



Energiewirtschaft im Umbruch

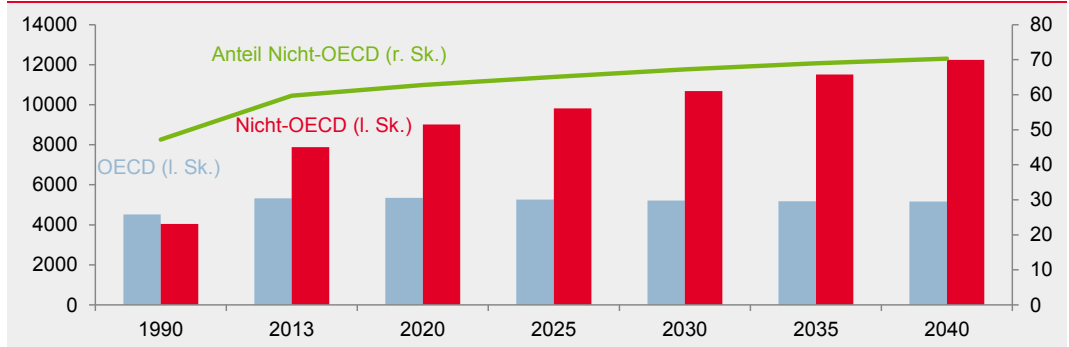
Die deutsche Energiewirtschaft befindet sich einem schmerzhaften Anpassungsprozess. Eine Herausforderung ist vor allem die deutsche Energiewende, die traditionelle Geschäftsmodelle in Frage gestellt hat. Zudem bietet der Heimatmarkt kaum mehr Wachstumschancen. Auch die Energiepolitik muss reagieren: Realistischere Ziele und mehr Markt anstelle übermäßiger Subventionen könnten die Erfolgswahrscheinlichkeit des hiesigen Politikwechsels erhöhen.

Die globale Nachfrage nach Energie dürfte in den nächsten Jahren weiter zunehmen. Allerdings wird das Wachstum ausschließlich in den Schwellenländern stattfinden. Nach der aktuellen Prognose der Internationalen Energie Agentur (iea) soll der weltweite Primärenergiebedarf im wahrscheinlichsten Szenario bis 2040 um 32 % oder 1 % p.a. ansteigen. Während die OECD-Länder am Ende dieses Zeitraums 3 % weniger Energie verbrauchen, nimmt die Nachfrage in den Nicht-OECD-Ländern um 55 % oder 1,6 % p.a. zu.¹ Treiber sind das Wirtschaftswachstum, das zu höheren Einkommen führt, und eine zunehmende Weltbevölkerung. So wird für den Prognosezeitraum ein weltwirtschaftliches Wachstum von real 3,5 % p.a. unterstellt. Die Bevölkerung wird dann um 1,9 Mrd. auf 9 Mrd. Menschen zugenommen haben. Aufgrund eines abnehmenden Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums sowie einer zunehmenden Energieeffizienz geht auch der Zuwachs der Energienachfrage im Verlauf zurück. In diesem Szenario gelingt es allerdings nicht, den Anstieg des CO₂-Ausstoßes zu stoppen und das 2-Grad-Klimaziel einzuhalten. Der Energieverbrauch wächst global nur deutlich langsamer als das Bruttoinlandsprodukt.

Schwellenländer dominieren Wachstum auf den Energiemärkten

in Mio. Tonnen Öl-Äquivalent

in % des Gesamtverbrauchs



Quellen: iea, Helaba Volkswirtschaft/Research

Nicht nur die geografischen Wachstumsunterschiede sind erheblich. Auch verschiebt sich die Struktur der verwendeten Energieträger. Fossile Brennstoffe wie Kohle, Öl und Gas behalten zwar ihre Dominanz; ihr Anteil am gesamten weltweiten Energieverbrauch sinkt allerdings von jetzt gut 80 % auf 75 % im Jahr 2040. Innerhalb der fossilen Brennstoffe gewinnt das CO₂-ärmere Gas an Bedeutung, während Kohle und Öl einen deutlichen Bedeutungsverlust erleiden. Wachstumsgewinner sind aufgrund der forcierten Klimapolitik in vielen Ländern vor allem die erneuerbaren Energien. Auch die Nuklearenergie wächst nach der iea-Prognose überdurchschnittlich, wobei hier politische Änderungen der Rahmenbedingungen möglich sind.

¹ Vgl. International Energy Agency, World Energy Outlook 2015, Paris 2015, S. 584, 588 und 616.

AUTOR
Dr. Stefan Mütze
Tel.: 0 69/91 32-38 50
research@helaba.de

REDAKTION
Dr. Stefan Mitropoulos

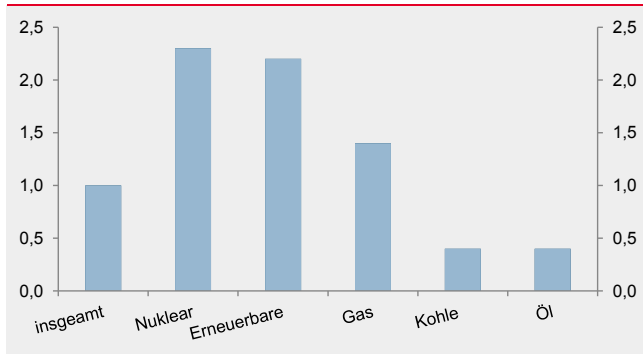
HERAUSGEBER
Dr. Gertrud R. Traud
Chefvolkswirt/
Leitung Research

Helaba
Landesbank
Hessen-Thüringen
MAIN TOWER
Neue Mainzer Str. 52-58
60311 Frankfurt am Main
Telefon: 0 69/91 32-20 24
Telefax: 0 69/91 32-22 44

Die Publikation ist mit größter Sorgfalt bearbeitet worden. Sie enthält jedoch lediglich unverbindliche Analysen und Prognosen zu den gegenwärtigen und zukünftigen Marktverhältnissen. Die Angaben beruhen auf Quellen, die wir für zuverlässig halten, für deren Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität wir aber keine Gewähr übernehmen können. Sämtliche in dieser Publikation getroffenen Angaben dienen der Information. Sie dürfen nicht als Angebot oder Empfehlung für Anlageentscheidungen verstanden werden.

Chancen für erneuerbare Energien

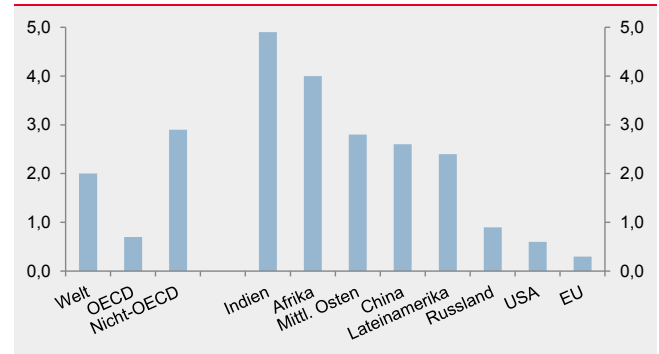
Wachstumsraten des Primärenergiebedarfs, 2013 bis 2040 in % p.a.



Quellen: iea, Helaba Volkswirtschaft/Research

Hoher Strombedarf in Indien und Afrika

Wachstum der Stromnachfrage, 2013 bis 2040 in % p.a.



Quellen: iea, Helaba Volkswirtschaft/Research

Wachstumschancen beim Strom – aber nicht in Europa

Stromnachfrage wächst vor allem in Schwellenländern

Die globale Stromnachfrage dürfte nach der iea-Prognose bis 2040 mit über 70 % oder 2 % p.a. schneller wachsen als die Nachfrage nach jedem anderen Endenergieträger. Gerade in den weniger entwickelten Ländern geht es teilweise erst darum, jedem einen Zugang zum Stromnetz zu verschaffen. Trotz Fortschritten haben etwa 1,2 Milliarden Menschen oder 17 % der Weltbevölkerung immer noch keinen Zugriff auf Elektrizität. Während der Zuwachs in den Nicht-OECD-Ländern u.a. deswegen fast 3 % p.a. beträgt, erreicht er in den OECD-Ländern nur jährlich 0,7 %. In Asien dürfte der Zuwachs sogar bei 3,2 % liegen. Die Stromnachfrage in Indien (4,9 %) ist hier die treibende Kraft. Ein starkes Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum, die zunehmende Industrialisierung und Urbanisierung sowie der erstmalige Zugang von Bürgern zur Elektrizität sind die entscheidenden Ursachen. Hingegen steigt die Stromnachfrage im bereits höher entwickelten China zwischen 2013 und 2040 um geschätzt nur 2,6 % p.a. So fallen das Wirtschaftswachstum und vor allem der Bevölkerungszuwachs hier zukünftig niedriger aus. Zudem dürften sich verstärkte Effizienzmaßnahmen energiesparend auswirken.

Die Europäische Union weist mit jahresdurchschnittlich 0,3 % neben Japan (+0,3 %) den niedrigsten Zuwachs der Stromnachfrage im Prognosezeitraum aus. Entscheidend hierfür ist das von der iea geschätzte geringe Wirtschaftswachstum von 1,6 % p.a. zwischen 2013 und 2040. Die Bevölkerung wächst hier kaum (+0,1 % p.a.). Die jüngsten Flüchtlingsbewegungen dürften das Bild nur unwesentlich ändern. Der industrielle Strombedarf sinkt u.a. deswegen minimal, weil durch den Verlust an Wettbewerbsfähigkeit Investitionen in energieintensiven Branchen teilweise unterbleiben. Zusätzlich wirken sich nicht nur im Haushaltssektor Effizienzmaßnahmen aus. Ein verhältnismäßig starker Anstieg des Stromverbrauchs geht vom Transportsektor aus, vor allem durch den Eisenbahnverkehr, während die Elektrifizierung im Kfz-Bereich nur schleppend vorankommt.

Engagement im Ausland nur bedingt Alternative zur Stagnation in Europa

Von den hohen Wachstumsraten in Schwellenländern dürften vorwiegend die vor Ort ansässigen Unternehmen profitieren. Aufgrund von teilweise hohen Markteintrittsbarrieren ist es für europäische Unternehmen nur schwer möglich hier Fuß zu fassen. Protektionistische Maßnahmen zugunsten der nationalen Unternehmen mit nicht selten großer Marktmacht, Rechtsunsicherheit und Währungsschwankungen verhindern häufig den Zugang. Sollte dieser gelingen, müssen zumeist erhebliche Risiken eingegangen werden, um Wachstumspotenziale zu heben.

In den Industrieländern dürfte es in den nächsten Jahren mehr darum gehen, die Erzeugungsstrukturen an die Gegebenheiten in den einzelnen Staaten anzupassen. Dabei ist der Primärenergieeinsatz aufgrund eines starken politischen Einflusses nicht ausschließlich durch marktwirtschaftliche Faktoren determiniert. Die international divergierende Energiepolitik hat unterschiedliche Kraftwerkstypen in verschiedenen Ländern hervorgebracht. So müssen sich Versorgungsunternehmen in Europa auf die politisch häufig gewünschte geringere Nutzung fossiler Brennstoffe wie Kohle und Öl einstellen. Dieser politische Einfluss auf den Kraftwerkspark erhöht die Risiken für

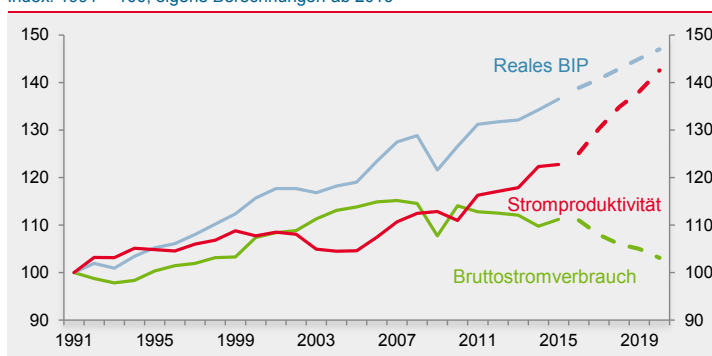
die Betreiber. Eine abrupte Politikänderung wie in Deutschland 2011 nach der Katastrophe von Fukushima kann im Extremfall zu erheblichen Kapitalverlusten führen. Auch die aktuelle Diskussion um die hiesigen Kohlekraftwerke führt zu weiteren Verunsicherungen.

Deutschland: Kein Wachstum des Stromverbrauchs zu erwarten

Während die IEA-Prognose für die EU zumindest noch einen kleinen Zuwachs für den Stromverbrauch erwarten lässt, sind die Einsparziele der Bundesregierung für Deutschland deutlich höher gesteckt. Ausgehend vom Jahr 2008 soll der Bruttostromverbrauch 2020 um 10 % und 2050 sogar 25 % niedriger ausfallen. Allerdings dürfte bereits das erste Ziel kaum mehr erreicht werden können. Denn dann müsste der Bruttostromverbrauch gegenüber dem Stand von 2015 um mehr als 7 % bei steigendem realem Bruttoinlandsprodukt fallen. Das deutsche Wachstum wird nach der Prognose der Helaba in diesem und im nächsten Jahr um 1,8 % bzw. 1,3 % (nicht kalenderbereinigt) zulegen. Danach ist eine Potenzialrate von 1,5 % bis zum Jahr 2020 unterstellt.² Unter diesen Voraussetzungen müsste von der Stromproduktivität ein enormer Schub ausgehen. In der verbleibenden Zeit bis 2020 stiege diese unter diesen Voraussetzungen um jährlich rund 3 %, nahezu doppelt so stark wie im Zeitraum 2005 bis 2015. Da der Produktivitätsgewinn in den letzten Jahren nur leicht über dem unterstellten Wachstumspotenzial lag, dürfte auch der Bruttostromverbrauch wie bisher nur zögerlich zurückgehen.

Stromverbrauch: Einsparziel bis 2020 nicht zu schaffen

Index: 1991 = 100, eigene Berechnungen ab 2016



Quellen: AGEb, Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Helaba Volkswirtschaft/Research

Auch eine Reduktion des Bruttostrombedarfs bis 2050 um 25 % ist ambitioniert. Geht man wieder von einem Potenzialwachstum von 1,5 % aus, müsste die Stromproduktivität um 2,3 % p.a. bis 2050 ansteigen, um dieses Ziel zu erreichen. Gemessen an den vergangenen Werten erscheint dies hoch. In einem derartig langen Prognosezeitraum sind allerdings technologische Durchbrüche mit einem entsprechenden Produktivitätsschub nicht auszuschließen. Andererseits könnten neue Verwendungszwecke, beispielsweise der Einsatz von Strom im Wärmemarkt oder die Elektromobilität, sogar zu höherem Verbrauch führen. Ein derartiges Einsparziel wäre unter diesen Voraussetzungen nicht zielführend.

Zu den jüngsten Produktivitätserfolgen dürfte auch der starke Anstieg des Strompreises, den Haushalte und zum Teil Unternehmen zu zahlen haben, beigetragen haben. Immerhin haben sich die Haushaltspreise für Strom in Deutschland seit dem Jahr 2000 verdoppelt. Dies ist im Vergleich zu den anderen europäischen Flächenländern der höchste Anstieg. Während der Großhandelspreis für Strom seit der Spitze in 2008 um über 70 % eingebrochen ist, beruht der Anstieg für die Verbraucherpreise vor allem auf den stetig steigenden Umlagen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien. Eine derartige Diskrepanz in der Entwicklung ist auf Dauer wachstumsschädlich. Aus diesem Grund war die Politik in den letzten Jahren bestrebt, den Kostenschub für Erneuerbare zu begrenzen. Ab 2013 ist zumindest eine vorläufige Stabilisierung gelungen. In Spanien kam es

² Vgl. hierzu die Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2016, Aufschwung bleibt moderat – Wirtschaftspolitik wenig wachstumsorientiert, Berlin 2016, S. 49ff.

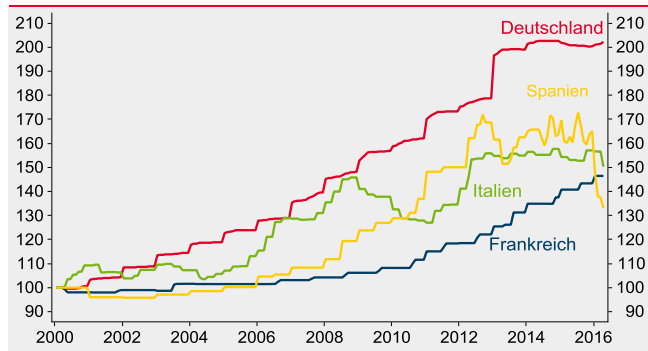
Deutscher Stromverbrauch dürfte nur leicht sinken

Ausschreibungsverfahren kann erfolgreich sein

Anfang 2016 sogar zu einem starken Rückgang des Strompreises. Ursache ist, dass der Staat mit der Aufhebung des seit 2012 geltenden Fördermoratoriums für neue Anlagen auf ein System der Ausschreibungen umgestellt hat. Beim ersten Tender im Januar 2016 akzeptierten die Anbieter einen Abschlag von 100 % auf den Vergütungsstandard und verzichteten somit auf jegliche Subvention. Diese Ermäßigung konnte an die Verbraucher weitergeben werden. Es dürfte interessant sein, die weitere Entwicklung auch im Hinblick auf die jüngst beschlossenen deutschen Ausschreibungsregeln zu beobachten. Diese dürfte im stärkeren Ausmaß dazu führen, dass die ökonomisch effizientesten Installationen für jede Technologie den Zuschlag erhalten.

Verdopplung des deutschen Strompreises seit 2000

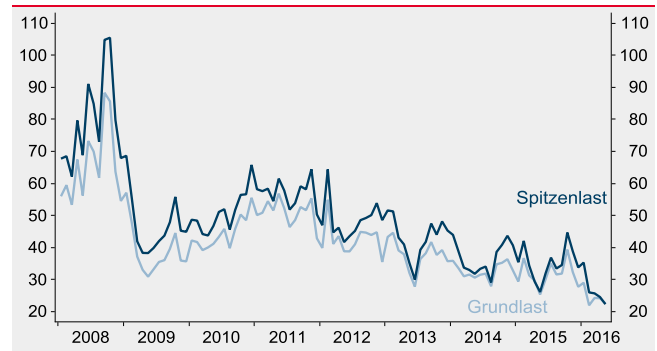
Haushaltsstrompreise, HVP-Index: Januar 2000 = 100



Quellen: Macrobond, Helaba Volkswirtschaft/Research

Börsenstrom immer billiger

€/MWh



Quellen: Macrobond, Helaba Volkswirtschaft/Research

Energiewende muss nachjustiert werden

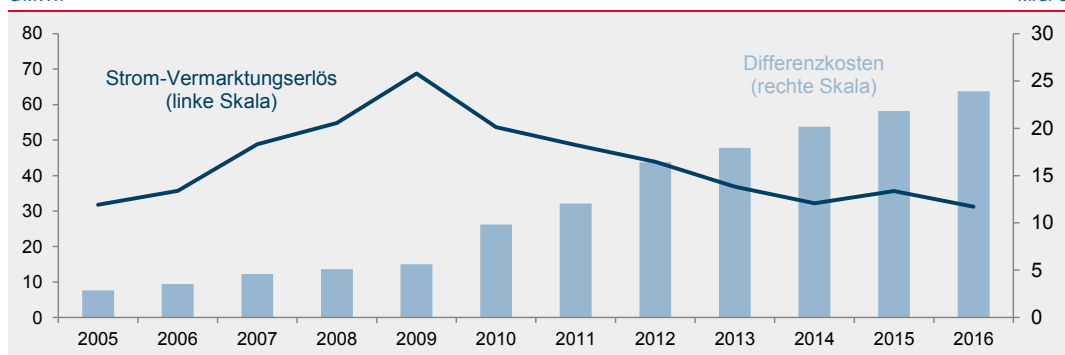
Thermische Kraftwerke werden weiter benötigt

Eine große Herausforderung für die Energiewirtschaft bleibt die deutsche Energiewende. Zum einen gilt es, für eine anhaltend moderate Strompreisentwicklung zu sorgen. Zum anderen stellt sich für die Unternehmen die Frage, welche Kraftwerkstypen auf lange Sicht rentabel sind und gesellschaftlich akzeptiert werden. Primär geht es darum, wie die Versorgungssicherheit in Deutschland langfristig gesichert werden soll. Der Ausbau alternativer Energien kann diese allein nicht gewährleisten, da die entsprechenden Speichermöglichkeiten auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung stehen. Der Betrieb von thermischen Kraftwerken wird aber immer unrentabler. Woran liegt das?

Sinkender Börsenstrompreis erhöht die EEG-Kosten

€/MWh

Mrd. €



Quellen: BDEW, Helaba Volkswirtschaft/Research

2015/16 noch Prognosen

Wesentliche Ursache ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das den Betreibern von Anlagen der erneuerbaren Energien bislang gesicherte und vom Markt weitgehend unabhängige Erlöse garantiert. Diese setzen sich zusammen aus den gesetzlichen Festvergütungen sowie den Auszahlungen im Rahmen des sogenannten Marktprämienmodells. Zieht man hiervon die Erlöse aus der Vermarktung der EEG-Strommengen sowie die vermiedenen Netzkosten ab, kommt man zu den sogenannten Differenzkosten. Diese sind in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen, auch

weil der Börsenstrompreis stark gesunken ist. In diesem Jahr dürften die Differenzkosten nach Prognosen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bei rund 24 Mrd. € liegen, die von den Stromverbrauchern über die EEG-Umlage gezahlt werden müssen. Hiermit sind die Kosten für die Energiewende nur zum Teil abgedeckt, da beispielsweise die erforderlichen Investitionen in Milliardenhöhe für den Netzausbau und erhöhte Kosten für den laufenden sicheren Betrieb der Netze hinzukommen.

Konventionelle Kraftwerke
immer weniger lukrativ

Der EEG-Mechanismus hat zur Folge, dass die Rentabilität von Investitionen in Alternativenenergien unabhängig von den Erlösen aus der Vermarktung des erzeugten Stroms ist. Gleichzeitig entfaltet dies eine preissenkende Wirkung auf den Börsenstrompreis. Wind und Sonnenenergie weisen kurzfristige Grenzkosten von Null auf und genießen zusätzlich Vorrang bei der Einspeisung. Damit verdrängt regenerativer Strom wesentlich teurere konventionelle Stromerzeugungsanlagen aus dem Markt. Dies wird in der Fachliteratur als „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet (Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten verdrängen Kraftwerke mit höheren Grenzkosten). Mit dem geplanten Ausbau regenerativer Energien wird dieser Effekt kontinuierlich größer. Aufgrund der sinkenden Auslastung können konventionelle Kraftwerke dann nicht mehr rentabel betrieben werden.

Die Rahmenbedingungen müssen deswegen geändert werden, so dass zum einen die Bereitstellung von alternativen Energien günstiger wird. Das jetzt beschlossene Ausschreibungsmodell ab 2017 ist hier hilfreich. Zudem bedarf die hohe Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien konventionelle Kapazitätsreserven für Zeiten, in denen weder ausreichend Wind noch Sonne verfügbar sind. Aus diesem Grunde wurde in den letzten Jahren darüber diskutiert, ob mit einem sogenannten „Kapazitätsmarkt“ gesicherte Versorgungskapazitäten vorgehalten werden sollten oder ob – wie vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) favorisiert³ – ein neues Strommarktdesign (Strommarkt 2.0) den richtigen Weg darstellt. Der Strommarkt 2.0 würde durch die Zulassung temporärer Preisspitzen für die Deckung der Spitzenlastnachfrage den rentablen Betrieb von Kraftwerken mit niedriger Kapazitätsauslastung ermöglichen. Eine zusätzliche Absicherung für nicht vorhersehbare Ereignisse soll die Kapazitätsreserve erbringen. Im Gegensatz zum Kapazitätsmarkt sind hier Kraftwerke gemeint, die nicht am Markt teilnehmen und nur dann zum Einsatz kommen, wenn es trotz freier Preisbildung wider Erwarten zu keinem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Für die Sicherstellung ausreichender Kapazitäten gibt es keine getestete Blaupause.

Was ist zu tun?

Jeder gewählte Weg zur Erreichung der Versorgungssicherheit in einem durch erneuerbare Energien dominierten Strommarkt verursacht Kosten, die bei einem traditionellen Strommarkt nicht anfallen würden. Es gilt daher, ein Marktdesign zu wählen, das diese Kosten gering hält. Der angestrebte Strommarkt 2.0 würde zumindest die Marktmechanismen stärken.⁴ Ob er ausreichend wäre, bleibt abzuwarten. Zusätzlich sollte mit dem forcierten Ausbau der Stromnetze einschließlich einer stärkeren europäischen Integration der Netze die jederzeitige Stromverfügbarkeit erhöht werden. Zusätzlich könnte durch das sogenannte Lastmanagement, also die Erhöhung der Flexibilität durch Abstimmung zwischen Anbietern und größeren Nachfragern, die Versorgungssicherheit noch verbessert werden. Mittelfristig muss auch an zusätzliche Speicherkapazitäten gedacht werden. In diesen Bereich wird zurzeit kaum investiert, auch weil entsprechende Technologien zum Teil noch nicht ausgereift sind. Die Möglichkeiten, weitere Pumpspeicherkraftwerke zu errichten, sind aus geographischen Gründen und Akzeptanzproblemen begrenzt. Die Umwandlung von überschüssigem Strom in Gas ist technologisch zwar vielversprechend, bislang allerdings noch zu teuer. An der Speicherung von nicht benötigtem Windstrom in Batterien direkt im Windrad und der Vernetzung dieser Anlagen wird geforscht. Sollte dies langfristig erfolgreich sein, würden fossile Back-up-Kraftwerke überflüssig.⁵

³ Vgl. BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin 2015.

⁴ Vgl. Lehmann, Paul u.a.: Sichere Stromversorgung bei hohen Anteilen volatiler Energien, in Wirtschaftsdienst 2016/5, S. 344-350.

⁵ Vgl. Handelsblatt v. 27. April 2016: Windräder werden intelligent, S. 25.

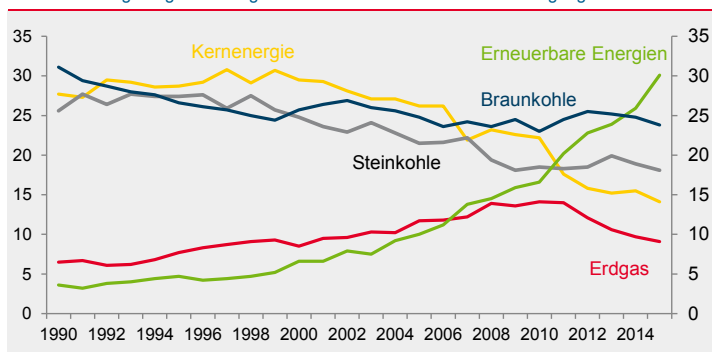
Unternehmen reagieren auf geänderte Rahmenbedingungen

Die deutsche Energiewende hat erhebliche Konsequenzen für die Energieunternehmen, deren Betriebsergebnisse bereits seit der Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/9 sowie aufgrund des Atomausstiegs seit 2011 deutlich gesunken sind. So soll der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 % steigen. In weiteren Schritten werden 2050 sogar 80 % angestrebt. Da bereits 2015 über 30 % des Stroms mit erneuerbaren Energien erzeugt wurde, ist die Zielerreichung hier auf gutem Wege. Korrespondierend hierzu sinkt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Dies belastet alle Erzeuger, die derartige Kraftwerke im Bestand haben, einschließlich der kommunalen Versorger. Betreiber mit einem hohen Anteil von thermischen Kraftwerken sehen sich durch die Funktionsweise des EEG zudem einem hohen und steigenden Rentabilitätsdruck ausgesetzt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ältere Kraftwerke, die bereits abgeschrieben sind, tendenziell rentabler sind als neue Anlagen, solange nicht größere Reparaturen bzw. Modernisierungen oder schärfere Umweltauflagen diesen Vorteil verringern. Dies ist – neben dem niedrigen Kohlepreis – ein Grund, warum als Back-up eher alte Kohlekraftwerke und weniger moderne emissionsärmere Gaskraftwerke Verwendung finden. Sollten allerdings die Börsenstrompreise anhaltend auf dem jetzt erreichten niedrigen Niveau verharren, lassen sich auch mit alten Anlagen keine Gewinne mehr erwirtschaften.

Die Unternehmen reagieren auf diesen Ertragsdruck mit größeren Anstrengungen zur Kostensenkung sowie mit der Umorientierung hin zu den geförderten Erneuerbaren und zu anderen Geschäftszweigen wie Energiedienstleistungen. Neben Desinvestments und Dividendenkürzungen werden Verwaltungskosten reduziert. Damit einher geht ein kräftiger Personalabbau bei den betroffenen Unternehmen. Da aber insbesondere im Bereich der subventionierten Erneuerbaren Mitarbeiter eingestellt wurden, hat sich die Gesamtbeschäftigung in der Energieversorgung seit 2010 kaum verändert. Die börsennotierten Unternehmen E.ON und RWE versuchen zusätzlich mit Spin-offs den Unternehmenswert zu erhöhen.

Umweltfreundliches Erdgas verliert deutlich an Bedeutung

Anteil der Energieträger an der gesamten deutschen Bruttostromerzeugung in %



Quellen: AGEB, Helaba Volkswirtschaft/Research

Erneuerbare Energien
häufig finanziell attraktiv,
aber nicht ohne Risiko

Der Strommix wird nach Rentabilitäts Gesichtspunkten angepasst. Die erneuerbaren Energien werden zur Kernsparte, da ihre Rentabilität in Deutschland nicht nur „gesichert“ ist, sondern auch höher ausfällt als bei konventionellen Kraftwerken. Klassische Kraftwerke werden deswegen zunehmend kritischer gesehen und in Frage gestellt. Zudem weisen einige deutsche Versorger noch relativ geringe Kapazitäten im Bereich grüner Energie auf. Trotz dieser Maßnahmen dürfte es auf absehbare Zeit kaum möglich sein, das Ertragsniveau vor der Energiewende wieder zu erreichen. So zeichnet sich aktuell keine Trendwende bei den Großhandelspreisen für Strom ab. Zu berücksichtigen bleibt auch, dass die vermeintliche Ertragssicherheit alternativer Energien nur Bestand hat, solange die Förderung nicht nachträglich oder für zukünftige Projekte massiv geändert wird. Beispielsweise wird die Einführung des Ausschreibungsverfahrens im EEG die Rentabilität tendenziell verringern. Diese Unternehmensstrategie beinhaltet somit auch weiterhin regulatorische Risiken. ■