

Atomkraft ist nicht wettbewerbsfähig – Auch im Vereinigten Königreich und Frankreich ist Klimaschutz ohne Atomkraft möglich

Von Casimir Lorenz, Hanna Brauers, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendziorski und Pao-Yu Oei

Die Atomwirtschaft steht vor tiefgreifenden Veränderungen, nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. Der Bau neuer Atomkraftwerke ist mit sehr hohen Kosten verbunden, selbst bei hohen CO₂-Preisen kann Atomkraft nicht wettbewerbsfähig werden. Trotzdem geht das EU-Referenzszenario davon aus, dass in den kommenden drei Jahrzehnten in Europa neue Atomkraftwerke mit einer Gesamtleistung von über 50 Gigawatt gebaut und Laufzeitverlängerungen im Umfang von weiteren 86 Gigawatt durchgeführt werden. Modellrechnungen zeigen jedoch, dass Atomkraft bis 2050 aus dem europäischen Strommix verschwinden würde, ginge es nur nach ökonomischen Kostenerwägungen. In Westeuropa halten insbesondere das Vereinigte Königreich und Frankreich noch ernsthaft an Plänen zum Bau neuer Atomkraftwerke fest. Modellrechnungen für diese beiden Länder zeigen allerdings, dass eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bis zum Jahr 2050 ohne Atomkraft möglich wäre.

Die Nutzung der Atomkraft wird in vielen Energie- und Klimaszenarien als Baustein für die Dekarbonisierung¹ dargestellt, zum Beispiel im Referenzszenario der Europäischen Union² und innerhalb sogenannter *Integrated Assessment Modelle* (IAM).³ Unter 30 europäischen Ländern – die 28 Mitglieder der EU, Norwegen und die Schweiz – wird allerdings von der Mehrheit, nämlich 17 Ländern, Atomkraft nicht (mehr) als Zukunftstechnologie gesehen. Diese Länder haben entweder gar keine Atomkraftwerke und keinerlei Pläne, in diese Technologie einzusteigen (dies betrifft zehn Länder, darunter Griechenland, Portugal und Norwegen), planen keine Neubauten mehr (Spanien), haben einen Atomausstieg beschlossen (Deutschland, Belgien, Schweiz) oder bereits vollzogen (Italien, Österreich). Angesichts steigender Kosten für den Neubau, aber auch für den laufenden Betrieb von Atomkraftwerken, ungelöster Probleme bei der Versicherung von Risiken, fallender Strompreise und eines zunehmenden Bewusstseins der Kosten von Rückbau und Abfallmanagement wenden sich auch die meisten Energieversorgungsunternehmen von der Atomkraft ab.⁴

Atomtechnologien sind in den 1940er Jahren als „Tochter von Wissenschaft und Kriegsführung“⁵ entstanden und wurden sowohl im Zweiten Weltkrieg als auch danach vor allem für militärische Zwecke eingesetzt. Die zivile Nutzung der Atomtechnologie im Sinne der Stromerzeugung

¹ Dekarbonisierung bezeichnet die Umstellung der (Energie-) Wirtschaft auf eine weitgehend treibhausgasemissionsfreie Wertschöpfung.

² Vgl. Europäische Kommission (2016): EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050.

³ Vgl. Kim, S. H., Wada, K., Kurosawa, A., Roberts, M. (2014): Nuclear energy response in the EMF27 study. *Climatic Change*, 123 (3) 123–443.

⁴ Vgl. auch Kemfert, C., Gerbaulet, C., von Hirschhausen, C. et al. (2015): Europäische Klimaschutzziele sind auch ohne Atomkraft erreichbar. DIW Wochenbericht 45/2016, 1063–1070.

⁵ Vgl. Lévêque, F. (2014): *The Economics and Uncertainties of Nuclear Power*. Cambridge, UK, Cambridge University Press, 212.

gung kam erst in den 1960er Jahren auf und war zu keiner Zeit ökonomisch begründet.⁶ Selbst unter Vernachlässigung externer Kosten (wie dem Risiko von Kraftwerksunfällen und der Verbreitung von waffenfähigem Spaltmaterial, der sogenannten Proliferation) ist die Stromerzeugung in Atomkraftwerken nie wettbewerbsfähig gewesen. Statt günstiger zu werden, sind die Kosten der Atomkraft vielmehr seit den 1960er Jahren weiter gestiegen.⁷

Atomkraft ist in Europa nicht wettbewerbsfähig

Eine Analyse aus dem Jahr 2012 hat die Stromgestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien untersucht und – wie frühere Studien auch schon – gezeigt, dass Atomkraft nicht wettbewerbsfähig ist.⁸

Eine Berechnung der Stromgestehungskosten unter Verwendung einer vergleichbaren Methodik in einem europäischen Kontext wurde unter den 2016 herrschenden Randbedingungen wiederholt. Sie zeigt, dass die Atomkraft weder im Vergleich mit Erdgas- noch mit Steinkohlekraftwerken wettbewerbsfähig ist (Tabelle 1). In der Analyse wurden die Stromerzeugungskosten von Atomkraftwerken sowie Erdgas- und Steinkohlekraftwerken miteinander verglichen.⁹ Unabhängig vom CO₂-Preis¹⁰ sind die Gestehungskosten der Atomkraft mit 12,1 Cent pro Kilowattstunde wesentlich höher als die der fossilen Kraftwerke. Die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus Kohle variieren in Abhängigkeit vom CO₂-Preis zwischen 5,1 und 10 Cent pro Kilowattstunde und zwischen 5 und 7,9 Cent pro Kilowattstunde bei Gas.¹¹ Selbst unter der Annahme eines CO₂-Preises in Höhe von 100 Euro

Tabelle 1

Langfristige Stromgestehungskosten konventioneller Erzeugungstechnologien im Vergleich

Cent/Kilowattstunde

	Atomkraft	Steinkohle	Erdgas
Baseline (kein CO ₂ -Preis)	12,1	5,1	5
CO ₂ -Preis: 25 Euro/Tonne	12,1	6,3	5,7
CO ₂ -Preis: 100 Euro/Tonne	12,1	10,0	7,9

Anmerkung: Kostenannahmen auf Basis des Jahres 2016.

Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

Unabhängig vom CO₂-Preis sind die Stromgestehungskosten von Atomkraft am höchsten.

pro Tonne ist die Stromerzeugung mit Atomkraft am unwirtschaftlichsten.

Die meisten europäischen Länder haben sich entschlossen, im Rahmen der Dekarbonisierung des Stromsystems nicht auf Atomkraft zu setzen:¹² Italien und Österreich haben ihren Ausstieg aus der Kernkraft schon länger beschlossen und vollzogen, Belgien hat sich auch dafür entschieden – und das schon vor der Katastrophe von Fukushima im Jahr 2011. Spanien hatte ebenfalls bereits angekündigt, keine neuen Atomkraftwerke bauen zu wollen. Deutschland und die Schweiz haben 2011 den Ausstieg beschlossen. In Finnland, wo ein *Euro-pean Pressurized Water Reactor* (EPR) zurzeit in Bau ist, wurden die Pläne für einen zusätzlichen Reaktor, Olkiluoto 4, im Jahr 2015 aufgegeben.

Einige osteuropäische Länder haben zwar Pläne zum Bau neuer Atomkraftwerke, deren Verwirklichung aber unsicher ist. In Litauen hat die Bevölkerung in einem Referendum im Jahr 2012 gegen neue Atomkraftwerke gestimmt, die Regierung hält jedoch trotzdem an ihren Neubauplänen fest – mit dem Argument, die Volksabstimmung sei nur konsultativ gewesen. Tschechien, die Slowakei und Ungarn überlegen, die bestehenden Atomkraftwerke zu modernisieren, die Finanzierung erscheint aber höchst unsicher.¹³ Polen erwägt, erstmals Atomkraftwerke zu bauen und zu betreiben, hat jedoch seine bisherigen Pläne noch nicht ernsthaft konkretisiert.

6 Vgl. den Übersichtsbeitrag von Davis, L.W. (2012): Prospects for Nuclear Power. *Journal of Economic Perspectives*, 26 (1), 49–66; sowie Analysen des letzten Jahrzehnts, u.a. Massachusetts Institute of Technology MIT (2003): *The Future of Nuclear Power*; University of Chicago (2004): *The Economic Future of Nuclear Power*; Joskow, P.L., Parsons, J.E. (2012): *The Future of Nuclear Power After Fukushima*. *Economics of Energy & Environmental Policy* 1 (2) 99–113; sowie D’haeseleer, W.D. (2013): *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy – Study for the European Commission*, DG Energy.

7 Vgl. Lévêque, F., a. a. O.

8 Vgl. Davis, L.W. (2012), a. a. O. Die Gesamtkosten der Stromproduktion einschließlich Kraftwerksbau, Brennstoffkosten, sowie Betrieb und Wartung, berücksichtigt über die Lebensdauer des Kraftwerks, resultieren dabei in einem Durchschnittswert der Stromgestehungskosten.

9 Grundlage der Daten stellt die DIW Data Documentation 68 von 2013 dar, einige Kernparameter wurden auf die Gegebenheiten von 2016 angepasst. Die Investitionskosten für Atomkraftwerke wurden auf 7 000 Euro pro Kilowatt gesetzt, die Brennstoffpreise reflektieren die aktuelle Situation. Für Atomkraftwerke wird eine Verfügbarkeit von 80 Prozent (entspricht 7 000 Volllaststunden) und eine Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Eine im gleichen Rahmen durchgeführte Monte Carlo Analyse zeigt, dass die Befunde sogar unter substanzieller Variation der Hauptinputparameter Bestand hat.

10 Hier wurde ein CO₂-Preis von null, 25 und 100 Euro pro Tonne angenommen.

11 Für Windkraftanlagen wurde ein Wert von 6,3 Cent pro Kilowattstunde ermittelt. Bei aktuellen Ausschreibungsergebnissen in Deutschland haben Solaranlagen ein Wert von 7,55 Cent pro Kilowattstunde erreicht.

12 Vgl. Schneider, M., Froggatt, A., Hazemann, J. et al. (2016): *World Nuclear Industry Status Report 2016*; sowie Lévêque, F. (2014): *The Economics and Uncertainties of Nuclear Power*. Cambridge University Press.

13 Vgl., für den Fall Ungarn, *The Wall Street Journal* (2016): *EU to Probe Hungary Nuclear Plant Financing*. <http://www.wsj.com/articles/eu-to-probe-hungary-nuclear-plant-financing-1448296592> (Stand 19. 10. 2016).

EU-Referenzszenario setzt noch auf Atomkraft

Entgegen der ökonomischen Logik weist das Referenzszenario der Europäischen Kommission, welches alle drei Jahre im Rahmen einer Energiesystemmodellierung aktualisiert wird, einen hohen Anteil von Atomenergie am europäischen Strommix aus. Das aktuelle Referenzszenario aus dem Jahr 2016, das auf Berechnungen des PRIMES-Modells basiert, geht bis zum Jahr 2050 von einer nur leicht sinkenden Gesamtleistung von Atomkraftwerken in Europa aus.¹⁴ Im Zeitrahmen 2030 bis 2050 werden in diesem Szenario viele Atomkraftwerke gebaut, ersetzt oder modernisiert – mit einer kumulierten Kapazität von insgesamt mehr als 130 Gigawatt. Über 50 Gigawatt davon würden auf neue Atomkraftwerke entfallen (Abbildung 1).

Zur Überprüfung der Plausibilität des EU-Referenzszenarios wurde der Anteil der verschiedenen Energieträger an der europäischen Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 mit dem dynamischen europäischen Stromsektormodell *dynELMOD* berechnet.¹⁵ Das Modell ermittelt unter der Annahme eines spezifischen CO₂-Minderungspfades¹⁶ für den Stromsektor die kostengünstigste Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks sowie den optimalen Kraftwerkseinsatz für jedes europäische Land für den Zeitraum von 2015 bis 2050 in Fünfjahresschritten. Unter den Rahmenbedingungen einer weitgehenden Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2050 werden Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten und Speichertechnologien berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass sich das Kraftwerkspportfolio von fossiler hauptsächlich zu erneuerbarer Stromerzeugung wandelt (Abbildung 2). Braun- und Steinkohlekraftwerke liefern ab dem Jahr 2040 weniger als ein Prozent der Strommenge, während Gaskraftwerke noch bis Ende 2040 einen Anteil von 20 Prozent an der Stromerzeugung aufweisen. In den darauffolgenden Perioden dienen Gaskraftwerkskapazitäten hauptsächlich als Backup. Investitionen in Atomkraftwerke finden zu keinem Zeitpunkt statt, sodass deren Stromproduktion bis 2050 stark zurückgeht. Nach 2030 wird der Großteil des Stroms aus Windkraftanlagen erzeugt, gefolgt von Photovoltaik. Aufgrund von Potentialbeschränkungen bleibt der Anteil der Wasserkraft konstant und der Anteil der Biomasse steigt nur leicht. Speicher im Stromsystem gewinnen ab dem

¹⁴ Vgl. Europäische Kommission (2016), a. a. O.

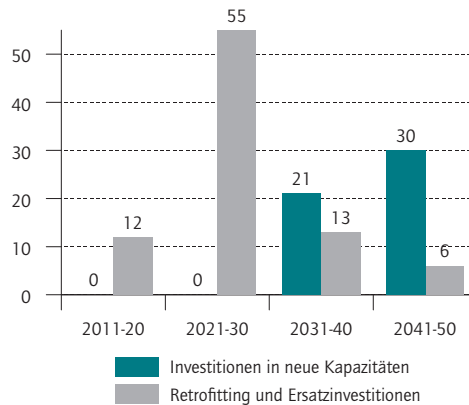
¹⁵ Vgl. Gerbaulet, C., Kunz, F., Lorenz, C. et al. (2014): Cost-minimal investments into conventional generation capacities under a Europe-wide renewables policy. 11th International Conference on the European Energy Market (EEM); eine Beschreibung ist zudem verfügbar auf <http://diw.de/elmod#dynELMOD>.

¹⁶ Dieser entspricht dem CO₂-Pfad für den Stromsektor im „Diversified Supply Scenario“ der Energy Roadmap 2050. In diesem Szenario wird eine 83,9-prozentige Dekarbonisierung aller Sektoren erreicht. Vgl. Europäische Kommission (2011). Impact Assessment SEC (2011) 1565, Attachment 1, Seite 70.

Abbildung 1

Neubau von Kernkraftwerkskapazitäten im EU-Referenzszenario 2016

In Gigawatt



Quelle: Europäische Kommission.

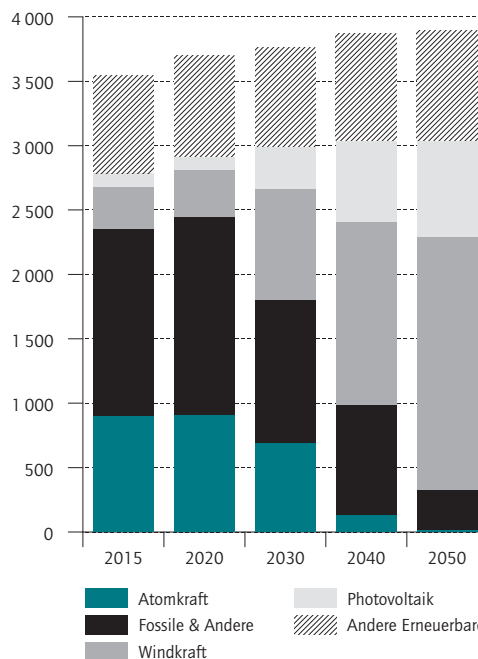
© DIW Berlin 2016

Bis 2050 sind über 50 Gigawatt an Neubauten und 86 Gigawatt an Retrofits und Ersatzinvestitionen vorgesehen.

Abbildung 2

Stromerzeugung in Europa bis 2050 im dynELMOD-Modell

In Terawattstunden



Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt bis 2050 stark.

Jahr 2030 an Bedeutung:¹⁷ Im Jahr 2050 werden mithilfe von Speichern neun Prozent des erzeugten Stroms zwischengespeichert, um Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen.

Vergleich der Modellierungsergebnisse mit Länderstudien aus dem *Deep Decarbonization Pathways Project*

Im Rahmen des *Deep Decarbonization Pathways Project* (DDPP) haben internationale Forschungsinstitute nationale Energieszenarien entwickelt, die als Ziel die Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf maximal zwei Grad Celsius haben – im Einklang mit dem weltweiten Klimaziel. Geleitet wird das Konsortium vom *Institute for Sustainable Development and International Relations* (IDDRI) sowie dem *Sustainable Development Solutions Network* (SDSN). An den Länderstudien sind auch lokale Expertinnen und Experten beteiligt. Die für das Vereinigte Königreich¹⁸ und Frankreich¹⁹ entwickelten Pfade wurden ebenfalls mithilfe des Stromsektormodells *dynELMOD* nachvollzogen. Die Rechnungen basieren auf den gleichen Stromnachfragedaten wie die DDPP-Szenarien, verwenden aber aktualisierte²⁰ Kostenannahmen für die verschiedenen Erzeugungstechnologien.²¹

Vereinigtes Königreich: Eine tiefgreifende Dekarbonisierung ist ohne Atomkraft möglich

Das Vereinigte Königreich verfolgt trotz ungünstiger finanzieller Konditionen ein Neubauprogramm, um die zweite Generation der *Advanced Gas-cooled Reactors* (AGRs) zu ersetzen, ein Erbe der Nachkriegszeit. Vorzeigeprojekt soll der Bau von zwei großen Einheiten mit

¹⁷ Die Erzeugung aus Speichern wird in den Abbildungen nicht dargestellt, da es sich dabei nur um eine Zwischenspeicherung (beispielsweise Aufladen und Entladen im Fall von Batterien) von Strom und keine Erzeugung handelt. Ein- und Ausspeicherverluste werden durch eine erhöhte Produktion ausgeglichen und sind damit in der Gesamterzeugung abgebildet.

¹⁸ Vgl. Pye, S., Anandarajah, G., Fais, B. et al. (2015): Pathways to Deep Decarbonization in the United Kingdom. SDSN - IDDRI, http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP_GBR.pdf. (Stand: 21. 10. 2016).

¹⁹ Vgl. Criqui, P. und Hourcade, J.-C. (2015). Pathways to Deep Decarbonization in France, SDSN - IDDRI, http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2015/09/DDPP_FRA.pdf. (Stand 21. 10. 2016).

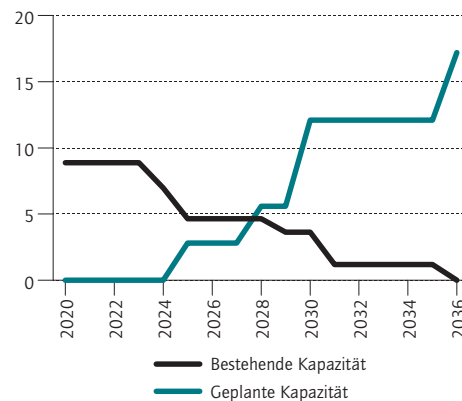
²⁰ Unter anderem wurden die Investitionskosten (jeweils für die Jahre 2020 und 2050) aktualisiert (Auszug): Atomkraft (6 000 Euro pro Kilowatt; 6 000 Euro pro Kilowatt, sowie 1 000 Euro pro Kilowatt für Rückbau und Einlagerung), CCGT mit CCTS (1 400 Euro pro Kilowatt; 1 300 Euro pro Kilowatt), Windkraft onshore (1 028 Euro pro Kilowatt; 851 Euro pro Kilowatt), Windkraft offshore (2 636 Euro pro Kilowatt; 1 592 Euro pro Kilowatt), Photovoltaik (769 Euro pro Kilowatt; 230 Euro pro Kilowatt), Li-Ion (130 Euro pro Kilowatt; 35 Euro pro Kilowatt und für die Speicherkapazität 563 Euro pro Kilowattstunde; 188 Euro pro Kilowattstunde), NaS Ion (135 Euro pro Kilowatt; 35 Euro pro Kilowatt und für die Speicherkapazität 467 Euro pro Kilowattstunde; 90 Euro pro Kilowattstunde).

²¹ Vgl. Schröder et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. DIW Data Documentation 68.

Abbildung 3

Erwartete Stilllegungen und Neubauten von Atomkraftwerken in der Energiestrategie des Vereinigten Königreiches

In Gigawatt



Quelle: National Audit Office (2016), PRIS Datenbank, Annahmen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

Bis 2035 sind im Vereinigten Königreich neue Atomkraftwerke mit einer Kapazität von mehr als 16 Gigawatt geplant.

jeweils 1 600 Megawatt am Standort Hinkley Point werden. Das Projekt ist politisch brisant, da das Konsortium aus zwei ausländischen Unternehmen besteht: *Electricité de France* aus Frankreich (67 Prozent) und *China National Nuclear Corporation* aus China (33 Prozent). Sie planen den Bau eines EPR-Reaktors.²² Nach jetzigen Planungen will das Vereinigte Königreich bis zum Jahr 2036 Neubauten mit einer Kapazität von insgesamt 17 Gigawatt realisieren (Abbildung 3). Gleichzeitig werden die bereits bestehenden Kapazitäten sukzessive zurückgefahren.

Die Elektrizitätserzeugung im Vereinigten Königreich bis 2050 im Modellvergleich

Im Rahmen des DDPP wurde für das Vereinigte Königreich das *UK Times Modell* des *UCL Energy Institute* genutzt.²³ Das Projekt hat dabei zwei Hauptszenarien identifiziert:

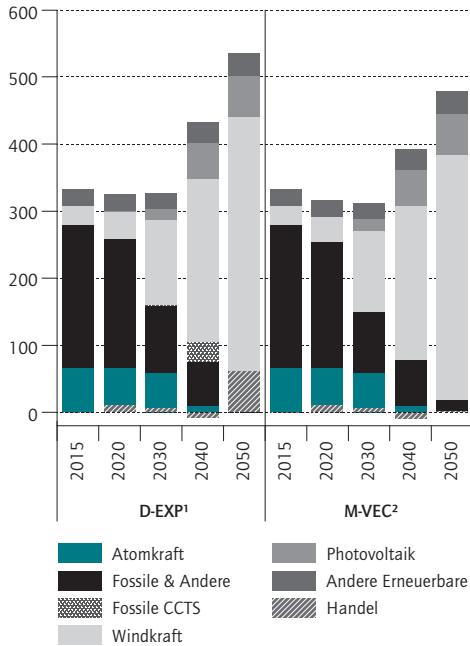
²² Weitere Projekte beinhalten u.a. den Bau von drei Atomkraftwerken in der Nähe von Sellafeld durch ein Konsortium aus dem Teillieferanten Toshiba-Westinghouse und dem französisch-belgischen Energieversorger Engie; auch die China General Nuclear Power Corporation (CGN) hat das Ziel, ihre Eigenentwicklung, den Hualong One Reactor (HPR 1 000), an einem noch zu bestimmenden Standort zu bauen. Vgl. Schneider, M. et al. (2016), a. a. O.

²³ Vgl. Daly, H. E., Fais, B. (2014): UK TIMES model overview. UCL Energy Institute, siehe <https://www.ucl.ac.uk/energy-models/models/uktm-ucl/uktm-documentation-overview>. <https://www.ucl.ac.uk/energy-models/models/uktm-ucl/uktm-documentation-overview> (Stand: 19. 10. 2016).

Abbildung 4

Stromerzeugung im Vereinigten Königreich im dynELMOD-Modell in verschiedenen Szenarien

In Terawattstunden



1 Das Szenario D-EXP (decarbonize and expand) zeichnet sich durch eine intensive Sektorkopplung aus, die zu einer starken Nachfragesteigerung im Stromsektor führt.
 2 Im Szenario M-VEC (multivector transition) ist die Steigerung der Stromnachfrage im Vergleich zum D-EXP-Szenario aufgrund der weniger ausgeprägten Sektorkopplung geringer.

Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

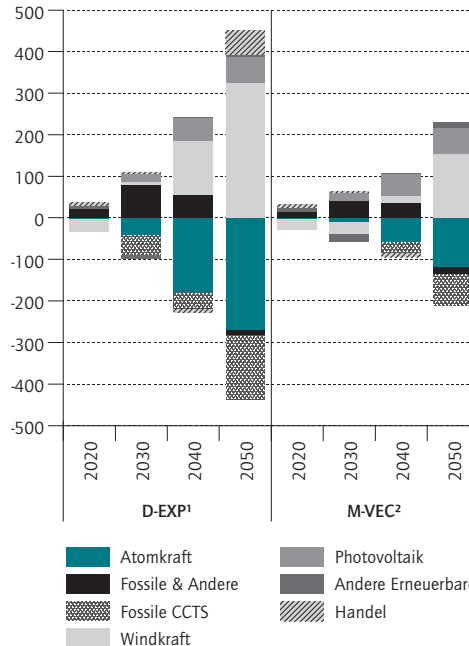
Windkraft ist im Jahr 2050 der Hauptenergieträger.

- Das Szenario D-EXP (decarbonize and expand) sieht eine intensive Sektorkopplung vor, beispielsweise durch die Elektrifizierung des Wärmesektors und des Transportsektors, welche zu einer Steigerung der jährlichen Stromnachfrage von 320 Terawattstunden auf rund 600 Terawattstunden bis zum Jahr 2050 führt. Die Dekarbonisierung erfolgt hier primär durch die CO₂-Abscheidungstechnologie CCTS (Carbon Capture Transport and Storage). Nur ein kleiner Teil des Stromverbrauchs wird durch Windkraft gedeckt, die Atomkraft ist die Hauptideerzeugungquelle.
- Im alternativen Szenario M-VEC (multivector transition) wird der Fokus weniger auf eine Elektrifizierung gelegt, wodurch die Nachfrage bis 2050 lediglich auf rund 450 Terawattstunden steigt. Atomkraft und CCTS machen hierbei im Jahr 2050 zusammen fast die Hälfte der Stromerzeugung aus, die Windkraft ungefähr die andere Hälfte.

Abbildung 5

Vergleich der dynELMOD- und DDPP-Berechnungen für das Vereinigte Königreich

In Terawattstunden



1 Das Szenario D-EXP (decarbonize and expand) zeichnet sich durch eine intensive Sektorkopplung aus, die zu einer starken Nachfragesteigerung im Stromsektor führt.
 2 Im Szenario M-VEC (multivector transition) ist die Steigerung der Stromnachfrage im Vergleich zum D-EXP-Szenario aufgrund der weniger ausgeprägten Sektorkopplung geringer.

Positive Werte entsprechen einer höheren Stromproduktion der jeweiligen Technologie im dynELMOD-Modell im Vergleich zu den DDPP-Berechnungen, negative einer geringeren Produktion.

Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

Die Ergebnisse der verschiedenen Berechnungen unterscheiden sich stark.

Bei der alternativen Vergleichsrechnung wurden bestimmte Rahmenbedingungen, wie die Stromnachfrage und eine installierte Mindestleistung an CCTS, aus dem DDPP-Projekt übernommen. Die Ergebnisse zeigen für beide Szenarien, D-EXP und M-VEC, eine ausgeprägte Transformation des Strommixes (Abbildung 4). Im D-EXP-Szenario erreichen erneuerbare Energien im Jahr 2050 nun einen Anteil von 82 Prozent. Die Windkraft spielt dabei mit nahezu 75 Prozent der Gesamtenergieerzeugung die Hauptrolle. Erdgas bleibt der einzige fossile Energieträger.²⁴ Im nachfrageschwächeren M-VEC-Szenario wird die Nachfrage fast ausschließlich durch erneuerbare Energien gedeckt, nämlich Windkraft und

²⁴ Im D-EXP Szenario sind fünf Gigawatt Erdgas-CCTS Kapazitäten als Teil der exogenen Szenarienannahmen unterstellt.

Photovoltaik, unterstützt von bis zu 45 Gigawatt installierter Batteriespeicherleistung.

Die Ergebnisse unterscheiden sich hinsichtlich der Erzeugungsmengen nach Energieträgern wesentlich von den DDPP-Ergebnissen (Abbildung 5). Das *UK Times Modell* geht dabei von erheblich höheren Kapazitäten der Atomkraftwerke und der fossilen Kraftwerke aus, wohingegen *dynELMOD* einen kompetitiven Vorteil von Windkraft in Kombination mit Speichern zeigt. Weiterhin werden in den Ergebnissen des DDPP keine Angaben zu Importen gemacht. Im hier verwendeten Modell dagegen werden Importe und Exporte, primär aus Frankreich und den Niederlanden, einbezogen, die insbesondere im D-EXP-Szenario auftreten. Beide Modelle erreichen eine Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors von mehr als 90 Prozent.

Auch in Frankreich ist die Atomkraft entbehrlich

Nach der in Paris veranstalteten und erfolgreichen internationalen Klimaschutzkonferenz 21st *Conference of the Parties* (COP 21) im Jahr 2015 steht Frankreich unter besonderem Druck der europäischen und sogar der Weltöffentlichkeit, die gesetzten Klimaschutzziele einzuhalten – also in erster Linie die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 75 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren.²⁵

Im Jahr 2015 wurden in Frankreich netto 417 Terawattstunden von Atomkraftwerken produziert, was einem Anteil von 76 Prozent der Gesamtstromproduktion entspricht. Erzeugt wird der Atomstrom in 58 Druckwasserreaktoren an 19 Standorten. Alle werden vom staatlichen Energieversorger *Electricité de France* (EDF) betrieben. Ein Großteil wurde Ende der 1970er beziehungsweise Anfang der 1980er gebaut. Viele Einheiten werden in naher Zukunft ein Alter von 40 Jahren erreichen.

Sowohl die politische als auch die unternehmerische Handlungsfähigkeit der Akteure ist derzeit stark eingeschränkt. EDF steht angesichts einer Rekordverschuldung bei anhaltend niedrigen Strompreisen vor existenziellen Schwierigkeiten. Aktuelle Pläne von EDF, die Laufzeit einiger Kraftwerksblöcke um weitere zehn bis 20 Jahre zu verlängern, würden zweistellige Milliardeninvestitionen erfordern. Allerdings hat die nationale atomare Sicherheitsbehörde bereits Garantien gefordert, was die Kosten zusätzlich erhöht. Die steigenden Kosten für den Neubau eines EPR-Reaktors in Flamanville (circa 6 500 Euro pro Kilowatt anstelle von ursprünglich

geplanten 3 000 Euro pro Kilowatt²⁶) sowie eine zunehmende Skepsis gegenüber der Beteiligung von EDF am Neubau von Hinkley Point C im Vereinigten Königreich verschärfen die Problematik.

Bei einer Abkehr von der Atomenergie als Hauptenergieträger wären die gesetzten Klimaschutzziele nur mit einem massiven Ausbau erneuerbarer Energien erreichbar.²⁷ Das im Sommer 2015 verabschiedete Gesetz zur *transition énergétique* (Transformation des Energiesektors) lässt aber eine wegweisende Entscheidung zur Zukunft der Atomenergie vermissen und beantwortet die Frage des Atomumstiegs nicht. Es werden lediglich Ziele bis 2025 vorgegeben – ohne konkreten Fahrplan, welche Atomkraftwerke wann abgeschaltet werden sollen, um den in Aussicht gestellten Rückgang der Atomstromproduktion zu erreichen.²⁸

Die Elektrizitätserzeugung in Frankreich im Modellvergleich

Im Rahmen des DDPP wurde das *Imaclim-R-France-Modell* verwendet. Dabei handelt es sich um ein dynamisches Gleichgewichtsmodell, das zwei Entwicklungspfade identifiziert.²⁹

- Das *Szenario Diversität* (DIV) geht von einem leichten Anstieg der Stromnachfrage auf 560 Terawattstunden bis zum Jahr 2050 aus. Dabei wird angenommen, dass bis zu 60 Prozent des Gebäudebestandes energetisch saniert werden. Gleichzeitig wird von einer Steigerung von 55 Prozent des Umfangs des Passagiertransports und von 25 Prozent des Warentransports bis zum Jahr 2050 ausgegangen.
- Das *Szenario Effizienz* (EFF) geht von einem Rückgang der Stromnachfrage auf 380 Terawattstunden bis 2050 aus. Dabei wird eine energetische Sanierung des gesamten Gebäudebestandes unterstellt, der Verkehrssektor bleibt stabil.

In beiden Szenarien bleibt die Atomkraft ein wichtiger Energieträger, mit 44 beziehungsweise 29 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2050.

²⁶ Vgl. EDF (2016): 2015 Management Report–Group Results (S. 18), https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/financial-information/publications/financial-results/2015-annual-results/edf_annual_results_2015_management_report.pdf (Stand: 19. 10. 2016).

²⁷ Vgl. zu diesem Abschnitt ausführlicher Kendziorski, M., Kruckelmann, J., Paschke, J., Oei, P.-Y. (2016): *Transition énergétique à la française – Dekarbonisierung mit oder ohne Atomumstieg?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 11.

²⁸ *Loi Relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte*, Gesetz vom 17.08. 2015; Bayer, E (2015): *Report on the French Power System. The Regulatory Assistance Project* (RAP).

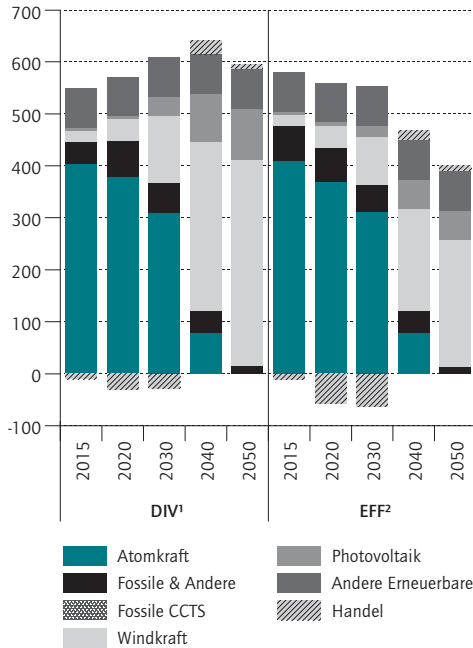
²⁹ Vgl. Criqui P., Hourcade, J.-C. (2015), a. a. O., 50–53.

²⁵ *Loi de Programmation fixant les Orientations de la Politique Énergétique* (POPE), Gesetz vom 13. 07. 2005; das Ziel wurde 2015 im Vorfeld der COP21-Konferenz bekräftigt, vgl. <http://www.gouvernement.fr/cop21-les-engagements-nationaux-de-la-france-3403> (Stand: 19. 10. 2016).

Abbildung 6

Stromerzeugung in Frankreich im dynELMOD-Modell in verschiedenen Szenarien

In Terawattstunden



- 1 Das Szenario DIV (Diversität) geht aufgrund nur moderater Energieeffizienzmaßnahmen von einem leichten Anstieg der Stromnachfrage aus.
- 2 Im Szenario EFF (Effizienz) geht die Stromnachfrage aufgrund umfassender Energieeffizienzmaßnahmen stark zurück.

Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

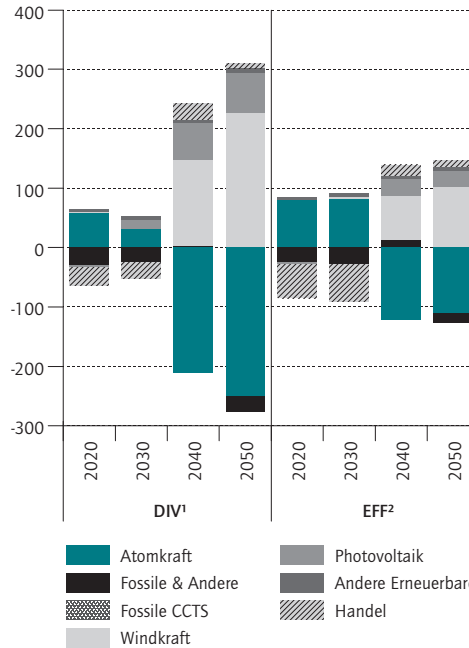
Atomkraft spielt im Jahr 2050 in beiden Szenarien keine Rolle mehr.

Auch hier wird eine Vergleichsrechnung mit dynELMOD durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Rückgang der Produktion von Atomstrom durch den Zubau erneuerbarer Energien kompensiert werden kann (Abbildung 6). Bis zum Jahr 2050 geht die Stromproduktion von Atomkraftwerken stark zurück, insbesondere zwischen 2030 und 2040. In beiden Szenarien übersteigt die Produktion aus erneuerbaren Energien die konventionelle Stromproduktion bereits im Jahr 2040. Dabei ist im DIV-Szenario ein wesentlich ambitionierterer Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von Windkraft, notwendig als im EFF-Szenario. Windkraft und Photovoltaik, die zusammen im DIV-Szenario 83 Prozent und im EFF-Szenario 75 Prozent der Erzeugung ausmachen, werden dabei durch eine großflächige Einführung von Speichern unterstützt. Die Produktion aus Wasser- und Biomassekraftwerken bleibt in beiden Szenarien über den gesamten Zeitraum konstant. Die Stromproduktion aus Gaskraftwerken fällt bis 2050 auf ein sehr geringes Niveau und dient hauptsächlich als Backup. Gleichzeitig

Abbildung 7

Vergleich der dynELMOD- und DDPP-Berechnungen für Frankreich

In Terawattstunden



- 1 Das Szenario DIV (Diversität) geht aufgrund nur moderater Energieeffizienzmaßnahmen von einem leichten Anstieg der Stromnachfrage aus.
- 2 Im Szenario EFF (Effizienz) geht die Stromnachfrage aufgrund umfassender Energieeffizienzmaßnahmen stark zurück.

Positive Werte entsprechen einer höheren Stromproduktion der jeweiligen Technologie im dynELMOD-Modell im Vergleich zu den DDPP-Berechnungen, negative einer geringeren Produktion.

Quelle: Berechnungen der AutorInnen.

© DIW Berlin 2016

Auch für Frankreich weichen die Modellberechnungen stark voneinander ab.

bleibt Frankreich in beiden Szenarien bis Ende 2030 ein Nettoexporteur von Strom und importiert auch danach nur geringe Strommengen.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen unterscheiden sich auch hier wesentlich von den Ergebnissen des DDPP (Abbildung 7). Sie zeigen keine Neuinvestitionen in Atomkraftwerke, wodurch diese ab 2030 wesentlich weniger Strom bereitstellen als in den DDPP-Szenarien. Bis 2050 kommt es zu einem kompletten Atomausstieg. Hingegen geht das DDPP im Jahr 2050 von 250 Terawattstunden an Atomstrom aus, welcher in den Alternativrechnungen durch erneuerbare Energien in Kombination mit Speichern ersetzt werden kann. Es zeigt sich also, dass eine tiefgreifende Dekarbonisierung des französischen Stromsektors auch ohne Atomkraft möglich ist.

Fazit

Trotz umfangreicher Bemühungen ist es nach dem Zweiten Weltkrieg nicht gelungen, Atomkraft als wirtschaftliche Stromerzeugungstechnologie zu etablieren. In der Literatur gibt es einen Konsens darüber, dass Atomkraft nach rein ökonomischen Maßstäben in einem wettbewerblichen Umfeld nicht attraktiv ist; darüber hinaus sprechen die negativen Umweltexternalitäten möglicher atomarer Unfälle sowie die Problematik der Einlagerung atomarer Abfälle stark gegen die Nutzung von Atomkraft.

Einige europäische Länder haben zwar konkrete Pläne zur Schließung ihrer Atomkraftwerke. Nichtsdestotrotz bleibt die Atomkraft im EU-Referenzszenario weiterhin eine wichtige Säule der zukünftigen Stromversorgung. Somit wird ein Bild des europäischen Energiemixes aufrechterhalten, das aus rein ökonomischen Erwägungen nicht plausibel erscheint.

Der europäische Energiemix wird bestimmt durch die Entscheidungen der einzelnen Mitgliedsländer. Dabei

spielen andere Erwägungen eine Rolle als die reine Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Technologien, zum Beispiel politische, strategische oder gar militärische Überlegungen. Nur so ist beispielsweise zu erklären, dass das Vereinigte Königreich und Frankreich an der Atomenergie festhalten.

Modellrechnungen zeigen, dass die Versorgung beider Länder auch ohne Atomkraft sicher, kostengünstig und im Einklang mit ihren Klimazielen gewährleistet werden könnte. Für das Vereinigte Königreich wäre es möglich, einen Großteil seines Bedarfs aus Windenergie zu decken, ergänzt durch Speicher und Erdgas als Backup. Frankreich hat im Kontext der *transition énergétique* einen Pfad entwickelt, der auf eine Kombination von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien baut. Würde man diesen Pfad konsequent verfolgen, wäre die Nutzung von Atomenergie entbehrlich, ohne die selbstgesetzten Klimaziele zu gefährden. Sowohl für Europa insgesamt als auch für die einzelnen Mitgliedsländer gilt, dass die Versorgung mit Atomstrom nicht nur eine riskante, sondern auch eine teure Option ist.

Casimir Lorenz ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | clorenz@diw.de

Hanna Brauers ist studentische Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | hbrauers@diw.de

Clemens Gerbaulet ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Mario Kendziorski ist studentischer Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | mkendziorski@diw.de

Pao-Yu Oei ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | poei@diw.de

NUCLEAR POWER IS NOT COMPETITIVE—CLIMATE PROTECTION IN UK AND FRANCE ALSO VIABLE WITHOUT IT

Abstract: The nuclear power industry is faced with profound challenges—not only in Germany, but throughout Europe as well. New nuclear power plants are very expensive to build and even at high carbon prices, nuclear power is not competitive. Nevertheless, the EU reference scenario assumes that within the next three decades, new nuclear power plants will be built with a total capacity of at least 50 gigawatts, and licenses will be renewed for a further 86 gigawatts. Model

calculations show that nuclear power would disappear from Europe's power generation mix by 2050 were the decision based on economic factors and cost considerations alone. In Western Europe, the UK and France are still determined to implement their plans to build new nuclear power plants. But the model calculations for these two countries indicate that complete electricity sector decarbonization by 2050 would also be possible without nuclear power.

JEL: L1, L9

Keywords: nuclear power, Europe, UK, France

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 44/2016:

www.diw.de/econbull





DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
83. Jahrgang

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Critje Hartmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Franziska Bremus
Prof. Dr. Christian Dreger
Sebastian Kollmann
Ilka Müller
Mathilde Richter
Miranda Siegel
Dr. Alexander Zerrahn

Lektorat

Dr. Friedrich Kunz
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304
ISSN 1860-8787 (Online)

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.