

Energiewende-Index Deutschland – Die Kosten steigen weiter

Thomas Vahlenkamp, Ingmar Ritzenhofen, Gerke Gersema und Julia Kroppeit

Wie teuer wird die Energiewende wirklich? Die Frage nach den Kosten gerät zunehmend in den Fokus: Der Bundesrechnungshof fordert mehr Transparenz, die Politik sieht sich mit Blick auf die Komplexität der Thematik außerstande, konkrete Kosten zu beziffern. Gleichzeitig treten alle Beteiligten dafür ein, die Ausgabenentwicklung zu bremsen. Fakt ist: Die Gesamtkosten werden weiter steigen. Bereits heute ist absehbar, dass sich bis 2025 die jährlich anfallenden Stromkosten um 14 Mrd. € erhöhen werden – auf dann 77 Mrd. €. Haupttreiber sind die Netzentgelte und steigende Brennstoffkosten.

Die Entwicklung des deutschen Energiewende-Index stimmt leider weiterhin wenig optimistisch: Zentrale Ziele der Energiewende werden verfehlt oder rücken in immer weitere Ferne. Gleichzeitig laufen die Kosten stärker denn je aus dem Ruder. Während der Bunderechnungshof mehr Transparenz und Ausgabenkontrolle einfordert, lehnt die Bundesregierung konkrete Schätzungen mit Verweis auf die Komplexität der Energiewende ab. Lassen sich diese Kosten tatsächlich nicht beziffern?

Richtig ist: Um ein Gesamtbild zu erhalten, genügt es nicht, allein über die Höhe der *Energiewendekosten* zu diskutieren. Eine gesamthafte Analyse der deutschen *Stromversorgungskosten* aber bietet sehr wohl die Möglichkeit, Transparenz zu schaffen und Kosten zu beziffern. Jüngste McKinsey-Analysen zeigen: Tatsächlich sind bereits heute massive Kostensteigerungen in der Stromversorgung absehbar: von 63 Mrd. € (Stand 2015) um weitere 14 Mrd. € bis 2025 – auf dann 77 Mrd. € pro Jahr. Im Vergleich hierzu lagen sie 2010 noch bei 55 Mrd. €.

Erste Hinweise auf die Kostentreiber liefert der Energiewende-Index. Die aktuell vorliegenden Zahlen belegen, dass die bisherigen Erfolge der Energiewende überwiegend durch teure Subventionen erkaufte worden sind. Zu nennen ist an erster Stelle der Ausbau der Wind- und Photovoltaikanlagen und dessen Effekt auf die EEG-Umlage. Gleichzeitig werden Ziele, die zu ihrer Erreichung keine direkte finanzielle Förderung erfahren, immer unrealistischer – allen voran der CO₂e-Ausstoß. Dieser zentrale ökologische Indikator ist inzwischen ebenso weit vom Zielkorridor entfernt wie die Verbrauchswerte von Primärenergie und Strom

Die Frage der Kostenverteilung wird zu einem Schlüsselthema der Energiewende in den kommenden Jahren werden
Foto: urgaygundogdu | Fotolia.com

(Abb. 1). Schon jetzt dürfte feststehen: Ohne weitere radikale Eingriffe – mit wahrscheinlich ungewollten Nebeneffekten – werden insbesondere die Emissionsziele für 2020 nicht mehr zu erreichen sein.

Die Indikatoren im Überblick – nur subventionierte Ziele werden noch erreicht

Von den 15 Kennzahlen im Index haben sich elf gegenüber der letzten Erhebung im Herbst 2016 verändert – zehn davon in negative Richtung. Sieben Indikatoren werden in ihrer Zielerreichung als „realistisch“ eingestuft, für acht ist die Zielerreichung „unrealistisch“. Für die Indikatoren Primärenergieverbrauch und Netzeingriffskosten (beide „unrealistisch“) sowie für die gesi-

cherte Reservemarge („realistisch“) lagen zum Zeitpunkt der Indizierung keine neuen Daten gegenüber der letzten Publikation im September 2016 vor. Der Indikator „Anbindung Offshore-Windparks“ ist bereits zu 100 % erfüllt, verbleibt also in der Einstufung „realistisch“.

Veränderung bei Indikatoren mit „realistischer“ Zielerreichung

■ *Offshore-Wind-Ausbau weiter auf Zielkurs:* Mit einer abermals gestiegenen installierten Leistung auf jetzt 4,1 GW liegt der Indikator mehr als 50 % über dem aktuellen Zielwert von 2,67 GW. Da sich das Zubautempo im Vergleich zum Vorjahr leicht abgeschwächt hat, verringert sich die Zielerfüllung allerdings von 169 % auf 155 %.

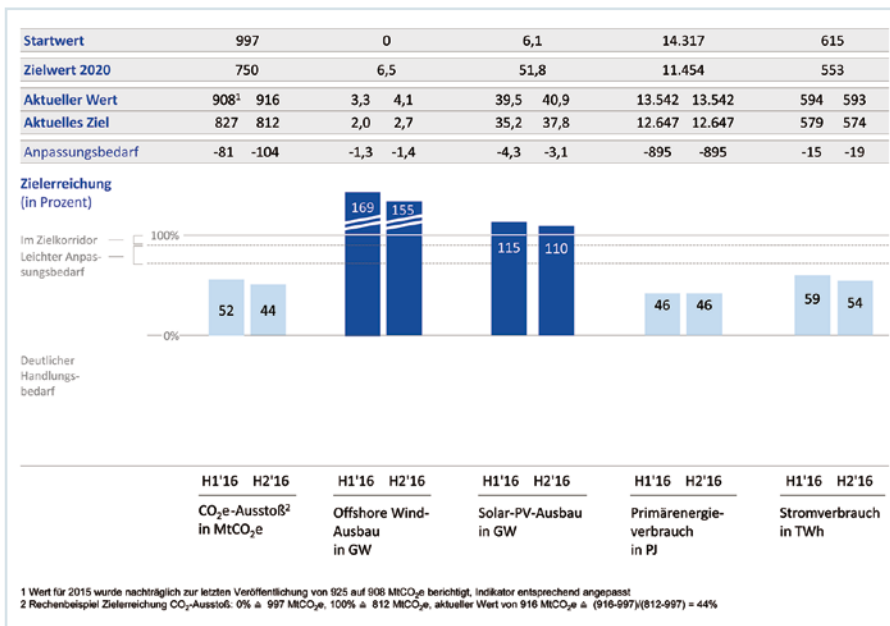


Abb. 1 Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H1 2016 und H2 2016

Die Erreichung der angestrebten Kapazität von 6,5 GW im Jahr 2020 ist jedoch nach wie vor stabil realistisch.

■ **PV-Ausbau weiter auf niedrigem Niveau:** Nach rund 1,4 GW in 2015 kamen im vergangenen Jahr rund 1,5 GW an neuen Anlagen hinzu. Damit wird der nach dem EEG aktuell angestrebte Ausbaupfad von 2,4 bis 2,6 GW pro Jahr weiterhin deutlich verfehlt. Dennoch liegt der Indikator bezüglich der für 2020 angepeilten Kapazität

von 51,8 GW in seiner Zielerreichung noch immer bei 110 %. Grund dafür ist die vorangegangene Übererfüllung, insbesondere in den Jahren 2010 bis 2012. Blicke allerdings das Ausbautempo auf dem niedrigen Niveau von heute, würden bis Ende 2020 lediglich 47 GW an installierter Leistung erreicht werden. Der Indikator fiel dann ab September 2018 unter die Marke von 100 % und damit aus der Kategorie der realistischen Zielerreichung.

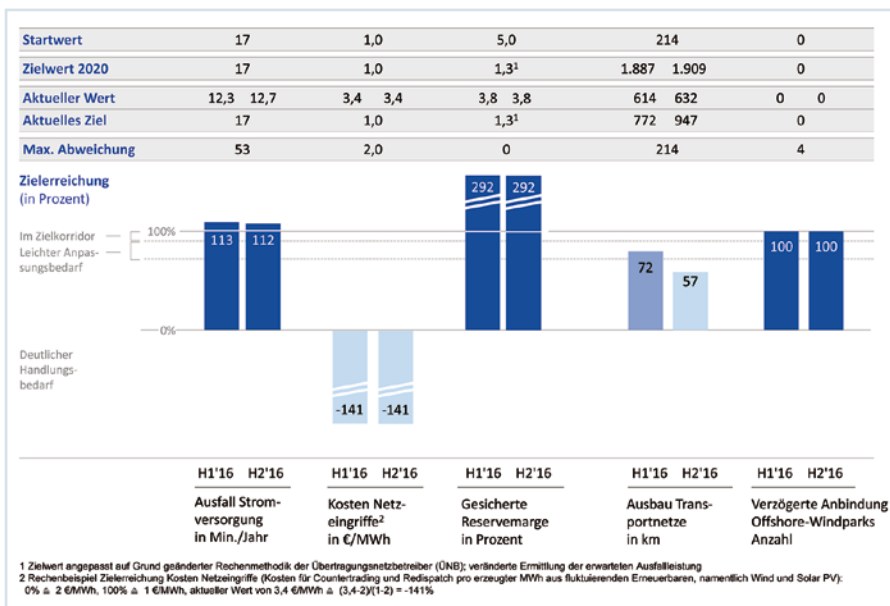


Abb. 2 Versorgungssicherheit, Wertung H1 2016 und H2 2016

■ **Geringfügige Zunahme an Stromausfällen:** Die Ausfalldauer pro Kunde stieg zuletzt von 12,3 auf 12,7 Minuten an, wodurch die Zielerreichung des Indikators um einen Prozentpunkt auf 112 % fällt. Insgesamt zählt das deutsche Stromnetz weiterhin zu den versorgungssichersten weltweit. Der aktuelle Wert markiert trotz des leichten Anstiegs noch immer die zweitniedrigste Ausfalldauer in der deutschen Stromversorgung überhaupt (Abb. 2).

■ **Arbeitsplatzabbau bei erneuerbaren Energien:** Im vierten Jahr in Folge ist die Zahl der Beschäftigten im Sektor erneuerbare Energien gesunken - von 355.400 auf 330.000. Den stärksten absoluten Rückgang verzeichnen die Branchen Onshore-Wind (-8.000 Beschäftigte) und Photovoltaik (-7.000). Mit einem Erfüllungsgrad von 102 % liegt der Indikator zwar noch knapp im Zielkorridor; bei einer Fortschreibung des Trends könnte jedoch die Zielerreichung im Jahr 2020, die ein Minimum von rund 322.000 Arbeitsplätzen vorsieht (entsprechend dem Niveau des bei der ersten Index-Erhebung gewählten Ausgangsjahrs 2008), mittelfristig gefährdet sein (Abb. 3).

■ **Erstmaliger Arbeitsplatzrückgang in stromintensiven Industrien:** Nach einem kontinuierlichen Anstieg der Beschäftigung in stromintensiven Industrien seit Mitte 2013 ist dieser Trend nun erstmals gebrochen. Im März 2016 gab es insgesamt 15.000 Beschäftigte weniger als im September 2015. Derzeit liegt die Zahl der Arbeiter und Angestellten in den betrachteten Wirtschaftszweigen bei rund 1,65 Mio. Der Zielwert von 1,59 Mio. Beschäftigten - gemessen auch hier am Ausgangsjahr 2008 - wird dennoch weiterhin übertroffen.

Veränderung bei Indikatoren mit „unrealistischer“ Zielerreichung

■ **CO₂e-Ausstoß weit über dem Limit:** Die Emissionen betragen im Jahr 2016 nach Schätzung der AG Energiebilanzen 916 Mt. Dies stellt einen leichten Anstieg im Vergleich zum Vorjahreswert dar, der nachträglich von 925 auf 908 Mt korrigiert wurde. Die angestrebte Zielmarke für 2016 liegt mit 812 Mt weit darunter. Während der CO₂e-Anteil des Stromsektors im Erhebungszeitraum zurückging, erhöhte sich vor allem der Beitrag der Industrie sowie des Wärme- und Verkehrssektors. Ursachen der vermehrten

Emission waren u. a. die kühlere Witterung im Vergleich zum Vorjahr sowie die gute Wirtschaftslage. Die Zielerreichung des Indikators liegt jetzt bei 44 % und bleibt somit weiterhin „unrealistisch“.

■ **Stromverbrauch zu wenig gesunken:** 2016 ging der Stromverbrauch in Deutschland nur minimal zurück und lag mit 593 TWh lediglich 1 TWh unter dem Vergleichswert von 2015. Dieser von der AG Energiebilanzen aktuell geschätzte Wert überschreitet die derzeitige Zielmarke von 574 TWh deutlich. Damit rückt zugleich das 2020er Ziel von 553 TWh in immer weitere Ferne. Der Indikator verschlechtert sich auf eine Zielerreichung von jetzt nur noch 54 %.

■ **Verzögerter Ausbau der Transportnetze:** Bedingt durch die anhaltenden Ausba verzögerungen entfernt sich der Indikator weiter von seinem Zielkorridor. Bestand bei der letzten Erhebung nur Anpassungsbedarf, fällt der Indikator dieses Mal in die Kategorie „unrealistisch“. Der bisherige Zubau beläuft sich auf rund 632 km, bis 2020 soll er insgesamt nach den aktuellen Planungen 1.909 km betragen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten pro Jahr nun bereits 320 km zugebaut werden.

■ **Haushaltsstrompreise weiter überdurchschnittlich hoch:** Die Haushaltsstrompreise sind erneut von 29,35 ct/kWh auf jetzt 30,38 ct/kWh gestiegen. Da der europäische Durchschnittspreis im gleichen Zeitraum leicht gesunken ist, vergrößert sich damit der Abstand zu anderen Ländern weiter. Mittlerweile liegt das Preisniveau für deutschen Haushaltsstrom 47,3 % über dem europäischen Durchschnitt. Die Zielerreichung des Indikators verschlechtert sich von 35 % auf 15 %.

■ **Industriestrompreise leicht gesunken:** Die Stromkostenentwicklung in der Industrie verzeichnete zuletzt eine Verbesserung. Während es europaweit zu einem Rückgang von 6,2 % kam, fiel der Preis in Deutschland um 9,2 % auf 10,21 ct/kWh. Somit liegt das Preisniveau nur noch 17,1 % über dem europäischen Durchschnitt. Der Indikator verbessert dadurch seine Zielerreichung von -45 % auf -2 %, bleibt mit Blick auf 2020 in seiner Zielerreichung jedoch weiterhin „unrealistisch“.

■ **EEG-Umlage steigt weiter:** Auf die Erhöhung im Jahr 2016 folgt eine erneute Anhebung um 8,3 % auf 6,88 ct/kWh im Jahr 2017, Tendenz weiter steigend. Der Indika-

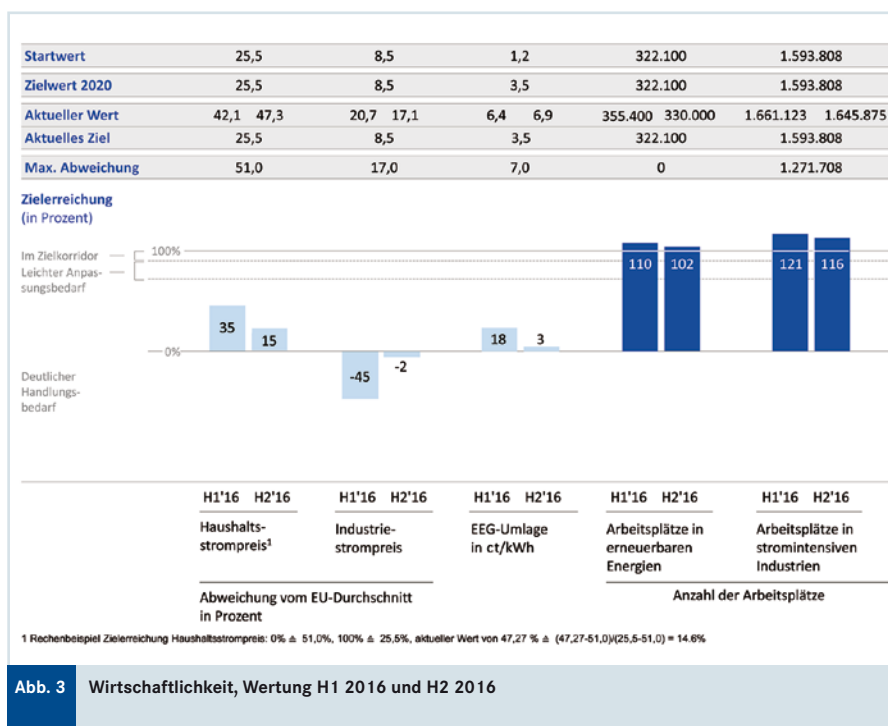


Abb. 3 Wirtschaftlichkeit, Wertung H1 2016 und H2 2016

tor verschlechtert sich dadurch auf jetzt 3 % Zielerreichung und bleibt „unrealistisch“. Erst in den Jahren nach 2020 werden ältere Anlagen in größerem Umfang aus der Einspeisevergütung fallen – von da an ist damit zu rechnen, dass sich die Umlage sukzessive verringern wird. Vorher aber wird die EEG-Umlage noch weiter steigen – wenn auch begrenzt durch eine erwartete Erholung der Großhandelspreise.

Kostenspirale dreht sich weiter

Die öffentliche Debatte über die Kosten der Energiewende wird immer lauter. Anfang des Jahres zitierte die Frankfurter Allgemeine Zeitung aus einem unveröffentlichten Bericht des Bundesrechnungshofs die Kritik, dass elementare Fragen wie „Was kostet die Energiewende den Staat?“ von der Regierung unbeantwortet gelassen wurden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erklärte daraufhin, dass es mit Blick auf die Komplexität der im Rahmen der Energiewende entstehenden Kosten nicht möglich sei, die Zielkosten zu ermitteln. Tatsächlich?

Zahlreiche Studien ergeben, dass die zentralen Kostentreiber der Energiewende durchaus schon heute zu beziffern sind: Dazu zählen vor allem der weitere Ausbau und die

Förderung der erneuerbaren Energien sowie die steigenden Kosten für Netzausbau und Systemdienstleistungen. Und die Studien zeigen noch mehr: Entgegen der wiederholten Aussagen von politischer Seite ist keine Stabilisierung in Sicht, sondern im Gegenteil ist davon auszugehen, dass sich die Kostenspirale in Zukunft noch weiter dreht.

Die Bundesregierung verweist zu Recht auf die Komplexität, die mit einer zuverlässigen Kostenschätzung einhergeht. Doch die zu erwartenden Mehrkosten lassen sich durchaus beziffern, wenn sie aus den deutschen Stromversorgungskosten insgesamt abgeleitet werden. Dabei sind neben dem Ausbau der Erneuerbaren (und deren Subventionierung über die EEG-Umlage) und den Netzentgelten (Ausgaben für Übertragungs- und Verteilnetze) weitere zentrale Kostentreiber zu berücksichtigen, die direkt oder indirekt mit der Energiewende zusammenhängen. Hierzu zählen die Kosten für konventionelle Stromerzeugung und die Kraft-Wärme-Kopplung ebenso wie Netzdienstleistungen (insbesondere Reservemärkte und Redispatch).

Kostentreiber unter der Lupe

Berücksichtigt man alle genannten Kostensituationen, ist aus heutiger Sicht ein weiterer massiver Anstieg der jährlichen Stromver-

sorgungskosten zu erwarten – von derzeit rund 63 Mrd. € auf 77 Mrd. € im Jahr 2025. Das entspricht einem Plus von 22 % oder 14 Mrd. € und einer jährlichen Steigerungsrate von 2 % (Abb. 4). Bei einer Verteilung der Gesamtkosten auf alle deutschen Haushalte wäre der deutsche Durchschnittshaushalt dann 2025 mit 335 € mehr belastet als heute.

Getrieben wird der zukünftige Anstieg der Gesamtausgaben im Wesentlichen von vier Komponenten: allen voran von den Strompreiserhöhungen im Großhandel (unsubventionierte Erzeugungskosten), dicht gefolgt von den weiter steigenden Ausgaben für Netzausbau und Netzeingriffe sowie nicht zuletzt – zumindest noch bis 2020 – von der EEG-Umlage (subventionierte Erzeugungskosten). Zusätzlich fällt für alle Stromkunden eine Reihe sonstiger Kosten an, die bei dieser Betrachtung vorerst noch unberücksichtigt bleibt, z. B. für die Abrechnungsabwicklung mit dem Endkunden sowie mögliche Veränderungen bei Steuern und Abgaben.

Steigende Strompreise (unsubventionierte Erzeugungskosten): Die Großhandelsstrompreise werden sich langfristig wieder erhöhen. Dies zeigen McKinsey-Berechnungen sowie verschiedene Studien etwa von Prognos, EWI und GWS für das BMWi. Zwar wirkt der Ausbau der erneuerbaren Energien derzeit noch preissenkend im Großhandelsmarkt,

doch dieser Effekt wird durch voraussichtlich steigende Brennstoffkosten und Kapazitätsstilllegungen bald überkompensiert. Die Erzeugungskosten könnten daher 2025 rund 23 Mrd. € betragen und damit 6 Mrd. € höher liegen als heute. Brennstoffkosten sind zwar kein Effekt der Energiewende, aber ihr zukünftiger Anstieg wird die Gesamtkosten negativ beeinflussen.

Forcierter Netzausbau (Kosten der Übertragungs- und Verteilnetze): Der verstärkte Ausbau der Stromnetze, der durch den Zubau von Erneuerbaren und die Abschaltung konventioneller Kraftwerke erforderlich wird, entwickelt sich zu einem der Hauptkostentreiber im Rahmen der Energiewende. Die Netzentgelte für die Endkunden steigen bis 2025 gegenüber heute um etwa 22 % oder weitere 5 Mrd. € von 22 auf 27 Mrd. € pro Jahr an. Die regionalen Unterschiede im Netzausbau führen darüber hinaus zu einem spürbaren Preisgefälle für die Endkunden: Ist z. B. in Regionen mit hohem Erneuerbaren-Anteil wie Nord- oder Ostdeutschland mehr Ausbau erforderlich, steigen dort die Strompreise gegenüber Kunden in anderen Teilen Deutschlands. Dies schürt zugleich politische Widerstände gegen die Energiewende insgesamt: Ein Teil der Verbraucher fühlt sich schon heute gestört durch den Anblick zahlreicher Windräder und wird dann zusätzlich „gestraft“ durch höhere Strompreise.

Die Mehrkosten entstehen durch den zunehmenden Netzausbau, der durch Zubau von Erneuerbaren und Abschaltung konventioneller Kraftwerke erforderlich wird. Bei den Übertragungsnetzen ist mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf bis 2025 von ca. 40 Mrd. € zu rechnen – unerwartet starke Treiber sind insbesondere die Offshore-Anbindung (15 Mrd. €) und die Erdverkabelung (8 Mrd. €). Bei den Verteilnetzen stehen Mehrausgaben in Höhe von 29 Mrd. € an. Die regulatorisch festgelegte Verzinsung auf diese Investitionen treibt dann die jährlichen Kosten. Diese Schätzungen aus den Netzentwicklungsplänen und von der Bundesnetzagentur zeigen nicht nur, wie groß der Investitionsbedarf ist, sondern auch, dass nach 2025 mit weiteren Ausgaben zu rechnen ist.

Vermehrte Netzeingriffe: Die jährlichen Kosten für Netzeingriffe werden sich bis 2025 voraussichtlich vervierfachen – von ca. 1 Mrd. € heute auf rund 4 Mrd. € pro Jahr. Damit rechnen sowohl das Bundeswirtschaftsministerium als auch der Stromnetzbetreiber Tennet. Der Grund: Insbesondere nach 2023 werden durch den wachsenden Einsatz erneuerbarer Energien und die Abschaltung von Kernkraft- und konventionellen Kraftwerken erheblich mehr Netzeingriffe erforderlich, insbesondere Kapazitätsregulierungen durch Redispatch-Maßnahmen. Zu den Kostensteigerungen tragen außerdem verschiedene Gruppen von Reservekraftwerken bei, die z. B. im Süden an kritischen Senken liegen und daher nicht abgeschaltet werden dürfen. Ihre Vorkhaltung wird gesondert vergütet.

Temporär steigende EEG-Umlage (subventionierte Erzeugungskosten): Die steigenden Großhandelspreise helfen bei der Finanzierung des EE-Ausbaus. Damit spielt die Subvention der Erneuerbaren – viele Jahre Hauptquelle der Kostensteigerungen und noch immer ein großer Treiber – zukünftig eine kleinere Rolle. Bis 2020 ist zwar mit einem nochmaligen Anstieg der EEG-Differenzkosten zu rechnen: von heute 22 Mrd. € auf rund 26 Mrd. € pro Jahr. Für 2025 aber sagen die Prognosen einen Rückgang auf das heutige – gleichwohl hohe – Niveau voraus.

Zusätzlich zu diesen bereits absehbaren Treibern können durch neue Entwicklun-

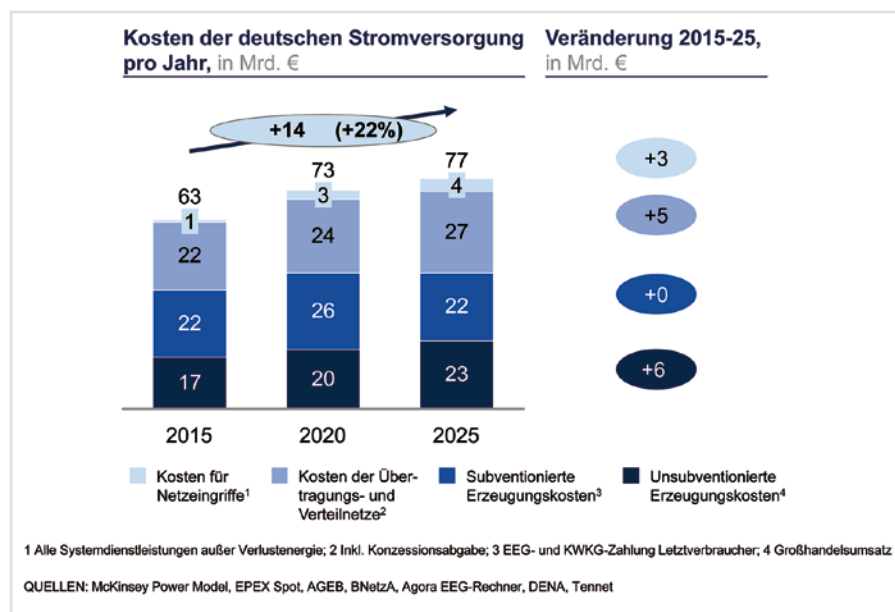


Abb. 4 Die jährlichen Kosten für die deutsche Stromversorgung werden bis 2025 um weitere 14 Mrd. € steigen

gen weitere Kostensteigerungen entstehen. Ein Beispiel hierfür ist die Diskussion um den Kohleausstieg. Ein solcher könnte – abhängig von seiner zeitlichen Ausgestaltung – Entschädigungen für stillgelegte Kraftwerke nach sich ziehen, kurzfristig zu einem stärkeren Anstieg der Großhandelspreise führen und unter Umständen den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten erforderlich machen, was ebenfalls vergütet werden müsste. Doch auch ohne zusätzliche Effekte bieten die identifizierten Kostentreiber bereits Anlass genug, um ohne weiteren Zeitverzug aktiv zu werden und der absehbaren Ausgabenentwicklung – soweit noch möglich – entschieden entgegenzuwirken.

Auf der Agenda: Konsequente Steuerung und tragfähige Kostenverteilung

Die Energiewende in Deutschland ist in vollem Gange. Noch finden die Maßnahmen Rückhalt bei der Mehrheit der deutschen Bevölkerung, doch sie sind mit zunehmend höheren Kosten verbunden. Grundvoraussetzung für das Gelingen ist es deshalb, zu

jedem Zeitpunkt Transparenz zu schaffen über die aktuelle und künftige Ausgabenentwicklung. Schon jetzt kann sicher gesagt werden: Die Gesamtkosten werden weiter steigen und ein Teil des Anstiegs, wie die erwartete Verteuerung der Brennstoffe, ist nicht beeinflussbar. Erste Priorität sollte daher sein, die bereits absehbaren Kostensteigerungen nicht noch zu überschreiten und bestehende Vorhaben gezielt umzusetzen.

Aber es gibt auch Möglichkeiten, aktiv gegenzusteuern. Gelingen kann dies über eine konsequentere Optimierung des Gesamtsystems, die den weiteren Ausbau der Erneuerbaren ebenso berücksichtigt wie den erforderlichen Netzausbau und die Vorhaltung von ausreichenden Kapazitätsreserven zur Systemstabilisierung. Weitere mögliche Ansätze zur Eindämmung der Kosten wären Lockerungen in den EEG-Förderbedingungen: Denkbar wäre in diesem Zusammenhang der weitere Ausbau an günstigeren Standorten, wie z. B. Photovoltaik auf Ackerflächen oder – sofern von den Bürgern akzeptiert und politisch durchsetzbar – Windkraftanlagen in größte-

rer Anwohner- und Küstennähe. Maßgeblichen Einfluss auf die Kosten hätte zudem eine weitgehende Vereinfachung der Planungs- und Genehmigungsverfahren beim Netzausbau.

Die zu erwartende Steigerung der Stromkosten und deren regionales Gefälle wird nicht zuletzt eine Diskussion über die Verteilung der Energiewendekosten entfachen. Während für die EEG-Kosten ein Kompromiss gefunden zu sein scheint, hat der Umgang mit regional divergierenden Netzentgelten noch nicht endgültig seinen Weg auf die politische Tagesordnung gefunden. Die Frage der Kostenverteilung dürfte damit zu einem Schlüsselthema der Energiewende in den kommenden Jahren werden.

Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; Dr. I. Ritzenhofen, Engagement Manager, McKinsey & Company, Köln; G. Gersema, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Hamburg; J. Kroppeit, Research 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