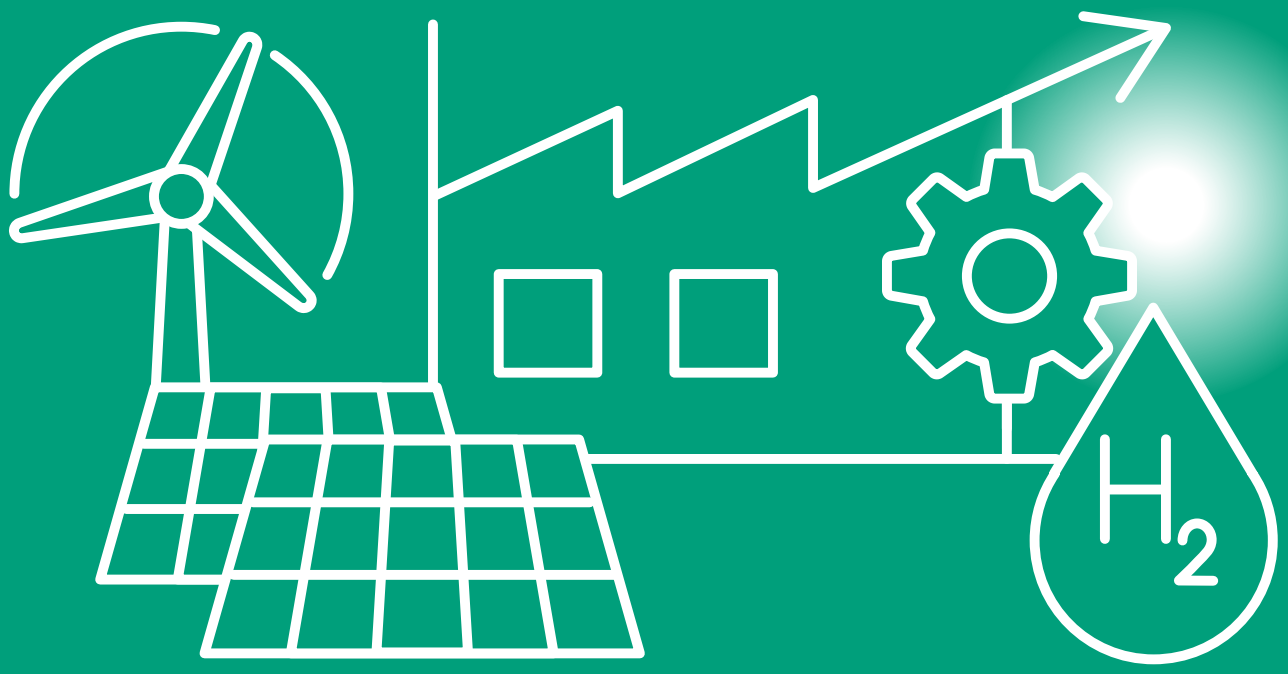
Fraunhofer CINES



Wie unterstützen Investitionen in Erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa?

Politikempfehlungen aus der Fraunhofer-Energiesystemforschung

cines.fraunhofer.de

Impressum

Herausgeber
Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme (CINES)
EUREF Campus 23 – 24, 10829 Berlin

Projektkoordination
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe
Tobias Fleiter, tobias.fleiter@isi.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes
Tobias Fleiter, tobias.fleiter@isi.fraunhofer.de
Norman Gerhardt, norman.gerhardt@iee.fraunhofer.de
Christoph Kost, christoph.kost@ise.fraunhofer.de
Benjamin Pfluger, benjamin.pfluger@ieg.fraunhofer.de
Martin Wietschel, martin.wietschel@isi.fraunhofer.de
Benjamin Lux, benjamin.lux@isi.fraunhofer.de
Marius Neuwirth, marius.neuwirth@isi.fraunhofer.de
Luna Lütz, luna.luetz@isi.fraunhofer.de
Mario Ragwitz, mario.ragwitz@ieg.fraunhofer.de;
Martin Braun, martin.braun@iee.fraunhofer.de;
Hans-Martin Henning; hans-martin.henning@ise.fraunhofer.de

Beteiligte Institute
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG

Bildnachweis
Titelseite: Fraunhofer CINES; Grafiken im Inhalt: Fraunhofer CINES nach jeweils angegebener Quelle.

Zitierempfehlung
Fleiter, Tobias; Gerhardt, Norman; Kost, Christoph; Pfluger, Benjamin; Wietschel, Martin; Lux, Benjamin; Neuwirth, Marius; Lütz, Luna; Ragwitz, Mario; Braun, Martin; Henning, Hans-Martin (2025): Wie unterstützen Investitionen in Erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa? Karlsruhe, Kassel, Freiburg, Cottbus, Berlin: Fraunhofer CINES

Veröffentlicht
März 2025

Hinweise
Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Danksagung
Besonderer Dank geht an Ryotaro Kajimura und das gesamte Team der Geschäftsstelle des CINES für ihre engagierte Unterstützung.

Der **Fraunhofer-Exzellenzcluster »Integrierte Energiesysteme« CINES** erarbeitet institutsübergreifend Lösungen für die Energiesystemtransformation - umfassende, sektorenübergreifende Energiesystemanalysen, digitale Lösungsmodelle für die Energiewende, sowie entscheidende Fortschritte in den Bereichen Leistungselektronik und Wärmeversorgung. Die dauerhafte und intensive Zusammenarbeit ermöglicht die langfristige und institutionalisierte Erarbeitung von systemischen und technologischen Lösungen für das Energiesystem. Zum Cluster gehören aktuell folgende Fraunhofer-Institute: Fraunhofer ISE, IEE, ISI, IEG und IWES sowie die Partnerinstitute IOSB-AST, IBP, SCAI, FIT und IFAM.

© Fraunhofer-Gesellschaft e.V., München 2025

Inhalt

Impressum 2

Zusammenfassung der Kernaussagen 5

Die Fragen im Detail 9

1. Klimaneutrale Industrie: Welche Anforderungen stellt die Transformation der Industrie an Energiesystem und Energieinfrastrukturen? 10

Erneuerbares Stromsystem 13

2. Erneuerbare Energien: Wo stehen wir beim Umbau der Stromerzeugung und welche nächsten Schritte sind notwendig? 14

3. Versorgungssicherheit: Wie kann die Versorgungssicherheit der Stromversorgung gewährleistet werden? 16

Infrastrukturen für Strom und Wasserstoff 18

4. Stromnetzausbau: Wie kann der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze optimiert werden, um Netzentgelte im Griff zu halten? 19

5. Europa: Wie kann europäische Energieinfrastruktur das Rückgrat für eine wettbewerbsfähige Versorgung mit Strom und Wasserstoff werden? 22

6. Wasserstoffinfrastruktur: Wie kann das Wasserstoffnetz in Deutschland robust und planbar aufgebaut werden? 25

Wirtschaftlichkeit von Strom und Wasserstoff für die Industrie 28

7. Endkundenpreise: Wie teuer werden Strom und Wasserstoff zukünftig für Industriekunden sein? 29

8. Wirtschaftlichkeit: Wie beeinflusst die Umstellung auf Strom und Wasserstoff die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie? 32

9. Flexibilität: Wie kann Energieflexibilität der Industrie den Einstieg in die Transformation ermöglichen und Energiekosten senken? 36

Infrastrukturen für CO_2 und Fernwärme 39

10. CO_2-Infrastruktur: Brauchen wir eine Netzinfrastruktur für CO_2 und welche Rolle werden CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung zukünftig spielen? 40

11. Wärmeinfrastruktur: Welche Rolle kann die Fernwärme in der Versorgung von Industrie und Gebäuden spielen? 43

Weiterführende Aspekte 45

Endnoten 47

Zusammenfassung der Kernaussagen

Einleitung und Hintergrund

Die nationalen und internationalen Klimaziele erfordern von der Industrie eine Transformation hin zur Klimaneutralität. Zwar bestehen für die Erreichung eines klimaneutralen Industriesektors erhebliche Herausforderungen, gleichzeitig haben zahlreiche Studien gezeigt, dass die Transformation möglich ist und technische Lösungen für alle Branchen zur Verfügung stehen. Strom und Wasserstoff einschließlich seiner Derivate werden die zentralen Energieträger der klimaneutralen Industrie sein. Die künftige internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland und Europa wird stark davon abhängen, zu welchen Preisen und wie resilient sie Strom und Wasserstoff beziehen kann.

Dabei nehmen der Ausbau und die Modernisierung der Energieinfrastrukturen zentrale Positionen ein. Zum einen wird der nötige Ausbau der Infrastrukturen hohe Investitionen benötigen und deutlich die Preise für Strom und Wasserstoff beeinflussen. Zum anderen benötigt die Industrie gut ausgebaute Infrastrukturen für eine planbare und sichere Versorgung mit großen Energiemengen an den jeweiligen Standorten. Um Branchen wie Zement- und Kalkherstellung zu dekarbonisieren, wird neben Strom- und Wasserstoffnetzen zukünftig auch ein CO_2-Transportnetz erforderlich sein. Mit diesem kann abgeschiedenes CO_2 abtransportiert und dann langfristig gespeichert werden. Fernwärmenetze ermöglichen die effiziente Einbindung von Industriestandorten in regionale Energiesysteme.

Die neuen Anforderungen an Infrastrukturinvestitionen sind dabei gleichzeitig Herausforderung und Chance für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Die benötigen Investitionen für die Energienetze (Strom, Fernwärme und Wasserstoff) sowie abgeschiedenes CO_2 wurden in verschiedenen Studien quantifiziert (siehe Abbildung 1). Bei vielen Infrastrukturen müssen die jährlichen Ausgaben um ein Mehrfaches erhöht werden. Grundsätzlich wird aber auch deutlich, dass die Investitionen in die Stromnetze alle anderen Infrastrukturausgaben dominieren.

Die Bedeutung von Energieinfrastrukturen für eine wettbewerbsfähige Industrie wurde zuletzt durch mehrere Veröffentlichungen unterstrichen. Darunter auf EU-Ebene der 2024 veröffentlichte, richtungsweisende Draghi-Bericht[1] und der zuletzt von der EU-Kommission vorgelegte „Clean Industry Deal“[2]. Für Deutschland hat der BDI mit der Studie Klimapfade 2.0[3] eine Schätzung der Investitionsbedarfe vorgelegt und nennt allein bis zum Jahr 2030 rund 155 Mrd. Euro Investitionen in Energieinfrastrukturen. Alle erwähnten Veröffentlichungen sind sich einig, dass die Industrie die aktuelle Krise nur überwinden kann, wenn Wettbewerbsfähigkeit und Klimaneutralität zusammengedacht werden.

In diesem Synthesebericht fassen wir zentrale Ergebnisse und Empfehlungen verschiedener Fraunhofer-Forschungsarbeiten zum Energiesystem der Zukunft zusammen. Wir möchten damit einen Beitrag zur Evidenzbasierung der Diskussion leisten und wichtige Weichenstellungen aufzeigen, die nötig sind, damit die Transformation des Energiesystems die Grundlage für eine wettbewerbs- und zukunftsfähige Industrie schaffen kann. Hierfür nehmen wir die Perspektive der Energiesystemanalyse ein.

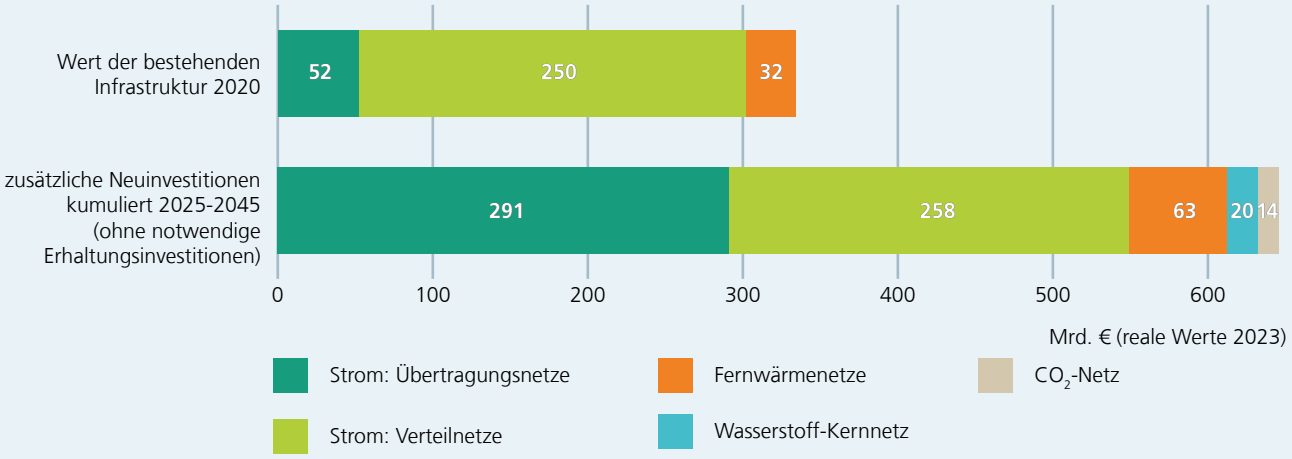


Abbildung 1: Nötige Investitionen in Energieinfrastrukturen für den Umbau zu einem klimaneutralen Energiesystem (ohne Umsetzung der im Dokument diskutierten Kosteneinsparpotenziale) (Quelle: eigene Berechnungen basierend auf Luderer et al. 2025)[5]

1. Klimaneutrale Industrie: Welche Anforderungen stellt die Transformation der Industrie an Energiesystem und Energieinfrastrukturen?

Die Transformation zur klimaneutralen Industrie verlangt einen umfassenden Ausbau der Energieinfrastrukturen für Strom, Wasserstoff, CO2 und Wärme. Ein zukünftiges, erneuerbares Energiesystem muss wettbewerbsfähige Preise für Industriekunden ermöglichen, Versorgungssicherheit gewährleisten und Planbarkeit bieten. Trotz regulatorischer Rahmenbedingungen wie dem europäischen Emissionshandel und zahlreicher Förderprogramme stockt derzeit die Umstellung in vielen Branchen noch, und große Investitionen werden häufig aufgeschoben. Wettbewerbsfähige Strompreise sind entscheidend für die Elektrifizierung energieintensiver Prozesse, die derzeit mit Erdgas betrieben werden. Gleichzeitig erfordert eine höhere Stromnachfrage auch Investitionen in den Ausbau und die Stärkung des Stromnetzes. Um die Transformation der Stahl- und Chemieindustrie zu unterstützen, sind ein planbarer, realistischer Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sowie international wettbewerbsfähige Preise erforderlich. Ein CO2-Transportnetz wird benötigt, um die klimaneutrale Zement- und Kalkherstellung durch CO2 Abscheidung und Speicherung zu ermöglichen.

2. Erneuerbare Energien: Wo stehen wir beim Umbau der Stromerzeugung und welche nächsten Schritte sind notwendig?

Der ambitionierte Ausbau von Wind- und Solarenergie ermöglicht, die Grenzkosten der Stromerzeugung zu senken und damit wettbewerbsfähige Industriestrompreise zu gewährleisten. Die erzielten Erfolge bei Planungsbeschleunigungen und Umsetzungsdynamik der Erneuerbaren Energien gilt es beizubehalten. Dabei kommt in den nächsten Jahren insbesondere der Windenergie eine hohe Bedeutung zu, um auch im Winter die Strompreise weiter zu senken. Der weitere Solar-Großanlagenzubau muss entsprechend der technischen Aufnahmefähigkeit von Netzkapazitäten lokal gesteuert werden. Auf die Steuerbarkeit und Reaktion auf Marktsignale von PV-Anlagen ist bei größeren Bestandsanlagen und beim weiteren Zubau von PV-Kleinanlagen zu achten. Beim Ausbau der Offshore-Windkraft sollten Kosteneinsparungen in der Netzanbindung realisiert werden. Kernpunkte einer verbesserten Integration von Wind- und Solarenergie sind regulatorische Maßnahmen und Digitalisierung, die insbesondere auf eine bessere Vereinbarkeit der Anreize vom Strommarkt und Stromnetz abzielen.

3. Versorgungssicherheit: Wie kann die Versorgungssicherheit der Stromversorgung gewährleistet werden?

Die Versorgungssicherheit der Stromversorgung in Deutschland ist ein Wettbewerbsvorteil, der durch Investitionen in Netzausbau, Flexibilitäten und Reservekraftwerke gestärkt werden muss. Eine wirtschaftliche Stromversorgung basiert auf Wind- und Solarenergie, Nachfrageflexibilität und Energiespeichern sowie zusätzlichen Kraftwerken und Backup-Kapazitäten. Der Rückgang verfügbarer Leistungen durch den Atom- und Kohleausstieg erfordert kurzfristig neue Investitionen in flexible Kraftwerke. Langfristig

werden mindestens 80 GW flexible Kraftwerksleistung benötigt. Ein Teil davon ist über Kapazitätszahlungen im Markt anzureizen. Ein Großteil davon wird vermutlich als Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen realisiert werden, ein weiterer Teil bleibt beim Netzbetreiber als Reserve. Maßnahmen gegen Marktmacht sind sowohl für die heutige Einheitspreiszone als auch mögliche Preiszonen zu treffen (z.B. Markträumung durch Reservekraftwerke).

4. Stromnetzausbau: Wie kann der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze optimiert werden, um Netzentgelte bezahlbar zu halten?

Der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze ist entscheidend für den Ausbau Erneuerbarer Energien, aber die Kosten müssen gesenkt werden. Aktuell machen Investitionen in Stromnetze 80 % der Energieinfrastrukturausgaben aus. Diese Fokussierung ist richtig und auch erforderlich für eine erfolgreiche Elektrifizierung und Dekarbonisierung. Notwendig ist dafür aber eine Stärkung des Eigenkapitals der Netzbetreiber. Die gestiegene Dynamik des Netzausbaus zeigt sich u. a. in der Reduzierung von EE-Abregelungen und Netzengpässen. Bei den Übertragungsnetzen sind Kosteneinsparungen durch die deutliche Priorisierung von Freileitungen gegenüber Erdkabeln, die Wasserstoff-Integration von Offshore-Windstrom sowie deren längere Netz-Abschreibungen und die Schaffung von Strompreiszonen möglich. Kosteneinsparungen in den Verteilnetzen können durch die Einbindung dezentraler Flexibilität erreicht werden. Angesichts bereits hoher Netzentgelte der Industrie ist eine Reform nötig, um Flexibilitätshemmnisse abzubauen, einen weiteren Preisanstieg zu verhindern und Planungssicherheit für ein langfristig niedrigeres Netzentgeltniveau zu gewährleisten. Der Transformationspfad der Stromnetzinfrastruktur ist mit dem Zubau erneuerbarer Energien und der steigenden Nachfrage räumlich und zeitlich bestmöglich zu synchronisieren, um maximale Effizienz zu erzielen.

5. Europa: Wie kann eine europäische Energieinfrastruktur das Rückgrat für eine wettbewerbsfähige Versorgung mit Strom und Wasserstoff werden?

Die Wind- und Solarstrompotenziale in Europa sind enorm und viele Standorte bieten ausgezeichnete Bedingungen. Um diese Potenziale zu erschließen, braucht es den Ausbau der Stromtransportnetze und den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes. Der Ausbau der europäischen Stromnetze ist dabei vorrangig, um die Erzeugung erneuerbarer Energien effizient zu integrieren. Zudem sollte ein gemeinsames, europäisches Wasserstoffnetz entwickelt werden, um die Produktion und den Transport von grünem Wasserstoff von günstigen Erzeugungsorten hin zu den Verbrauchszentren und saisonalen Speichern zu ermöglichen. Gutausgebaute Energieinfrastrukturen ermöglichen eine bessere Integration Erneuerbarer Energien, senken Energiekosten und stärken so die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Damit lässt sich die Energiesouveränität in Europa auf ein hohes Niveau entwickeln. Die EU sollte eine stärkere Rolle bei der Entwicklung der länderübergreifenden Energieinfrastrukturen einnehmen, um Synergien erschließen zu können, von denen alle Mitgliedsstaaten profitieren.

6. Wasserstoffinfrastruktur: Wie kann das Wasserstoffnetz in Deutschland robust aufgebaut werden?

Das beschlossene Wasserstoff-Kernnetz ist ein probates Mittel, um die „Henne-Ei-Problematik" zu adressieren, aber es muss entsprechend der zeitlich und räumlich tatsächlich notwendigen Erfordernisse dimensioniert werden. Das Wasserstoff-Kernnetz ist in der derzeitigen Planung absehbar zu früh zu groß dimensioniert. Die Planung des Wasserstoffnetzes sollte sich an der tatsächlichen industriellen Nachfrage orientieren, um Überdimensionierung und hohe Kosten für Kunden zu vermeiden. Es sollte für die erste Phase eine Priorisierung von großen, energieintensiven Industriekunden in Betracht gezogen werden. Dies zum einen, um eine hohe Netzauslastung zu gewährleisten, und zum anderen werden Wasserstoffkraftwerke absehbar erst nach 2035 relevante Mengen nachfragen. Das Netz muss dorthin, wo wirklich Wasserstoff eingespeist oder benötigt wird. Daher schaffen gerade regelmäßige Überprüfungen und Anpassungen des Netzes Planungssicherheit, um bedarfsorientierte Infrastrukturen aufzubauen, die langfristig ohne Subventionen wettbewerbsfähig sein können.

7. Endkundenpreise: Wie teuer werden Strom und Wasserstoff zukünftig für Industriekunden sein?

Verlässliche Preise für Strom und Wasserstoff sind entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem. Endkundenpreise für Energie setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, wobei energieintensive Unternehmen aufgrund von Strompreiskompensation, Privilegien bei den Netzentgelten sowie hoher Rabatte bei der Energiesteuer niedrigere Preise zahlen. Die dauerhafte Reduktion der Stromsteuer auf das europäische Minimum sollte angestrebt werden, um die Elektrifizierung zu stärken. Die bereits skizzierten Einsparpotenziale bei Übertragungsnetzentgelten wirken sich

direkt auf Industriestrompreise aus. Langfristig können Strompreise je nach Industriebranche von ca. 70-110 Euro/MWh realisiert werden. Bei effizientem Ausbau des Wasserstoffsystems und wettbewerblichem Markt ist langfristig unter günstigen Bedingungen ein Wasserstoffpreis von etwa 90 Euro/MWh für große Verbraucher der Industrie möglich.

8. Wirtschaftlichkeit: Wie beeinflusst die Umstellung auf Strom und Wasserstoff die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie?

Die Umstellung der Industrie auf Strom und Wasserstoff ist unter den aktuellen Preisen für Erdgas, Strom und CO_2 nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich umsetzbar. Momentan erfolgt die Prozesswärmeversorgung nahezu ausschließlich über Erdgas und eine Elektrifizierung ist nur wirtschaftlich, wenn sie mit hohen Effizienzgewinnen einhergeht. Dabei sind Großwärmepumpen die Schlüsseltechnologie, welche Elektrifizierung und Effizienzgewinne kombiniert. Allerdings sind sie nicht in allen Prozessen und Branchen einsetzbar, insbesondere wenn hohe Temperaturniveaus erforderlich sind. Wo Effizienzgewinne nicht realisiert werden können, wäre ein CO_2-Preis von etwa 200 Euro/t CO_2 nötig, um die Elektrifizierung für einen Großteil der Anwendungen wirtschaftlich zu machen, sofern für die energieintensive Industrie der Strompreis von etwa 70 Euro/MWh erreicht wird. Bei einem zukünftigen Wasserstoffpreis von 90 Euro/MWh wäre ein CO_2-Preis in der Größenordnung von 300 Euro/t nötig (in einzelnen Anwendungen ab 200 Euro/t), um eine wettbewerbsfähige Nutzung von Wasserstoff zu ermöglichen. Bei CO_2-Preisen auf diesem Niveau wird ein funktionierender Grenzausgleichmechanismus (CBAM) entscheidend sein, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Grüne Leitmärkte wie Kennzeichnung, öffentliche Beschaffung oder Quoten können für Materialien wie Stahl oder Zement einen zusätzlichen Beitrag leisten, indem sie eine höhere Zahlungsbereitschaft für die grüne Produkteigenschaft realisieren.

9. Flexibilität: Wie kann Energieflexibilität der Industrie den Einstieg in die Transformation ermöglichen und Energiekosten senken?

Die Energieflexibilität der Industrie ist entscheidend für den Einstieg in die Transformation zur Klimaneutralität und zur Senkung der Energiekosten. Aktuell erfolgt die Prozesswärmeversorgung hauptsächlich über Erdgas, während eine Vollelektrifizierung oft noch unwirtschaftlich ist. Die Nutzung von Zeitfenstern mit niedrigen oder negativen Strompreisen bietet jedoch Chancen zur Kostensenkung durch eine teilweise Elektrifizierung. Der regulatorische Rahmen sollte deshalb reformiert werden, um flexible Strombezüge zu fördern, indem Netzentgelte an die Anforderungen eines erneuerbaren Energiesystems angepasst werden. Dies erleichtert beispielsweise Investitionen in flexible hybride Systeme, welche die Systemintegration von Wind- und Solarenergie stärken. Diese Maßnahmen können Energiekosten senken, einen risikoarmen Einstieg in die Transformation ermöglichen und so die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie stärken.

10. CO_2-Infrastruktur: Brauchen wir eine Netzinfrastruktur für CO_2 und welche Rolle werden CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung zukünftig spielen?

Eine Netzinfrastruktur für CO_2 ist unerlässlich, um die Klimaziele Deutschlands zu erreichen, indem sie die Abscheidung und Speicherung schwer vermeidbarer Emissionen aus Industrieprozessen wie Zement- und Kalkherstellung sowie der Müllverbrennung ermöglicht. Die Kompensation von verbleibenden Emissionen aus der Landwirtschaft und einzelnen Industrieprozessen wird die Erschließung von „Negativemissionen" nötig machen. Der Ausbau natürlicher Kohlenstoffsenken sollte hier eine wichtige Rolle spielen. Es ist jedoch auch davon auszugehen, dass technische Lösungen wie die CO_2-Abscheidung in Bioenergieanlagen (BECCS) oder die direkte Abscheidung aus der Luft (DACCS) benötigt werden. Die Beseitigung von Hürden für den CO_2-Transport und die Speicherung sollte zeitnah priorisiert werden, um einen rechtzeitigen Infrastrukturhochlauf zu gewährleisten und mit Planung und Aufbau erster Netzabschnitte beginnen zu können. Emissionsintensive Industrien benötigen Planungssicherheit für den Zugang zu Pipelines und damit eine Zukunftsperspektive, die Investitionen in die jeweiligen Standorte ermöglicht.

11. Wärmeinfrastruktur: Welche Rolle kann die Fernwärme in der Versorgung von Industrie und Gebäuden spielen?

Fern- und Nahwärmenetze spielen sowohl für die Industrie als auch für umliegende Siedlungsgebiete bereits heute eine wichtige Rolle. Hierbei werden insbesondere kleinere und mittlere Industriestandorte mit Wärme auf sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgt. Wichtig ist nun für die Industrie, dass deren aktuelle und zukünftig steigende Bedarfe beim Ausbau der Wärmenetze und der Suche nach erneuerbaren Quellen sowie anderer klimaneutraler Wärmebereitstellung mitberücksichtigt werden. Die integrierte Energieplanung in enger Verzahnung mit der Kommunalen Wärmeplanung muss diese quantifizieren und realisieren, um den notwendigen Ausbau von Strom- und Wärmenetzen sicherzustellen.

Die Fragen im Detail

1. Klimaneutrale Industrie: Welche Anforderungen stellt die Transformation der Industrie an Energiesystem und Energieinfrastrukturen?

1. Klimaneutrale Industrie: Welche Anforderungen stellt die Transformation der Industrie an Energiesystem und Energieinfrastrukturen?

Die Politik hat **Rahmenbedingungen** geschaffen, um die **Transformation der energieintensiven Industrien** voranzutreiben und Investitionen in klimaneutrale Technologien zu ermöglichen. Dabei spielt der europäische Emissionshandel eine zentrale Rolle, aber auch Förderprogramme wie Klimaschutzverträge. Dennoch stockt die Umstellung oder startet in den meisten Branchen erst gar nicht. Bis auf wenige Ausnahmen werden keine großen Investitionen getätigt und nötige Entscheidungen werden bestenfalls aufgeschoben.

Die Ursachen wie die Lösungen sind eng mit dem Umbau des Energiesystems und den Energieinfrastrukturen verbunden. Investitionen können erst angestoßen werden, wenn Entscheider überzeugt sind, dass das zukünftige Energiesystem eine wettbewerbsfähige Produktion auf Basis Erneuerbarer Energien ermöglicht. Dabei haben die einzelnen Branchen der energieintensiven Industrien unterschiedliche Herausforderungen und stellen dementsprechend spezifische Anforderungen an das zukünftige Energiesystem und die nötigen Infrastrukturen.

Wettbewerbsfähige Strompreise und -Infrastrukturen ermöglichen die Elektrifizierung der energieintensiven Industrie. Die Produktion von Materialien wie Stahl und anderen Metallen, Zement, Kunststoffen, Glas, Papier, etc. benötigt große Mengen Prozesswärme, die aktuell über Erdgas (und in einigen Branchen Kohle) bereitgestellt wird. Erdgas war in der Vergangenheit nicht nur günstig, sondern weist Prozess- und Flammeigenschaften auf, die für die industrielle Produktion sehr vorteilhaft sind. Die Elektrifizierung dieser mit Erdgas betriebenen Anlagen ist eine Schlüsselstrategie zur Dekarbonisierung der Industrie.

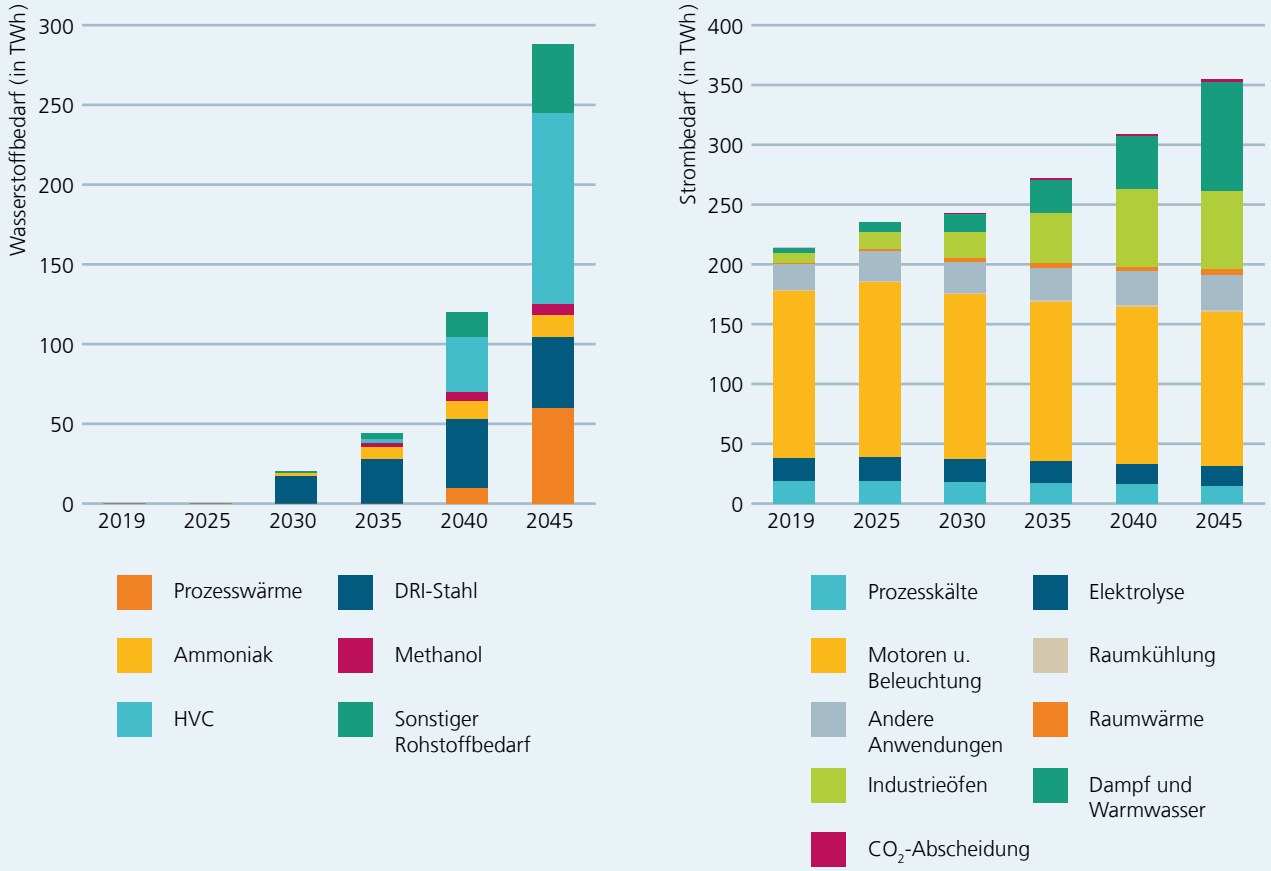


Abbildung 2: Zukünftiger Bedarf der Industrie an Wasserstoff und Strom im Elektrifizierungsszenario O45-Strom der Langfristszenarien (Quelle: Fleiter et al. 2024)[4]

Allerdings ist Strom gegenüber Erdgas noch immer deutlich teurer. Je nach Stromtarif würde eine Elektrifizierung die Energiekosten stark erhöhen oder gar verdoppeln. Hinzu kommt, dass Strom in Deutschland gegenüber einigen wichtigen Ländern im europäischen und internationalen Ausland teurer als Erdgas ist. Ein stärkerer Nutzen schmälert folglich die Wettbewerbsfähigkeit. Und nicht nur der tatsächliche Strompreis ist relevant, Investitionen werden entscheidend durch die Erwartung an die zukünftigen Preise und Versorgungssicherheit geprägt. Hohe Unsicherheiten führen dazu, dass Unternehmen aktuell nicht großskalig in die Elektrifizierung investieren. Ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem muss entsprechend wettbewerbsfähige Preise für Industriekunden ermöglichen, Versorgungssicherheit gewährleisten und Planbarkeit bieten. Eine ambitionierte Elektrifizierung der Prozesswärme gilt in den meisten Szenariostudien als robuste Strategie. Siehe z.B. Luderer et al. (2025)[5], Agora Think Tanks (2024)[6] und Thelen et al. (2024)[7]. So wird in den „Langfristszenarien" für das BMWK davon ausgegangen, dass eine konsequente Elektrifizierung der Prozesswärme bis zum Jahr 2045 einen zusätzlichen Strombedarf von etwa 150 TWh nach sich ziehen würde[4].

Ein planbarer Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ermöglicht die Transformation der Stahl- und Chemieindustrie. Mehr als andere Branchen sind die Stahl- und Chemieindustrie auf die Verfügbarkeit von klimaneutralem Wasserstoff angewiesen, um klimaneutral produzieren zu können. Die direkte Elektrifizierung ist hier - anders als in vielen Branchen - nicht für alle Anwendungen möglich. Insbesondere dort, wo Wasserstoff in der chemischen Industrie auch stofflich genutzt wird. Zwar sind auch hier Alternativen denkbar, wie z.B. der verstärkte Einsatz biogener Rohstoffe oder die Stärkung einer Kreislaufwirtschaft für Kunststoffe, dennoch gehen die meisten Szenarienstudien von einem hohen Wasserstoffbedarf in beiden Sektoren aus. In den Langfristszenarien für das BMWK liegt dieser bei über 200 TWh im Jahr 2045.[4]

Die CO_2-Abtrennung als Lösung für eine nahezu klimaneutrale Zement- und Kalkherstellung ist langfristig nur dann großtechnisch umsetzbar, wenn ein CO_2-Pipelinenetz den effizienten Transport des CO_2 ermöglicht. Die Zement- und Kalkherstellung zeichnet sich dadurch aus, dass neben einem hohen Verbrauch an fossilen Energieträgern so genannte prozessbedingte CO_2-Emissionen in großen Mengen anfallen. Diese sind durch technische Lösungen nur schwer zu vermeiden und es wird derzeit davon ausgegangen, dass diese Branchen ohne CO_2-Abscheidungstechnologien keine annähernde Klimaneutralität erreichen können. Das abgetrennte CO_2 kann unterirdisch gespeichert werden, z.B. in Lagerstätten, die in der Nordsee erschlossen werden, oder in anderen industriellen Prozessen weiter genutzt werden. Ein Beispiel hierfür ist die Methanolsynthese. Voraussetzung für ein entsprechendes großtechnisches CO_2-System mit Speicherung und Nutzung ist ein CO_2-Pipelinenetz.

Erneuerbares Stromsystem

2. Erneuerbare Energien: Wo stehen wir beim Umbau der Stromerzeugung und welche nächsten Schritte sind notwendig?

3. Versorgungssicherheit: Wie kann die Versorgungssicherheit der Stromversorgung gewährleistet werden?

2. Erneuerbare Energien: Wo stehen wir beim Umbau der Stromerzeugung und welche nächsten Schritte sind notwendig?

Ein ambitionierter **Ausbau Erneuerbarer Energien** (EE) ist wichtig, um die **Grenzkosten** des Strompreises schnell und dauerhaft zu reduzieren und damit einen **wettbewerbsfähigen Industriestrompreis** zu gewährleisten. Dabei werden die Ausbauziele für Windenergie in der Praxis etwas später als laut EEG geplant umsetzbar. Aktuell stößt der **Ausbau der Photovoltaik** immer häufiger an technische Grenzen der Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze, weshalb durch neue Anreize (z.B. Baukostenzuschüsse) für eine räumliche Steuerung des PV-Großanlagen-Zubaus durch Netzbetreiber eine bessere Koordination erfolgen muss. Die Steuerbarkeit von bestehenden größeren PV-Anlagen (>30 kW) muss verbessert werden, da Vermarkter und Netzbetreiber die Anlagen zwar steuern können müssten, dies aber nur begrenzt in Zeiten hoher Einspeisung tun. Gleichzeitig müssen neuere kleinere PV-Anlagen auch in die Steuerbarkeit einbezogen werden. Außerdem ist bei kleinen PV-Dachanlagen im Zuge von Netzentgeltreformen für eine Speicherbefreiung (PV-Batterien und Rückspeisung von E-Pkw (V2G)) und die Durchdringung dynamischer Netzentgelte und Strompreise eine Selbstregulierung der Eigenstromerzeugung möglich. Das Ziel von 80% Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 bezieht sich auf den erwarteten Bruttostromverbrauch (inkl. Speicherstrom). Aufgrund der genannten positiven Effekte müssen mittelfristige Ausschreibungsleistungen nicht zwingend an einen verspäteten Anstieg der Stromnachfrage angepasst werden. Wichtig für eine weitere Ausbaudynamik sind Maßnahmen zur Begrenzung negativer Preise (Flexibilitätsanreize, produktionsunabhängige EEG-Förderung bzw. Absicherung)

Beim **Wind-Onshoreausbau** ist aktuell eine hohe Dynamik bei Planungs-/Genehmigungszahlen festzustellen und diese zusätzliche Stromerzeugung ist wichtig, um auch im Winter einen möglichst niedrigen Strompreis zu erhalten. Durch die verkürzte Genehmigungsdauer und der Pflicht zur sukzessiven Ausweisung von 2% der Landesfläche sind in 2024 14 GW

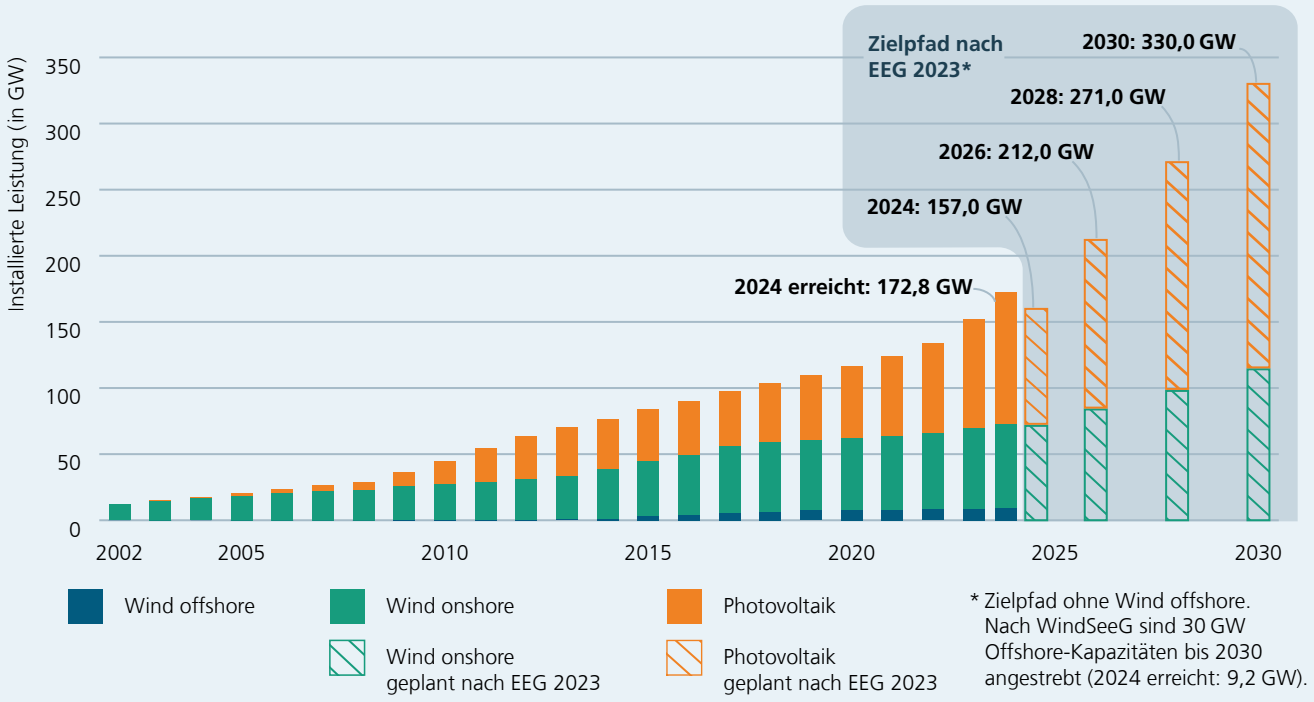
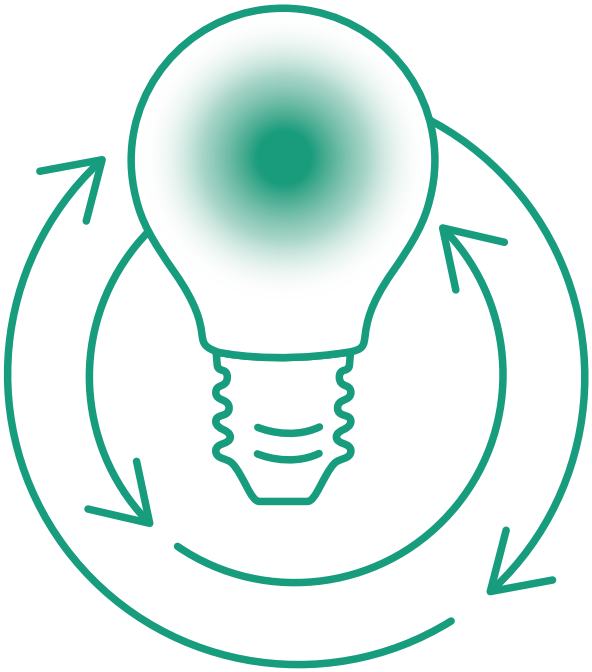


Abbildung 3: Installierte Netto-Leistung Wind und Solar zur Stromerzeugung in Deutschland[8]

neue Projekte genehmigt worden und müssen nun umgesetzt werden. Weitere sind in der Pipeline, so dass das politische Ziel von 115 GW bis 2030 wieder erreichbar erscheint. Diese wichtige Dynamik könnte jedoch gebremst werden, wenn wieder gegenteilige Entscheidungen getroffen werden. Als Beispiel sei hier die NRW-Landesregierung genannt, die kurzfristig Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen außerhalb von Vorrangflächen aussetzen möchte. Hier besteht das reale Risiko, dass Behörden davon breit Gebrauch machen und bis zur Fertigstellung der Flächennutzungsplanung Wind-Projektierer nicht tätig werden können.[9] Auch der **Ausbau der Offshore-Windkraft** kommt in Abhängigkeit vom Voranschreiten der Netzanbindung mit gewissen Verzögerungen voran. Offshore-Windenergie ist zwar teurer als Onshore-Windenergie oder Freiflächen-PV. Mögliche Kosteneinsparungen liegen aber bei der Stromnetzanbindung. Konkrete Optimierungspotenziale bieten hier geringere Windparkdichten (geringere Abschattung und damit höhere Auslastung einer geringeren Leistung) und die erzeugungsnahe Nutzung für Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung.

Beim **Ausbau der Übertragungsnetze** machen die Netzbetreiber **große Fortschritte.** Projekte werden umgesetzt, die Auslastung der Netze steigt und der Anstieg der Redispatchmengen konnte begrenzt werden. Die in vielen Projekten nachgewiesene Integration einer wetterabhängigen Stromerzeugung sowohl zeitlich als auch räumlich kann auch mittelfristig durch Änderungen im Strommarktdesign effizient erreicht werden (u.a. durch „Nutzen statt Abregeln", Baukostenzuschüsse für Erzeuger, EE-Überbauung von Netzanschlusspunkten, Strompreiszonen und marktbasiertem Redispatch für dezentrale Flexibilitäten). Kernpunkte einer verbesserten Integration sind regulatorische Maßnahmen und Digitalisierung, die insbesondere auf eine bessere Vereinbarkeit der Anreize von Strommarkt und Stromnetz abzielen. Deutschland kann hier Leitmarkt für Innovationen in der Erschließung von Flexibilitäten werden. Die Fraunhofer-Analysen zur Entwicklung des Strommarktes zeigen, **dass Wind- und Solarenergie sich langfristig selbst finanzieren können und keine finanzielle Belastung der EEG-Umlage auf den Bundeshaushalt auch bei rückläufigen CO_2-Einnahmen zu erwarten sind.**[10]



3. Versorgungssicherheit: Wie kann die Versorgungssicherheit der Stromversorgung gewährleistet werden?

Die extrem niedrige Zahl an Stromausfällen in Deutschland ist ein **Standortvorteil** im internationalen Wettbewerb. In diesem Sinne sind Investitionen in die Infrastruktur (Netzausbau und Reservekraftwerke) nicht nur hinsichtlich der direkten Kosten zu beurteilen, sondern auch in Hinblick auf die volkswirtschaftlich positiven Effekte. Eine wirtschaftliche Stromversorgung basiert auf Wind- und Solarenergie sowie Backup-Kraftwerken (welche in der kalten Dunkelflaute die notwendige Last decken können). Ergänzt wird dies durch hybride, dezentrale Systeme (z.B. Heizwerke für Wärmenetze und Industrie), um extreme Lastspitzen für Strommarkt und Stromnetz vermeiden zu können. Kurzfristspeicher (Großbatterien, Batterien in Gebäuden und Fahrzeugen sowie weitere dezentrale Flexibilitäten) können ebenfalls einen erheblichen Beitrag im marktlichen Umfeld für Leistungsbedarfe leisten. Für eine **Gewährleistung der Versorgungssicherheit** bedarf es Reservekraftwerke unabhängig vom Strommarkt.

Im Zuge von Atom- und Kohleausstieg sind die verfügbaren Leistungen stark zurück gegangen. Aktuelle Preisspitzen haben zusätzlich eine Diskussion um künstliche Kapazitätszurückhaltung aufgrund von **Marktmacht** eröffnet. Durch die angespannte Situation um den Wirtschaftsstandort Deutschland sollten kurzfristig alle möglichen Lösungen ergebnisoffen diskutiert werden. Neben höheren Transparenzanforderungen an Kraftwerksbetreiber könnten dies auch andere Regeln für die Gebotslimits an den Strombörsen für die **Aktivierung von Netz- und Kapazitätsreserven durch die** ÜNB sein.

Deutschland braucht langfristig mindestens **80 GW_{el} flexible Kraftwerksleistung. Die Kosten dafür sind bezogen auf die Gesamtkosten der Stromversorgung gering.** Heute sind 36 GW_{el} Gaskraftwerke und 16 GW_{el} Steinkohlekraftwerke in Betrieb oder in Reserve. Deswegen hat der Bau neuer Reservekraftwerke Priorität, in Verbindung mit kurzfristig begleitenden regulatorischen Maßnahmen, um Belastungen für Stromverbraucher zu begrenzen (z.B. alte (Steinkohle) kraftwerke als Reserve, welche nicht mehr im Wettbewerb am Strommarkt bestehen, ggf. Einschränkung von Marktmacht). Nur ein begrenzter Teil dieser Kraftwerksleistung wird jährlich

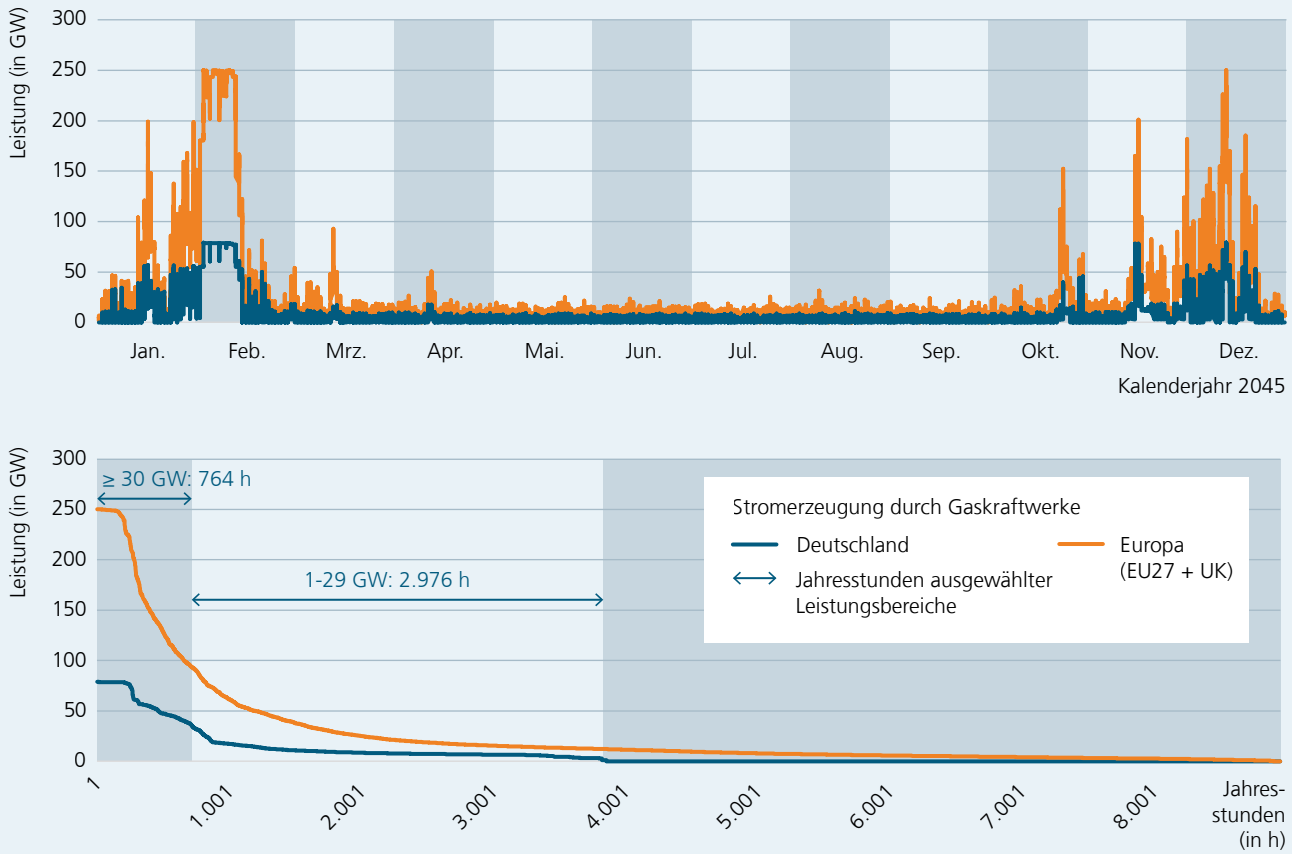


Abbildung 4: Einsatz von Gaskraftwerken in Deutschland und Europa für 2045 (historische Wetterdaten des Jahres 2012) – Kraftwerkseinsatz (oben) und geordnete Jahresdauerlinie bzw. Auslastung (unten)[11]

häufiger eingesetzt (bis zu 30 GW mit über 800 Volllaststunden) und wird als KWK-Anlagen in Industrie und Fernwärme ausgestaltet sein und sollte eine Option auf Wasserstoff beinhalten. Für Kraftwerke, die aus Gründen der Resilienz notwendig sind und die ggf. auch nicht jedes Jahr eingesetzt werden, ist dagegen eine **Bandbreite an Technologieoptionen** möglich, die sich durch geringe Investitionen auszeichnen und bei denen die Effizienz aufgrund der niedrigen Volllaststunden nachrangig ist (z.B. (Bio-)Methan- und Öl/Methanol-Gasturbinen, alte gebrauchte Motor-BHKW, Notstromaggregate). Standorte sind hier mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Das Konzept für einen kombinierten, technologieneutralen Kapazitätsmarkt plus Reserve ist ausgearbeitet. Das Versorgungssicherheitsmonitoring BNetzA erwartet bis 2030 keine Versorgungssicherheitsdefizite auch bei vollständigem Kohleausstieg (bei Netzausbau und ca. 20 GW_{el} neuen Kraftwerken). Die beabsichtigte, kurzfristige Ausschreibung von ca. 10 GW_{el} neuen Kraftwerken ist durch die letzte Regierung nicht mehr erfolgt. Klar ist: Es gibt spätestens mittelfristig einen Bedarf an neuen Kraftwerken. Welche Rolle dabei H2-ready-Kraftwerke, Methanol-Kraftwerke oder sogar CCS-Kraftwerke spielen, muss zeitnah entschieden werden, damit die nötigen Investitionen stattfinden können.

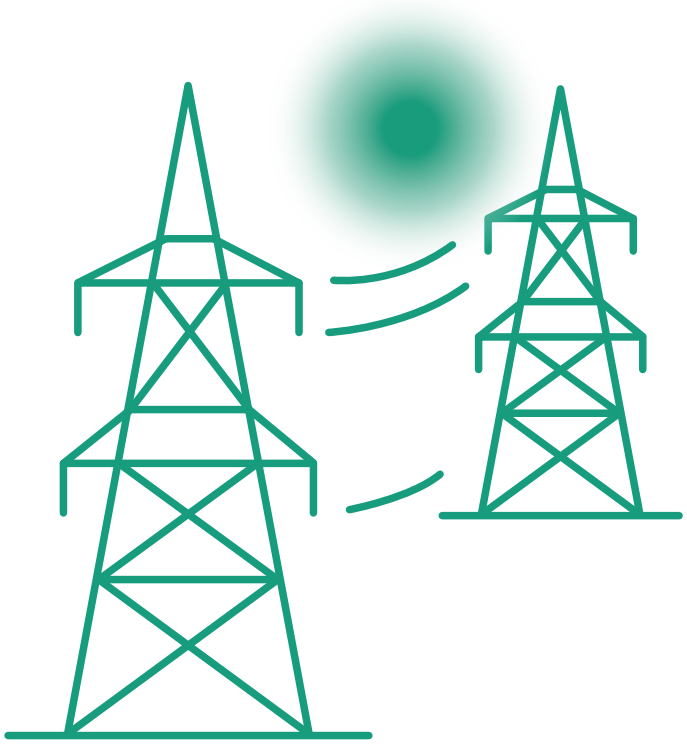
Ein weiteres wichtiges Kriterium für die Versorgungssicherheit ist die **Resilienz:** die Robustheit gegenüber Extremwetterereignissen und Angriffen verschiedenster Art. Für die Auslegung der Energieversorgungsinfrastruktur sollte Resilienz als Kriterium herangezogen werden. Dabei gilt es, einerseits dafür zu sorgen, dass Stromausfälle bestmöglich verhindert werden, beziehungsweise im Notfall auch eine Wiederversorgung ausreichend schnell gewährleistet werden kann. Einen wichtigen Fahrplan für die Verbesserung der Resilienz des Stromnetzes liefert die Roadmap Systemstabilität[12].

Infrastrukturen für Strom und Wasserstoff

4. Stromnetzausbau: Wie kann der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze optimiert werden, um Netzentgelte im Griff zu halten?

5. Europa: Wie kann europäische Energieinfrastruktur das Rückgrat für eine wettbewerbsfähige Versorgung mit Strom und Wasserstoff werden?

6. Wasserstoffinfrastruktur: Wie kann das Wasserstoffnetz in Deutschland robust und planbar aufgebaut werden?

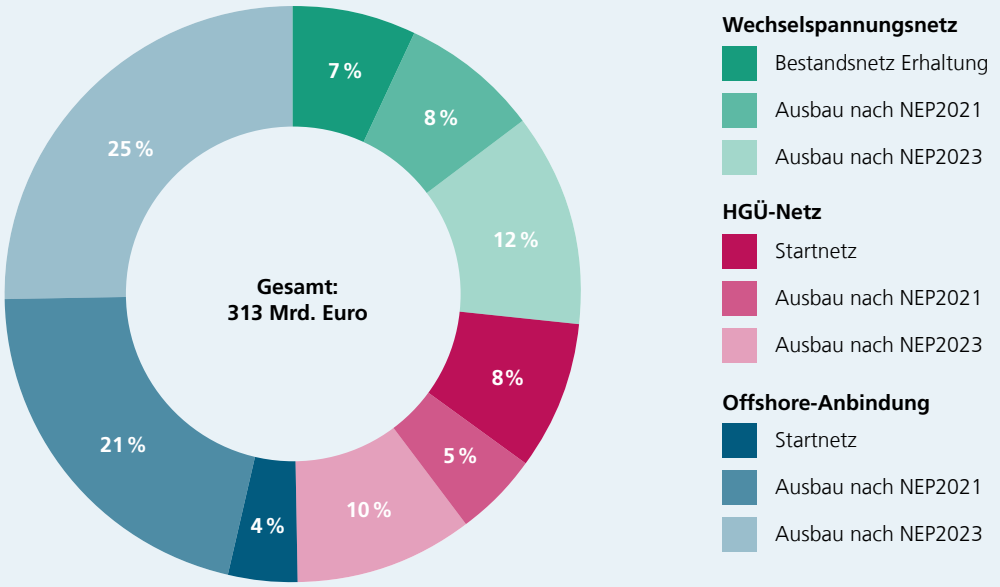


4. Stromnetzausbau: Wie kann der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze optimiert werden, um Netzentgelte im Griff zu halten?

Die beim Ausbau der Stromnetze anstehenden, massiven Investitionen werden in den nächsten Dekaden die Energieinfrastrukturausgaben dominieren. Bei den zusätzlichen Investitionen (zusätzlich zu den bestehenden Assets) machen die **Stromnetze 80% aller Energieinfrastrukturen** aus (siehe auch Abbildung 1). Der hohe Investitionsbedarf erklärt sich nicht allein durch die Integration fluktuierender und dezentraler Erneuerbarer Energien, sondern vor allem durch den künftig stark wachsenden Stromverbrauch im Wärme- und Mobilitätssektor. Dabei konnten in den letzten Jahren die Investitionen bereits stark erhöht werden und es zeigen sich erste Erfolge dieser Maßnahmen. So konnte der Aufwärtstrend bei der Abregelung von EE-Anlagen bei gleichzeitigem Hochfahren von Kraftwerken aufgrund von Netzengpässen (Redispatch) gestoppt werden.

Insbesondere hat der letzte Netzentwicklungsplan zu einer **starken Zunahme der Planungen im Bereich der Übertragungsnetze** geführt. Die absoluten Investitionen nach Projekttyp im Übertragungsnetz und die jährliche Verteilung dieser Investitionen zusammen mit den Investitionen in die Verteilnetze sind in Abbildung 5 dargestellt.

Aktuell stoßen Netzbetreiber zunehmend an **finanzielle Grenzen, um diese hohen Vorlaufinvestitionen umsetzen zu können.** Zusätzlich bestehen Risiken für die Netzbetreiber aufgrund der unsicheren Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung. Hier bedarf es dringend kurzfristiger Lösungen zur Eigenkapitalstärkung der Unternehmen, um private und staatliche Beteiligungen bei ÜNB und VNB zu ermöglichen (z.B. Anhebung der regulierten Eigenkapitalverzinsung, rechtliche Entflechtung von kleineren und mittleren Stadtwerken in Energieversorgung und Netzbetrieb). Eigenkapitalrenditen staatlicher Beteiligungen sollten als Dividende zur Netzentgeltsenkung eingesetzt werden[13]. Die Beibehaltung der Dynamik des Netzausbaus ist essenziell, um den weiteren EE-Zubau und



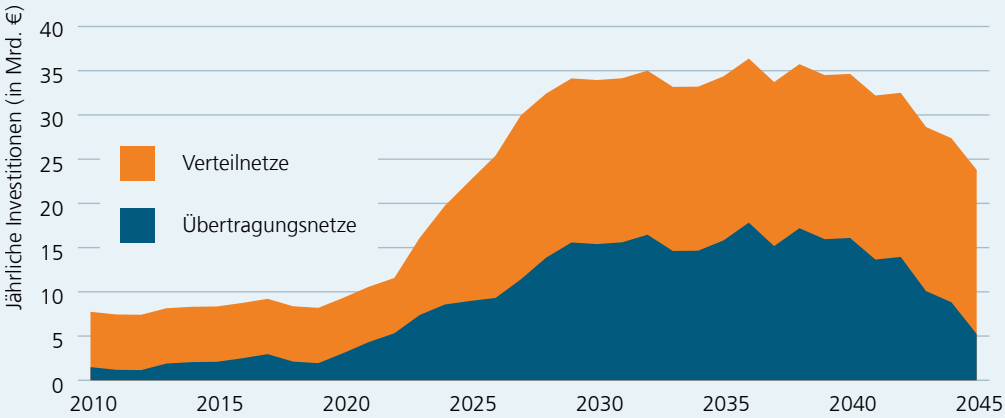


Abbildung 5: Kostenstruktur Investitionen Übertragungsnetze kumuliert bis 2045 (oben) sowie jährliche Entwicklung Verteil- und Übertragungsnetzte Heute bis 2045 (unten), aber noch ohne Einsparpotenziale im Bereich Übertragungsnetze (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5].

die Gewährleistung niedriger Strompreise nicht zu gefährden. Hier sind aber auch in der zweiten Dekade der verbleibenden 20 Jahre bis 2045 noch hohe **Einsparungen** im Vergleich zu aktuellen Planungen möglich, z.B. durch eine **direkte Integration von Offshore-Windstrom** über Elektrolyseure und durch eine mittelfristige Aufteilung Deutschlands in **Strompreiszonen und mehr Freileitungen statt Erdkabel.** Damit verbunden sind eine effizientere Bewirtschaftung von Netzengpässen durch Märkte und höhere Engpassrenten und damit Mehreinnahmen für die ÜNB.

Auch im Bereich der **Verteilnetze sind Kosteneinsparungen** bei gleichzeitiger Gewährleistung des Netzanschlusses neuer Verbraucher durch Einbindung dezentraler Flexibilität möglich. Hier wurden mit der Neuregelung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen durch die Option zum Dimmen von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein erster Grundstein gelegt. Durch die **Dynamisierung der Netzentgeltsystematik und Digitalisierung** ist dieser Weg weiterzugehen. Die markt- und netzdienliche Einbindung dieser Flexibilitäten ermöglicht es, neben Strompreissenkung und Netzkosteneinsparungen,

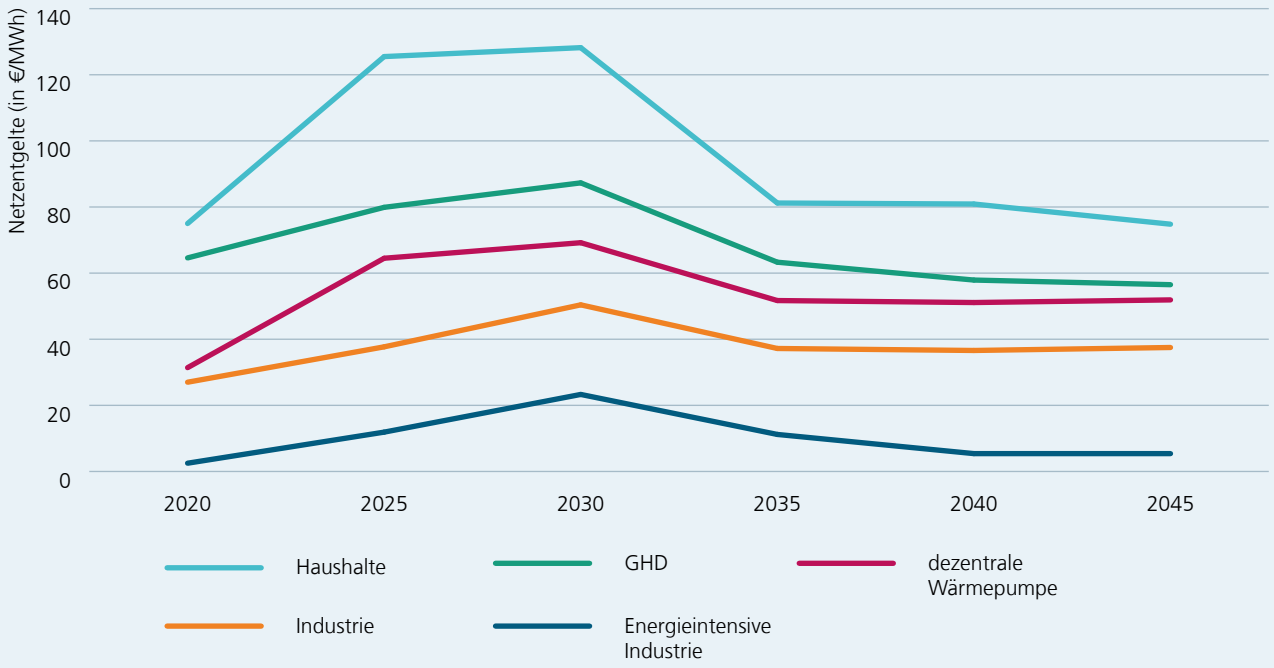


Abbildung 6: Entwicklung Netzentgelte für Endverbrauchergruppen, aber noch ohne realisierte Einsparpotenziale im Bereich Übertragungsnetze (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5]

Deutschland auch zum Leitmarkt für energiewirtschaftliche Innovationen zu entwickeln.

Bereits heute hat Deutschland ein im internationalen Vergleich **zu hohes Niveau der Netzentgelte erreicht.** Durch den Anstieg des Stromverbrauchs und der höheren Ausnutzung der Netze wird sich dieser Trend aber langfristig umkehren. Dies eröffnet die Möglichkeit, übergangsweise den Preisanstieg staatlicherseits zu kompensieren. **Insbesondere für die Industrie besteht die Gefahr eines weiteren Kostenanstieges.** Hier bedarf es neben der Frage der staatlichen Kompensation einer Netzentgeltreform, welche einerseits Flexibilitätshemmnisse aufhebt (Leistungspreis, Bandlastprivilegien) und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit durch geringere Stromkosten für die energieintensive Industrie gewährleistet. Wesentlich für Investitionen ist hierbei auch immer Planungssicherheit. Die Entwicklung der Netzentgelte, noch ohne realisierte Einsparmöglichkeiten im Übertragungsnetzbereich ist in Abbildung 6 dargestellt. Dem zugrunde liegt eine vollständige horizontale Wälzung von Verteilnetzkosten, eine einheitliche Abschreibung über 40 Jahre (auch für Offshore-Anbindung) sowie eine langfristige, faire Kostenbeteiligung von PV- und KWK-Eigenstrom und flexiblen Stromverbrauchern wie E-Fahrzeugen und Wärmepumpen an den Netzkosten.

5. Europa: Wie kann europäische Energieinfrastruktur das Rückgrat für eine wettbewerbsfähige Versorgung mit Strom und Wasserstoff werden?

Energiesystemstudien zeigen, welche enormen Potenziale Europa für die **Stromerzeugung durch Solar- und Windkraft** aufweist. Auch bei einer starken Elektrifizierung des Energiesystems wären die vorhandenen Potenziale ausreichend, um eine vollständige Versorgung aus heimischen Quellen zu ermöglichen. Entscheidend ist daher die Frage, wie wettbewerbsfähig die Potenziale sind und wie ein europäisches Energiesystem aussehen muss, um sie zu erschließen.

Ein Blick auf die **Stromgestehungskosten** aus Windkraft und Solarenergie in Europa zeigt deutliche Unterschiede zwischen den Regionen (siehe Abbildung 7). Im südlichen Europa bieten die besten Photovoltaik-Standorte im Jahr 2050 Gestehungskosten unter 20 Euro/MWh, während sie in Mittel- und Nordeuropa bei 25 bis 35 Euro/MWh liegen. Auch bei der Windenergie sind die Unterschiede zwischen den besten Küstenstandorten (vorwiegend im Norden) und Binnenstandorten sehr hoch. Der zentrale Punkt ist aber: Europa verfügt über exzellente Potentiale zur Strom- und Wasserstofferzeugung. Wenn es gelingt, diese kosteneffizient und strategisch klug zu erschließen, können Haushalte erschwinglich versorgt und die Wirtschaft wettbewerbsfähig gehalten werden. Einer der zentralen Schlüssel dafür sind Infrastrukturen.

Der **Ausbau der europäischen Strom-Übertragungsnetze** in Kombination mit einem ambitionierten Zubau von Erneuerbaren Energien an den besten Standorten ist eine Schlüsselstrategie, um die Kosten im europäischen Stromsystem zu senken und Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Wind und Solarenergie auszugleichen.

Systemanalysestudien zeigen, wie ein **zukünftiges europäisches Wasserstoffnetz** das europäische Energiesystem weiter integrieren und Kosten senken kann, indem es ermöglicht, dass Erneuerbare Energien an den besten Standorten in Europa erschlossen werden. Ein Wasserstofftransportsystem, welches

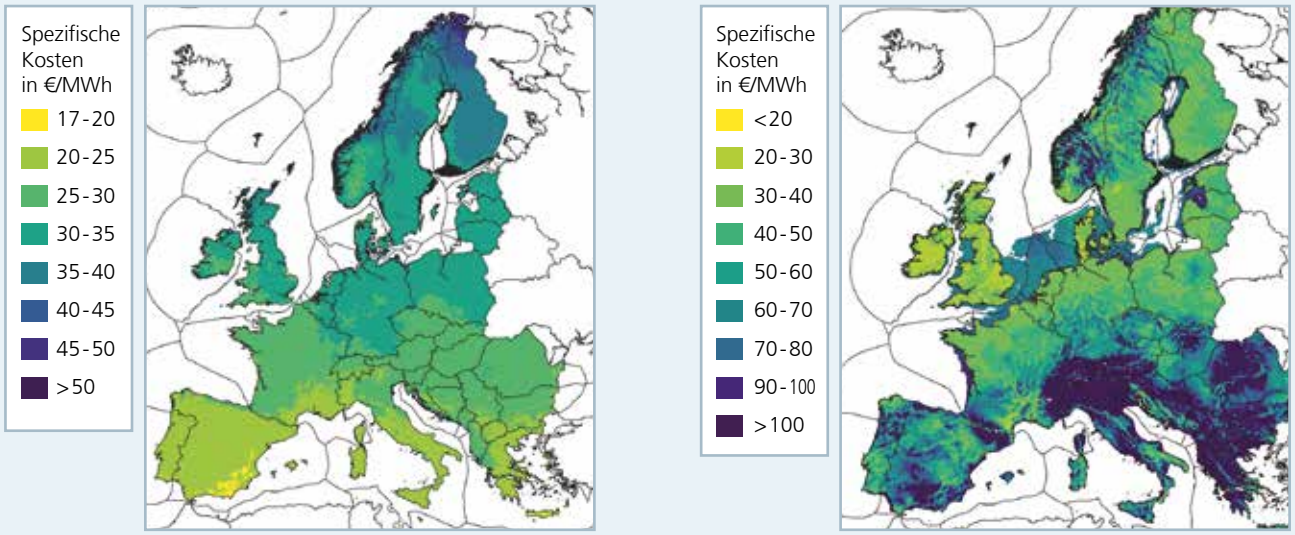


Abbildung 7: Stromgestehungskosten in Europa für Freiflächen-Photovoltaik (links) und Windenergie (rechts) im Jahr 2050. Zentrale Annahmen: Wetterjahr 2010, Zins 2%. (Quelle: Fleiter et al. 2025[16]; Methodik: Franke et al. 2024[14])

große Mengen Energie über den gesamten Kontinent transportiert, ist ein robustes Element eines zukünftigen klimaneutralen Energiesystems.

Die Ergebnisse des **Forschungsprojektes TransHyDE**[15] unterstreichen diesen Mehrwert des Wasserstoffsystems: Hierzu wurde eine **Kostenoptimierung des europäischen Energiesystems** durchgeführt und für verschiedene Szenarien berechnet, wie die zukünftig benötigten Energiemengen zu geringsten Kosten bereitgestellt werden können. Wenngleich der Ausbau Erneuerbarer Energien und Infrastrukturen in Europa in der Realität vermutlich nicht so optimal gelingen wird wie in Modellen, so zeigen die Systemrechnungen dennoch ein Leitbild auf. Abbildung 8 illustriert die Ergebnisse und zeigt, wie die wichtigsten Elemente des zukünftigen Wasserstoffsystems in Europa für ein ausgewähltes Szenario aussehen können. Demnach wird der größte Wasserstoffbedarf in Mitteleuropa erwartet. Deutschland, aber auch die Niederlande und Belgien sind große potenzielle Abnehmer. Die Schwerindustrie, besonders die Stahl- und Chemieindustrien, ist dabei der wichtigste Abnehmer, aber auch Kraft- und Heizwerke nutzen in diesem kostenoptimalen System Wasserstoff, um Dunkelflauten zu überbrücken.

Der projizierte Bedarf kann weitgehend konkurrenzfähig aus **europäischer Wasserstoffproduktion** gedeckt werden. Importe machen selbst im Maximalszenario lediglich etwa 10 Prozent des Gesamtbedarfs aus. Dies zeigt: Wird das Energiesystem europäisch integriert und kostenoptimal ausgebaut, bleibt in Europa hergestellter, grüner Wasserstoff konkurrenzfähig gegenüber Importen. Die zusätzlichen Kosten, insbesondere die höheren Kapitalkosten sowie die Transportkosten aus Nordafrika und dem mittleren Osten, gleichen die besseren Standortbedingungen durch Wind und Sonne dort wieder aus. Auch das gute Potential für geologische Wasserstoffspeicher, gerade in Norddeutschland, sind ein Standortvorteil. Gleichzeitig gilt auch: Je weniger ambitioniert Wind und PV in Europa ausgebaut werden, desto mehr steigt die Bedeutung von Importen.

Die in Europa benötigte Elektrolyseleistung bewegt sich je nach Szenario zwischen 300 und 1067 GW im Jahr 2050. Die Standorte der Elektrolyseure orientieren sich an den kostengünstigsten Wind- und PV-Potenzialen. D.h. die Wasserstofferzeugung findet nahe bei der Stromerzeugung statt und der Wasserstoff wird über den Kontinent zu den Verbrauchern transportiert. So ermöglicht das Wasserstofftransportnetz eine effizientere Erschließung der besten Wind- und PV-Potenziale, wodurch die Kosten des Gesamtsystems gesenkt werden. Davon profitieren vor allem die Länder mit vergleichsweise geringeren Potenzialen für Erneuerbare Energien – darunter auch Deutschland.

Wenngleich der Ausbau Erneuerbarer Energien und Infrastrukturen in Europa in der Realität vermutlich nicht so optimal gelingen wird wie in Modellen, so zeigen die Systemrechnungen dennoch ein Leitbild auf. Ein integriertes europäisches Energiesystem ermöglicht der Industrie, mit grünem Strom und Wasserstoff anstelle von Erdgas und Kohle wettbewerbsfähig zu produzieren. Diese Potenziale zu nutzen, erfordert aber auch die Stärkung der europäischen Integration. Eine gemeinsame europäische Vision für das zukünftige Energiesystem und dessen Verankerung in einer gemeinsame Energie- und

Szenario:

- Hochtemperatur-Prozesswärme, Stahl und Chemikalien auf H_2-Basis
- H_2 u. Synthetische Kraftstoffe in Schiffs- und Flugverkehr
- Keine direkte H_2-Nutzung im Gebäudesektor

Eckdaten (europaweit)

H_2-Erzeugung :	1.590 TWh
H_2-Verbrauch:	1.646 TWh
H_2-Import:	56 TWh
Elektrolyseleistung:	662 GW
Speicherkapazität:	269 TWh

Speicher-kapazität in TWh
Wasserstoff-erzeugung in TWh
Wasserstoff-verbrauch in TWh

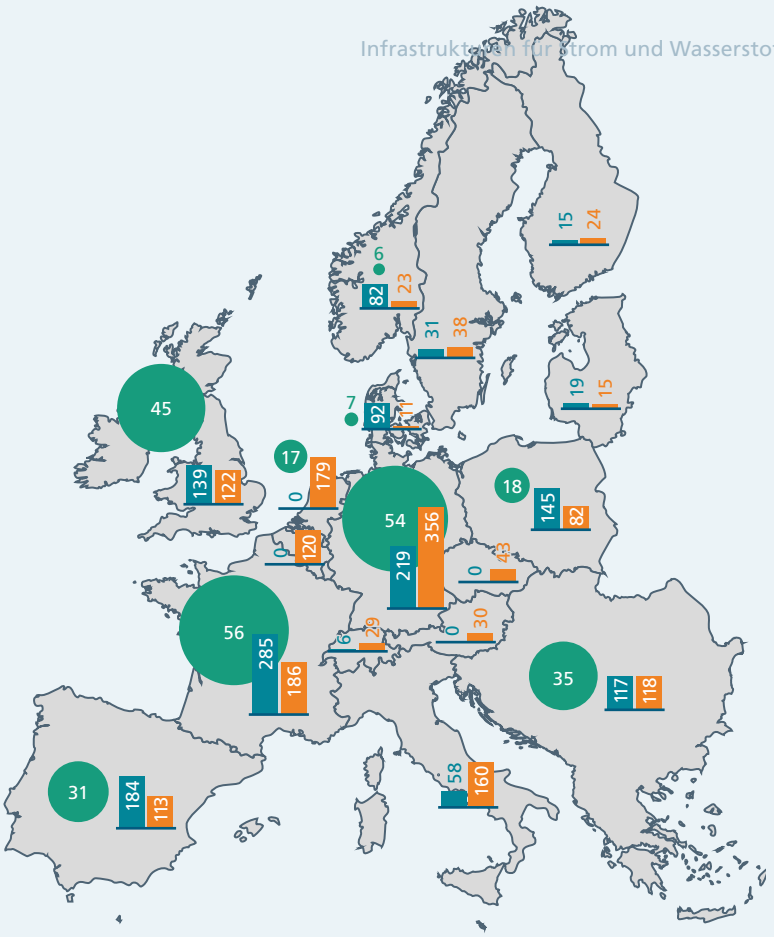
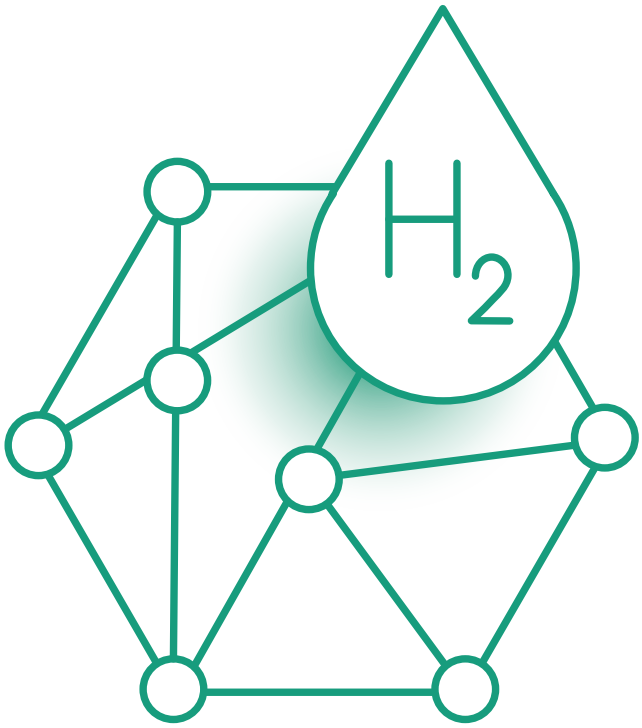


Abbildung 8: Ergebnisse einer Energiesystemrechnung aus dem Projekt Transhyde zeigen die mögliche Struktur eines zukünftigen europäischen Wasserstoffsystems (Quelle: Fleiter et al. 2025[16])

Wirtschaftsstrategie und Infrastrukturplanung schafft Planungssicherheit für Unternehmen. Ein Europa, das gemeinsam plant und handelt, ist auf dem globalen Markt mehr als konkurrenzfähig. Ein integriertes und ambitioniert ausgebautes, europäisches Energiesystem senkt die Importabhängigkeit Europas und stützt seine strategische Unabhängigkeit.

Blauer Wasserstoff wird weiterhin als Option oder Brückentechnologie diskutiert, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in den ersten Jahren zu beschleunigen. In diesem komplexen Thema sind eine Reihe von Fragen noch nicht hinreichend geklärt, u.a. die real erreichbaren CO_2-Abscheideraten, der Umgang mit Vorkettenemissionen, die Gefahr von technologischen Lock-ins sowie die generelle Wirtschaftlichkeit. Insgesamt ist die Frage zu klären, welche Rolle Carbon Capture and Storage in der deutschen Dekarbonisierungsstrategie spielen soll. Welche Pfade im Bereich Carbon Management eingeschlagen werden, kann sehr große Auswirkungen auf die Ausrichtung des Energiesystems insgesamt haben. Vor diesbezüglichen Entscheidungen sollte das Thema daher breiter und systematischer untersucht werden.



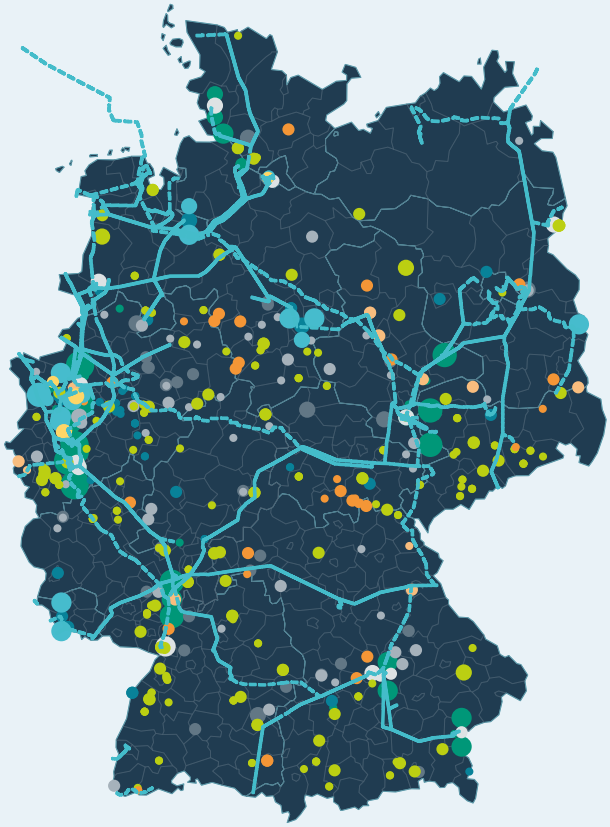
6. Wasserstoffinfrastruktur: Wie kann das Wasserstoffnetz in Deutschland robust und planbar aufgebaut werden?

Um den Wasserstoffhochlauf zu ermöglichen, muss dessen „Henne-Ei-Problematik" adressiert werden: Angebot und Nachfrage müssen parallel ausgebaut werden, die Anlagen können aber oft erst dann geplant werden, wenn alle Beteiligten absehen können, wann ein Wasserstoffnetzanschluss verfügbar ist. Dieses Problem wird durch das Wasserstoff-Kernnetz adressiert. Deutschland hat mit diesem den Bau eines Wasserstoff-Fernleitungsnetzes beschlossen und Ende 2024 genehmigt. Das Kernnetz fällt mit eine Gesamtleitungslänge von über 9.000 km umfangreicher aus, als sein Name vielleicht suggeriert. Der verlässliche Rahmen durch staatliche Absicherung wurde zurecht positiv aufgenommen. Dennoch müssen zeitnah substanzielle Herausforderungen adressiert werden.

Das Kernnetz wurde im Sommer 2023 geplant. Die Prämisse dabei war, ein erstes Wasserstoffnetz zu schaffen für Kraftwerke und diejenigen Industrienachfragen, für die Wasserstoffeinsatz besonders aussichtsreich ist: Stahl und Grundstoffchemie, aber auch Raffinerien und Glasproduktion. Für die Industrie wurden Standorte und Mengen aus der Marktabfrage der Netzbetreiber abgeleitet. Da die Standorte für Wasserstoffkraftwerke noch nicht feststehen, wurde die Standortorte von großen Kraftwerken mit Kraft-Wärmekopplung als ein „Best Guess" ausgewählt. Des Weiteren sollte das Netz über gute Importmöglichkeiten verfügen, sowohl auf dem Landweg über Pipelines als auch über den Seeweg durch Importterminals. Im Ergebnis verfügt das für das Jahr 2032 genehmigte Netz über die folgende Anschlussleistungen:

- 58 GW Pipeline-Importe, 19 GW Schiffsimporte
- 15 GW Industrienachfrage
- 62 GW_{th} Kraftwerksnachfrage (unter Berücksichtigung des elektr. Wirkungsgrades)

Dies übersteigt jedoch bei Weitem die Wasserstoffnachfrage, die selbst optimistische Zielszenarien für das Jahr 2032 für möglich halten. Der Gesetzgeber hat eine Streckung des Ausbaus bis 2037 vorgesehen; diese soll im Rahmen des Netzentwicklungsplans geschehen. Im Rahmen des Gutachtens zur Festlegung des Hochlaufentgeltes hat Fraunhofer die



Industriesektoren
- Grundstoffchemie
- Primärstahl
- NE-Metalle
- Glas
- Papiergewerbe
- Nicht-metallische Mineralstoffe
- Raffinerien
- Metallbearbeitung

Maximale Wasserstoff-Potenziale in TWh pro Jahr

< 0.1 | 1–3 | 7–10
0.1–1 | 3–7 | >10

Wasserstoff-Kernnetz, Planungsstand November 2024

Umstellung bestehender Leitungen
Neubau

Abbildung 9: Abbildung des für das Jahr 2032 genehmigten Wasserstoffkernnetzes und energieintensiver Industriestandorte mit ihrem theoretisch möglichen Wasserstoffbedarf[17]

Auswirkungen der derzeitigen Förderpolitik auf den Wasserstoffhochlauf untersucht. Hier zeigt sich, dass selbst mit einem gewissen Optimismus das Kernnetz auch mit einer Streckung des Ausbaus über Jahre hinweg schwach ausgelastet wäre. Am deutlichsten ist die Differenz aus Anspruch und Wirklichkeit bei Kraftwerken, bei denen in der bisherigen Planung der Hochlauf der Wasserstoffkraftwerke erst nach 2035 beginnt. Weitere Risiken bestehen im Tempo des Markthochlaufs in der Industrie, sowie der Geschwindigkeit beim Aus- bz1w. Umbau von Kavernenspeichern. Eine Überdimensionierung des Kernnetzes führt zu hohen Kosten, welche im bestehenden Finanzierungsmodell die Kunden über Netzentgelte zu tragen haben. Es besteht die Gefahr, dass der Anschluss an ein überdimensioniertes Kernnetz für viele potenzielle Anschlussnehmer zu teuer wird, insbesondere für Kraftwerke. Das Kernnetz ist durch das Amortisationskonto nutzerfinanziert: Die Kosten für Leerlauf tragen somit die Kunden.

Um dieses Risiko zu minimieren, muss der Aufbau des Netzes dem robusten und abgesicherten Bedarf an Wasserstoff folgen. Kraftwerke und industrielle Nachfragen sollten erst dann als Bedarf berücksichtigt werden, wenn deren Wasserstoffeinsatz durch konkrete Instrumente abgesichert und zeitlich hinreichend klar ersichtlich ist. So wichtig es auch ist, beim Wasserstoffnetz voranzugehen: Wasserstoffinfrastrukturen sind zu kostspielig, um sie in großen Stil „auf Vorrat" zu bauen. Hierbei scheint zunächst eine Priorisierung auf Industriekunden zweckmäßig. Dies würde durch die hohe Grundlastnachfrage auch eine hohe Netzauslastung und somit geringe spezifische Kosten ermöglichen. Das Finanzierungsmodell des Kernnetzes sollte dafür auch auf den Zeitraum nach 2037 ausgedehnt werden. In der Planung sollten verstärkt auch Kosten-Nutzen-Analysen einbezogen werden: Es ist z.B. möglich, dass in einigen Fällen Wasserstoffeinsatz zwar prinzipiell von den Kunden gewünscht wird, die Versorgung eines abgelegenen Standorts mit vergleichsweise geringer Nachfrage aber mit unverhältnismäßig hohen Infrastrukturkosten verbunden wäre. Insgesamt ist es im Interesse der aller Netzkunden, wenn Infrastrukturen zwar robust sind, aber auch kosteneffizient am Bedarf aufgerichtet werden.

Leitmotiv politsicher und regulatorischer Entscheidungen sollte dabei die Planungssicherheit für die Industrie sein. Ein schrittweise mit dem Bedarf wachsendes Netz könnte beginnen mit dem Anschluss entsprechend abgesicherter Industriebranchen und -standorte (Stahl, große Chemieindustrie und Raffinerien), Elektrolyseure in Norddeutschland und umgewidmeten Erdgas-Kavernenspeichern. Dies wäre ein wirtschaftlicher und robuster

Startpunkt für die Planung, der dann alle zwei Jahre überprüft und erweitert werden kann. Regionale Netze können später überregional angeschlossen werden. Wichtig ist dabei auch, priorisierte Korridore eines europäischen Transportnetzes einzubinden.

Zumindest für die ersten Kraftwerke könnte der Standort an der Netzverfügbarkeit ausgerichtet werden. Das Netz muss nicht zwingend zu den heutigen Kraftwerksstandorten, da diese Leitungen je nach Kraftwerkseinsatz schwach ausgelastet und damit teuer wären. Ziel einer mittelfristigen Konsolidierung auf ein schlankes, effizientes Netz sollte es sein, langfristig Infrastrukturen ohne Subventionen betreiben zu können. Neben der Planungssicherheit für zentrale Branchen sollte eine schnelle Klärung anderer möglicher Standorte erfolgen.

Wirtschaftlichkeit von Strom und Wasserstoff für die Industrie

7. Endkundenpreise: Wie teuer werden Strom und Wasserstoff zukünftig für Industriekunden sein?

8. Wirtschaftlichkeit: Wird die Umstellung der Industrie auf Strom und Wasserstoff wettbewerbsfähig sein?

9. Flexibilität: Wie kann Energieflexibilität der Industrie den Einstieg in die Transformation

7. Endkundenpreise: Wie teuer werden Strom und Wasserstoff zukünftig für Industriekunden sein?

Im klimaneutralen Energiesystem wird die Bedeutung von **Strom und Wasserstoff für die Energieversorgung der Industrie** stark zunehmen. Entsprechend ist die Höhe der Preise beider Energieträger Voraussetzung für eine konkurrenzfähige klimaneutrale Produktion. Die Endkundenpreise für Industrieunternehmen setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, darunter der Börsenstrompreis und die Netzentgelte. Dabei unterscheiden sich die Preise für die unterschiedlichen Industrieabnehmer deutlich: Besonders die energieintensiven Unternehmen zahlen aus unterschiedlichen Gründen (CO_2-Strompreiskompensation, Netzentgelte und Regelungen wie die intensive Netznutzung, KWK-Eigenstrom) deutlich niedrigere Preise als andere Industriekunden.

Zentral für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit und Planungssicherheit einer klimaneutralen Produktion in Deutschland ist es, langfristig wettbewerbsfähige Energiepreise zu ermöglichen, die allerdings ohne hohe staatliche Subventionen auskommen sollten. In Einzelfällen mag es Gründe geben, einen **Industriestrompreis** aus dem Staatshaushalt zu finanzieren, aber diese müssen gut abgewogen werden. Übersteigen die Kosten der Subvention eines Prozesses dessen Wertschöpfung, und fallen aus volkswirtschaftlichen oder politischen Gründen die Subventionen weg, wurden erforderliche Transformationsprozesse zu hohen Kosten und ohne langfristigen Nutzen vertagt. Ein nachhaltiges und sinnvolles Vorgehen ist es hingegen, kurzfristige Spitzen abzufedern, um Energiepreise auf das Niveau zu bringen, das perspektivisch auch langfristig tragbar ist. Eine andere Frage ist, welche Branchen davon begünstigt werden. Hierbei ist eine generelle Reduktion der **Übertragungsnetzentgelte** ein robuste Maßnahme, weil sie die energieintensive Großverbraucher, welche an höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, stärker betrifft als Gewerbe oder kleinere Branchen mit geringerem Stromverbrauch.

Aus den Energiesystemrechnungen im BMBF- Projekt Kopernikus-Ariadne[5] lässt sich ableiten, was ein **langfristig**

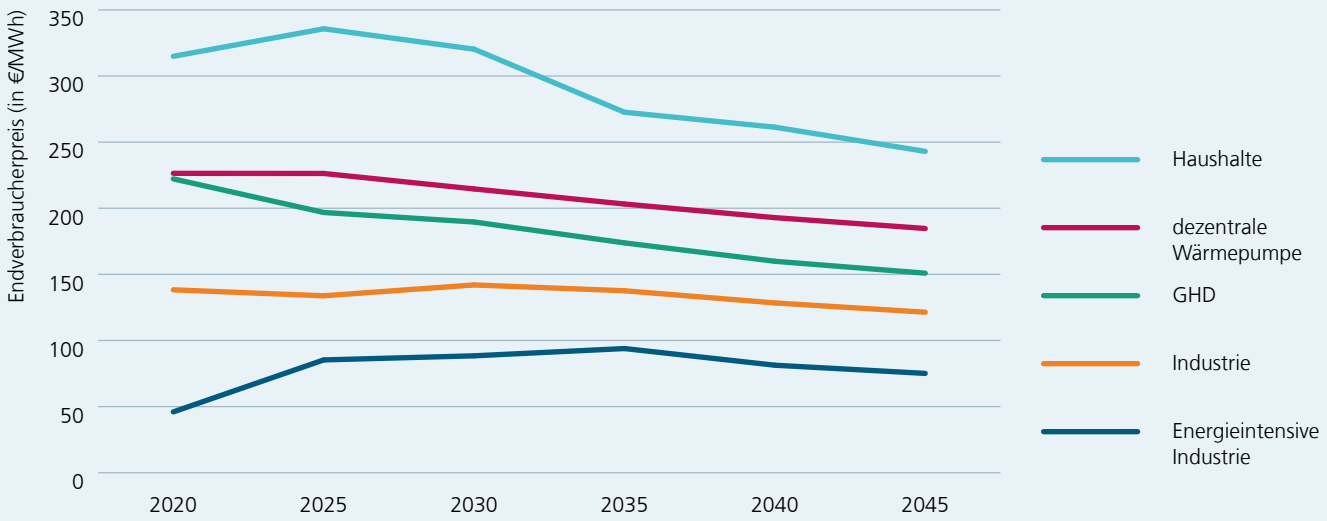


Abbildung 10: Im Projekt Ariadne berechnete Strompreise für unterschiedliche Verbrauchsgruppen, aber noch ohne realisierte Einsparpotenziale im Bereich Übertragungsnetze oder weitere Maßnahmen (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5]

tragfähiges Strompreis-Niveau für die Industrie sein kann. Auf dieser Grundlage kann die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Branchen realistisch eingeschätzt werden. In Abbildung 10 sind die **im Projekt Ariadne berechneten Endverbraucherpreise** dargestellt. Sie basieren auf einem Szenario, welches den Pfad zu einem klimaneutralen Energiesystem in Deutschland beschreibt. Es enthält einen ambitionierten Ausbau von Wind- und Solarenergie, erreicht die Klimaziele, wobei auch kurzfristige Verzögerungen bei der Elektrifizierung berücksichtigt wurden. Die eingesetzten hochaufgelösten Energiesystemmodelle erlauben, die entstehenden Kosten und nötigen Investitionen in die verschiedenen Komponenten des Energiesystems zu quantifizieren. So berücksichtigen die Preise die Stromgestehungs- und Differenzkosten von Erneuerbaren Energien sowie von Spitzenlastkraftwerken und die nötigen Investitionen in den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze und deren individuelle Wälzung auf die unterschiedlichen Stromverbraucher Deutschlands.

Dabei befinden wir uns heute trotz eines Wegfalls der EEG-Umlage auf gleichem Preisniveau wie vor der Energiepreiskrise. Durch die bereits heute sehr hohen Netzentgelte und das noch relativ hohe Erdgaspreisniveau zeigt sich nur eine moderat sinkende Entwicklung. Berücksichtigt sind hierbei die vollen Investitionen des aktuellen Netzentwicklungsplans und ein Auslaufen der Stromsteuerreduktion bis Ende 2025. Für die energieintensive Industrie sind dagegen 2025 deutliche Preissteigerungen gegenüber dem Preisniveau von 2020 angefallen, welche ohne weitere Maßnahmen auf hohem Niveau verharren würden.

Dabei ist der Industriestrompreis aufgrund der Netzanbindung an den höheren Spannungsebenen viel stärker von der Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte betroffen als Haushalte in der Niederspannung. Gerade im Übertagungsnetzbereich sind durch die in Abschnitt 4 genannten **Einsparmaßnahmen** (Offshore-Anbindung und Elektrolyse, Teilung Deutschlands in Strompreiszonen wie Skandinavien und damit weniger Redispatch und höhere Engpassrenten) auch ein überproportionales **Absenken des Industriestrompreises** möglich. Eine dauerhafte **Reduktion der Stromsteuer** auf das europäische Minimum entlastet insbesondere die vollbelasteten Industrieunternehmen. In Kombination mit einer **zwischenzeitlichen Co-Finanzierungen** der Übertragungsnetze in den nächsten 10 Jahren von ca. 3 Mrd. €/a sind auch deutlich niedrigere Brücken-Strompreise für die Industrie leistbar. Für die vollbelastete und begünstige Industrie mit dem Großteil der deutschen Wertschöpfung sind mit ca. 11 bzw. 9 ct/kWh attraktive langfristige Preise darstellbar. Für die energieintensive Industrie muss bei einem Preisniveau von 7 ct/kWh neben dem grundsätzlichen Wert der Planbarkeit auch die Dynamik anpassungsfähiger Märkte berücksichtigt werden.

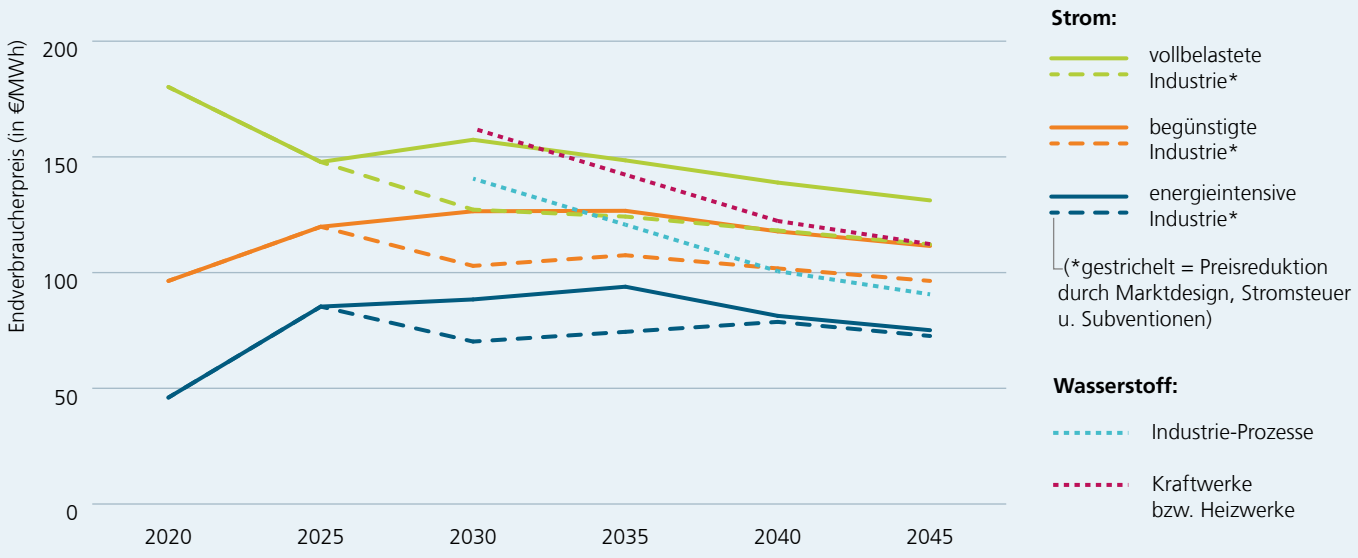
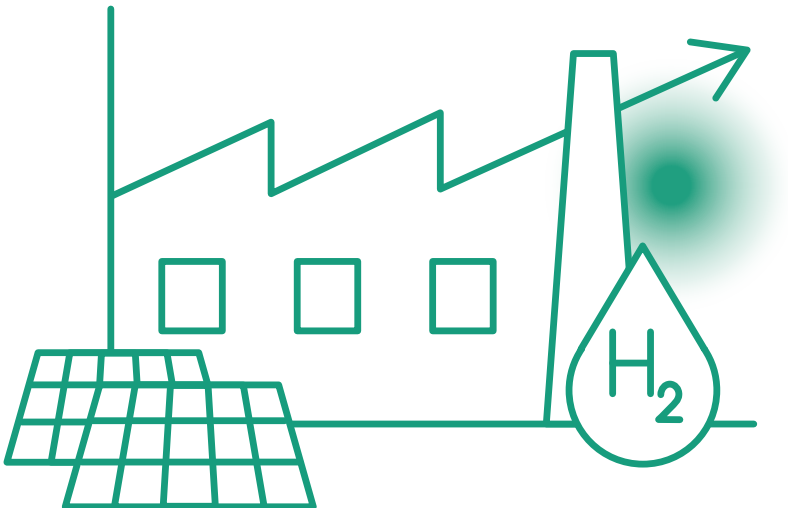


Abbildung 11: Langfristige Entwicklung der Strompreise für die Industrie (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5]

Generell besteht beim **Wasserstoff** ein höheres Preisrisiko aufgrund einerseits des anfänglichen verzögerten Markthochlaufs und der langfristigen Auslastung der Infrastruktur (siehe Abschnitt 6). Für Industrie-Grundlastverbraucher sind diese Risiken geringer. Im Markthochlauf können Stahlwerke durch eine bivalente Nutzung von Erdgas oder Wasserstoff in neuen Direktreduktions-Öfen dieses Risiko sogar selbst managen. Über das Amortisationskonto sind die Netzentgelte für das Wasserstoffkernnetz gedeckelt. Große Industriestandorte, welche direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, profitieren davon. Für weitergehende notwendige Netzerweiterungen über das Kernnetz hinaus gilt diese Kostenbegrenzung nicht. Generell zeigt sich bei langfristiger Wälzung der Infrastrukturkosten in Abhängigkeit der Auslastung ein Preisvorteil von ca. 22 €/MWh für Industrie- Wasserstoffverbraucher gegenüber Kraft- und Heizwerken.[18]



8. Wirtschaftlichkeit: Wie beeinflusst die Umstellung auf Strom und Wasserstoff die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie?

Die heutige Versorgung von Prozesswärme erfolgt nahezu ausschließlich über Erdgas in Gaskesseln, KWK-Eigenstrom-Anlagen und prozessspezifischen Öfen.[19] Bei den aktuellen Preisen für Strom, Erdgas und CO_2 ist eine **Elektrifizierung** aktuell nur wirtschaftlich umsetzbar, wenn sie mit hohen Effizienzgewinnen einhergeht. Dies ist zum Beispiel beim Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen und der Nutzung von Abwärme der Fall. In den meisten Fällen geht eine Elektrifizierung der Prozesswärme allerdings nur mit geringen bzw. keinen Effizienzsteigerungen gegenüber dem Einsatz von Erdgas einher.[20] Entsprechend gibt ein Vergleich des Strompreises mit dem Preis für Erdgas sowie dem erwarteten Aufschlag in Form des CO_2-Preises ein **grobes Bild der Wirtschaftlichkeit** wieder. Abbildung 12 zeigt, wie der steigende CO_2-Preis die Lücke zwischen Erdgas- und Strompreis zunehmend schließt. Bei einem Erdgaspreis von 30 Euro/MWh und dem in Abschnitt 7 hergeleiteten, langfristig möglichen Strompreis für die energieintensive Industrie von 72 Euro/MWh ergibt sich für die Elektrifizierung ein Break-Even-Preis von etwa 200 Euro/t CO_2. Effizienzgewinne können diesen Preis ggfs. deutlich senken. Nötige Anlageinvestitionen können das Bild weiter verschlechtern, sind aber bei hohen Volllaststunden der meisten Prozesse häufig nicht ausschlaggebend.

Aufbauend auf einem Datensatz, der große Teile des Bestands an Prozesswärmeanlagen in Deutschland und möglicher Investitionen in klimaneutrale Anlagen beschreibt, kann die **Wirtschaftlichkeit der Elektrifizierung realitätsnäher für konkrete Anlagen berechnet** werden.[21] Der Datensatz **umfasst 34 Prozesswärmeanwendungen** in den Branchen Metalle und Mineralien sowie für die Querschnittstechnik Dampferzeugung. Jeder Anwendung ist mindestens eine Elektrifizierungstechnik zugeordnet. Abbildung 13 zeigt für alle 34 Anwendungen, wie wirtschaftlich die Elektrifizierung

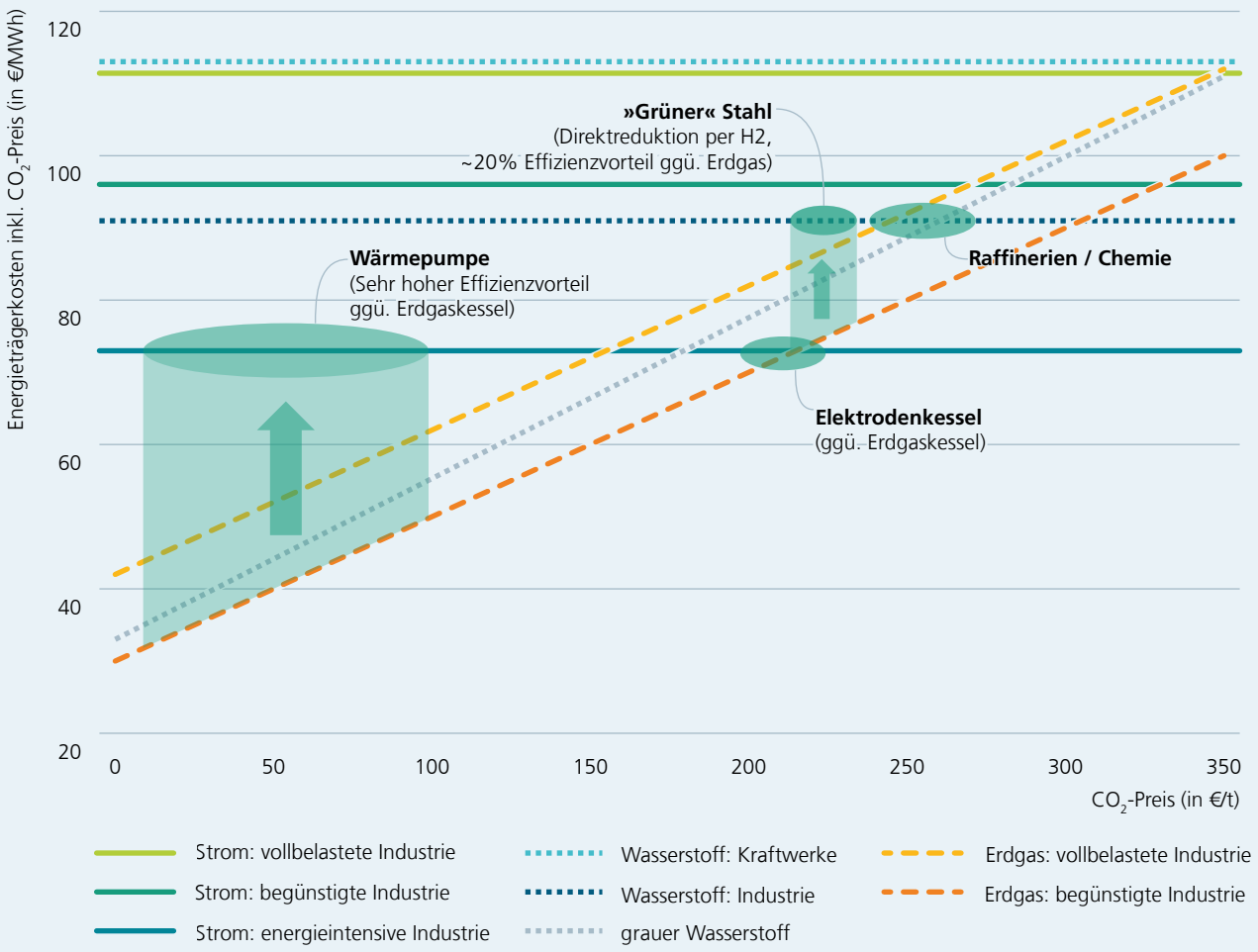


Abbildung 12: Langfristig mögliche Preise für Strom und Wasserstoff für die energieintensive Industrie und Wirkung des CO2 Preises auf die Preisparität mit Erdgas (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5]

gegenüber dem Weiterbetrieb der bestehenden Prozesswärmeanlagen ist. Hier zeigt sich eindeutig, dass eine Elektrifizierung bei den heutigen Preisen nur für wenige Anwendungen wirtschaftlich umsetzbar ist (grauer Boxplot). Hohe Effizienzgewinne sind die Voraussetzung, wie es z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen oder bei der elektrischen Glasschmelze der Fall ist. Gleichzeitig führt die Elektrifizierung unter diesen Annahmen bei den meisten Anwendungen zu einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten um mehr als 50% gegenüber der heutigen Referenztechnik.

Drei weitere Szenarien berechnen die entsprechende Wirtschaftlichkeit der Elektrifizierung für den in Abschnitt 7 hergeleiteten Industriestrompreis von 72 Euro/MWh (grüne Boxplots). Dieser führt zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, jedoch ist für viele Anwendungen ein CO_2-Preis von 200 Euro oder mehr nötig, um Kostenparität gegenüber der fossilen Referenztechnik zu erreichen.

Bei der aktuellen Ausgestaltung des **EU-Emissionshandels** bekommen viele Unternehmen Zertifikate entsprechend ihrer CO_2-Benchmarks kostenlos zugeteilt. Zwar entstehen für diese Menge kostenloser Zertifikate keine direkten Kosten, jedoch hätten die Unternehmen die Möglichkeit, die Zertifikate nicht zu nutzen und stattdessen zu verkaufen. Entsprechend sollten diese Opportunitätskosten bei der Bewertung von Investitionen zur CO_2-Einsparung berücksichtigt werden. Durch die geplante Einführung des CO_2-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) für die ausgewählten Produkte Zement, Eisen und Stahl, Aluminium und Düngemittel wird die freie Zuteilung bis zum Jahr 2034 schrittweise auslaufen. Der Umsetzung des CBAM kommt damit eine Schlüsselrolle zu, um

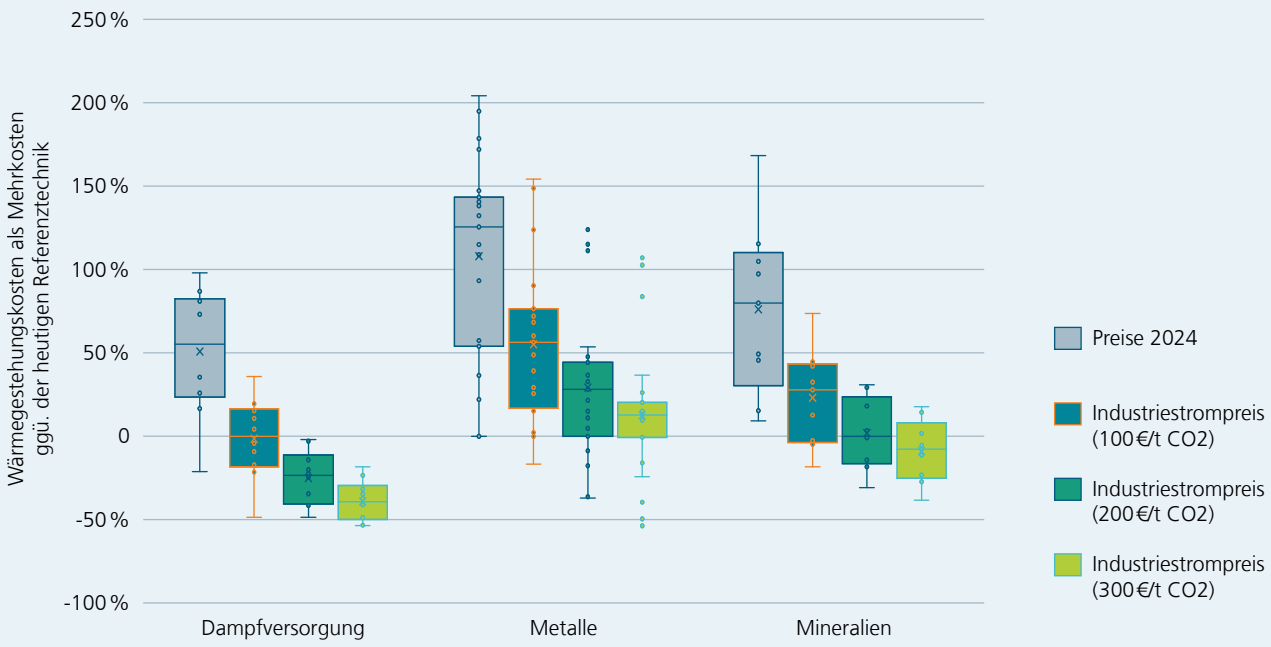


Abbildung 13: Wirtschaftlichkeit als Mehrkosten für die Prozesswärme durch Elektrifizierung gegenüber der heutigen Referenztechnik für 34 repräsentative Anwendungen in den energieintensiven Industriebranchen (Basierend auf Technologiedaten aus Fleiter et al. 2023).[21]
Szenario „Preise 2024“: 138 Euro/MWh Strom und 41 Euro/MWh Erdgas; Szenarien „Zielpreise“: 72 Euro/MWh Strom und 30 Euro/MWh Erdgas; spezifische Kosten für Anlagenneubau der Elektrifizierung bzw. Modernisierung der Referenztechnik.

die internationale Wettbewerbsfähigkeit grüner Produktion in Deutschland zu sichern.

Neben dem tatsächlichen Preisniveau sind für Investitionen vor allem die **Erwartungen in zukünftige CO_2-Preise** entscheidend. Anfang 2023 war in Vertrauen auf eine langfristig stabile europäische Klimapolitik ein Preis von 100 Euro/t CO_2 festzustellen. Da Planungssicherheit in der aktuellen Wirtschaftskrise die Grundlage für private Investitionen ist, ist zu erwarten, dass das aktuelle Preisniveau von 80 €/t wieder auf diese Entwicklung einschwenkt. Bei Vertrauen in die Politik spiegeln die langfristigen Differenzkosten diskontiert auf heute die Preiserwartung eines funktionsfähigen Marktes wider. Entsprechend müssten sich die Preise irgendwann den Differenzkosten der Elektrifizierungstechniken annähern. Wann dies der Fall sein wird und welchen Verlauf der CO_2-Preis nehmen wird, ist sehr unsicher. Die Entwicklung der verfügbaren Zertifikate hingegen lässt sich gut einschätzen: Bei Fortschreibung des festgelegten linearen Reduktionsfaktors von 4,3% bzw. ab 2028 von 4,4% pro Jahr ist zu erwarten, dass die letzten Zertifikate um das Jahr 2040 ausgegeben werden.

Der berechnete Industriestrompreis von 72 Euro/MWh für stromintensive Verbraucher kann vielen Unternehmen die Elektrifizierung ermöglichen und Planbarkeit schaffen. Dies ist besonders wichtig für alle Unternehmen, deren **Wettbewerbsfähigkeit** vom Energiebezug und den Energiekosten abhängt. Abbildung 14 zeigt, für welche Branchen Energiekosten ein wichtiger Wettbewerbsfaktor sind. Darunter die Herstellung von Metallen, chemischen Grundstoffen, Papier, Glas, Keramik, Zement, Kalk und Ziegel und weiteren. Um Tausend Euro Bruttowertschöpfung zu erzeugen, werden in diesen Branchen vier bis über zehn MWh Energie benötigt. Eine Elektrifizierung erhöht unter heutigen Preisen die Kosten für den Energiebezug für diese Branchen deutlich. Andere Branchen wie der Maschinenbau oder der Fahrzeugbau benötigen bezogen auf die Bruttowertschöpfung deutlich weniger als eine MWh Energie. Der Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten liegt in diesen Branchen häufig bei nur 1-2% und ist nicht entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit. Wichtiger sind auch für diese Branchen die Energiekosten der energieintensiven Grundstoffindustrien, da es sich hierbei um die entsprechenden Zulieferindustrien handelt und hohe Energiekosten die Preise für Vorprodukte erhöhen.

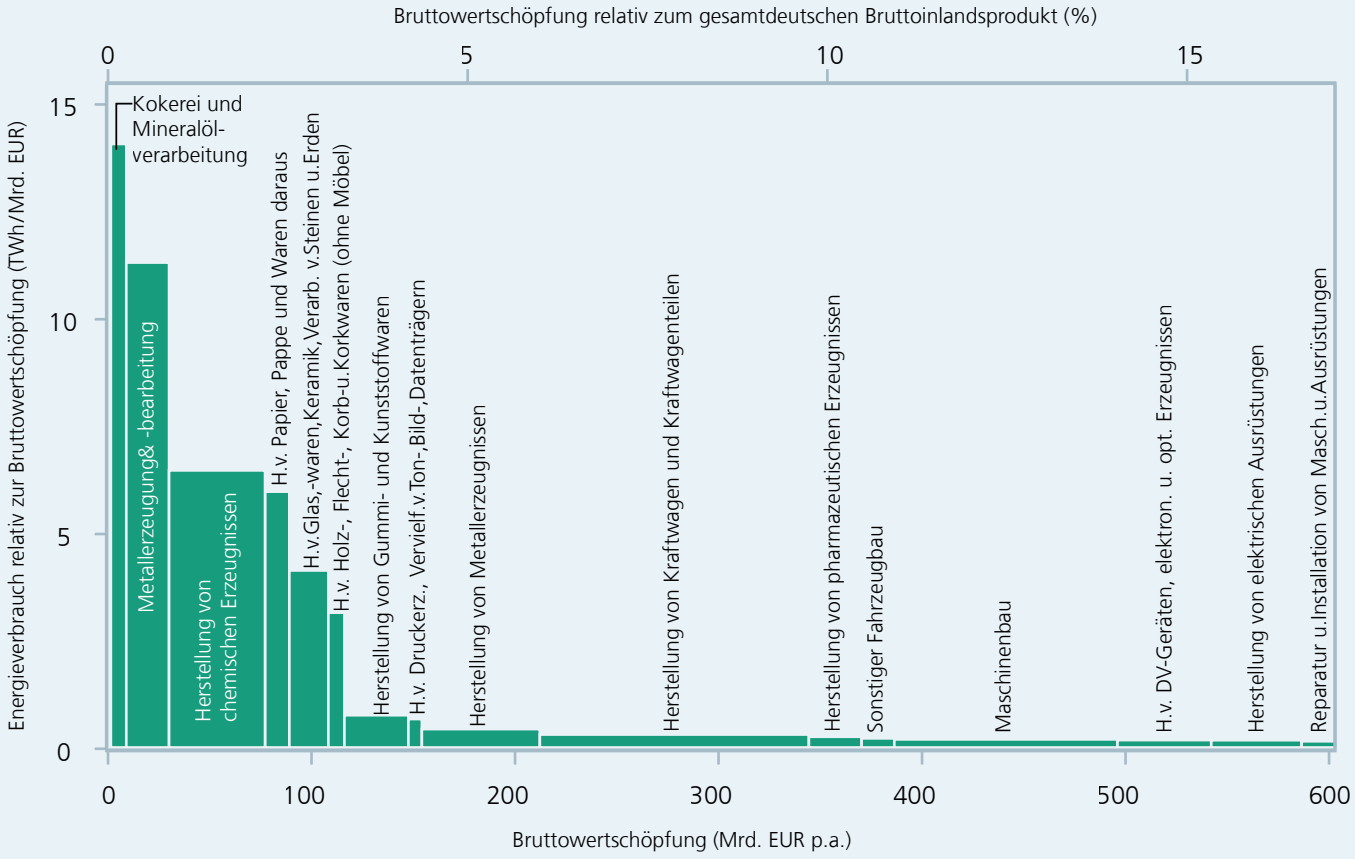


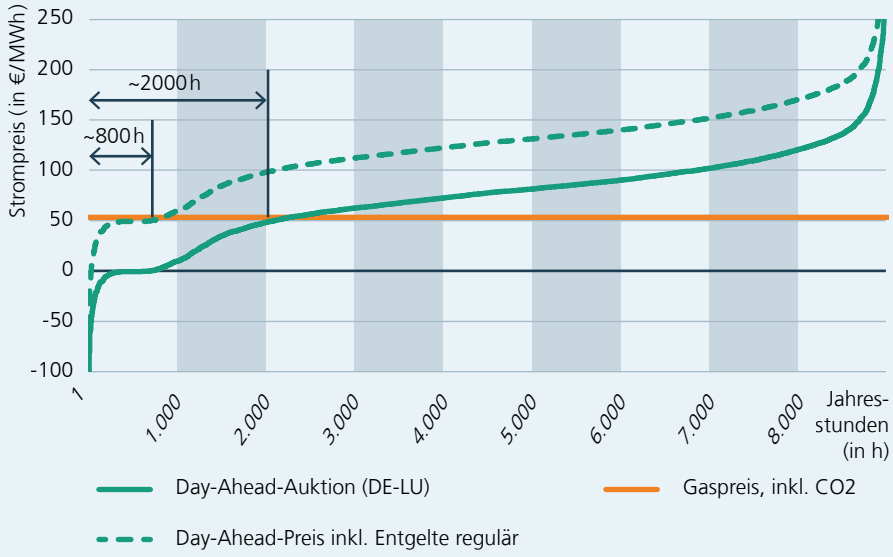
Abbildung 14: Energieverbrauch und Bruttowertschöpfung der Branchen des Industriesektors (Quelle: Verpoort et al. 2025)[22]

9. Flexibilität: Wie kann Energieflexibilität der Industrie den Einstieg in die Transformation ermöglichen und Energiekosten senken?

Die heutige Versorgung von Prozesswärme erfolgt nahezu ausschließlich über Erdgas in monovalenten Systemen, also Gaskesseln oder KWK-Eigenstrom-Anlagen (Ausnahme ist hier Kohle für einige Prozesse, vor allem Stahl). **Eine Vollelektrifizierung ist aktuell nicht wirtschaftlich (mit Ausnahme von Wärmepumpen)** und mit relativ hohen Unsicherheiten behaftet. Bei Wasserstoff sind zukünftige Verfügbarkeit und Preise ohnehin unsicherer. Gleichzeitig nehmen die kurzfristigen Preisschwankungen am Strommarkt deutlich zu. In Zeiten hoher Solareinspeisung sind Preise nahe null Euro je MWh gewöhnlich, und auch negative Preise häufen sich. Im letzten Jahr lagen in ca. 800 Stunden des Jahres die Börsenpreise im Bereich von 0 €/MWh oder darunter.

Der Industrie bieten die Zeitfenster mit sehr niedrigen oder negativen Strompreisen eine Gelegenheit, um den Einstieg in die Transformation umzusetzen und gleichzeitig Energiekosten zu senken. Derzeit sind diese Potenziale noch nicht erschlossen. Energieeinsatz und Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie sind bisher kaum flexibilisiert. Bestehende Produktionsanlagen sind hoch ausgelastet und auf kontinuierlichen Betrieb optimiert.[23]

Aktuelle Studien zeigen: Die Möglichkeiten dieses Flexibilitätspotenzial zu nutzen sind vielfältig und Kreativität kann hier aus der Industrie selbst kommen. Bereits umgesetzte Projekte wie in der sehr stromintensiven Aluminiumherstellung[24] illustrieren die vielfältigen Potenziale. Wenngleich eine stärkere Flexibilisierung heutiger Produktionsprozesse technisch möglich und aus Sicht des Energiesystems wünschenswert ist, so sollten die Potenziale realistisch gesehen werden: Die energieintensiven Industrien werden ihre Anlagen auch im erneuerbaren Energiesystem möglichst hoch auslasten müssen, um wettbewerbsfähig zu sein.



Annahmen

- Elektrodenkessel ergänzt existierenden Gaskessel
- 70 Euro/t CO2, 40 Euro/MWh Gas
- Netzentgelte: 50 Euro/MWh (regulär) und 5 Euro/MWh (reduziert)

Überschlägige Wirtschaftlichkeit

Leistung	20 MW
Investition	5,0 Mio Euro
Leistungspreis	0,3 Mio Euro/a
Einsparungen ggü Erdgas	1,4 Mio. Euro/a
Amortisation	~3 Jahre

Wirtschaftlichkeit nur bei reduzierten Netzentgelten! Atypische Netznutzung Voraussetzung.

Abbildung 15: Fallbeispiel zur Wirtschaftlichkeit hybrider Prozesswärmeanlagen, bei dem ein bestehender Gaskessel zur Dampferzeugung durch einen flexibel betriebenen Elektrodenkessel ergänzt wird.

Hybride Energieversorgung ist eine Schlüsseltechnik, welche die Flexibilität steigert und gleichzeitig die Transformation ermöglicht. Sie erlaubt flexiblen Strombezug bei gleichzeitig möglichst hoch ausgelasteten Produktionsprozessen. Technologien sind in vielen Branchen für den breiten Einsatz verfügbar.

Ein Beispiel zur Illustration: Ein Papierhersteller investiert in einen zusätzlichen Elektrodenkessel, der dann gemeinsam mit einem bestehenden Erdgaskessel betrieben wird:

Ziel ist, dass der elektrische Dampfkessel in diesem hybriden System immer dann genutzt wird, wenn der Strompreis niedriger ist als der Preis für Erdgas inkl. CO_2-Aufschlag. In Zeiten hoher Strompreise wird unverändert über Erdgas geheizt. Entsprechende hybride Strom-Erdgas-Systeme sind technisch erprobt und bereits vereinzelt in der Papierindustrie im Einsatz.

Die Wirtschaftlichkeit wird anhand der Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2024 bewertet. Für die Netzentgelte werden zwei Varianten betrachtet: Zum einen die regulären Netzentgelte (hier 50 Euro/MWh) und zum anderen eine starke Reduktion der Entgelte um 90%. Für die gasbasierte Dampferzeugung wird ein Gaspreis von 40 Euro/MWh sowie ein CO_2-Preis von 70 Euro/t CO_2 angenommen. Inklusive CO_2-Aufschlag liegt der Gaspreis dann bei 54 Euro/MWh.

Für diese Annahmen fasst Abbildung 15 den Betrieb des Elektrodenkessels zusammen. Im Fall mit regulären Netzentgelten würde sich der Einsatz des Elektrodenkessels an 800 Stunden pro Jahr lohnen, meistens allerdings nur mit geringen Einsparungen und daher ohne Aussicht auf Amortisation. Im Fall mit reduzierten Netzentgelten könnte der Elektrodenkessel 2000 Stunden pro Jahr laufen und würde sich in 3 Jahren amortisieren.

Dieses Beispiel zeigt, wie der Einsatz von flexiblen Elektrodenkesseln wirtschaftlich sein kann. Der aktuelle regulatorische Rahmen hemmt allerdings die Flexibilisierung. Die Stromnetzentgelte sollten an den Anforderungen eines durch Windenergie und PV bestimmten Energiesystems ausgerichtet werden. **Kern ist aber eine Reform der Netzentgelte**. Die bisherigen Regelungen zu den Netzentgelten setzen Anreize für möglichst hohe Volllaststunden und einen kontinuierlichen Strombezug. Die Belastungssituation im Netz spiegelt sich nicht in den Entgelten wider. Zukünftig sollten Netzentgelte einen flexiblen netz- und systemdienlichen Strombezug anreizen.[25]

Hierbei muss sowohl für den bestehenden Stromverbrauch (mechanische Energie) als auch für den neuen Verbrauch (Prozesswärme) das Zusammenwirken von stromintensiver Netznutzung (Bandlast-Privileg bzw. 7000-Stunden-Regel) und KWK-Eigenstrom flexibilisiert werden bzw. der Leistungspreis dynamisiert werden unter Gewährleistung der Rabatte für die sich im Wettbewerb befindliche Industrie. Des Weiteren

ermöglicht eine Dynamisierung der Hochlastzeitfenster für eine atypische Netznutzung reduzierte Entgelte und netzdienlichen Strommarkteinsatz gerade für Elektrodenkessel. Im Norden von Deutschland kann durch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ ein zusätzliches Potenzial aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz frühzeitig gehoben werden.

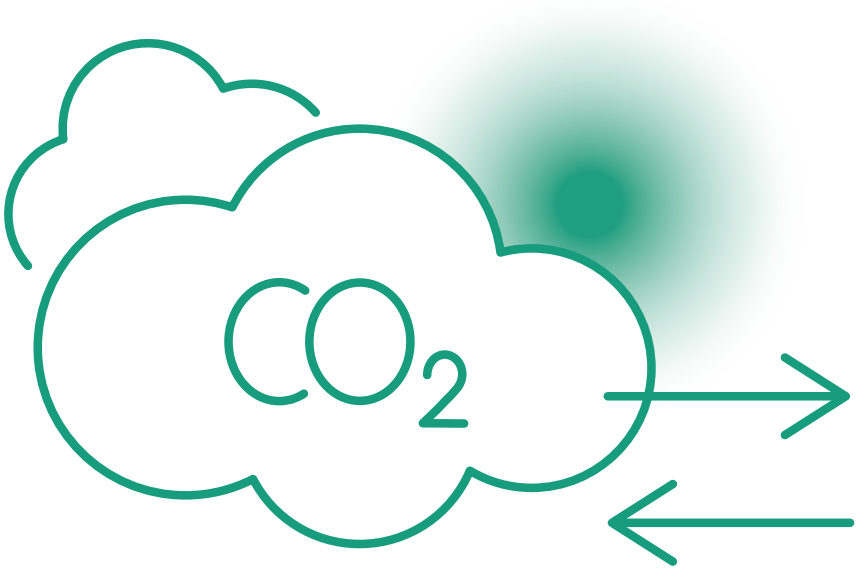
Neben den Netzentgelten ist allerdings auch der physische Stromnetzanschluss für viele Unternehmen ein Hemmnis. Entsprechend wird der Elektrodenkessel zunächst kleiner ausfallen als die heute installierten Erdgaskessel oder KWK-Anlagen. Der angesprochene Stromnetzausbau ist hier also entscheidend. Des Weiteren können Baukostenzuschüsse hohe Kosten für neue Projekte verursachen.

Hier zeigt sich, dass entsprechende Investitionen in flexibel betriebene hybride Elektrodenkessel einen Beitrag zur Integration von Wind- und PV in das Energiesystem leisten können, Energiekosten für Unternehmen senken und einen risikoarmen Einstieg in die Transformation ermöglichen. Gleichzeitig gilt es bestehende Hemmnisse zu überwinden.

Infrastrukturen für CO_2 und Fernwärme

10. CO_2 Infrastruktur: Brauchen wir eine Netzinfrastruktur für CO_2 und welche Rolle werden CO_2 Abscheidung, Speicherung und Nutzung zukünftig spielen?

11. Wärmeinfrastruktur: Welche Rolle kann die Fernwärme in der Versorgung von Industrie und Gebäuden spielen?



10. CO_2-Infrastruktur: Brauchen wir eine Netzinfrastruktur für CO_2 und welche Rolle werden CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung zukünftig spielen?

Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland ist die Abscheidung und Speicherung von CO_2-Emissionen unerlässlich, um Emissionen aus Industrieprozessen zu reduzieren, die anderweitig nur schwer vermeidbar wären. Dies trifft in hohem Maße auf die Zement- und Kalkherstellung, aber auch die Müllverbrennung zu. Aktuell wird davon ausgegangen, dass in Deutschland zunächst nur die Speicherung in Offshore-Speicherstätten zulässig sein wird. Entsprechend muss das CO_2 von den Industriestandorten zu den Speicherstätten transportiert werden. Aufgrund der erwarteten großen Mengen ist dies nur über eine Pipeline-Infrastruktur effizient möglich.

Die Langfristszenarien zeichnen ein **Bild einer zukünftigen CO2-Transportinfrastruktur** im Kontext der Transformation zu einer klimaneutralen Industrie.[4] Dabei werden die CO_2-Quellen und -Senken bilanziert und verortet, um eine mögliche Pipeline-Infrastruktur in Deutschland abzuleiten. Für das Jahr 2045 ergibt sich ein Abscheidebedarf aus der Kalk- und Zementindustrie von ca. 13 Mio. Tonnen CO_2 pro Jahr, bei dem bereits erhebliche CO_2-Minderungen durch primäre Vermeidungsmaßnahmen wie Brennstoffwechsel und Steigerung der Material- und Energieeffizienz berücksichtigt sind. Aus Abfallverbrennungsanlagen ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf von etwa 17 bis 27 Mio. Tonnen CO_2 pro Jahr (Siehe Abbildung 16). In Summe ergibt sich eine Größenordnung von etwa 40 Mio. Tonnen abgeschiedenem CO_2 im Jahr 2045. CO_2-Senken sind die Offshore-Speicherung sowie die Nutzung des CO_2 in der chemischen Industrie. Gerade die CO_2-Nutzung ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Zum einen ist die tatsächliche

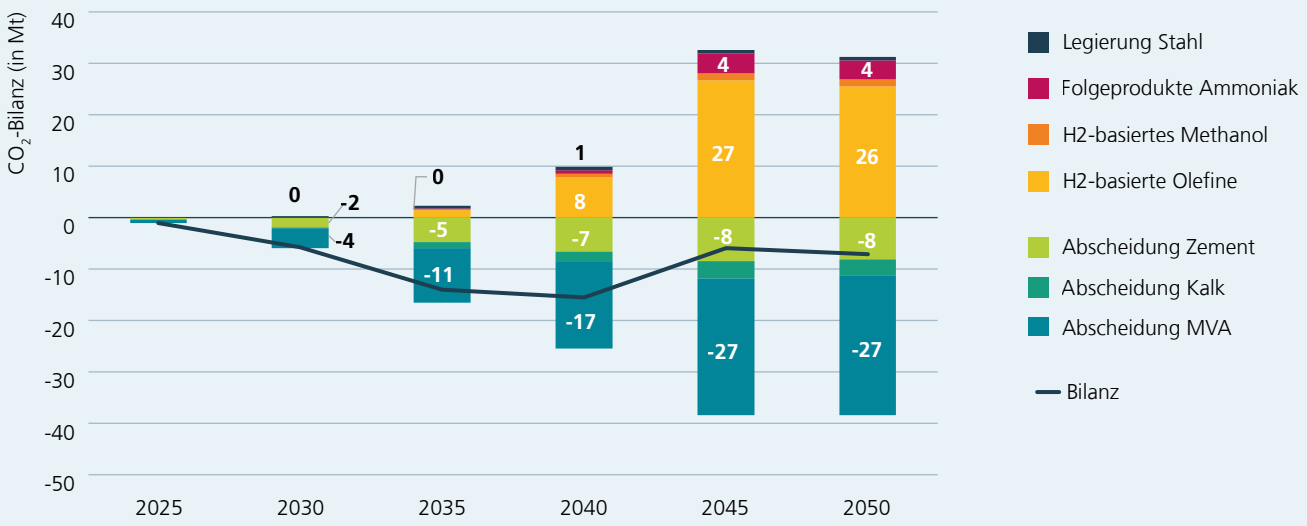


Abbildung 16: Entwicklung des CO_2-Bedarfs und des abgeschiedenen CO_2 in den Langfristszenarien im Szenario O45-Strom (Quelle: Fleiter et al. 2024)[4]

Senkenwirkung davon abhängig, wie lange das CO_2 in Produkten gebunden ist und zum anderen ist die Herstellung von entsprechenden Chemieprodukten wie z.B. Methanol mit einem hohen Energiebedarf verbunden.

Die in Abbildung 17 gezeigte **Netztopologie** ist als Illustration zu verstehen. Sie erhebt nicht den Anspruch, einen optimalen oder realisierbaren Trassenverlauf vorzuschlagen, sondern ist eine erste Abschätzung, die weiter detailliert werden muss. Sie zeigt jedoch, wie verteilt die betrachteten CO_2-Emittenten sind, weshalb hohe Anschlussraten ein langes Netz erfordern, welches sich in diesem Fall über Gesamtdeutschland erstreckt. Um die entsprechenden Standorte mit Leitungsinfrastruktur zu verbinden, wäre eine Gesamtlänge des Netzes von etwa 6000 km nötig. Bei einem Neubau der Leitungen würde der Investitionsbedarf in der Größenordnung von über 20 Mrd. Euro liegen. Das Netz hätte so eine ähnliche Größenordnung wie das Wasserstoffkernnetz.

Zur **Kompensation verbleibender Restemissionen** vor allem aus der Landwirtschaft, aber auch aus „kleinen" Industriequellen werden langfristig „Negativemissionen" benötigt. Der Ausbau natürlicher Kohlenstoffsenken wie eine nachhaltigere Landnutzung durch Wiedervernässung organischer Böden und verstärkte Aufforstung kann hier wichtige Beiträge leisten.

Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass auch technische Optionen wie die CO_2-Abscheidung in Bioenergieanlagen (BECCS) oder die direkte Abscheidung aus der Luft (DACCS) benötigt werden. Diese Anlagen werden den Bedarf für eine CO_2-Transportinfrastruktur weiter erhöhen, wenngleich der mögliche Hochlauf in Deutschland noch als sehr unsicher einzustufen ist.

Für die Umstellung auf eine klimaneutrale Industrie ist der Aufbau eines CO_2-Transportnetzes in Deutschland notwendig. Mit **Planung und Aufbau des Netzes** sollte möglichst zeitnah begonnen werden. Ein schrittweiser Aufbau des Netzes würde erlauben, zunächst regionale Netze mit sehr hohen CO_2-Emissionen (vor allem NRW) zu etablieren und mit Offshore-Speicherstätten zu verbinden. Ein zeitnaher Infrastrukturhochlauf erfordert die Umsetzung der im Eckpunktepapier zur Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung genannten Maßnahmen. Dazu gehört vor allem der Abbau bestehender Hemmnisse für den Transport und die Speicherung von CO_2, durch die Verabschiedung des Kohlenstoffspeicher- und Transportgesetzes (KSpTG).

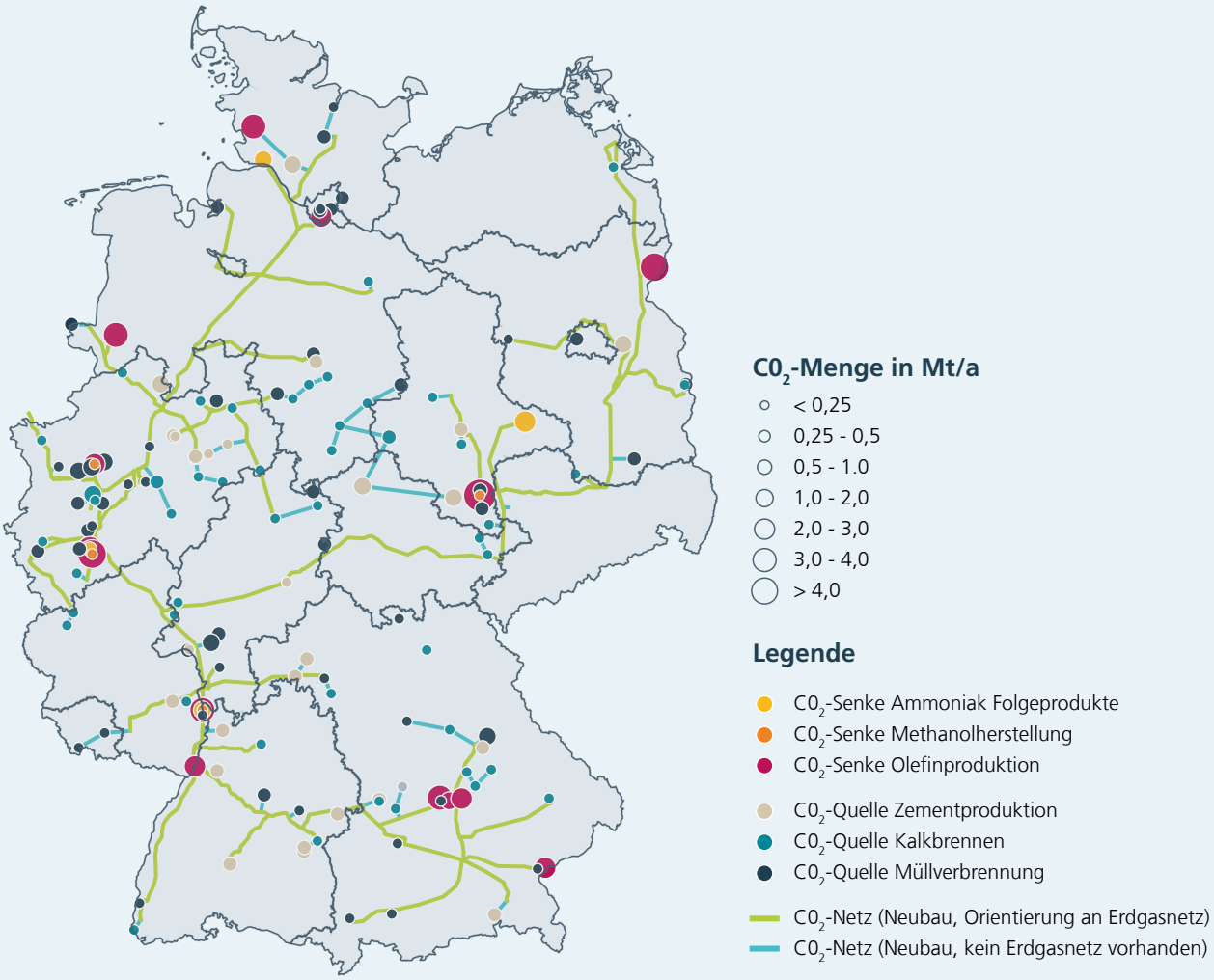
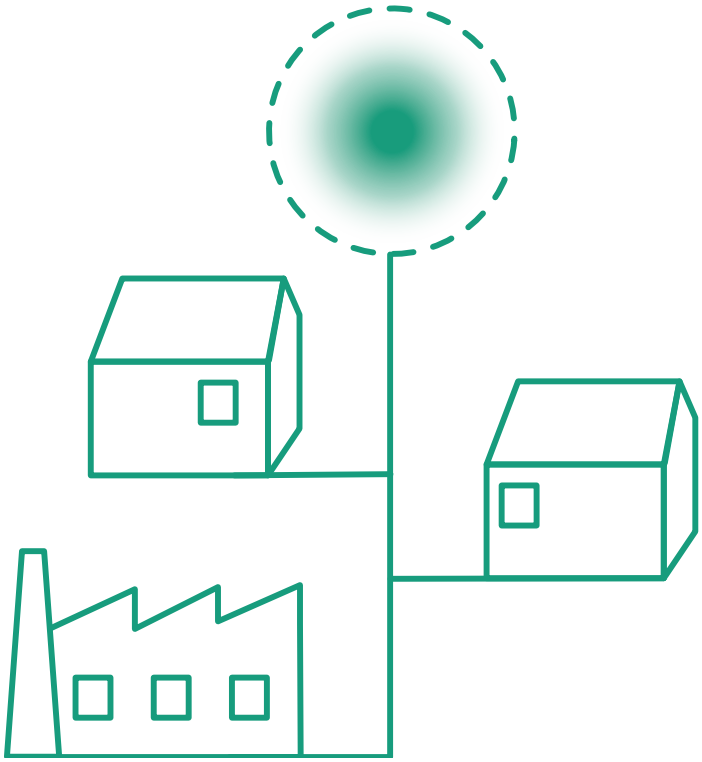


Abbildung 17: Mögliches CO_2-Netz im Jahr 2045 inkl. Quellen und Senken für das Szenario O45-Strom der Langfristszenarien. (Quelle: Fleiter et al. 2024)[4]



11. Wärmeinfrastruktur: Welche Rolle kann die Fernwärme in der Versorgung von Industrie und Gebäuden spielen?

Fern- und Nahwärmenetze spielen sowohl für die Industrie- als auch für umliegende Siedlungsgebiete heute bereits eine wichtige Rolle. Hierbei werden insbesondere kleinere und mittlere Industriestandorte mit Wärme zu sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgt. Aktuell findet die Erstellung von kommunalen Wärmeplänen statt. Erste Auswertungen (insbesondere aus Baden-Württemberg) zeigen, dass generell Gebäudeheizungen vorzugsweise über Wärmepumpen und Wärmenetze versorgt werden. Wasserstoff spielt allenfalls eine untergeordnete Rolle, in vielen Wärmeplänen spielt er überhaupt keine Rolle für die Wärmebereitstellung in Wohngebäuden. Dies teilt sich auch mit den Erkenntnissen von Fraunhofer zu den Wasserstoffkosten einer saisonalen und dezentralen Nachfrage (siehe Abschnitt 6) und weitergehenden Analysen zu den Aufwendungen für Beimischung und Umstellung.

Wie bei den Stromnetzen kommt auch der Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur an die Grenzen der finanziellen Belastbarkeit der Stadtwerke. Auch hier sind Lösungen zur Eigenkapitalerhöhung und Absicherung langfristiger Vertriebsrisiken gefragt. Eine stärkere Rolle der Nah- und Fernwärme bietet auch der Industrie verschiedene Möglichkeiten. Zum einen können eigene Wärmenachfragen durch einen Ausbau der Wärmenetze ebenfalls mitversorgt werden. Zum anderen bietet sich die Möglichkeit für die Industrie, Abwärme in die Wärmenetze einzuspeisen und hiervon auch finanziell zu profitieren.

Wichtig ist nun für die Industrie, dass ihre Bedarfe bei der Quellensuche für die Energiebereitstellung der Fernwärme mitberücksichtigt werden. Die integrierte Energieplanung

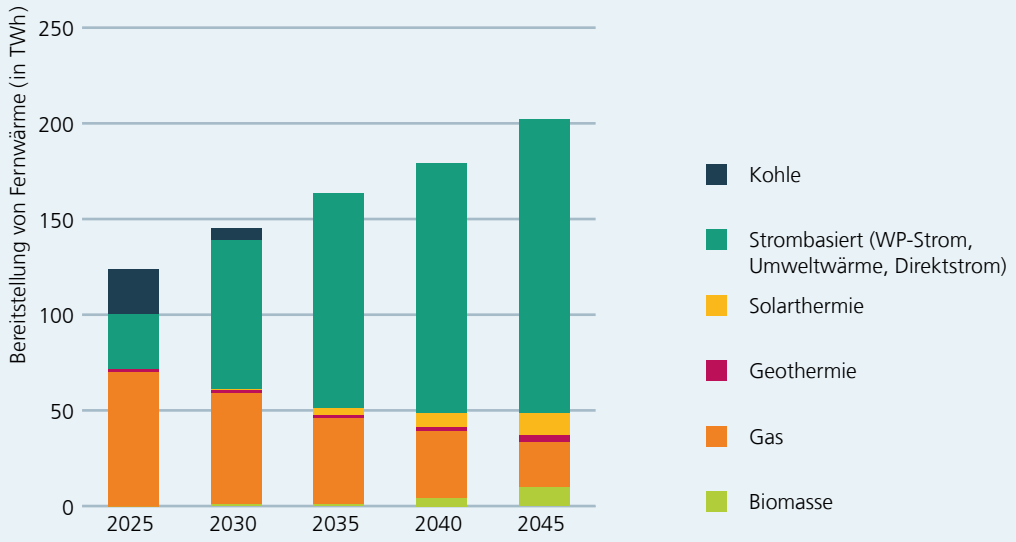


Abbildung 18: Bereitstellung der Fernwärme nach Energieträger (Eigene Darstellung, basierend auf Daten aus Luderer et al. (2025)[5]

im Anschluss an die Kommunale Wärmeplanung muss diese quantifizieren, um den notwendigen Ausbau von Strom- und Wärmenetzen sicherzustellen. Hierbei ist auch einiges an Innovationskraft des Marktes für lokal angepasste Versorgungskonzepte im Bereich Nahwärme und Objektversorgung notwendig, um vor allem in Bezug auf Schnelligkeit, Realisierungswahrscheinlichkeit und Dekarbonisierungsfahrplan erfolgreich zu sein.

Weiterführende Aspekte

Eine dynamische Energiewende ist in der gegenwärtigen Wirtschaftskrise die reale Chance für wettbewerbsfähige Energiepreise in der Industrie, für Innovationen in zukünftigen Wachstumsmärkten und für eine größere Absicherung gegenüber globalen Preisrisiken zu sorgen. Die gebündelten Empfehlungen sollen aufzeigen, wie diese Chance durch Politikgestaltung unterstützt werden kann.

Die Frage, in welchem Umfang eine konsequente Umsetzung der Energiewende auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie in den dafür notwendigen Technologien stärkt, konnte innerhalb dieses Papiers nicht vertieft untersucht werden. Es ist aber davon auszugehen, dass eine stärkere heimische Nachfrage nach Energiewende-Technologien die Chancen für heimische Wertschöpfung zumindest erhöht. Wird dies zugleich durch eine konsequente und gut ausgestattete Förderung von Forschung und Transfer in den relevanten Themenfeldern flankiert, so bestehen gute Chancen, dass Deutschland in diesen global zunehmend nachgefragten Technologiebereichen seine internationale Stellung halten oder sogar ausbauen kann.

Trotz aller Kritik an der Leistungsfähigkeit und Produktivität des Standortes Deutschland haben wir in den letzten Jahren gesehen, wie schnell Regulierung und Märkte auf geänderte Rahmenbedingungen reagieren können. Beispiele hierfür sind die Etablierung von LNG-Terminals und die Beschaffung von anderen Gasversorgungsquellen, die Rekord-Installation von PV-Anlagen auf Dächern durch Handwerker und der Zubau von Batteriespeichern. In Summe ist die installierte Leistung an Batteriespeichern in den letzten 3 Jahren von 2 GW auf 12 GW gestiegen. Selbst bei Wärmepumpen haben wir in den Jahren 2022 und 2023 jährliche Steigerungsraten von mindestens 50% gesehen und erlebt, wie schnell Produzenten die Produktionskapazitäten hochskalieren können.

Die sogenannten Energiewende-Technologien (Cleantech-Sektoren) gelten als Schlüsseltechnologien für ein wirtschaftliches Wachstum in Deutschland und in Europa. Diese sind Photovoltaik und Solarthermie, Elektrolyse und Brennstoffzelle, On- und Offshore-Windenergie, nachhaltiges Biogas und Biomethan, Batterien und Speichertechnologien, CO_2-Abscheidung und Speicherung, Wärmepumpen und Geothermie sowie Netztechnologien. So ist zwischen 2019 und 2024 der Anteil der ausgeschriebenen Stellen in Deutschland mit Bezug zur Energiewende von 1,8 auf 3,8% gestiegen[26].

Deutschland ist heute noch stark auf den Import von Energieträgern angewiesen. Rund 70 % der Primärenergie importiert Deutschland derzeit. Mit dem Erreichen der Treibhausgasneutralität bis 2045 wird Deutschland in Verbindung mit einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz und einem massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien einen Großteil der Primärenergie heimisch bereitstellen können. Verbleibende Energiemengen werden auch langfristig importiert werden müssen, primär in Form von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten sowie vermutlich netto eine vergleichsweise kleine Strommenge. In den aktuellen Szenariorechnungen der Langfristszenarien für das BMWK werden im Jahr 2045 etwa 75 % der Primärenergie in Deutschland bereitgestellt[27]. Damit würde man die Resilienz des Energiesystems und der deutschen energieintensiven Unternehmen deutlich stärken.

Hohe Energiekosten sind derzeit ein wesentlicher Wettbewerbsnachteil für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Eine Verengung der Wettbewerbsdiskussion bei den energieintensiven Sektoren allein auf die Energiekosten ist allerdings nicht zielführend. Energiekosten sind im internationalen Vergleich zwar ein wichtiger Faktor, aber andere Faktoren sind ebenfalls zu beachten und stellen sich für die betroffenen Branchen differenziert dar. Zum einen sind viele Länder mit niedrigen Energiekosten nur begrenzt in der Lage, die gesamte Wertschöpfungskette von komplexen Herstellverfahren im eigenen Land umzusetzen, z.B. bei Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten. Ebenfalls ist der Einfluss der Transportkosten zu beachten, der bei einigen energieintensiven Produkten wie z.B. Zement, Glas oder Standardpapier einen internationalen Handel über größere Entfernung beschränkt. Weiterhin sind

in einigen Bereichen wie beispielsweise Chemikalien oder Performance-Stähle Verbundproduktionen wichtig, die verschiedene Stufen der Wertschöpfungskette integrieren und in denen neben reinen Commodity-Produkten auch komplexere bzw. kundenspezifische Produkte hergestellt werden. Zudem sind produktbegleitende Dienstleistungen relevant, da sie den Wertschöpfungsanteil am Endprodukt steigern und die Kundenbindung stärken. Künftig könnte auch eine verstärkte Digitalisierung der energieintensiven Industrie ein wichtiger Standortfaktor werden.

Trotz aller Divergenz in der aktuellen politischen Diskussion zu staatlichen strategischen wirtschaftlichen Entscheidungen gegenüber freien Wissensbildung und Entscheidungen des Marktes erscheint in diesem diskutierten Zusammenhang eine Mindestkonsens zur Rolle des Staates möglich. Dies liegt in den Bereichen des Infrastrukturaufbaus und der Planungssicherheit. Zentral sind hier der Netzausbau und die Gewährleistung der Verfügbarkeit von günstigem Strom und günstigem Wasserstoff an vielen Standorten in Deutschland. Der Markt kann auf dieser Grundlage selbst entscheiden, wo welche privaten Investitionen wann getätigt werden. Der Staat schafft damit die Regeln für schnelle Marktreaktion.

Endnoten

1 Draghi, M. (2024). The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe. European Commission.

2 European Commissoin (2025). The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION. Brussels, 26.2.2025 COM (2025) 85 final

3 BCG (2024): Klimapfade 2.0, BDI

4 Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Manz, P.; Bussmann, S.; Neuwirth, M.; Herbst, A., Lotz, M.T. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. O45 Szenarien. Modul Industriesektor. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

5 Gunnar Luderer (Hrsg.), Frederike Bartels (Hrsg.), Tom Brown (Hrsg.), Clara Aulich, Falk Benke, Tobias Fleiter, Fabio Frank, Helen Ganal, Julian Geis, Norman Gerhardt, Till Gnann, Alyssa Gunnemann, Robin Hasse, Andrea Herbst, Sebastian Herkel, Johanna Hoppe, Christoph Kost, Michael Krail, Michael Lindner, Marius Neuwirth, Hannah Nolte, Robert Pietzcker, Patrick Plötz, Matthias Rehfeldt, Felix Schreyer, Toni Seibold, Charlotte Senkpiel, Dominika Sörgel, Daniel Speth, Bjarne Steffen, Philipp C. Verpoort (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

6 Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.

7 Thelen, C., Nolte, H., Kaiser, M., Jürgens, P., Müller, P., Senkpiel, C., Kost, C. „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess“, 2024, Fraunhofer ISE.

8 Fraunhofer ISE: energy-charts.info, EEG 2023.

9 https://www.erneuerbareenergien.de/technologie/onshore-wind/was-wird-aus-1500-windenergieanlagen-nrw und https://www.prometheus-recht.de/nrw-beschliesst-windenergie-moratorium/

10 Böttger, Härtel 2022: On wholesale electricity prices and market values in a carbon-neutral energy system

11 21. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung; Stuttgart 2023; Kalte Dunkelflaute in 2045 – Sektorenanalyse der Versorgungssituation (Europa – Deutschland – Übertragungsnetz in Deutschland); Norman Gerhardt (Fraunhofer IEE) und https://maps.iee.fraunhofer.de/trafo-atlas/

12 https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html

13 https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2025/02/20250207_Stromnetzfinanzierung-V1.2.pdf

14 Franke, K.; Garcia, J. F.; Kleinschmitt, C.; Sensfuß, F. (2024): Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: Installable capacity, full load hours and costs. In: Renewable Energy, 226, p. 120376. https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120376.

15 https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde Ausfelder, Ragwitz, Förster, Nolden (Herausgeber) (2024): European Hydrogen Infrastructure Planning Insights from the TransHyDE Project System Analysis, https://doi.org/10.24406/publica-2733

16 Fleiter, T., Fragoso, J., Lux, B., Alibaş, Ş., Al-Dabbas, K., Manz, P., Neuner, F., Weißenburger, B., Rehfeldt, M. and Sensfuß, F. (2024), Hydrogen Infrastructure in the Future CO2-Neutral European Energy System—How Does the Demand for Hydrogen Affect the Need for Infrastructure?. Energy Technology 2300981. https://doi.org/10.1002/ente.202300981

17 Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Neusel, Lisa; Hirzel, Simon; Neuwirth, Marius; Schwotzer, Christian, Kaiser, Felix, Gondorf, Carsten (2024): PolicyBrief Klimaneutrale Prozesswärme, Fraunhofer ISI https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/policy-briefs/2024-07_policy_brief_prozesswaerme_co2-neutral_elektrifizierung_wasserstoff.pdf

18 F. Frischmuth, M. Berghoff, M. Braun, and P. Härtel, “Quantifying seasonal hydrogen storage demands under cost and market uptake uncertainties in energy system transformation pathways,” Applied Energy, vol. 375, p. 123 991, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123991

19 Ausnahme ist Kohle für einige Prozesse, vor allem Stahl.

20 Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Neusel, L.; Hirzel, S.; Neuwirth, M.; Schwotzer, Ch.; Kaiser, F.; Gondorf, C. (2024): CO2 -neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff - Policy Brief. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

21 Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Aydemir, A.; Schwotzer, Ch. et al. (2023): CO2-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA): Dessau-Roßlau.

22 Philipp C. Verpoort, Falko Ueckerdt, Yvonne Beck, Diego Bietenholz, Andrea Dertinger, Tobias Fleiter, Anna Grimm, Gunnar Luderer, Marius Neuwirth, Adrian Odenweller, Thobias Sach, Matthias Schimmel, Luisa Sievers (2024): Transformation der engerieintensiven Industrie. Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2024.019

23 Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Neusel, L.; Hirzel, S.; Neuwirth, M.; Schwotzer, Ch.; Kaiser, F.; Gondorf, C. (2024): CO2 -neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff - Policy Brief. Fraunhofer ISI: Karlsruhe.

24 https://www.energy4climate.nrw/industrie-produktion/praxisbeispiele-industrietransformation/flexible-aluminiumelektrolyse-by-trimet

25 Agora Energiewende und Agora Industrie (2024): Industrielle Energieflexibilität ermöglichen. Konzept einer Reform der Sonder-netzentgelte für Großverbraucher. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19_DE_IND_Reform_Industrielle_Netzentgelte/Reform_industrielle_Netzentgelte_Foliensatz.pdf

26 Büschel, J.; Engler, J.F.; Küper, M.; Mertins, A. (2025): Energiewende als Jobmotor – Nachgefragte Arbeitskräfte für die erneuerbaren Energie und die Energieinfrastruktur. Gütersloh: Bertelsmann Stiftung

27 vgl. Fraunhofer ISI (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien. Modul Energieangebot.