

CO₂-Abscheidung und -Speicherung – was sie bringt und was sie kostet

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

Im Zuge der Energiewende rückt jetzt eine weitere Technologie in den Fokus: Im Frühjahr hat die Bundesregierung den Weg frei gemacht für die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid, kurz CCS. Welches Einsparpotenzial das Verfahren birgt, für wen sich der Einsatz lohnt und was es an Infrastruktur braucht, zeigt die nachfolgende Analyse. Im Anschluss daran präsentieren die Autoren die neuesten Ergebnisse im Energiewende-Index.

2023 war ein gutes Klimaschutzjahr für Deutschland. Der CO₂-Ausstoß sank gegenüber dem Vorjahr um 73,5 Mio. auf 598 Mio. t – so deutlich wie nie zuvor im vergangenen Jahrzehnt. Also alles im grünen Bereich? Leider nicht. Zum einen sind die Emissions-einsparungen in erster Linie auf die nachlassende Wirtschaftsaktivität im letzten Jahr zurückzuführen. Zum anderen wird zunehmend klar, dass die aktuellen Bestrebungen aller Voraussicht nach nicht ausreichen werden, um die Klimaschutzziele 2030 zu erreichen. So warnt der Expertenrat für Klimafragen in einem im Juni 2023 veröffentlichten Gutachten, dass das 2030er-Ziel, die Treibhausgasemissionen auf 438 Mt zu senken, um 15 bis 20 Mt verfehlt werden könnte.

Abscheidung und Speicherung von CO₂

Was es also braucht, sind neue Lösungen, die möglichst effizient die Dekarbonisierung unterstützen können. Ein Ansatz hierzu könnte die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) sein. Denn trotz zunehmender Nutzung von erneuerbaren Energien (EE) können nicht alle Sektoren durch grünen Strom dekarbonisiert werden, und nicht jede Industrie eignet sich für den Einsatz von grünem Wasserstoff – zumal dieser mittelfristig noch teuer und nur in geringen Mengen verfügbar ist. CCS könnte hier eine pragmatische Alternative bieten.

Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ wird hierzulande seit Jahren kontrovers diskutiert und bislang nur zu Test- und Forschungszwecken in kleinem Maßstab erprobt – anders als in Ländern wie Großbritannien, das bereits 2017 als Teil seiner „Clean Growth Strategy“ Richtlinien für CCS-Einsätze in



Bei CCS ist Deutschland im internationalen Vergleich ein Spätzügler. Nun ändert es seinen Kurs (Foto: CCS-Anlage Ferrybridge, Yorkshire/UK) Bild: Adobe Stock

großem Maßstab auf den Weg gebracht hat. Nun ändert auch Deutschland seinen Kurs.

Politischer Rahmen: Grünes Licht für CCS

Im Frühjahr 2024 stellte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die Eckpunkte seiner Carbon Management-Strategie vor: Erstmals soll die unterirdische CO₂-Speicherung hierzulande in größerem Umfang erlaubt werden. Dem aktuellen Gesetzentwurf zufolge wird konkret die Offshore-Speicherung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee ermöglicht. Ferner können die Bundesländer Onshore-Speicherungen in ihren jeweiligen Landesgebieten beschließen.

Mittelfristig soll zudem der CO₂-Export zur Offshore-Speicherung erlaubt werden. Vorgeesehen ist hierzu eine Änderung des London-Protokolls, das die Ausfuhr von Kohlenstoffdioxid bislang untersagt.

CO₂-Speicherung: Große Kapazitäten in der Nordsee vorhanden

Die Speicherkapazitäten für abgeschiedenes CO₂ sind insbesondere zur See beträchtlich: Nach Schätzungen des GEOSTOR-Projekts am Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung verfügt das deutsche AWZ-Gebiet über eine Kapazität von bis zu 10.000 Mt. Das Speicherpotenzial der gesamten Nordsee ist mehr als zehnmal so groß: Es wird auf über 100.000 Mt taxiert.

Deutschlands CO₂-Emissionen betragen vergangenes Jahr in Summe 600 Mt. Hochgerechnet bedeutet das: Wenn Deutschland gemeinsam mit den Nordseestaaten Großbritannien, Norwegen, den Niederlanden, Belgien und Frankreich ihre gesamten CO₂-Emissionen unter der Nordsee verpressen würden (zusammen über 1.000 Mt), wären die Kapazitäten nach rund 100 Jahren ausgelastet, wahrscheinlich aber später. Denn

tatsächlich dürfte die abgeschiedene und gespeicherte Menge allein schon in Deutschland weitaus geringer sein, wie die nachfolgende Analyse zeigt.

Auf deutscher Seite in Planung sind jetzt erste Großprojekte mit einer Abscheidungskapazität von rund 9 Mt pro Jahr; vorrangiges Einsatzgebiet ist die Zementindustrie. Spätestens Ende des Jahrzehnts sollen die Anlagen in Betrieb gehen.

CO₂-Abscheidung: Technisch betrachtet auf rund 360 Mt anwendbar

Für die Abscheidung von Kohlendioxid in großen Mengen eignen sich sog. Point Sources, d.h. stationäre CO₂-Emittenten. Zusammen könnten sie rein technisch betrachtet pro Jahr 360 Mt Treibhausgas mittels CCS abscheiden – das entspricht mehr als der Hälfte aller CO₂-Emissionen in Deutschland.

Allerdings bieten sich nicht alle Industrien gleichermaßen dafür an: Die Sektoren unterscheiden sich je nach Regulatorik, alternativen Technologieoptionen und Abscheidungskosten. Berücksichtigt man außerdem die unterschiedlichen Aufwendungen für Transport und Speicherung je nach geografischer Lage der Emittenten, ergibt sich ein erstes Bild über die potenziellen CCS-Abscheidungs-

mengen und deren Kosten (Abb. 1). Da sich CCS-Anwendungen nur im großindustriellen Maßstab lohnen, fanden nur Emittenten mit einem jährlichen CO₂-Volumen über 100 kt Eingang in die Analyse.

Hinzu kommt, dass Kohlendioxid in der Praxis nicht zu 100 % eingefangen werden kann. In unserer Modellierung gehen wir davon aus, dass Abscheidungsraten von 90 % realisiert werden. Diese sind – anders als in früheren Pilotprojekten – mittlerweile technisch möglich und bei bestehenden internationalen Projekten bereits erreicht worden. Eingerechnet wurden zudem 10 % Ausfallzeiten sowie Verluste bei CO₂-Verarbeitung und Transport.

Das Abscheidungspotenzial, das sich auf dieser Berechnungsgrundlage ergibt, beträgt in Summe 150 Mt pro Jahr. Die Kostenkurve weist dabei ausschließlich die Aufwendungen für das CCS-Verfahren aus; für die Menge Kohlendioxid, die nicht eingefangen wird, müssen Anwender weiterhin ETS-Zertifikate erwerben, die bei der Gesamtkostenbetrachtung mit zu berücksichtigen sind.

Schon wenige Großemittenten (bei denen die Kosten vergleichsweise gering ausfallen) könnten CO₂-Einsparungen in beachtlicher Höhe realisieren: Allein von den zehn größten Point

Sources beispielsweise, vornehmlich aus der Chemie-, Stahl- und Energiebranche, ließen sich unter den beschriebenen Annahmen fast 50 Mt CO₂ pro Jahr unter die Erde befördern.

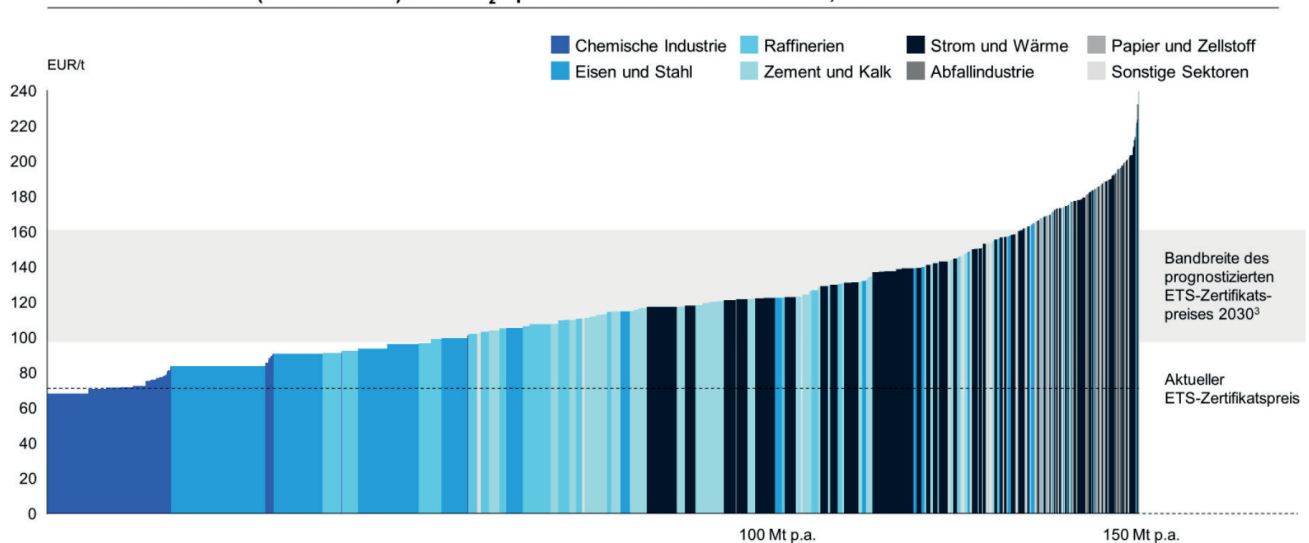
Die Kostenkurve in unserer Analyse geht von einer weitgehend flächendeckenden CCS-Anwendung in Deutschland aus. Voraussichtlich aber wird zunächst nur eine geringe Zahl von Unternehmen tatsächlich CCS einsetzen. Die Investitionen in die erforderliche Infrastruktur verteilen sich damit auf wenige Anwender – und verteuern sich entsprechend für den Einzelnen. Folglich wird es wesentlich vom Engagement der Großemittenten am unteren Ende der Kostenkurve abhängen, ob CCS-Anwendungen in Deutschland bezahlbar und damit zum Erfolg werden. Denn diese könnten auch alternativ ihre Produktionsprozesse umstellen oder ins außereuropäische Ausland abwandern.

Sektoren-Check: Wo CCS sich lohnt – und wo eher nicht

Wie verteilen sich die Point Sources auf die einzelnen Industrien? Und für wen könnte sich CCS am ehesten rechnen? Eine Sektorenanalyse gibt hierüber Aufschluss:

Chemische Industrie. Aus Kostensicht besonders vorteilhaft für CCS sind Industrien, die eine hohe CO₂-Konzentration aufweisen.

Stationäre Emittenten (Point Sources) nach CO₂-Speichervolumen und CCS-Kosten, 2024^{1,2}



1 Ausgenommen Kohlekraftwerke, bei denen CCS regulatorisch nicht zur Anwendung kommen soll

2 Darstellung aller Point Sources > 100 kt p.a. CO₂

3 Prognosespektrum verschiedener Forschungsinstitute und Marktforscher

QUELLE: McKinsey CCS Modell, Deutsche Emissionshandelsstelle

McKinsey
& Company

Abb. 1 Mengen- und Kostenabschätzung von industriellen CCS-Anwendungen in Deutschland

In der Grundstoffchemie, die pro Jahr rund 25 Mt emittiert, fällt Kohlenstoffdioxid häufig in sehr reiner Form als Nebenprodukt chemischer Prozesse an. Attraktive CCS-Anwendungsfälle sind beispielsweise die Ammoniak- und Ethanolproduktion: Bei einer CO₂-Konzentration von über 95 % liegen die Abscheidungskosten bei 40 bis 60 €/t. In diesem CO₂-intensiven Sektor könnte CCS – selbst unter Hinzurechnung der Transport- und Speicherkosten – für einige Unternehmen bereits heute eine Option sein, sofern die nötige Infrastruktur vorhanden ist (und kostengünstige Alternativen nicht zur Verfügung stehen).

Eisen- und Stahlindustrie. Hier – wie in den meisten anderen Industrien – fällt die CO₂-Konzentration in der Regel deutlich geringer aus; die Abscheidungskosten steigen entsprechend an. In der energieintensiven Eisen- und Stahlindustrie, die pro Jahr 50 Mt ausstößt, liegt die CO₂-Konzentration bei 25 bis 30 %. Bei größeren Unternehmen ab einem Emissionsvolumen von 100 kt bewegen sich die CCS-Kosten zwischen 50 und 150 €/t. Rechnet man die Transport- und Speicherkosten noch hinzu, erscheint die Technologie gegenüber den aktuellen ETS-Preisen noch nicht sonderlich attraktiv. Bei neuen Direktreduktionsanlagen könnten hingegen auch deutlich höhere CO₂-Konzentrationen erreicht werden, wodurch die Kosten geringer ausfallen. Grundsätzlich werden in der Eisen- und Stahlindustrie jedoch alternative Produktionsprozesse auf Wasserstoffbasis massiv gefördert werden.

Raffinerien. CCS-Verfahren eignen sich prinzipiell auch für Raffinerien (25 Mt p.a.), etwa um die Emissionen abzuscheiden, die bei der Erzeugung von Prozesswärme entstehen. Die Kosten hierfür liegen allerdings bei 60 bis 120 €/t. Für die Unternehmen interessant wäre der CCS-Einsatz aber auch für prozessbedingte Emissionen in chemischen Reaktionen, etwa beim Cracking, für die es bislang keine alternativen CO₂-Vermeidungstechnologien gibt.

Zement- und Kalkindustrie. In der Zement- und Kalkindustrie, die rund 30 Mt pro Jahr emittiert, sind die Abscheidungskosten aufgrund der geringen CO₂-Konzentration (20 bis 25 %) vergleichsweise hoch. Bei größeren Unternehmen liegen sie bei 70 bis 120 €/t. Dennoch wird die Branche oft als Musterbeispiel für

CCS-Anwendungen aufgeführt, denn: Ein Großteil des Kohlendioxids wird prozessbedingt in der Kalzination beim Kalkbrennen freigesetzt und lässt sich nicht vermeiden. Hier kann bislang nur CCS Abhilfe schaffen, um das Netto-Null-Ziel in diesem Sektor zu erreichen.

Strom und Wärme. Das theoretisch größte CCS-Einsatzgebiet wäre der Strom- und Wärmesektor: Ein Großteil der CO₂-Emissionen (rund 210 Mt p.a.) entsteht in diesem Bereich. Doch über 70 % davon werden nach wie vor in Kohlekraftwerken freigesetzt, die nach dem aktuellen Gesetzesvorschlag nicht für CCS zugelassen (und folglich auch nicht in der Kostenkurve enthalten) sind. Gaskraftwerke hingegen dürfen grundsätzlich CCS anwenden. Allerdings ist die Abscheidung aufwendig, da der CO₂-Anteil in den Abgasen bei unter 10 % liegt. Die CCS-Kosten liegen zwischen 80 und 170 €/t.

Abfall-, Zellstoff- und Papierindustrie. Prinzipiell für CCS-Einsätze geeignet sind die Abfallentsorgung sowie die Zellstoff- und Papierherstellung. Beide Branchen emittieren jeweils rund 5 Mt pro Jahr. Letztere verbrennt oft Nebenprodukte wie Rinde oder Holzreste, um Energie für den Produktionsprozess zu gewinnen. Da allerdings die Abscheidungsvolumina kleiner sind als in den vorgenannten Branchen und die CO₂-Konzentration mit 5 bis 10 % noch geringer, liegen die Kosten bei 140 bis 160 €/t.

Sonstige Sektoren. Das verbliebene Abscheidungspotenzial von rund 10 Mt CO₂ verteilt sich auf verschiedene weitere Industriebereiche wie z.B. die Herstellung von Glas und Keramik oder die Nahrungsmittelproduktion.

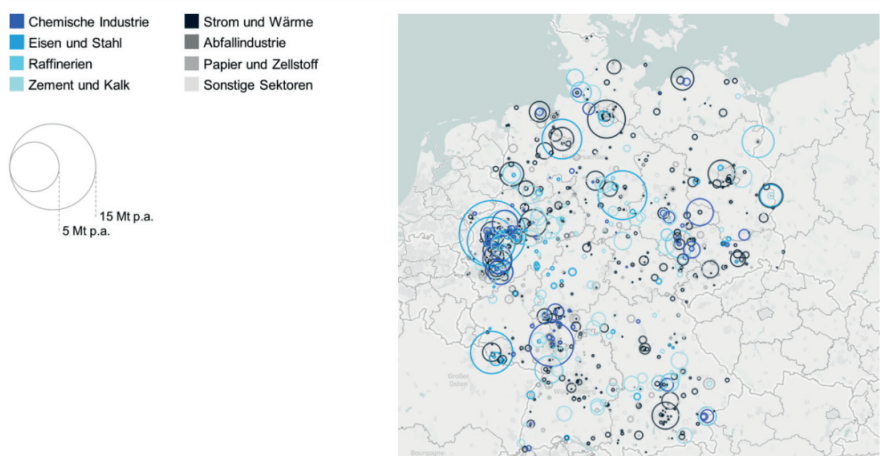
Ob sich der CCS-Einsatz für Unternehmen lohnt oder nicht, hängt derzeit vor allem von den CO₂-Zertifikatspreisen ab: Mit steigenden ETS-Preisen könnte die Abscheidungstechnologie zunehmend an Attraktivität gewinnen. Das dürfte sich jedoch ändern, sollte grüner Wasserstoff zu wirtschaftlichen Kosten flächendeckend zur Verfügung stehen: Unternehmen aus der Eisen- und Stahlbranche oder Gaskraftwerke würden dann zur CO₂-Vermeidung eher auf diese Technologie setzen.

Es gibt allerdings auch einige Industrien, in denen CO₂ anfällt, das sich durch den Einsatz von Wasserstoff nicht vermeiden lässt. Neben der bereits erwähnten Kalzination in der Zement- und Kalkindustrie und beim Cracking in Raffinerien gilt dies beispielsweise für die Verbrennungsprozesse in der Müllentsorgung und in der Papierindustrie.

Geografische Lage ausschlaggebend für Transportkosten

Transport und Speicherung stellen zwei weitere große Kostenposten im CCS-Prozess dar. Nach der Abscheidung wird das CO₂ komprimiert und zu einer Lagerstätte verbracht. Der Transport erfolgt per Lkw oder Zug, mit dem Schiff oder in Pipelines. An Land sind Pipe-

Point Sources in Deutschland nach CO₂-Emissionsvolumen, 2024¹



¹ Ausgenommen Kohlekraftwerke, bei denen CCS regulatorisch nicht zur Anwendung kommen soll
QUELLE: McKinsey CCS Modell, Deutsche Emissionshandelsstelle

Abb. 2 Geografische Verteilung potenzieller CCS-Cluster

linenetze für größere Distanzen bei industriellen Maßstäben das Mittel der Wahl, da die Kosten für den Lkw-, Schienen-, oder Binnenschifftransport um ein Vielfaches höher liegen. Mit Blick auf die Infrastrukturkosten erscheint daher eine Erschließung in regionalen Clustern sinnvoll, die eine hohe Dichte an großen Point Sources aufweisen (Abb. 2).

Wie teuer der Infrastrukturausbau wird, hängt in erster Linie von der Art der Pipeline und den topografischen Bedingungen ab. Für 100 km Pipeline bewegen sich die Kosten nach Angaben des National Energy Technology Laboratory bei einem Durchmesser von ca. 30 cm zwischen 100 und 200 Mio. € und bei einem Durchmesser von ca. 100 cm durchaus mehr als 300 Mio. €.

Ein Industriebeispiel: Für ein CO₂-Netz in Deutschland beziffert der Verein Deutscher Zementwerke den Pipelinebedarf für die Zement-, Kalk- und Abfallindustrie auf 4.800 km und die dazu nötigen Investitionen auf 14 Mrd. €. Das Szenario orientiert sich im Wesentlichen am Pipelineneubau innerhalb bestehender Erdgas- und Wasserstoffpipeline-Korridore und geht davon aus, dass CO₂-Quellen im Umkreis von 50 km an das Netzwerk angeschlossen werden können. Im Ergebnis könnte so der Großteil der Emittenten in Deutschland Zugang zum Netzwerk erhalten. Erste Projekte sind in Planung, darunter der Delta Rhine Corridor, der CO₂ entlang des Rheins von Ludwigshafen bis Rotterdam befördern soll, und der WHV-CO₂-Korridor aus dem Ruhrgebiet bis Wilhelmshafen.

Die geografische Lage der Emissionsquelle bestimmt somit maßgeblich die Kosten des Transports. Nach aktuellen Studien u.a. von der Internationalen Energieagentur betragen die Transportkosten bei einer Onshore-Pipeline von 100 km beispielsweise wenige Euro pro Tonne; bei 1.000 km liegen sie bereits in einer Größenordnung von 20 bis 30 €/t. Hinzu kommen Kosten für den Offshore-Transport (rund 5 €/t via Pipeline, 20 bis 25 €/t per Schiff) und die Speicherung (10 bis 30 €/t).

Was es zum Hochlauf braucht: Klare Regulatorik und finanzielle Anreize

Damit CCS in Deutschland erfolgreich eingesetzt werden kann, sind noch einige Voraussetzungen zu erfüllen. Zunächst wäre es hilf-

reich, die regulatorischen Rahmenbedingungen für CCS weiter zu konkretisieren. Mit den Eckpunkten der Carbon Management-Strategie ist der erste Schritt getan. Gerade für Pipelineinvestoren birgt die aktuelle Regulatorik jedoch noch Unsicherheiten. Denn ähnlich wie beim Wasserstoffnetz besteht die Herausforderung darin, dass ein Transportnetz nur sinnvoll ist, wenn es ausreichend Nutzer gibt, und umgekehrt finden sich Anwender erst dann, wenn der Transport über Pipelines kostengünstig möglich ist. Sinnvoll ist daher eine integrierte und langfristige Perspektive, die Planungssicherheit gewährt und einen geregelten Hochlauf ermöglicht.

Neben einem klaren regulatorischen Rahmen besteht die zweite Voraussetzung in der finanziellen Umsetzbarkeit. Ökonomisch gesehen ist CCS – unter den aktuellen Bedingungen – für viele Emittenten in der Industrie noch nicht attraktiv, da die CO₂-Kosten derzeit allein anhand von ETS-Preisen bewertet werden und sich der CCS-Einsatz demgegenüber nicht rechnet. Eine flächendeckende Anwendung der Technologie durch die Industrie erfordert daher gegebenenfalls weitere finanzielle Anreize. Förderlich könnten sich in diesem Zusammenhang die Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference) des BMWK erweisen, über die Anwender die derzeit noch hohen Kosten für CCS relativ zum ETS-Preis ausgleichen könnten.

Für den künftigen Hochlauf von Bedeutung wäre nicht zuletzt, ob sich einzelne Bundesländer für die Möglichkeit der Onshore-Speicherung entscheiden. Wegen der dann deutlich verringerten Transportdistanzen könnte dies nachhaltig kostensenkend wirken. Gleichzeitig allerdings würde diese Option auch zu größerer Unsicherheit führen, insbesondere in Bezug auf den Aufbau der erforderlichen Pipeline-Infrastruktur.

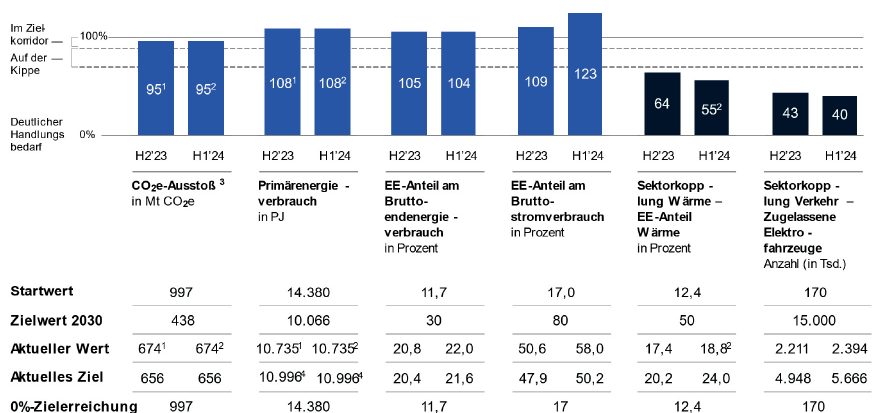
Fazit

Deutschland ist im internationalen Vergleich ein Spätzügler, wenn es um die Abscheidung und Speicherung von CO₂ geht. Werden nun aber zügig die erforderlichen rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen und, wo nötig, Fördermöglichkeiten ins Leben gerufen, könnten sich durch CCS neue Klimaschutzpotenziale bieten.

Derzeit fallen die Kosten noch so hoch aus, dass sich die Technologie für viele Marktteilnehmer nicht rechnet. Das könnte sich mit steigenden Zertifikatspreisen ändern. Ausschlaggebend für die künftige Entwicklung dürfte in jedem Fall sein, welche Option insbesondere die großen Emittenten wählen, die die Kostenkurve anführen: Setzen diese nicht auf CCS, bleibt ein erhebliches CO₂-Volumen aus, und die Infrastrukturkosten für die verbleibenden Unternehmen würden deutlich steigen. Doch gerade in

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten
 2. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar
 3. Rechenbeispiel Zielerreichung CO₂-Ausstoß: 0% = 997 Mt CO₂e, 100% = 656 Mt CO₂e, aktueller Wert von 674 Mt CO₂e: (674-997)/(656-997) = 95%
 4. Anpassung an das neue Ziel aus dem Energieeffizienzgesetz 2023

QUELLE: AG Energiebilanzen; BMWK; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Umweltbundesamt (UBA); Kraftfahrt-Bundesamt, Agora Energiewende

McKinsey & Company

Abb. 3 Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H2 2023 und H1 2024

den Bereichen, in denen CO₂ sich technisch anders nicht vermeiden lässt, könnte CCS zu einem Baustein der Energiewende im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel werden.

Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Der Energiewende-Index zeigt gegenüber der Veröffentlichung von März 2024 nur leichte Verschiebungen. Die deutlichste vollzieht sich in der Dimension Wirtschaftlichkeit: Der Haushaltsstrompreis fällt nach seinem kurzzeitigen Aufstieg in den Bereich der realistischen Zielerreichung wieder in die Kategorie „unrealistisch“ zurück. Damit sind aktuell sieben der insgesamt 15 Indikatoren realistisch und sechs unrealistisch in ihrer Zielerreichung. Zwei von ihnen – CO₂e-Ausstoß und Reservemarge – stehen weiterhin auf der Kippe.

Sieben Indikatoren mit realistischer Zielerreichung

Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch ist in der ersten Jahreshälfte 2024 gegenüber dem zweiten Halbjahr 2023 von knapp über 50 % auf 58 % gestiegen und liegt auch deutlich über dem des ersten Halbjahrs 2023 (52 %). Das ist der höchste Wert seit Beginn der Energiewende. Der Indikator verbessert seine Zielerreichung von 109 auf 123 % (Abb. 3).

Für den *Primärenergieverbrauch* wurden neue Hochrechnungen für das Jahr 2023 veröffentlicht. Demnach sank der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr um 941 PJ auf zuletzt 10.735 PJ (-8,1 %). Die Zielerreichung beträgt aktuell 108 %. Der starke Rückgang resultiert aus der schwachen Konjunktur, einem milden Winter und steigender Energieeffizienz. Haupttreiber der Entwicklung waren die hohen Energiepreise und der EE-Ausbau im Stromsektor.

Für den Indikator *EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch* liegen ebenfalls neue Zahlen für 2023 vor. Danach stieg der Anteil im Vergleich zum Jahr 2022 um 1,2 Prozentpunkte auf 22 %. Haupttreiber war auch hier die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor – ein Anstieg um mehr als 5 Prozentpunkte. Mit 104 % Zielerreichung bleibt der Indikator damit stabil realistisch.

Der deutsche *Industriestrompreis* hat sich im Verhältnis zur europäischen Preisentwicklung spürbar verteuert. In der aktuellen Erhebung liegt er 12,6 % über dem Europa-Mittel, im Halbjahr zuvor betrug die Differenz nur 3,3 % (Abb. 4). Ursache hierfür ist, dass die Preise im Ausland um 6 % gesunken sind, während sie in Deutschland um 2 % anzogen. Dennoch beträgt die Zielerreichung des Indikators immer noch 144 %. Der gute Wert liegt in der Berechnungsmethodik begründet: Steigen die Preise im europäischen Ausland stärker als in Deutschland, verbessert sich der Indikator – was in der Vergangenheit der Fall war. 2021 z.B. lagen die Industriestrompreise hierzulande noch satte 25 % über dem europäischen Durchschnitt. 2024 allerdings wird der deutsche Industriestrompreis voraussichtlich überproportional ansteigen, da der letztjährige Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten in Höhe von 12,8 Mrd. € nun wegfällt.

Für die Indikatoren *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* sowie *Ausfall Stromversorgung* und *Verfügbare Kapazität für Import aus Nachbarländern* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Sie alle verbleiben jeweils im realistischen Bereich.

Zielerreichung für sechs Indikatoren unrealistisch

Viel drastischer als der Industriestrompreis hat sich der deutsche *Haushaltsstrompreis*

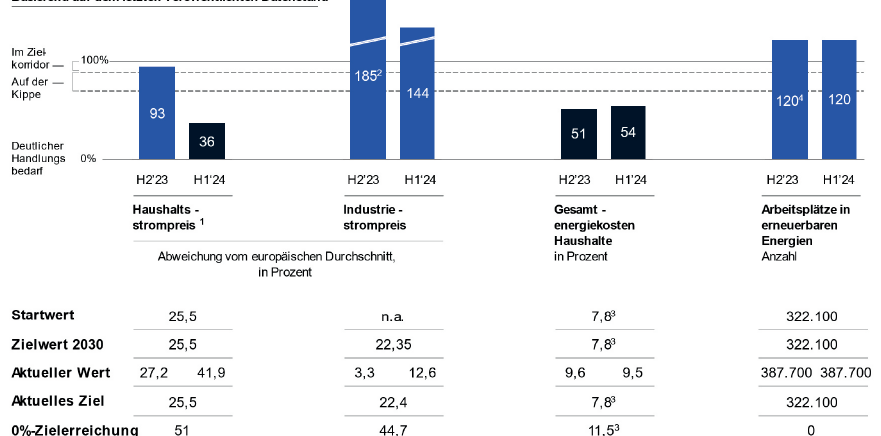
verschlechtert. Lag er Ende 2023 noch 27,2 % über dem europäischen Durchschnitt, waren es im vergangenen Juni bereits 41,9 %. Die Zielerreichung fällt von 93 auf 36 % – damit rutscht der Indikator erneut in die Kategorie „unrealistisch“. Verantwortlich hierfür ist ein 7-prozentiger Rückgang der Haushaltsstrompreise im europäischen Ausland, während sie in Deutschland um 3 % anzogen. Die divergenten Preisentwicklungen resultieren vor allem aus dem stärkeren Anstieg der deutschen Netzentgelte (+20 %) im Vergleich zum Ausland (+8 %). Die Kosten für Beschaffung und Vertrieb hingegen sind mit -9 bzw. -11 % allgemein rückläufig. Grund hierfür sind die fallende Preise an den Strombörsen in fast allen europäischen Ländern.

Bei den *Gesamtennergiekosten Haushalte* haben zwei gegenläufige Trends den Indikator leicht verbessert: Die Energiekosten sanken (hauptsächlich infolge des Rückgangs der Gaspreise) in den letzten 12 Monaten um 0,2 %, während die Inflation laut Verbraucherpreisindex bei 2,6 % lag. Damit hat sich der Anteil der Energiekosten am Gesamtwarenkorb von 9,6 auf 9,5 % verringert. Die Zielerreichung bleibt mit jetzt 54 % jedoch stabil unrealistisch.

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* entfernt sich der Zielkorridor von 64 auf 55 %, da der EE-Anteil an der Wärmeerzeugung um gerade einmal 1,4 Prozentpunkte auf jetzt

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rechenbeispiel Zielerreichung Haushaltsstrompreis: $\frac{27,2 - 25,5}{25,5} \cdot 100 = 6,7\%$, aktueller Wert von 27,2% (27,2-25,5)/(25,5-25,5) = 93%
2. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten
3. Anpassung des Zielwerts an die neue Wägung des Verbraucherpreisindex des statistischen Bundesamts
4. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

QUELLE: EControl; Eurostat; BMWK; Umweltbundesamt (UBA); Statistisches Bundesamt (Destatis)

McKinsey & Company

Abb. 4 Wirtschaftlichkeit, Wertung H2 2023 und H1 2024

18,8 % gestiegen ist. Grund für den leichten Anstieg ist der Rückgang des Wärmeverbrauchs im Jahr 2022/23 um 6 %. Um allerdings das 2030er-Ziel von 50 % Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren zu erreichen, müsste der EE-Anteil jährlich um mehr als 4 Prozentpunkte steigen. Der Indikator verbleibt daher bis auf weiteres in der Kategorie „unrealistisch“.

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* verringert seine Zielerreichung um weitere 3 Prozentpunkte auf 40 %. Im April 2024 fuhren in Deutschland knapp 2,4 Mio. Elektrofahrzeuge auf den Straßen – nach den Zielen der Bundesregierung hätten es (linear interpoliert) 5,7 Mio. sein sollen. Grund ist, dass die Zulassungswelle von 2020/21 merklich abgeebbt ist: Die Zahl der Neuzulassungen erreichte im vergangenen Halbjahr mit weniger als 200.000 den niedrigsten Stand seit drei Jahren. Das ist ein Fünftel dessen, was es pro Halbjahr braucht, um das Ziel von 15 Mio. E-Autos im Jahr 2030 zu erreichen.

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind von 16,60 auf 13,20 €/MWh gesunken, aber immer noch weit von den angestrebten 1 €/MWh entfernt. Zumindest steigt der Indikator in seiner Zielerreichung von 0 auf 13 % (Abb. 5). Die Verbesserung resultiert aus den rückläufigen Kosten (-18 %) infolge gesunkener Großhandelspreise und einem geringeren Bedarf an Netzeingriffen.

Auch der *Ausbau der Transportnetze* bleibt mit einem aktuellen Zielerreichungsgrad von 41 % hinter seinen Zielen zurück. In der zweiten Jahreshälfte 2023 wurden 236 km zugebaut; aktuell notwendig wären rund 600 km pro Halbjahr. Die Gesamtlänge beträgt jetzt 2.822 km und damit weniger als die Hälfte der angestrebten 6.474 km – trotz gesetzlich beschleunigter Genehmigungsverfahren: 2023 wurden rund 1.000 km Zubau bewilligt, für 400 km davon konnte das Verfahren sogar übersprungen und unmittelbar mit dem Bau begonnen werden. Dies lässt auf eine stärkere Beschleunigung des Ausbaus in den nächsten Jahren hoffen. Allerdings werden ab 2025 mit den zusätzlich geplanten Bauprojekten auch die Zielwerte für die Transportnetze angehoben.

Zwei Indikatoren auf der Kippe

Für den Indikator *CO₂-Ausstoß* wurden keine neuen Hochrechnungen veröffentlicht. Die Zielerreichung verharrt bei 95 %. Da laut Agora Energiewende nur rund 15 % der CO₂-Einsparungen im Jahr 2023 auf langfristige Effekte zurückzuführen waren, befindet sich der Indikator weiterhin auf der Kippe.

Die *gesicherte Reservemarge* fällt im ersten Halbjahr 2024 massiv von 5,6 auf 0,9 %. Grund ist die Stilllegung von Kohlekraft-

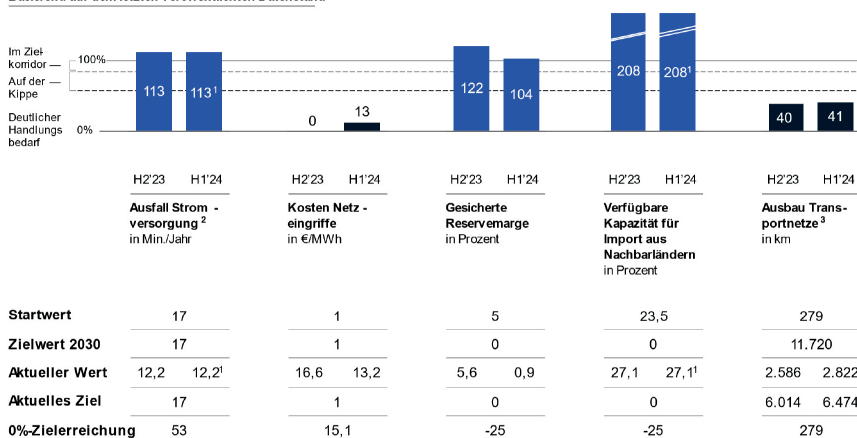
werken mit einer Kapazität von 4,7 GW, die vor zwei Jahren vorübergehend reaktiviert worden waren. Das geplante Aus für weitere Kohlekraftwerke könnte die Reservemarge noch in diesem Jahr zusätzlich verschlechtern, daher bleibt der Indikator trotz aktueller Zielerreichung von 104 % vorerst auf der Kippe. Ändern könnte sich dies allerdings, wenn die Bundesnetzagentur (wie schon seit 2021) Stilllegungen verhindert, um Versorgungsengpässe zu vermeiden.

Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; S. Overlack, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. F. Pflugmann, Associate Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; T. Ipers, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Düsseldorf; E. Hosius, Knowledge Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf; C. Kauth, Capabilities and Insights Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf

thomas_vahlenkamp@mckinsey.com

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar
 2. Rechenbeispiel: Zielerreichung Ausfall Stromversorgung 100%: 17 Min./Jahr, aktueller Wert von 12,2 Min./Jahr $\frac{12,2}{17} \times 100 = 71,76\%$
 3. Der Indikator berücksichtigt die Ausbauten im ersten Halbjahr 2024

QUELLE: Bundesnetzagentur; Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz; ENTSO-E

McKinsey & Company

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

Abb. 5 Versorgungssicherheit, Wertung H2 2023 und H1 2024