

Zu teuer und zu langsam für die Dekarbonisierung – Kritik an Kernenergie hält Analyse nicht stand

› Nicolas Wendler

Seit einiger Zeit, aber besonders seit Unterstützung durch Institutionen wie das Intergovernmental Panel on Climate Change, die Internationale Energie-Agentur und die EU in der Green Finance Regulierung erhält die Kernenergie breite globale Unterstützung. Und es setzt sich von dieser Seite die Einschätzung durch, dass die Kernkraft ein essentieller Teil der zukünftigen Energieversorgung sein sollte, um Umweltziele mit wirtschaftlicher und sozialer Entwicklung zu verbinden. Dieser Einschätzung folgt das Bekenntnis von 25 Staaten auf der vergangenen Weltklimakonferenz (COP28) die weltweite Kernkraftkapazität zu verdreifachen und die Erklärung des Kernenergiegipfels in Brüssel. Trotzdem wird von anderer Seite argumentiert, die Kernenergie wäre vor allem zu teuer und zu spät, um im Zusammenhang mit Klimapolitik und Energiewende eine wirkliche Rolle zu spielen.

Anlaufschwierigkeiten im westlichen Kernanlagenbau

Dabei wird mit langen Vorlaufzeiten, Bauverzögerungen und Kostenüberschreitungen argumentiert sowie insbesondere den Vorteilen niedriger Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen an Land sowie Fotovoltaik. Und in der Tat bieten Neubauprojekte westlicher Industrieländer der jüngsten Zeit hier eine Angriffsfläche. So soll das Kernkraftwerk Flamanville 3 nach mehr als 16 Jahren Bauzeit Ende April erst mit Brennstoff beladen werden, werden die Kosten für das Projekt Hinkley Point C inzwischen auf rund 40 Milliarden Euro geschätzt und haben die beiden Blöcke 3 und 4 des Kernkraftwerks Vogtle mehr als 30 Milliarden Dollar gekostet, also fast 14.000 Dollar pro installiertem Kilowatt Nettoleistung. Die Bauzeit lag bei knapp über 10 Jahren, immer noch lang, aber nach den vier zuvor fertig gestellten Projekten in China doch halbwegs im Rahmen. Umgekehrt hat das chinesische EPR-Folgeprojekt in Taishan rund neun Jahre pro Block benötigt. Die Vierblockanlage koreanischer Bauart in Barakah konnte vom Beginn des ersten bis zur Netzsynchroisation des vierten Blocks innerhalb von 12 Jahren errichtet werden zu Kosten von 25 Milliarden Dollar, also rund 4.600 Dollar pro kW, obwohl dies das erste Kernkraftwerk der Vereinigten Arabischen Emirate und das erste koreanische Nuklearexportprojekt war. Die Annahme, dass Lerneffekte insbesondere in größeren Programmen wie sie etwa in Frankreich, Polen und Schweden geplant sind, zu signifikanten Kostensenkungen führen können, wie von der Nuclear Energy Agency aufgezeigt ^(NEA, 2020), ist also nicht aus der Luft gegriffen.

Einordnung in den Kostenkontext der Energiewende

Auf der anderen Seite steht die Kostenillusion bei volatilen erneuerbaren Energien. Diese ergibt sich, wenn man nur die anlagenbezogenen Kosten betrachtet ohne Berücksichtigung des Ausgleichs der Volatilität in einem System mit hohem Anteil solcher Energieträger. Die US-Beratungsgesellschaft Lazard hat in der jüngsten Ausgabe ihres Berichtes zu Stromgestehungskosten verschiedener Technologien, die für Kernkraft immer noch ausschließlich das Projekt Vogtle heranzieht, erstmals Kosten für den Ausgleich der Volatilität von Windkraft und Fotovoltaik ermittelt. Dabei geht die Studie von so genannten „firming costs“ für Windkraft an Land von rund 6,5 (Euro-)ct/kWh aus, so dass mit dem aktuellen Zuschlagsbetrag für die Windkraftauktionierung in Deutschland mit Gesamtkosten von knapp 14 ct/kWh an guten und durchschnittlichen Standorten sowie von 18 ct/kWh an schlechten Standorten in Süddeutschland zu rechnen ist.

Ein Gefühl für die Dimension des Problems im Zusammenhang der deutschen Energiewende, die ja auf eine bilanzielle Vollversorgung mit erneuerbaren Energien bei Strom – darunter überwiegend volatile Erzeugung – abzielt, bekommt man durch die McKinsey-Analyse „Zukunftspfad Stromversorgung“ (*siehe Did you know?*) bei Betrachtung der Netzkostenentwicklung der Haushalte. Diese werden von 6 ct/kWh bis 2022 auf 23-25 ct/kWh in 2035 steigen. Auch der sehr starke Überausbau der erneuerbaren Energien wegen deren schlechter Arbeitsverfügbarkeit auf 506 GW Wind- und

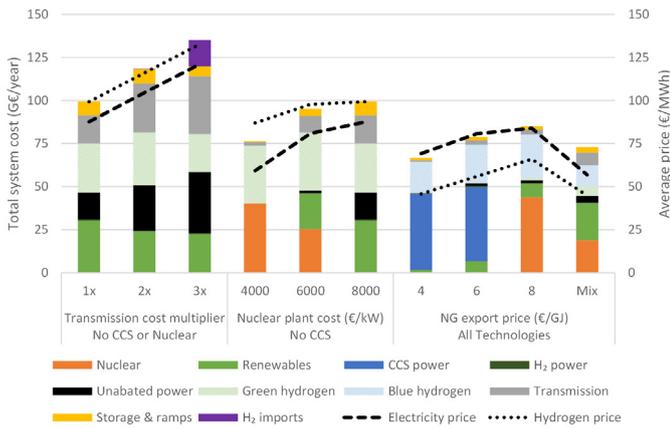


Abb. 1.

Optimal electricity generation and consumption in the different cases. CCS = Natural gas power production with CO2 capture and storage; Natural gas = Unabated natural gas power production; Others = Efficiency losses from batteries and electricity consumption involved in hydrogen storage.

Sonnenkraft sowie die erforderlichen Back-up-Anlagen und Speicher kosten viel Geld, so dass nach den rund 500 Milliarden Euro, die die deutsche Stromwende bislang gekostet hat, bis 2035 noch einmal 850 Milliarden Euro zu erwarten sind. Bei erfolgreicher Umsetzung der ehrgeizigen Pläne sollen dann in 2030 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen und es werden seit Beginn der Energiewende 30 Jahre vergangen sein. Im Hinblick auf den Zeitbedarf für Dekarbonisierung des Stromsektors haben sich die Wind- und Sonnenkraft historisch keineswegs als besonders schnell erwiesen, wie das MIT schon 2018 gezeigt hat. Vielmehr waren die Kernenergieprogramme Schwedens und Frankreichs viel schneller und liegen auch im Vergleich zu großen fossilen Ausbauprogrammen vorne. In der Umsetzung bestehen staatlicherseits Tendenzen, aus Akzeptanzgründen die hohen Kosten der Erneuerbaren zu „vergemeinschaftlichen“, d. h. aus allgemeinem Steueraufkommen zumindest teilweise zu decken und dies für die Allgemeinheit nicht ausreichend transparent zu machen.

Kernkraft – teuer aber wirtschaftlich

In diesem Zusammenhang erklärt sich dann, dass in internationalen Studien der Nuclear Energy Agency, des französischen Netzbetreibers RTE oder der Beratungsgesellschaft Enco für die niederländische Regierung die Kernenergie als eine wichtige Möglichkeit der Kostendämpfung der Dekarbonisierung der Stromversorgung identifiziert wird. Erlaubt sie doch, die CO₂-Ziele zu erreichen und dabei gleichzeitig erhebliche Teile der Ausbaukosten für erneuerbare Energieanlagen, Netzausbau, Back-up-Kraftwerke und Speicher einzusparen, da sich die Kernkraft in die bestehende Infrastruktur einfach einfügen lässt und sie per se an die Last angepasst werden kann sowie eine hohe Arbeitsverfügbarkeit besitzt. In einer Studie von Cloete (atw Vol. 66 (2021) | Issue 5) mit einer kostenoptimierenden Energiesystemanalyse passend für den deutschen Fall scheidet in einer Sensitivitätsrechnung die Kernenergie erst ab 8000 Euro pro kW aus einem dekarbonisierten System aus. Berücksichtigt man den Inflationsschub seit der Zahlenbasis der Analyse, lässt sich ableiten, dass mit Kernkraft auch bei rund 8.500 Euro pro kW noch Vorteile gegenüber einem System ohne Kernkraft bestehen. Für eine Doppelblockanlage vom Typ EPR/EPR2 bedeutet dies, dass Kosten von fast 30 Milliarden Euro verkraftbar sind. Das sollte sich in einem größeren Programm verwirklichen oder unterbieten lassen, so dass man vor großen Zahlen an dieser Stelle keine Angst haben muss. Dies gilt umso mehr, als der Maßstab für mögliche Einsparungen die oben genannten noch bevorstehenden Kosten für die Systemdekarbonisierung einschließlich einer Kapazitätserhöhung für angenommenen Mehrverbrauch sind. In Staaten mit einer weniger weit fortgeschrittenen Energiewende ist das Einsparpotential noch größer als etwa in Deutschland, auch wenn der Großteil der Systemkosteneskalation auch hierzulande noch bevorsteht, da diese überproportional mit dem Anteil volatiler Stromerzeuger ansteigen (NEA, 2019).

Volkswirtschaftlicher Nutzen der Kernenergie

Auch darf nicht vergessen werden, dass Kernkraftprojekte ein hohes volkswirtschaftliches Potential bergen. Eine aktuelle Studie von PWC identifiziert, dass durch die Errichtung von sechs AP1000-Anlagen in Polen während der 20-jährigen Phase von Planung, Bau und Inbetriebsetzung der Anlagen von 2022 bis 2041 ein volkswirtschaftlicher Impuls von 27 Milliarden Euro für die polnische Wirtschaft entsteht, davon 12 Milliarden Arbeitnehmereinkommen und 11,7 Milliarden Steuereinnahmen. Über die sechzigjährige Betriebsdauer der Anlagen wird

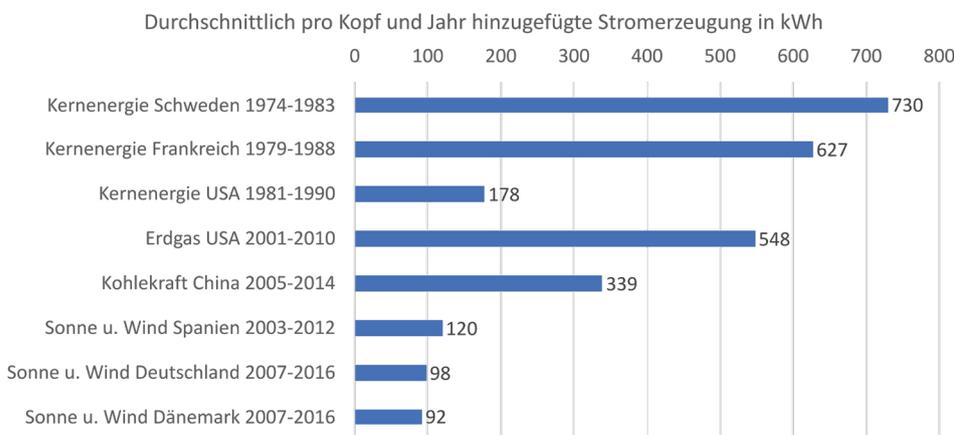


Abb. 2.

Annahme 90 % Arbeitsverfügbarkeit für regelbare Stromerzeuger Kernenergie, Kohle und Gas sowie für Wind und Solar jeweils: Deutschland 19%/9%; Spanien 25%/33%; Dänemark 26%/7% (bezogen auf die dargestellten Zeiträume)

Quelle: The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World – An Interdisciplinary MIT Study, Massachusetts Institute of Technology, 2018

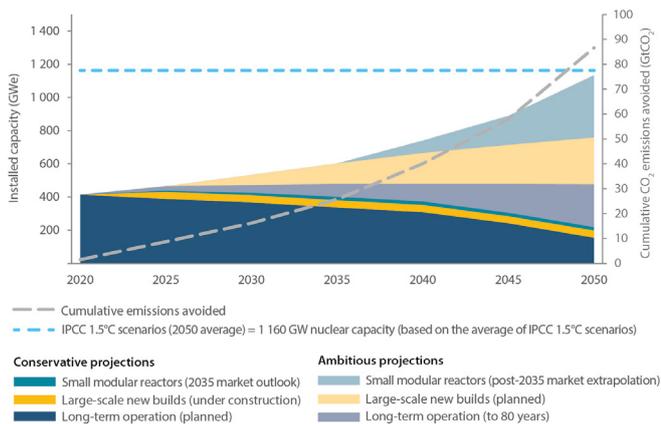


Abb. 3.

Full potential of nuclear contributions to net zero; Quelle: NEA

ein volkswirtschaftlicher Nutzen von mehr als 500 Milliarden Euro errechnet. Zeitlich gesehen passt das AP1000-Programm sowie ein mögliches Parallelprojekt mit dem koreanischen Hersteller KEPCO und auch die polnischen SMR-Entwicklungsprojekte zum europäischen Politikziel einer Klimaneutralität bis 2050, ja sogar zum Sonderziel des deutschen Klimaschutzgesetzes einer Klimaneutralität bis 2045.

Finanzierungswege neuer Kernkraftwerke

Die hohen Anlagenkosten und Überschreitungen, lange Vorlauf- und Bauzeiten sowie die eigentlich positive lange Betriebsdauer führen zu einer ungünstigen Risikowahrnehmung von Nuklearprojekten und sind ein Problem für klassische private Projektfinanzierung. Deshalb scheint es in Europa unerlässlich, Risiko- teilungs- oder Unterstützungsmodelle bereit zu stellen. Dafür stehen das Contract-for-Difference-Modell, bei dem das Marktpreisrisiko ausgeglichen, aber „Übergewinne“ abgeschöpft werden, Stromabnahmevereinbarungen, ein System regulierter Preise wie beim britischen Regulated Asset Base Modell für große Infrastrukturprojekte, staatliche Bürgschaften oder das Mankala-Modell eines Konsortiums großer Stromabnehmer in Verbindung mit Exportbürgschaften wie im Fall Olkiluoto 3 zur Verfügung. Bei großen Akteuren in Staatsbesitz können die finanziellen Risiken auch von einem entsprechenden Unternehmen getragen werden, wie durch EDF in Frankreich, die auch erstmals eine „grüne“ Anleihe für den Kernenergiebereich begeben hat. Da bei SMR noch das Risiko eines unerprobten Konzepts und eines umfangreichen Programmvorlaufs bis zur Realisierung von möglichen Kostenvorteilen hinzutritt, wie eine aktuelle KPMG-Studie zur SMR-Entwicklung im Fall Belgien feststellt, dürften auch in diesem Segment zunächst solche Finanzkonstrukte erforderlich und staatliche Akteure oder geförderte Projekte in der Vorhand sein.

Dementsprechend spielen Akteure im Staatsbesitz oder mit substantieller Staatsbeteiligung momentan die wichtigste Rolle bei SMR-Entwicklungsprojekten. Das gilt auch außerhalb Europas, wo Ontario Power Generation und SaskPower aus Kanada sowie die

Tennessee Valley Authority in den Vereinigten Staaten die führenden Projektentwickler sind und sich zu 100 Prozent im Eigentum der öffentlichen Hand befinden. In Europa werden Projekte von Vattenfall in Schweden und RoPower mit der Muttergesellschaft Nuclearelectrica in Rumänien vorangetrieben, die beide ebenfalls im vollständigen Staatsbesitz sind. Auch bei dem Joint Venture Orlen Synthos Green Energy gibt es über den Partner PKN Orlen, der zu 49,9 Prozent im Staatseigentum ist, eine substantielle Staatsbeteiligung genauso wie beim anderen industriellen SMR-Interessenten in Polen, KGHM, die zu 31,79 Prozent in Staatsbesitz ist.

Auf der COP28 wurde das Konzept einer International Bank for Nuclear Infrastructure (IBNI) vorgestellt, die weltweit nukleare Infrastrukturprojekte fördern können soll. Diese zu schaffende Institution soll langfristige Kredite vergeben – privatwirtschaftliche Kredite sind in der Regel bis maximal 25 Jahren möglich – Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftprojekten erwerben, Bürgschaften vergeben, Investitionen tätigen und Absicherungen anbieten, Beratungsleistungen erbringen, vergünstigte Darlehen anbieten, social impact bonds begeben, Zuschüsse gewähren und Venture-Kapital mobilisieren. Bei der Mobilisierung privaten Kapitals werden ebenfalls neue Wege beschritten mit taxonomiekonformen, „grünen“ Anleihen oder der Überlegung beim Fondsverwalter BlackRock, ein spezialisiertes ETF für Nuklearinvestitionen aufzulegen.

Fazit

Entscheidend ist es bei Kernkraftprojekten immer, die Finanzierungskosten gering zu halten, die den größten Hebel für die späteren Stromgestehungskosten haben (NEA 2020), um den volkswirtschaftlichen Nutzen der Kernkraft für die Wirtschaft und die Bürger erschließen zu können. Angesichts des volkswirtschaftlichen Nutzens der Kernenergie stellt sich dabei nicht die Frage nach dem ob, sondern nach dem wie bzw. nach der energiewirtschaftlich zu beantwortenden Frage nach dem wie viel. Denn es ist absehbar, dass



Abb. 4.

IAEA Nuclear Energy Summit Brussels 2024; Quelle: IAEA

Impressum

Offizielle Mitgliederzeitschrift
der Kerntechnischen Gesellschaft e.V. (KTG)

Verlag

INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH
Berliner Straße 88A, 13467 Berlin

www.nucmag.com

 @atw_Journal

 @atw-international-journal-for-nuclear-power

Geschäftsführer

Dr. Thomas Behringer



Chefredakteur

Nicolas Wendler
+49 172 2379184
nicolas.wendler@nucmag.com



Redakteurin

Nicole Koch
+49 163 7772797
nicole.koch@nucmag.com

Anzeigen und Abonnements

info@nucmag.com

Layout

zi.zero Kommunikation
Berlin

Druckerei

inpuncto.asmoth
druck + medien gmbh
Buschstraße 81, 53113 Bonn

Preisliste

Gültig seit 1. Januar 2021
Erscheinungsweise 6 x im Jahr (alle 2 Monate)

DE:	
Pro Ausgabe (inkl. USt., exkl. Versand)	32.50 €
Jahresabonnement (inkl. USt., exkl. Versand)	183.50 €

Alle EU-Mitgliedsstaaten ohne USt-IdNr.:	
Pro Ausgabe (inkl. USt., exkl. Versand)	32.50 €
Jahresabonnement (inkl. USt., exkl. Versand)	183.50 €

EU-Mitgliedsstaaten mit USt-IdNr. und alle weiteren Länder:	
Pro Ausgabe (ohne USt., exkl. Versand)	30,37 €
Jahresabonnement (ohne USt., exkl. Versand)	171,50 €

Copyright

The journal and all papers and photos contained in it are protected by copyright. Any use made thereof outside the Copyright Act without the consent of the publisher, INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH, is prohibited. This applies to reproductions, translations, micro-filming and the input and incorporation into electronic systems. The individual author is held responsible for the contents of the respective paper. Please address letters and manuscripts only to the Editorial Staff and not to individual persons of the association's staff. We do not assume any responsibility for unrequested contributions.

Signed articles do not necessarily represent the views of the editorial.

ISSN 1431-5254 (Print) | eISSN 2940-6668 (Online)

langfristig diejenigen Volkswirtschaften profitieren werden, denen es gelingt, Kernenergie zu vertretbaren Kosten im jeweils geeigneten, optimalen Umfang nutzbar zu machen, wohingegen Volkswirtschaften die dies nicht wollen, nicht glauben erreichen zu können oder es schlicht nicht schaffen, einen dauerhaften Wettbewerbsnachteil erleiden werden.

Es lässt sich somit sagen, dass der Vorwurf, die Kernenergie sei zu teuer und zu langsam als Lösungsbaustein für Klimaschutz und Energieversorgung mit einem umfassenderen Vergleich widerlegt werden kann.

Quellen

The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World – An Interdisciplinary MIT Study, Massachusetts Institute of Technology, 2018

The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, NEA 7299, OECD 2019

Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders, NEA 7530, OECD 2020

A Role for Nuclear in the Future Dutch Energy Mix – Findings of a Study for the Dutch Parliament, atw – International Journal for Nuclear Power, atw Vol. 66 (2021) | Issue 3 1 May

Is Wind the Next Nuclear? – What the nuclear stagnation tells us about the challenges that lie ahead for renewable energy, Schalk Cloete; atw – International Journal for Nuclear Power, atw Vol. 66 (2021) | Issue 5 1 September

Futurs énergétiques 2050, Rapport complet, RTE, Février 2022

Climate Change – Mitigation of Climate Change, Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022

Net Zero Roadmap – A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, 2023

LCOE+, Lazard, April 2023

Zukunftspfad Stromversorgung – Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035, McKinsey & Company, Januar 2024

The Economic Impact of a Westinghouse AP1000 Reactor Project in Poland | March 2024, PwC

Which role can Small Modular Reactors play in Belgium's future energy mix? – Why should Belgium envisage new energy transition options?, KPMG, March 2024

Autor



Nicolas Wendler

Leiter Presse und Politik

KernD (Kerntechnik Deutschland e. V.)

nicolas.wendler@kernd.de

Nicolas Wendler ist seit August 2013 Leiter Presse und Politik von Kerntechnik Deutschland e. V./Deutsches Atomforum e. V. und war davor seit März 2010 als Referent Politik dort beschäftigt. Er war zuvor als Internationaler Referent für die internationalen Beziehungen der Jungen Union Deutschlands zu-

ständig und hat unter anderem Themen der Energie-, Klima- und Wirtschaftspolitik für die Organisation bearbeitet. Wendler hat in München und Bordeaux Politische Wissenschaft sowie Volkswirtschaftslehre und (Nord-)Amerikanische Kulturgeschichte studiert.