

Marktorientiert und pragmatisch: Die Energiewende braucht einen Neustart

1. Präambel

Deutschland steht an der Schwelle zu einem klimaneutralen Zeitalter. Der Anteil erneuerbarer Produktion von Strom hat 60 Prozent erreicht. Der weitere Teil der Strecke zu Klimaneutralität wird aber mit der Energiewende alter Prägung kaum zu schaffen sein. Statt die Erfolge des Vergangenen zu feiern, brauchen wir eine "Energiewende 2.0". Einen Neustart, der uns ins Ziel bringt.

Die Energiewende der letzten Jahre war gekennzeichnet durch eine „Planverliebtheit“. Zu viel Regulatorik „von oben“ hat vielen Menschen den Eindruck vermittelt, dass allein Planerfüllung im Vordergrund steht, nicht aber das Wohl des Ganzen. Soll die Energiewende 2.0 wieder Wind unter den Flügeln haben, dann geht es genau darum: Den Menschen in den Mittelpunkt stellen, ihn in seinen Anliegen ernst nehmen, auf Zurückhaltung, gar Widerstand konstruktiv eingehen. Statt wie beim Gebäudeenergiegesetz Misstrauen zum Ausgangspunkt legislatorischer Arbeit der Ministerialbürokratie zu machen, muss Regierungshandeln zukünftig den Mut aufbringen, mehr Freiräume in der Anwendung zu gewähren. Erfüllungsoptionen müssen nicht bis ins kleinste Teil ausbuchstabiert werden. Es genügt, Leitplanken zu setzen und jedem selbst die Entscheidung zu überlassen, welche Spur auf dem Weg zur Klimaneutralität für ihn die angemessene ist. Die große Mehrheit unserer Gesellschaft will dieses Ziel mitgehen, sie will dies allerdings ohne administrative Bevormundung.

Die Energiewende der letzten 25 Jahre hat in Deutschland dazu beigetragen, dass weit über 15.000 Rechtsnormen¹ die Verwirklichung des energiepolitischen Zieldreiecks – sicher, bezahlbar und klimaneutral – belasten und in Frage stellen. Höchste Zeit für einen „Point Zero“, von dem aus ein überkomplexes Regelwerk verschlankt und vom Kopf auf die Füße gestellt wird. Keine Kettensäge, wohl aber ein deutsches Energiegesetzbuch, welches das Gewollte entlang einer Zielhierarchie ohne Vollzugskonflikte widerspruchsfrei definiert und – wo überhaupt nötig - mit schlanker und transparenter Förderung adressiert. Der europäische Zertifikatehandel (ETS) läuft dabei nicht einfach nebenher. Im Gegenteil: Er ist der zentrale, alles überwölbende Marktmechanismus zum Erreichen der gewünschten Klimaneutralität. Er ist Ausgangspunkt und Leitinstrument für die Prämierung der wirtschaftlichsten Erzeugungsform von Energie in Europa.

Bezahlbare Energie entscheidet über die Investitionsbereitschaft von Unternehmen und die Motivation bei jedem einzelnen. Energieprojekte vor Ort beweisen sich am Nutzen für Betroffene. Ein Energiesystem, das mehr als bisher Flexibilität von Angebot und Nachfrage belohnt, kann am besten Mehrwert für alle stiften. Die Energiewende 2.0 ist kein Projekt für irgendwann. Der Klimawandel sagt uns allen: Neustart ist jetzt.

¹ Vgl. BBH-Übersicht „Normenvielfalt im Energiesektor“, September 2021

2. Kurs halten bei den langfristigen Zielen, anpassungsfähig auf dem Weg werden

Die langfristigen Klimaschutzziele sollten nicht in Frage gestellt werden. Dies gilt insbesondere für das im Abkommen von Paris festgelegte Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung und das langfristige Ziel der EU zur Erreichung der Klimaneutralität in 2050. Entscheidend ist, dass diese Ziele möglichst kosteneffizient erreicht werden.

Dafür ist es erforderlich, das Energiesystem nicht anhand von weitgesteckten Zielen zu planen, sondern dieses an einem realistischen Pfad auszurichten.

Heute erfolgt die Energiesystemplanung in Deutschland nicht bedarfsgerecht, sondern basierend auf energiepolitischen Zielen. Um eine Überdimensionierung des Gesamtsystems und der Netze zu vermeiden, bedarf es realistischer Szenarien, z.B. in Bezug auf die unterstellte Stromnachfrage. Dazu gilt es den unterstellten nötigen Netzausbau genau zu überprüfen und kritisch zu hinterfragen, bevor teure Netzausbauentscheidungen getroffen werden, die im Nachhinein vermeidbar gewesen wären. Auch die technologiespezifischen Erneuerbaren-Ausbauziele sollten in diesem Rahmen kritisch überprüft werden (siehe Kapitel 3). Ein solcher bedarfsgerechter Ausbau könnte den Stromkunden allein in den nächsten 10 Jahren schnell dreistellige Milliardensummen ersparen.

Insgesamt ist eine robuste Planungsgrundlage für die Infrastrukturentwicklung bis 2035/37 erforderlich, die unterschiedlichen Optionen für den weiteren Dekarbonisierungspfad danach eröffnet. Der Strombedarf wird beispielsweise von der Geschwindigkeit der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der Industrie abhängen. Hierfür sollten unterschiedliche Szenarien berücksichtigt werden.

Bei der Energiesystemplanung muss daher zwischen Investitionen in Erneuerbare und Netze, die sich volkswirtschaftlich in jedem Fall rentieren und Investitionen, die nur dann notwendig werden und sinnvoll sind, wenn sich bestimmte Entwicklungen mit einer gewissen Verlässlichkeit abzeichnen, unterschieden werden.

Dies ermöglicht Anfang der 2030er Jahre im Lichte der bis dann gemachten Erfahrungen den weiteren Weg anzupassen ohne bereits große Kosten aus Investitionen, die nicht vom Bedarf gedeckt werden, verursacht zu haben.

Handlungsempfehlungen

- An Pariser Abkommen und langfristigen europäischen Klimazielen festhalten
- Angenommene Stromnachfrage in der Energiesystemplanung kritisch hinterfragen und Ausbauplanungen für erneuerbare Erzeugung und Infrastruktur korrigieren.
- Robustes Infrastrukturszenario aufstellen und Nachjustierung Anfang der 2030er ermöglichen.

3. Das EU-ETS wirken lassen, liquide Energiemärkte und Versorgungssicherheit als Voraussetzung für die Transformation stärken

Leitinstrument für den Klimaschutz ist der Markt für Emissionszertifikate. Mittels des Preissignals sorgt dieser Markt für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung. Nachdem Deutschland bei der Dekarbonisierung des Stromsektors weitreichende Fortschritte gemacht hat, muss in den nächsten Jahren die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmesektors in den Vordergrund rücken. Ein starkes und mit einer gewissen Verlässlichkeit antizipierbares CO₂-Preissignal wird rasche Fortschritte bringen und dazu führen, dass die jeweils kosteneffizienteste Option gewählt wird. In vielen Fällen wird dies nach heutigem Stand Elektrifizierung sein. Grüne oder kohlenstoffarme Gase sowie Fernwärmelösungen werden in einigen Fällen als Alternative infrage kommen. Detaillierte technologischen Vorgaben, die komplementär, redundant oder sogar widersprüchlich zum CO₂-Preissignal wirken könnten, sind jedoch nicht notwendig.

Dies gilt auch für überzogene Regulierungen von einzelnen Technologien wie z.B. die europäische Definition von grünem Wasserstoff. Sie tragen nichts zur Dekarbonisierung bei, sondern erhöhen lediglich die Kosten. Im schlimmsten Fall würgen sie den Markt für grünen Wasserstoff ab, bevor er überhaupt entsteht. Die Bundesregierung sollte sich daher auf europäischer Ebene energisch für eine Neufassung des entsprechenden Rechtsakts einsetzen.

Liquide Energiemärkte sind eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation des deutschen Stromsystems – nur so können sich Verbraucher und Erzeuger physisch und finanziell absichern. Liquide Märkte erfordern ein geeignetes Design, die Preissignale liquider Märkte müssen aber auch zugelassen werden, um Wirkung zu entfalten. Und liquide Märkte können natürlich nur bei einem ausreichenden Angebot entstehen.

Die heutige hohe Marktliquidität in Deutschland kann nur beibehalten werden, wenn auch die einheitliche deutsche Strompreiszone erhalten bleibt. Eine Marktsplattung würde Absicherungsgeschäfte für Industrie, Vertriebe und Erzeuger deutlich erschweren – ein Rückgang der Marktliquidität und volatilere Strompreise wären die Folgen. Um die Redispatch-Kosten in Grenzen zu halten ist mehr Tempo beim Ausbau der Stromtrassen von Nord- nach Süddeutschland notwendig. Zudem ist eine netzdienliche Allokation von neuen Kraftwerken, Speichern, Elektrolyseuren, Erneuerbaren Energien sinnvoll.

Neben einer einheitlichen deutschen Preiszone sind auch freie Märkte für Gas, H₂, CO₂ und Strom essenziell. Eingriffe in diese Märkte untergraben das Vertrauen von Investoren und die Steuerungswirkung von Marktpreisen. Gerade Preisspitzen an Strommärkten reizen den Zubau von Flexibilitäten wie Laststeuerung oder Batterien an und sind daher auch notwendig.

Zusätzlich braucht Versorgungssicherheit eine klare Verantwortung und auch einen Preis. Die Zeiten, in denen hinreichend gesicherte Leistung vorausgesetzt werden konnte, sind vorbei. Wir brauchen in Deutschland zur Absicherung des Kohleausstiegs und für die weitere Elektrifizierung dringend einen Zubau von gesicherter Leistung. Die Bundesnetzagentur geht in ihrem letzten Versorgungssicherheitsbericht von einem Zubau-Bedarf von 17 bis 21 GW aus. Aufgrund des Zeitdrucks beim notwendigen Zubau ist eine Ausschreibung für den Zubau

von neuen Gaskraftwerken notwendig (Kraftwerksstrategie). Auch hierbei sind Netzaspekte bei der Ausschreibung, insbesondere die Auswirkungen auf den Redispatchbedarf, zu berücksichtigen, so dass insbesondere Standorte im netztechnischen Süden infrage kommen. Diese Ausschreibungen sollten möglichst einfach und pragmatisch erfolgen. Langfristig ist ein zentraler Kapazitätsmarkt nach belgischem Vorbild das beste Instrument Versorgungssicherheit zu adressieren und preisen, weil er technologieneutral ist und insbesondere auch Flexibilitätsanbietern offensteht.

Handlungsempfehlungen

- EU-ETS in den Mittelpunkt der Klimapolitik setzen. Nationalen Brennstoffemissionshandel zügig in das EU ETS 2 überführen.
- Verbote und Subventionierung zur Emissionsminderung nur in begründeten Einzelfällen.
- Europäische Definition für grünen Wasserstoff reformieren und deutlich vereinfachen
- Einheitliche deutsche Stromgebotszone erhalten
- Klärung eines pragmatischen Ausschreibeverfahrens für neue Gasanlagen mit der Europäischen Kommission und kurzfristige Verabschiedung eines pragmatischen Kraftwerkssicherheitsgesetzes
- Schaffung eines technologieoffenen, zentralen Kapazitätsmarktes bis 2028 nach belgischem Vorbild

4. Markttrationalität fördern, um Erneuerbare kosteneffizient auszubauen

Um die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien sicherzustellen, sollte das EEG durch ein neues Marktregelwerk ersetzt werden.

Dabei sind drei Herausforderungen zu adressieren.

(1) Ausbau von Netz und Erneuerbaren synchronisieren

In Zukunft sollten erneuerbare Energien vorrangig dort zugebaut werden, wo sie die geringsten zusätzlichen Systemkosten, insbesondere in Bezug auf den Infrastrukturausbau verursachen. Hierzu sind für die einzelnen Technologien entsprechende wirtschaftliche Anreize zu schaffen. Insbesondere die Ausbauziele für Wind auf See sind mit 70 GW zu hoch und sollten angepasst werden, um ineffiziente und kostenträchtige Bebauung (u.a. Abschattung und Dimensionierung der Netzanschlüsse) zu vermeiden. Namentlich der teure Ausbau des sogenannten Entenschnabels in der Nordsee ist zu unterlassen.

Darüber hinaus sollten Entwickler von Windanlagen auf See einen Beitrag zu den Netzanschlusskosten (Baukostenzuschuss) tragen, so dass Anreize für die Einsparung von Systemkosten (z.B. durch Überbauung der Windparkleistung gegenüber dem Netzanschluss) entstehen. Bei Wind an Land und PV können entsprechende Anreize ebenfalls über einen regional differenzierten Zuschuss zu den Netzausbaukosten geschaffen werden (Ampelsystem, siehe Kapitel 6).

(2) Langfristig Absicherung der Investitionen in Erneuerbare sicherstellen

Die weitere Entwicklung der Erneuerbaren soll marktwirtschaftlich erfolgen, verbunden mit Stromspeichern über eigene Vermarktung oder langfristige Lieferverträge zwischen Erzeugern und Industrie, den sogenannten PPAs. Darüber hinaus sollte weiterhin eine finanzielle Absicherung von Investitionen in erneuerbare Energien verfügbar sein. Anstelle der heutigen Garantiepriese (Einspeisevergütung) für den produzierten Strom sollte ein Mechanismus treten, der direkt bei der Investitionsentscheidung ansetzt. Dafür sollte die Bundesnetzagentur financial CfDs in Form von Kapazitätzahlungen mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag bedarfsgerecht ausschreiben – unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazitäten (vgl. Kapitel 6).

(3) Marktrationales Einspeiseverhalten von EE-Erzeugern fördern

Auch kleinere Erzeuger sollen mithilfe von Dienstleistern, den sogenannten Aggregatoren, am Markt teilnehmen und keine fixe Einspeisevergütung mehr erhalten (insbesondere auch Aufdach-PV). Eine Vergütung in Stunden mit negativen Strompreisen findet nicht mehr statt.

Durch die Ausgestaltung der CfDs als Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag (siehe oben) wird ein marktrationales Verhalten ebenfalls angereizt.

Handlungsempfehlungen

- Überprüfung der bestehenden technologiespezifischen Kapazitätsziele in GW für den Erneuerbaren-Ausbau, insbesondere der in Bezug auf die Systemkosten teure Ausbau des „Entenschnabels“ mit Wind-auf-See ist zu hinterfragen
- Stattdessen Ausrichtung und Verauktionierung des Windausbaus auf See an realistisch erzielbaren Winderträgen in TWh als Zielgröße. Dafür ist das Wind-auf-See-Gesetz zu novellieren. Die Netzkapazität darf kleiner als die installierte Offshore-Kapazität sein.
- Fixe Einspeisevergütung für alle Neuanlagen im EEG abschaffen und durch eigene Vermarktung ersetzen, keine Vergütung in Stunden mit negativen Strompreisen
- Erneuerbaren-Zubau über reine Marktsignale hinaus durch finanzielle Differenzverträge unterstützen
- Referenzertragsmodell zur Unterstützung windschwacher Standorte durch ökonomische Anreize zum effizienten Erneuerbaren-Zubau im Netz ersetzen.

5. Potenzial von Flexibilität voll ausschöpfen durch Digitalisierung und gute Marktstrukturen

In einem zunehmend von Erneuerbaren dominierten Stromsystem brauchen wir mehr Flexibilität auch auf der Nachfrageseite. Diese Flexibilität hilft kritische Engpässe im Angebot, die aufgrund der Fluktuationen der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entstehen, zu vermeiden. Unter- und Überangebot von Strom müssen sich über Preissignale abbilden. Perspektivisch kann diese Flexibilität auch helfen, die Kapazitäten im Netz besser auszunutzen und dadurch Kosten zu senken.

Damit Verbraucher auf die Preissignale reagieren können, ist der Einsatz von Smart Metern Voraussetzung. Der Smart Meter-Rollout muss daher vereinfacht werden und zielgerichteter dort erfolgen, wo der Nutzen für den Verbraucher am größten ist. Im Ergebnis wird die Installation des Smart Meters für den Verbraucher mindestens kostenneutral sein, weil er den Wert seiner Flexibilität über geringere Beschaffungskosten „heben“ kann.

So können eine neue Nachfragedynamik entfesselt und der dringend benötigte Ausbau der digitalen Infrastruktur vorangetrieben werden. Der Roll Out der Smart Meter muss zudem systematisch erfolgen, damit Tempo und Effizienz gewonnen werden. Der Roll Out sollte daher allein in die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber gelegt werden.

Damit auch Kleinstflexibilität in das System aufgenommen werden kann, kommt Aggregatoren eine wichtige Mittlerrolle zu. Daher braucht es regulatorische Änderungen, damit diese Geschäftsmodelle sich entwickeln können und der Systemnutzen der dezentralen Flexibilität erschlossen werden kann. Damit lokalen Engpässen im Netz durch flexibles Verhalten auf Nachfrageseite begegnet werden kann, braucht es monetäre Anreize. Flexible Verbraucher müssen die Möglichkeit erhalten, ihre Stromrechnung signifikant zu reduzieren. Das diesbezügliche Potenzial entfaltet sich nur dann vollständig, wenn die Netzentgelte zukünftig kapazitätsbasiert erhoben werden. Die Höhe der Entgelte muss sich also an der nachgefragten Spitzenlast im Netz (ex ante festgelegt), nicht an der dem Netz entnommenen Strommenge orientieren. Dies entspricht auch dem Grundsatz der Kostenreflexivität. Für den Übergang können hilfsweise Modelle mit reduzierten Netzentgelten für netzdienliches Verhalten mehr Flexibilität anreizen. Generell sollten Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte so ausgestaltet werden, dass Anreize zur Vermarktung von Flexibilität nicht verzerrt werden.

Über das Modell des marktbasiertem Redispatchs können weiterhin Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite gehoben und Redispatchkosten gesenkt werden.

Handlungsempfehlungen

- Der Smart Meter Roll Out soll durch den Verteilnetzbetreiber verantwortet und kann über Geschäftsmodelle für Flexibilität kostenneutral gestaltet werden, so dass der Smart Meter für diese Verbraucher ohne zusätzliche Belastungen zur Verfügung gestellt wird.
- Durch Umstellung der Netzentgeltsystematik auf eine kapazitätsbasierte Berechnung können sich monetäre Anreize für die Anbieter von Kleinstflexibilität voll entfalten. Für sie müssen zudem geeignete Marktstrukturen entwickelt werden, damit Aggregatoren die Flexibilität in das System integrieren können

6. Systemkosten senken durch effiziente Nutzung und Ausbau des Stromnetzes

Um die Bezahlbarkeit der Energiewende sicherzustellen, müssen die Systemkosten durch eine effizientere Nutzung und Ausbau des Stromnetzes gesenkt werden. Dies heißt konkret:

- **Der nicht netzorientierte Zubau von erneuerbaren Energien kann so nicht weitergehen. Es braucht zukünftig Signale für die Standortwahl, die die Situation der Netze berücksichtigen.** Dafür kommen verschiedene Instrumente in Frage, z.B. eine Netzampel im Verteilnetz. Diese bildet die heutige und zukünftige Netzsituation von grün bis rot ab. Sie sollte sich dafür an den Netzausbauplänen im Verteilnetz orientieren, die auch die kommunale Flächennutzungsplanung für Erneuerbare Energien und zusätzliche Verbraucher widerspiegeln. Bei gelber und roter Ampel dauert der Netzanschluss länger. Zudem sollte der Investor bei Zubau von Erneuerbaren Energien in ein gelbes oder rotes Netzgebiet einen höheren Anteil an den Netzausbaukosten tragen. Ähnliche Mechanismen können auch für den Zubau Speicher und für zusätzliche Lasten eingeführt werden. Im Ergebnis gibt es eine starke Lenkungswirkung hin zu Standorten, die unter Netzgesichtspunkten kostengünstiger sind.
- Als weitere Maßnahme sollten **Netzverknüpfungspunkte (NVP) überbaut werden können.** PV und Wind speisen meist nicht zugleich am NVP ein. Sie würden, an demselben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, die Effizienz der bereits vorhandenen Infrastruktur erhöhen und die Nutzung des NVP deutlich steigern und zum Teil mehr als verdoppeln. Zusammen mit der Beteiligung an den Netzanschluss- und Ausbaukosten entstehen dadurch für den Anlagenbetreiber Anreize, die Anschlussleistung nicht mehr auf 100 Prozent der installierten Leistung zu dimensionieren, sondern zu reduzieren.
- Dieses Konzept ist wie folgt zu ergänzen
 - Die **Einspeisesteckdose** ermöglicht die Bündelung von Anschlussbegehren durch proaktive Bereitstellung von Netzkapazität durch den Netzbetreiber. Die Zuteilung bei knapper Netzkapazität erfolgt nach transparenten, am Systemnutzen /-kosten orientierten Kriterien. Im Gegenzug erhalten Anlagen

einen schnelleren Netzanschluss, müssen sich nicht an Netzausbaukosten beteiligen und erhalten ggf. zusätzliche Boni.

- Ein **einfaches, einheitliches und digitales Queue-Management** sorgt für eine systematische und transparente Priorisierung von Netzanschlussanfragen durch den Netzbetreiber anhand klar definierter Kriterien, darf aber nicht zu einer übergroßen Komplexität und Bürokratie führen. Eine substanzielle Reservierungsgebühr, die bei Projektumsetzung angerechnet wird und ansonsten netzentgeltmindernd verfällt, könnte dazu beitragen, die Zahl unverbindlicher oder substanzloser Netzanschlussbegehren zu reduzieren und ein solches Queue-Management ohne zusätzliche Bürokratie zu erreichen.
- Die **Umstellung von Erdkabeln auf Freileitungen** ermöglicht schließlich einen kostengünstigeren und schnelleren Netzausbau. Freileitungen sind einfacher zu installieren und leichter zu warten.
- Bestehende Effizienzvergleiche in der Netzregulierung sollten flächendeckend angewandt werden. Im europäischen Vergleich feststellbare Kosteneinsparpotenziale für den Anschluss von großtechnischen Anlagen sollten stärker berücksichtigt werden.

Handlungsempfehlungen

- Die Standortwahl von Erneuerbare-Energie-Anlagen, von Speichern und neuen zuschaltbaren Lasten muss stärker Netzkriterien reflektieren.
- In ausgewiesenen Regionen sollte ihr Anschluss priorisiert werden.
- Beim Netzanschluss sollte zudem auf volkswirtschaftliche Effizienz optimiert werden (Überbauung bzw. Cable Pooling).
- Effizienzvergleiche in Netzregulierung flächendeckend anwenden und Einsparpotenziale in der technischen Umsetzung heben.

7. Fokussierter und pragmatischer Hochlauf von H2 und CCS

Der H2-Hochlauf entwickelt sich weniger dynamisch als nach dem russischen Angriff auf die Ukraine erwartet wurde. H2 bleibt weiterhin eine relativ teure Dekarbonisierungsoption. Dies liegt zu einem großen Teil an den unnötig hohen regulatorischen Hürden für die Erzeugung von „erneuerbarem“ und „low-carbon“ H2. Zunächst sollte an diesen Rahmenbedingungen gearbeitet werden (Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene, Hebung von Flexibilitätspotenzialen in der Sektorkopplung). Das langfristige Ziel sollte sein, dass sich nach der Hochlaufphase der Wasserstoffmarkt anhand der Preissignale aus dem EU ETS selbständig entwickelt. In der Hochlaufphase ist allerdings eine weitergehende Unterstützung notwendig. Die aktuellen Elektrolyseur-Ausbauziele sollten gestrichen werden.

Dafür sind drei wesentliche Instrumente verstärkt zu nutzen:

1. Quoten (grüne H₂-Quoten im Transportsektor / Raffinerien gemäß RED und in weiteren Branchen mit ausreichender Kostentragfähigkeit),
2. Leitmärkte (z.B. bei der öffentlichen Beschaffung),
3. In sehr begrenztem Umfang CfDs, die inländisches Angebot und Nachfrage zusammenbringen und die Infrastruktur berücksichtigen (Projektclusterfinanzierung, H₂-Valleys).

Um die Kosten zu begrenzen, sollte es keine Unterscheidung zwischen den Arten des kohlenstoffarmen Wasserstoffs geben, vor allem blauer Wasserstoff sollte hier aufgrund seiner preislichen Vorteile eine angemessene Rolle erhalten.

- Die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes sollte dabei bedarfsfolgend und nicht orientiert an einem Maximalziel erfolgen, um Überkapazitäten sowie Engpässe zu vermeiden.
- Die Dekarbonisierungsoption CCS ist in Prozessen, in denen kontinuierlich große Mengen CO₂ entstehen bzw. emittiert werden, günstiger als der Einsatz von erneuerbar oder kohlenstoffarm hergestelltem H₂. Zudem lassen sich bestimmte Bereiche nicht anders dekarbonisieren (z.B. Zementproduktion). Daher gilt es rechtzeitig die **Grundlagen für eine angemessene CO₂-Infrastruktur** einschließlich Transport und Speicher zu schaffen, um diese für bestimmte Industriecluster zugänglich zu machen. Wegen der langen Vorlaufzeit für Planung, Genehmigung und Bau der CO₂-Infrastruktur ist es nötig, kurzfristig auf Basis der EU-Richtlinie mit ihren Guidance Dokumenten von 2024 den regulatorischen Rahmen national zu beschließen. Zudem ist es erforderlich, auch in der Öffentlichkeit auf die Notwendigkeit von CCS hinzuweisen und für Akzeptanz zu werben. Ähnlich wie beim H₂ sollte aber auch bei CCS mit Investitionen in die Infrastruktur erst begonnen werden, wenn sich der Bedarf materialisiert.

Handlungsempfehlungen

- Abbau der Regulierung für grünen Wasserstoff, Abschaffung der aktuellen Definition (insbesondere auf EU-Ebene) und Ersatz durch pragmatische Definition
- Streichung der aktuellen Elektrolyseur-Ausbauziele
- Stärkung von regulatorischen Instrumenten, insbesondere Quote, Leitmärkte, CFDs (Projektclusterfinanzierung)
- Keine Diskriminierung zwischen kohlenstoffarmen Wasserstoffarten
- Schaffung eines regulatorischen Rahmens für die notwendige Infrastruktur für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ durch Verabschiedung der Novelle des Kohlendioxidspeicher- und Transportgesetzes