

Klaus Biß, Peter Markewitz und Ulf Birnbaum

Energieszenarien beschreiben mögliche Formen einer zukünftigen Energieversorgung unter Berücksichtigung komplexer und vielfältiger Interdependenzen des Energiesystems. Szenarienaussagen werden maßgeblich durch Rahmenbedingungen (Gesellschaft, Ökonomie, Technik) beeinflusst. Ziel dieses Kapitels ist es, die Treiber für die energiewirtschaftliche Entwicklung zu identifizieren, die in einer zukünftigen Welt am wahrscheinlichsten anzutreffen sind. Hierunter fallen beispielsweise die Entwicklung des Primärenergiebedarfs, Energieträgerpreisentwicklungen oder auch politische Zielsetzungen inklusive der dahinter stehenden Maßnahmen und Instrumente. Im Folgenden werden Studien betrachtet, welche die globale, europäische oder nationale Energiebedarfsentwicklung untersuchen, um maßgebliche, robuste Treiber zu identifizieren. Die Auswahlkriterien für die Studien sind dabei ihre Aktualität (nicht älter als 2011), die energiepolitische Relevanz sowie der betrachtete Zeithorizont (mind. bis 2035).

---

## 2.1 Globale Energiebedarfsentwicklung

Globale Energiebedarfsprojektionen werden von einer Reihe von Institutionen regelmäßig veröffentlicht. Dies sind beispielsweise die Mineralölkonzerne Royal Dutch Shell, British Petrol und ExxonMobil, die US Energy Information Administration (EIA) sowie die Internationale Energieagentur (IEA). Die dort generierten Szenarien basieren auf unterschiedlichen Annahmen zum Wirtschaftswachstum oder zu Zielsetzungen für den Klimaschutz. Während Mineralölkonzerne den zukünftigen Energiebedarf, die Verfügbarkeit und die Preise der Energieträger als Schwerpunkte thematisieren, untersuchen die IEA-Szenarien auch die Auswirkungen konkreter Klimaminderungsziele.

---

Klaus Biß ✉ · Peter Markewitz · Ulf Birnbaum  
Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Deutschland  
url: <http://www.fz-juelich.de>

Zur Vereinfachung werden die Szenarien daher in drei Gruppen eingeteilt, um eine grobe Vergleichbarkeit zu erreichen. Vor dem Hintergrund der Treibhausgasproblematik erscheint die Einteilung nach Klimaschutzzielen geeignet, um die facettenreichen Szenarien einzuordnen. Die Szenarien werden nach ihren Emissionsprojektionen so eingeordnet, dass diese voraussichtlich eine Klimaerwärmung von 6, 4 und 2 °C zur Folge haben<sup>1</sup> [1].

Das 6 °C-Szenario (6D-Szenario) stellt dabei das Business-as-usual-Szenario dar. In dieser Szenarioklasse wird in aller Regel eine Fortschreibung der derzeitigen energie- und klimapolitischen Ausrichtung angenommen, welche keine zusätzlichen Investitionen in den Klimaschutz von Seiten der Unternehmen erfordern. Die Treibhausgasemissionen steigen aufgrund einer steigenden weltweiten Energienachfrage, die hauptsächlich durch fossile Energieträger gedeckt wird, weiter an. Zusätzliche finanzielle Belastungen bei der Stromgestehung durch CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise werden nur auf niedrigem Niveau ein- oder weitergeführt. Die Risikobereitschaft, in innovative Technologien zur Reduzierung des Energiebedarfs zu investieren, ist gering.

Das 4 °C-Szenario (4D-Szenario) berücksichtigt bereits getroffene bzw. in der Umsetzung befindliche Instrumente, Verpflichtungen und Maßnahmen, die fortgeschrieben werden. Dies können z. B. konkrete Ausbaupfade für erneuerbare Energien oder Projekte wie Desertec sein. Der Ausstoß von CO<sub>2</sub> wird durch Förderung innovativerer Produktionstechniken, einem steigendem CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis und politischen Reglementierungen, beispielsweise bei der Gebäudesanierung, reduziert.

Das 2 °C-Szenario (2D-Szenario) ist ein normatives Szenario, in dem drastische CO<sub>2</sub>-Minderungsziele angenommen und Wege für das Erreichen dieser Ziele aufgezeigt werden. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt in der Atmosphäre von 450 ppm wird nicht überschritten, um den Temperaturanstieg der Erdatmosphäre auf voraussichtlich 2 °C zu begrenzen. Effizienzsteigernde Maßnahmen, der forcierte Einsatz erneuerbarer Energien sowie der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) sind Hauptelemente des erforderlichen Technikportfolios. Auch der Ausbau der Kernenergie stellt in dieser Szenariokategorie eine Option dar.

### **Übergeordnete Treiber**

Im Allgemeinen prägen die globale Wirtschaftsentwicklung und das globale Bevölkerungswachstum den Energiebedarf und die zu erwartenden Energiepreise, die ihrerseits eine wichtige Randbedingung für die europäische oder nationale Energieversorgung darstellen.

In den meisten Szenarien wird davon ausgegangen, dass das jährliche Wirtschaftswachstum in den asiatischen Ländern bis zum Jahr 2035 bei knapp unter 6 % liegen wird, während für Europa und die USA deutlich niedrigere Wachstumsraten von 1,7 und 2,4 % zugrunde gelegt werden [1]. Dieser Trend wird in abgeschwächter Form auch für das Bevölkerungswachstum gesehen.

---

<sup>1</sup> Einteilung nach WEO 2012, Seite 52, wobei der Temperaturanstieg von 5,3 und 3,6 °C aufgerundet wurde.

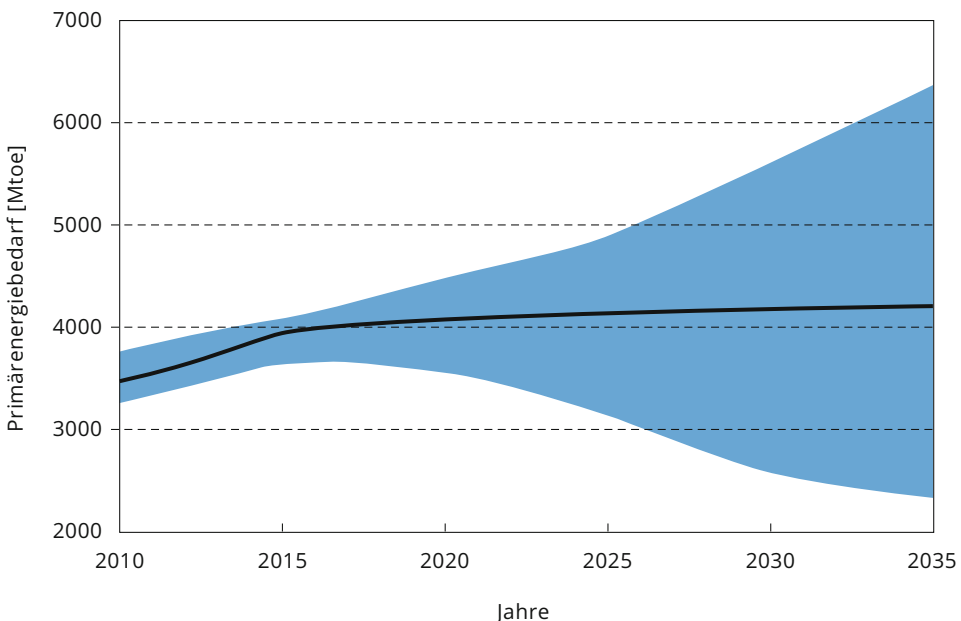
Mit Blick auf die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs sind die zunehmende Verstädterung und der leichtere Energiezugang, das zunehmende Mobilitätsbedürfnis sowie eine stark zunehmende Elektrifizierung weitere wichtige Treiber. Alle Aspekte tragen zu einem steigenden Energiebedarf bei.

### Primärenergiebedarf

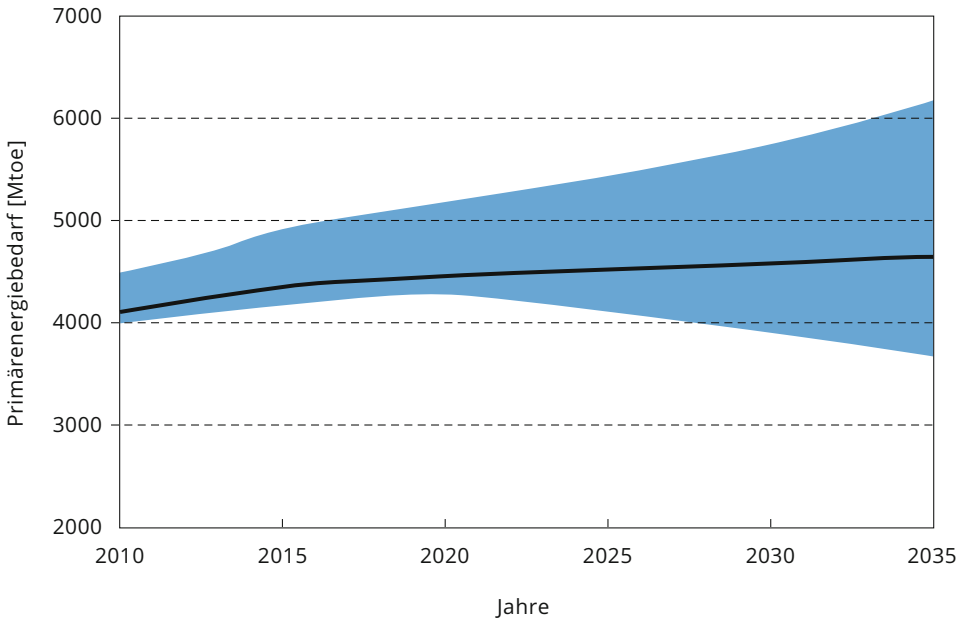
Mit Ausnahme der 2D-Szenarien wird in allen anderen Szenarien von einem Anstieg des Energiebedarfs ausgegangen. Der steigende Energiebedarf wird hauptsächlich mit fossilen Energieträgern gedeckt, was zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Die Entwicklung des Primärenergiebedarfs wird im Folgenden anhand des New Policy Szenario (NPS) der IEA [2], welches einem 4D-Szenario entspricht, diskutiert.

Während der Primärenergiebedarf in den westlichen Industrieländern im Wesentlichen stagniert, wächst er insbesondere in den asiatischen Ländern stark an. Nach Einschätzung der IEA [2] werden bis zum Jahr 2035 die jährlichen Wachstumsraten des Energiebedarfs Indiens und Chinas bei 3,0 und 1,6 % liegen. Auf beide Länder entfallen dann 33 % des weltweiten Primärenergiebedarfs.

Kohle ist in beiden Ländern der wichtigste Energieträger. Beinahe der vollständige weltweite Zuwachs des Kohlebedarfs ist auf diese Länder zurückzuführen. Weltweit wird die Bedeutung der Kohle insbesondere in heutigen Industrieländern hingegen sinken. Der



**Abb. 2.1** Entwicklung der Nachfrage nach Kohle für das New-Policy-Szenario im World Energy Outlook 2013 und mögliche Entwicklungen, die sich aus anderen Szenarien ergeben. ([2–6]; mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

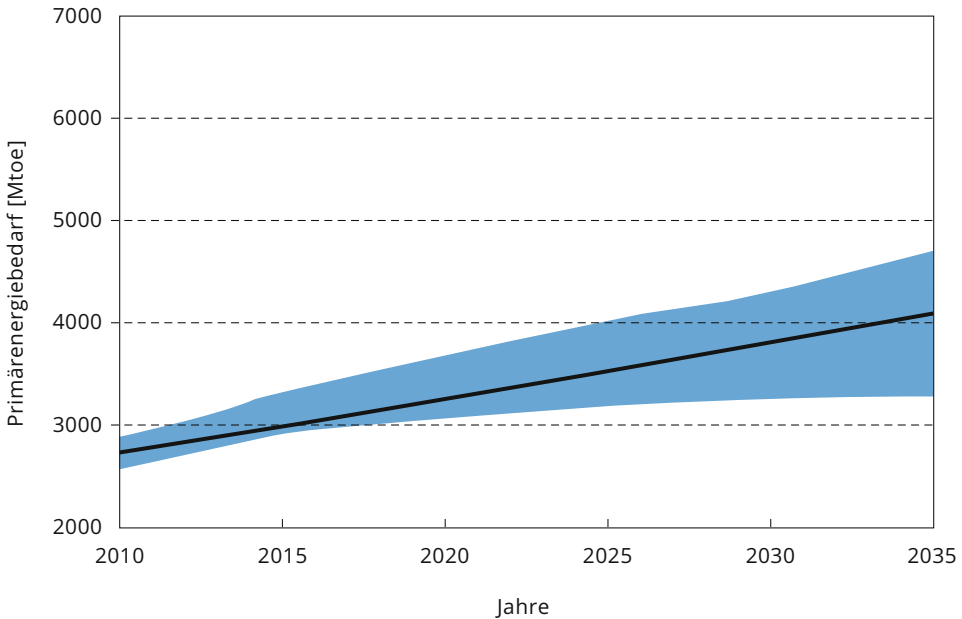


**Abb. 2.2** Entwicklung der Nachfrage nach Rohöl für das New-Policy-Szenario im World Energy Outlook 2013 und mögliche Entwicklungen, die sich aus anderen Szenarien ergeben. ([2–6]; mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

Anteil zur Deckung des weltweiten Primärenergiebedarfs fällt von derzeit 29 auf 25 % im Jahr 2035. Nach 2020 stagniert der Kohlebedarf bereits weltweit und ebenfalls in China (Abb. 2.1). In Szenarien, die eine starke Senkung von Treibhausgasen verfolgen, sinkt der Bedarf nach 2017 kontinuierlich. In Szenarien mit starkem Wirtschaftswachstum und schwächeren Auflagen zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung steigt der Bedarf um bis zu 50 % gegenüber dem Referenzszenario NPS an. Kohle ist in diesen Szenarien eine preiswerte und sicher verfügbare Ressource zur Deckung des Energiebedarfs.

Öl ist und bleibt weltweit der wichtigste Energieträger, auch wenn der Anteil von derzeit 31 auf 27 % im Jahr 2035 fällt. Ein wesentlicher Grund für den absoluten Anstieg liegt im Mobilitätsbereich. Allgemein wird davon ausgegangen, dass Öl auch zukünftig der zentrale Energieträger sein wird, um die Mobilitätsbedürfnisse zu decken, was vor allem mit einer steigenden Güterverkehrsleistung und den in diesem Bereich begrenzten Substitutionsmöglichkeiten begründet wird. Daher sinkt der Bedarf selbst für ambitionierte 2D-Szenarien erst ab 2020 (Abb. 2.2).

Die Gasnachfrage wächst neben den erneuerbaren Energien am stärksten. Im Jahr 2035 weist sie mit 24 % fast denselben Anteil am weltweiten Primärenergiebedarf wie Kohle auf. Für Erdgas sprechen die niedrigen Investitionen für den Kraftwerksbau und die großen Reserven sowie Ressourcen, die auch durch unkonventionelle Fördermethoden angewachsen sind (Stichwort *Unkonventionelles Gas*). Zudem ist dies eine Option zur



**Abb. 2.3** Entwicklung der Nachfrage nach Gas für das New-Policy-Szenario im World Energy Outlook 2013 und mögliche Entwicklungen, die sich aus anderen Szenarien ergeben. ([2–6]; mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

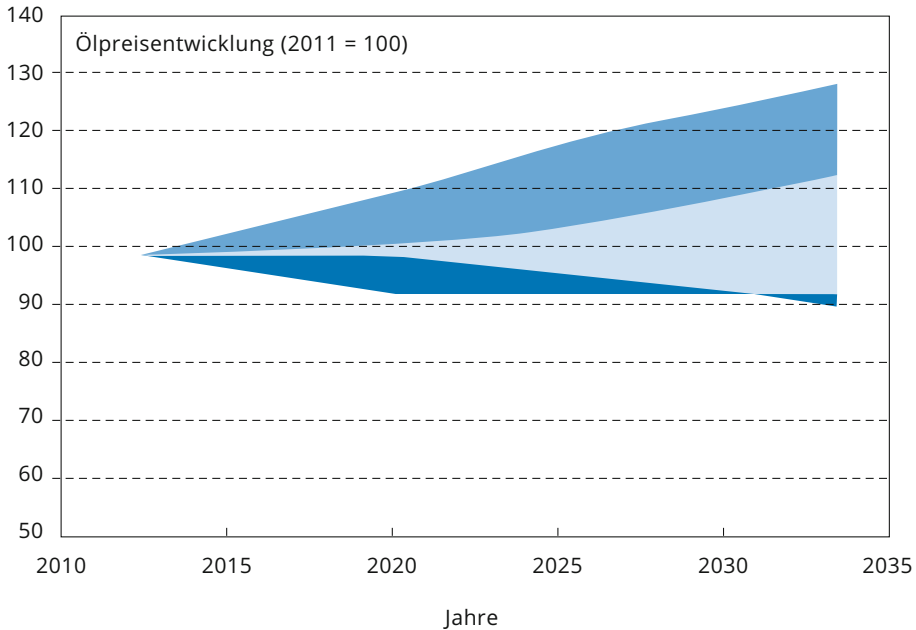
Kohlesubstitution, wenn strengere Klimaziele verfolgt werden. Daher steigt der Gasbedarf für alle Szenarien bis 2035 an (Abb. 2.3).

### Energiepreisentwicklungen

Die Prognose von Energieträgerpreisen ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da z. B. Unsicherheiten bei der Bedarfsentwicklung oder wirtschaftliche Interessen und politische Abhängigkeiten schwer zu prognostizieren sind. Als Beispiel seien an dieser Stelle die Preisbildung für Rohöl und die OPEC-Staaten genannt [7].

Die im Nachfolgenden diskutierten Preisentwicklungen basieren ausschließlich auf globalen Studien, da es beispielsweise bei europäischen Energieträgerpreisen durch Lieferbegrenzungen, Währungsunsicherheiten oder politische Einflüsse, die in Szenarien angenommen werden, zu deutlichen Abweichungen kommt. Aufgrund der transparenten Darstellung und der politischen Bedeutung werden im Nachfolgenden die Szenarien der IEA herangezogen [1, 2, 6]. Die Bandbreite der Preisentwicklungen erfolgt entsprechend der Szenarioeinteilung in die drei bereits beschriebenen Gruppen.

Die Preisentwicklung für Rohöl ist in Abb. 2.4 dargestellt. Als wichtigster Energieträger in 6D-Szenarien wird eine reale Preiszunahme von bis zu 34 % bis zum Jahr 2035 angenommen. Aufgrund der schlechten Substitutionsmöglichkeit im Mobilitätsbereich



**Abb. 2.4** Reale Preisentwicklung für Rohöl in den Szenarien 6D (*mittelblau*), 4D (*hellblau*) und 2D (*dunkelblau*). (Mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

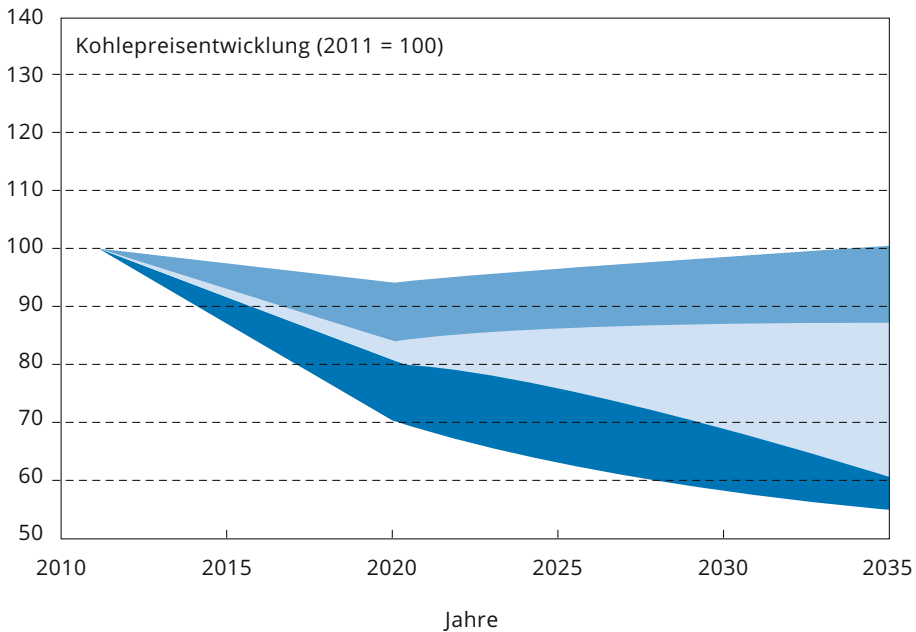
und staatlichen Preisinteressen sinkt der Ölpreis selbst in der preisgünstigsten Projektion nur um 10 %.

Gegenüber der Ölpreisentwicklung weicht die Kohlepreisprojektion deutlich ab (Abb. 2.5). Das Preisniveau von 2011 wird in den folgenden 20 Jahren nicht mehr überschritten. Weiterhin sorgt das derzeitige Überangebot für einen Preisverfall bis 2020. Erst ab diesem Zeitpunkt steigt der Steinkohlepreis wieder an. In 4D- und 2D-Szenarien ist ein ausgeprägter Preisverfall von bis zu 45 % festzustellen, da in diesen „Kohlestrom“ durch CO<sub>2</sub>-ärmere Energieträger substituiert wird. Hierdurch sinkt die Kohlenachfrage bei einer gleichbleibenden Ressourcensituation.

Erdgas wird im Wesentlichen zur Substitution von Kohle eingesetzt, wodurch auch in den 2D-Szenarien die Erdgasnachfrage ansteigt. Dies spiegelt sich in der Preisentwicklung wider (Abb. 2.6). Durch die noch unklaren Nutzungsmöglichkeiten der Ressourcen in China und Australien sowie dem japanischen Vorhaben der Methanhydratförderung ergeben sich weitere Preisunsicherheiten.

### Exkurs: Unkonventionelles Gas

Unter unkonventionellem Gas werden nach Definition der IEA „Tight gas“ (eingeschlossenes in undurchlässigen und nicht porösen Sand- und Kalksteinformationen Gas), „Shale

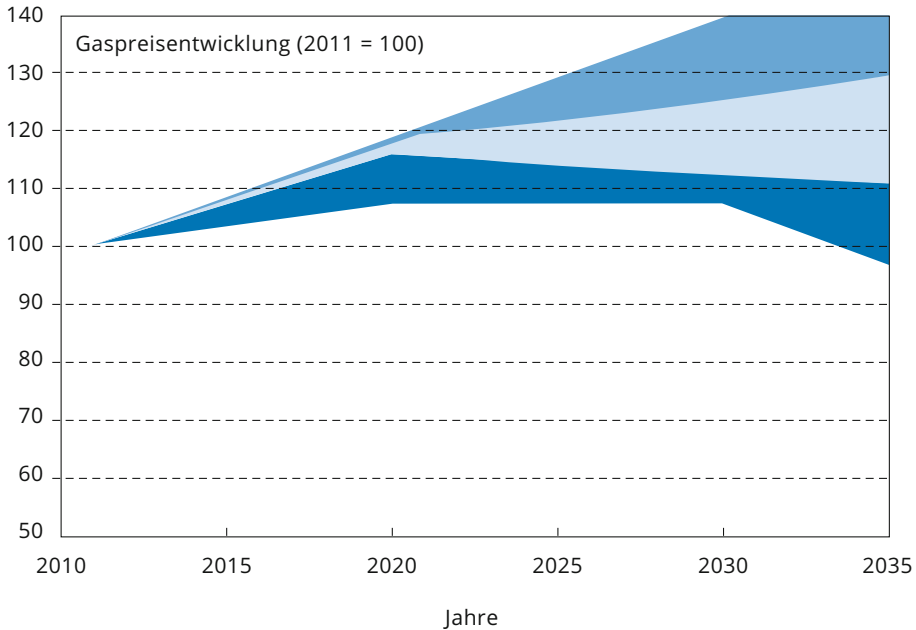


**Abb. 2.5** Reale Preisentwicklung für Steinkohle in den Szenarien 6D (*mittelblau*), 4D (*hellblau*) und 2D (*dunkelblau*). (Mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

gas“ (sogenanntes Schiefergas) sowie „Coal bed methane“-Gas (CBM) verstanden. Unkonventionelles Gas macht nach aktuellen Schätzungen mit 340 Billionen Kubikmeter ( $\text{bm}^3$ ) ca. 42 % der gesamten Gasressourcen aus [1]. Den größten Teil dieser Vorkommen bildet Schiefergas, welches mit dem hydraulischen Fracking-Verfahren gewonnen werden kann. Die gesamten technisch erschließbaren Ressourcen aus konventionellem und unkonventionellem Gas belaufen sich auf  $810 \text{bm}^3$  und reichen bei einem jährlichen Wachstum des globalen Bedarfes von 1,9 % für 90 Jahre. Die größten Lagerstätten für unkonventionelle Gasressourcen befinden sich in China, Australien, Kanada und den USA.

Methanhydrate finden in den Szenarien bislang noch keine konkrete Berücksichtigung, da die industrielle Förderung sowie die damit verbundenen Umweltrisiken ungewiss sind. Japan hat sich jedoch zum Ziel gesetzt, Methanhydrate ab Ende der 2020er-Jahre kommerziell zu nutzen, um die bestehende hohe Energieimportabhängigkeit zu reduzieren.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass der Gasbedarf in allen Ländern szenarienunabhängig steigen wird. Ein Großteil dieses Anstiegs wird durch die Förderung von unkonventionellem Gas gedeckt. Nach Ansicht der IEA wird die USA die Förderung von unkonventionellem Gas stark vorantreiben und in den nächsten Dekaden zu einem Netto-Exporteur für die asiatische und pazifische Region werden. Dies wird ein Sonderfall bleiben, der nicht als allgemeiner Trend interpretiert und auf andere Länder übertragen



**Abb. 2.6** Reale Preisentwicklung für Gas in den Szenarien 6D (mittelblau), 4D (hellblau) und 2D (dunkelblau). (Mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

werden kann. Für Europa wird angenommen, dass der Bedarf zum Großteil durch importiertes konventionelles Erdgas gedeckt wird. Allgemein wird davon ausgegangen, dass die sinkende Eigenförderung in Europa nicht durch die Förderung von unkonventionellem Gas kompensiert wird.

Aufgrund der stark steigenden weltweiten Nachfrage wird der Erdgaspreis trotz zunehmender Förderung von unkonventionellem Gas weiter steigen. Allerdings wird ein zunehmender LNG-Handel (LNG = Liquefied Natural Gas) erwartet, der in Europa neben der festen Ölpreisbindung und den langfristigen Lieferverträgen mit einer Mindestabnahmemenge (Take-or-Buy-Verträge) einen zunehmenden Handel am Spotmarkt ermöglicht.

Bei den Abschätzungen der unkonventionellen Gasressourcen, insbesondere bei Schiefergas, ist auf die noch große Unsicherheit der Vorkommen hinzuweisen. Jüngste Studien zu den technisch förderbaren Schiefergasvorkommen in den USA haben zu einer Reduzierung von 24 auf 13  $\text{bm}^3$  geführt [2]. Vorläufige Abschätzungen für Deutschland weisen 6,8 bis 22,6  $\text{bm}^3$  Gas-in-Place auf [8]. Bei einer konservativen Ausförderbarkeit von 10 % und der Verwendung des Median ergeben sich technisch gewinnbare Ressourcen von 1,3  $\text{bm}^3$ . Der jährliche Bedarf in Deutschland beträgt zum Vergleich gerundet 0,1  $\text{bm}^3$ .

Aufgrund der notwendigen Infrastruktur und des hohen Wasserbedarfs, der für die Förderung von Schiefergas mit Fracking erforderlich ist, ist derzeit unklar, inwieweit die in



China und Australien befindlichen Ressourcen mit ähnlichen geografischen Voraussetzungen wie in der Marcellus-Region in den USA erschlossen werden.

### **Technikentwicklung**

In 6D- und 4D-Szenarien werden keinerlei Techniken ausgeschlossen. Das heute vorhandene Technikportfolio wird insbesondere in den asiatischen Ländern, welche zukünftig den globalen Energieverbrauch dominieren, in der ganzen Breite genutzt. Das Spektrum reicht von der Verstromung fossiler Energieträger und erneuerbarer Energien bis hin zur Kernenergienutzung. Die Nutzung von CCS ist in den 2D-Szenarien eine notwendige Technologie, um die Klimagasemissionsreduzierungen erreichen zu können. Darüber hinaus spielen effizienzverbessernde Maßnahmen eine entscheidende Rolle.

### **Fazit der globalen Energieszenarien**

Ein globales Vorgehen zur Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Gehaltes auf 450 ppm in der Atmosphäre zeichnet sich derzeit nicht ab. Vor dem Hintergrund der Entwicklung des Energiebedarfs der letzten Dekaden ist anzunehmen, dass der Eintritt eines 6D- oder 4D-Szenarios am wahrscheinlichsten ist. Insbesondere in den asiatischen Ländern und anderen Schwellenländern werden der Zugang zu Energie und die Steigerung des Wohlstands die dominierenden Treiber sein. Sie werden die weltweite Energienachfrage mit ihren vielfältigen Auswirkungen prägen.

Der Anstieg des Primärenergiebedarfs wird in den 4D-Szenarien zu knapp 60 % durch fossile Energieträger gedeckt werden. Gas ist dabei der fossile Energieträger, der das stärkste Wachstum aufweist und im Jahr 2035 eine ähnliche Bedeutung wie Kohle erlangen wird. Die Bedeutung wird durch die steigenden Gasressourcen durch unkonventionelle Quellen geprägt. Es gilt jedoch zwischen den USA und dem Rest der Welt zu unterscheiden. Die geringe Bevölkerungsdichte und gute Infrastrukturgegebenheiten in den Gebieten mit unkonventionellen Gasquellen sind in den USA einer industriellen Nutzung förderlich. Die massive Förderung von unkonventionellem Gas und Öl in den USA ist daher bislang eine lokale und temporäre Ausnahme. Global gesehen und damit auch für den europäischen Raum, ist davon auszugehen, dass die Energieträgerpreise weiter steigen werden.

---

## **2.2 EU-27-Energieszenarien**

Von großer energiepolitischer Relevanz sind die Szenarien der Energy Roadmap 2050 [9], da sie von den EU-Entscheidungsträgern oftmals als Argumentationshilfe genutzt werden. Prominentes Beispiel ist das im Frühjahr 2013 veröffentlichte EU-Grünbuch [10], mit dem ein klimapolitischer Rahmen für das Jahr 2030 skizziert wird. Der World Energy Outlook 2012 [2] der Internationalen Energieagentur wird im Nachfolgenden herangezogen, um die Szenarien der EU-Roadmap besser einordnen zu können. Mit Fokus auf den Stromsektor bilden die Szenarien der European Network of Transmission Operators for

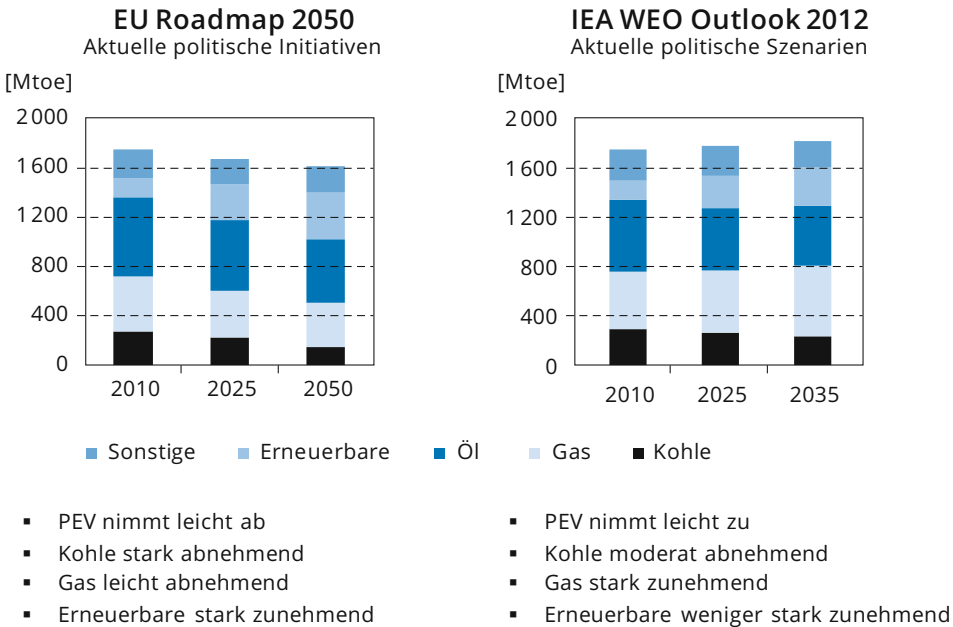
Electricity (ENTSO-E) [11, 12] eine Ausgangsbasis, um zum einen die länderspezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungspläne zu berücksichtigen, und zum anderen die wesentliche Grundlage für die europäische Netzentwicklung (Ten Years Plan Network, TYPN) [12] darzustellen. Für Deutschland spielt sie eine wichtige Rolle, da sie bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom für die Abbildung des EU-Umfeldes zugrunde gelegt wurde.

In der EU-Roadmap wird aufgrund des Anstieges der Klimagasemissionen der Klimagasreduktion höchste Priorität eingeräumt, um dem Anstieg entgegenzuwirken. Gleichwohl werden die Versorgungssicherheit (technisch/geostrategisch) sowie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie im Kontext des globalen Wettbewerbs als weitere wichtige Prioritäten genannt.

### **Einordnung der EU-Roadmap 2050**

Die Szenarien der EU-Roadmap und des World Energy Outlook gehen von ähnlichen Annahmen aus (Bevölkerungsentwicklung bis 2025 leicht steigend, BIP-Wachstum 1,5 bis 2 %/Jahr). Sie unterscheiden sich jedoch hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung in den Referenzentwicklungen bzw. der CO<sub>2</sub>-Reduktionszielvorgaben der Minderungsszenarien deutlich. Das Referenzszenario der Roadmap, das von der Einhaltung der Ziele bis 2020 (20-20-20) ausgeht, ist deutlich ambitionierter als das Referenzszenario „Current policies“ des World Energy Outlook. Die Abkürzung 20-20-20 steht für eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber 1990, für eine Energieeffizienzsteigerung von 20 % sowie für einen Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch von 20 %. In diesem Sinne ist es als 4D-Szenario einzustufen. Alle Minderungsszenarien gehen von einer CO<sub>2</sub>-Reduktion von über 80 % bis zum Jahr 2050 aus und sind als 2D-Szenario zu sehen. Dementsprechend fallen die Entwicklungen der beiden Referenzszenarien in Teilen unterschiedlich aus. Während die EU von einem sinkenden Primärenergieverbrauch (PEV) (Abb. 2.7) ausgeht, nimmt er in dem Current-Policies-Szenario des WEO 2012 zu. Ein Vergleich der einzelnen Energieträger zeigt, dass größere Differenzen bei der Einschätzung der Erdgasnachfrage bestehen (EU: leicht abnehmend, WEO: stark zunehmend). Ein ähnliches Bild zeigt sich bei einem Vergleich des Endenergiebedarfs. Während die EU von einer Einhaltung des 20-20-20 Ziels ausgeht und aufgrund der Energieeffizienzsteigerung ein sinkender Endenergiebedarf ausgewiesen wird, wächst der endenergieseitige Energiebedarf in dem WEO Szenario leicht an. Übereinstimmung herrscht hingegen bei der Einordnung der Industrie. In beiden Szenarien wird von einem wachsenden Endenergiebedarf ausgegangen.

Obwohl die CO<sub>2</sub>-Minderungen unterschiedlich ausfallen, lässt sich in beiden Szenarien ein einheitlicher Trend feststellen. Der prozentuale Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors ist deutlich höher als der in den Endverbrauchssektoren. Dies zeigt, dass dem Stromsektor bei der CO<sub>2</sub>-Minderung in jedem Fall eine entscheidende Rolle eingeräumt wird.



**Abb. 2.7** Primärenergieverbrauch in den jeweiligen Szenarien für EU27. (Mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE. All Rights Reserved)

## Strombedarf

In allen Szenarien wird sowohl bis 2025 als auch bis 2050 von einem ansteigenden Stromverbrauch ausgegangen. Die jährlichen Zuwachsraten werden in einer Bandbreite von 0,5 bis 0,9 % angegeben. Allerdings lassen sich starke länderspezifische Unterschiede feststellen. Während für Deutschland und Großbritannien von einem nahezu stagnierenden Strombedarf ausgegangen wird, liegen die Wachstumsraten in anderen Ländern (z. B. baltische Länder, Slowenien, Polen, Spanien, Griechenland) teilweise deutlich über 2 %. Über 50 % des absoluten Strommehrbedarfs bis zum Jahr 2025 entfallen auf Frankreich, Spanien, Polen und Italien.

## Stromerzeugung

Die installierte Kraftwerksleistung aus unterschiedlichen Studien ist in Tab. 2.1 zusammengefasst. Ein Vergleich der Szenarien für die EU 27 zeigt, dass in den Projektionen der ENTSO-E von einer Abnahme der Kernenergieverstromung bis zum Jahr 2025 ausgegangen wird. Hierbei sind die Reaktionen auf Fukushima enthalten. Langfristig nimmt die Nutzung der Kernenergie im WEO stark ab. Dies liegt an den angenommenen Stilllegungszahlen bis 2035 und der gesunkenen Wettbewerbsfähigkeit neuer Kernkraftwerke. Eine mögliche Laufzeitverlängerung französischer Kernkraftwerke, wie sie derzeit diskutiert wird [13], würde die Projektion signifikant ändern. Ein einheitliches Bild zeigt sich

**Tab. 2.1** Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung für die EU 27 nach Energieträger

	2010	2025			2035	2050
		EU	WEO	ENTSOE	WEO	EU
Kernenergie	132 GW	–9 %	–17 %	+6 %	–32 %	+5 %
Kohle	202 GW	–23 %	–21 %	–23 %	–41 %	–43 %
Gas	216 GW	+13 %	+44 %	+37 %	+88 %	+67 %
Erneuerbare	216 GW	+116 %	+79 %	+93 %	+107 %	+279 %
PV	30 GW	+130 %	+280 %	–	+330 %	+643 %
Wind	85 GW	+204 %	+142 %	+211 %	+207 %	+407 %

bei der Entwicklung der installierten Leistung der Kohlekraftwerke bis 2025. Darüber hinaus gehen WEO und EU von einer weiteren Reduzierung der installierten Leistung aus, wobei sich die Zeithorizonte hierfür mit 2035 und 2050 unterscheiden. Die installierte Leistung von Gaskraftwerken nimmt in allen Szenarien zu. Die Zubauraten übertreffen den durchschnittlichen globalen Trend. Höhere Wachstumsraten weisen nur erneuerbare Energien auf. Dieses Wachstum ist zum überwiegenden Teil auf den Ausbau von Photovoltaik- und Windanlagen zurück zu führen.

### Konkrete Einzeltechnologieaussagen

In allen Szenarien spielen Meeresenergie und Tiefengeothermie nur eine untergeordnete Rolle. In den 2D-Szenarien wird die besondere Rolle von CCS und der Kernenergienutzung hervorgehoben, die zur Erreichung des Ziels als notwendig angesehen werden.

### Fazit der EU-27-Energieszenarien

In ihrem Grünbuch vom 27.03.2013 bekräftigt die Europäische Union den Willen, die derzeit für 2020 geltenden Ziele (20-20-20) bis zum Jahr 2030 fortzuschreiben bzw. anzupassen. Sie orientiert sich an den Szenarien der EU-Roadmap 2050. Verglichen mit den Szenarien der IEA ist bereits das Referenzszenario der EU-Roadmap als ambitioniert zu bezeichnen. Letzteres spiegelt eher die politischen Ziele der EU wider. Daher ist davon auszugehen, dass die Minderung der Treibhausgase politisch weiter verfolgt wird und bestehende Instrumente weiter fortgeschrieben werden. Es zeigt sich dabei, dass über die derzeit gültige Gesetzgebung hinaus weitere Anstrengungen bei der Effizienzsteigerung nötig sind. Die Verschärfung des Emissionshandels durch „Backloading“ von 900 Millionen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ist ein weiterer Schritt zur Umsetzung der politischen Zielsetzung.

Die Einhaltung des Treibhausgasreduktionsziels wird zusätzlich erschwert, wenn im Fall eines höheren Wirtschaftswachstums ein höherer Stromverbrauch ausgelöst wird. Der CO<sub>2</sub>-Reduzierungsbeitrag muss jedoch gerade im Umwandlungssektor erfolgen, was durch den massiven Zubau von Erneuerbaren und Gaskraftwerken erreicht werden soll. Im Allgemeinen ist mit einer Zunahme des Stromhandels innerhalb der EU zu rechnen, was jedoch nicht verhindern wird, dass aufgrund der steigenden Investitionen im Energieversorgungssektor die Endverbraucherpreise anziehen.

## 2.3 Nationale Energieszenarien

Die Auswahl der im Nachfolgenden analysierten Energieszenarien orientiert sich im Wesentlichen an ihrer energiepolitischen Relevanz sowie Aktualität. Die von der Bundesregierung im Jahr 2011 in Auftrag gegebenen Energieszenarien stellen einen Eckpfeiler für das von ihr erstellte Energiekonzept dar. Die nachfolgenden Analysen beziehen sich auf das Szenario, welches den beschlossenen Kernenergieausstieg berücksichtigt. Stellvertretend für die BMU-Langfristszenarien wird das Szenario A gewählt, da es langfristig einen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft beschreibt [14]. Von wesentlicher Bedeutung für die zukünftige Netzausbauplanung ist der Netzentwicklungsplan (NEP) Strom [15], der erstmals im Jahr 2012 erstellt wurde und eine wesentliche Grundlage für das bereits vom Bundeskabinett beschlossene Bundesbedarfsplangesetz ist. Von den drei Szenariosträngen des NEP wird für die nachfolgenden Analysen das Szenario B gewählt, da es auch einen langfristigen Ausblick bietet, der über 20 Jahre hinaus bis zum Jahr 2032 reicht.

Bei allen ausgewählten Szenarien handelt es sich um ehrgeizige CO<sub>2</sub>-Reduktionsszenarien, die entsprechend der zuvor definierten Klassifizierung als 2D-Szenario einzustufen sind. Alle Szenarien gehen weitestgehend von der Einhaltung der meisten von der Bundesregierung festgelegten Zielsetzungen (z. B. bei Effizienz und Anteil Erneuerbarer) aus. Mit den unterstellten Maßnahmen werden in den jeweiligen Szenarien CO<sub>2</sub>-Reduktionen gegenüber 1990 um 40 bis 50 % bis zum Jahr 2025 bzw. 50 bis 60 % bis 2030 erreicht. Hinsichtlich der grundsätzlichen Annahmen wie demografische Entwicklung, soweit sie ausgewiesen werden, ist in weiten Teilen Übereinstimmung festzustellen. Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich im Wesentlichen auf die Bereiche Strombedarf und Stromerzeugung.

### **Strombedarf**

Zielsetzung der Bundesregierung ist die Reduzierung des Strombedarfs gegenüber dem Jahr 2008 um 10 % bis zum Jahr 2020 bzw. um 25 % bis zum Jahr 2050. Der NEP 2012 sowie die Annahmen der European Network of Transmission Operators for Electricity ENT-SO-E bleiben hinter diesen Zielsetzungen zurück, indem sie von einem konstanten Netto-Strombedarf bis zum Jahr 2022 bzw. 2032 ausgehen. Andere Szenarien (BMU Leitszenario, Energieszenarien) unterstellen eine Stromreduktion, wie von der Bundesregierung geplant. Die größten Stromeinsparpotenziale werden in den Sektoren Industrie und Haushalte gesehen. Vergleicht man die Entwicklung mit anderen Ländern, wird erkennbar, dass der deutsche Strommarkt nach diesen Studien zukünftig kein Wachstumsmarkt sein wird.

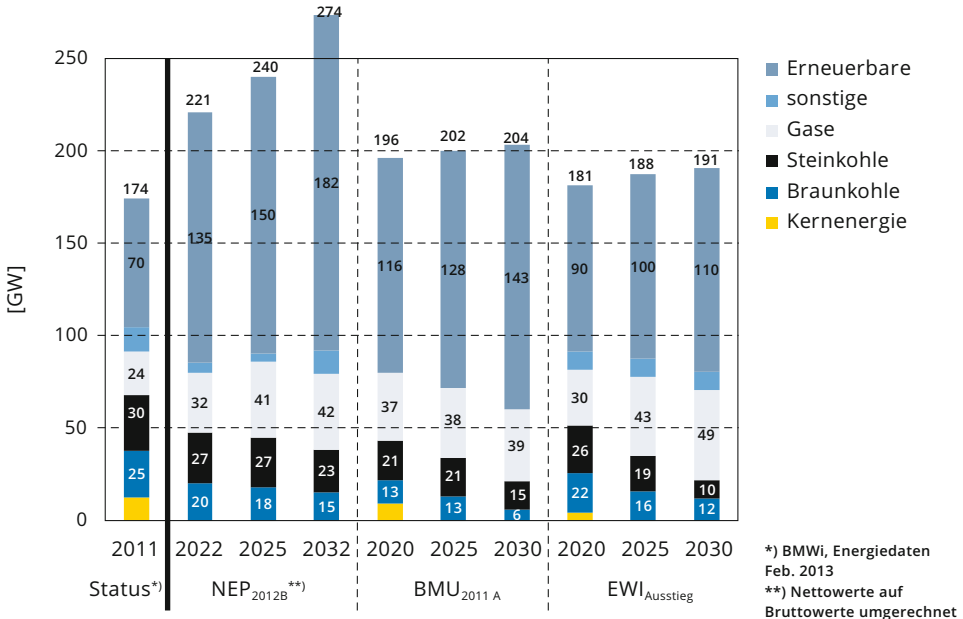
### **Stromerzeugung, Import/Export von Strom**

Zukünftig ist von einer weiteren deutlichen Zunahme volatiler Stromerzeugung auszugehen. Der Anteil von Windkraft und Photovoltaik von 13 % im Jahr 2013 wird sich den Szenarien zufolge deutlich erhöhen und in etwa 10 bis 15 Jahren in einer Bandbreite von 24 bis 34 % liegen. Demgegenüber wird sich der Anteil thermischer Stromerzeugung verringern. Während der NEP 2012 bis zum Jahr 2022 bedingt durch den Kernenergieausstieg

nur von einer moderaten Verringerung der Kohleverstromung ausgeht, wird in anderen Szenarien von einer starken Reduktion ausgegangen. Langfristig wird in allen Szenarien eine deutliche Abnahme der fossilen Stromerzeugung unterstellt. Nach dem NEP 2012 wird sich Deutschland in den kommenden Jahren vom Netto-Stromexporteur zu einem Netto-Stromimporteur entwickeln.

### Installierte Kraftwerkskapazität

Entsprechend dem NEP 2012 wird für das Jahr 2022 von einer installierten Braunkohleleistung ausgegangen, die zwischen 19 und 21 GW<sub>netto</sub> liegt. Die Bandbreite für Steinkohlekraftwerke reicht von 25 bis 31 GW. Auch ein Vergleich mit anderen Szenarien zeigt, dass zumindest in den nächsten 10 Jahren die fossile Kraftwerksleistung konstant oder allenfalls moderat rückläufig sein wird. Die gasbefeuerte Kraftwerkskapazität nimmt dagegen in den meisten Szenarien zu (Abb. 2.8). Die Bandbreite der installierten Leistung im Jahr 2022 bzw. 2025 wird nach den analysierten Szenarien 32 bzw. 37 GW<sub>brutto</sub> erreichen und danach weiter zunehmen. Die größten Zuwachsraten werden bei den Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien gesehen. Diese werden maßgeblich durch den Zubau von volatil einspeisenden PV- und Windkraftkraftwerken (On- und Offshore) bestimmt. Insgesamt gilt, dass sich bei gleichbleibender Last die installierte Leistung stark erhöht. Darüber hinaus sinkt der prozentuale Anteil regelbarer thermischer Leistung von heute 60 % in den nächsten 10 bis 15 Jahren auf 40 %.



**Abb. 2.8** Installierte Kraftwerksleistung in den einzelnen Szenarien nach Energieträgern. (Mit freundlicher Genehmigung von © Forschungszentrum Jülich, IEK-STE, All Rights Reserved)

### Kraftwerkseinsatz

In den NEP-2012-Szenarien nimmt die Kohleverstromung fast proportional zum Anstieg der Windenergieerzeugung ab. Allerdings steigt die Auslastung von Kohlekraftwerken kurzfristig an, was im Wesentlichen dem Ausstieg aus der Kernenergieverstromung geschuldet ist. Langfristig ergeben sich jedoch in allen Szenarien für fossil befeuerte Kraftwerke deutlich geringere Volllaststunden (Tab. 2.2). Für das Jahr 2030 liegen die Werte in einer Bandbreite von 5200 bis 5600 Stunden für Braunkohlekraftwerke und 1700 bis 3400 Stunden für Steinkohlekraftwerke. Bei der Verwendung von Carbon Capture and Storage (CCS) weist das EWI [16] einen Grundlastbetrieb der Steinkohlekraftwerke aus. Für Gaskraftwerke bleibt festzuhalten, dass deren Auslastung in allen Szenarien gegenüber der Ist-Situation sinkt. Dennoch unterstellen alle drei Szenarien einen massiven Ausbau von 24 GW im Jahr 2011 auf 39 bis 49 GW im Jahr 2030, um die Einspeiseschwankungen bei den Erneuerbaren zu kompensieren. Im NEP 2012 beträgt die Jahresauslastung im Jahr 2030 etwa 1100 Stunden und liegt damit um 68 % unter dem heutigen Wert.

**Tab. 2.2** Jahresvolllaststunden in den jeweiligen Szenarien bis 2030

		2010*	2015	2020	2025	2030
BK	BMU	6600	5931	5639	5592	5556
	NEP B 2012		7556	7556	7085	5523
	EWI Ausstieg		7151	6692	6264	5265
SK/SK <sub>CCS</sub>	BMU	3870	3583	3505	3538	3413
	NEP B 2012		4377	4073	3112	1711
	EWI Ausstieg		3422	2477	2966/7133	3656/7134
Erdgas	BMU	3180	3161	3193	3271	2982
	NEP B 2012		2738	1859	1359	1112
	EWI Ausstieg		3353	3289	2663	2154
Biomasse	BMU	6400	5625	5673	5667	5386
	NEP B 2012		5792	5700	5607	5607
	EWI Ausstieg		5397	5416	5514	5514
Wind onshore/offshore	BMU	1380	1916	2343	2621	2826
	NEP B 2012		1896/2730	2013/3484	2129/4233	2127/4225
	EWI Ausstieg		1900/3033	2040/3400	2120/3700	2164/3800
PV	BMU	900	790	843	874	905
	NEP B 2012		791	847	901	900
	EWI Ausstieg		900	960	960	960

\* BDEW (2013) Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland, Link:

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_1\\_Energie\\_Info\\_BDEW\\_Kraftwerksliste\\_2013\\_kommentiert\\_Presse.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_1_Energie_Info_BDEW_Kraftwerksliste_2013_kommentiert_Presse.pdf)

## Netzausbau

Der vorliegende Bundesbedarfsplan, der auf dem NEP 2012 basiert, enthält eine Vielzahl von Maßnahmen (z. B. Um- bzw. Zubeseilung, neue Leitungen auf bestehenden Trassen, drei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskorridore, Trassenneubau). Die Leitungslänge des Übertragungsnetzes beläuft sich auf etwa 5700 km und erfordert in den nächsten zehn Jahren zusätzliche Investitionen in Höhe von 19 bis 23 Mrd. Euro. Danach werden bis 2032 weitere 4 Mrd. Euro benötigt. Heute werden fast 80 % der PV Stromerzeugung in das Niederspannungsnetz und etwa 20 % in das Mittelspannungsnetz und Windstrom vornehmlich in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Mit zunehmendem Anteil dieser beiden Erzeugungsarten wird die Einspeisung in die vorgenannten Netzebenen ansteigen. Hieraus kann abgeleitet werden, dass sich die Versorgungsaufgabe der Mittel- und Niederspannungsnetze deutlich verändert, was wiederum Netzmodifikationen erforderlich machen wird.

## Fazit der Auswertung nationaler Energieszenarien

Es ist davon auszugehen, dass der Umsetzung des nationalen Energiekonzepts auch zukünftig eine hohe Priorität eingeräumt wird und bestehende politische Instrumente und Maßnahmen weiter vorgeschrieben werden. Es wird erwartet, dass die Stromwirtschaft einen überproportionalen CO<sub>2</sub>-Reduktionsbeitrag leistet. Dementsprechend wird der Ausbau erneuerbarer Energie zur Stromerzeugung weiter vorangetrieben. Konsequenzen sind eine veränderte Lastgangcharakteristik der Residuallast sowie eine abnehmende Stromerzeugung und Auslastung konventioneller Kraftwerke. Längerfristig ist von einer deutlichen Abnahme fossiler Kraftwerkskapazität auszugehen. Durch die eingeleitete Dezentralisierung der Stromerzeugung wird von dem bislang geltenden Prinzip „Erzeugung folgt dem Verbrauch“ abgewichen. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass ein starker Trend zur Stromeigenbedarfsdeckung der Endverbraucher besteht, der nicht zuletzt durch die bestehenden politischen Instrumente motiviert ist. Die Bedeutung von Übertragungs- und Verteilnetzen wird deutlich zunehmen. Dies gilt insbesondere für das Verteilnetz, dessen ursprüngliche Versorgungsaufgabe sich zukünftig deutlich ändern wird.

---

## 2.4 Abkürzungen

BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon capture and storage
EIA	US Energy Information Administration
ENTSO-E	European Network of Transmission Operators for Electricity
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
IEA	Internationale Energieagentur
LNG	Liquefied natural gas
NEP	Netzentwicklungsplan



---

NPS	New Policy Scenario
PEV	Primärenergieverbrauch
PV	Photovoltaik
TYPN	Ten years plan Network
WEO	World Energy Outlook

---

## Literatur

1. IEA (2013) World Energy Outlook 2013.
2. IEA (2012) World Energy Outlook 2012.
3. British Petrol (2012) BP Energy Outlook 2030.
4. Exxonmobil (2013) The Outlook for Energy: A View to 2040.
5. Shell, RD (2011) Shell energy Scenarios to 2050: An era of volatile transitions.
6. IEA (2012) Energy Technology Perspectives 2012.
7. Hoern M, Engerer H (2013) Gewinnung unkonventioneller Energieressourcen setzt OPEC künftig unter Druck. DIW-Wochenbericht Nr. 45.2013.
8. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2012) Abschätzung des Erdgaspotentials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland.
9. Europäische Kommission (2011) Energiefahrplan 2050.
10. Europäische Kommission (2013) Green Paper – A 2030 framework for climate and energy policies. Brüssel: COM, 169 final.
11. entsoe (2013) Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012–2030.
12. entsoe (2012) Ten-Year Network Development Plan 2012.
13. Maïzi N, Assoumou E (2014) Future prospects for nuclear power in France. Elsevier, Applied-Energie May 2014, DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.056.
14. DLR, IWES, IFNE (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
15. 50 Hz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012) Netzentwicklungsplan Strom 2012.
16. EWI, GWS, Prognos (2011) Energieszenarien 2011.

Energietechnologien der Zukunft

Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze

Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.;

Genoese, F. (Hrsg.)

2015, XXVI, 484 S. 116 Abb., 102 Abb. in Farbe.,

Hardcover

ISBN: 978-3-658-07128-8