiewende (siehe Anfang des Kapitels). Die Kernkraft scheidet in allen Szenarien aufgrund des Ausstiegsbeschlusses aus. Die vier Szenarien unterscheiden sich in den Annahmen hinsichtlich der relativen Bedeutung der fossilen Energieträger für die Stromerzeugung in Deutschland. Die ersten drei Szenarien beschreiben jeweils eine Situation, in der alle Energieträger weiterhin genutzt werden, aber jeweils einer der Energieträger eine führende Rolle einnimmt:

- In Szenario 1 bleibt die Braunkohle als einheimischer und preisstabiler Energieträger relevant.
- Szenario 2 beschreibt ein für Steinkohle günstiges Szenario. Obgleich die heimische Steinkohleförderung in 2018 in Deutschland ausfällt, könnten verschiedene Faktoren zu einem günstigen Import von Steinkohle und zu einer verhaltenen Erholung der Emissionspreise beitragen (siehe vorne die Erläuterungen aus Auer (2014)).
- Szenario 3 beschreibt eine Situation, in der sich Erdgas in der Stromerzeugung stabilisieren wird, da es sich aus den verschiedenen vorhin beschriebenen Gründen verbilligt (siehe ebd.).
- Das vierte Szenario beschreibt eine Situation, in der die Braunkohle vollständig durch andere Energieträger ersetzt wird und Erdgas eine dominante Position unter den fossilen Energieträgern erhält.

Zur Einordnung der Ergebnisse in Bezug zur Darstellung in Kapitel 5 sei darauf verwiesen, dass

- das Versorgungsrisiko hinsichtlich der Energierohstoffe für die Stromerzeugung wegen der Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung noch über den ersten Effekt hinaus verringert wird,

- die Verringerung des Anteils der Kernkraft wegen der hier gewählten Risikobewertung keinen Einfluss auf das Versorgungsrisiko hat.

Tabelle 6-5: Stromerzeugungsszenarien: Energierohstoffrisikoindex

Ausgewählte Szenarien, Index in Punkten (0 – 100)

	Erdöl	Erdöl- pro- dukte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- kohle	Er- neu- erba- re	Kern- kraft	Sum- me
Länderspezifisches Rohstoffrisiko	56,8	45,9	65,0	40,6	11,1	11,3	11,3	
Szenario 0: aktuelle Verbrauchsanteile	0,0	0,6	8,3	7,8	2,9	2,7	1,9	24,2
Szenario 1: Braunkohle wichtig	0,0	0,5	5,4	4,2	2,6	6,4	0,0	19,1
Szenario 2: Steinkohle wichtig	0,0	0,5	8,0	7,0	1,5	6,3	0,0	23,3
Szenario 3: Erdgas wichtig	0,0	0,5	13,1	4,1	1,5	6,3	0,0	25,4
Szenario 4: Braunkohle weg	0,0	0,5	18,4	4,1	0,0	6,8	0,0	29,8

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult 2014. Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 4-1 und Tabelle 6-1

In **Szenario 1** verdrängt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem den Einsatz der Energieträger Erdgas und Steinkohle. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung bleibt hingegen nahezu konstant. Auf die Risikobewertung der Versorgung mit Energierohstoffen hat dies folgende Effekte:

- 78 Prozent der Stromerzeugung finden in diesem Szenario mittels der beiden risikoärmsten Energieträger statt.
- Der Risikobeitrag der Braunkohle sinkt wegen der geringeren Verwendung leicht um 0,3 Punkte.
- Der Risikobeitrag der erneuerbaren Energieträger steigt wegen der deutlichen Steigerung ihres Beitrags zur Stromerzeugung auf mehr als das Doppelte. Dabei handelt es sich aber wegen des geringen Risikos nur um einen Anstieg um 3,7 Punkte.
- Die geringere Nutzung von Erdgas führt zu einer deutlichen Reduktion von dessen Risikobeitrag um 2,9 Punkte. Noch stärker gehen die Nutzung der Steinkohle und deren Risikobeitrag zurück.
- Der Energierohstoffrisikoindex sinkt im Ergebnis im Vergleich zum Szenario 0, dem Status quo, von 24,2 auf 19,1 Punkte.
- Die verstärkte Nutzung von Energieträgern, deren Quellen sich im Inland befinden, führt also im Ergebnis zu einer deutlichen Verringerung der Versorgungsrisiken mit Energierohstoffen. Szenario 1 ist das Szenario mit den geringsten Rohstoffrisiken im Vergleich der vier Szenarien.

Im **Szenario 2** verdrängt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem den Einsatz der Energieträger Erdgas und Braunkohle. Der Anteil der Steinkohle an der Stromerzeugung

bleibt hingegen nahezu konstant. Auf die Risikobewertung der Versorgung mit Energierohstoffen hat dies im Vergleich zu Szenario 1 die folgenden Effekte:

- Der Beitrag zur Verringerung des Rohstoffrisikos durch die erneuerbaren Energien bleibt quasi unverändert.
- Der Risikobeitrag der Braunkohle fällt wegen der geringeren Verwendung noch kleiner aus als im Szenario 1.
- Der Einsatz von Steinkohle und Erdgas steigt im Vergleich zu Szenario 1. Die Stromerzeugung findet stärker mit riskanteren Energierohstoffen statt. Die Risikobeiträge dieser beiden Rohstoffe wachsen daher stärker als der Risikobeitrag der Braunkohle sinkt.
- Der Energierohstoffrisikoindex sinkt im Ergebnis von 24,2 auf 23,3 Punkte und liegt damit 4,2 Punkte über dem Indexwert des Szenarios 1.
- Das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen ist dadurch etwas geringer als im Status quo. Dies ist auf den vermehrten Einsatz der erneuerbaren Energieträger zurückzuführen. Der Verzicht auf einen größeren Einsatz des heimischen Energieträgers Braunkohle führt aber zu einer deutlichen Risikosteigerung um fast ein Viertel des Risikowerts.

Im **Szenario 3** verdrängt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem den Einsatz der Energieträger Steinkohle und Braunkohle. Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung steigt auch im Vergleich zum Ausgangswert. Auf die Risikobewertung der Versorgung mit Energierohstoffen hat dies im Vergleich zu den vorigen Szenarien die folgenden Effekte:

- Der Beitrag zur Verringerung des Rohstoffrisikos durch die erneuerbaren Energien bleibt quasi unverändert.
- Der Risikobeitrag der Braunkohle fällt wegen der geringeren Verwendung kleiner aus als im Szenario 1 und entspricht dem Wert des Szenarios 2.
- Der Risikobeitrag der Steinkohle fällt wegen der geringeren Verwendung kleiner aus als im Szenario 2 und entspricht in etwa dem Wert des Szenarios 1.
- Der Risikobeitrag von Erdgas steigt gegenüber beiden Szenarien und dem aktuellen Brennstoffmix deutlich an.
- Wegen des hohen Anteils des riskantesten Energieträgers steigt der Energierohstoffrisikoindex gegenüber den Szenarien 1 und 2 um 6,3 bzw. 2,1 Punkte an.
- Der Risikowert liegt um 1,2 Punkte über dem aktuellen Wert. Der zunehmende Einsatz der erneuerbaren Energien kann die Risikozunahme durch die stärkere Nutzung von Erdgas nicht kompensieren. Der Risikowert von 25,4 liegt um 33 Prozent über dem Wert des Szenario 1.

Im **Szenario 4** verdrängt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem den Einsatz der Steinkohle. Darüber hinaus wird angenommen, dass auf den Einsatz der Braunkohle vollständig verzichtet wird und sie durch Erdgas und einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien ersetzt wird. Auf die Risikobewertung der Versorgung mit Energierohstoffen hat dies im Vergleich zu den vorigen Szenarien die folgenden Effekte:

- Der Risikobeitrag der erneuerbaren Energien steigt leicht wegen deren zunehmender Bedeutung.
- Der Risikobeitrag der Braunkohle fällt auf null, jener der Steinkohle entspricht etwa den Werten in den Szenarien 1 und 3.

- Der Risikobeitrag von Erdgas steigt weiter. Wegen der überdurchschnittlichen Risikoeinstufung von Erdgas, ist sein Beitrag zur Risikosteigerung überproportional.
- Im Ergebnis steigt der Wert des Energierohstoffrisikoindex auf 29,8 und liegt damit 56 Prozent über dem Wert des Szenario 1.
- Der Wert liegt etwa 23 Prozent über dem aktuellen Referenzfall. Die Risikoverminderung durch die Nutzung der risikoarmen, heimischen erneuerbaren Energieträger wird durch den hohen Einsatz von Erdgas deutlich überkompensiert.

6.3 Zwischenfazit

Zusammenfassend ergeben sich aus dem Vergleich der vier Szenarien 1 bis 4 die folgenden Schlussfolgerungen:

- Im Vergleich der Szenarien entfällt auf das Szenario 1 das geringste, auf das Szenario 4 das höchste Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen. Die Unterschiede sind deutlich. Der Risikowert des Szenario 4 liegt um rund 56 Prozent über dem Versorgungsrisiko des Szenario 1 und um rund 23 Prozent über dem aktuellen Vergleichsfall. Der verstärkte Einsatz heimischer Energiequellen reduziert das Versorgungsrisiko markant.
- Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien reduziert das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in Deutschland, weil die erneuerbaren Energien einige Risikomerkmale der fossilen Energieträger nicht teilen: Importrisiken und die Erschöpfbarkeit der Ressourcen entfallen nach heutigem Stand der Technik.
- Die der Logik des Index inhärente Reduzierung der Versorgungsrisiken auf eine Dimension verstellt den Blick auf einen wesentlichen Unterschied zwischen den Risikokomponenten. Die gesicherte Leistung stellt im Vergleich zu den anderen Risikokomponenten ein sehr kurzfristiges Risiko dar – hier geht es letztlich um eine Verfügbarkeit der Ressource, die in Minuten gemessen wird. Nach heutigem Stand der Technik ist es nicht möglich, Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung mit einem ausschließlichen Einsatz von inländisch bereitgestellten erneuerbaren Energieträgern zu gewährleisten. Eine Risikominimierung in den Szenarien durch einen alleinigen Einsatz erneuerbarer Energien ist daher nicht realistisch.
- Ein zunehmender Einsatz von Erdgas erhöht nach der Risikoeinschätzung des Status quo das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in der Stromerzeugung deutlich. In längerfristiger Betrachtung kann sich diese Risikoeinschätzung verändern. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen, zum Beispiel durch verstärkte Nutzung von LNG-Importen kann das Versorgungsrisiko insbesondere hinsichtlich der Importinflexibilität verringern. Das Beispiel Japan zeigt aber, dass eine solche Importdiversifizierung nach heutiger Betrachtung mit einer Erhöhung der Preisrisiken einhergehen kann. Auch die Länderrisiken steigen in der Tendenz. Langfristig scheint die Verfügbarkeit von Erdgas aus den risikoarmen europäischen Nachbarländern Niederlande und Norwegen nicht gewährleistet. Die Substitution dieser Importmengen durch Lieferungen aus anderen Förderländern – etwa Ländern der kaspischen Ellipse – kann die Länderrisiken der Versorgung deutlich steigern. Die mit LNG-Importen verbundenen Länderrisiken streuen stark zwischen Hochrisikoländern wie zum Beispiel Libyen oder Algerien und Ländern mit geringem Risiko wie zum Beispiel Australien oder Katar. Die Verringerung der Importabhängigkeit ist theoretisch durch eine Steigerung der inländischen Produktion von Erdgas – vor allem durch unkonventionelle Fördertechniken – möglich. Sowohl aus technologischer als

auch aus politischer Sicht bestehen heute enorme Unsicherheiten über die erschließbaren Potenziale.

- Ein zunehmender Einsatz von Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung hat das Potenzial, die Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen deutlich zu vermindern. Im Hinblick auf die schwindende Bedeutung der inländischen Steinkohleförderung konzentriert sich dieses Potenzial mittelfristig auf die Braunkohle. Aus der Perspektive der Versorgungsrisiken weist die Braunkohle die Vorzüge eines inländischen Energieträgers mit großen Vorkommen auf. Länder- und Importrisiken entfallen, die statische Reichweite ist bei Ausschöpfung der heutigen, technologisch und wirtschaftlich nutzbaren Potenziale sehr lang. Diese Risikoeinschätzung hängt maßgeblich von der moderaten Preisentwicklung der Rohstoffbereitstellung und der großen statischen Reichweite ab. Diese beiden Parameter können von der Politik negativ beeinflusst werden, etwa durch Nutzungsbeschränkungen der Rohstoffvorkommen oder durch Eingriffe in die Produktionskosten.
- In der Betrachtung der hier gewählten Szenarien erscheint eine Kombination von Braunkohle und erneuerbaren Energieträgern für die Stromerzeugung als risikominimierende Strategie.

7 Fazit

Die Energieversorgung in Deutschland basiert auf einem breit aufgestellten Energiemix. Zur Versorgungssicherheit tragen dabei eine Vielfalt von Energieträgern, zahlreiche Lieferländer und unterschiedliche Transportwege bei. Vor dem Hintergrund der politischen Entwicklungen, überwiegend an den östlichen Grenzen Europas, kommt immer wieder die Frage nach der sicheren Verfügbarkeit von Energierohstoffen auf. Diese wird über die Zugangsmöglichkeiten bestimmt. Dafür ist ein ungehinderter Austausch von Energierohstoffen durch vielfältige und flexible Beschaffungs- und Transportmöglichkeiten zur Erreichung einer breiten Risikostreuung notwendig.

Deutschland importiert heute eine beträchtliche Menge an Energierohstoffen. Erdöl und Erdgas werden traditionell in großem Umfang eingeführt. Mit dem Auslaufen der heimischen Steinkohleförderung nimmt der Anteil der Importsteinkohle kontinuierlich zu. Als heimischer fossiler Energierohstoff ist lediglich die Braunkohle verfügbar und in steigendem Maße erneuerbare Energien, die politisch im Sinne der Energiewende gefördert werden. Während bei der Steinkohle eine sehr diversifizierte Beschaffungsstrategie vorhanden ist, verlässt sich Deutschland beim Erdgas aufgrund von bestehenden Pipeline-Verbindungen, langfristigen Verträgen und bislang umfangreichen Erdgasvorkommen in den Ländern überwiegend auf die drei Handelspartner Russland, Norwegen und die Niederlande. Rohöl ist in Deutschland der wichtigste Energieträger und wird fast ausschließlich aus dem Ausland eingekauft. In 2012 hat Deutschland aus über 30 Ländern Rohöl eingekauft, wobei 92 Prozent der Importe von nur zehn Ländern abgedeckt wurden.

Deutschland hat innerhalb der EU-28 den höchsten Primärenergieverbrauch. Ein Vergleich mit den fünf weiteren wesentlichen Großverbrauchern zeigt, dass Deutschland ähnlich wie Frankreich, Japan und den USA eine Versorgungsstrategie verfolgen, die auf einem heute noch relativ breiten Primärenergiemix basiert. Insbesondere bei der Stromerzeugung zeigt sich in diesem Sechs-Ländervergleich, dass jedes betrachtete Land insbesondere bei der Stromerzeugung unterschiedliche Zusammensetzungen von Brennstoffen verwendet.

Zur Vermeidung von Versorgungsstörungen ist eine komplexe Betrachtung internationaler Zusammenhänge notwendig. Obwohl es noch große verbleibende Potenziale an fossilen Energierohstoffen über den Globus verteilt gibt, sind diese häufig bisher nur als Ressourcen nachgewiesen und nicht ad hoc verfügbar. Nicht-konventionelle Energierohstoffe und neue Produktionsregionen bieten hier eine Chance für die künftige Vermeidung von Versorgungsengpässen. Entgegen des weltweiten Trends einer stark wachsenden Primärenergienachfrage ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland leicht rückläufig. Dennoch wird Deutschland auch in Zukunft beträchtliche Mengen an Energierohstoffen aus dem Ausland beziehen und ist dann mit immer mehr Konkurrenten, insbesondere aus den Entwicklungs- und Schwellenländern, konfrontiert.

Heimische Förderung sorgt für mehr Versorgungssicherheit. Im Vergleich der Versorgungsrisiken von Deutschland, Frankreich, Italien, den USA, Japan und China auf Basis eines Energierohstoffrisikoindex zeigt sich, dass die Importabhängigkeit von Energierohstoffen risikosteigernd wirkt. Hohe Importanteile sorgen häufig für höhere Investoren- und Konfliktrisiken oder für eine hohe Konzentration der Importe auf wenige Länder. In allen Vergleichsländern weisen Erdöl und Erdgas besonders hohe Versorgungsrisiken auf. Die relativ geringen Werte der Risiken bei

der Versorgung mit Energierohstoffen in den USA und China werden maßgeblich durch eine geringe Importabhängigkeit verursacht. Das geringe Risiko der Braunkohleversorgung trägt dazu bei, dass Deutschland im mittleren Bereich in diesem Sechs-Ländervergleich liegt.

Die Risikoeinschätzungen zwischen den Verwendungen hängen vor allem mit den Unterschieden in den Verwendungsanteilen zusammen. Hohe Anteile relativ riskanter Energierohstoffe wie Erdöl oder Erdgas führen in allen Ländern zu höheren Risikoeinschätzungen. In Italien und Japan resultieren die vergleichsweise hohen Risiken bei der Stromerzeugung aus den hohen Anteilen von Erdöl und Erdgas unter den fossilen Energieträgern, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Ein deutlich geringeres Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in der Stromerzeugung weisen insbesondere Deutschland und die USA auf. In Deutschland liegt dies insbesondere an den hohen Verwendungsanteilen, die auf die Braunkohle entfallen. In den USA spielen Braun- und Steinkohle bei der Stromerzeugung eine ähnlich wichtige Rolle. Hier kommt noch hinzu, dass die eigene Erdgasförderung und der Bezug von Erdgas aus Kanada diesen Energieträger in den USA relativ risikoarm erscheinen lassen.

Die Braunkohle kann einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Versorgungsrisiken leisten. Betrachtet man verschiedene Szenarien für die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland unter Berücksichtigung der festgelegten Ausbauziele der „Energiewende“ und dem Atomausstieg, so weist das Szenario, in dem die Braunkohle weiterhin relevant bleibt das geringste und das Szenario, in dem die Braunkohle komplett durch andere Energieträger ersetzt wird, das höchste Risiko auf. Der Risikowert des „Braunkohle weg“-Szenarios liegt um rund 56 Prozent über dem Versorgungsrisiko des „Braunkohle bleibt wichtig“-Szenarios und um 23 Prozent über dem aktuellen Vergleichsfall. Der verstärkte Einsatz einheimischer Energieträger reduziert das Versorgungsrisiko deutlich. In der Stromerzeugung kann der Einsatz von Braun- und Steinkohle Risiken bei der Energieversorgung deutlich mindern. Die Braunkohle weist hier im Gegensatz zur Steinkohle die Vorzüge eines inländischen Energieträgers mit großen Vorkommen auf. Allerdings hängt diese Risikoeinschätzung maßgeblich von der moderaten Preisentwicklung der Rohstoffbereitstellung und der großen statischen Reichweite ab. Diese beiden Parameter können von der Politik negativ beeinflusst werden, etwa durch Nutzungsbeschränkungen der Rohstoffvorkommen oder durch Eingriffe in die Produktionskosten. Auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hilft, die Versorgungssicherheit zu verbessern. Ein Energiemix aus erneuerbaren Energien und Braunkohle erscheint unter Versorgungssicherheitsaspekten als risikominimierende Strategie.

8 Literatur

50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2013, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=600668.html> [28.8.2014].

AG Energiebilanzen (AGEB), 2013, Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin.

AON, 2014, AON's 2014 Interactive Political Risk Map, <http://www.riskmap.aon.co.uk/> [1.11.2014].

Assocarboni, 2011, Coal Plants in Italy, <http://www.assocarboni.it/index.php/en/the-coal/coal-plants-in-italy> [4.1.2015].

Auer, Josef, 2014, Energiemix in Deutschland im Wandel, Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen- Natürliche Ressourcen, Nr. 2

Bardt, Hubertus / Chrischilles, Esther / Grömling, Michael / Matthes, Jürgen, 2014, Abhängigkeit gleich Verletzlichkeit? Energieimporte in Deutschland und Europa, Studie des Instituts der deutschen Wirtschaft im Auftrag von AFM+E, BFT, MEW, UPEI, UTV, <http://www.iwkoeln.de/de/studien/gutachten/beitrag/hubertus-bardt-esther-chrischilles-michael-groemling-juergen-matthes-abhaengigkeit-gleich-verletzlichkeit-185495> [1.12.2014]

BMU, 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf [23.6.2014]

BP, 2014, BP Statistical Review of World Energy 2014, Historical Data Workbook, <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> [23.6.2014]

Brandt, A. R. et al., 2014, Methane leaks from North American natural gas systems, in: Science, Bd. 343, S. 733-735.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2013, Energiestudie 2013 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [21.5.2014]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, Gas – Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292330.html> [31.03.2015]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014, Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklungen, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html> [23.6.2014]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014b, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat),
http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html [1.7.2014].

Bureau of Labor Statistics (BLS), 2014, Producer Price Indexes, Download relevanter Preisdaten aus Datenbank. <http://www.bls.gov/ppi/> [20.11.2014]

Buttermann, Hans Georg / Baten, Tina, 2013, Bestimmung des „Bruttoendenergieverbrauch“ nach den Vorschriften der EU-RL/2009/28/EG auf Basis der Daten der AG-Energiebilanzen (AGEB), Kurzstudie Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Münster/Berlin.

Dena, 2014, Studie Systemleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Ergebniszusammenfassung_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf [1.12.2014]

DESA/UNSD (United Nations Department of Economic and Social Affairs/United Nations Statistics Division), 2014, United Nations Comtrade Database 2014, Download relevanter Handelsdaten aus Datenbank.

Europäische Kommission (EUKOM), 2013, EU Energy, Transport and GHG Emission. Trends to 2050 Reference Scenario 2013, Brüssel,
http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf [28.09.2014]

Europäische Kommission (EUKOM), 2014a, Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. European Energy Security Strategy, Nr. 330 final, Brüssel,
http://ec.europa.eu/energy/doc/20140528_energy_security_communication.pdf [28.5.2014]

Europäische Kommission (EUKOM), 2014d, Communication from the Commission to the European Parliament and the Council on the short term resilience of the European gas system. Preparedness for a possible disruption of supplies from the East during the fall and winter of 2014/2015, Nr. 654 final,
http://ec.europa.eu/energy/stress_tests_en.htm [22.10.2014]

EWI / GWS / Prognos, 2010, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, Basel/Köln/Osnabrück,
http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf [14.8.2014]

EWI / GWS / Prognos, 2014, Endbericht Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück,
http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/140716_Langfassung_583_Seiten_Energierferenzprognose_2014.pdf [11.8.2014].

Fraser Institute, 2014, Economic Freedom of the World 2014 Annual Report,
<http://www.freetheworld.com/release.html> [1.11.2014].

Frontier Formaet, 2014, Strommarkt in Deutschland –Gewährleistet das derzeitige Marktde-sign Versorgungssicherheit?, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BWMi),
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [11.8.2014]

Greenpeace, 2012, Energie [R]evolution. Sustainable World Energy Outlook. Deutsche Zusammenfassung.
<http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/20120604-Sustainable-World-Energy-Outlook-deutsche-Zusammenfassung.pdf> [1.12.2014].

Heritage Foundation, 2014, Index of Economic Freedom.
<http://www.heritage.org/index/explore> [1.11.2014]

Howarth, Robert, 2014, A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, in: Energy Science & Engineering, Bd. 2, Nr. 2, S. 47–60.

Howarth, Robert / **Santoro**, Renee / **Ingraffea**, Anthony, 2011, Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations – A letter, in: Climatic Change, Bd. 105, S. 679-690.

Internationale Energieagentur (IEA), 2008, Energy Policies of IEA Countries: Japan, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA), 2010, Energy Policies of IEA Countries: Italy, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA), 2012b, Energy Policies of IEA Countries: China, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA), 2012c, Energy Policies of IEA Countries: France, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA), 2012a, Oil and Gas Security, Emergency Response of IEA Countries, France,
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/France_Oil_Security_Chapter_2012.pdf [15.12.2014]

Internationale Energieagentur (IEA) 2014a, World Energy Outlook 2014, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA) 2014b, World Energy Outlook 2014, Deutsche Zusammenfassung, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA) 2014 c, Extended Energy Balances, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA) 2014 d, Extended Energy Statistics, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA) 2014e, IEA Country Projections, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014f, Coal Information, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014g, Natural Gas Information, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014h, Oil Information, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014i, World Energy Balances, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014j, World Energy Statistics, Kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online Services.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014k, Energy Policies of IEA Countries: European Union, Paris.

Internationale Energieagentur (IEA), 2014l, Energy Policies of IEA Countries: USA, Paris.

Lambertz, Johannes et al, 2012, Carbon Footprints fossiler Energieträger in der Stromerzeugung, in: Mining + Geo, Nr. 1, S. 62-65.

Nitsch, Joachim, 2014, Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbarer Energien, Stuttgart.

Reuter, Benjamin, 2014, Studie „Erdgas ist schädlicher als Kohle“, in: WiWo Green Online, <http://green.wiwo.de/studie-erdgas-ist-klimaschaedlicher-als-kohle-und-erdoel/> [8.01.2015].

Statistisches Bundesamt, 2014, Erzeugerpreisindizes, Download relevanter Preisdaten aus Genesis-Online Datenbank, Tabelle 61241.

The World Bank Group, 2014, Worldwide Governance Indicators. <http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.aspx#home> [1.11.2014]

Tolleson, Jeff, 2013, Methane leaks erode green credentials of natural gas in: Nature, Bd. 43, S. 12.

Transparency International, 2014, Corruption Perceptions Index 2014.
<http://www.transparency.org/cpi2014/results> [1.11.2014]

US Information Energy Information Administration (EIA), 2014, Country Analysis for China, Germany, France, Italy and Japan. <http://www.eia.gov/countries> [1.12.2014]

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), 2015, Rohstoffsituation der bayerischen Wirtschaft, München, im Erscheinen

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), 2014, Rohstoffe für die bayerische Industrie, München

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), 2012, Rohstoffversorgung langfristig sichern, München

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), 2011, Rohstoffe Bayern – keine Zukunft ohne Rohstoffe, München

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), 2009, Keine Zukunft ohne Rohstoffe, München

Weltbank, 2014, GEM Commodities, Download relevanter Preisdaten aus Datenbank.
<http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>. [9.11.2014]

World Coal Association, 2011, Coal in Columbia,
http://www.worldcoal.com/coal/10022011/Coal_in_Colombia/ [4.1.2015]

9 Anhang

9.1 Tabellen

Tabelle 9-1: Braunkohle¹ – Ressourcen, Reserven und Förderung in 2012

Angaben in Prozent und absolut in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2012

Rang	Förderung 2012		Reserven ²		Ressourcen ³	
	Land	Anteile	Land	Anteile	Land	Anteile
1	Deutschland	16,8	Russland	32,0	USA	32,8
2	China	13,1	Australien	15,6	Russland	30,5
3	Russland	7,0	Deutschland	14,3	China	7,4
4	Türkei	6,8	USA	10,8	Polen	5,3
5	USA	6,5	China	3,9	Vietnam	4,8
6	Australien	6,2	Indonesien	3,2	Australien	4,3
7	Polen	5,8	Serbien	2,5	Pakistan	4,2
8	Griechenland	5,6	Neuseeland	2,4	Mongolei	2,9
9	Indonesien	5,4	Brasilien	1,8	Kanada	2,8
10	Indien	4,2	Indien	1,7	Indien	0,9
11	Tschech. Republik	4,0	Polen	1,6	Deutschland	0,9
12	Serbien	3,4	Griechenland	1,0	Indonesien	0,7
13	Rumänien	3,1	Pakistan	1,0	Serbien	0,3
14	Bulgarien	2,8	Tschech. Republik	0,9	Brasilien	0,3
15	Thailand	1,7	Ungarn	0,9	Türkei	0,3
16	Kanada	0,9	Ukraine	0,8	Rumänien	0,2
17	Ungarn	0,8	Bosnien & Herzegowina	0,8	Kosovo	0,2
18	Kosovo	0,7	Kanada	0,8	Argentinien	0,2
19	Kasachstan	0,7	Bulgarien	0,8	Tschech. Republik	0,2
20	Mongolei	0,7	Türkei	0,7	Ukraine	0,1
	Sonst. Länder [14]	3,8	Sonst. Länder [22]	2,5	Sonst. Länder [32]	0,6
	Welt	100	Welt	100	Welt	100
	Welt absolut in Mt	1.106	Welt absolut in Mt	283.134	Welt absolut in Mt	4.164.736

¹Weichbraunkohle: Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg; ²nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ³nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

Tabelle 9-2: Steinkohle¹ – Ressourcen, Reserven und Förderung in 2012

Angaben in Prozent und absolut in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2012

Rang	Förderung 2012		Reserven ²		Ressourcen ³	
	Land	Anteile	Land	Anteile	Land	Anteile
1	China	51,3	USA	29,2	USA	37,7
2	USA	12,4	China	23,5	China	29,2
3	Indien	8,2	Indien	10,5	Russland	15,3
4	Indonesien	5,6	Russland	9,1	Australien	8,9
5	Australien	5,5	Australien	7,9	Ver. Königreich	1,1
6	Russland	4,0	Südafrika	4,4	Kanada	1,1
7	Südafrika	3,8	Ukraine	4,2	Indien	1,0
8	Kasachstan	1,7	Kasachstan	3,3	Polen	0,9
9	Kolumbien	1,3	Polen	2,0	Kasachstan	0,7
10	Ukraine	1,3	Indonesien	1,8	Indonesien	0,5
11	Polen	1,2	Kolumbien	0,6	Deutschland	0,5
12	Kanada	0,8	Kanada	0,6	Ukraine	0,3
13	Vietnam	0,6	Vietnam	0,4	Iran	0,2
14	Korea, DVR	0,5	Brasilien	0,2	Mongolei	0,2
15	Mongolei	0,3	Usbekistan	0,2	Kirgisistan	0,2
16	Ver. Königreich	0,2	Iran	0,2	Simbabwe	0,1
17	Mexiko	0,2	Chile	0,2	Mosambik	0,1
18	Deutschland	0,2	Mongolei	0,2	Botsuana	0,1
19	Tschech. Rep.	0,2	Mexiko	0,2	Tschech. Rep.	0,1
20	Philippinen	0,1	Tschech. Republik	0,1	Japan	0,1
56			Deutschland	< 0,05		
	Sonst. Länder [39]	0,7	Sonst. Länder [50]	1,5	Sonst. Länder [56]	1,5
	Welt	100	Welt	100	Welt	100
	Welt absolut in Mt	6.835	Welt absolut in Mt	768.999	Welt absolut in Mt	17.143.481

¹ Hartkohle: Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei);

²nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ³nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

Tabelle 9-3: Erdgas – Reserven, Ressourcen und Förderung in 2012

 Angaben in Mrd. m³ (Milliarden Kubikmeter), 2012

Rang	Förderung 2012		Reserven ²		Ressourcen ³	
	Land	Anteile	Land	Anteile	Land	Anteile
1	USA	20,1	Russland	23,4	Russland	22,6
2	Russland	18,0	Iran	17,1	China	11,0
3	Iran	4,7	Katar	12,8	USA	8,6
4	Katar	4,6	Turkmenistan	5,1	Kanada	5,7
5	Kanada	4,6	USA	4,3	Australien	5,2
6	Norwegen	3,4	Saudi-Arabien	4,2	Algerien	4,2
7	China	3,3	Ver. Arabi- sche Emirate	3,1	Saudi-Arabien	3,9
8	Saudi- Arabien	2,8	Venezuela	2,8	Argentinien	3,8
9	Algerien	2,4	Nigeria	2,6	Brasilien	2,9
10	Niederlande	2,4	Algerien	2,3	Mexiko	2,8
11	Indonesien	2,3	Australien	1,9	Turkmenistan	2,4
12	Turkmenistan	1,9	Irak	1,8	Südafrika	2,0
13	Malaysia	1,9	China	1,6	Iran	1,7
14	Ägypten	1,8	Indonesien	1,5	Ägypten	1,7
15	Usbekistan	1,7	Malaysia	1,2	Indonesien	1,7
16	V. Arab. Emi- rate	1,5	Ägypten	1,1	Venezuela	1,1
17	Australien	1,4	Norwegen	1,1	Indien	1,0
18	Mexiko	1,4	Kasachstan	1,0	Ukraine	0,9
19	Trinidad und Tobago	1,2	Kanada	1,0	Mosambik	0,8
20	Indien	1,2	Kuwait	0,9	Madagaskar	0,7
	Deutschland (Rang 39)	0,4	Deutschland (Rang 51)	0,1	Deutschland (Rang 37)	0,3
	Sonst. Länder [69]	17,0	sonstige Län- der [83]	9,1	sonstige Län- der [122]	14,8
	Welt	100	Welt	100	Welt	100,0
	Welt absolut	3.389	Welt absolut	196.173	Welt absolut	628.846

¹nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ²nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

Tabelle 9-4: Erdöl – Reserven, Ressourcen und Förderung in 2012

Angabe in Prozent in Mio. t (1 Mio. t Rohöleinheit= 41,869 PJ), 2012

Rang	Förderung 2012		Reserven ²		Ressourcen ³	
	Land	Anteile	Land	Anteile	Land	Anteile
1	Saudi-Arabien	13,2	Saudi-Arabien	16,7	Venezuela	19,7
2	Russland	12,5	Kanada	12,6	Kanada	16,5
3	USA	10,4	Venezuela	12,3	Russland	10,5
4	China	5,0	Iran	9,9	USA	7,4
5	Iran	4,5	Irak	8,8	China	6,3
6	Kanada	4,3	Kuwait	6,4	Brasilien	4,1
7	V. Arab. Emirate	3,7	V. Arab. Emirate	6,1	Saudi-Arabien	3,6
8	Kuwait	3,7	Russland	5,5	Kasachstan	3,2
9	Venezuela	3,7	Libyen	3,0	Iran	2,2
10	Irak	3,6	Nigeria	2,3	Irak	1,8
11	Mexiko	3,1	USA	2,2	Angola	1,6
12	Nigeria	3,0	Kasachstan	1,9	Nigeria	1,5
13	Brasilien	2,6	Katar	1,6	Libyen	1,4
14	Norwegen	2,1	China	1,1	Mexiko	1,4
15	Angola	2,1	Brasilien	0,9	Argentinien	1,3
16	Katar	2,0	Angola	0,8	Indonesien	1,1
17	Kasachstan	1,9	Algerien	0,8	Grönland	1,1
18	Algerien	1,8	Mexiko	0,7	Australien	1,1
19	Libyen	1,8	Ecuador	0,5	Algerien	0,7
20	Kolumbien	1,1	Aserbaid-schan	0,4	Ägypten	0,7
	Deutschland (Rang 56)	0,1	Deutschland (Rang 59)	0,0	Deutschland (Rang 94)	0,0
	sonstige Länder [81]	13,8	sonstige Länder [83]	5,3	sonstige Länder [117]	12,9
	Welt	100,0	Welt	100,0	Welt	100,0
	Welt absolut	4.137	Welt absolut	216.551	Welt absolut	331.444

¹nachgewiesene mit heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen; ²nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige gewinnbare Energierohstoffmengen.

Quelle: BGR, 2013, eigene Berechnungen

Tabelle 9-5: Top-10 Bezugsländer für Steinkohle im Vergleich 2012

Angaben in Prozent der Steinkohleimporte eines Landes

Deutschland		Frankreich		Italien	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
USA	21,2	USA	25,7	USA	32,1
Russland	20,4	Australien	21,4	Indonesien	15,7
Kolumbien	17,4	Kolumbien	19,8	Russland	12,8
Australien	8,9	Russland	15,9	Südafrika	12,6
Polen	7,1	Südafrika	11,7	Kolumbien	11,5
Südafrika	4,3	Polen	1,5	Australien	6,1
Kanada	3,1	Ukraine	0,9	Spanien	4,3
Niederlande	0,2	Venezuela	0,6	Kanada	3,3
Frankreich	0,1	Deutschland	0,5	Venezuela	0,6
Belgien	0,1	Niederlande	0,5	Ukraine	0,3
Andere Länder	17,2	Andere Länder	1,4	Andere Länder	0,7
Japan		USA		China	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Australien	64,1	Kolumbien	79,6	Indonesien	29,5
Indonesien	18,9	Kanada	11,3	Australien	24,3
Russland	7,2	Venezuela	3,3	Russland	9,4
Kanada	4,4	Indonesien	2,7	Mongolei	9,3
USA	2,7	Ukraine	2,1	Südafrika	6,0
China	1,4	China	0,7	Nordkorea	5,0
Vietnam	0,6	Russland	0,2	USA	4,4
Südafrika	0,3			Kanada	3,3
Kolumbien	0,1			Kolumbien	1,3
Mozambik	0,1			Neuseeland	0,3
Andere Länder	0,2	Andere Länder	0,0	Andere Länder	7,2

*Für China liegt keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von IEA-Daten und Comtrade-Daten wurde hier von der IW Consult eine Annäherung vorgenommen.

Quelle: IEA Coal Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

Tabelle 9-6: Top-10 Bezugsländer für Erdgas im Vergleich 2012

Angaben in Prozent der Erdgasimporte eines Landes

Deutschland		Frankreich		Italien	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Russland	36,9	Norwegen	39,3	Algerien	32,4
Niederlande	29,4	Niederlande	15,1	Russland	26,7
Norwegen	27,7	Russland	13,6	Libyen	9,6
		Algerien	8,8	Katar	8,7
		Nigeria	7,9	Deutschland	4,3
		Deutschland	4,6	Norwegen	4,2
		Belgien	4,2	Niederlande	3,6
		Katar	4,0	Österreich	3,5
		Ägypten	1,7	Usbekistan	0,8
		Trinidad und Tobago	0,5	Ver. Königreich	0,5
Andere Länder	6,0	Andere Länder	0,3	Andere Länder	5,7
Japan		USA		China	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Australien	19,6	Kanada	94,2	Turkmenistan	53,3
Katar	17,6	Trinidad und Tobago	3,7	Katar	16,5
Malaysia	16,4	Katar	1,2	Australien	12,1
Russland	9,6	Jemen	0,7	Indonesien	7,9
Brunei Darus-salam	6,8	Norwegen	0,2	Malaysia	6,4
Indonesien	6,6	Ägypten	0,1	Jemen	1,3
Ver. Arabische Emirate	6,4	Mexiko	0,0	Nigeria	1,0
Nigeria	5,2			Ägypten	1,0
Oman	4,4			Trinidad und Tobago	0,6
Äquat. Guinea	3,3				
Andere Länder	4,0	Andere Länder	0,0	Andere Länder	0,0

Quelle: IEA Gas Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

Tabelle 9-7: Top-10 Bezugsländer für Erdöl im Vergleich 2012

Angaben in Prozent der Erdölimporte eines Landes

Deutschland		Frankreich		Italien	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Russland	37,1	Russland	14,3	Libyen	20,8
Ver. Königreich	14,2	Saudi-Arabien	13,9	Aserbaidshan	15,8
Norwegen	10,0	Kasachstan	12,7	Saudi-Arabien	14,3
Libyen	9,2	Libyen	11,3	Russland	13,5
Nigeria	7,1	Norwegen	8,4	Irak	8,6
Kasachstan	5,8	Nigeria	6,4	Kasachstan	5,3
Saudi-Arabien	2,5	Äquatorial Guinea	5,8	Iran	4,7
Algerien	2,5	Aserbaidshan	5,1	Nigeria	3,5
Aserbaidshan	2,3	Algerien	5,1	Tunesien	2,5
Ägypten	1,4	Irak	3,3	Ägypten	2,2
Andere Länder	7,8	Andere Länder	13,9	Andere Länder	8,8
Japan		USA		China	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Saudi-Arabien	33,3	Kanada	28,4	Saudi-Arabien	20,2
Ver. Arabische Emirate	23,4	Saudi-Arabien	16,0	Angola	15,1
Kuwait	8,9	Mexiko	11,4	Russland	9,1
Katar	7,2	Venezuela	10,7	Iran	8,2
Russland	5,6	Irak	5,6	Oman	7,3
Iran	4,3	Nigeria	4,8	Irak	5,9
Indonesien	3,7	Kolumbien	4,7	Venezuela	5,7
Oman	2,9	Kuwait	3,6	Kasachstan	4,0
Irak	2,2	Angola	2,6	Kuwait	3,9
Vietnam	2,1	Brasilien	2,2	Ver. Arabische Emirate	3,3
Andere Länder	6,3	Andere Länder	10,1	Andere Länder	17,2

Quelle: IEA Oil Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

Tabelle 9-8: Top-10 Bezugsländer für Erdölprodukte im Vergleich 2012

Angaben in Prozent der Erdölproduktimporte eines Landes

Deutschland		Frankreich		Italien	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Niederlande	52,8	Russland	15,8	USA	26,5
Belgien	16,6	USA	14,8	Libyen	10,1
Russland	8,3	Niederlande	11,1	Algerien	9,8
USA	3,8	Ver. Königreich	9,1	Spanien	6,8
Estland	3,0	Spanien	6,9	Ägypten	6,7
Ver. Königreich	2,9	Belgien	6,6	Russland	5,4
Österreich	1,2	Italien	4,2	Frankreich	5,0
Frankreich	1,1	Indien	3,4	Indien	3,6
Schweden	0,8	Ver. Arabische Emirate	2,8	Belgien	2,9
Dänemark	0,8	Deutschland	2,6	Griechenland	2,3
Andere Länder	8,6	Andere Länder	22,8	Andere Länder	20,8
Japan		USA		China	
Bezugsland	in %	Bezugsland	in %	Bezugsland	in %
Südkorea	16,9	Kanada	30,1	Südkorea	22,6
Katar	11,9	Ver. Königreich	8,3	Russland	15,0
USA	10,7	Niederlande	6,1	Singapur	12,5
Ver. Arabische Emirate	10,3	Südkorea	4,2	USA	11,4
Malaysia	9,6	Algerien	4,1	Venezuela	8,5
Kuwait	8,0	Mexiko	3,8	Malaysia	7,6
Saudi-Arabien	7,8	Russland	3,8	Indonesien	4,4
Indien	5,9	Venezuela	3,4	Japan	3,8
Australien	3,3	Brasilien	3,4	Niederlande	2,9
Russland	2,0	Spanien	2,8	Thailand	2,0
Andere Länder	13,5	Andere Länder	29,9	Andere Länder	9,5

Quelle: IEA Oil Information, 2014, Berechnungen des IW Köln

9.2 Methodischer Anhang

Aufbau des Index zum Investorenrisiko

Für jedes Land wird ein Wert auf einer Skala von 1 (ganz sicher) bis 6 (sehr unsicher) ausgewiesen. Diese Schulnoten werden anhand einer Betrachtung und Zusammenfassung von auf Experteneinschätzungen beruhenden und unterschiedlichen internationalen Einrichtungen veröffentlichten Indikatoren ermittelt. Die für dieses Gutachten ermittelten länderspezifischen Investorenrisiken basieren auf folgenden Indizes:

- Index of economic freedom der Heritage foundation (<http://www.heritage.org/index/>)
Die Heritage Foundation ist ein US-amerikanischer Think-Tank. Sie veröffentlicht jährlich den „Index of economic freedom“, der auf zehn quantitativen und qualitativen Faktoren basiert.
- Index of Economic Freedom of the World des Fraser Instituts (<http://www.freetheworld.com/>)
Der Index misst, inwieweit die politischen Maßnahmen und Institutionen der jeweiligen Länder wirtschaftliche Freiheit fördern bzw. einschränken. Auch dieser Index setzt sich aus unterschiedlichen qualitativen und quantitativen Faktoren zusammen.
- Worldwide Governance Index (WGI)
Dieser Index wird alle zwei Jahre von der Weltbank veröffentlicht. (<http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.aspx#home>)
Wie die vorherigen Indizes besteht der WGI aus Einzelfaktoren, anhand derer die politische und wirtschaftliche Situation der Länder entweder im aggregierten Zustand oder in Bezug auf die jeweiligen Einzelfaktoren dargestellt werden kann.
- Corruption Perception Index (CPI)
Der CPI wird jährlich von Transparency International ermittelt und für die Öffentlichkeit bereitgestellt. (<http://www.transparency.de/Tabellarisches-Ranking.2400.0.html>). Anders als die bereits angeführten Indizes basiert dieser Index nicht auf Einzelfaktoren, sondern gibt alleine das Korruptionsniveau der verschiedenen Länder wieder.

Da die oben genannten Indizes (ausgenommen des CPIs) unterschiedliche Teilrisiken abbilden, wurden zur Ermittlung des Investorenrisikos aus den jeweiligen Indizes nur spezifische Aspekte, d. h. einzelne Faktoren berücksichtigt. Diese wurden nach eigenem Ermessen gemäß ihrer Relevanz für das Investorenrisiko ausgewählt.

Aus dem Index of economic freedom der Heritage foundation wurden folgende Teilaspekte berücksichtigt:

- Business Freedom
Als quantitatives Maß gibt die unternehmerische Freiheit wieder, wie stark Geschäftsprozesse in einem Land reguliert werden bzw. inwieweit Geschäftstätigkeiten einem regulativen Prozess unterliegen. Gemessen wird die unternehmerische Freiheit auf einer Skala von 0 bis 100, wobei 100 für die höchste unternehmerische Freiheit in einem Land steht.

- Monetary Freedom
Dieser für die Ermittlung des Investorenrisikos relevante Aspekt spiegelt die Geldwertstabilität sowie das Ausmaß der Preiskontrollen eines Landes wider. Je höher der Wert auf einer Skala von 0 bis 100 ist, desto stabiler ist der Geldwert eines Landes und desto weniger Preiskontrollen bestehen in einem Land. Dies stellt wiederum eine Sicherheit für Investoren dar.
- Investment Freedom
Als dritter Teilaspekt aus dem Index of economic freedom der Heritage foundation wird der Faktor berücksichtigt, der aussagt, inwieweit Investitionskapital ungehemmt fließen kann. Kann das Kapital nur unter strengen Restriktionen fließen, wirkt sich dies negativ auf die Investitionsneigung bzw. die Bedingungen für Investoren aus. Auch hier gilt: je höher der Wert, desto besser die Beurteilung.

Der Index of Economic Freedom of the World des Fraser Instituts beinhaltet drei Teilaspekte, die zur Abbildung des Investorenrisikos von Relevanz sind:

- Access to Sound Money
Wie der aus dem Index of economic freedom der Heritage foundation herangezogene Teilaspekt „Monetary Freedom“ drückt dieser Faktor die Geldwertstabilität und das Ausmaß der Preiskontrollen innerhalb eines Landes aus. Je niedriger der Wert, desto unsicherer ist die wirtschaftliche Situation für Investoren.
- Freedom to trade internationally
Handelshemmnisse, wie zum Beispiel Zölle oder Handelsrestriktionen, verhindern bzw. erschweren ausländische Investitionen. Können Waren, Kapital oder Humankapital zwischen den Wirtschaftsräumen weitestgehend frei fließen, wirkt sich dies positiv auf den internationalen Handel und auf die Investitionsneigung aus. Auch hier gilt wieder: Je höher der Wert auf der Skala von 0 bis 100, desto mehr internationale Handelsfreiheit besteht im jeweiligen Land.
- Regulation
Regulierungen stellen eine spezielle Art von Handelshemmnissen dar; sie erschweren den Markteintritt und wirken sich negativ auf die wirtschaftliche Freiheit aus. Dieser Teilaspekt zielt auf Regulierungen verschiedener Art auf dem Kredit-, dem Güter- sowie dem Arbeitsmarkt ab. Auch hier gilt wieder, dass Ländern mit einem hohen Maß an Regulierungen und Restriktionen ein geringer Wert auf einer Skala von 0 bis 100 zugewiesen wird. Je niedriger der Wert, desto negativer wirkt sich dieser Teilaspekt auf das Investorenrisiko aus.

Zuletzt fließen noch zwei Faktoren aus den Worldwide Governance Indicators in die Ermittlung des Investorenrisikos ein:

- Regulatory Quality
Dieser Aspekt gibt Aufschluss darüber, inwieweit es einer Regierung gelingt politische Maßnahmen im Land zu implementieren, die den Privatsektor stärken und ausländische Investitionen fördern. Dabei wird den Ländern ein Wert zwischen -2,5 (schwache Maßnahmen) bis 2,5 (zielführende Maßnahmen) zugeordnet.

- Control of corruption

Der Wert dieses Teilaspekts spiegelt die Korruptionsrate der spezifischen Länder wider. Dabei wird ein Land mit einem Wert von -2,5 als sehr korrupt und ein Land mit einem ihm zugeordneten Wert von 2,5 als nicht korrupt eingeschätzt. Dieser Teilaspekt ist deshalb zur Ableitung des Investorenrisikos relevant, da Investoren durch ein hohes Maß an Korruption in einem Land häufig abgeschreckt werden und Korruption Investitionen hemmt.

Da die jeweiligen Teilaspekte auf unterschiedlichen Skalen beruhen, wurde das Investorenrisiko in mehreren Schritten ermittelt.

Im ersten Schritt wurden die länderspezifischen Mittelwerte aus den drei Faktoren „business freedom“, „monetary freedom“ und „investment freedom“, die auf einer einheitlichen Skala basieren, gebildet. Die Werte wurden anschließend geordnet und den Schulnoten 1 (sehr gut) bis 6 (sehr schlecht) zugeordnet.

Ebenso wurde der Mittelwert über die Teilaspekte „access to sound money“, „freedom to trade internationally“ und „regulation“ gebildet. Auch diese Werte wurden anschließend geordnet und den Schulnoten 1 (sehr gut) bis 6 (sehr schlecht) zugeordnet.

Obwohl die Aspekte „regulatory quality“ und „control of corruption“ auf einer einheitlichen Skala basieren, wurden diese Werte nicht zusammengefasst, sondern zunächst in Einzelschritten auf die Schulnotenskala umskaliert. Erst im Anschluss daran wurde der Mittelwert über beide Noten gebildet und den jeweiligen Ländern als Gesamtnote zugewiesen. Gleichermaßen wurde bezüglich des Corruption Perception Index von Transparency international vorgegangen. Auch diese Skala wurde auf die Schulnotenskala übertragen.

Im letzten Schritt wurde aus dem Mittelwert aller gebildeten Schulnoten der Teilaspekte bzw. zusammengefasster Aspekte der endgültige Investorenrisikowert ermittelt. Dabei gilt: ein Land mit der Note 1 bietet Investoren sehr gute Sicherheiten, in Ländern mit der Schulnote 6 besteht ein sehr großes Investitionsrisiko.

Aufbau des Index zum Konfliktrisiko

Der Konfliktrisikowert gibt Aufschluss über die politischen Risiken der jeweiligen Länder. Ebenso wie im Falle des Investorenrisikos wird das politische Risiko bzw. Konfliktrisiko auf einer Schulnotenskala von 1 bis 6 abgebildet, wobei Länder mit der Note 6 ein hohes Konfliktrisiko aufweisen und Länder mit der Note 1 durch politische Stabilität und Sicherheit gekennzeichnet sind.

Gleich der Ermittlung des Investorenrisikos setzt sich das Konfliktrisiko aus internationalen Indizes, die den Aspekt der politischen Risiken beinhalten, zusammen:

- AON Political Risk Map

Jährlich erstellt AON, ein US-amerikanisches Unternehmen aus der Risikomanagementbranche, in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen Roubini Global Economics und der Risk Advisory Group eine interaktive Weltkarte, in der für insgesamt 163 Länder und Regionen das politische Risiko abgebildet ist. <http://www.riskmap.aon.co.uk/>
Experten bewerten das gesamtpolitische Risiko für die einzelnen Länder, indem sie un-

terschiedliche Aspekte, wie zum Beispiel das in den jeweiligen Ländern vorherrschende Maß an politischer Gewalt, illegale Handlungen von Seiten der Politik oder die Kooperationsbereitschaft der Länder beurteilen.

- Worldwide Governance Index (WGI)

Wie bereits weiter oben beschrieben, besteht der WGI aus Einzelfaktoren, anhand derer die politische und wirtschaftliche Situation der Länder entweder im aggregierten Zustand oder in Bezug auf die jeweiligen Einzelfaktoren dargestellt werden kann. Für die Abbildung des Konfliktrisikos ist der Teilaspekt „political stability“ von Relevanz, der die politische Stabilität der Länder widerspiegelt.

Wie im Falle des Investorenrisikos wurde bei der Ermittlung des Konfliktrisikos in mehreren Schritten vorgegangen. Zunächst wurde den einzelnen Ländern gemäß der auf der AON Karte für politisches Risiko ablesbare Einschätzung bezüglich des politischen Risikos eine Note von 1 bis 6 zugewiesen. Des Weiteren wurde die Skala, die dem Teilaspekt der politischen Stabilität des WGI zugrunde liegt, auf die Schulnotenskala übertragen, wodurch jedem Land eine Note von 1 bis 6 zugeordnet werden konnte. Der Mittelwert aus beiden ermittelten Schulnoten stellt das Konfliktrisiko dar, wobei Länder mit der Note 1 durch politische Stabilität und kein Konfliktrisiko, dagegen Länder mit der Note 6 durch politische Instabilität und hohes Konfliktrisiko gekennzeichnet sind.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Globaler Primärenergieverbrauch von nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.....	16
Tabelle 2-2: Stromerzeugungsmix 2012 und 2040	19
Tabelle 2-3: Braunkohle ¹ - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite	22
Tabelle 2-4: Steinkohle ¹ - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite.....	23
Tabelle 2-5: Erdgas - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite	25
Tabelle 2-6: Erdöl - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite	26
Tabelle 2-7: Produktionstrends bei nicht-konventionellen Energierohstoffen bis 2040.....	28
Tabelle 2-8: Produktionsregionen der Zukunft	29
Tabelle 3-1: Primärenergieverbrauch 2002, 2012 im Ländervergleich	36
Tabelle 3-2: Erwarteter Primärenergiemix bis 2040 im Ländervergleich	38
Tabelle 3-3: Trendszenario 2040 deutscher Primärenergieverbrauch.....	39
Tabelle 3-4: Stromerzeugung nach Energieträgern 2002 und 2012 im Ländervergleich	41
Tabelle 3-5: Erwarteter Strommix bis 2040 im Ländervergleich	42
Tabelle 3-6: Trendszenario 2040 für die deutsche Bruttostromerzeugung	43
Tabelle 3-7: Kommerzielle Wärmeerzeugung 2002 und 2012 im Ländervergleich.....	45
Tabelle 3-8: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 2002 und 2012 im Ländervergleich.....	47
Tabelle 3-9: Erwarteter Verkehrsmix bis 2040 im Ländervergleich	48
Tabelle 3-10: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Kohle 2012.....	51
Tabelle 3-11: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdgas 2012	53
Tabelle 3-12: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdöl 2012	56
Tabelle 4-1: Datenquellen	60
Tabelle 4-2: Notation	62
Tabelle 4-3: Gewichtung mit vier Risikokomponenten	68
Tabelle 4-4: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren Globale Komponente.....	70
Tabelle 4-5: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Deutschland	71
Tabelle 4-6: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Frankreich	73
Tabelle 4-7: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, USA.....	74
Tabelle 4-8: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Italien	75
Tabelle 4-9: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, Japan	76
Tabelle 4-10: Energierohstoffrisikoindex, Einzelindikatoren, China.....	77
Tabelle 4-11: Energierohstoffrisikoindex: Teilkomponente Uran	80
Tabelle 5-1: Energierohstoffrisikoindex: Deutschland	83
Tabelle 5-2: Energierohstoffrisikoindex: Frankreich	84
Tabelle 5-3: Energierohstoffrisikoindex: Frankreich mit Kernkraft	85
Tabelle 5-4: Energierohstoffrisikoindex: USA	86
Tabelle 5-5: Energierohstoffrisikoindex: Italien	87
Tabelle 5-6: Energierohstoffrisikoindex: Japan	88
Tabelle 5-7: Energierohstoffrisikoindex: China	89
Tabelle 6-1: Einsatz von Energieträgern für die Bruttostromerzeugung bis 2050.....	93
Tabelle 6-2: Gewichtung mit fünf Risikokomponenten	96
Tabelle 6-3: Energierohstoffrisikoindex mit Erneuerbare Energien (EE) und Uran, Einzelindikatoren, Deutschland.....	97
Tabelle 6-4: Stromerzeugungsszenarien: Energieverwendung und Rohstoffrisiko.....	98
Tabelle 6-5: Stromerzeugungsszenarien: Energierohstoffrisikoindex.....	99

Tabelle 9-1: Braunkohle ¹ – Ressourcen, Reserven und Förderung in 2012.....	110
Tabelle 9-2: Steinkohle ¹ – Ressourcen, Reserven und Förderung in 2012.....	111
Tabelle 9-3: Erdgas – Reserven, Ressourcen und Förderung in 2012.....	112
Tabelle 9-4: Erdöl – Reserven, Ressourcen und Förderung in 2012.....	113
Tabelle 9-5: Top-10 Bezugsländer für Steinkohle im Vergleich 2012.....	114
Tabelle 9-6: Top-10 Bezugsländer für Erdgas im Vergleich 2012.....	115
Tabelle 9-7: Top-10 Bezugsländer für Erdöl im Vergleich 2012.....	116
Tabelle 9-8: Top-10 Bezugsländer für Erdölprodukte im Vergleich 2012.....	117

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis 2040 nach Regionen.....	11
Abbildung 2-2: Primärenergieverbrauch nach Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren.....	12
Abbildung 2-3: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträger.....	14
Abbildung 2-4: Erwartete Nachfrage nach Energierohstoffen bis 2040.....	17
Abbildung 2-5: Energiemix bei Verkehr für ausgewählte Länder 2012 und 2040.....	20
Abbildung 3-1: Wärmeerzeugung in Deutschland in 2012.....	44
Abbildung 5-1: Energierohstoffrisiko im Ländervergleich.....	91