ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Kemfert, Claudia; Traber, Thure

Article

Nachhaltige Energieversorgung: beim Brückenschlag das Ziel nicht aus dem Auge verlieren

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Kemfert, Claudia; Traber, Thure (2010) : Nachhaltige Energieversorgung: beim Brückenschlag das Ziel nicht aus dem Auge verlieren, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 77, Iss. 23, pp. 2-9

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/151968

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

korrigierte Version

Nachhaltige Energieversorgung: Beim Brückenschlag das Ziel nicht aus dem Auge verlieren

Claudia Kemfert
ckemfert@diw.de

Thure Traber
ttraber@diw.de

Deutschlands Stromversorgung steht an einem Wendepunkt. Kohle ist wie die Kernkraft keine Zukunftstechnologie. Auf den Zubau von Kohlekraftwerken kann verzichtet werden, wenn rasch in den Ausbau der erneuerbaren Energien investiert wird. Ein Weg in eine sichere und saubere Energieversorgung ist die Nutzung existierender Kraftwerke als Brücke bis durch Speichertechnologien und Netzausbau eine Integration der erneuerbaren Energien gesichert wird.

Deutschland hat sich vorgenommen, die Treibhausgase bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent zu senken, den Anteil erneuerbarer Energien weiter zu erhöhen und die Energieeffizienz deutlich zu verbessern. Eine nach wie vor wichtige Grundlage der deutschen Energie- und Klimapolitik stellt das Integrierte Energie- und Klimapaket (IEKP) aus dem Jahr 2007 dar.[1] Als Klimaschutzziel wird die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 40 Prozent bis 2020 ausgehend von 1990 angestrebt. Auch gegenwärtig wird an diesem Ziel festgehalten.[2] Zugleich strebt die Bundesregierung eine Überprüfung der eingeleiteten Maßnahmen auf ihre Wirksamkeit an. In Bezug auf die hier untersuchte Energieversorgung sind insbesondere folgende Maßnahmen des IEKP von Bedeutung:

1. Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Erreichung einer Verdopplung des KWK-Anteils am Strommix von heute zwölf auf 25 Prozent im Jahr 2020 durch eine Novelle der KWK-Gesetzgebung.[3]

2. Ausbau erneuerbarer Energien auf einen Anteil von 34 Prozent im Strombereich im Jahr 2020 und weiter kontinuierliche Erhöhung durch die Novelle des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien.[4]

3. Im Bereich der Kernenergiepolitik ist denkbar, dass die Laufzeit der bestehenden Anlagen von gegenwärtig durchschnittlich 32 Jahren auf 40 bis 50 Jahre angehoben wird.[5] Ob und wie lange die Restlaufzeiten ver-

1 BMWI, BMU: Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24. August 2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, Berlin, 5. Dezember 2007.

2 Koalitionsvertrag 2009: Wachstum, Bildung, Zusammenhalt: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 25.

3 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Stand 21. August 2009 (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).

4 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Stand 21. Dezember 2009.

5 Der gegenwärtig noch gültige Kernenergieausstiegsbeschluss hat den Kernkraftwerken in Deutschland individuelle Restproduktions-

Tabelle 1

Installation deutscher Kraftwerke nach Dekaden

Nettoleistung in Megawatt

	1951–1960	1961–1970	1971–1980	1981–1990	1991–2000	2001–2010	Insgesamt
Erdgas	0	0	10 199	1 711	7 512	3 420	22 842
Darunter:							
Gas- und Dampfturbinen	0	0	0	0	4 168	3 020	7 188
Kraft-Wärme-Kopplung	0	0	3 172	950	2 378	280	6 780
Steinkohle	25	3 834	5 126	11 584	4 177	0	24 744
Darunter: Kraft-Wärme-Kopplung	0	611	181	4 698	2 577	0	8 065
Braunkohle	712	3 101	5 519	3 378	5 569	905	19 184
Darunter: Kraft-Wärme-Kopplung	0	83	140	138	2 620	0	2 981
Kernkraft	0	0	7 008	13 220	0	0	20 228
Übrige	0	0	2 807	696	1 115	399	5 016
Insgesamt	**736**	**6 935**	**30 659**	**30 588**	**18 373**	**4 724**	**92 014**

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Zwei Drittel der deutschen Kraftwerke stammen aus den 70er und 80er Jahren. Es gibt aber auch noch ältere.

längert werden, ist allerdings noch immer umstritten.[6] Die Kernenergie wird im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und FDP als Brückentechnologie für den Zeitraum bezeichnet, bis diese durch den Ausbau erneuerbarer Energien zuverlässig ersetzt werden kann.

Hohe Anbieterkonzentration auf dem Strommarkt

Die Öffnung des deutschen Strommarktes im Zuge der europäischen Liberalisierung in den 90er Jahren war durch einen raschen Übergang von regulierten Gebietsmonopolen zu einem nationalen Wettbewerb gekennzeichnet.[7] Eine damit verbundene Welle von Fusionen und Übernahmen führte zur Erhöhung der Konzentration des Strommarktes. Entscheidend für die gegenwärtige Marktstruktur waren die Zusammenschlüsse von RWE und VEW zum neuen RWE, von Preussenelektra mit dem Bayernwerk zur E.ON AG sowie die Übernahme von HEW, BEWAG und des größten Teils der VEAG durch den schwedischen Konzern Vattenfall.[8]

Die hohe Marktkonzentration gab in den letzten Jahren vermehrt Anlass zur Kritik auf nationaler und auch auf europäischer Ebene. So stellt die von der Europäischen Kommission in Auftrag gegebene London Economics Studie fest, dass in Deutschland Aufschläge auf den Großhandelspreis von 22 bis 59 Prozent von 2003 bis 2005 zu verzeichnen waren.[9] So ist zum Beispiel die E.ON AG in den Verdacht der Europäischen Kartellbehörden geraten, Kraftwerkskapazitäten zurückzuhalten sowie den Marktzugang auf dem Regelenergiemarkt zu beschränken. Sie musste im Rahmen des EU-Wettbewerbsverfahrens Erzeugungskapazitäten in Höhe von 5 000 Megawatt veräußern.

Bestehender Kraftwerkspark überwiegend im Seniorenalter

Rund zwei Drittel der insgesamt heute in Betrieb befindlichen konventionellen Anlagen sind in den 70er und 80er Jahren errichtet worden (Tabelle 1). Hierzu zählen sämtliche Kernenergieanlagen mit insgesamt 20,2 Gigawatt installierter Leistung und über zwei Drittel der Steinkohlekraftwerke mit ihrer Gesamtleistung von knapp 25 Gigawatt. Im Anlagenbestand sind mit knapp 23 Gigawatt rund 25 Prozent Erdgaskraftwerke. Davon sind sieben Gigawatt Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und acht Gigawatt Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK). Etwa 90 Prozent der einfachen gasgefeuerten Anlagen, rund acht Gigawatt, sind von 1970 bis 1990 in Betrieb genom-

mengen zugeordnet. Da die Kernkraftwerke Biblis und Neckarwestheim durch Stillstände unterdurchschnittlich produziert haben, verschieben sich die im Ausstiegsbeschluss angestrebten Laufzeiten entsprechend. Vgl. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002, Teil I Nr. 26 ausgegeben zu Bonn am 26.April 2002: Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002.

6 Zum Beispiel schlägt die Politik vor, die Kapazitäten aus den Restlaufzeiten der Kernkraftwerke zu versteigern. Vgl. Bode, S.: Kernenergieausstieg: Versteigerung zusätzlicher Restlaufzeiten für bestehende Anlagen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 55. Jg., Heft 5, 2005, 325- 327; sowie Frondel, M., Haucap, J., Schmidt, C.: Versteigern statt Verschenken- eine Lösung des Atomstreits? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60 Jg., Heft 5, 2010, 24–29.

7 Vgl, Kemfert, C., Traber, T.: Strommarkt: Engpässe im Netz behindern den Wettbewerb. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 15/2008.

8 Vgl. Traber, T., Kemfert, C.: Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms. The Energy Journal, Vol 30, Nr. 3, 2009.

9 Vgl. London Economics, 2007. Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Study for the European Commission, prepared by London Economics in association with Global Energy Decisions, 784. Siehe zur Kritik an der Studie auch Ockenfels, A.: Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis – Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 9, 57. Jahrgang, 2007.

men worden, während die modernere GuD-Anlagentechnologie erst ab den 90er Jahren auf dem Markt ist und entsprechend in den letzten zwei Jahrzehnten installiert wurde. Die Schwerpunkte des Gaskraftwerksbaus insgesamt waren die 70er und die 90er Jahre in denen nahezu 80 Prozent der heute in Betrieb befindlichen Gaskraftwerke installiert wurden.

Die Entwicklung des Braunkohlekraftwerksbaus zeigt ein vergleichsweise ausgewogeneres Bild mit deutlichen Zuwächsen in den 70er und 90er Jahren. Während in den 70er Jahren jedoch nahezu sämtliche Kapazitäten als reine Kondensationskraftwerke installiert wurden, wurde in den 90ern der Großteil der heute betriebenen Braunkohle-Kraftwerks-Kapazitäten aufgebaut, die insgesamt jedoch nur eine geringe Bedeutung für die Braunkohleverstromung haben.

Wird für die technische Lebenserwartung der Kohlekraftwerke 40 Jahre,[10] für Erdgaskraftwerke 35 Jahre und für Kernkraftwerke eine Nutzungsdauer von 50 Jahren unterstellt, ergibt sich aus dem jeweiligen Alter der Kraftwerke eine entsprechende Sterbekurve bis zum Jahr 2040 (Abbildung 1). Damit ergibt sich ein zunächst starker Rückgang der Kapazitäten bis 2014 von über 20 Gigawatt. Danach kommt es zu einem weitgehend linearen Rückgang der Kraftwerksleistung. Dieses technische Szenario beinhaltet eine Verlängerung der Kernkraftlaufzeiten.

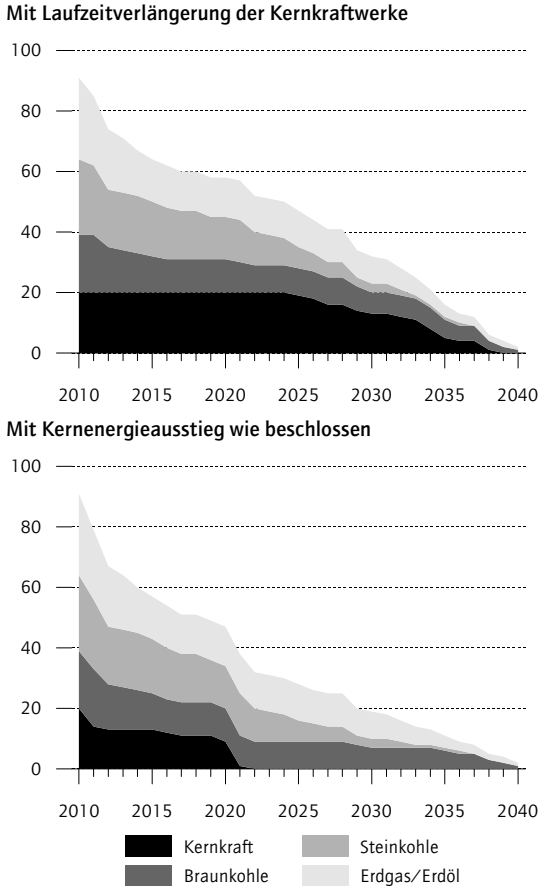
Beim bestehenden Kernenergieausstiegsbeschluss ergibt sich ein anderes Bild: Hier ist einerseits mit einem stärkeren Rückgang der Kapazitäten thermischer Kraftwerke bis 2014 um über 27 Gigawatt zu rechnen. Andererseits beschleunigt sich der Kapazitätsrückbau in den Jahren 2020 bis 2024.

Bei Abschaltung der Kernenergieanlagen wird darüber hinaus ein regionales Ungleichgewicht absehbar. Da die Kernkraftwerke in Deutschland sich auf die Nordseemündungen größerer Ströme oder im süddeutschen Raum konzentrieren und hier insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg die thermischen Kraftwerksparks dominieren, ist bei Abschaltung dieser Anlagen mit einem starken regionalen Ersatzbedarf oder einem erheblichen Zuwachs des Netzbedarfs zu rechnen.

Abbildung 1

Restbestände des deutschen Kraftwerksparks

Nettokraftwerksleistung in Gigawatt



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke würde zu einem gleichmäßigeren Abgang der vorhandenen Kapazitäten führen.

Erneuerbare Energien: Wichtiger Baustein zur Umstellung des Energiesystems

Neben den konventionellen Kraftwerken tragen erneuerbare Energien mit einem wachsenden Anteil zur Stromversorgung in Deutschland bei. Vor allem durch deren im internationalen Vergleich besonders erfolgreiche Förderung hat sich die installierte Leistung rasch entwickelt. Dynamisch war vor allem die Entwicklung in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik. Die Produktion der Strommengen ist allerdings weniger rasch gestiegen, sodass im Jahr 2009 der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nach vorläufigen Schätzungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 16,1 Prozent oder 93,5 Terawattstunden betrug.

10 Die hier in die Szenarien angenommene Laufzeit der Kohlekraftwerke von 40 Jahren ist die durchschnittliche vom Hersteller angegebene technische Lebenserwartung. Ein Kraftwerk kann auch länger im Einsatz sein, zum Beispiel um Spitzenlasten abzudecken oder zum Ausgleich bei Volatilitäten erneuerbarer Energien. Allerdings sind Modernisierungsmaßnahmen erforderlich. Die alten Anlagen bleiben ineffizienter als Neuanlagen und produzieren mehr CO_2 bei gleicher Strommenge. Daher werden sie weniger eingesetzt.

Das BMU rechnet mit einer rasanten weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien (Abbildung 2).[11] In ihrer Leitstudie 2009 projiziert es im Jahr 2020 sogar einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 35 Prozent. Dabei wird ein deutlicher Rückgang des gesamten Stromverbrauchs unterstellt. Dieser zeichnet sich in dieser Form bisher nicht ab.[12] Jedoch würde auch bei einem Wachstum des Stromverbrauchs die in der Leitstudie angestrebte Kapazitätsentwicklung in etwa den Anforderungen des Ziels einer 30-prozentigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien gerecht. Dabei wird ein massiver Ausbau der installierten Kapazitäten von gegenwärtig rund 45 Gigawatt auf nahezu 120 Gigawatt bis 2040 errechnet. Haupttreiber dieses Wachstums sind in erster Linie die Photovoltaik und die Windenergie, die bis 2020 um über 80 Prozent und bis 2040 um über 180 Prozent gegenüber heute zulegen werden.

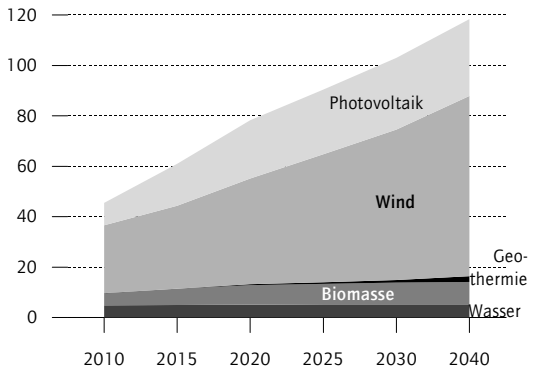
Aufgrund begrenzt verfügbarer Ressourcen können Wasserkraft- und Biomassekraftwerke weniger stark als die übrigen erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Während die Nutzung der Wasserkraft nur einen leichten Anstieg im einstelligen Prozentbereich über die nächsten 30 Jahre erwarten lässt, beträgt der Zuwachs von Biomassekraftwerken bis 2020 60 Prozent auf dann etwa 7,8 Gigawatt installierter Leistung und bis 2040 um 85 Prozent. Dies bedeutet, dass sich die Dominanz des Zubaus der Photovoltaikanlagen und Windkraftwerke im Bereich der erneuerbaren Energien ab 2020 noch weiter verstärken wird.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt eine Herausforderung für die Systemplanung dar.[13] Denn einerseits führt die wetterbedingte Einspeisung in Abhängigkeit von Wind und Sonneneinstrahlung zu einem nicht dem zeitlichen Nachfrageverlauf entsprechenden Angebotsprofil. Dies hat einen vermehrten Bedarf an schnell regelbaren Gaskraftwerken sowie Stromspeichern zur Folge. Andererseits kommt es auch zu starken regionalen Unterschieden.[14]

Abbildung 2

Kraftwerksleistung der erneuerbaren Energien

Nettokraftwerksleistung in Gigawatt



Quellen: Leitstudie des BMU 2009; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2010

Windernergie und Photovoltaik sind die Energielieferanten der Zukunft.

Bei der Windenergie ist eine starke Diskrepanz zwischen dem Norddeutschen Tiefland und den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg erkennbar, in denen es nicht nennenswert zum Ausbau gekommen ist. Neben den regionalen Unterschieden im Planungs- und Genehmigungsverfahren ist hierfür das weit geringere Windangebot an küstenfernen Standorten ursächlich. Der geplante starke Ausbau von sogenannten Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee wird zu weiter wachsenden regionalen Unterschieden und einem Anstieg des Bedarfs an Netzausbaumaßnahmen beitragen.

Szenarien für die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Stromproduktion

Der Großteil der in Deutschland in Bau befindlichen fossil gefeuerten Anlagen sind Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Bereits im Bau befinden sich 8,5 Gigawatt Steinkohlekraftwerke und 2,8 Gigawatt Braunkohlekraftwerke. Die Planungen von Steinkohlekraftwerken beschränken sich auf Standorte mit gut schiffbaren Zugängen zu Seehäfen und konzentrieren sich somit auf die Nord-West-Hälfte Deutschlands. Dies ist durch hohe Kosten der Verladung und des Landtransports von Steinkohle in wirtschaftsstarke Regionen begründet.

11 BMU: Leitszenario 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. Berlin, August 2009.

12 Deutschland wies im Durchschnitt seit Ende der 90er Jahre ein Stromverbrauchswachstum von 0,8 Prozent jährlich auf. Vgl. BMWI: Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland. Berlin 2009.

13 Die Deutsche Energieagentur Dena stellt dies als Stromlücke dar, vgl. Deutsche Energie- Agentur GmbH (dena): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030). Berlin, 12. März 2008. Das Umweltbundesamt hingegen und der Sachverständigenrat für Umweltfragen gehen davon aus, dass der Umbau des Energiesystems in den kommenden Jahren ohne den Weiterbetrieb von Kernkraftwerken und Ersatz von Kohlekraftwerken möglich ist, vgl. UBA: Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Dessau 2009. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen geht sogar davon aus, dass eine Stromversorgung bis zum Jahr 2050 aus 100 Prozent erneuerbarer Energien möglich sei, vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin 2010.

14 Vgl. hierzu auch Maurer C., Haubrich H.J: Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke – Risiko oder Chance für erneuerbare Energien? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg, 2010, No. 3.

Auch die Standorte erneuerbarer Technologien werden je nach Ressourcenangebot (Wind, Sonne, Biomasse) ausgewählt. Die Produktion des Stroms aus Wind und Solarenergie ist zusätzlich durch hohe Volatilitäten gekennzeichnet. Deswegen sind drei Schritte notwendig:

Erstens, eine bessere Integration der Europäischen Strommärkte. Das heutige Marktdesign wurde für konventionelle Energieträger entwickelt, deren Produktion am Vortag geplant werden konnte. Für Wind und Solarenergie ist allerdings eine gute Prognose erst wenige Stunden vorher möglich. Wenn diese Information nicht ausreichend berücksichtig werden kann, sind zusätzliche Kapazitätsreserven nötig. Eine optimale Ausgestaltung der Energiemärkte ermöglicht die Verwendung der aktuellen Prognosen. Das vermeidet Kosten und eine emissionsintensive Bereitstellung von zusätzlichen Kraftwerken. Dies erfordert zudem ein koordiniertes Engpassmanagement auf Europäischer Ebene.

Zweitens, durch einen Ausbau der Stromnetze können verschiedene erneuerbare Energien aus unterschiedlichen Ländern kombiniert werden. Dies reduziert Kosten und erhöht die Versorgungssicherheit.

Drittens, um langfristig die Vollversorgung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ist es notwendig, Energie zu speichern. Dafür müssen die Entwicklung und der Einsatz verschiedener Optionen von Speichertechnologien gefördert werden.

Szenario Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke

Der weitere Ausbau von Kohlekraftwerken und die Umsetzung der Planungen in diesem Bereich sind zu einem erheblichen Teil von der Entscheidung abhängig, ob die Kernkraftwerke wie geplant oder später vom Netz gehen. In einem Szenario mit deutlich verlängerten Laufzeiten der Kernkraftwerke werden absehbar weit weniger bisher geplante Kraftwerksprojekte realisiert. Nicht nur die Kernkraft, sondern auch viele Kohlekraftwerksprojekte stoßen auf regionale und lokale Widerstände sowie auf Probleme bei den Genehmigungsverfahren. So sind allein im Jahr 2009 Kohlekraftwerksbauvorhaben in einer Größenordnung von 10,7 Gigawatt aufgegeben worden. In diesem Szenario würde die angesprochene regionale Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch gemildert (Abbildung 3).

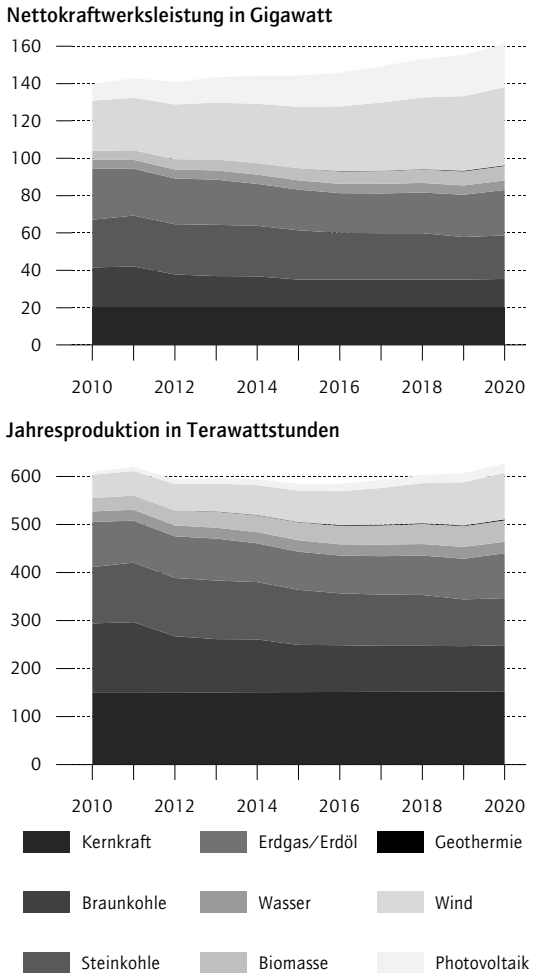
Szenario Ausstieg aus der Kernkraft wie beschlossen

Im Falle des Ausstiegs aus der Kernkraft bleiben wie im Szenario der Kernenergieverlängerung die existierenden und in Bau befindlichen Kohlekraftwerke als Brückentechnologie. Weiterhin nehmen wir hierfür an, dass alte Kohlekraftwerke durch die zusätzlich in Planung befindlichen Kohlekraftwerke ersetzt werden (Abbildung 4).

Hierzu stellt sich die Frage, ob alte Kohlekraftwerke tatsächlich durch neue ersetzt werden sollten. Geschieht dies, dann kann das zwar kurzfristig zu Emissionsreduktionen führen, da neue Kohlekraftwerke effizienter sind. Mittel- und langfristig birgt der Neubau jedoch das Risiko, dass die Kohlekraftwerke aus politischen und ökonomischen Gründen 40 Jahre lang im Betrieb bleiben. Das könnte ein Hindernis für die großräumige Anwendung von erneuerbaren Energien sein. Deswegen könnte es vorteilhaft sein, die älteren Kohlekraftwerke als Brückentechnologie am Netz zu lassen und sukzessive durch größere Anteile an erneuerbaren Energien zu ersetzen.

Abbildung 3

Kraftwerksleistung und Stromproduktion im Szenario Laufzeitverlängerung

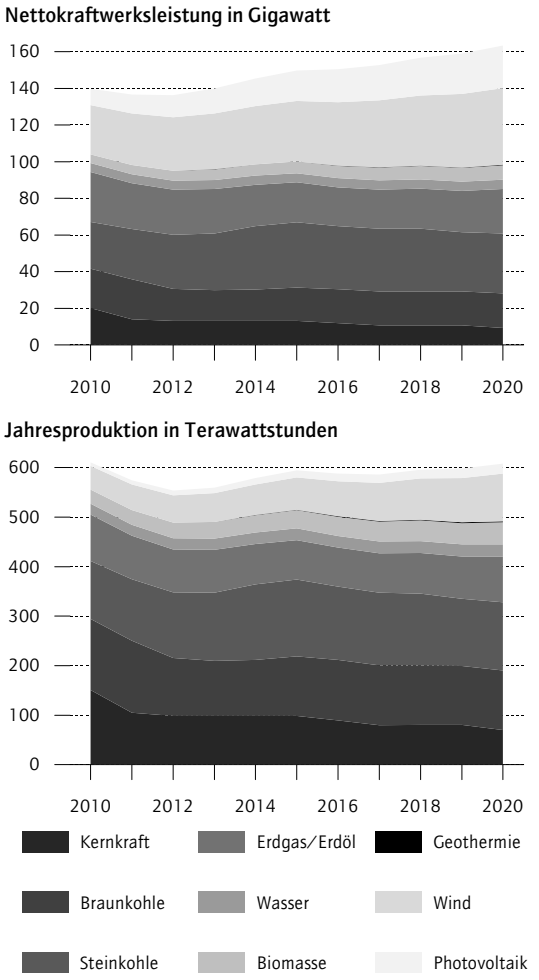


Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Ohne zusätzliche Kohlekraftwerke gelingt der Umbau zu den erneuerbaren Energien.

Abbildung 4

Kraftwerksleistung und Stromproduktion im Szenario Kernenergieausstieg



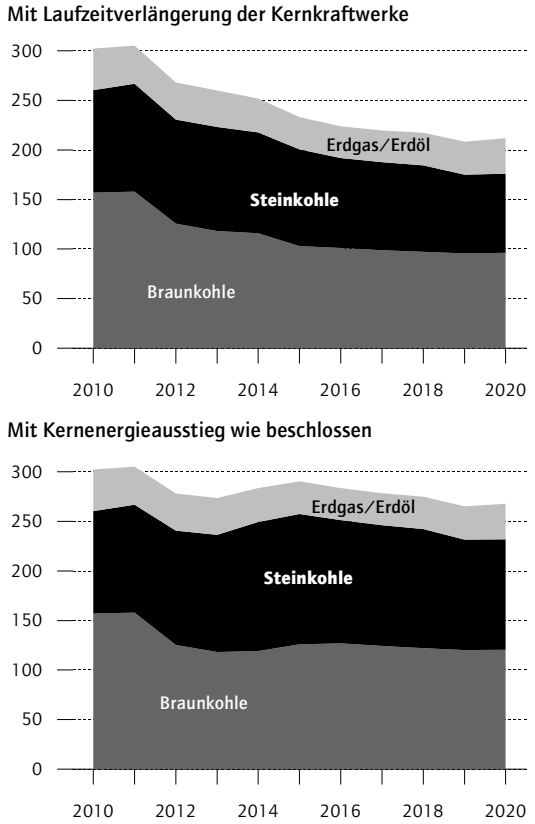
Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Die Stromproduktion geht kurzfristig zurück bis in fünf Jahren neue Steinkohlekraftwerke die Lücke schließen.

Abbildung 5

CO_2-Emissionen des Stromsektors nach Szenarien

In Millionen Tonnen



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Die Reduktion von CO_2-Emissionen ist bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke erfolgreicher.

CO_2-Emissionen der Stromproduktion: Herausforderung Kohle

Der Stromsektor trägt in Deutschland rund ein Drittel zu den CO_2-Emissionen bei. Bei einer Laufzeitverlängerung der Kernenergie können die erneuerbaren Energien Strom aus Kohlekraftwerken ersetzen. Das führt dazu, dass die Emissionen im Strombereich bis 2020 um 30 Prozent fallen (Abbildung 5). Beim Ausstieg aus der Kernenergie muss ein Teil der erneuerbaren Energien dazu verwendet werden, Strom aus den Kernkraftwerken zu ersetzen. Deswegen wird in diesem Fall nur eine Emissionsreduktion von gut elf Prozent im Stromsektor erreicht.[15]

Auf Europäischer Ebene und bei gegebenen Emissionszielen bedeutet dies, dass bei der Verzögerung des Ausstiegs aus der Kernenergie andere Sektoren geringere Emissionsreduktionen bis zum Jahr 2020 erbringen müssten. Bei dem längerfristigen Klimaschutzziel, die Emissionen in Europa bis zum Jahr 2050 zu reduzieren, führt dagegen die Verlängerung der Kernenergie nur zu einer Verschiebung der Anstrengungen, denn die bestehenden Anlagen werden alle lange vor dem langfristigen Ziel abgeschaltet werden. Der Umbau des Energiesystems zu einer vollständigen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien muss somit heute begonnen werden.

Je früher mit dem erfolgreichen Umbau begonnen wird, desto mehr kann die deutsche Industrie von den Erfahrungen international profitieren und die

15 Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass bei der Simulation angenommen wurde, dass ein größerer Anteil existierender Kohlekraftwerke durch Neubauten ersetzt wird, und dadurch die CO_2-Emissionen im Ausstiegszenario leicht unterschätzt werden.

Tabelle 2

Kosten der Stromproduktion in Neubaukraftwerken im Jahr 2020

	Braunkohle		Steinkohle		Erdgas				Neubaumix	
					Gas- und Dampfturbinen		Gasturbinen			
Maßgebliche Annahmen										
Wirkungsgrad in Prozent	48		50		59		41		52	
CO_2-Emissionen in Tonnen je Megawattstunde	0,83		0,68		0,34		0,49		0,62	
Vollaststunden pro Jahr	7 500		6 500		6 500		1 000		6 593	
Investitionen in Euro je Kilowatt	1 200		1 100		480		150		903	
Zinssatz in Prozent	8		8		8		8		8	
Abschreibungsdauer in Jahren	20		20		20		20		20	
Emissionspreis in Euro je Tonne CO_2	**22**	**50**	**22**	**50**	**22**	**50**	**22**	**50**	**22**	**50**
In Euro je Megawattstunde										
Emissionskosten	18,33	41,67	14,96	34,00	7,46	16,95	10,73	24,39	13,67	31,07
Brennstoffkosten	7,70		14,78		39,18		56,39		21,62	
Betrieb und Wartung	3,00		2,00		1,00		1,00		2,00	
Variable Kosten	29,03	52,36	31,74	50,78	47,64	57,13	68,12	81,78	37,29	54,69
Investitionskosten	15,09		13,83		6,04		14,15		11,93	
Gesamtkosten	**44,12**	**67,45**	**45,57**	**64,61**	**53,68**	**63,17**	**82,26**	**95,92**	**49,22**	**66,62**

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Die Stromkosten von Neubaukraftwerken hängen stark vom Emissionspreis für CO_2 ab. Bei Kohlekraftwerken kann das mehr als die Hälfte sein.

deutsche Energiepolitik eine Vorbildrolle bei der internationalen Zusammenarbeit leisten.

Erneuerbare Energien sind bezahlbar

Die Preisentwicklung auf dem deutschen Strommarkt hat unterschiedliche Einflussfaktoren. Neben den Brennstoffkosten spielen vor allem auch die Preise der Emissionszertifikate eine bedeutsame Rolle. Es ist zu erwarten, dass sich die Preisbildung auf dem Strommarkt in zunehmendem Maße an den Gesamtkosten der Stromproduktion neu zu errichtender Kraftwerke orientiert.[16] In diesen Kosten sind neben den variablen Kosten der Stromproduktion auch die Investitionskosten enthalten.[17] Bei den Emissionspreisen wird von einer Niedrig- (22 Euro je Tonne) und einer Hochpreisvariante (50 Euro je Tonne) ausgegangen. Zur Berechnung der durchschnittlichen Investitionskosten ist ein Zinssatz von acht Prozent jährlich und eine Volllaststundenzahl von 7 500 für Braunkohle-, von 6 500 Stunden für Steinkohle- und GuD-Kraftwerke sowie 1 000 Stunden für einfache Erdgas-Gasturbinen (GT) unterstellt (Tabelle 2).

Mit dem Ausbau der zumeist durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) geförderten erneuerbaren Energien ergeben sich entsprechende Entwicklungen in der Produktion und im Fördervolumen. Im Jahr 2020 wird gemäß BMU-Leitstudie die gesamte durch das EEG geförderte Produktionsmenge auf knapp 169 Terawattstunden geschätzt. Bei einer der Neufassung des EEG entsprechenden Degression von Vergütungstarifen für neu installierte Anlagen beträgt die für das Jahr 2020 zu erwartende gesamte Vergütungssumme etwa 22,1 Milliarden Euro.[18] Hieraus ergibt sich ein durchschnittlicher Vergütungstarif von rund 131 Euro je Megawattstunde (Tabelle 3). Dies entspricht weitgehend dem bereits heute gewährten Durchschnittstarif und etwa dem Dreifachen der Großhandelspreise.

Die erwarteten zusätzlichen Kosten der Förderung erneuerbarer Energien hängen von der Entwicklung des Strompreises ab.[19] Auf dieser Grundlage lassen sich die zu erwartenden Kosten der Förderung erneuerbarer Energien berechnen (Tabelle 4). Die für das Jahr 2020 zu erwartenden Differenzkosten liegen zwischen knapp elf und knapp 14 Milliarden Euro. Hierbei handelt es sich um die Kosten, die gegenüber einer Beschaffung der EEG-Strommengen am Strommarkt zusätzlich

16 Grundsätzlich ist langfristig generell mit einer derartigen Preisbildung zu rechnen, da die Investoren andernfalls nicht ihre Investitionskosten decken können. Vgl. Joskow, P. L.: Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. Working Papers 0609, Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2006.

17 Zu betonen ist, dass derartige Preiserwartungen einer Reihe von Unsicherheiten unterliegen. Zum einen betrifft dies die Brennstoffpreis- und Emissionspreisprognose, die jeweils selbst eine Reihe von Unsicherheiten über die künftige Marktentwicklung beinhaltet. So ist beispielsweise zu erwarten, dass durch die geringeren CO_2-Emissionen bei Verlängerung der Kernenergie eher von geringeren Emissionspreisen auszugehen ist. Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor ist die mögliche Ausübung von Marktmacht, die hier nicht berücksichtigt wurde. Die Veränderung der Kraftwerksstruktur bringt ebenso Änderungen in der Markt- und Machtstruktur mit sich, vgl. BET 2010: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf den Erzeugungsmarkt in Deutschland, Aachen 2010.

18 Bundestagsdrucksache 17/1147, in Verbindung mit dem heute gültigen EEG vom Dezember 2009. Hier werden die Referenzdegressionssätze aus dem EEG verwendet.

19 Von der preissenkenden Wirkung der Strommengen aus erneuerbaren Energien auf dem Stromgroßhandelsmarkt wird im Folgenden abgesehen. Die Zusatzkosten und Belastungen der Verbraucher werden dadurch jedoch tatsächlich geringer.

entstehen. Zur Berechnung der Umlage werden die Differenzkosten durch den Gesamtverbrauch geteilt.

Bei einem CO_2-Preis von 22 Euro pro Tonne und einem Stromgroßhandelspreis von knapp 50 Euro pro Megawattstunde steigt die Umlage von gegenwärtig 20 auf 33 Euro je Megawattstunde (Tabelle 5). Zum Vergleich, durchschnittliche Strompreise für private Endkunden liegen in der Größenordnung von rund 200 Euro je Megawattstunde.

Bei einem CO_2-Preis von 50 Euro erhöht sich der Stromgroßhandelspreis um 17,4 Euro je Megawattstunde, während sich die Umlage auf 26 Euro je Megawattstunde reduziert.

Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass Teile der Industrie von der Zahlung befreit sind. Wenn diese Befreiung aufgehoben würde, könnte die Umlage um rund 16 Prozent sinken und somit die Verbraucher entlastet werden.

Fazit

Die Energieversorgung soll sicher aber auch bezahlbar und klimaschonend sein. Energiesysteme beinhalten langfristige Investitionen – deswegen muss Energiepolitik langfristig ausgerichtet werden. Wie kann eine Brücke von einem auf Kernenergie und Kohle basierenden System, das mit Sicherheits- und Klimaanforderungen unserer Gesellschaft nicht kompatibel ist, zu einem auf erneuerbaren Energien aufbauenden System umgebaut werden? Hier werden vier Pfeiler der Energiepolitik benötigt:

Die Förderung der erneuerbaren Energien (EEG) muss gesichert werden. Sie stellt sicher, dass ein wachsender Anteil der Energieerzeugung aus einem Mix an erneuerbaren Energieträgern wirtschaftlich erreicht werden kann.

Existierende Kraftwerke stellen gemeinsam mit dem Ausbau erneuerbarer Energien eine kontinuierliche Stromversorgung sicher. Damit sind keine weiteren Neubauten von Kohlekraftwerken notwendig. Diese würden den erforderlichen Systemwechsel zu erneuerbaren Energien behindern.

Eine Integration der Europäischen Strommärkte erlaubt die Verwendung von zeitnahen Informationen, wie beispielsweise Windprognosen, zur besseren Nutzung der Stromnetze und erhöht somit die Versorgungssicherheit.

Die Entwicklung und Verbreitung von Energiespeichersystemen und der Ausbau der Infrastruktur ermöglicht den wirtschaftlichen Betrieb eines Systems, das auf erneuerbaren Energien basiert.

Tabelle 3

Vergütungen für erneuerbare Energien im Jahr 2020

	Produktion	Vergütung	Durchschnittsvergütung
	In Gigawattstunden	In Millionen Euro	Euro je Megawattstunde
Photovoltaik	20 186	5 806	287,62
Wind	96 274	9 240	95,98
Onshore	66 095	5 811	87,93
Offshore	30 179	3 429	113,61
Biomasse	40 066	6 046	150,90
Geothermie	1 903	282	148,20
Wasser[1]	10 481	789	75,27
Insgesamt	**168 910**	**22 163**	**131,21**

1 Einschließlich der Stromproduktion in Deponie- und Klärgasanlagen, die bis zum 1. August 2004 installiert wurden.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Strom aus Wasserkraft ist zwar die billigste Form erneuerbarer Energien, steht in Deutschland aber nur sehr begrenzt zur Verfügung.

Tabelle 4

Zusatzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2020

In Millionen Euro

Emissionspreis in Euro je Tonne CO_2	22	50
Photovoltaik	4 812	4 461
Wind	4 501	2 826
Onshore	2 558	1 408
Offshore	1 943	1 418
Biomasse	4 074	3 377
Geothermie	188	155
Wasser[1]	273	91
Insgesamt	**13 849**	**10 910**

1 Einschließlich der Stromproduktion in Deponie- und Klärgasanlagen, die bis zum 1. August 2004 installiert wurden.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Je höher der Preis für CO_2-Emissionen desto niedriger die Zusatzkosten für erneuerbare Energien.

Tabelle 5

Zusatzkosten und Umlage im Jahr 2020

In Euro je Megawattstunde

Emissionspreis in Euro je Tonne CO_2	22	50
Photovoltaik	238,4	221,0
Wind	–	–
Onshore	38,7	21,3
Offshore	64,4	47,0
Biomasse	101,7	84,3
Geothermie	99,0	81,6
Wasser[1]	26,0	8,6
Durchschnitt	82,0	64,6
Umlage	33,0	26,0

1 Einschließlich der Stromproduktion in Deponie- und Klärgasanlagen, die bis zum 1. August 2004 installiert wurden.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin. **DIW** Berlin 2010

Die Umlage wird zwischen 33 und 26 Euro liegen.

JEL Classification:
Q2, Q4, Q5

Keywords:
Renewable energy, Promotion policy, Nuclear energy, Germany

Impressum

DIW Berlin
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200

Herausgeber
Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann
(Präsident)
Prof. Dr. Alexander Kritikos
(Vizepräsident)
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion
Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion
Tobias Hanraths
PD Dr. Elke Holst
Susanne Marcus
Manfred Schmidt

Lektorat
Karsten Neuhoff, PhD
Alexander Schiersch

Pressestelle
Renate Bogdanovic
Tel. +49 – 30 – 89789–249
presse@diw.de

Vertrieb
DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805–19 88 88, 14 Cent/min.
Reklamationen können nur innerhalb von vier Wochen nach Erscheinen des Wochenberichts angenommen werden; danach wird der Heftpreis berechnet.

Bezugspreis
Jahrgang Euro 180,–
Einzelheft Euro 7,–
(jeweils inkl. Mehrwertsteuer und Versandkosten)
Abbestellungen von Abonnements spätestens 6 Wochen vor Jahresende
ISSN 0012-1304
Bestellung unter leserservice@diw.de

Satz
eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck
USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an die Stabsabteilung Kommunikation des DIW Berlin (Kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf
100 Prozent Recyclingpapier.