

AKTIONSPLAN BEZAHLBARKEIT

OPTIONEN ZUR KOSTENSENKUNG BEIM NETZAUSBAU UND -BETRIEB

I. KLIMANEUTRALITÄTSNETZ

Umgang mit Unsicherheiten im NEP-Prozess

Die Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber findet in einem unsicheren, sich dauernd verändernden Umfeld statt. Mit dem NEP 2037/2045 (2023) wurde erstmals aufgezeigt, welche Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene im Drehstrom- und Gleichstrombereich erforderlich ist, um das politische Ziel der **Klimaneutralität bis 2045** zu ermöglichen.

Die im NEP ermittelten Kosten in einem Umfang von rund 330 Mrd. € für das Klimaneutralitätsnetz an Land sowie zum Anschluss der Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee werden insbesondere angesichts der zum 1.1.2024 auf 6,41 ct/kWh verdoppelten ÜNB-Netzentgelte als sehr hoch angesehen, so dass Kosteneinsparungen sowie die Robustheit der Netzausbauprojekte in den Fokus rücken.

Es gibt einige **Unsicherheitsfaktoren**, die dazu führen können, dass das mit dem NEP 2023 ermittelte Klimaneutralitätsnetz für 2045, dessen landeseitige Projekte weit überwiegend bereits bis 2037 erforderlich sind, sich noch verändern kann. Dazu gehören u.a.

- **Veränderungen beim Stromverbrauch** – insbesondere in der Industrie (wirtschaftliche Entwicklung, Form der Dekarbonisierung über Strom oder Moleküle);
- **Annahmen bzgl. Erzeugung aus erneuerbaren Energien** (Verhältnis Wind vs PV, Regionalisierung, Vollbenutzungsstunden, Technologie);
- Geschwindigkeit und Umfang des **Ausbaus von Flexibilitäten** – sowohl Kleinstflexibilitäten als z.B. auch Großbatteriespeicher – sowie deren Verortung und Einsatz im Strommarkt (Netzorientierung, Marktorientierung, Eigenverbrauchsoptimierung);
- Geschwindigkeit und Umfang des **Ausbaus der Sektorkopplung** (Hochlauf und Verortung sowie Einsatz der Elektrolyseure, Hochlauf und Umfang des Wasserstoffnetzes);
- Gestaltung des Marktes und der Marktregeln (das Zieldesign in Deutschland, Europa sowie Offshore befindet sich noch in Diskussion);
- **Europäische Vernetzung** – unklare Strategie in Bezug auf internationale Vernetzung, insbesondere Gleichstromverbindungen Offshore wie Onshore.

Der Netzentwicklungsplan Strom wird alle zwei Jahre erstellt und ermöglicht dadurch eine **regelmäßige Anpassung der Netzplanung an die Unsicherheiten**, die sich aus den verändernden politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben.

Ein Kritikpunkt am NEP 2023 war, dass die Szenarien trotz unterschiedlicher Rahmenbedingungen im Ergebnis so dicht beieinander lagen, dass in allen Szenarien mit kleinen Nuancen beim Redispatch der **gleiche Netzausbaubedarf** identifiziert wurde. Eine Robustheitsprüfung von Netzausbauprojekten innerhalb des NEP war dadurch nur eingeschränkt gegeben.

Dem wollen die ÜNB im kommenden NEP 2025 dadurch begegnen, dass im Szenariorahmen-Entwurf ein **deutlich breiterer Szenariotrichter** aufgespannt wird – mit einem klimaneutralen Szenario A unterhalb der energiepolitischen Zielsetzungen bzgl. Lastentwicklung und EE-Ausbau, einem Szenario B entlang der Vorgaben des EEG am unteren Ende der Systementwicklungsstrategie (SES) sowie einem Szenario C mit ambitionierten Rahmenparametern bei Stromverbrauch, internationaler Vernetzung und installierter EE-Kapazität am oberen Ende der SES.

In der Vergangenheit war wegen des langen Vorlaufs zwischen dem Start eines Netzausbauprojektes bis zu dessen Realisierung durch das Durchlaufen mehrerer Netzentwicklungspläne mit veränderten Rahmenparametern eine **Robustheitsprüfung** sichergestellt. Vor diesem Hintergrund hatten sich ÜNB und BNetzA darauf verständigt, dass bei Projekten ab dem Start des Planfeststellungsverfahrens keine erneute Bedarfsprüfung im NEP vorgenommen wird.

Durch die mittlerweile erfolgte Planungsbeschleunigung über die parallel zum NEP erfolgende Präferenzraumermittlung ergibt sich für die im NEP 2023 bestätigten **neuen Gleichstromprojekte DC4x sowie einige Offshore-Netzanbindungen**, dass diese sich ganz oder teilweise bis zur Veröffentlichung des folgenden Netzentwicklungsplan 2025 bereits in der Planfeststellung befinden werden. Eine Robustheitsprüfung wie z.B. bei A-Nord, SuedLink oder SuedOstLink fände somit zumindest für diese Gleichstromprojekte nicht (mehr) statt.

Angesichts dessen stellt sich die Frage, ob insbesondere mit den kostenintensiven Gleichstrom-Großprojekten on- wie offshore bereits gestartet werden soll – oder ob auf eine erneute Robustheitsprüfung der erstmals identifizierten Projekte im NEP 2025 gewartet wird.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Übertragungsnetzinfrastruktur die Grundlage dafür bildet, dass gewisse Entwicklungen ermöglicht werden. Dies gilt für eine bestimmte wirtschaftliche Entwicklung der Industrie ebenso wie für die Energiewende allgemein. Es geht demnach bei der Netzplanung auf Übertragungsnetzebene weniger darum, ob ein gewisser Entwicklungspfad als (sehr) **wahrscheinlich** eingestuft wird, sondern darum, dass mit der Planung und Realisierung der Infrastruktur die Grundlage dafür geschaffen wird, dass wahrscheinliche oder (politisch) gewünschte Entwicklungspfade **ermöglicht** werden.

In diesem Sinne erscheint es sinnvoll und geboten, dass die von der BNetzA am 1.3.2024 bestätigten **Wechselstrommaßnahmen** des NEP 2023 in den Bundesbedarfsplan überführt werden und mit den Planungs- und Genehmigungsverfahren begonnen wird – auch dann, wenn es am Bedarf bzw. an der Robustheit einzelner Projekte noch Zweifel geben könnte.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 3 von 10

Aufgrund der großen finanziellen sowie überregionalen Bedeutung der Gleichstromprojekte sehen wir hier den Bedarf für eine Robustheitsprüfung. Bis zum Abschluss dieser Prüfung sollten die Projekte DC 40 und 42 wie ursprünglich vorgesehen mit jeweils 2GW sowie mit zusätzlichen Leerrohren beschlossen werden. Das Warten auf die Bestätigung der Robustheit im NEP 2025 ohne den sofortigen Start der Planungs- und Genehmigungsverfahren hätte einen Zeitverzug von bis zu 2 1/2 Jahren zur Folge, der später bei der Projektrealisierung zu erheblichen zusätzlichen Kosten für Engpassmanagement führen kann. Die Entwicklung, dass das Netz immer mit Zeitverzug dem EE-Ausbau folgt, können wir seit einigen Jahren beobachten – mit erheblichen Kosten für Netzenpassmanagement, die zu den derzeit hohen Übertragungsnetzentgelten führen!

Um der Diskussion über Robustheit und Kosteneffizienz Rechnung zu tragen, schlagen die ÜNB folgende Maßnahmen vor:

- **Umstellung der Gleichstrom-Projekte DC4x** (DC40/DC40plus, DC41, DC42/DC42plus) aus dem NEP 2023 von Erdkabel **auf Freileitung**. Der Vorschlag liegt dem BMWK vor und führt zu einer Kosteneinsparung von mindestens 20 Mrd. € (langfristig 1 ct/kWh in den Netzentgelten). Hier sind allerdings schnelle Entscheidungen erforderlich, um Verzögerungen bei den Projekten durch Umplanung zu verhindern. (Position von TenneT, TransnetBW, 50Hertz)

Die Implikationen einer Umstellung von Kabel auf Freileitung sind vielfältig. Die projektspezifischen Auswirkungen hinsichtlich Sicherheit gegenüber physischen Angriffen, Effekten der Grundstücks- und Immobilienpreise, häufigere Extremwetterereignisse, Planungsverzögerungen (insb. Vogelschutz) sowie technischer Restriktionen sind nicht abschließend beurteilt. Um den in über einer Dekade gefundenen gesellschaftlichen Konsens nicht zu gefährden, empfehlen wir daher zunächst ein Festhalten am Erdkabelvorrang für DC-Projekte und weitere Analysen, um den politischen Diskurs faktenbasiert führen zu können. (Position von Amprion)

- **Robustheitsprüfung der Gleichstrom-Projekte DC4x** sowie einiger Offshore-Netzanbindungssysteme im NEP 2025, statt wie bisher lediglich bis zum Beginn der Planfeststellung. Dies ermöglicht einerseits, dass erste Planungen und Untersuchungen für die Projekte bereits durchgeführt werden können, um keine Zeit zu verlieren. Andererseits ist mit der Einschränkung der erneuten Prüfung sichergestellt, dass bis zur Bestätigung des NEP 2025 hohe Investitionssummen (Bestellung von Assets) noch nicht erfolgen und keine nicht-umkehrbare Entscheidungen getroffen werden.
- **Robustheitsprüfung der Offshore-Netzanbindungssysteme und der Offshore-Netzkonfiguration** nach 2035 angesichts der Tatsache, dass diese mittlerweile 50% der Gesamtkosten des NEP ausmachen und sich zukünftig durch Verschattungseffekte in der Nordsee eine ausgesprochen geringe Auslastung von z.T. nur noch 30% oder weniger abzeichnet. In diesem Zusammenhang ist auch die Flächenkonkurrenz in der Nordsee durch die geplante Offshore-Wasserstoffherzeugung zu berücksichtigen.

II. SYSTEMPLANUNG UND -DIENSTLEISTUNGEN

Integrierte Planung

Die energiewirtschaftliche Ratio und der europarechtliche Rahmen basieren auf der Annahme, dass die Infrastruktur der Erzeugung und dem Verbrauch folgen muss. Diese Überzeugung stammt aus einer Zeit, als Investitionen und annuitätische Kosten der Netze weniger als ein Zehntel derer von Kraftwerken betragen. Durch die stark rückläufigen Kosten Erneuerbarer Energien (und ebenso Batteriespeichern) in Verbindung mit dem durch die Offshore-Anbindung notwendigen Technologiewechsel von Wechsel- auf Gleichstromübertragung sind die notwendigen Investitionen (rd. 330 Mrd Euro gem. NEP23) in etwa der gleichen Größenordnung wie die Kosten für den EE-Ausbau und den Aufbau steuerbarer Reserven.

Diese Verschiebung bietet den Schlüssel für einen der größten Hebel an Kosteneinsparungen. Wenngleich eine Umsetzung weitreichende Anpassungen am europäischen und nationalen Rechtsrahmen notwendig macht, sind die zu hebenden Potentiale gewaltig. Eine Optimierung von Last- und EE-Verortung im Rahmen des Projekts "Robuste Pfade" offenbart klimaneutrale Einspar szenarien am NEP in der Größenordnung von über 10% der Netzinvestitionen. Andere Studien kommen bei höheren Freiheitsgeraden hinsichtlich der Anteile der verschiedenen EE-Technologien auf teils noch höhere Beträge.

Die naheliegendste Herausforderung besteht in der Konkretisierung eines Systementwicklungsplans, dessen Einführung politisch bereits seit einiger Zeit gefordert wird, dessen Umsetzung sich aber in der Praxis als schwierig gestaltet. So sind in diesem Jahr erstmalig die Erstellung eng abgestimmter Szenariorahmen für den NEP Strom und NEP Gas/H₂ eingefordert worden. Der Prozess der gemeinsamen Großverbraucherabfrage von ÜNB und FNB in Deutschland leistet hierfür einen wichtigen Beitrag, zeigt aber gleichzeitig den noch großen Weiterentwicklungsbedarf an dieser Schnittstelle. Die nicht nur qualitative Einbindung der Verteilerbetreiber über eine Synchronisation von deren Netzausbauplanung (NAP) und NEP stellt eine noch deutlich größere Herausforderung dar.

Allokationssignale Elektrolyseure

Ein augenfälliges Beispiel für eine sinnvolle Steuerung bietet die Allokation von Elektrolyseuren (Power-To-Gas). Diese können vor allem in der Nähe der EE-Erzeugung allokiert werden. In der gegenwärtigen Situation bietet sich den Betreibern solcher Anlagen aber ein "level-playing field" von Flensburg bis Passau. Anreize wie die Befreiung von Netzentgelten gelten bundesweit und spiegeln nicht die gesamtsystemischen Kostenunterschiede zur Einbindung der Anlagen wider.

Ein zusätzliches Risiko entsteht durch Verzögerungen beim Aufbau des Wasserstoffkernnetzes. Bereits heute sind viele Industriezweige ihren Stake- und Shareholdern gegenüber zur zügigen Reduktion von CO₂-Emissionen verpflichtet. Wo dies im Wesentlichen nur durch Wasserstoff möglich ist (beispielsweise Stahlerzeugung oder bei vielen chemischen Erzeugnissen) droht ein Aufbau einer ersten Generation von Elektrolyseuren "auf dem Werksgelände" verbunden mit zusätzlichen Bedarfen für Netzanschlusskapazität und Strombelieferung.

Mit dem Anschluss an das Wasserstoffnetz sind diese Netzanschlusskapazitäten aus Sicht des Stromnetzes ggf. „stranded investments“.

Allokationssignale Kraftwerke Integrierte Planung

Ähnliche Überlegungen drängen sich auch beim Bau neuer steuerbarer Kraftwerke (vorerst betrieben auf Basis von Erdgas, mittel- bis langfristig durch Wasserstoff) auf. Vom Gesamtbedarf von ca. 21 GW sollen ca. 10 GW über die Kraftwerksstrategie des BMWK beanreizt werden. Es kommt jetzt darauf an, dass die Standorte neuer Kraftwerke in Deutschland netzdienlich verteilt werden. Dabei spielen neben Redispatch auch andere Systemdienstleistungen eine wichtige Rolle für die Standortwahl. Grob lässt sich festhalten, dass etwa zwei Drittel der neuen Kraftwerke im Süden und Westen und etwa ein Drittel im Norden und Osten errichtet werden sollten. Konkret kann dies durch eine Bonusregelung im Rahmen der Auktionen durch einen virtuellen Abschlag auf die gebotenen Zuschussbedarfe bei der Bildung einer merit order oder durch die Ausweisung von Kernanteilen in der elektrotechnisch vorteilhaften Region oder durch die Garantie zukünftiger Vergütungen für erwartete Redispatch-Abrufe an systemdienlichen Standorten (Neubau-Vorschuss) erfolgen.

Die vier ÜNB sprechen sich darüber hinaus für einen umfassenden zentralen Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente als Folgeinstrument nach der Kraftwerksstrategie aus.

Allokationssignale Lastansiedlung

Auch bei der Diskussion um die Ansiedlung anderer Lasten als Power-to-Gas-Anlagen greifen ähnliche Überlegungen. Die Teilung der einheitlichen Preiszone muss dabei jedoch nicht zwingend das Mittel der Wahl sein. Andere weniger invasive Instrumente wie Änderungen an der Netzentgeltsystematik oder regional unterschiedliche Baukostenzuschüsse können die Ansiedlung neuer Verbraucher beeinflussen.

Denkbar ist auch die Einrichtung von "elektrotechnischen Sonderwirtschaftszonen" in räumlicher Nähe zu solchen Umspannanlagen, die aufgrund von EE-Überschüssen oder starker netztechnischer Einbindung über Reservekapazität verfügen und somit Netzanschlüsse vereinfacht (und vergünstigt) zur Verfügung stellen könnten.

Regelenergie - Rückwirkungen von Knappheitspreisen im Energiemarkt auf die Kosten der Regelleistungsvorhaltung

Anlagen, die Regelleistung (MRL und SRL) anbieten, müssen diese über die gesamte Produktscheibe (im aktuellen Marktdesign 4h) sicher erbringen können. Regelenergie wird dabei über zwei Wege vergütet. Erstens über den Leistungspreis für die Vorhaltung und zweitens über den Arbeitspreis, der für den Abruf gezahlt wird.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 6 von 10

Nur der Leistungspreis fließt in der Netzentgelte ein. Im Q1 2024 lagen die Werte für die Leistungsvorhaltung positiver Regelleistung im Bereich von ~5 €/MWh. Sollten allerdings absehbar nicht ausreichend Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt zur Verfügung stehen, besteht die Gefahr von Knappheitspreisen, die zu erheblichen Kostensteigerungen beim Leistungspreis für Regelenergie führen können. Sollte es z.B. am Großhandelsmarkt z.B. in den Bereich von 10.000 €/MWh für jeweils 4 Stunden pro Tag über 5 Tage kommen, sind Preise für die Regelleistungsvorhaltung im Bereich von mehr als einer Milliarde EUR allein in einer Woche möglich.

Einsparungen bei Redispatcherbringung

Eine Möglichkeit zur Reduktion der Redispatchkosten ergibt sich durch die Einführung des „hybriden Redispatchmodells“. Dabei werden dezentrale, lastseitige Flexibilitäten gebündelt und bieten über marktliche Mechanismen Redispatchpotential. Diese werden nur dann abgerufen, wenn die Angebote günstiger sind als Anlagen aus dem regulierten Regime. Diverse Studien haben diese Vorteile aufgezeigt und es gibt hierzu bereits Pilotprojekte.

Ferner ist die Ausgestaltung des EE-Mindestfaktors bei der Bildung der Redispatch Merit Order zu hinterfragen. Die starke Bevorteilung von Wind- und PV-Einspeisung beim Redispatch ist mittelfristig in einem weit überwiegend auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem nicht mehr notwendig und führt auch heute schon zu Verzerrungen, die volkswirtschaftlich nachteilig sind.

III. NETZAUSBAU

Bei der Energiewende weniger Partikularinteressen berücksichtigen und Bürokratie abbauen

Bestimmte gesellschaftliche Partikularinteressen, die nichts mit dem Ziel Klimaneutralität zu tun haben, und unnötige bürokratische Aufwände sollten zugunsten einer kosteneffizienten Energiewende zurückgestellt werden.

Dazu gehören zum Beispiel

- **Archäologische Baugrunduntersuchungen** verursachen im Projekt SOL bisher Kosten von über 80 Mio. €.
- Mehrkosten für Umsetzung der **Ersatzbaustoffverordnung** in einem Projekt in Berlin von 10 Mio. €.
- Die Anzahl und die Art von **Begleitfahrzeugen für Schwerlasttransporte** hat sich durch die aktuelle Praxis bei den Transportgenehmigungen stark verändert. Industriestandard vor einigen Jahren war der Einsatz von einem Begleitfahrzeug der Kategorie 3 (BF3) und Polizei / Hilfspolizei-Begleitung. Aufgrund von fehlenden Kapazitäten bei der polizeilichen Begleitung und der Erfüllung weiterer Auflagen steigt die Anzahl der Begleitfahrzeuge auf bis zu vier Fahrzeuge und es wird eine bessere Kategorie (BF4) gefordert. In einem Projekt mit etwa 1250 Transporten verdoppeln sich die damit verbundenen Kosten beispielhaft auf ca. 4 Mio. €.
- Kosten für die **Umsiedlung von Feldhamstern** können ohne weiteres über 200.000 € pro Projekt betragen.
- Kostentragung von **Kampfmittelbeseitigungen**: Im Rahmen der Netzausbauprojekte tragen wir als Übertragungsnetzbetreiber hierfür üblicherweise die Kosten. Die Kostentragung durch den Vorhabenträger ist die aktuell gängige Praxis oder wird im Falle eines Offshore-Projektes explizit von der Behörde gefordert. Beispielhafter Kostenpunkt für ein Offshore-Projekt: mehr als 30 Mio. €; 270.000 € für Kampfmittelondierungen bei einem Umspannwerks-Projekt in Hamburg; bei SOL über 3 Mio. €. Eigentlich ist dies eine Aufgabe des jeweiligen Landes bzw. Bundes, wie dies teilweise im Hochbau der Fall ist. Eine gesetzliche Klarstellung, dass das Land beziehungsweise der Bund in Zukunft dafür aufkommt, würde die Kosten als solches natürlich nicht vermeiden, wohl aber zur Entlastung der Netznutzer beitragen.
- In **Planfeststellungsbeschlüssen** werden häufig überbordende Schutzaufgaben festgesetzt. In aller Regel beschränken sich die Planfeststellungsbeschlüsse auf die schlichte Anordnung dieser Maßnahmen. Eine fachliche Herleitung ihrer Notwendigkeit lässt sich dem begründenden Teil der Verwaltungsakte zumeist ebenso wenig entnehmen wie eine Auseinandersetzung mit den entsprechenden Rechtsgrundlagen und verursacht nicht unerhebliche Aufwände:

- Über 1 Mio. € Kosten für die **Nachbehandlung frisch geförderten Grundwassers** im Vorhaben Kontek. Im konkreten Beispiel wurde eine Bauwasserhaltung betrieben. Das frisch geförderte Grundwasser, welches durch unsere Tätigkeit nicht zusätzlich kontaminiert wurde, musste vor Ableitung in benachbarte Gewässer gereinigt werden. Diese Reinigung war technisch aufwändig, nach fachlicher Auffassung allerdings nicht notwendig.
- Es wird zunehmend verlangt, dass der Vorhabenträger einen Stab von externen Fachleuten (ökologisch, bodenkundlich, archäologisch, etc.) vorhält, die das **Baugeschehen fortlaufend überwachen**. Diese Baubegleitung hat die Aufgabe, bei etwaigen Gefahren für bestimmte Schutzgüter die Baustelle stillzulegen, Schutzmaßnahmen anzuordnen und die zuständigen Behörden fortlaufend über das Geschehen zu informieren. Dies betrifft vor allem Fragen von Natur- und Bodenschutz, Wasser und Archäologie. Die Kontrolldichte ist damit wesentlich enger als bei einer herkömmlichen behördlichen Aufsichtstätigkeit, weil einerseits eine Ausweitung der zu überwachenden Themen stattfindet (nicht mehr nur umweltfachlich, sondern auch z.B. archäologisch) und die externen Dienstleister vorsichtig agieren, um keine Risiken einzugehen. Zudem werden die Kosten dieser Bauüberwachung vollständig vom Vorhabenträger und damit vom Netzkunden getragen. Für eine flächendeckende Beauftragung der Baubegleitung existiert keine Rechtsgrundlage.
- **Langzeitmonitoring für Maßnahmen aller Art:** Häufig wird auch die Durchführung von „Forschungsprojekten“ verlangt, welche die Wirksamkeit bzw. Langzeitfolgen bestimmter Maßnahmen auf Natur und Umwelt untersuchen sollen. Vermag ein solches Langzeitmonitoring die Wirksamkeit bestimmter Schutzmaßnahmen nicht zu belegen, entsteht ggf. zusätzlicher nachträglicher Handlungsbedarf und damit auch weitere Kosten. Die Forderung des Wirksamkeitsnachweises von CEF-Maßnahmen stellt ein Risiko von 1-2 Jahren auf der Zeitschiene dar. Ein zeitlich zur Bauphase paralleler Wirksamkeitsnachweis hätte signifikantes Beschleunigungspotential

IV. EUROPÄISCHE WECHSELWIRKUNGEN

Die Europäische Energiewende

Die Energiewende ist und bleibt ein europäisches Projekt. Die Verwirklichung einer europäischen Energieunion muss daher ein grundlegendes Ziel bleiben. Eine bessere gemeinsame europäische Strategie etwa zu einem europäischen Kraftwerkspark könnte für mehr Effizienz beim Erreichen der Klimaschutzziele in Europa sorgen. Gleichzeitig muss im Blick behalten werden, dass Regelungen der europäischen Union nicht zu unnötigen Kostenbelastungen bei der Energiewende führen. Gemeinsame europäische Grundregeln sind von zentraler Bedeutung. Trotzdem sind die Energiekonzepte national sehr unterschiedlich, was auch künftig Spielraum für die oft schnellere und gezieltere nationale Gesetzgebung lassen muss. Deshalb sollte Deutschland sich bei der Umsetzung der EU-Regeln grundsätzlich auf eine 1:1-Umsetzung beschränken - alles andere schafft Kosten und Aufwand, Wettbewerbsnachteile und verzögert bzw. verteuert z. B. auch den Netzausbau.

Europäisch denken, nationalen Spielraum schaffen

- Keine nationalen Quoten oder Vorgaben zur Herkunft von grünem Wasserstoff. Die Menge an in Deutschland erzeugtem, grünen Wasserstoff hat automatisch Auswirkungen auf Erneuerbaren- und Netzausbau. Marktbasierte Entscheidungen über Import oder nationale Produktion von grünem Wasserstoff sorgen für geringere Kosten.
- Der Import von EE-Strom von europäischen Partnern kann günstiger sein als national erzeugter EE-Strom, z.B. dänischer Strom, etwa aus Bornholm, versus Strom aus weit abgelegenen Windenergieanlagen außerhalb der AWZ in der Nordsee.

Kostentreiber europäische Regelungen:

Einige der europäischen Richtlinien konterkarieren die Idee einer kosteneffizienten Energiewende – jegliche zusätzliche Bürokratie sollte im Sinne des Ziels Klimaneutralität vermieden werden.

- **70%-Kriterium (minRAM):** Mit Blick auf die freizugebende Handelskapazität auf Interkonnektoren führt das im Clean Energy Package eingeführte 70%-Kriterium dazu, dass durch die Übertragungsnetzbetreiber in manchen Situationen mehr Handelskapazität freigegeben werden muss, als physikalisch über das Netz transportiert werden kann. Dies zieht kostspielige Redispatch-Maßnahmen nach sich und kann auch eine zusätzliche Vorkhaltung von Kraftwerken explizit für Redispatch (Netzreserve) notwendig machen. Aktuell diskutierte Alternativen zum 70%-Kriterium sind zwar komplex und eine Einführung würde vermutlich langwierige Verhandlungen sowie mehrere Jahre für die Umsetzung erfordern, dennoch kann natürlich auch das Setzen eines willkürlichen Grenzwerts in Gänze hinterfragt werden. Stromhandel und Netzsicherheit dürfen nicht isoliert betrachtet werden. Zudem muss künftig auch verstärkt die jeweilige Wirkung auf die CO₂-Bilanz bei jeglicher Methodenfestlegung betrachtet werden.

- **Bürokratischen Aufwand** begrenzen. Beispiel: Derzeit existieren zollrechtliche Regelungen, nach denen die Einfuhrmengen Strom von Offshore-Leitungen oder Interkonnektoren an die Zollämter gemeldet werden müssen, sobald eine Leitung die AWZ verlässt. Mit weiterer europäischer Vernetzung und Offshore-Ausbau werden deutlich mehr Leitungen perspektivisch davon betroffen sein und müssen als Einfuhrmenge gemeldet werden. Bei der Implementierung des „Net Zero Industry Act“ (NZIA) Bürokratie und Finanzaufwand im Vergaberecht begrenzen.
- **CSRD:** Ab 2024/25 gilt die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD). Diese EU-Richtlinie ist zum einen umfangreicher als bisherige Nachhaltigkeitsberichterstattungen, zum anderen wurde hierfür ein Prüfungsstandard (ESRS-European sustainability reporting standards) eingeführt. Dieser Standard enthält eine Vielzahl von Anforderungen an die Berichts- und Prüfungspflicht, die sowohl interne als auch externe Kosten verursachen. Auch wenn der Nutzen der Nachhaltigkeitsberichterstattung in Bezug auf den Investorenmarkt gegeben ist, ist in Frage zu stellen, ob der nun zu berichtende Umfang den erheblichen Aufwand rechtfertigt.
- **CBAM:** Eine ab 1.10.2023 eingeführte Regelung zu Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM): Alle Unternehmen innerhalb der Europäischen Union, die Eisen, Stahl, Zement, Aluminium, Elektrizität, Düngemittel, Wasserstoff, einige vor- und nachgelagerte (insb. Eisen- und Stahl-) Produkte – in reiner oder verarbeiteter Form – aus Nicht-EU Staaten importieren, fallen unter die Regeln des CBAM. Aktuell sind wir in einer Übergangsphase, in der die Anwendung geprüft wird, wir jedoch bereits erste Meldepflichten erfüllen müssen. Neben externen Kosten bindet diese Regelung und die daraus resultierenden Meldepflichten auch interne Ressourcen für die Umsetzung.