

Strommix 2030: Kann Deutschland von Energieimporten unabhängiger und gleichzeitig klimaneutral werden?

Thomas Vahlenkamp, Sebastian Overlack, Fridolin Pflugmann, Thorben Ipers und Emil Hosius

Deutschlands Energiewende steht vor der größten Bewährungsprobe ihrer Geschichte. Einerseits gilt es, die Versorgung im kommenden Winter und darüber hinaus sicherzustellen und dabei die Energiekosten nicht aus dem Blick zu verlieren. Andererseits steht mit dem beschlossenen Klimapfad der größte Umbau des Energiesystems an, den das Land je erlebt hat. Wie kann beides gelingen? Drei Szenarien. Anschließend die neuesten Ergebnisse aus dem Energiewende-Index.

Noch zu Beginn dieses Jahres waren die energiepolitischen Prioritäten der Bundesregierung voll auf Klimaschutz ausgerichtet: Mit dem „Osterpaket“ sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) weiter Fahrt aufnehmen und der Umbau des Energiesystems vorangetrieben werden. Sowohl bei Solar Photovoltaik (PV) als auch bei der Onshore-Windkraft wurde das Ausbauziel für 2030 noch einmal um je 15 GW angehoben, nachdem die Ziele bereits wenige Monate zuvor im Rahmen der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ deutlich nach oben geschraubt worden waren. Gleichzeitig korrigierte die Regierung im neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ihre Prognose zum Bruttostromverbrauch 2030 um weitere 35 TWh nach oben – auf jetzt 750 TWh. Weiterhin gilt: Bis zum Ende des Jahrzehnts soll ein EE-Anteil von 80 % erreicht werden – das entspricht rund 600 TWh Strom, der dann aus erneuerbaren Energien erzeugt wird (gegenüber rund 235 TWh heute).

Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24.02.2022 haben sich die Rahmenbedingungen für die Energiewende dramatisch verändert. Neben den Klimazielen muss nun auch den neuen geopolitischen Realitäten Rechnung getragen werden. Und diese Realitäten treffen das Gasimportland Deutschland härter als viele andere Staaten. Bisher war Erdgas ein Eckpfeiler der deutschen Energieversorgung – auch und gerade auf dem Weg in die Klimaneutralität. Denn im Stromsektor sollten flexible Gaskraftwerke noch lange helfen, die Volatilität der Erneuerbaren auszugleichen.

Nun hat der Ukraine-Krieg die deutsche Abhängigkeit vom russischen Gas offen zutage treten lassen. Deutschland gehört innerhalb



Erdgas wird auch zukünftig eine Rolle im Strommix spielen müssen, daher gilt es, die Importabhängigkeit durch Streuung der Lieferanten zu verringern. Teil der Strategie muss es außerdem sein, vermehrt grünen Wasserstoff für die Verstromung verfügbar zu machen Bild: Adobe Stock

der EU zu den größten Abnehmern – rund zwei Drittel des deutschen Bedarfs wurden zuletzt durch Erdgas aus Russland gedeckt. Die russischen Lieferungen nach Polen, Bulgarien, Finnland, Dänemark und die Niederlande wurden bereits eingestellt; im Juli drosselte Lieferant Gazprom zudem die tägliche Gasmenge aus Nord Stream 1 auf rund 20 % – seither fließen nur noch 33 Mio. m³ Gas pro Tag. Die Reaktion der EU: Bis 2030 soll komplett auf Gasimporte aus Russland verzichtet werden. Wie könnte Deutschlands Stromversorgung ohne russisches Gas aussehen?

Drei Strommix-Szenarien im Zeichen der Gasknappheit

Zur Beantwortung der Frage, wie sich der Strommix in Deutschland 2030 gestaltet, hat McKinsey zwei Faktoren betrachtet: erstens,

wie schnell der weitere Ausbau der Erneuerbaren gelingt, und zweitens, in welchen Mengen wettbewerbsfähig bepreistes Erdgas in den kommenden Jahren verfügbar sein wird. Wie sich diese beiden Faktoren auf die Stromversorgung und die Klimabilanz in Deutschland auswirken, haben wir in drei Szenarien modelliert. Jedes geht davon aus, dass der Strombedarf wie von der Bundesregierung prognostiziert auf 750 TWh ansteigt und der CO₂-Preis bei 100 €/t liegt. Die McKinsey-Szenarien zum Strommix 2030 im Vergleich:

- Im Szenario „Plan der Bundesregierung“ werden alle Vorgaben der Bundesregierung zum EE-Ausbau bis 2030 erreicht (215 GW Solar PV, 115 GW Onshore- und 30 GW Offshore-Windkraft). Der Atomausstieg 2022 und der Kohleausstieg bis 2038 finden wie geplant statt; 17 GW

Kohlekraftwerke sind 2030 noch in Betrieb.

- Im Szenario „**Strom aus Europa**“ strebt Deutschland die internationale Integration im Stromsektor an und wird zum dauerhaften Netto-Stromimporteuer. Der Grund: Es wird davon ausgegangen, dass Deutschland zwar den EE-Ausbau beschleunigt, aber seine ambitionierten Ziele nicht vollständig erreicht, weil nicht jedes Jahr Zubaurekorde zu erzielen sind. Vielmehr wird angenommen, dass die Ausbauraten einen Mittelwert aus historischem Durchschnitt und historischer Bestleistung bilden. 2030 werden nach diesem Szenario 112 GW Solar PV, 93 GW Onshore- und 23 GW Offshore-Windkraft installiert sein. Die stärkste Abweichung gegenüber dem ersten Szenario weist dabei Solar PV auf, da die Ausbauziele der Bundesregierung für diese Technologie im Vergleich die mit Abstand ambitioniertesten sind (Abb. 1).
- Im Szenario „**Weitgehende Selbstversorgung**“ versucht Deutschland, seine Energieabhängigkeit von anderen Ländern zu reduzieren und – falls keine Eigenproduktion möglich ist – seine Lieferanten breiter zu streuen. Zur Sicherstellung der Energieversorgung wird zum einen der Kohleausstieg ausgesetzt, so dass 2030 weiterhin Kohlekraftwerke mit einer Leistung von rund 34 GW zur Verfügung stehen. Zum anderen wird die

Kapazität von Biomassekraftwerken von rund 9 auf 14 GW erhöht, indem die existierenden Anlagen am Netz gehalten und die jährlich geplanten Ausschreibungsmengen von 600 MW als Neuanlagen hinzugefügt werden. Hierzu müssten ausreichende Flächen für den Anbau von Energiepflanzen bereitgestellt werden, die dann allerdings weder für die Produktion von Nahrungsmitteln oder Biokraftstoff zur Verfügung stünden noch renaturiert werden könnten. Der EE-Ausbau vollzieht sich wie im Szenario „Strom aus Europa“, während sich Stromimport und -export hier in etwa die Waage halten. Hinsichtlich der Nutzung von Atomkraft werden zwei Varianten modelliert: Weiterbetrieb der Atommeiler bis mindestens 2030 und Abschaltung wie geplant.

Wo Deutschland im Jahr 2030 bei der Energiewende stehen wird, kommt demzufolge entscheidend auf den EE-Ausbau und die Situation am Gasmarkt an. Was ist hier der aktuelle Status und welche Entwicklungen sind zu erwarten? Nachfolgende Analysen geben einen Überblick.

Schlüsselaufgabe EE-Ausbau: Wie sie gelingen kann

Mit ihrer neuen Ambition, den EE-Anteil in Deutschland bis zum Ende dieses Jahrzehnts auf 80 % zu erhöhen, hat sich die Bundesregierung viel vorgenommen. Um das Ziel zu errei-

chen, muss die komplette Wertschöpfungskette rund um den EE-Ausbau befähigt werden: angefangen bei der Aufstockung der Produktionskapazitäten über schnellere Genehmigungsverfahren bis hin zur Anwerbung bzw. Weiterqualifikation ausreichend vieler Fachkräfte für den Bau und Betrieb der Anlagen.

Solar PV

Um das Ausbauziel von 215 GW zu erreichen, sind pro Jahr PV-Anlagen mit einer Kapazität von 18 GW zu errichten. Damit dies gelingt, müssen sich deutsche Solarinstallateure große Volumina am Markt sichern. Zum Vergleich: Der weltgrößte Solaranlagenhersteller Longi hat 2020 weltweit jährlich 25 GW Solarpanels ausgeliefert. Im nächsten Schritt wären ausreichend Flächen bereitzustellen. Nach dem Willen der Bundesregierung soll bei Gewerbebauten die Installation von Solarpanels zur Pflicht werden, bei Privathäusern zur Regel. Auch auf landwirtschaftlich genutzten Flächen sollen mehr PV-Anlagen entstehen. Gerade bei den vielen Kleinanlagen auf Hausdächern aber drohen Engpässe bei der Genehmigung, die vom Gesetzgeber schnell zu adressieren sind. Beispiel Netzanschluss: Zukünftig muss ein mittelgroßer Netzbetreiber etwa 50 Anschlüsse pro Tag bearbeiten – mehr als doppelt so viele wie heute. Aktuell werden diese noch vielfach ohne detaillierte Prüfung genehmigt, doch die Belastung der Netze steigt. In Zukunft muss deshalb fast jeder neue Anschluss im Detail auf Netzverträglichkeit untersucht werden – es braucht mehr Personal und bessere Simulationssysteme. Nicht zuletzt ist die vierfache (!) Zahl an Installateuren erforderlich, um die Montage der neuen Anlagen zu bewältigen – das sind rund 40.000 zusätzliche Monteure. Hinzu kommen Stellen für Planung, Entwicklung und Verwaltung, die zu besetzen sind. Doch Fachkräfte sind rar: Schon 2019 – vor Beginn der Coronapandemie – dauerte es im Schnitt mehr als ein halbes Jahr, um eine entsprechende Handwerkerstelle zu besetzen.

Onshore-Windkraft

Um das Ziel von 115 GW bis 2030 zu erreichen, müssten etwa 1.800 neue Anlagen pro Jahr – oder fünf Anlagen pro Tag – errichtet werden. 2021 betrug das Ausbauvolumen mit rund 480 Anlagen weniger als ein Drittel. Die Zielerreichung gelingt nur, wenn der Plan umgesetzt wird, 2 % der Landesfläche für Windkraft auszuweisen und die Genehmigungsverfahren zu

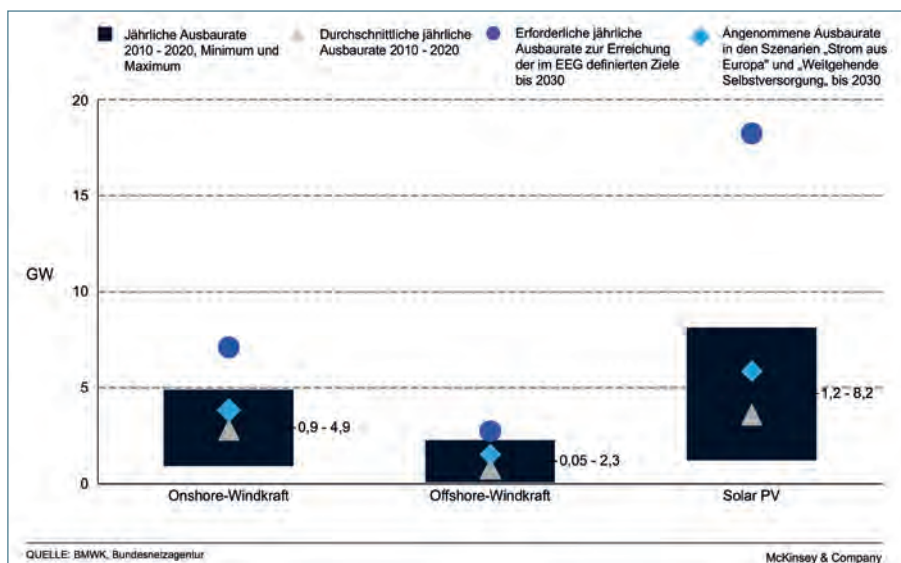


Abb. 1 Historische und zukünftig notwendige EE-Ausbauraten in Deutschland

beschleunigen. Theoretisch wäre sogar noch deutlich mehr Flächenpotenzial vorhanden: Das Umweltbundesamt gibt etwas weniger als 14 % der deutschen Landesfläche als grundsätzlich verfügbar an. Windenergieanlagen konkurrieren allerdings häufig um dieselben Plätze wie Solaranlagen, die bei der lokalen Bevölkerung tendenziell auf weniger Widerstände stoßen.

Offshore-Windkraft

Aktuell beträgt die installierte Windkraftleistung zur See 8 GW; bis zu den angestrebten 30 GW in 2030 müsste sich die Kapazität nahezu vervierfachen. Selbst wenn die durchschnittliche Ausbaugeschwindigkeit der letzten zehn Jahre beibehalten wird, bliebe immer noch eine Lücke von 15 GW zum gesetzten Ziel. 2017/18 wurden Flächen bis 2025 ausgeschrieben, sodass bis dahin voraussichtlich 10,8 GW installiert sein werden. Zur Erreichung des 2030er-Ziels wären in den verbleibenden fünf Jahren folglich noch weitere 20 GW zu installieren – umgerechnet also 4 GW pro Jahr und damit deutlich mehr als historisch je erreicht. Ein Problem sind die langen Vorlaufzeiten von der Projektierung bis zur Inbetriebnahme: In Deutschland betragen die „Lead Times“ für Offshore-Windanlagen rund sechs Jahre. Eine weitere Hürde stellt auch hier der Fachkräftemangel dar: Allein für den Bau der Fundamente und die Anlageninstallation werden pro GW rund 3.500 Vollzeitkräfte benötigt.

Erdgas als knappes Gut – auch noch 2030?

Deutschland spürt nun auch wirtschaftlich die Folgen des Kriegs in der Ukraine. Durch die Drosselung der Erdgaslieferungen aus Russland hat sich der Preis für den Rohstoff drastisch erhöht: Wurde Erdgas Ende 2020 noch mit rund 15 €/MWh an der Börse gehandelt, kletterte der Preis in diesem Jahr im Schnitt auf rund 105 €/MWh und in der Spitze sogar auf über 200 €/MWh – ein Anstieg von mehr als 1.300 %. Aufgrund des vielfältigen Einsatzes von Erdgas sind nahezu alle Lebens- und Wirtschaftsbereiche in Deutschland von den Preissteigerungen betroffen:

- Fast 40 % des Gasverbrauchs entfallen auf die Industrie, vor allem auf die Chemiebranche, Lebensmittelproduzenten, Stahlerzeuger sowie auf die Papier- und Glasindustrie. Düngemittelhersteller mussten bereits ihre Produktion auf-

grund der gestiegenen Gaspreise erheblich drosseln. Um den weiteren volkswirtschaftlichen Schaden gering zu halten und eine weitgehend ungesteuerte Abschaltung ganzer Wirtschaftsbereiche zu vermeiden, sollten die Einsparungen, die der Staat vorsieht, möglichst gezielt vorgenommen werden.

- Rund ein Drittel wird von privaten Haushalten verbraucht. Ein Standardhaushalt musste im Juli bei Abschluss eines Neuvertrages rund 110 % mehr für Erdgas zahlen als noch ein Jahr zuvor. Beim Durchschnittsverbrauch eines Einfamilienhaushaltes (rund 20.000 kWh pro Jahr) bedeutet dies Mehrkosten von rund 1.400 €.
- Etwas mehr als 10 % des Erdgases wird für die Erzeugung von Strom verwendet; 2021 wurden 89 TWh aus Gasverstromung gewonnen. Auch wenn der Energieträger damit weniger als ein Fünftel zur deutschen Stromproduktion beiträgt, schlagen seine erhöhten Kosten auch auf den Strompreis durch, da Erdgas oft als „Preissetzer“ wirkt. Für 1 MWh Strom müssen Anbieter mittlerweile mehr als 300 € aufbringen – im März 2021 waren es noch rund 45 €. Trotzdem ging nach Angaben des Energieverbands BDEW die Stromerzeugung aus Erdgas nur um rund 12 % zurück. Gründe dafür waren unter anderem die geringere Kernkraftproduktion in Frankreich und die verminderte Stromerzeugung aus Wasserkraft infolge der Trockenheit.

Wie ist die Perspektive mittelfristig? Um sich unabhängig von Russland zu machen, strebt die Europäische Kommission an, bis 2030 komplett auf russisches Gas zu verzichten – eine enorme Herausforderung für Länder mit hoher Abhängigkeit wie Deutschland. 2021 bezog die Bundesrepublik schätzungsweise 58 Mrd. m³ Erdgas aus Russland. Um die Mengen zu ersetzen, müssen gleichzeitig mehrere andere Bezugsquellen ausgeschöpft werden, darunter beispielsweise auch LNG-Terminals: Das erste soll voraussichtlich 2023 in Wilhelmshafen mit einer Kapazität von 7,5 Mrd. m³ in Betrieb gehen.

Unklar ist noch, wie sich die Situation am Gasmarkt bis zum Ende des Jahrzehnts entwickeln wird. Eine Entspannung der Lage aufgrund der breiteren Streuung von Liefere-

ranten erscheint ebenso denkbar wie eine Fortschreibung der aktuellen Krisensituation. Die drei oben vorgestellten Szenarien gehen von Letzterem aus: Gas bleibt aufgrund anhaltender geopolitischer Unsicherheit und Engpässen auf den internationalen Gasmärkten knapp. In dem Fall nehmen wir an, dass sich der Erdgaspreis 2030 auf einem ähnlich hohen Niveau bewegen wird wie im Juni dieses Jahres, also etwa bei 105 €/MWh. Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, dass Politik und Energiewirtschaft danach streben werden, dass alle neuen Gaskraftwerke zugleich H₂-ready sind, also alternativ auch mit grünem Wasserstoff betrieben werden können. Der angenommene Preis dafür liegt bei 90 €/MWh bzw. 3 €/kg. Ein Wasserstoffpreis von 3 €/kg setzt allerdings deutlich geringere Produktionskosten als heute und günstige Transportmöglichkeiten voraus. Der hier angenommene Wasserstoffpreis liegt somit am unteren Ende des möglichen Preiskorridors für 2030. Ferner gehen wir davon aus, dass die notwendigen Mengen auch durch Importe gedeckt werden müssen.

Szenarienanalyse: Deutschland weiter auf Erdgas angewiesen

Im Szenario „Plan der Bundesregierung“ steigt 2030 die Produktion aus Erneuerbaren inklusive Biomasse, Wasserkraft und Geothermie auf 751 TWh – das entspricht einem EE-Anteil von 84 % an der deutschen Bruttostromproduktion (Netzverluste und Exporte eingeschlossen). Trotzdem – und ungeachtet der steigenden Gaspreise – werden noch immer 68 TWh aus Erdgas erzeugt. Wasserstoff wiederum trägt mit 48 TWh zur Deckung der Stromnachfrage bei, umgerechnet rund 3 Mio. t. Zur Sicherstellung einer lückenlosen Versorgung bleibt Kohlestrom mit 63 TWh weiterhin ein wichtiger Energieträger, wenn gleich die Stromproduktion aus Kohle gegenüber 2021 um mehr als 61 % sinken würde. In diesem Szenario würde Deutschland in Phasen hohen EE-Ertrags sogar mehr Strom produzieren als für den Eigenbedarf nötig (rund 91 TWh) und somit zum Netto-Stromexporteur.

Im Szenario „Weitgehende Selbstversorgung“ werden die ambitionierten EE-Ausbauziele 2030 nicht erreicht und nur rund 520 TWh aus Erneuerbaren erzeugt – rund ein Drittel weniger als im „Plan der Bundesregierung“. Stattdessen geht das Szenario von einer weit-

gehenden Ausnutzung der inländischen Ressourcen aus: Da der Kohleausstieg nicht wie geplant vollzogen worden ist, kann mehr Kohlestrom die Lücke schließen (+91 TWh bzw. +145 % im Vergleich zum „Plan der Bundesregierung“). Gleichzeitig rechnet das Szenario mit einer teilweisen Kompensierung durch eine deutlich höhere Produktion von Biomasse (80 TWh gegenüber 49 TWh im „Plan der Bundesregierung“). Erdgas- und wasserstoffbasierte Stromerzeugung gehen auf 65 bzw. 38 TWh zurück, denn Kohle ist trotz der CO₂-Kosten immer noch günstiger. Die Werte ändern sich leicht, wenn Atomkraftwerke bis 2030 weiterlaufen: In diesem Fall wird die CO₂-intensive Kohle- und Gasstromproduktion durch rund 30 TWh Atomstrom zumindest teilweise substituiert, so dass nur noch 143 TWh aus Kohle (-7 %) und 64 TWh (-1 %) aus Gas erzeugt werden. Der EE-Anteil liegt in diesem Szenario (sowohl mit als auch ohne Atomkraft) bei knapp über 67 % und damit unter dem Zielwert von 80 %.

Im dritten Szenario „Strom aus Europa“ werden die EE-Ausbauziele ebenfalls nicht erreicht. Doch anstatt vermehrt auf CO₂-intensive Stromproduktion zu setzen, werden 33 TWh aus anderen europäischen Ländern importiert, hauptsächlich aus Dänemark, Norwegen und Schweden. Dabei geht das Szenario davon aus, dass der erforderliche Importstrom auch zur Verfügung steht – tatsächlich bedarf es in diesen Ländern eines entsprechenden politischen Willens, Strom in diesem Umfang nach Deutschland zu exportieren, den das Modell nicht abschätzen kann. Die Produktion aus Kohle wiederum ist in diesem Szenario trotz der Importe mit 88 TWh deutlich höher als im „Plan der Bundesregierung“. Die Erzeugung aus Erdgas liegt mit 69 TWh auf einem vergleichbaren Niveau.

Die Szenarienanalyse macht deutlich: Deutschland bleibt auf Erdgas angewiesen. Selbst massive Preissteigerungen werden es nicht vollständig vom Markt verdrängen. Und auch wenn die EE-Ausbauziele erreicht werden, wird Erdgas immer noch zum Ausgleich der EE-Fluktuation benötigt. Andere Energieträger wie Kohle und Biomasse können diese Funktion nicht vollständig übernehmen. Bemerkenswert ist auch, dass in allen Szenarien die Erzeugung aus Erdgas nur leicht zwischen 64 und 69 TWh schwankt – unabhängig

davon, ob die EE-Ausbauziele erreicht werden oder wie hoch die Verfügbarkeit von Kohlekraftwerken ist. Ebenfalls überraschend ist der hohe Anteil an Strom aus grünem Wasserstoff: 32 bis 74 TWh entsprechen einem Wasserstoffbedarf von 2 bis 4 Mio. t in 2030.

Das Festhalten an der Kohleverstromung zur Sicherung der Stromversorgung hat indessen seinen ökologischen Preis: Die CO₂-Bilanz fällt in allen Szenarien enttäuschend aus. Im Fall der „Weitgehenden Selbstversorgung“ sinken die Emissionen im Stromsektor lediglich auf 171 Mt CO₂ (-22 % im Vergleich zu 2021); selbst der Weiterbetrieb der Atomkraft bietet nur rund 10 Mt zusätzliches Einsparpotenzial (weitere -5 % im Vergleich zu 2021). Im Szenario „Strom aus Europa“ beträgt die Treibhausgasemission noch 113 Mt. Allein im „Plan der Bundesregierung“ kann das Emissionsziel von maximal 108 Mt in 2030 erreicht werden: Bei einer Reduktion um 59 % gegenüber 2021 beträgt der CO₂-Ausstoß dann 89 Mt, während sich die Erzeugung aus Erneuerbaren nahezu verdreifacht.

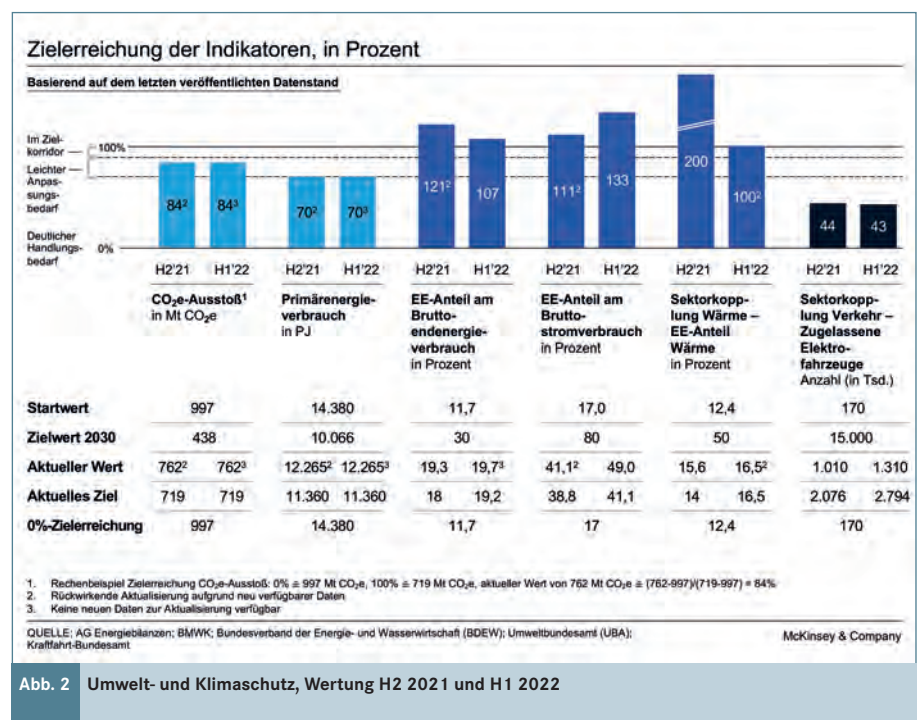
Kann also Deutschland wirklich von Energieimporten unabhängiger und gleichzeitig klimaneutral werden? Sicher ist soviel: Die Herausforderung wird nicht kleiner. Erdgas wird auch zukünftig eine Rolle im Strommix spielen müssen, daher gilt es, die Im-

portabhängigkeit durch Streuung der Lieferanten zu verringern und nach Möglichkeit auf europäische Exporteure wie Norwegen zu setzen. Teil der Strategie muss es außerdem sein, vermehrt grünen Wasserstoff für die Verstromung verfügbar zu machen – trotz der hohen Effizienzverluste. Bei Importen aus dem europäischen Ausland könnte dies sowohl auf die Versorgungssicherheit als auch auf den Klimaschutz einzahlen. Eine ähnliche Strategie bietet sich bei den Kohlekraftwerken an: Durch die Beimischung von grünem Ammoniak könnten bis zu 20 % der Emissionen aus Kohle vermieden werden – dies entspricht rund 11 Mt bzw. 13 % der gesamten Emissionen im Szenario „Plan der Bundesregierung“.

Nun zu den neuesten Ergebnissen aus dem Energiewende-Index.

Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Die jüngste Entwicklung der 15 Indikatoren liefert ein gemischtes Bild. Gegenüber dem letzten Energiewende-Index vom März sinkt die Zahl der Indikatoren mit unrealistischer Zielerreichung von fünf auf drei und die mit stabil realistischer Zielerreichung steigt von drei auf sechs. Weitere sechs Indikatoren stehen auf der Kippe.



Insgesamt haben sich vier Indikatoren verbessert, darunter der für die Energiepolitik so wichtige *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch*, wenngleich dieser angesichts des neuen 80 %-Ziels der Bundesregierung noch deutlich stärker gesteigert werden müsste. Andere Indikatoren wiederum haben sich spürbar verschlechtert. Dazu zählen der *Anteil Gesamtenergiekosten Haushalte* und ganz besonders die *gesicherte Reservemarge*: Schon im kommenden Jahr ist – nach dem Stilllegen der letzten Kernkraftwerke – erstmalig mit einer negativen Reservemarge zu rechnen.

Zielerreichung für drei Indikatoren unrealistisch

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* sinkt leicht von 44 % auf 43 %. 2021 waren insgesamt 1,3 Mio. E-Fahrzeuge zugelassen, doch es wären 2,8 Mio. nötig, um im Plan zu bleiben. Ganz unerreichbar ist das 2030er-Ziel dennoch nicht, da die E-Mobilität derzeit überproportional wächst, während der Energiewende-Index in seiner Berechnung von einer linearen Entwicklung ausgeht (Abb. 2).

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind mit aktuell 8,1 € pro MWh weiterhin weit vom 1-€-Ziel entfernt. Gegenüber der ersten Jahreshälfte hat sich dieser Wert aufgrund geringerer Aufwendungen für das Einspeisemanagement

allerdings leicht verbessert. Der Zielerreichungsgrad steigt von 39 % auf 50 % (Abb. 3).

Kaum Fortschritte gibt es beim Indikator *Ausbau Transportnetze*: Zwar wurden in den vergangenen beiden Quartalen rund 160 km fertiggestellt; die Gesamtlänge beträgt jetzt 2.005 km. Allerdings bleibt der Ausbau weiter deutlich hinter dem Zielwert von 4.977 km insgesamt und knapp 500 km pro Halbjahr zurück. Die Zielerreichung des Indikators beträgt 37 %.

Sechs Indikatoren mit stabil realistischer Zielerreichung

Der *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* steigt von 41 % in 2021 auf 49 % in der ersten Jahreshälfte 2022. Die Verbesserung ist vor allem auf deutlich günstigere Witterungsverhältnisse zurückzuführen. Obwohl der Ausbau der Erneuerbaren weiterhin stockt, bewegt sich die Zielerreichung des Indikators weiter im stabil realistischen Bereich und steigt von 111 % auf 133 %. Allerdings dürfte es mit dem neuen Ziel der Bundesregierung, den EE-Anteil bis 2030 auf 80 % zu erhöhen, zunehmend schwieriger werden, auf dem Zielpfad zu bleiben.

Der *EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch* stieg um 0,4 Prozentpunkte auf 19,7 %. Hauptgrund ist die wirtschaftliche Erholung in 2021 und der damit einhergehende gestiegene

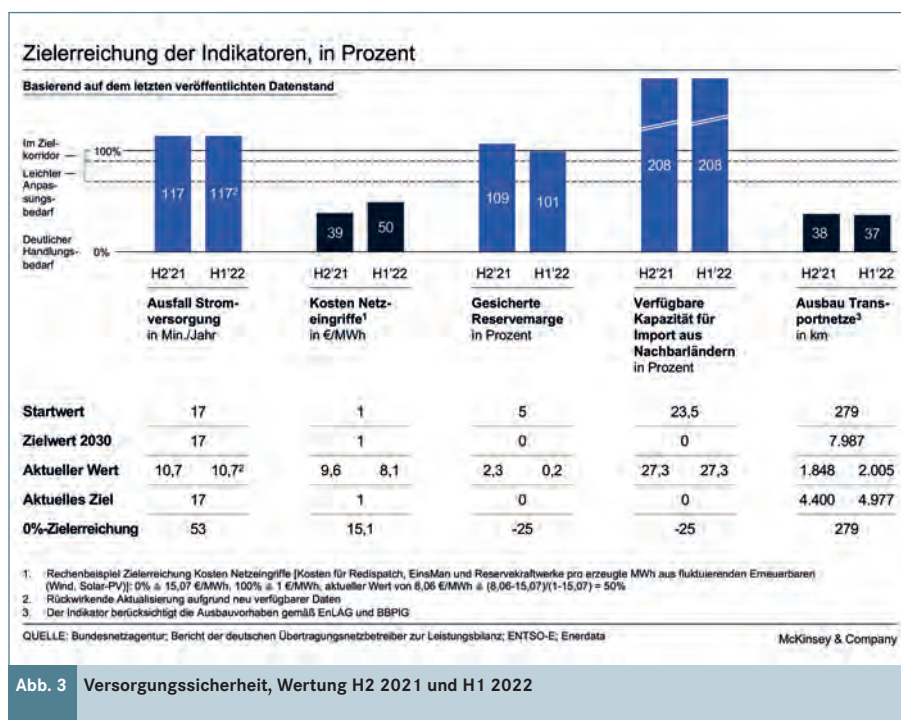
Energiebedarf. Da die Zielmarke jedoch um 1,2 Prozentpunkte angehoben worden ist, sinkt die Zielerreichung des Indikators deutlich von 121 % auf 107 %.

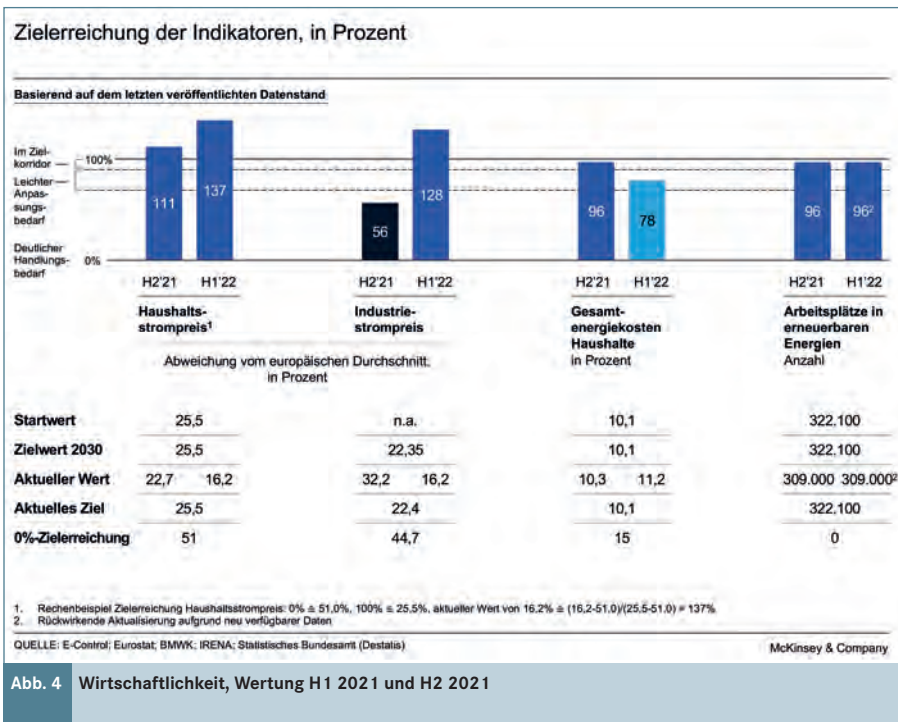
Sowohl *Haushaltsstrompreis* als auch *Industriestrompreis* haben sich trotz gestiegener Stromkosten deutlich verbessert (Abb. 4). Das mag auf den ersten Blick überraschen, liegt aber in der Berechnungsmethodik des Indikators begründet, der die deutsche Strompreisentwicklung im Vergleich zum europäischen Durchschnitt abbildet: Steigen also die Preise im europäischen Ausland stärker als in Deutschland, verbessert sich der Indikator.

Beim *Haushaltsstrompreis* betrug die Differenz zwischen Deutschland und dem europäischen Durchschnitt 2021 noch 22,7 %, im Juni 2022 dagegen nur mehr 16,2 %. Verbessert hat sich der Indikator vor allem deshalb, weil die Preise im europäischen Ausland schneller steigen als in Deutschland. Die Zielerreichung steigt von 111 % auf 137 %. Ob der Trend anhält, ist jedoch fraglich – steigende Großhandelspreise werden wahrscheinlich mit Verzögerung an die Endkunden weitergereicht. Andererseits wiederum dürfte der Wegfall der EEG-Umlage im Juli 2022 auf die hiesigen Haushaltsstrompreise mittelfristig entlastend wirken.

Auch der *Industriestrompreis* ist zuletzt in Deutschland deutlich geringer gestiegen als im Ausland und liegt jetzt nur noch 16 % über dem europäischen Durchschnitt (Vorhalbjahr: 32 %). Der Indikator springt dadurch von 56 % auf jetzt 128 % Zielerreichung und wechselt damit in den realistischen Bereich. Auch hier bedeutet die Verbesserung des Indikators lediglich, dass die Preissteigerungen im Ausland (+33 %) höher ausgefallen sind als in Deutschland (+17 %). Verantwortlich dafür ist vor allem der höhere Anteil an Gebühren und Entgelten am deutschen Industriestrompreis, die durch die steigenden Energiepreise nicht beeinflusst werden.

Für den Indikator *Ausfall Stromversorgung* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Er verharrt deshalb bei einer Zielerreichung von 117 %. Gleiches gilt für die *Verfügbare Kapazität für Import aus Nachbarländern*. Damit verbleibt auch dieser Indikator mit einer Zielerreichung von 208 % im realistischen Bereich.





Sechs Indikatoren auf der Kippe

Die aktuellen Hochrechnungen für den *CO₂-Ausstoß* und den *Primärenergieverbrauch* sehen beide Indikatoren auf der Kippe. Die Emissionen belaufen sich wie schon im Halbjahr zuvor auf 762 Mio. t CO₂e; damit verharrt der Zielerreichungsgrad hier bei 84 %. Der Primärenergieverbrauch wiederum liegt nach wie vor bei 12.265 PJ – das entspricht einer Zielerreichung von 70 %.

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* wurden neue Hochrechnungen veröffentlicht. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch im Bereich Wärme und Kälte liegt danach aktuell bei 16,5 % und damit 0,9 Prozentpunkte über dem Wert des Vorhalbjahres. Damit bewegt sich der Indikator im Zielkorridor, steht aber auf der Kippe. Um dort auch in Zukunft zu bleiben, müsste der EE-Anteil bis Ende dieses Jahres auf 20,2 % steigen.

Der Anteil der *Gesamtenergiekosten Haushalte* am Warenkorb der Verbraucher stieg zuletzt von 10,3 % auf 11,2 %. Damit sinkt die Zielerreichung erneut von 96 % auf jetzt 78 % und der Indikator bewegt sich in der Kategorie „auf der Kippe“ weiter nach unten. Grund hierfür sind die gestiegenen Preise für Benzin und Diesel, aber auch für Erdgas, wo sich die Neukundenpreise für Haushalte innerhalb eines Jahres vervielfacht haben.

Für den Indikator *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* liegen weiterhin keine neuen Daten vor. Er verharrt deshalb bei seiner bisherigen Zielerreichung von 96 %.

Die *gesicherte Reservemarge* wird seit 2019 nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veröffentlicht. Deshalb wird ab dieser Index-Ausgabe die Reservemarge basierend auf der Methodik und den Kernannahmen der ÜNB sowie öffentlich zugänglichen Daten neu berechnet. Zugrunde gelegt wird dabei die installierte Nettonennleistung in Deutschland laut Marktstammdatenregister, die nach den historischen Daten der ÜNB auf die Nettoengpassleistung umgerechnet wird. Die Daten für Revisionen und Ausfälle basieren auf dem historischen Anteil von Revisionen und Ausfällen an der Engpassleistung. Für die Rate der nicht einsetzbaren Leistung gelten die gleichen Annahmen wie bei der Berechnung der ÜNB. Zur Bezifferung der Spitzenlast wird stets die der vergangenen 12 Monate gemäß Entso-E herangezogen.

Im Ergebnis steht die Reservemarge aktuell mit 0,2 % nur knapp über Null und damit stärker denn je auf der Kippe. Der Rückgang gegenüber dem letzten von den ÜNB veröffentlichten Stand (2,3 %) erklärt sich aus der Stilllegung einiger fossiler Kraftwerke. Wer-

den dann Ende dieses Jahres noch Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 4 GW heruntergefahren, fällt die Reservemarge aller Voraussicht nach bereits in den negativen Bereich. Bei einem Kohleausstieg bis 2030 wären es sogar mehr als 40 GW, die noch in diesem Jahrzehnt vom Netz gehen würden. Das würde die gesicherte Reservemarge massiv unter Druck setzen und fordert Anpassungen im Strommarktdesign, um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft jederzeit zu gewährleisten.

Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; S. Overlack, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. F. Pflugmann, Engagement Manager, McKinsey & Company, Frankfurt; T. Ipers, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Düsseldorf; E. Hosius, Capabilities and Insights Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf
 thomas_vahlenkamp@mckinsey.com

Feedback erwünscht

Der Energiewende-Index bietet alle sechs Monate einen Überblick über den Status der Energiewende in Deutschland. Reaktionen und Rückmeldungen seitens der Leser sind ausdrücklich erwünscht und werden bei der Aktualisierung des Index berücksichtigt, sofern es sich um öffentlich zugängliche Daten und Fakten handelt. Auf der Website von McKinsey besteht die Möglichkeit, den Autoren Feedback zum Thema Energiewende zu geben:
www.mckinsey.de/energiewendeindex

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de