

Deutschland auf dem Wege der Deindustrialisierung? Die deutsche Energiewende mit oder ohne Kernkraft

Dr.-Ing. Peter Preußner

Juni 2022

Um die Klimaziele trotz des Kernenergieausstiegs bis 2045 zu erreichen, hat Deutschland bisher auf preisgünstiges russisches Erdgas als Brückenenergie gesetzt. Dieser Ansatz scheint nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine nicht mehr belastbar. Um die russischen Erdgasmengen zu ersetzen, ist die Errichtung von LNG-Terminals erforderlich. Dies wird einige Jahre in Anspruch nehmen. Das LNG wird voraussichtlich deutlich teurer werden als es bisher für das russische Erdgas unterstellt wurde. Die Verlängerung der Laufzeit der noch in Betrieb befindlichen und die Wiederinbetriebnahme der zum Jahreswechsel außer Betrieb gesetzten Kernkraftwerke kann ein wichtiger Bestandteil einer neuen Brückenphilosophie sein.

Ein weiterer die Industrie schon kurzfristig belastender Punkt für die Phase der Transformation ist das aktuelle Strommarktdesign. Obwohl der Strommarkt schon heute weitgehend reguliert ist (die Stromerzeugung zu etwa 45%, Tendenz steigend, die Netze zu 100%; die Vertriebsmarge macht höchstens 10% des Haushaltsstrompreises aus) und das System aus Börse und Merit Order keine Steuerungsimpulse für Investitionen in Systeme mit höher Effizienz setzt, belastet es die industriellen und privaten Verbraucher erheblich. Die hohen variablen Kosten der Gaskraftwerke als Grenzanbieter bestimmen den Börsenpreis, obwohl sie nur zu 10 bis 15% zur Stromerzeugung beitragen. Damit entstehen Windfall-Profits in Milliardenhöhe für die Betreiber von Windkraftanlagen, aber auch für die Betreiber von Kernkraft- und Kohlekraftwerken, zulasten der Verbraucher. Um es vorwegzunehmen: im Licht der durch das Strommarktdesign bedingten unnötig hohen Strompreise erscheinen die hohen Stromgestehungskosten des Systems aus 100% Erneuerbaren günstig, sodass bestimmte politische Kreise durchaus ein Interesse an der temporären Beibehaltung des Strommarktdesigns haben können. Allein eine Anpassung des Strommarktdesigns, z. B. die Rückführung auf das bis 1998 geltende, könnte die Erzeugerpreise um viele ct/kWh senken.

Die Versorgungssicherheit ist in der Übergangszeit durch den politischen Druck gefährdet, die Kernkraft- und Kohlekraftwerke schnellstmöglich stillzulegen, ohne dass die Ersatzsysteme (Batteriespeicher und Backup-Kraftwerke) in ausreichendem Maße bereitgestellt sind. In Reserve gehaltene Kohlekraftwerke haben ebenso wie hochwertige GuD-Kraftwerke lange Anfahrzeiten und sind deshalb wenig geeignet, die Volatilitäten der Erzeugung aus Windkraft und PV auszugleichen. Einen Vorgeschmack gibt der Beinahe-Blackout am 14.08.2021.

Anders als die meisten konkurrierenden Industrieländer setzt Deutschland zur Erreichung der Klimaziele ausschließlich auf Erneuerbare Energien, im Wesentlichen Windkraft und Photovoltaik. Dies funktioniert nach einhelliger Beurteilung der einschlägigen Studien (Agora, DIW, Fraunhofer) nur in einem Zusammenspiel aus einer Vervielfachung von Windkraft- und PV-Kapazitäten, Batteriespeichern zur Netzstabilisierung, Elektrolysen zur Nutzung der überschüssigen Strommengen in windreichen und sonnigen Zeiten sowie Gaskraftwerken mit einer Kapazität von nahezu 100% der Netzhöchstlast als Backup für wind- und sonnenarme Perioden, die durchaus über mehrere aufeinander folgende Tage andauern können. In den Gaskraftwerken sollte nach den bisherigen Vorstellungen im Zuge der Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke zunächst Erdgas, langfristig der in den wind- und sonnenreichen Zeiten erzeugte Wasserstoff eingesetzt werden. Das System ist komplex und teuer.

Neben dem Kostenproblem gibt es offenkundig auch ein Mengenproblem. Allein die chemische Industrie beziffert den Strombedarf für die Zeit nach ihrer Transformation auf mehr als 600 TWh/a. Das ist mehr als der heutige Gesamtstrombedarf Deutschlands. Ein Teil davon kann möglicherweise

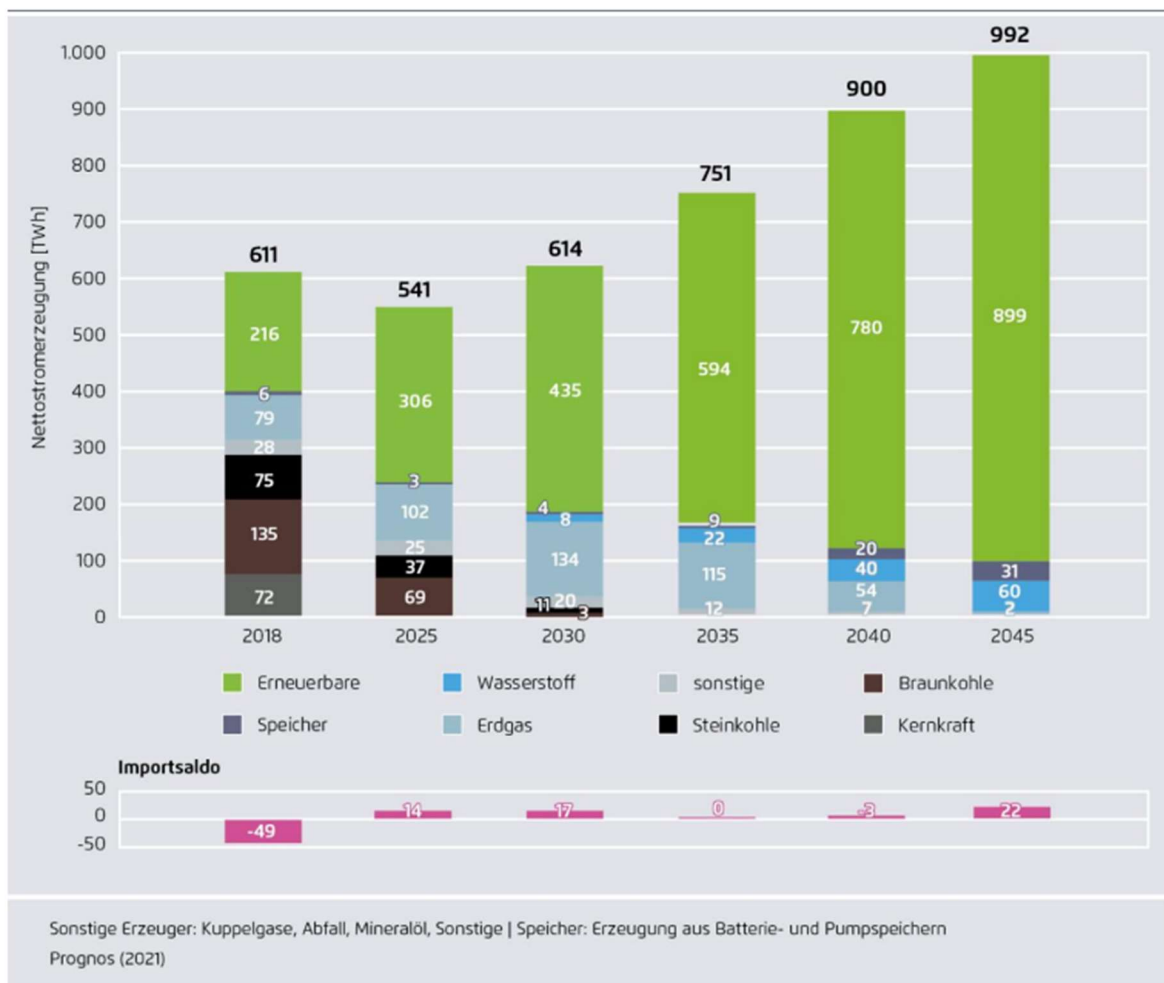
durch Wasserstoffimporte ersetzt werden. Ein führender Vertreter des VCI hat mitgeteilt, er habe mit Verfassern der Energiewendestudien darüber gesprochen, wie weit dieser Bedarf in den Studien enthalten sei. Er habe die Antwort erhalten, der Bedarf sei nicht enthalten, weil er mit Windkraft und PV allein in Deutschland nicht darstellbar sei. Die knappen Ansätze für die Strombedarfsentwicklung insbesondere in den Studien von AGORA und DIW scheinen dies zu bestätigen ebenso wie die Aussage in der AGORA-Studie, ein großer Teil der Grundstoffindustrie werde künftig an Standorten wie Rotterdam und Antwerpen stattfinden.

Wie später detaillierter erläutert wird, stellt sich Deutschland mit seinem energiepolitischen Ansatz außerhalb des Wettbewerbs und läuft Gefahr, seinen industriellen Kern zu verlieren.

1. Möglicher Beitrag der Kernenergie als Brückenenergie

In der Stromerzeugung ist Erdgas leichter zu ersetzen als in der Industrie und im Wärmemarkt, beispielsweise durch den längeren Betrieb von Kernkraft- und Kohlekraftwerken. Nach der AGORA-Studie KND 2045, die den künftigen Strombedarf der Zukunft eher deutlich zu niedrig einschätzt und offen von Versorgungseinschränkungen bzw. Abwanderungen der Industrie spricht, gibt es bis 2030 wachsende Erdgasmengen in der Stromerzeugung.

Abbildung 10: Nettostromerzeugung und Importsaldo



Noch 2040 liegen die danach geplanten Strommengen aus Erdgas in der Größenordnung der Jahresproduktion der letzten 6 Kernkraftwerke (ca. 60 TWh/a). Es bietet sich daher an, die Kernkraftwerke für einen Weiterbetrieb bis zur Fertigstellung und zum sicheren Betrieb der neuen

Stromerzeugungslandschaft zu ertüchtigen. Bei dieser Betriebsperspektive könnten sogar etwas längere Betriebspausen zur Durchführung der Rehabilitationsmaßnahmen und zur Brennstoffbeladung in Kauf genommen werden.

Selbst für den Fall, dass erhebliche Rehabilitationsmaßnahmen erforderlich sein sollten, dürften die Stromerzeugungskosten der Kernkraftwerke kaum über 3 ct/kWh liegen, während die Stromerzeugungskosten der Erneuerbaren und der bisher vorgesehenen Erdgaskraftwerke - wegen der erforderlichen Dynamik überwiegend offene Gasturbinen mit Betriebswirkungsgraden von rd. 30% - bei mindestens 15 ct/kWh liegen dürften. Dies entspricht einem Stromerzeugungsvorteil von rd. 10 Mrd. €/a, oder für den Zeitraum bis 2045 insgesamt etwa 230 Mrd. €. Hinzu kommen die entsprechenden CO₂-Emissionseinsparungen in den nächsten Jahren, in den die Produktion der Kernkraftwerke auf Kohle- und Gaskraftwerke verlagert werden müsste. Möglicherweise sind die CO₂-Emissionen nicht einmal signifikant höher als bisher geplant, wenn man die Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke als Energiebrücke nutzt und den Mittelwert der Emissionen mit denjenigen der Gaskraftwerke vergleicht. Mit dem Zubau von Erneuerbaren wachsende Stromüberschüsse können zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden.

Dass die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke möglich ist, wird von Experten bestätigt, die bis vor Kurzem als Leiter von Kernkraftwerken tätig waren. Geht es authentischer?

2. Neue Kernkraftwerke als Bestandteil einer wettbewerbsfähigen Stromerzeugung

Noch vor zwei Jahren lagen die für die Grundstoffindustrie relevanten Börsenpreise bei rd. 4 ct/kWh. Die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten unseres Nachbarlandes Frankreich für seine weitgehend CO₂-freie Stromerzeugung (im Wesentlichen aus Kernenergie und Wasserkraft) dürften noch geringer sein.

Die jetzt vorgesehenen Maßnahmen wie die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur sowie das Osterpaket des BMWK legen langfristige Stromgestehungskosten von rd. 15 ct/kWh fest. Diese Zahl ist relativ leicht abzuleiten. Die Bundesnetzagentur zieht die Grenze für Windkraftangebote an Land bei rd. 6 ct/kWh. Nach dem Osterpaket des BMWK erhalten Betreiber von PV-Anlagen mit Leistungen bis 100 kW langfristige Vergütungen von 11, 3 bis 13,8 ct/kWh, sofern sie den Strom vollständig ins Netz einspeisen. Die Vergütung für Offshore-Windkraftanlagen ist höher, diejenige für Freiflächen-PV-Anlagen niedriger. Bei dem in den Studien angenommenen Verhältnis 60 % Windkraft / 40 % PV dürfte der Mittelwert bei etwa 9 ct/kWh liegen. Für die Rückverstromung in wind- und sonnenarmen Zeiten über die Kette Windkraft > Elektrolyse > Wasserstoffspeicherung und -transport > Gaskraftwerk rechnet AGORA mit Kosten von 40 ct/kWh. Bei realistischeren Annahmen zum Wirkungsgrad der Gasturbinen sind es eher 50 ct/kWh. Müssen 10 % des Stroms auf diese bereitgestellt werden, ergibt sich ein Aufschlag von 4 ct/kWh. Hinzu kommen noch die Kapitalkosten der Batteriespeicher und die entsprechenden Ein- / Ausspeicherverluste.

Demgegenüber stehen die Vollkosten neuer Kernkraftwerke. Eine Analyse der IEA aus 2020 (https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020?fbclid=IwAR0ZqlZkrPBr-5cEsX2QdKlSdUISBBX_jgAiXv78RWuPNKHi_kk6zixYad0) führt zu Kosten von rd. 4 bis 8 ct/kWh. Diese Kosten lassen sich dem Vernehmen nach auch aus dem Vertragspreis für den EPR-Reaktor Olkiluoto 3 (Finnland, 3,3 Mrd. € für 1600 MW) ableiten. Auch Fraunhofer ISE und VGB PowerTech geben in u. a. Grafik aus 2018 eine Bandbreite von 4 bis 8 ct/kWh an. Da Kernkraftwerke statistisch eine Verfügbarkeit von rd. 90 % haben, reicht für die Kalkulation ein Besicherungszuschlag von etwa 10%.

Von den Gegnern der Kernenergie werden gegen neue Kernkraftwerke die langen Bauzeiten und die daraus resultierenden hohen Baukosten der drei EPR-Reaktoren der neuen Generation Flamanville,

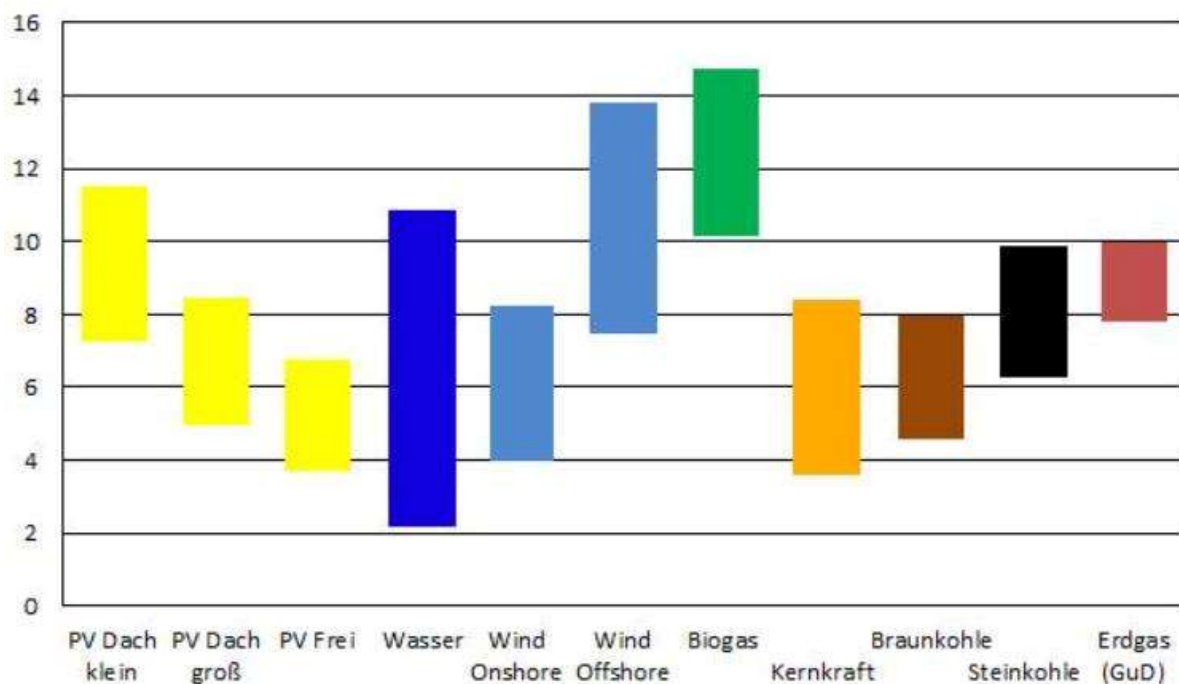
Hinkley Point und Olkiluoto ins Feld geführt. Ursächlich dafür sind Konstruktionsfehler dieses nahezu zeitgleich an den drei Standorten gebauten neuen Reaktortyps, die überwiegend auf der Baustelle behoben werden mussten. Daraus die Kosten künftiger Projekte abzuleiten, ist fragwürdig, zumal andere Anbieter eine bessere Performance vorweisen können.

Die Kostendiskrepanz zwischen dem deutschen Weg und dem Weg der anderen Industrieländer ist groß und die angesprochenen Mengenrestriktionen stellen eine große Bedrohung für den Industriestandort Deutschland dar.

Deshalb wird vorgeschlagen, alternativ eine Lösung konkret zu untersuchen, nach der die Grundlast der Stromerzeugung – etwa 40% der Netzhöchstlast – durch Kernkraftwerke abgedeckt wird. Damit wären mengenmäßig 50 bis 60% der Stromerzeugung abgedeckt. Dann brauchen nur 40 bis 50 % des Strombedarfs mit Windkraft- und PV-Anlagen samt der sogenannten absatz- und nachfrageseitigen Flexibilitäten den Studien entsprechend abgedeckt zu werden.

Stromgestehungskosten in EuroCent/kWh

Quelle: Fraunhofer ISE, VGB PowerTech; Deutschland März 2018



Fazit

Die deutsche Energiewende, so wie sie aktuell verfolgt wird, stellt sowohl in der Übergangsphase als auch im Endzustand (Versorgungssicherheit, Strommangelwirtschaft und Stromerzeugungskosten) ein erhebliches Risiko für den Industriestandort Deutschland, insbesondere für die energieintensive Grundstoffindustrie, dar. Der Grundstoffindustrie folgen in der Regel auch nachgelagerte Industrieunternehmen mit höherer Wertschöpfung.

Es wird dringend empfohlen, die Möglichkeiten der Kernenergie sowohl in der Phase der Transformation als auch bezüglich der Langfristperspektiven ernsthaft (!) zu prüfen.

