

Ich habe Infos über die Energiewende gesammelt, um mir konkret vorzustellen, wie viel Energie man weltweit für die Energiewende braucht und wie der Umbau der Industrie in Deutschland und der EU aussehen könnte. Ich bin nicht gut in Mathe, deshalb habe ich einfache Bierdeckelrechnungen durchgeführt. Dies kann zu falschen Zahlen und Einschätzungen geführt haben, dafür übernehme ich die Verantwortung. Der Hauptteil des Textes ist bis Sommer 2025 entstanden.

Ich versuche in diesem Text ein Fazit zu ziehen. Die eigentliche Infosammlung befindet sich in meinem Haupttexten, mit den Teilen 00Teil1, 00Teil2, 00Teil3, 00Teil4 und einem Literaturverzeichnis in 00Teil5, auf meiner Webseite: www.tradefocus.de/consult.

Zusammenfassung: Ich mache mehrere Beobachtungen und **drei Vorschläge** bezüglich des Umbaus der Industrie in der EU während der Energiewende: Die erste Beobachtung lautet, dass fossile Energien heute noch sehr günstig sind, dies gilt für Erdöl, Erdgas und bei einem Bau in China, auch für Atomkraft, wenn man Kosten für Endlagerung etc. nicht einbezieht. Alle diese Energieträger sind allerdings endlich.

Die zweite Beobachtung lautet, dass beim derzeit geschätzten Preis grüner Wasserstoff nicht mit dem Preis von fossilem Erdgas in den Produzentenländern wie USA, Ölstaaten oder Russland konkurrieren kann. Erneuerbare Energien müssten dafür einen Strompreis von 1 Cent pro kWh ermöglichen. Damit müsste man grünen Wasserstoff mit einem Elektrolyseur produzieren. Geschätzt wird, dass man dafür 60 kWh Strom pro 1 kg Wasserstoff benötigt.¹ Dies korrespondiert bei einem sehr niedrigen Strompreis von 1 Cent pro kWh Strompreis pro 1 kg Wasserstoff mit 0,60 Cent Kosten und für eine 1 Tonne Wasserstoff mit 600 Euro Kosten.² Dem Energiegehalt nach, würde man bei diesem niedrigen Strompreis auf dem gleichen Niveau liegen, wie ein Erdgaspreis von 2 Cent/kWh, den es noch 2021 in Deutschland gab, derzeit liegt er der Erdgaspreis bei 5 Cent/kWh (je ohne Steuern und Abgaben, siehe Statistisches Bundesamt, Erdgaspreise, Nicht-Haushalte).

Liegt der Strompreis dagegen höher, bei 10 Cent pro kWh, dann steigen die Kosten von Wasserstoff für 1 kg auf 6 Euro und für 1 Tonne auf 6000 Euro an.³ Umgerechnet in 1 kWh Energie würde dies mit einem Erdgaspreis von 18 Cent/kWh korrespondieren.⁴ Aus der Sicht der Erdgaspreise von 2 Cent / kWh im Jahr 2021 wäre dies eine 9 fache Preissteigerung.

Wenn ich selbst Investitionen in erneuerbare Energien berechne, mit einem Excel-Darlehensstilungszeitplan Rechner, ohne Eigenkapital, dann könnte es aber sein, dass man noch

¹ Der Preis von grünem Wasserstoff hängt vom Strompreis ab, mit dem der Elektrolyseur arbeitet. Proton Ventures, ein Ingenieurbüro, die grüne Wasserstoffprojekte plant, schätzt, dass der Preis von grünem Wasserstoff bei 60 kWh/kg bzw. 60 MWh/Tonne liegt, siehe: Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugriffen: 13.02.2025.

² 0,01 Euro Strompreis pro kWh (1 Cent) -> $0,01 * 60 \text{ kWh pro 1 kg Wasserstoff}$, $0,60 \text{ Euro} * 1000 = 600 \text{ Euro pro 1 Tonne Wasserstoff}$.

³ 0,10 Euro Strompreis pro kWh (10 Cent) -> $0,10 * 60 \text{ kWh pro 1 kg Wasserstoff}$, $6 \text{ Euro} * 1000 = 6000 \text{ Euro pro 1 Tonne Wasserstoff}$.

⁴ Dreisatz bei einem Strompreis von 0,01 Euro bzw. 1 Cent pro kWh: 1 Tonne Wasserstoff hat: 33.330 kWh Energie. Kosten 600 Euro (bei 0,01 Euro bzw. 1 Cent Stromkosten), 1 kWh kostet: $600 / 33.330 = 0,018$, d.h. 1 kWh Wasserstoffenergie kostet also 0,018 Euro bzw. 1,8 Cent. Dreisatz bei einem Strompreis von 0,10 Euro bzw. 10 Cent pro kWh: 1 Tonne Wasserstoff hat 33.330 kWh Energie. Kosten 6000 Euro (bei 0,10 Euro bzw. 10 Cent Stromkosten): 1 kWh kostet dann $6000 / 33.330 = 0,18 \text{ Euro bzw. } 18 \text{ Cent}$. 1 kWh Energie kostet also 0,18 Euro bzw. 18 Cent. Die Erdgaspreise werden vom Statistischen Bundesamt direkt auf 1 kWh-Energie-Basis angegeben, sodass man direkt vergleichen kann.

höhere Strompreise braucht, etwa von 15 oder 20 Cent pro kWh, um einen Kredit in einem zeitlichen Rahmen von 10 bis 15 Jahren zurückzahlen zu können. Diese Berechnungen liegen allerdings höhere als die Werte für die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien des Fraunhofer ISI Instituts. Lügen die Strompreise so hoch, würde dies mit noch mit höheren grünen Wasserstoff- bzw. Energiepreisen korrespondieren, die zwar Privathaushalte nicht schocken würden, da man solche (Erdgas-)Preise bereits gewohnt ist, aber die Industrie würde dies sicher vor Probleme stellen, weil sie auf dem Weltmarkt mit Firmen konkurriert, die niedrigere Kostenstrukturen aufweisen. Dazu kommt, dass Wasserstoff als neuer Rohstoff in der Chemieindustrie nicht nur Erdgas, sondern auch Erdöl ersetzen muss. Siehe zu diesen Berechnungen weiter unten mehr.

Im Bereich der Stahlproduktion scheint eher möglich zu sein, grünen Wasserstoff auch auf einem höheren Preisniveau einzusetzen und den grünen Stahl z.B. in Autos einzusetzen, hier macht er dann nur einen Teil der Gesamtkosten aus. In der Stahlindustrie werden die mit Kokskohle betriebenen Hochöfen stillgelegt und es wird eine normalerweise mit Erdgas laufende Midrex-Direktreduktionsanlage neu gebaut, in der Eisenerz zu Eisenschwamm reduziert wird. Die nachfolgenden Prozesse bleiben weitgehend bestehen. In diesen Anlagen kann man Erdgas und Wasserstoff mischen, man kann also erst einmal günstiges Erdgas nutzen und dann immer mehr Wasserstoff hinzumischen, bis es ganz mit Wasserstoff läuft. Insofern kann der Austausch der Anlagen schon beginnen, wenn noch nicht genug Wasserstoff verfügbar ist. Dazu kommt, dass es immer mehr Elektrostahlwerke geben wird, die mit Strom funktionieren und deren Strom aus erneuerbaren Energien stammen kann. So könnte die Energiewende im Bereich Stahl gelingen.

Allerdings wird schon am Stahl das Hauptproblem Deutschlands sichtbar, die sehr hohen Exporte, im Bereich Stahl im zweistelligen Milliardenbereich, 77,8 Mrd. Euro (2024). Selbst bei nur etwas höheren Preisen von grünem Stahl wird es auf dem Weltmarkt zum Rückgang von Exporten und zu Arbeitsplatzverlusten in Deutschland kommen. Deutschland hat allerdings immer noch Spezialstahlprodukte im Angebot oder Stahlröhren für Pipelines, bei denen es auch bei höheren Preisen weiter Käufer geben wird.

Viel brisanter sieht es im Bereich Chemie aus. Auch hier hat Deutschland sehr hohe Exporte vorzuweisen, im dreistelligen Milliardenbereich, je nach Abgrenzung 139 bis 344 Mrd. Euro (2024). Hier ist die Umstellung schwieriger und führt - dies erscheint mir jedenfalls aus meiner laienhaften Sicht so - unumkehrbar zu höheren Kostenniveaus, jedenfalls teilweise. Teilweise, weil teils auf teurere, teils auf günstigere Prozesse umgestellt werden wird. Wir wissen dies aber alles nicht so genau, weil die Chemieindustrie 35 Jahre nachdem der Klimawandel nun bekannt ist, nicht in der Lage war einzelne, größere Testfabriken aufzubauen, um einmal die vier neuen Prozessrouten zu erforschen und die neuen Preis- und Kostenniveaus gegenüber der Politik und Öffentlichkeit transparent zu machen. Stattdessen erfolgt seit dem Sommer 2025 ein Interview nach dem anderen mit CEOs, die fordern, dass die Chemieindustrie weiter EU-Emissionszertifikate kostenlos bekommen sollte, um weiter so wie vorher produzieren zu können. Ebenso wird eine radikale Reform oder sogar Abschaffung des EU-Emissionshandels gefordert. Die Politik traut sich wiederum nicht, die Chemie zu etwas zu zwingen. Man könnte die Chemieindustrie mit einer niedrigen Quote z.B. von 3 % zur Beimischung von grünem Naphtha und grünem Ethylen und Propylen und grünem Benzol, Toluol und Xylol in die Produktion leicht zum Aufbau von drei grünen Anlagen zwingen. Stattdessen subventioniert die Politik kleinere Projekte, es wird weiterhin in Deutschland auf Weltniveau geforscht, etwa zur Elektrifizierung von chemischen Prozesse, siehe ETOS⁵ und wir bauen, als ob nicht wäre Wasserstoffpipelines, wird organisieren erfolgreich Wasserstoff bzw. Ammoniakimporte, der

⁵ Siehe: <https://zukunftscluster-etos.de/de/ETOS/> - Zugriffen: 22.02.2026.

wieder zu Wasserstoff umgewandelt werden kann und es entstehen in Deutschland selbst immer mehr Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff.

Seit Anfang des Jahres 2026 gibt es aber Hoffnung, dass es nun einen Gamechanger gibt, dass Wasserstoff doch zu günstigen Kosten zur Verfügung gestellt werden kann. Es ist der deutschen Bundesregierung gelungen, zwei größere Verträge mit Saudi-Arabien für 200.000 t und Indien mit 500.000 t Wasserstoff bis 2030 abzuschließen, und es sind mehrere weitere Verträge und Kooperationen entstanden. Spannend wird es bei Saudi-Arabien und Indien die Kostenniveaus zu sehen, da diese Länder nicht mit einem Excel-Darlehenszeitplan rechnen und auch nicht mit dem Kostenniveau von erneuerbaren Energieprojekten aus den letzten Jahren in Deutschland, wie ich es in meinen Rechnungen gemacht habe. In Saudi-Arabien ist der Investor ACWA Power, ein Staatskonzern, der einen Kredit von einem saudischen Staatsfond bekommt, und, siehe gleich unten, die Windenergieanlagen sind aus China, und nur die Anlagenbau erfolgt von einer U.S. Firma gebaut und der Elektrolyseur ist von Thyssenkrupp aus Deutschland. Kurz: wenigstens die Kredite und die erneuerbaren Energien dürften in Saudi-Arabien günstiger sein als hierzulande. Indien hat Erfahrung mit riesigen Solarparks und liegt in einer Zone mit optimalem Sonnenschein. Kurz: Diese Länder können - hoffentlich - mit anderen Zahlen operieren. Neu ist auch, dass sich nun eine bestimmte Technologievariante herauskristallisiert: Es wird nicht Wasserstoff, sondern Ammoniak hergestellt. In Saudi-Arabien und Indien werden dazu erneuerbare Energien aufgebaut, Elektrolyseure aufgebaut, die Elektrolyseure produzieren grünen Wasserstoff, dieser wird in einem grünen Haber-Bosch-Prozess zusammen mit Stickstoff aus der Luft, dazu genutzt, um grünes Ammoniak zu produzieren. Der grüne Ammoniak ist leicht mit Schiffen transportierbar und kann im Hafen in Europa in Wasserstoff zurückverwandelt werden, mit Cracker-Anlagen, die derzeit aufgebaut werden. Vielleicht gelingt es so in Zukunft das Kostenniveaus von grünem Wasserstoff deutlicher zu verringern, als die heutigen Prognosen sagen. Vielleicht bringt dies sogar die rebellierende Chemieindustrie auf Trab!

Auf dem heute vorliegenden Kostenniveau wird grüner Wasserstoff allerdings die Chemieproduktion verteuern. Dazu kommt, dass selbst dann, wenn grüner Wasserstoff in einigen Jahren viel günstiger sein wird - so erscheint es mir aus meiner laienhaften Sicht - dies nicht für alle Bereiche die Rettung sein wird. Der grünen Haber-Bosch-Prozess scheint allerdings zu funktionieren, hier kann Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzt wird. Hunderte weitere Chemieprodukte werden allerdings durch Steamcracking hergestellt. Dies basiert auf dem Grundstoff Naphtha. Naphtha wird in Raffinerien aus Erdöl hergestellt wird, parallel dazu entsteht Benzin, Diesel, Kerosin, Flüssiggas, Schweröle und Bitumen. Im Steamcracking wird Naphtha mit Wasserdampf erhitzt und daraus werden im Abkühlprozess hunderte Stoffe hergestellt, u.a. Propylen und Ethylen für die Plastikherstellung, aber auch Butadien für die Reifenherstellung und Aromaten Benzol, Toluol und Xylol, die für tausende weiterer Chemikalien wichtig sind, für Farben und Lacke, Styropor, für die Stabilisierung von Kunststoffen, etwa PET -Flaschen, Brillengläser und Kunstfasern sowie Medikamente. Hier geht es also gar nicht um Erdgas als Rohstoff, Erdgas wird in den Streamcrackern vielmehr zum Erhitzen eingesetzt, sondern es geht um den Ersatz von großen Mengen von Erdöl.

Dieser gesamte Bereich muss nun auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, dafür wird es in Zukunft wohl drei unterschiedliche Prozessrouten geben, die alle drei auf Wasserstoff beruhen. Die Produktion von grünem Naphtha wird - so jedenfalls mein laienhafter Eindruck - kaum kostengünstig erfolgen können, selbst wenn es grünen Wasserstoff doch noch günstig geben wird. Denn diese neue Route läuft über vier Stufen, die umgekehrte Wasser-Gas-Verschiebereaktion, dann die Herstellung von Synthesegas, danach der Fischer-Tropsch-Prozess und schließlich das Hydrocracking, die Aufteilung in verschiedenen Kohlenstoffkettenlängen. Mit diesem Prozess kann man aus grünem Wasserstoff und Kohlendioxid (aus der Luft oder dem Schornstein aufgefangen) grüne Paraffin-Wachse, Schmierstoffe, Kerosin, Diesel, Benzin und eben grünes Naphtha herstellen, aber grünes

Naphtha ist nur ein Teil dessen, was herauskommt, man bekommt auch die anderen Produkte. Das sind E-Fuels, davon braucht man in Zukunft z.B. das grüne Kerosin. Damit ist zwar sicher, dass wir in Zukunft noch Flugzeug fliegen zu können, aber Naphtha und Kerosin ist nur ein Teil dessen, was hier herauskommt, schon dadurch wird es teurer. Schätzungen besagen, dass grünes Naphtha 'nur' doppelt so teuer ist, wie graues Naphtha aus Erdöl, aber dies erscheint mir als zu niedrig angesetzt und dazu kommt, dass es um große Mengen geht: 14,3 Mill. Tonnen Naphtha für 9 Mrd. Euro werden derzeit in Deutschland eingesetzt, wenn dies doppelt so teuer wäre, wären es 18 Mrd. Euro. Würde man dies mit grünem Wasserstoff produzieren und lägen hier höhere Stromkosten für die Elektrolyseure vor, würden die Kosten für grünen Wasserstoff sofort stark ansteigen. Dann würden auch die Kosten für grünes Naphtha stark steigen. Jedenfalls wird grünes Kerosin in Zukunft deutlich mehr kosten als graues Kerosin heute. Diese hohen Mengen wird man aber in Zukunft nicht mehr brauchen, denn für die im Steamcracking aus Naphtha hergestellten Stoffe werden nun für Teilbereiche günstigere Prozessrouten gesucht. Für die Plastikgrundstoffe Ethylen und Propylen gibt es die Methanol-zu-Olefinen Route, die günstiger sein soll (diese Anlagen sind in China im Einsatz, mit Kohlevergasung als Ausgangspunkt zur Herstellung von Synthesegas). Wie beim grünen Fischer-Tropsch-Prozess mit dem grünen Naphtha ist bei der Methanol-zu-Olefinen-Route grünes Synthesegas der Ausgangspunkt und auch eine umgekehrte Wasser-Gas-Verschiebereaktion zur Herstellung von Kohlenmonoxid CO muss zuvor erfolgen. Dafür braucht man grünen Wasserstoff und Kohlendioxid CO₂. Das CO₂ kann man zum Beispiel mit Direct-Air-Capture Anlagen einfangen oder aus Post-Combustion-Anlagen, die CO₂ an Schornsteinen abfangen. Weiterhin gibt es die grüne Methanol-zu-Aromaten-Route, die ebenso mit grünem Synthesegas beginnt, hier wird Benzol, Toluol und Xylol aus Methanol hergestellt. Selbst wenn diese zwei Prozessrouten einfacher zu sein scheinen, als beim grünen Fischer-Tropsch-Naphtha, ist auch hier ein günstiger Wasserstoffpreis wichtig. Siehe meinen Text zu Chemie in 00Teil2, mit weiteren Infos.

Leider gibt es, bis auf drei kleinere Fischer-Tropsch-Anlagen, zwei von Ineratec in Frankfurt⁶, keine große Fischer-Tropsch-Anlage in Deutschland und, soweit ersichtlich, auch nicht auf der Welt. Ebenso gibt es keine grüne Methanol-zu-Olefinen und keine grüne Methanol-Aromaten-Anlagen, wobei letztere Exxon Mobil in der Vergangenheit einmal eine gebaut und betrieben hat.⁷

Die deutsche Chemieindustrie weiß um diese vier alternative Prozessrouten, aber sie befürchtet auch, dass diese teurer werden. Sie verfällt dann in Angststarre, denn sobald die Chemieindustrie höhere Kosten durch grüne Produktion haben würde, würde sie zwar noch den großen europäischen Markt behalten, aber ihre sehr hohen internationalen Exporte, die zu Milliarden Gewinnen führen, würde sie verlieren. Deshalb beschließt sie, dass es besser ist, diese alternativen Prozessrouten gar nicht erst auszuprobieren.

Vielleicht ändert sich dies aber jetzt: Die positive Entwicklung von Anfang 2026 ist, dass es nun einen Start einer Wasserstoffherstellung in Form einer grünen Ammoniakproduktion in mehreren Ländern gibt, die in den Sonnenregionen der Erde liegen. Sie wollen in einem grünen Haber-Bosch-Prozess Ammoniak als Grundstoff herstellen, der in Wasserstoff zurückverwandelt werden kann. Es wird also in den nächsten Jahren sehr spannend werden, wie weit man mit den Kostenniveaus für Ammoniak

⁶ Siehe: <https://www.ineratec.de/de/era-one-e-fuels-made-germany> - Zugegriffen: 27.10.2025.

⁷ Siehe S. 31: acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft, Frankfurt am Main 2023, siehe: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Wasserstoff-Kompass_komplett.pdf - Zugegriffen: 30.12.2024. Eine Pilotanlage für die Methanol-to-Aromatics Herstellung gab es in Wesseling und eine größere Anlage in Motunui in Neuseeland, diese wurde kommerziell von 1985 bis 1995 von der Firma Exxon Mobil betrieben. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Mobil-Prozess> - Zugegriffen: 15.07.2025.

und damit auch Wasserstoff herunterkommt, vielleicht juckt es dann die Chemieindustrie doch noch, einmal etwas auszuprobieren.

Diese positive Entwicklung wird deshalb hier am Anfang dieses Textes im Detail dargestellt:

Zuerst einmal zum Transport Ammoniak kann gut mit Schiffen transportiert werden kann. Mit einem 50.000 Tonnen Schiff, etwa der BW Liberty⁸, braucht man 100 Schiffsladungen, um Deutschland mit 5.000.000 bzw. 5 Mill. Tonnen Ammoniak zu versorgen, für 10.000.000 t bzw. 10 Mill. t Ammoniak wären es 200 Schiffsladungen. Im Cracker lässt sich Ammoniak bei hohen Temperaturen zu 95 % bis sogar 99 % zu Wasserstoff umsetzen, es gibt also in dem Sinn gar keine Verluste, nur der Energieverbrauch für die Cracker. Das heißt, dass wenn alle 3 Tage oder 1 1/2 Tage ein Schiff in Antwerpen, Rotterdam, Wilhelmshaven oder Rostock anlandet, der gesamten Wasserstoffbedarf Deutschlands nach der Energiewende abgedeckt werden kann. In diesen vier Häfen gibt es Pläne zum Bau der Cracker oder erste Pilotanlagen sind schon vorhanden.

Rotterdam: VTTI wird in Rotterdam an der Maasvlakte einen Ammoniak-Cracker bauen, auch in Antwerpen soll einer entstehen, siehe diesen Überblick über viele Aktivitäten im Hafen von Rotterdam zum Thema Wasserstoff.⁹ Air Liquide meldet am 13.11.2025 den Betrieb einer ersten Pilotanlage im Hafen von Antwerpen.¹⁰ Am 02.05.2025 wird gemeldet, dass Thyssenkrupp Uhde und Uniper in Gelsenkirchen-Scholven eine Anlage bauen wollen, die Ammoniak zu Wasserstoff umwandeln kann, als Testanlage mit einer Tageskapazität von 28 Tonnen Ammoniak woraus 4 Tonnen Wasserstoff gewonnen werden, gedacht ist dies als Probe für eine Großanlage am Wasserstoffimportterminal in Wilhelmshaven, die ab Ende 2026 dort Ammoniak in Wasserstoff umwandeln soll.¹¹

Vorreiter der Ammoniakproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff ist Saudi-Arabiens ACWA Power in der Zukunftsstadt Neom. Die Anlage, die vom US Unternehmen Air Products gebaut wird, ist kurz vor der Fertigstellung.¹² Die Windkraftanlagen stammen vom chinesischen Hersteller Envision, hergestellt werden sollen 600 Tonnen Ammoniak pro Tag, siehe hier.¹³ (im Jahr also 219.000 Tonnen). Der Elektrolyseur von Thyssenkrupp soll über 2 GW Leistung erreichen und besteht aus vielen 20 MW-Modulen.¹⁴ (dies sind 200.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr, wenn man grob rechnet, dass ein 100 MW Elektrolyseur 10.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr herstellen kann). Am 03.02.2025 meldet die SEFE, dass es mit ACWA Power, Saudi Arabien, eine Partnerschaft zur Lieferung von jährlich 200.000 Tonnen

⁸ Siehe zu den Infos zum Ammoniak-Transport und zur BW Liberty, S. 18 in: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/1cb98c77-9799-11f0-bbd1-fa163ebab5e5/live/document/Transportschiffe_fu%CC%88r_den_Transport_nachhaltiger_Energietra%CC%88ger.pdf - Zugriffen: 22.02.2026.

⁹ Siehe: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/das-wasserstoffsystem-nimmt-gestalt> - Zugriffen: 22.02.2026.

¹⁰ Siehe: <https://de.airliquide.com/news/weltpremiere-die-innovative-technologie-von-air-liquide-wandelt-ammoniak-im-industriellen-massstab-wasserstoff-um-und-ebnet-den-weg-fur-neue-kohlenstoffarmelieferketten> - Zugriffen: 22.02.2026.

¹¹ Siehe: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-und-thyssenkrupp-uhde-buendeln-kraefte-fuerschlueseltechnologie-der-globalen-wasserstoffwirtschaft> - Zugriffen: 22.02.2026.

¹² Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex> - Zugriffen: 27.10.2025.

¹³ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/neom-project-reaches-financial-close-30-year-offtake-secured/> - Zugriffen: 06.03.2025.

¹⁴ Thyssenkrupp Pressemitteilung, 13.12.2021, siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/one-of-the-largest-green-hydrogen-projects-in-the-world--thyssenkrupp-signs-contract-to-install-over-2gw-electrolysis-plant-for-air-products-in-neom-124576> - Zugriffen: 22.02.2026.

grünem Wasserstoffs nach Deutschland und Europa, ab 2030, abgeschlossen hat.¹⁵ Die Kosten wurden wohl anfangs auf 5 Mrd. US\$ geschätzt, liegen nun bei 8,4 Mrd. US\$.¹⁶ Am 02.02.2026 meldet die FAZ, anlässlich des Besuchs von Katharina Reiche in Saudi Arabien, dass die Kooperation mit Deutschland zur Ammoniakproduktion erweitert wird, so wird ein Ammoniak zu Wasserstoff Cracker im Hafen Rostock gebaut, von EnBW und ACWA Power und es wird noch einmal bestätigt, dass ab 2030 geplant ist, dass die SEFE 200.000 Wasserstoff aus Saudi-Arabien importiert.¹⁷ Die SEFE befindet sich im Eigentum des deutschen Staates.¹⁸

Ganz neu ist, dass Indien, anlässlich des Staatsbesuchs von Bundeskanzler Merz am 12.01. bis 13.01.2026, eine grüne Ammoniakproduktion aufbauen will. Die Firma AM Green¹⁹ will die im Jahr 2028 eine Kapazität von 1 Mill. Tonnen pro Jahr haben, wovon bis zu 500.000 Tonnen Ammoniak nach Deutschland geliefert werden soll, diesen Abnahmevertrag meldet Uniper am 12.01.2026.²⁰ Uniper befindet sich im Besitz des deutschen Staates.²¹

Nimmt man allein diese beiden neuen Verträgen zusammen, sind es bereits 700.000 t Wasserstoffstoff, der 2030 aus Importen zur Verfügung stehen wird.

Neu wird im Januar 2026 ebenfalls gemeldet, dass die Bundesregierung den Bau einer Wasserstoffpipeline quer durch Dänemark für 1,3 Mrd. Euro fördert, damit können dann Offshore- oder Onshore-Windparks und Elektrolyseure in Dänemark als Geschäftsmodell aufgebaut werden und dieser Wasserstoff kann nach Deutschland geliefert werden.²²

Zuvor waren allerdings bereits ebenfalls Anstrengungen unternommen worden:

Am 13.11.2024 meldete die SEFE, dass sie mit der brasilianischen Energieunternehmen Eletrobras einen Liefervertrag für 200.000 Tonnen Wasserstoff, allerdings in Form von Ammoniak, pro Jahr ab 2030 abgeschlossen hat. Der Kuwaitische Projektentwickler EnerTech wird dabei als Grundlage der Zusammenarbeit eine Art Machbarkeitsstudie durchführen, wie eine Lieferkette organisiert werden kann. In Brasilien wird grüner Ammoniak mit Strom aus Wasserkraft hergestellt (bzw. der Elektrolyseur läuft damit) und in Deutschland zu Wasserstoff umgewandelt und in das Kernnetz eingespeist.²³

¹⁵ Siehe Pressemitteilungen, 03.02.2025: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-acwa-power-schliessen-partnerschaft-zur-lieferung-von-jaehrlich-200000-tonnen-gruenem-wasserstoff-nach-deutschland-und-europa> - Zugegriffen: 03.02.2025.

¹⁶ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/neom-project-reaches-financial-close-30-year-offtake-secured/> - Zugegriffen: 22.06.2026

¹⁷ Klaus Stratmann, Inga Rogg. Wie Saudi-Arabien Deutschlands Wasserstoff-Pläne retten könnte. FAZ, 02.02.2026.

¹⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Securing_Energy_for_Europe - Zugegriffen: 22.02.2026. Siehe: <https://www.sefe.eu>

¹⁹ Siehe: <https://www.amgreen.com/>

²⁰ Sie die Pressemitteilung vom 12.01.2026: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-und-am-green-unterzeichnen-langfristigen-abnahmevertrag-ueber-bis-zu-500000-tonnen-erneuerbares-ammoniak-pro-jahr-aus-indien> - Zugegriffen: 18.01.2026.

²¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Uniper> - Zugegriffen: 18.01.2026. Siehe: <https://www.uniper.energy>

²² Siehe: NDR Deutsche Milliardenförderung für grünen Wasserstoff aus Dänemark, 27.01.2026, in: <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/deutsche-milliardenfoerderung-fuer-gruenen-wasserstoff-aus-daenemark,wasserstoff-214.html> - Zugegriffen: 31.01.2026.

²³ Siehe: Pressemitteilung, 13.11.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-eletobras-und-enertech-kooperation-zur-lieferung-von-200000-tonnen-gruenem-wasserstoff-nach-deutschland> - Zugegriffen: 06.02.2025.

Die Bundesregierung verfolgt dabei die Strategie mehrere Stoffe importieren zu wollen, ab dem 24.07.2024 liegt auch eine Importstrategie Wasserstoff und Wasserstoffderivate vor, die auch Ammoniak, Methanol, Naphtha, strombasierte Kraftstoffe und Trägermedien z. B. LOHC erwähnt.²⁴

Die deutsche H2Global Stiftung ist ein Finanzierungsinstrument für Wasserstoffprojekte, die nun die internationalen Aktivitäten der europäischen Wasserstoffbank übernehmen soll. An H2Global wird sich nun auch die Niederlande beteiligen.²⁵ H2Global hat auch eine EU GreenHydrogen Cluster Webseite.²⁶ H2Global verfügt über 5 Mrd. Euro.²⁷ H2Global will Investitionssicherheit schaffen, durch ein sog. Doppelauktionsmodell, das langfristige Preise für ausländische Produzenten garantiert, im Binnenland an Höchstbietende verkauft, und wenn diese Preise zu niedrig liegen, den Differenzbetrag übernimmt. Dies übernimmt die Hintco GmbH in Leipzig.²⁸ H2Global/Hintco. Am 12.07.2024 wird von der H2GlobalStiftung gemeldet, dass in einer erste Auktion, Lot 1, sich ein erfolgreicher Bieter gefunden hat²⁹, dies ist Fertiglobal, möglicherweise ein Partnerunternehmen von ADNOC aus Abu Dhabi in den Vereinigten Arabischen Emiraten³⁰ und OCI, einem niederländisches Unternehmen.³¹ In Ägypten sollen dazu Solar- und Windkraftwerke aufgebaut werden³², mit einer Kapazität von 273 MW.³³ In Ägypten soll dann Wasserstoff hergestellt werden, von der Firma Egypt Green Hydrogen, ein Konsortium von Scatec ASA, Fertigllobe, Orascom Construction, The Sovereign Fund of Egypt und Egyptian Electricity Transmission Company. Dieser Wasserstoff wird dann in die Ammoniak-Fabrik in Ain Suchna, Ägypten, gebracht und zu Ammoniak umgewandelt. Mir ist unklar, ob hierzu die Anlage hin zu einer genuin grünen Produktion verändert wird, denn sonst wäre dies nur CO2-arter Ammoniak. Ziel ist es 2027 erstmals 19.500 Tonnen Ammoniak nach Europa zu liefern, und dann ab 2028 jedes Jahr 40.000 Tonnen, sodass sich insgesamt ein Volumen bis 2033 von 397.000 Tonnen ergibt, danach läuft der Kontrakt aus.³⁴ Im FAZ-Artikel ist davon die Rede, dass der Produktionspreis bei 800 Euro pro Tonne liegen wird (1000 incl. Lieferung nach Europa). Die erste Lieferung hätte dann einen Wert von 15,6 Mill. Euro, insgesamt geht es bis 2033 um ca. 300 Mill. Euro. Es wird angegeben, dass man daraus Wasserstoff herstellen kann, mit 4,5 Euro Produktionskosten pro Kilo, dies sei leicht mehr als 3-4 Euro für Wasserstoff aus Erdgas.³⁵ Europäische Käufer können dann für den Grundstoff bieten und das höchste Gebot bekommt den Zuschlag. Den Differenzbetrag trägt H2Global bzw. die Hintco, die dazu mit 4,4 Mrd. ausgestattet ist, diesen leicht anderen Betrag nennt der FAZ-Artikel.³⁶ H2Global informiert in dieser Pressemitteilung auch darüber, dass Lot 1 22 Bieter hatte, in Lot 2 und 3 geht es um Gebote für grünes Methanol und grünes Kerosin (e-sustainable aviation fuel, eSAF). Die

²⁴ BMWK Importstrategie Wasserstoff und Wasserstoffderivate 24.07.2024, siehe:

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18 – Zugriffen: 15.08.2024.

²⁵ Siehe: <https://www.h2-global.de/pages/green-news> - Zugriffen: 27.12.2023.

²⁶ Siehe: <https://h2globalcluster.eu/>

²⁷ <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/europas-wasserstoffbank-legt-los-800-millionen-euro-sollen-den-markt-anheizen/> - Zugriffen: 27.12.2023.

²⁸ Siehe: <https://www.h2-global.de/post/900-million-eur-market-ramp-up-green-hydrogen> - Zugriffen: 22.12.2023.

²⁹ Siehe: Vertrag für Wasserstoff. FAZ, 12.07.2024. Sowie, undatiert, Results of the pilot auction – Lot 1: <https://www.h2-global.org/news> - Zugriffen: 12.07.2024.

³⁰ Siehe: <https://adnoc.ae/>

³¹ Siehe: <https://oci-global.com/>

³² Vertrag für Wasserstoff. FAZ, 12.07.2024.

³³ Siehe: undatiert, Results of the pilot auction – Lot 1: <https://www.h2-global.org/news> - Zugriffen: 12.07.2024.

³⁴ Diese Informationen bei H2Global, siehe: undatiert, Results of the pilot auction – Lot 1: <https://www.h2-global.org/news> - Zugriffen: 12.07.2024. Ain Sokhna findet sich nicht in Abu Dhabi bzw. in den UAE.

³⁵ Vertrag für Wasserstoff. FAZ, 12.07.2024.

³⁶ Vertrag für Wasserstoff. FAZ, 12.07.2024.

Auktion von grünem Kerosin wurde abgebrochen, da es keine Bieter gab und wurde zum grünen Methanol hinzugefügt, um dort ein größeres Volumen anbieten zu können.³⁷

Die SEFE, die verstaatlichte Gazprom, ist nun eine staatliche Energiehandelsgesellschaft. Die SEFE hat vor allem erst einmal nach dem Wegfall russischen Gases LNG eingekauft und beliefert 50.000 Kunden.³⁸ Die SEFE kümmert sich auch anderweitig um Wasserstoff. Die SEFE betreibt auch den größten Erdgasspeicher Europas in Rehden, ihr gehört die WIGA mit mehr als 4000 km Gasnetzen.³⁹ Die SEFE schreibt unter „Wasserstoffbedarf wächst – Erzeugung und Import heute und morgen“, 24.01.2024, dass der Import, aber auch die heimische Produktion von Wasserstoff denkbar ist, dazu müssten aber die Kosten der erneuerbaren Energien weiter sinken. Generell sei es aber denkbar, auch in Deutschland Wasserstoff mit Elektrolyseuren und erneuerbaren Energien zu produzieren, dies zeige auch die LEE NRW Studie.⁴⁰ Die SEFE vermeldet, dass die LNG Terminals schon jetzt H2-ready sind, dies bedeute auch ‚ready‘ für Ammoniak. Bis 2030 müsse man davon ausgehen, dass Wasserstoff in Form von Ammoniak oder gebunden an Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) eingeführt wird. Ab 2030 müsse dies mehr und mehr über Pipelines aus Europa und nahen Regionen erfolgen. Mit Norwegens Equinor sei eine Absichtserklärung unterzeichnet worden, dass RWE und Equinor eine Wasserstoffpipeline durch die Nordsee bauen, die zuerst blauen Wasserstoff, dann grünen Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland transportieren soll. SEFE ist zudem mit dem norwegischen Unternehmen Gen2 Energy eine Kooperation eingegangen, welches mehrere große Produktionsanlagen für grünen Wasserstoff in Norwegen und Nordeuropa bauen will.⁴¹ Gen2 Energy⁴² will eine Produktionsstätte in Mosjoen in Norwegen bauen, diese soll 2027 fertiggestellt sein.⁴³

Am 28.06.2024 wurde in einer gemeinsamen Pressemitteilung vom Wirtschafts- und Entwicklungsministerium die Vereinbarung einer Allianz für Klima und Energie mit Marokko bekanntgemacht. Zuvor hatte das BMZ in Quarzazate im Süden Marokkos den Bau des weltweit größten solarthermische Kraftwerks Noor unterstützt, dies versorgt nun 1,3 Millionen Menschen mit Strom. Marokko hat nun eine Wasserstoffstrategie erarbeitet, Ziel ist der Aufbau einer Produktion von grünem Wasserstoff und der Aufbau grüner Wirtschaftszweige. Zuvor wurde eine Anlage zur Produktion von grünem Wasserstoff begonnen, die 10.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr herstellen soll, für 50.000 Tonnen grünen Stahl.⁴⁴ 😊

In Italien, so meldete ein Artikel der FAZ am 19.07.2024⁴⁵, wurde bei einer Konferenz der italienischen Außenhandelskammer (ITKAM) darüber gesprochen, wie das italienische Gasnetz dafür als Transport

³⁷ Siehe: undatiert, Results of the pilot auction – Lot 1: <https://www.h2-global.org/news> - Zugriffen: 12.07.2024.

³⁸ Siehe die Webseite der SEFE: <https://www.sefe.eu/>

³⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Securing_Energy_for_Europe - Zugriffen: 07.02.2025.

⁴⁰ Scholz, Alexander et al. Perspektiven für die Erzeugung für grünen Wasserstoff in Europa und für H2-Importe nach Deutschland, Studienbericht, August 2024. Siehe: <https://www.lee-nrw.de/themen/wasserstoff/> - Zugriffen: 06.02.2025.

⁴¹ Siehe: <https://www.sefe-energy.eu/blog/detail/wasserstoffbedarf-waechst-erzeugung-und-import-heute-und-morgen.html> - Zugriffen: 06.02.2025.

⁴² Siehe: <https://gen2energy.com/>

⁴³ Siehe: https://gen2energy.com/projects/production-sites/?_gl=1*1v4ufib*_up*MQ..*_ga*MTAxMDQ0MzMOmS4xNzM4ODgxMDAz*_ga_2G9JLTXYMT*MTczODg4MTAwMi4xLjAuMTczODg4MTAwMi4wLjAuMA.. – Zugriffen: 06.02.2025.

⁴⁴ Siehe: Pressemitteilung, 28.06.2024, Deutschland und Marokko vereinbaren Allianz für Klima und Energie. In: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/06/20240628-deutschland-marokko-allianz-fuer-klima-und-energie.html> - Zugriffen: 28.06.2024.

⁴⁵ Christian Schubert. Wie Wasserstoff nach Deutschland kommen soll. FAZ, 19.07.2024.

genutzt werden kann, da Italien eine gute Verbindung zu Tunesien und Algerien hat. Der Plan ist, dass in Nordafrika große Mengen Wasserstoff erzeugt werden und das dazu benötigte Wasser soll aus Entsalzungsanlagen stammen. Algerien hat zudem Wasservorräte unter der Sahara. Angestrebt wird, 4 Millionen Tonnen Wasserstoff in den Norden zu pumpen. Im Mai wurden von Deutschland, Italien und Österreich eine Absichtserklärung für die Zusammenarbeit unterzeichnet, von Firmen wie Snam, der Gashändler VNG, Bayernets, Totalenergies. Im Februar 2024 war Robert Habeck in Algerien und hat den Aufbau einer kleinen Versuchsanlage für 20 Mill. Euro vereinbart, die 50 MW Wasserstoff produziert, in Arzew, auf dem Gelände des algerischen Energiekonzerns Sonatrach. In Tunesien investiert der saudische Energiekonzern Acwa in eine grüne Wasserstoffanlage. Italien selbst hat noch wenig klare Pläne zur Umrüstung seiner eigenen Industrie.⁴⁶ Der Leipziger Energiehändler VNG AG hat 2024 einen Vertrag über algerisches Gas abgeschlossen und dann am 14.10.2024 eine Absichtserklärung zum Import von grünem Wasserstoff aus Algerien. In der Absichtserklärung wird die Machbarkeit einer groß angelegten Produktion von Wasserstoff in Algerien und dessen Export über den geplanten South H2 Corridor nach Italien, Österreich und Deutschland zu prüfen.⁴⁷ Der South H2 Corridor hat nun eine eigene Webseite.⁴⁸

Namibia, Angola ... Gemeldet wird, dass in Namibia eine Firma namens Hyphen, ein Ableger der deutschen Firma Enertrag, eine grüne Wasserstoff-Anlage aufbauen will, für eine Investitionssumme von 10 Mrd. Euro. Sie sucht aber noch nach Investoren. Einen Vertrag mit der H2Global Stiftung kann sie noch nicht vorweisen. Nach Windhuk in Namibia kamen neulich mehr als 1000 Besucher zur ersten Afrikanischen Wasserstoffkonferenz, auch ranghohe Beamte aus Deutschland nahmen teil.⁴⁹ In Namibia wurde, dies wurden schon oben erwähnt, mit dem Projekt Oshivela (oder Hylron) die erste CO₂-freie Eisenproduktion in Afrika errichtet. Dort wird direkt reduziertes Eisenerz zu Eisen umgewandelt, mit einem 12 MW Elektrolyseur, der mit einer Solaranlage betrieben wird. Die Anlage produziert jährlich 15.000 Tonnen grünes Eisen. Es sind zwei Erweiterungsphasen geplant. Dieses Projekt wurde mit deutscher Unterstützung umgesetzt und ist Teil der Nationalen Wasserstoffstrategie und unterstützt die Wasserstoff-Importstrategie.⁵⁰

In Angola soll ebenso ein solches Projekt entstehen, die Investitionsentscheidung fällt aber erst nächstes Jahr, u.a. ist der Projektentwickler Conjuncta aus Hamburg beteiligt.⁵¹ Sinnvoll wäre für solche Projekte eine chemische Industrie vor Ort, um Hafenanlagen zu haben und um die Umwandlung von Wasserstoff zu Ammoniak durchführen zu können, denn nur so kann man Wasserstoff mit einfacher mit Schiffen transportieren.

In Deutschland startet ebenso die Wasserstoffherstellung. Der norddeutsche Energieversorger EWE aus Oldenburg baut in Emden einen Elektrolyseur und stellt den Bau ausdrücklich in den Zusammenhang mit der Belieferung der Stahlindustrie mit Wasserstoff⁵²: Das Projekt besteht darin einen 280 MW Elektrolyseur von Siemens, ein PEM-Elektrolyseur, der mit schwankenden

⁴⁶ Christian Schubert. Wie Wasserstoff nach Deutschland kommen soll. FAZ, 19.07.2024.

⁴⁷ Siehe: <https://www.vng.de/de/newsroom/2024-10-14-vng-ag-unterzeichnet-absichtserklaerung-zum-import-von-gruenem-wasserstoff> - Zugriffen: 15.11.2024.

⁴⁸ SouthH2Corridor: <https://www.south2corridor.net/>

⁴⁹ Claudia Bröll, Lüderitz. Erst Diamanten, jetzt grüner Wasserstoff. FAZ, 13.09.2024.

⁵⁰ BMWK Pressemitteilung, 11.04.2025, Vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördertes Wasserstoffprojekt Oshivela/Hylron in Namibia eröffnet, siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250411-vom-bundesministerium-fuer-wirtschaft-und-klimaschutz-gefoerdertes-wasserstoffprojekt-oshivela-hylronin-namibia-eroeffnet.html> - Zugriffen: 27.05.2025.

⁵¹ Claudia Bröll, Kapstadt. Grüner Wasserstoff aus Angola. FAZ, 05.10.2024.

⁵² Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Gruener-Wasserstoff-aus-dem-Nordwesten-soll-Industrie-retten,wasserstoff596.html – Zugriffen: 26.05.2025.

Strommengen aus erneuerbaren Energien zurechtkommt, aufzubauen. Die Anlage soll 2027 in Emden in Betrieb gehen und 26.000 Tonnen Wasserstoff jährlich für unterschiedliche Anwendungen produzieren u.a. für die Stahlindustrie. Das Projekt nennt sich Clean Hydrogen Coastline und enthält noch drei weitere Projekte: EWE baut in Bremen einen 50 MW Elektrolyseur für die klimaneutrale Stahlproduktion in Bremen, im Kavernenspeicher Huntndorf soll einer von sieben unterirdischen Hohlräumen zu einem Wasserstoffspeicher umgerüstet werden und es sollen oberirdische Wasserstoffspeicher entstehen. EWE untersucht die Wasserstoffspeicherung gerade am Gasspeicherstandort Rüdersdorf in Berlin. Schließlich werden die Anschlüsse an das Wasserstoffkernnetz gebaut, Pressemitteilung EWE AG, 25.07.2024.⁵³ Am 23.04.2024 wird gemeldet, dass die Salzgitter AG und Uniper einen Vorvertrag für den Aufbau eines 200 MW Elektrolyseurs in Wilhelmshaven unterzeichnet haben, der ab 2028 produzieren soll (daneben soll in Wilhelmshaven von Uniper eine Umformungsanlagen von Ammoniak zu Wasserstoff aufgebaut werden, weil dort am Hafen Ammoniak angeliefert werden wird, das die Hintco aus Ägypten und die SEFE aus Brasilien organisiert haben (siehe die Infos dazu in Teil 3).⁵⁴

Ein noch größerer Elektrolyseur soll bis 2030 in der nordfriesischen Gemeinde Sande gebaut werden, von Friesen Elektra zusammen mit der Fondsgesellschaft Copenhagen Infrastructure Partners, mit einer Kapazität von 400 MW, sie soll in einem zweiten Schritt auf 800 MW verdoppelt werden und dann jährlich 80.000 Tonnen grünen Wasserstoff produzieren.⁵⁵

Ein weiterer Schwerpunkt für Wasserstoff ist Hamburg, hier hat Robert Habeck am 19. August 2024 eine 280 Mill. Euro Subvention übergeben, die zuvor als EU IPCEI-Programm bewilligt wurde. Gebaut wird dort 2025 ein 100 MW Elektrolyseur, hierfür gibt es eine Förderung von 126 Mill. Euro. Weiterhin entsteht ein Wasserstoff Netz, das bis 2031 60 km lang sein soll. Eingesetzt soll der Wasserstoff auch in der Kupferhütte der Firma Aurubis⁵⁶, die dafür schon Vorbereitungen getroffen hat.⁵⁷

Für Salzgitter Flachstahl baut Hydrogen Pro einen 100 MW Elektrolyseur auf, hier ist 2026 die erste Phase betriebsbereit.⁵⁸

Also: Aktuell besteht die Kapazität der in Deutschland bestehenden Elektrolyseure bei 153,7 MW (oder nur 66 MW⁵⁹). Ab 2027 werden geschätzt 300 MW (Lingen) und 280 MW (Emden) und ca. 50 MW (ein Teil der Anlagen in Salzgitter) in Betrieb sein, dazu kommt 100 MW (Hamburg, u.a. für Aurubis) dazu = 830 MW. Das sind pro 100 MW immer 10.000 t Wasserstoff, also 83.000 t Wasserstoff 2027. Mit etwas Glück wird dann auch der Thyssen Nucera Elektrolyseur in Duisburg fertig sein (bei Thyssen in Duisburg gibt es derzeit viel Unsicherheit über die Zukunft), dies wäre dann plus 500 MW = 1330 MW Elektrolyseurkapazität 2027 in Deutschland – also 133.000 Tonnen Wasserstoff ab 2027. Dazu kommen die ersten Importe, von **Hintco Lot 1 aus Ägypten von 19.500 Tonnen ab 2027, insgesamt immerhin 152.500 t im Jahr 2027.**

⁵³ Siehe: <https://www.ewe.com/de/media-center/pressemitteilungen/2024/07/energieversorger-ewe-vergibt-auftrag-fr-wasserstoffgroprojekt-in-norddeutschland-an-siemens-energy> - Zugriffen: 26.05.2025.

⁵⁴ Siehe: <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/green-wilhelmshaven/> - Zugriffen: 06.07.2025.

⁵⁵ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Gruener-Wasserstoff-fuer-Energiewende-Neue-Anlage-in-Sande-geplant,wasserstoff570.html – Zugriffen: 27.05.2025.

⁵⁶ Siehe: <https://www.aurubis.com/>

⁵⁷ Eine Viertelmilliarde Euro für Hamburgs Wasserstoff Zukunft. FAZ, Unternehmen, S. 19, 20.08.2024.

⁵⁸ Siehe: https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁵⁹ BMWK Monitoring Bericht 2024: 163.

Danach steigt die Produktionskapazität in Deutschland weiter an, es sind bis 2030 Elektrolyseprojekte von insgesamt 13,4 GW, angekündigt, so die Webseite Wasserstoffkompass.⁶⁰ (sprich: $13.400 \text{ MW} / 100 \text{ MW} = 134 * 10.000 = \underline{1.340.000 \text{ Tonnen Wasserstoff bis 2030}}$). Eine Übersicht der aktuell in Betrieb befindlichen Elektrolyseure gibt es auf der IEA Webseite: IEA Hydrogen Production Projects Interactive Map.⁶¹

Die Importe können 2030 sicher mehr als 2.000.000 t Wasserstoff erreichen (es gibt immerhin nun Kooperationen nicht nur mit Saudi-Arabien, Indien, Brasilien und Ägypten, sondern auch mit Marokko, Algerien, Norwegen, Dänemark ... Namibia und Kongo werden sicher nicht größere Mengen produzieren können). Siehe auch meine weiteren Texte 00Teil2 unter Ammoniak und Elektrolyseure und 00Teil3 unter Wasserstoff, S. 103. Das Fazit ist, dass wir in Deutschland **ab 2030 vielleicht 3 bis 4 Mill. Tonnen Wasserstoff zur Verfügung zu haben und dies hoffentlich teilweise zu günstigen Preisen.**

Dieser Import erspart Deutschland viel Ausbau erneuerbarer Energien, siehe die Fußnote mit einer kurzen Übersichtsrechnung für den gesparten Platzbedarf bei 5 Mill. t Wasserstoff bzw. Ammoniakimporten.⁶²

Damit kann man die Stahlindustrie umbauen: 1 Hochofen als Midrex-Direktreduktionsanlagen braucht 180.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr (so zumindest eine Info auf der Thyssenkrupp-Webseite), 3.000.000 t reicht also für 16,6 Hochöfen, das reicht also für die ca. 20 Hochöfen in Deutschland (von denen wegen der Überkapazitäten sowieso einige abgebaut werden können). Weil in den Midrex-Direktreduktionsanlagen Erdgas mit Wasserstoff gemischt werden kann, kann die ganze deutsche Stahlindustrie also schon jetzt umgebaut werden und ab 2030 vielleicht sogar ganz auf Wasserstoff umgestellt werden (in Europa gibt es 50 Hochöfen, auch dies scheint schaffbar, dazu weiter unten mehr). Dann bleibt 3 Jahre später sogar Wasserstoff für die Chemieindustrie übrig, die dann ab 2033 ihren Umbau starten kann (siehe dazu weiter unten).

Dies sind positive Neuigkeiten. Man muss aber dennoch festhalten: Drei Jahrzehnte nachdem die Klimaprobleme bekannt wurden, fehlen im Bereich Chemie, einer Basis der modernen Welt, immer noch Großanlagen von zentraler Wichtigkeit. Für Politik und Öffentlichkeit fehlen damit immer noch Informationen aus der Praxis, wie hoch die Kostenniveaus nach der Energiewende in diesem Bereich sind. Man muss sich immer noch mit Kostenschätzungen aus Studien begnügen.

⁶⁰ Siehe erste Seite auf der Webseite Wasserstoff Kompass: <https://www.wasserstoff-kompass.de/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁶¹ Siehe: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

⁶² Deutschland hat 357.683 km². In Deutschland werden 166.000 km² landwirtschaftlich genutzt, davon 116.600 als Ackerland, 47.300 km² als Dauergrünland. 27 % der Fläche werden genutzt für menschliche Nahrung, 57 % für Tierfutter, 12 % für Biokraftstoffe bzw. energetische Nutzung, 1,8 % industrielle Nutzung. Für 2000 TWh braucht man $2000 / 0,3 = 6666$ mal einen Windpark von der Größe Werder Kessin. Fläche gerechnet: 2000 TWh als Windpark Werder Kessin mit 14 km² gerechnet sind: Werder Kessin: $6666 * 14 \text{ km}^2 = 93.324 \text{ km}^2$. Wie viel Prozent am landwirtschaftlich genutzten Land sind das? $= 93.324 \text{ km}^2 / 166.000 \text{ km}^2 * 100 = 56 \%$. Wie viel Prozent am gesamten Land $= 93.324 \text{ km}^2 / 357.683 \text{ km}^2 * 100 = 26 \%$. Auf 2000 TWh kommt meine Bierdeckelrechnung für den Bedarf Deutschlands nach der Energiewende eingeschlossen Wasserstoff für Stahl und Chemie. Grob gerechnet die Hälfte dieser Energie bräuchte man für Elektrolyseure: 1000 Stück 100 MW Elektrolyseure, für 10 Mill. Tonnen Wasserstoff (Stahl 3 Mill., Chemie 6 Mill., der Rest für den Winter) brauchen je 0,87 TWh Energie. $0,87 \text{ TWh} * 1000 = 870 \text{ TWh}$. Gerechnet mit einem das ganze Jahr durchlaufenden alkalischen Wasserelektrolyseur. $100 \text{ MW} * 8760 = 876.000 \text{ MWh}$, das sind 876 Gigawattstunden, das sind 0,87 TWh. Bei effizienteren Elektrolyseuren reduziert sich der Stromverbrauch. Würde man nun 5 Mill. Tonnen Wasserstoff importieren können, würde sich der Strombedarf für die Elektrolyseure halbieren und dementsprechend auch die benötigte Fläche für erneuerbare Energien um ca. 25 % verringern: 42 % des Ackerlands, 19,5 % der Gesamtfläche Deutschlands.

Derzeit sieht es aus meiner Sicht für Stahl und Chemie so aus: grüner Stahl wird etwas teurer, Ethylen und Propylen teurer, Produkte, die durch grünes Naphtha hergestellt werden müssen, u.a. auch grünes Kerosin, deutlich teurer. Die Methanol-zu-Aromaten ist wohl ebenfalls günstiger, aber wohl auch noch nicht ganz ausgereift, siehe dazu ChatGPT.

Selbst dann, wenn es nur zu moderaten Preissteigerungen kommt wird dies unausweichlich dazu führen, dass im Bereich Chemie die hohen deutsche Exporte zurückgehen werden. Man kann nicht doppelt so teures grünes Naphtha auf einem Massenmarkt verkaufen, in auf dem in den USA, in den Ölstaaten und anderswo ein neuer, regelrechter Boom auf dem Ölmarkt entstanden ist und es ein großes Angebot von Öl- und Gas gibt. Auf dem europaweiten Markt werden die Preisniveaus höher liegen können, denn der europaweite Markt wird nach außen dann über die CBAM-Klimazölle geschützt werden.

Am Rande: Klar ist damit auch: Fliegen mit grünem Kerosin wird in Zukunft deutlich teurer werden, so viele Pommes-Frites können wird gar nicht essen, dass man alle Flugzeuge der Welt mit SAF-Frittenfett-Treibstoff betreiben kann. Um dies möglichst weit zeitlich herauszuschieben, um ggf. auch Alternativen zu entwickeln, müssten wir in anderen Bereichen schneller CO2 einsparen.

Mein **erster Vorschlag** lautet deshalb, dass besonders für grünen Stahl und grüne Chemie auf europäischer Ebene ein **koordinierter Sprung auf ein neues Preisniveau** sinnvoll wäre, anstatt auf einen Rückgang der Preise für erneuerbare Energien und Wasserstoff zu hoffen. Grund: Bei der Stahlproduktion muss Wasserstoff als Betriebsstoff und bei der Chemie Wasserstoff als Grundstoff bzw. Rohstoff eingesetzt werden, es gibt aber Kostensteigerungen durch komplexere grüne Prozesse. Dazu kommt, dass es nicht einfach ist, die Kosten für Wasserstoff abzusenken, weil für die Produktion von Wasserstoff erneuerbare Energien und Elektrolyseure neu aufgebaut werden müssen. Dieser Aufbau muss sich amortisieren, dies gilt selbst dann, wenn der Staat über einen garantierten EEG-Preis einen Zuschuss zahlt. Für die Produktion von Wasserstoff kommen die Kosten für die Elektrolyseure dazu, für die es bislang in Deutschland nur auf der Ebene einzelner Bundesländer Förderungsmöglichkeiten gibt. Aus heutiger Sicht erscheint es unwahrscheinlich, dass der deutsche Staat 700 Mrd. Euro in die Hand nimmt und damit erneuerbare Energien und Elektrolyseure für 10 Mill. Tonnen Wasserstoff aufbaut, siehe dazu weiter unten. In meinen Berechnungen mit dem Excel-Kreditamortisationsrechner komme ich zudem nicht auf die niedrigen Stromgestehungskosten des Fraunhofer Instituts in der jährlichen Studie Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien. Damit sich die Kredite rechnen, braucht man 15 bis 20 Cent pro kWh hohe Strompreise, so meine einfachen Rechnungen anhand konkreter erneuerbarer Energien-Projekte. Dies wird zu höheren Wasserstoffpreisen führen. Deshalb muss man die Energiewende auf einem höheren Kostenniveau versuchen zu denken. Aus mehreren Gründen erscheint dabei ein koordinierter Sprung auf ein neues Preisniveau, kombiniert mit einem Umbauplan innerhalb eines bestimmten Zeitraums, etwa 3 Jahre, als eine sinnvolle Lösung. Der Sprung auf ein neues Preisniveau muss allein schon deshalb erfolgen, weil der Staat die Preise der grünen Produkte nicht dauerhaft auf das Niveau der grauen Produkte heruntersubventionieren kann. Dafür sind die Summen einfach viel zu hoch, dies gilt auch für Exportsubventionen. Beispielsweise würde eine Einzelförderung durch Klimaschutzverträge zu unterschiedlichen Kostenniveaus der Firmen führen, wodurch der Staat für jede Firma, eine spezielle, teils jahrzehntelange Subventionierung durchführen müsste und man hat erst 1 Firma umgebaut. Es geht in Europa aber um circa 50 Hochöfen und 50 Steamcracker. Schließlich würde mit einem koordinierten Sprung auf ein neues Preisniveau das Problem gelöst, dass speziell im Bereich Stahl- und Chemie Firmen mit dem Umbau warten und davon profitieren könnten, und Firmen, die früh umbauen, benachteiligt werden können. Ein eigenverantwortlicher Umbau, zu selbstgewählten Zeitpunkten, ausgelöst durch höhere CO2-Preise durch das EU Emissionshandelssystem ETS kann,

kann, so mein Eindruck, in vielen Industriebereichen funktionieren, führt aber bei Stahl und Chemie zu den genannten Problemen.

Man könnte, als *ersten Ausweg*, um grünen Wasserstoff günstiger zu machen, mit Subventionen und/oder Förderregimen und einer staatlich unterstützten Rationalisierung und Massenproduktion von Windkraftanlagen für Landwind, die Preise für Windenergieanlagen und damit für Strom so stark absenken, dass Elektrolyseure viel günstiger als heute grünen Wasserstoff für die Stahl- und Chemieindustrie produzieren können. Kostensenkungspotentiale gibt es, da Windkraftanlagen heute im Manufakturmodus, auf Projektbasis, hergestellt werden. Subventionen und Förderregime kosten wiederum Geld, oder erhöhen als Umlage Strom- bzw. Energiepreise. Dies würde die Auswirkungen eines Preissprungs bremsen und für die ferne Zukunft, wenn andere Länder auch auf erneuerbare Energien umstellen, wieder Exportchancen eröffnen.

Ganz neu ist, dass man grünen Wasserstoff über Importe von grünem Ammoniak nach Deutschland bringen kann. Wenn in Saudi-Arabien staatliche Konzerne, mit der Finanzierung durch einen saudischen Staatsfonds erneuerbare Energien, Elektrolyseure und grüne Haber-Bosch-Anlagen aufbauen können und die Solaranlagen und Windenergieanlagen günstig aus China kommen und ggf. in Zukunft sogar die Elektrolyseure und Anlagen aus China kommen bzw. durch China gebaut werden, dann könnten die Preise von grünem Wasserstoff bzw. grünem Ammoniak ebenfalls absinken.

Man muss aber auch beachten, dass Saudi-Arabien und Indien auch nicht alles für Deutschland finanzieren können, für 10 Mill. t Ammoniak wären dies schon hohe Summe, wenn es beim Neom Projekt schon bei 200.000 t Wasserstoff schon um 8,4 Mrd. US\$ geht ($50 * 8,4 = 420$ Mrd. US\$)⁶³ Schon deshalb und weil wir auch Arbeitsplätze und Firmen in Deutschland selbst halten wollen und wir gute Hersteller von Windenergieanlagen und Elektrolyseuren vor Ort haben, bietet es sich an zumindest die Hälfte unseres Bedarfs an grünem Wasserstoff auch vor Ort zu produzieren, also 5 Mill. t. Wie dem auch sei, die Windkraftanlagenindustrie China zu überlassen, steht in Europa derzeit nicht zur Diskussion, deshalb ist eine Massenproduktion von Windkraftanlagen in Europa sowieso nötig, um die Ausbau- und Klimaziele zu erreichen, für den Bedarf von Elektrolyseuren genauso wie für den Bedarf der E-Autos und Lkw, Wärmepumpen, Rechenzentren, der Elektrostahlwerke und der Industrie im Allgemeinen.

Eine Absenkung der Wasserstoffpreise würde allerdings nur teilweise wirken, **eben aus meiner Sicht leider nicht für alle Chemieprodukte**. Aber höchstwahrscheinlich für die Stahlindustrie, die dann das Midrex-Direktreduktionsverfahren auf Wasserstoffbasis in Zukunft einsetzen kann, und ein sehr günstiger Strompreis könnte Elektrostahlanlagen wettbewerbsfähig machen.

Schließlich gibt es viele europäische Länder mit nicht so hohen Exporten. Sie können ihre Stahl- und Chemieindustrie problemlos umbauen und auch höhere Preisniveaus und eine Anpassung daran auszuhalten, weil deren Exporte vor allem in die EU-Länder fließen. Auch die höheren Preisniveaus werden zu einem Nachfragerückgang führen, aber dies wird auf unterschiedlichen Niveaus passieren, Stahl weniger, Ethylen und Propylen mehr und eine Reihe von Chemieprodukten mit höheren Preissteigerungen. Dadurch könnte es so sein, dass sich Arbeitsplatzverluste in den kleinen Ländern in Grenzen halten lassen. Es gibt nur wenige Länder in der EU, vor allem Deutschland und z.B., mit viel geringeren Werten, etwa die Niederlande, **die wegen ihrer sehr hohen Stahl- und Chemieexporte z.B. in die USA und weltweit, Probleme haben werden, weil davon viele Arbeitsplätze abhängen**.

⁶³ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/neom-project-reaches-financial-close-30-year-offtake-secured/> - Zugriffen: 22.06.2026

Ein *zweiter Ausweg*, der aber erst langfristig wirksam wäre und auch zu Arbeitsplatzverlusten führen würde, also letztlich nur eine Abmilderung bewirkt, wäre, wenn vermehrt Produktion in die Exportländer verlagert würde und der dortige Markt dann vor Ort wettbewerbsfähig beliefert würde. Damit könnten aus Firmensicht bestimmte Arbeitsplätze erhalten bleiben, etwa für Spezialisten, die Forschungs- und Entwicklung durchführen, Wissen über den Betrieb der Anlagen haben oder im Bereich Marketing, dies könnte weiter aus Deutschland gelenkt werden.

Der *dritte Ausweg* wäre, wenn die anderen Wirtschaftsblöcke, allen voran USA und China, selbst ihre Wirtschaft auf Wasserstoff als Betriebs- und Rohstoff umbauen würden, und dort ebenfalls die höheren Preisniveaus bestehen würden. Oder im Fachterminus: ein **Klimaklub**, in dem auch ein Emissionshandelssystem bestehen würde, dass einen ähnlich hohen CO₂-Preis festsetzt. Derzeit erscheint dies aber für die USA und China unwahrscheinlich, wenngleich sie in der einen oder anderen Form Emissionshandelssysteme haben.

Die Chemieindustrie fordert u.a. aus diesen Gründen für die Zukunft die weitere kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten, wie am 23.09.2025 von der FAZ berichtet.⁶⁴ Am 08.10.2025 fordert Christian Kullmann, CEO des Spezialchemiekonzerns Evonik ein vollständiges Ende des EU-Emissionshandels bzw. der CO₂ Gebühren oder einen radikalen Umbau.⁶⁵ Aktuell fordert eine Allianz von Unternehmen wie BASF, Thyssen Krupp, Ineos, Lanxess, Schott, SKW Piesteritz, Trimet, Schäfer Kalk und Grünwald Papier eine Weiterführung der Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate.⁶⁶

Die EU-Kommission hat, siehe den FAZ-Artikel vom 21.10.2025, angekündigt, dass sie – nicht für die Industrie – aber für den Bereich Gebäude- und Verkehr die Marktstabilitätsreserve (MSR) anweisen will, zusätzliche CO₂-Emissionszertifikate auf den Markt zu bringen. Dies hatten u.a. osteuropäische Staaten gefordert, mit dem Argument, die derzeitige politische Unsicherheit nicht noch durch höhere Gas- und Treibstoffpreise ohne Not zu erhöhen. Es scheint derzeit geplant zu sein, dass die Marktstabilitätsreserve bis 2030 den Anstieg der Preise für Emissionszertifikate auf 45 Euro pro Tonne CO₂ begrenzen soll, der Emissionshandel selbst soll aber weiter bestehen bleiben und auch weiter für Gebäude und Verkehr 2027 starten.⁶⁷

Am 06.02.2026 hat die Europäische Kommission in Aussicht gestellt, dass eine verlängerte kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Chemieindustrie für sie denkbar ist, allerdings möchte sie verlangen, dass die Unternehmen einen Teil der Entlastung in den Umbau der Industrie investieren müssen. Diese Bedingung wurde sofort von der Industrie, hier der BDI, und aus der CDU/SPD-Koalition heraus kritisiert, etwa von Andreas Lenz (CSU), energiepolitischer Sprecher der Unionsfraktion im Bundestag.⁶⁸

⁶⁴ Bernd Freytag. Kein Preis, kein Plan. FAZ, 23.09.2025.

⁶⁵ Sven Astheimer, Jonas Jansen. Die CO₂-Gebühr gefährdet 200.000 Industriearbeitsplätze. Interview mit Christian Kullmann von Evonik. FAZ, 08.10.2025. Siehe auch Spiegel Wirtschaft. Evonik Chef forderte Reform der CO₂ Umlage, 27.10.2025. Siehe: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/eu-klimapolitik-evonik-chef-kullmann-fordert-reform-der-co-abgabe-a-2817a7d1-57fa-49ed-af89-e96d1be5a7b2> - Zugriffen: 29.10.2025.

⁶⁶ Siehe: Klaus Stratmann. Industrieallianz pocht auf freie Zuteilung von Emissionszertifikaten. Handelsblatt, 20.10.2025, siehe: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/industrieallianz-pocht-auf-freie-zuteilung-von-emissionszertifikaten/100165320.html> - Zugriffen: 20.10.2025.

⁶⁷ Hanna Decker. EU deutet CO₂-Preisbremse an. FAZ, 21.10.2025.

⁶⁸ Siehe: Klaus Stratmann, Jakob Hanke Vela. EU-Kommission forderte Gegenleistungen für Gratiszertifikate. Handelsblatt, 06.02.2026. Siehe: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/emissionshandel-eu-kommission-fordert-gegenleistungen-fuer-gratiszertifikate/100197871.html> - Zugriffen: 22.06.2026.

Am 22.02.2026 wurden Forderungen der Chemieindustrie nach einer verlängerten Erteilung von kostenlosen Emissionszertifikaten von Bundesumweltminister Schneider (SPD) unterstützt (ohne dass die Menge der Gesamtzertifikate vergrößert werden soll).⁶⁹

Natürlich kann man die Forderung nach einer verlängerten Erteilung von kostenlosen Emissionszertifikaten kritisieren, aber man muss zugeben, dass die Forderungen u.a. der Chemieindustrie nach einer kostenlosen Zuteilung nicht aus der Luft gegriffen sind.

Größere Mengen grüner Wasserstoff stehen aktuell in Deutschland noch nicht zur Verfügung, die als Betriebsstoff für als Rohstoff für die Chemieindustrie benötigt werden. Erst ab 2027 und dann in den darauffolgenden Jahren wird sich die Situation verbessern, 2030 wird es viel besser aussehen.

Der Kauf von Emissionszertifikaten kann die Produktion tatsächlich verteuern, weil das EU-Emissionshandelssystem für die nächsten Jahre tatsächlich strenger ausgestaltet worden ist, siehe dazu meine Versuche das ETS zu verstehen in 00Teil3, im Abschnitt EU.

Dazu kommt, dass die Produktion besonders im Bereich Chemie - soweit zumindest meine laienhafte Sicht - zumindest in einzelnen Bereichen - deutlich teurer werden wird, als auf der Basis von Erdgas und Erdöl heute, es gibt zudem Unsicherheit über die zukünftigen Wasserstoffpreise und die Befürchtung, dass sich die sehr hohe deutschen Exporte dadurch verteuern würden und dann nicht mehr aufrechtzuerhalten sind.

Recht zeitnah, nach der Inbetriebnahme der Anlage in Neom, wird sich allerdings herausstellen, ob grüner Wasserstoff aus grünem Ammoniak ein Gamechanger wird. Wenn dieser günstig wird, dann gerät die Chemieindustrie doch wieder unter Druck schneller umzubauen.

Für die Chemieindustrie gibt es keinen unmittelbaren Ausweg aus dieser Situation. Sie tut selbst allerdings auch nichts. Und bisher gibt es keine staatliche Politik, um z.B. speziell für die Chemieindustrie günstigen Wasserstoff bereitzustellen, etwa durch die recht einfache und günstige Förderung der Massenproduktion von Windenergieanlagen durch eine staatliche Abnahmegarantie etwa oder z.B. eine gezielte Förderung günstiger Systeme gesicherter Leistung neben den wichtigen Chemiestandorten, die Windkraft, Elektrolyseure und wasserstofffähige Gaskraftwerke umfassen, denn die günstigeren alkalischen Wasserelektrolyseure müssen kontinuierlich weiterlaufen.

Dennoch sollte es die Stahl- und Chemieindustrie jedenfalls versuchen, den Umbau anzugehen und die Chemieindustrie muss dringend große Anlagen bauen und die günstigeren Prozessrouten ausprobieren. Bei der Chemieindustrie ist allerdings nicht zu erkennen, dass sie einen Übergang überhaupt versucht. Sie versucht weder wasserstoffbasierte größere Anlagen aufzubauen, noch engagiert sich die Chemie selbst mit eigenen Investitionen in erneuerbare Energien günstige Systeme gesicherter Leistung aufzubauen, die günstig Wasserstoff zur Verfügung stellen können (von einigen wenigen Ausnahmen abgesehen, siehe 00Teil2). Siehe gleich unten: die Chemieindustrie hat weiterhin gefordert, dass blauem Wasserstoff importieren werden darf, dies hat die Politik nun ermöglicht, aber nirgendwo fand sich danach die Ankündigung, dass die Chemie nun dazu bereit ist, eine Produktion von blauem Wasserstoff aufzubauen, noch in CCS zu investieren.

Aus meiner Sicht ist nicht zu erwarten, dass ein Chemieunternehmen sich plötzlich wie ein Familienunternehmen verhalten wird und sagt: Ich spare jetzt bis 2030 für die Energiewende. Für die

⁶⁹ Siehe: Umweltminister – Mehr Gratis-CO2-Zertifikate für Chemieindustrie, Handelsblatt, 20.02.2026, siehe: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/industrie-umweltminister-mehr-gratis-co2-zertifikate-fuer-chemieindustrie/100201958.html> - Zugegriffen: 22.02.2025.

Chemieunternehmen stehen die kurzfristige Renditeinteressen ihrer Anteilseigner im Vordergrund. Dafür sprechen auch die ständigen Umstrukturierungen, bei LyonellBasell wird man schwindelig, wenn man liest, aus welchen Unternehmensteilen diese Firma zusammengestellt wurde.⁷⁰ Unternehmen wie Dow oder LyondellBasell ziehen sich bereits aus Europa zurück. Diese Unternehmen erwarten, dass der Staat sämtliche Aspekte der Energiewende durchführt. Sie würden vielleicht im letzten Moment handeln, und dann staatlich geförderte Kredite verlangen und nur den Umbau ihrer Anlagen angehen, aber nicht mehr finanzieren. Auch in der Stahlindustrie sind nicht alle Unternehmen bereit, sich an der Energiewende zu beteiligen. Bei der Zementindustrie sieht es ebenfalls nicht gut aus, sie führt einige wenige Projekte durch, die sie vom Staat bezahlen lässt, aber selbst finanzieren könnte. Sie könnte längst an allen ihrer vielen Werke Post-Combustion CO₂-Auffanganlagen installiert haben. Sie könnte daneben CO₂-Speicher aufbauen, dies wird bereits von der EU gefordert, auch dies passiert nicht.

Beispiel BASF: Ende 2024 verlautbart BASF, dass es seine Anstrengungen Klimaschutz zu betreiben nun zurückfahren wird, er will immerhin weiterhin Pilotanlagen bauen und, je nach Möglichkeit, einige Anlagen, wenn das zum Markt passt, auf grünen Strom und grünen Wasserstoff umbauen, erst nach 2030 soll ein umfassenderer Umbau passieren.⁷¹

BASF wirbt bei vielen seiner Produkte mit „reduziertem oder sogar null CO₂-Fußabdruck.“⁷² BASF teilt zwischen LowPCF und ZeroPCF-Produkten auf. Dies basiert auf allgemeinen Standards für Ökobilanzen (ISO 14044) und Carbon Footprints von Produkten und auf dem Greenhouse Gas Protocol Product Standard. Dies sind, lt. BASF-Webseite, Normen ohne konkrete Vorgaben, wie die PCFs zu bestimmen sind. BASF unterstützt den PCF-Leitfaden für die chemische Industrie⁷³ von Together for Sustainability Tfs.⁷⁴ BASF definiert sich als nachhaltige Firma, die sich für die Umwelt einsetzt.⁷⁵

BASF hat aktuell ein umfangreiches Aktienrückkaufprogramm von 4 Mrd. Euro bis 2028 angekündigt, mit dem Ziel die Dividendenausschüttungen deutlich zu erhöhen. BASF ist in Streubesitz, aber etwas mehr als 20 % sind in der Hand von institutionellen Investoren wie Blackrock, Tochtergesellschaften von Blackrock (5,8 %), The Vanguard Group (4,6 %), Capital Research and Management Company (1,7 %), Norges Bank Investment Management (1,57 %), Dimensional Fund Advisors (1,5 %), Amundi Asset Management SASU (1,17 %), Geode Capital (1,16 %), BlackRock Advisors UK (1,08 %), Blackrock Asset Management Deutschland AG (1,0 %), Pzena Investment Management (0,93 %), Goldman Sachs Asset Management (0,84 %) ... etc. (ChatGPT). Aus meiner Sicht versprechen sich diese institutionellen Investoren durch die Aktienrückkäufe höhere Dividenden. Aus den derzeit wieder höheren Gewinnen werden erst Aktienrückkäufe finanziert, dann werden höhere Dividenden ausgezahlt, etwa in den nächsten 10 Jahren. Kein Wort fällt in dieser Pressemitteilung zur Finanzierung des Anlagenumbaus für die Energiewende oder gar einer Finanzierung erneuerbarer

⁷⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/LyondellBasell> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁷¹ Arbeitsdirektorin Katja Scharpwinkel sagt: „Wir erwarten, dass der Markt grün wird, wir wissen nur noch nicht wann.“ BASF geht grünen Umbau langsamer an. FAZ, 25.11.2024.

⁷² Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/our-contributions-to-enabling-the-green-transformation/carbon-footprint/product-carbon-footprint> - Zugriffen: 15.05.2025.

⁷³ Siehe: <https://www.tfs-initiative.com/pcf-guideline> - Zugriffen: 15.05.2025.

⁷⁴ Siehe: <https://www.tfs-initiative.com/who-we-are>

⁷⁵ Zitat: "Über BASF BASF steht für Chemie für eine nachhaltige Zukunft. Unser Anspruch: Wir wollen das bevorzugte Chemieunternehmen sein, um die grüne Transformation unserer Kunden zu ermöglichen. Wir verbinden wirtschaftlichen Erfolg mit dem Schutz der Umwelt und gesellschaftlicher Verantwortung." Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2026/01/p-26-013> - Zugriffen: 22.02.2026.

Energien.⁷⁶ Im Februar 2026 wird gemeldet, dass BASF Dienstleistungsstellen etwa aus Berlin nach Indien verlagern will.⁷⁷

In 00Teil2 habe ich Aktivitäten der Chemiefirmen zur Energiewende zusammengesammelt: Bei BASF ergibt sich für mich folgendes Bild: Immerhin stehen bei BASF nun schon zwei Elektrolyseure, ein kleiner in Schwarzheide von Sunfire, ein mittelgroßer in Ludwigshafen von Siemens Energy, von letzterem hat BASF immerhin 1/4 der Kosten selbst bezahlt, der Rest war staatliche Förderung (25 Mill. Euro hat BASF selbst gezahlt, von ca. 100 Mill. Euro Kosten). Und BASF hat am Standort Schwarzheide selbst einen Solarpark, einen Sunfire-Elektrolyseur und einen Batteriegroßspeicher gebaut (ein 24 MW Solarpark, toll!!!, der Solarpark Barth Flughafen hat 68,7 MW Leistung, bei ca. 100 Mill. Euro Kosten, das hat also bei BASF ungefähr 30 Mill. Euro gekostet, plus der kleine Elektrolyseur, plus der kleine Batteriegroßspeicher: grob geschätzt ca. 60 Mill., plus 25 Mill. Euro für den Elektrolyseur in Ludwigshafen, insgesamt erstmal 85 Mill. Euro für die Energiewende). Dazu kommt noch eine die Batterierecycling-Anlage und es gibt einzelnen Aktivitäten beim Thema Recycling ... die Methanpyrolyse Testanlage aus dem Jahr 2020 in Ludwigshafen war sicher etwas teuer ... ebenso der erste weltweit elektrisch beheizten Steamcracker, das ist schon etwas Besonderes, er wurde allerdings zusammen mit Sabic und Linde in Ludwigshafen gebaut und ist ziemlich klein. Von mir geschätzt hat BASF somit zwischen 2020 und 2026 250 Mill. Euro Kosten für die Energiewende aufgebracht, das sind 35 Mill. pro Jahr.

Parallel dazu hat BASF, als Hersteller von Kathodenmaterial, stark von der Energiewende bei Elektro-Autos profitiert.⁷⁸

Nach Steuern und anderen nicht beherrschenden Anteilen hatte BASF 2025 einen Gewinn von 1,6 Mrd. Euro, bei ca. 59,7 Mrd. Umsatz.⁷⁹ 35 Mill. Euro pro Jahr für die Energiewende zwischen 2020 und 2026 sind 1/45 von 1,6 Mrd. Euro oder 2 %, oder 2 von 100 fürs Klima. Das ist gar nichts. Und damit möchte man nun ganz aufhören. Selbst wenn man Gewinne machen möchten, hätten sich hier alternative Handlungsmöglichkeiten eröffnet, dies ist jedenfalls ein stark überzogenes Verhalten.

Aktuell hat der Chef von Evonik, Christian Kullmann, darauf hingewiesen, dass er keine Bindung an Europa oder Deutschland verspürt, er investiere dort, wo es Wachstum gibt. In den letzten Jahren hätte Evonik 950 Mill. Euro pro Jahr in Modernisierungen und Neubau investiert, hier geht es nicht um Klimawandel, sondern um energieeffizientere Anlagen, die schneller Gewinne machen als Großanlagen, sog. Schnelldreher. Das ist ca. 1 Mrd. Euro Investitionen im Jahr, vielleicht hätte man davon für 200 Mill. Euro auch mal einen der vier neuen, grünen Prozesswege ausprobieren können? Auch er fordert, dass das ETS-Emissionshandelssystem abgeschafft oder radikal reformiert werden soll, nur wenn alle auf der Welt mitmachen, könne der Emissionshandel funktionieren.⁸⁰

An diesem Verhalten wird deutlich, *dass eine ganze Reihe von Akteuren in der Industrie jedenfalls kein verlässlicher Partner bei der Energiewende sind*, dies gilt nicht nur für die Chemie, sondern auch für Teile der Stahlindustrie und z.B. auch für die Zementindustrie, deswegen und aufgrund möglicher

⁷⁶ Siehe: Wirtschaftspress, 28. Oktober 2025, BASF beginnt im November 2025 ein Aktienrückkaufprogramm <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/10/p-25-219> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁷⁷ Siehe: Die Welt. Konzern Riese will Dienstleistungsstellen nach Indien verlagern, 11.02.2026: <https://www.welt.de> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁷⁸ Siehe: <https://www.basf.com/ch/de/who-we-are/innovation/our-innovations/battery-materials> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁷⁹ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2026/01/p-26-013> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁸⁰ Interview mit Christian Kullmann. "Die CO2 Gebühr gefährdet 200.000 Industrie-Arbeitsplätze" FAZ, 08.10.2025.

Probleme beim eigenständigen Umbau, lautet hier der **zweite Vorschlag**, dass man für die Stahl- und Chemieindustrie und ggf. noch weitere Industrien einen **europäischen Umbauplan machen sollte, der ergänzend zum EU-Emissionshandelssystem ETS wirksam wird**. Der **dritte Vorschlag** lautet, eine politische Instanz zu schaffen, **die für den Umbauplan verantwortlich ist**. Europaweite Umbaupläne haben mehrere Vorteile, sie vermeiden das Problem unterschiedlicher Preisniveaus über lange Zeit, wenn sich der Umbau allzu lang hinzieht, sie sparen deshalb Subventionen der Staaten, die für solche Preisunterschiede kompensieren, wie etwa die deutschen Klimaschutzverträge. Deshalb wird dies hier auch erstmal nur für Stahl und Chemie gefordert, Industrie mit hohem Wasserstoffbedarf. Diesen Industrien in einem unregulierten Übergangsszenario auf der Ebene einzelner Firmen, die etwa früher umbauen, hohe Subventionen zu zahlen, um für den Unterschied zwischen grünem und grauem Naphtha, Ethylen, Propylen etc. zu kompensieren, ist ein fiskalpolitischer Alptraum. Im Notfall, wenn durch den Rückzug von Investoren sogar die Versorgung der modernen Welt durch Stahl- und Chemieprodukte in Gefahr gerät, könnte der Staat sogar in Erwägung ziehen, Stahl- und Chemieunternehmen zu verstaatlichen. Diese haben unter den neuen regulatorischen Bedingungen sowieso keinen so hohen Wert mehr. Dies kann temporär erfolgen, bis sich die Unternehmen an die neuen Bedingungen auf dem europäischen Markt angepasst haben.

Schließlich sind diese Ausführungen stark geprägt wurden einem großen Land wie Deutschland, mit hohen Exporten. In kleineren Ländern lässt sich die Energiewende viel einfacher durchführen. Zum Schluss geht es noch um allgemeinere Ergebnisse meines Textes.

Nun zum ausführlichen Teil des Textes:

Die Produktion von Strom aus Kohlekraftwerken und aus Atomkraft, jedenfalls in China, ist immer noch deutlich günstiger als erneuerbare Energien, siehe die Bierdeckelrechnungen in der Fußnote.⁸¹ Kohle- und Uranvorräte sind aber begrenzt. Auch die Stahlproduktion mit Koks kohle ist günstiger als mit Wasserstoff und die Chemieproduktion mit erdölbasiertem Naphtha ist günstiger als mit wasserstoffbasiertem grünem Naphtha. Das wird auch 2030 und 2040 und 2050 noch so sein. Deshalb kann man aber vor lauter Schreck nicht auf die Energiewende verzichten.

Hierbei werden die Kostenveränderungen durch das EU-Emissionshandelssystem ETS außer Acht gelassen, denn wenn man für CO₂ bezahlen muss, dann wird die Produktion von Strom zumindest bei Kohlekraftwerken teurer und diese sind nicht mehr günstiger als erneuerbare Energien. Das löst aber nicht das Problem der zu hohen Preisniveaus erneuerbarer Energien. Auch eine mögliche Aktivität des Staates klammere ich erst einmal aus, die etwas verändern könnte: Wenn der deutsche Staat bzw. alle EU-Mitgliedstaaten hohe Kredite aufnehmen würde, nötig wären beispielsweise für Deutschland 700 Mrd. Euro für erneuerbare Energien (für: **2727 Landwindparks Werder Kessin a 220 Mill. Euro, für 600 Mrd.)** und Elektrolyseure (**1000 mal einen 100 MW Elektrolyseur, der je 10.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr produziert, für 100 Mrd.**), dann könnte man die damit gebauten, erneuerbare Energien auf einen Strompreis von 1 Cent/kWh deckeln und damit grünen Wasserstoff zum heutigen

⁸¹ Was bekommt man für 10 Mrd. Euro, wenn man Energie erzeugen will? Hier sind die Kohlekraftwerke die Gewinner, dann folgt Atomkraft, dann Landwind, dann Offshore Wind, dann Solar. Für 10 Mrd. / 100 Mill. = 100 Solarparks Barth Flughafen bekommen: mit einer Jahresleistung von $100 * 0,06$ Terawattstunden = 6 Terawattstunden. Für 10 Mrd. / 220 Mill. = 45 Landwindparks Werder Kessin: mit einer Jahresleistung von $45,45 * 0,3$ Terawattstunden = 13,6 Terawattstunden. Für 10 Mrd. / 2 Mrd. = 5 Offshore Windparks Hohe See / Albatros, mit einer Jahresleistung von $5 * 2,5$ Terawattstunden = 10 Terawattstunden. Ein Kohlekraftwerk kostet 1 Mrd. bis 2,5 Mrd. Euro. Für 10 Mrd. Euro / 1,5 Mrd. = 6,6 Kohlekraftwerke * 8,7 TWh = 58 Terawattstunden. Atomkraftwerke laufen nahezu Vollast, nimmt man 5 Mrd. als Kosten für 1 Atomkraftwerk in China, dann bekommt man für 10 Mrd. / 5 = 2 * 10 TWh = 20 Terawattstunden. Neu ist, dass China wohl ein Atomkraftwerk für 2,4 Mrd. Euro herstellen kann, den Verweise zu letzterem am Ende von Teil 1, dort finden sich auch die Infos und Rechnungen zum Windpark Werder Kessin und Offshore Windpark Hohe See / Albatros.

Erdgas-Großverbraucherpreis produzieren, das wäre ein Preis von Wasserstoff für 600 Euro für 1 Tonne (das sind 0,60 Euro bzw. 60 Cent pro kg Wasserstoff). Damit könnte man so viel Wasserstoff produzieren, wie die Stahl- und Chemieindustrie braucht, nämlich 10.000.000 Tonnen bzw. 10 Mill. Tonnen pro Jahr. Bei einem Strompreis von 10 Cent/kWh, was ebenfalls niedrig ist, aber realistischer zu erreichen ist, läge der Preis für Wasserstoff eben 10 fach höher, eben bei 6000 Euro für 1 Tonne (das sind 6 Euro pro kg Wasserstoff).⁸²

Tabelle: Grüner Wasserstoff, Preis je nach Strompreis, Vergleich mit möglichen Erdgaspreisen

Strompreis pro kWh	Preis für grünen Wasserstoff (bei einem Stromverbrauch von 60 kWh pro kg ⁸³)	Umgerechnet in 1 kWh Energie bzw. dies korrespondiert mit einem solchen Erdgaspreis für 1 kWh
1 Cent bzw. 0,01 Euro	0,60 Euro pro kg, 600 Euro pro Tonne	1,8 Cent pro kWh
5 Cent bzw. 0,05 Euro	3 Euro pro kg, 3000 Euro pro Tonne	9 Cent pro kWh
10 Cent bzw. 0,10 Euro	6 Euro pro kg, 6000 Euro pro Tonne	18 Cent pro kWh
15 Cent bzw. 0,15 Euro	9 Euro pro kg, 9000 Euro pro Tonne	27 Cent pro kWh
20 Cent bzw. 0,20 Euro	12 Euro pro kg, 12000 Euro pro Tonne	36 Cent pro kWh

⁸² **Mit 600 Mrd. Euro könnte der deutsche Staat die Anzahl von 2727 Landwindparks Werder Kessin aufbauen, die 220 Mill. Euro pro Windpark kosten. Der Windpark Werder Kessin hat eine Leistung von 300 Gigawattstunden, das sind 0,3 Terawattstunden jährlich, so meine Berechnung: 144 MW * 8760 = 1.261.440 MW * Kapazitätsfaktor 0,25 = 315.360 MWh, das sind 315 Gigawattstunden, das sind 0,3 Terawattstunden. Jeder Windpark hat eine unterschiedliche Leistung, ich kann die Leistung hier nur schätzen. 2727 Windparks Werder Kessen * 0,3 TWh = 818 TWh, also könnten 2727 dieser Windparks zusammen 818 TWh Strom bereitstellen. 818 TWh Strom wurden für die glatte Zahl 600 Mrd. Euro gewählt. Es sind aber 876 TWh Strom, damit kann man ca. 800 mal einen 100 MW Elektrolyseur betreiben, der 10.000 Tonnen Wasserstoff herstellt. Ein 100 MW Elektrolyseur verbraucht 100 MW * 8760 = 876.000 MWh, das sind 876 Gigawattstunden, 1000 solcher Elektrolyseure brauchen dann 876 TWh Strom. 876 TWh sind eigentlich 2930 Werder Kessin Windparks. Damit kann man 10.000.000 Tonnen Wasserstoff herstellen, 3,6 Mill. Tonnen für Stahl und 6 Mill. Tonnen für die Chemie. 600 Mrd. Euro für die Windparks und 100 Mrd. Euro für die Elektrolyseure sind 700 Mrd. Euro.** Dies reicht dann für die Stahl- und Chemieindustrie und ein bisschen für Wasserstoffgaskraftwerke für die Dunkelflaute und den Winter. Wenn dies Subventionen in Reinform wären, ohne dass man eine Rückzahlung der Kredite durchführen müsste, könnte man von Seiten des Staates einen Strompreis von 1 Cent/kWh festlegen. Damit wäre das Hauptproblem der Energiewende gelöst, nämlich die höhere Preise für Stahl- und Chemie nach dem Umbau auf Wasserstoff. **In meinen Bierdeckelrechnungen habe ich ausgerechnet, dass bei 1 Cent/kWh Strom ein Wasserstoffpreis von 600 Euro pro Tonne erreicht wird, der (vom Energiegehalt her) genau mit dem Preis von 262 Euro pro Tonne korrespondiert, den Großverbraucher derzeit für Erdgas zahlen (hier sind 2 Cent pro kWh Erdgas zugrunde gelegt, derzeit sind es 3,2 Cent pro kWh, siehe Gaspreise, Statistisches Bundesamt): 262 * 2,54 (Wasserstoff hat 2,54 mal mehr Energie als Erdgas) = 665,4 Euro pro Tonne. Proton Ventures, ein Ingenieurbüro, die grüne Wasserstoffprojekte plant, schätzt, dass der Preis von grünem Wasserstoff bei 60 kWh/kg bzw. 60 MWh/Tonne liegt. Diese Schätzung liegt dieser Rechnung zugrunde. Bei einem Strompreis von 10 Cent: 0,1 Euro * 60 kWh = 6 Euro pro 1 kg Wasserstoff, das sind 6000 Euro für 1 Tonne Wasserstoff. Bei 1 Cent: 0,01 Euro * 60 kWh = 0,60 Euro für 1 kg Wasserstoff, das sind 600 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff. Aber dieser 1 Cent/kWh Strompreis ist eben schwer zu erreichen. Erdgas hat vor Corona 2 Cent pro kWh gekostet, teils noch etwas weniger, derzeit liegt der Preis etwas höher bei 3,3 Cent pro kWh, siehe Statistisches Bundesamt, Gaspreise. Siehe für die Schätzung des Wasserstoffpreises von 60 kWh pro 1 kg, Proton Ventures: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugegriffen: 13.02.2025.**

⁸³ Siehe für die Schätzung des Wasserstoffpreises von 60 kWh pro 1 kg, Proton Ventures: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugegriffen: 13.02.2025.

Die Annahme, dass grüner Wasserstoff zwischen 8 und 10 Euro pro kg kosten wird (dies würde hier mit einem Strompreis zwischen ca. 10 und 15 Cent pro kWh korrespondieren), findet sich aktuell im Interview mit Stefan Dohler (EWE Oldenburg und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO Salzgitter Stahl). In diesem Interview wird festgestellt, dass grüner Stahl nur unwesentlich teurer werden wird als grauer Stahl, ebenso wird dort angemahnt, dass die Politik die Preise für grünen Wasserstoff verringern kann, indem die Renewable Fuels of Non-Biological Origin RFNBO-RED II-Bedingung der Zusätzlichkeit rückgängig gemacht würde und es von den Strommarktregeln in Deutschland ermöglicht würde, Strom, der im Norden abgeregelt wird, für die Herstellung von Wasserstoff zu nutzen und wenn Elektrolyseure von Netzentgelten befreit würden, damit könne man den Wasserstoffpreis um 50 % senken, mit den Zahlen in diesem Interview wären dies auf 4 bis 5 Euro pro kg, d.h. 4000 bis 5000 Euro pro Tonne.⁸⁴ Ob dieser Preis so pauschal gilt, ist aber fraglich, denn es müssen viele erneuerbare Energien erst noch aufgebaut werden, um die nötige Gesamtmenge Wasserstoff bereitstellen zu können und diese Kredite müssen zurückgezahlt werden. Man kann dies nicht mit wenigen regulatorischen Änderungen lösen.

Die Annahme von grünem Wasserstoff mit einem Preis von 8 bis 10 Euro pro kg wäre immer noch deutlich mehr als die 0,60 Cent pro kg und 600 Euro pro Tonne, die man erreichen müsste, um Wasserstoff, auch als Rohstoff für die Chemieindustrie, auf ein Preisniveau wie das heute verfügbare Erdgas herunter zu bekommen, siehe die Fußnote 2. Siehe für weitere Berechnungen S. 8, Fußnoten 16-19. Dazu kommt, dass es eben im Chemiebereich um neue Prozessschritte gehen wird, die ebenfalls preissteigernd wirken, sodass der Wasserstoffpreis nicht allein ausschlaggebend ist.

Am Rande: Die Anforderung der Zusätzlichkeit besagt, dass u.a. nur 3 Jahre zuvor gebaute erneuerbare Energieanlagen zur Wasserstoffproduktion genutzt werden dürfen (und vielleicht gibt es sogar noch die Vorgabe, dass diese Anlagen dann nur für die Wasserstoffproduktion gebaut werden dürfen, d.h. der Strom darf anderweitig gar nicht angeboten werden), jedenfalls könnte man diese Anforderung schnell und problemlos wieder streichen, siehe die folgende EU-Verordnung.⁸⁵

Oben wurde bereits ausführlich dargestellt, dass es in Zukunft vielleicht Ammoniakimporte geben wird, die auch zu günstigerem Wasserstoff führen können. Hier nun eine Box zum Thema blauen Wasserstoff, den es nun auch in Deutschland geben darf und der auch als günstig und als Hoffnung für eine günstigere Energiewende bezeichnet wurde. Dies wurde kurz vor Fertigstellung dieses Textes von der Bundesregierung beschlossen, deshalb ist der Kommentar dazu nicht mehr organisch in den Text integrierbar und wird zu einem ‚long telegram‘ zu Beginn dieses Textes in dieser Box: Dass es blauen Wasserstoff in großen Mengen günstig geben wird, ist für einen kurzen und mittelfristigen Zeithorizont unrealistisch, es ist fraglich, ob blauer Wasserstoff wirklich günstig

⁸⁴ ‚Grüner Stahl kommt 2027‘ Interview von Christian Geinitz mit Stefan Dohler (EWE und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO Salzgitter Stahl). FAZ, 17.10.2025.

⁸⁵ In der EU wurde 2023 mit der delegierten Verordnung EU 2023/1184, sog. RED II Verordnung Kriterien für grünen Wasserstoff definiert. Die Emissionen dürfen 3,38 kg CO₂/kg H₂ nicht überschreiten. Bei direktem Bezug, bei 100 % erneuerbarer Energien, ohne Netzanschluss oder gleichem Netzknoten, gilt die sog. Zusätzlichkeit, ab 01.01.2028 darf die erneuerbaren Energieanlagen maximal 3 Jahre zuvor in Betrieb genommen worden sein. Wenn der Anteil von erneuerbaren Energien nicht über 90 % liegt, muss ein Power Purchasing Agreement (PPA) vorgewiesen werden, und im Zeitverlauf werden die Kriterien dafür immer strenger: ab 01.01.2028 darf die erneuerbare Energieanlage maximal 3 Jahre zuvor in Betrieb genommen worden sein, 2030 ab 2030 muss sog. Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nachgewiesen werden und die Erzeugung muss in der gleichen Gebotszone erfolgen. Monitoringbericht Energiewende 2024: 132. Siehe den Monitoringbericht 2024 auf der folgenden Webseite:

<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html> - Zugriffen: 17.10.2025.

werden wird und drittens ist auffällig, dass die Chemieindustrie, die dies u.a. gefordert hat, gar keine Anstrengungen unternimmt, blauen Wasserstoff auch tatsächlich zu bekommen. Blauer Wasserstoff ist konventionell produzierter Wasserstoff mit Dampfreformierung aus Erdgas, unter der Bedingungen, dass dafür CCS, d.h. die Abscheidung von CO₂ an der Punktquelle (Schornstein) erfolgt ist, dessen Nutzung ist aktuell von der Bundesregierung ermöglicht worden, siehe diesen FAZ-Artikel.⁸⁶ Blauen Wasserstoff zu erlauben ist etwas anderes als CCS zu erlauben. Damit kann die Chemieindustrie blauen Wasserstoff als Rohstoff nutzen und die Stahlindustrie blauen Wasserstoff als Betriebsstoff. Weil man nun jetzt denken könnte, dass dies hilfreich für die Energiewende ist, muss nun ganz am Anfang dieses Textes eine längere Box formuliert werden:

Grundlegend ist: Blauer Wasserstoff wird durch die Dampfreformierung von Erdgas hergestellt. Pro 1 kg Wasserstoff entstehen dabei ca. 10 kg CO₂.⁸⁷ Rechnet man nun * 1000, dann kommt man darauf, dass für 1 Tonne Wasserstoff ein Ausstoß von 10.000 Tonnen CO₂ erfolgt.

Zuerst zum CCS: Blauen Wasserstoff kann es nur geben, wenn es genug CCS- oder auch CCU-Möglichkeiten gibt. Sieht man in die IEA CCUS Projects Database Excel-Datei und nimmt die geschätzte Kapazität aller derzeit geplanten Storage und Full Chain Projekte in europäischen Ländern, sind dies, Stand Ende Juli 2025, 101,08 Mill. Tonnen CO₂, wohlgemerkt über die EU verteilt.⁸⁸ Die weltweiten Projekte, hier habe nur ‚Storage‘ gesucht, und nur die Projekte zusammengerechnet, die eine geschätzte Kapazität hinterlegt haben, liegen bei 447,164 Mill. Tonnen CO₂.⁸⁹

Die KI schätzt, dass derzeit in Deutschland ca. 1,68 Mill. Tonnen Wasserstoff mit Dampfreformierung hergestellt werden, dabei entstehen, nach der Rechnung oben, pro Jahr 16,8 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalent Emissionen.⁹⁰

16,8 Mill. t CO₂ jährlich zu verpressen, mag dem Laien noch möglich erscheinen, aber allein der Hinweis auf Northern Lights, das viel beworbene CCS-Projekt von Equinor in Norwegen, lässt einem das Blut in den Adern gefrieren: In der Phase 1 bis Mitte 2024 sollen 1,5 Mill. Tonnen CO₂ im Jahr verpresst werden, in Phase 2 (Datum ist nicht genannt) 5 Mill. Tonnen jährlich.⁹¹ Die Kapazität von Northern Lights ist somit sehr gering, schon um den CO₂-Ausstoß aus der derzeitigen Dampfreformierung zu verpressen, bräuchte man 3,36 mal das Northern Lights Projekt und dies unlimitiert in die Zukunft.

Aber darum geht es hier nicht nur. Es geht um die Energiewende im Ganzen. Und es geht darum, dass ein bestimmter Personenkreis blauen Wasserstoff, der in den USA 3-4 mal günstiger als grüner Wasserstoff ist, für eine Übergangszeit in der Energiewende nutzen will, so stellen sich dies einige

⁸⁶ Es liegt ein neuer Entwurf für eine Änderung des KSpTG vor, auch für Gaskraftwerke und für die Herstellung von blauem Wasserstoff aus Erdgas ist CCS nun erlaubt. Für Kohlekraftwerke und Kohleheizkraftwerke ist CCS nicht möglich, da für diese Kraftwerke ein Verbot der Nutzung von Kohlendioxidleitungen in diesem Gesetz festgehalten wurde. Siehe diesen FAZ-Artikel: Reiche geht bei Abscheidung von CO₂ voran. FAZ, 03.08.2025.

⁸⁷ S. 10, hier wird z.B. 11,6 kg CO₂ pro kg H₂ angegeben. Siehe: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_welche_treibhausgasemissionen_verursacht_die_wasserstoffproduktion.pdf - Zugriffen: 25.07.2025.

⁸⁸ Siehe die Excel-Tabelle: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> - Zugriffen: 10.07.2025.

⁸⁹ Siehe die Excel-Tabelle: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> - Zugriffen: 10.07.2025.

⁹⁰ Die Zahlen zum CO₂-Ausstoß der Dampfreformierung habe ich von ChatGPT, dort wurde 12 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalenz eingeschlossen von Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung, Transport etc. angegeben.

⁹¹ Siehe die Information von Northern Lights: https://norlights.com/wp-content/uploads/2021/08/Northern-Lights_brochure-June-2021-1-1.pdf - Zugriffen: 09.11.2024.

Personen im BDI jedenfalls vor.⁹² Die Idee ist, dass dadurch Kosten für die Energiewende gespart werden, zu teuer sei es beispielsweise grünen Wasserstoff ‚schon‘ 2035 in wasserstofffähigen Gaskraftwerken einsetzen.⁹³

Was ist aber mit Übergangszeit gemeint? Schon die ‚volle‘ Energiewende oder dass man auf die ‚volle‘ Energiewende, also den Umbau von Stahl- und Chemiewerken noch nach hinten schiebt?

Bei einer ‚vollen‘ Nutzung von Wasserstoff als Betriebsstoff in Stahlwerken und Rohstoff in Chemiewerken würde man 10 Mill. Tonnen Wasserstoff für Deutschland brauchen, siehe für diese Zahl den weiteren Verlauf des Textes. Wenn ein zukünftiger Bedarf von 10 Mill. Tonnen blauen Wasserstoff über Erdgas und Dampfreformierung hergestellt würde und die CO₂-Emissionen davon verpresst werden sollen, dann sind dies pro 1 Tonne Wasserstoff / 10 Tonnen CO₂ Emissionen – 10.000.000 t Wasserstoff -- eine Null dran -- = 100.000.000 t CO₂, also 100 Mill. Tonnen CO₂. Dafür bräuchte man ca. jährlich 20 mal das Northern Lights Projekt (und dies unlimitiert in die Zukunft hinein, es müssen also immer neue Projekte hinzukommen, wenn eines voll ist).

Dies könnte man durch CCU verringern. Die Chemie hat verlautbart, dass sie nach dem Umbau 44 Mill. t aufgefangenes Post-Combustion-CO₂ (aus der Zementindustrie und Müllverbrennungsanlagen i.S. der Kreislaufwirtschaft) u.a. bei der Produktion von grünem Synthesegas einsetzen könnte.⁹⁴ Dies könnte die CO₂-Mengen, die als CCS verpresst werden müssen verringern, aber diese Option gibt es nur, wenn der Umbau der Chemieindustrie hin zu Wasserstoff als Rohstoff bereits erfolgt ist.

Wie dem auch sei, wenn der BDI mit Übergangszeit bereits die ‚volle‘ Energiewende in Stahl- und Chemie meint, dann hat man es mit größeren Mengen blauen Wasserstoffs zu tun.

Ich möchte hier nicht mögliche Entwicklungspfade ausblenden. Klar, es könnte nun die ganze Welt ‚crazy‘ für blauen Wasserstoff werden und es könnte versucht werden größere Mengen blauen Wasserstoffs zur Verfügung zu stellen, da er billiger als grüner Wasserstoff ist. Man müsste dann ganz viele teure Wasserstofftransportschiffe bauen, was sehr aufwendig ist. Oder blauen Wasserstoff in einem Haber-Bosch-Prozess zu Ammoniak umformen und das Ammoniak wieder zurück in Wasserstoff verwandeln. Um man müsste plötzlich ganz viele CCS-Lagerstätten finden, etwa in den USA auf dem Land. Dies ist aber unwahrscheinlich, siehe mein Text Teil 2 Punkt CCS und CCU, hier kann ich die wenigen CCS-Projekte, auch in den USA, noch nahezu per Hand durchgehen.

Aber gehen wir mal davon aus, dass es einen CCS-Boom gibt, der es vielleicht für 50 Jahre ermöglicht den deutschen Bedarf von 100 Mill. Tonnen und, sagen wir mal 1000 Mill. Tonnen CO₂ weltweit jährlich zu verpressen, wären dies über 50 Jahre dann 50.000 Mill. Tonnen CO₂ (denn nicht nur Deutschland, sondern die ganze EU, USA, Kanada brauchen blauen Wasserstoff für den ‚Übergang‘ und generell Platz für CCS). Bei jährlich 1000 Mill. Tonnen CO₂ wären dies 200 Northern Lights Projekte, die nach ca. 5 Jahren voll wären und dann erneuert werden müssten, also für den weltweiten Bedarf 2000 Northern Lights Projekte für 50 Jahre (50 / 5 = 10, 10 * 200).

⁹² S. 33, Grüner Wasserstoff koste in Deutschland 8 Euro pro Kg bei Offshore Wind, 5,5 Euro pro kg bei Herstellung durch Landwind (in China kostet er auch 5,1 Euro pro kg), das sei 3 bis 4 mal so viel wie blauer Wasserstoff mit CCS in den USA, der 1,8 bis 2,1 Euro pro kg kosten würde. BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025, siehe: <https://bdi.eu/artikel/news/transformationspfade-studie-energiewende-auf-kurs-bringen> - Zugegriffen: 25.07.2025.

⁹³ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2026: 15.

⁹⁴ S. 36, siehe: Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugegriffen: 25.07.2025.

Dies würde es vielleicht tatsächlich ermöglichen, die Energiewende günstiger durchzuführen, weil man durch die Nutzung von blauem Wasserstoff sich den Aufbau von einer großen Anzahl erneuerbarer Energien (teuer, es sei denn es gelingt eine Massenproduktion von Windkraftanlagen ...), von Elektrolyseuren (mittel teuer), Stromnetzausbau (war vor 10 Jahren mal viel günstiger, heute teurer ...) und den Aufbau von Wasserstoffpipelines (günstig) – erst einmal - sparen könnte. Wie schon oben gesehen, braucht bauen die Länder bei grünem Ammoniak auch die erneuerbaren Energien und Elektrolyseure auf. Wenn man den Netzausbau dazu noch in Deutschland spart, dann kann der Strompreis günstiger werden, weil die Netzumlage dann nicht so teuer ist.

Ganz ideal für Stahl und Chemie ist das aber auch nicht: Denn was man sich bei der Nutzung vom blauen Wasserstoff nicht sparen kann, ist der Umbau der Stahlindustrie und der Umbau der Chemieindustrie auf neue wasserstoffbasierte Prozesse, und blauer Wasserstoff kann die Komplexität der neuen grünen Produktionsprozesse nicht vereinfachen. Es entstehen Kosten bei Transport, für CCS, den Umbau der Chemieanlagen und es gibt weiterhin die neuen mehrstufigen Prozessrouten in der Chemie. Es könnte sein, dass blaues Naphtha günstiger ist als grünes Naphtha, und man spart eben Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien, aber wird das blaue Naphtha durch ein Wunder genauso günstig sein, wie das erdölbasierte Naphtha? Wenn der Transport von blauem Wasserstoff aus den USA nach Europa teuer wird, dann haben die USA wieder bessere Wettbewerbsbedingungen und es wird 2030 wieder ein großer Schock durch die Industrie gehen: Wir sind schon wieder nicht wettbewerbsfähig genug auf internationaler Ebene, bitte gebt uns Subventionen! (immerhin wären dann andere Länder auch betroffen, die Ölststaaten schaffen es sicher nicht, so viele CCS Lagerstätten günstig zu erschließen, wie die USA).

Norwegen will derzeit blauen Wasserstoff exportieren. Norwegens Equinor sei eine Absichtserklärung unterzeichnet worden, dass RWE und Equinor eine Wasserstoffpipeline durch die Nordsee bauen, die zuerst blauen Wasserstoff, dann grünen Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland transportieren soll. SEFE ist zudem mit dem norwegischen Unternehmen Gen2 Energy eine Kooperation eingegangen, welches mehrere große Produktionsanlagen für grünen Wasserstoff in Norwegen und Nordeuropa bauen will.⁹⁵ Der Aufbau der CCS Lagerstätten in Norwegen wird vom Staat subventioniert, siehe 00Teil2, CCS.

Wenn man genug CCS-Lagerstätten finden würde, könnte man den Umbau allerdings noch anderweitig zeitlich nach hinten schieben, wenn man in der Stahlindustrie und der Chemieindustrie ‚einfach‘ Post-Combustion-CO₂-Auffangssysteme an der Punktquelle einbauen würde, um das CO₂ an den Schornsteinen direkt abzufangen. Die deutsche Chemieindustrie lag 2014 bei 181 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalent und will 2030 bei 140 bis 143 Mill. Tonnen CO₂-Äquivalent ankommen⁹⁶, bei 140 Mill. Tonnen THGs bräuchte man ca. 28 mal das Northern Lights Projekt, ist es nach 5 Jahren voll, man bräuchte für 50 Jahre 280 mal Northern Lights für die deutsche Chemieindustrie. Also: Umbau erst in 50 Jahren?

Um die Energiewende 50 Jahre zeitlich nach hinten zu verschieben, bräuchten wir also 280 CCS Northern Lights Projekte für die deutsche Chemieindustrie, und für mehrere Länder weltweit - pi mal Daumen - 2000 CCS Northern Lights Projekte, ...

wenn man nun sagt, man verschiebt nur um 20 Jahre, sind es immer noch 56 Projekte für die deutsche Chemieindustrie und 400 CCS Northern Lights Größe Projekte für mehrere Länder

⁹⁵ Siehe: <https://www.sefe-energy.eu/blog/detail/wasserstoffbedarf-waechst-erzeugung-und-import-heute-und-morgen.html> - Zugegriffen: 06.02.2025.

⁹⁶ S. 12, siehe: Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugegriffen: 25.07.2025.

weltweit (für 140 Mill. Tonnen CO₂ und 1000 Mill. CO₂ jährlich). Derzeit sind in ganz Europa für 100 Mill. Tonnen CO₂ CCS Projekte in Planung, grob geschätzt: geteilt / 5 Mill. pro Projekt, sind das umgerechnet ggf. 20 CCS Northern Lights Projekte, aber eben für ganz Europa und nicht nur für die deutsche Chemieindustrie. Nochmal: wir werden bald 20 Northern Lights CCS Projekte in Europa haben, bräuchten allein für die deutsche Chemieindustrie für 20 Jahre 112 solcher CCS Projekte.

Kurz: Aus meiner Sicht ist es völlig unrealistisch, über CCS die Energiewende nach hinten zu verschieben. Zuerst einmal gibt es dafür offenkundig nicht genug CCS-Reservoirs. Dies ist wenigstens die Situation im Moment. Und: von welchem Ausgangspunkt soll man planen? Von der Hoffnung aus, dass es in 7 Jahren plötzlich ganz anders ist?

Und: das Gerede von blauem Wasserstoff für den Übergang nervt mich. Was für einen Übergang? Die Chemieindustrie funktioniert mit Erdgas und vor allem Erdöl ... sie braucht derzeit grauen oder blauen Wasserstoff nur in geringen Mengen ... Wasserstoff braucht sie erst nach dem Umbau ihrer Anlagen auf einen ganz neuen Grundstoff. Dann braucht sie plötzlich viel blauen oder grünen Wasserstoff. **Das ist kein Übergang, sondern eine abrupte Umstellung.** Die Chemieindustrie suggeriert mit dem Übergang, dass blauer Wasserstoff sinnvoll einsetzbar ist. Und sie suggeriert mit Übergang, dass man überhaupt einen erfolgreichen Übergang machen kann. Aus meiner Sicht ist dies im Bereich Chemie aber nicht in allen Bereichen möglich, das sollte man offen zugeben. Einzig bei der Stahlindustrie macht der Begriff ‚Übergang‘ Sinn, hier kann Erdgas Schritt für Schritt durch blauen Wasserstoff und später grünen Wasserstoff ersetzt werden, weil er als Betriebsstoff mit Erdgas gemixt eingesetzt werden kann.

Noch einmal zusammengefasst: Blauer Wasserstoff ist nun ‚erlaubt‘. Der BDI hat blauen Wasserstoff als günstig anpriesen. Aber nun erfolgt gar keine Reaktion der Industrie darauf. Es gibt eine einzige Kooperation über blauen Wasserstoff, mit Norwegen. Es wurde nicht verlautbart, dass nun geplant wird, wann die Chemieanlagen umgebaut werden, weil nun blauer Wasserstoff verfügbar ist. Es wurde nicht öffentlich angekündigt, dass nun versucht wird Verträge mit Firmen in den USA abzuschließen, die zum Beispiel bis 2033 10 Mill. Tonnen blauen Wasserstoff für die deutsche Stahl- und Chemieindustrie bereitstellen werden (und umgeformt zu Ammoniak mit Schiffen herüberbringen) und dass die deutsche Chemieindustrie nun mit dem Umbau ihrer Anlagen auf Wasserstoff 2030 beginnen wird. Es gibt nicht die Ansage, dass die Chemieindustrie in Europa nun selbst blauen Wasserstoff herstellen will und nach CCS-Projekten in Europa sucht und in diese investieren will. Das ist der Industrie alles zu teuer, sie macht am liebsten gar nichts, nur ihr normales Business.

Vielleicht wird sie sich 2027 bewegen, wenn der CO₂-Preis durch das EU Emissionshandelssystem ETS ansteigt, aber wie sollen Firmen in der USA, in Norwegen und anderen Teilen der Welt dann in wenigen Jahren Anlagen zur Produktion von 10 Mill. Tonnen blauem Wasserstoff und CCS Projekte für 100 Mill. Tonnen CO₂ aufbauen, dazu die Transportschiffe für den Transport von Wasserstoff als Ammoniak, und die Anlagen zur Umformung von Wasserstoff zu Ammoniak und zurück

... und der BDI macht uns dennoch glauben, dass dies dann für uns günstig wird ... obwohl sich solche Investitionen in den USA, Norwegen und anderswo auch rentieren müssten. Noch irritierender ist an den BDI Publikationen in Deutschland, dass diese Diskussion suggeriert⁹⁷, dass

⁹⁷ Blauer Wasserstoff ist aus diesen Gründen allerdings sehr effektiv als ‚Hoffnungsschimmer‘, mit dem man jede ernsthafte Debatte über die Energiewende in Deutschland und über einen Umbau der Industrie kaputt machen kann. Man kann nun in den nächsten Jahren immer exzessiv den Konjunktiv und das Futur benutzen: Es könnte noch etwas passieren. Es könnte passieren, dass in den USA mächtige Firmen große Kapazitäten blauen Wasserstoffs aufbauen könnten, den könnte man importieren und könnte dann in Deutschland günstiger als mit grünem Wasserstoff produzieren. Da wären wir doch blöd, wenn wir grünen Wasserstoff produzieren, wenn in den USA in 10 Jahren so etwas passieren könnte!!! Und warum sollten wir

mit günstigem blauen (oder günstigem grünen) Wasserstoff alle Probleme gelöst sind – leider nicht, es wird Prozesse in der Chemieindustrie geben, die nach der Energiewende deutlich teurer als heute sein werden 😊 ...

Als ich diese Box im Juli 2025 geschrieben habe, konnte man also schon in gewisse Weise vorausahnen, dass die Chemieindustrie nun für die Zukunft die Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate fordert, wie am 23.09.2025 von der FAZ berichtet.⁹⁸ Oder nun am 08.10.2025 vom Evonik Chef Christian Kullmann, der ein vollständiges Ende des EU-Emissionshandels bzw. der CO2 Gebühren fordert.⁹⁹ Es wird weiter unten gezeigt, dass es für diese Blockadehaltung tatsächlich sachliche Gründe gibt, dies sind vor allem die hohe Chemieexporte Deutschlands und eben die generellen Probleme bei der Chemieindustrie bei der Energiewende.

Aber eines hilft auch nicht, wenn die Chemieindustrie sich komplett der Energiewende verweigert. Sie könnte wenigstens mit dem Aufbau erneuerbarer Energie und Elektrolyseuren (und einzelnen Anlagen) beginnen und man könnte dadurch gestützt, mit einem erhöhten Ausbautempo im Bereich Windkraft an Land versuchen Kosten zu senken. Sie könnten wenigstens beginnen, in einer Chemieregion Klartext zu reden und zu sagen, wie viele Windenergieanlagen sie dort bauen müssten, um über eine kurze und damit günstige Anschlussleitung Elektrolyseure anschließen zu können. Und man müsste einmal beginnen, die neuen Anlagen zu bauen, um die Politik und die Öffentlichkeit über die Kostenniveaus nach der Energiewende zu informieren. Dazu kommt, siehe unten, dass die Politik die Möglichkeiten hat, die Industrie zu zwingen über Quoten grüne Produkte in die Produktion einzubauen. Niemand in Deutschland will seine Industrie verlieren. Aber derzeit ist die Kommunikation völlig zusammengebrochen. Die Politik traut sich nicht einmal mehr kleine Forderungen an die Industrie zu stellen (außer ... in einigen Jahren kommt das Emissionshandelssystem ETS und löst alles). Und die Industrie lehnt jegliche Aktivität ab, die nicht vom Staat finanziert wird. Und an die Gesellschaft wendet sich auch niemand mit Vorschlägen oder Ideen. So wird das nichts Dabei wird die Chemieindustrie auch nach der Energiewende weitergesehen müssen, sie ist eine Basis der modernen Welt, es werden auch viele Industriestandorte bestehen bleiben und auch viele Arbeitsplätze (wenn auch nicht alle), dies muss man einmal klar diskutieren, wie diese Veränderung Möglichkeit ist. Derzeit ist es aber so, dass die Chemieindustrie mit ihren Maximalforderungen einfach nur weiter machen will, wie bisher, vielleicht bis 2035 und bis dahin wollen die Anteilseigner maximale Gewinne aus den Firmen herausnehmen. Um diese Strategie zu legitimieren, wird auf den Verlust von Arbeitsplätzen verwiesen. Aus meiner Sicht kann man dieses Problem nur mit einem mehr oder weniger zwingenden Umbauplan auf europäischer Ebene angehen, bei dem auch Arbeitsplatzgarantien und auch mögliche Verstaatlichungen im Raum stehen.

Ich möchte in diesem Text genau das Gegenteil. Ich möchte eine andere Möglichkeit in den Raum stellen, wie die Energiewende weitergehen kann und zwar nicht mit blauem, sondern mit

jetzt unsere Anlagen umbauen, wenn erst 2035 viel blauer Wasserstoff vorhanden sein könnte!!! Wir müssen auch nicht dafür sorgen, dass die Windkraftanlagen billiger werden durch Massenproduktion! Die Energiewende mit grünem Wasserstoff ist zu teuer, vor 2035 sollte besser sowieso nichts passieren, das würde zu teuer, aber wir haben ja den günstigen blauen Wasserstoff, den wir jetzt nutzen dürfen, den beginnen wir langsam zu nutzen (ganz bisschen in der Entschwefelung und bei Stahl) und nach 2035 wird blauer Wasserstoff dann irgendwie plötzlich in großen Mengen günstig zur Verfügung stehen und die USA wird dann wie durch ein Wunder auch große CCS-Kapazitäten haben, unter jedem Feld im mittleren Westen gibt es ein CCS-Reservoir. Erst dann werden wir beginnen unsere Stahl- und Chemieanlagen umzubauen. Dann werden auch alle grünen Chemieprodukte günstig sein.

⁹⁸ Bernd Freytag. Kein Preis, kein Plan. FAZ, 23.09.2025.

⁹⁹ Sven Astheimer, Jonas Jansen. Die CO2-Gebühr gefährdet 200.000 Industriearbeitsplätze. Interview mit Christian Kullmann von Evonik. FAZ, 08.10.2025.

grünem Wasserstoff. Das Thema der milliardenschweren deutschen Exporte bleibt allerdings der Elefant im Raum.

Weiter im Text: Damit der deutsche Staat solche hohen Kredite wie 700 Mrd. Euro für Investitionen in erneuerbare Energien und Elektrolyseure, um die Strompreise sehr stark zu verringern, nicht aufnehmen muss, finanziert der deutsche Staat den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht direkt, sondern durch Anreize für private Akteure, genannt EEG-Einspeisevergütung, oder in Zukunft vielleicht durch eine Kapazitätszahlung mit unabhängigen Refinanzierungsbeitrag. Der Staat leistet einen gewissen Beitrag, aber private Investoren finanzieren den großen Teil des Ausbaus der erneuerbaren Energien, aus Renditegründen. Dies ist eine sinnvolle Idee und macht die Finanzierung der Energiewende überhaupt erst möglich. Die Kosten werden dabei auf mehrere Gruppen verteilt. Den Netzausbau tragen derzeit die Stromverbraucher, einmal abgesehen von einer Einmalzahlung des Staates 2023 und einer erneuten Zahlung 2026. Industrien mit hohem Stromverbrauch bekommen günstigere Strompreise. Wenn man erneuerbare Energien allerdings mit Krediten finanziert, sind extrem günstige Strompreise nicht möglich, so wenigstens das Ergebnis meiner Bierdeckelrechnungen.

Die Strompreise aus erneuerbaren Energien liegen derzeit in einem günstigen Fall, z.B. für einen Elektrolyseur, bei 10 Cent pro kWh in einem Purchasing Power Agreement PPA, mit viel Glück auch einmal bei 7-9 Cent pro kWh, wobei diese Strompreise nur möglich sind, wenn man vom Netzentgelt befreit ist.¹⁰⁰ In dem fortlaufenden Fraunhofer ISE Bericht Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien werden teils niedrigere Kosten für erneuerbare Energien berechnet, Solar ab 4,1 Cent/kWh, Landwind 4,3 Cent/kWh, das hängt aber vom Art der Anlagen und Standort ab.¹⁰¹ Ein Bericht von BloombergNEF, Levelized Costs of Electricity, geht weltweit durchschnittlich für Landwind von 3,7 Cent/kWh aus, für große, einfache Solarparks mit 2,5 Cent/kWh.¹⁰² In meinen Bierdeckelrechnungen mit dem Excel Darlehenstilgungszeitplan komme ich auf 10 bis 15 Cent pro kWh, und schon dafür braucht man teils Kreditlaufzeiten von 20 Jahren.¹⁰³

¹⁰⁰ Der Preis von 10 Cent geht nur beim Wegfall von Netzentgelten, die ist aber offenbar in Deutschland momentan nur für den Fall möglich, wenn der Elektrolyseur nur 4000 Stunden im Jahr läuft, also nur die Hälfte der Zeit produziert, deshalb müsste man sich zwei Anlagen hinstellen, das ist aber doppelt so teuer. Der Bezug von kostenlosem oder sehr günstigem Strom bei Stromüberschuss ist gemäß Strommarktregeln nicht erlaubt. Dies sei auch ein Grund für die Probleme in Deutschland, niedrigere Strompreise für Elektrolyseure zu bekommen. Diese gesamten Informationen präsentiert: Markus Hölzle, ab 18:33 in: Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025, siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=YGVID7PAaIY> – Zugegriffen: 29.06.2025. Ein Preis von 86 Euro pro Megawattstunde 2030 und 73 MWh im Jahr 2025 aus erneuerbaren Energien wird z.B. errechnet von Prognos (2024), siehe: Günstiger Strom im Sommer. FAZ, 21.10.2024. 86 Euro pro Megawattstunde sind 8,6 Cent/kWh.

¹⁰¹ Die fortlaufende Fraunhofer ISI Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien errechnet teils niedrigere Kosten: Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen liegen „je nach Anlagentyp und Sonneneinstrahlung zwischen 4,1 und 14,4 €Cent/kWh.“ (...) „Onshore-Windenergieanlagen (WEA) liegen im Jahr 2024 zwischen 4,3 und 9,2 €Cent/kWh, basierend auf spezifischen Anlagenkosten von 1300 bis 1900 EUR/kW.“ (...) „Mit bis zu 4500 Volllaststunden erzielen Offshore-Windanlagen Stromgestehungskosten zwischen 5,5 und 10,3 €Cent/kWh. Die spezifischen Anlagenkosten liegen zwischen 2200 und 3400 EUR/kW, einschließlich der Festlandanbindung.“ Im günstigsten Fall kommt man also auf 4 Cent/kWh, aber man kommt auch nicht auf 1 Cent/kWh, siehe z.B. die Ausgabe vom Juli 2024: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> - Zugegriffen:; 15.07.2025.

¹⁰² Siehe: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/> - Zugegriffen: 15.07.2025.

¹⁰³ Solarpark Barth, geschätzt jährlich 60 GW Stromproduktion, 100 Mill. Euro Kosten. Mögliche jährliche Einnahmen: Jährliche Einnahmen: 25 Cent: 60.000.000 kWh * 0,25 = 15 Mill. Euro; 20 Cent: 60.000.000 kWh * 0,20 = 12 Mill. Euro; 15 Cent: 60.000.000 kWh * 0,15 = 9 Mill. Euro; 10 Cent: 60.000.000 kWh * 0,10 = 6 Mill. Euro; 5 Cent: 60.000.000 kWh * 0,05 = 3 Mill. Euro. Ein Annuitäten-Darlehen für 100 Mill. mit 3 % Zinsen und

Der Verband der chemischen Industrie spricht davon, dass er einen Strompreis von 4-5 Cent pro kWh braucht, damit die Energiewende gelingen kann.¹⁰⁴ Derzeit wird von der deutschen Bundesregierung ein Industriestrompreis von 5 Cent pro kWh für die Hälfte des Stromverbrauchs von 2200 energieintensiven Unternehmen vorbereitet, der aufgrund der Beihilferegeln der EU-Kommission auf drei Jahre befristet sei, so ein FAZ-Artikel.¹⁰⁵ Angesichts meiner Zahlen ist es allerdings fraglich, ob das ausreicht, denn nach meinen Berechnungen muss man, zumindest für die Chemieindustrie, weiter herunter gehen, auf 1 Cent/kWh. Insofern ist diese Äußerung des Verbands der chemischen Industrie gar nicht brauchbar.

Für den Bereich Stahl, aber auch einige Chemiebetriebe, ist ein niedrigerer Strompreis auch außerhalb von Wasserstoff wichtig, weil es unterschiedliche Arten und Weisen der Stahlherstellung gibt, darunter auch das Schmelzen von Eisen in Elektrolichtbogenöfen, sog. Electric Arc Furnaces EAF und es gibt weitere ‚Schmelzer‘, die mit Strom laufen. Für energieintensive Unternehmen, darunter Elektrostahlwerke, Stahlwerke, Gießereien, Zellstofffabriken und Chemiebetriebe gibt es derzeit in Deutschland die Strompreiskompensation, diese führt zu einem Endkundenstrompreis bei 4 bis 12 ct/kWh¹⁰⁶, siehe hier die Firmen-Liste.¹⁰⁷ Im Bereich Stahl wären niedrige Strompreise, etwa von 4 bis 6 Cent pro kWh, sehr willkommen, um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, besonders in reinen

einer Darlehenslaufzeit von 10 Jahren, bei jährlichen Zahlungen, würde 10 Jahre lang 11,7 Mill. Euro pro Jahr benötigen, bei einer Laufzeit von 20 Jahren wären es 6,7 Mill. Euro pro Jahr. Kurz: man sieht hier, dass man bei einem 10 Jahres Kredit mindestens 25 Cent / kWh Strom nehmen muss, bei 20 Jahre Laufzeit könnte man auf 15 Cent herunter, dann bleibt aber nicht viel für Betriebskosten und Gewinn. Landwindpark Werder Kessin geschätzt 300 GWh jährliche Stromproduktion, Kosten 220 Mill. Euro: Einnahmen. Mögliche jährliche Einnahmen: 5 Cent: 300.000.000 kWh * 0,05 = 15 Mill. Euro; 10 Cent: 300.000.000 kWh * 0,10 = 30 Mill. Euro; 15 Cent: 300.000.000 kWh * 0,15 = 45 Mill. Euro; 20 Cent: 300.000.000 kWh * 0,20 = 60 Mill. Euro; 25 Cent: 300.000.000 kWh * 0,25 = 75 Mill. Ein Annuitäten-Darlehen für 220 Mill. mit 3 % Zinsen und einer Darlehenslaufzeit von 10 Jahren, bei jährlichen Zahlungen, würde 10 Jahre lang 25,7 Mill. Euro pro Jahr benötigen, bei einer Laufzeit von 20 Jahren wären es 14,7 Mill. Euro pro Jahr. Kurz: man sieht hier, dass man bei einem 10 Jahres Kredit 12 Cent/kWh (36 Mill. Euro) bis 15 Cent/kWh Strom nehmen muss, bei 20 Jahre Laufzeit könnte man auf 10 Cent herunter.

¹⁰⁴ Siehe S. 14: acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft, Frankfurt am Main 2023, siehe: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Wasserstoff-Kompass_komplett.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁰⁵ Nadine Bös, Julia Lühr. Die deutsche Stahlschmelze. FAZ, 20.07.2025.

¹⁰⁶ Aktuelle Daten von Agora Energiewende: „Die Industriestrompreise lagen in Deutschland im Jahr 2024 je nach Beschaffungsstrategie und Abnahmefall für kleinere Industrieunternehmen bei etwa 16 ct/kWh. Für energieintensive Unternehmen ab einem Stromverbrauch von rund 1 TWh, die über die Strompreiskompensation einen subventionierten Strompreis erhalten, lag der Endkundenstrompreis bei 4 – 12 ct/kWh (siehe Kapitel 2.3). Zum Vergleich: Im Nachbarland Frankreich sind Teile des Industriestrombedarfs für energieintensive Unternehmen bis Ende 2025 durch das Tarifsysteem ARENH bei 4,2 ct/kWh gedeckelt. Im weiteren internationalen Vergleich haben die USA, China, Kanada, Südkorea, Türkei und Mexiko Industriestrompreise von durchschnittlich 8–9 ct/kWh (vbw 2023).“ Siehe, S. 68, siehe dort auch S. 26-28: Agora. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, 07.01.2025, in: <https://www.agora-energiawende.de/publikationen/die-energiawende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> - Zugriffen: 08.01.2025.

¹⁰⁷ Siehe: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/spk-transparenzbericht-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3 – Zugriffen: 20.07.2025.

Elektrostahlwerken wie der Georgsmarienhütte.¹⁰⁸ Bisher konnten diese Strompreiskompensationen vom Staat finanziert werden, für 2023 lag die Beihilfesumme bei 2,4 Mrd. Euro.¹⁰⁹

Bei einem Strompreis von 1 Cent pro kWh kostet 1 Tonne grüner, mit erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren erzeugter, Wasserstoff 600 Euro, damit würde man genau das Niveau des derzeitigen Erdgas-Großverbraucher Preises von 262 Euro für 1 Tonne Erdgas treffen, den z.B. die Chemieindustrie zahlt; schon bei etwas höheren Strompreisen steigt der grüne Wasserstoffpreis an: bei 5 Cent pro kWh kostet 1 Tonne Wasserstoff 3000 Euro; bei 10 Cent pro kWh kostet 1 Tonne Wasserstoff 6000 Euro, das wäre dann 3 mal so viel wie das derzeitige Preisniveau Erdgas Haushalte, 10 mal so hoch wie das derzeitige Preisniveau Erdgas Großverbraucher; bei 15 Cent pro kWh sind es 9000 Euro für 1 Tonnen Wasserstoff, 15 mal so hoch wie das derzeitige Preisniveau Erdgas Großverbraucher, siehe meine Berechnung hier in Fußnote 2.¹¹⁰

Ein solch niedriger Strompreis könnte vielleicht die Ammoniakherstellung international wettbewerbsfähig halten, trotz einer Umstellung der Produktion auf grünen Wasserstoff. Bisherige Berechnungen gehen allerdings auch hier von Kostensteigerungen aus. Die Ammoniakherstellung basiert auf Erdgas. Die Ammoniakherstellung ist CO₂ intensiv, vor allem aus dem ersten Schritt, dass nämlich Wasserstoff aus Methan und Wasserdampf hergestellt wird, die sog. Dampfreformierung: Dies verbraucht sehr viel Energie: 2,2 Tonnen Methan, 4,9 Tonnen führen zu 1,1 Tonnen Wasserstoff und 6 Tonnen CO₂.¹¹¹ Aus Ammoniak wird Harnstoff als Düngemittel hergestellt, in einer Reaktion mit CO₂ (auch AdBlue ist Harnstoff), ebenso werden daraus die Ammoniumsalze Ammoniumnitrat, -phosphat und -sulfat hergestellt. Ein weiterer wichtiger Stoff der daraus hergestellt ist, ist Salpetersäure, daraus werden Sprengstoffe hergestellt. Es gibt eine weitere Anzahl von Zwischenprodukten.¹¹² Die Ammoniakproduktion muss in der Energiewende auf grünen Wasserstoff und grünen Stickstoff umgestellt werden, die Technologie ist dazu verfügbar. Stickstoff wird aus der Luft entnommen, mit einer Luftzerlegungsanlage, dafür braucht man Strom, hier ist günstiger Strom gut. Es wird also spannend, welche Kostenstrukturen das erste grüne Ammoniakwerk in Saudi Arabien haben wird und ein weiteres Werk in Indien: Eine einzige Ammoniakproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff wird derzeit von Saudi-Arabien in der Zukunftsstadt Neom gebaut.¹¹³ Ganz neu: in Indien wird von AM Green nun eine grüne Ammoniakproduktion aufgebaut, die im Jahr 2028 eine Kapazität von 1 Mill. Tonnen pro Jahr haben wird, wovon bis zu 500.000 Tonnen Ammoniak nach

¹⁰⁸ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/osnabrueck_emsland/Hoher-Strompreis-Elektroofen-in-Georgsmarienhuetten-tagsueber-aus,stahlwerk154.html – Zugriffen: 20.07.2025.

¹⁰⁹ Siehe DEHSt. SPK-Bericht 2023:

https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3 – Zugriffen: 20.07.2025.

¹¹⁰ Basis für die Rechnung ist die Angabe von Proton Ventures, dass grüner Wasserstoff pro kg 60 kWh Strom benötigt. Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugriffen: 13.02.2025. Siehe auch meinen Text am Ende von Teil 2 und Teil 3.

¹¹¹ Siehe Wikipedia Englisch Steamreforming, Abbildung: https://en.wikipedia.org/wiki/Steam_reforming - Zugriffen: 01.02.2025.

¹¹² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ammoniak> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹¹³ Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex> - Zugriffen: 27.10.2025.

Deutschland geliefert werden, diesen Abnahmevertrag meldet Uniper am 12. Januar 2026.¹¹⁴ Die Herstellung von Ammoniak verursacht weltweit jährlich 185 Mill. Tonnen CO₂-Emissionen.¹¹⁵

Es ist aber nicht nur der Strompreis und der darauf basierende Wasserstoffpreis, der Schwierigkeiten macht. Bei der Umstellung auf eine grüne Chemieindustrie weisen die Prozesse mehr Stufen auf, als zuvor. Um grünes Naphtha und grünes Ethylen herzustellen, welche Ausgangsstoff für eine Vielzahl von anderen chemischen Stoffen sind, muss man grünes Synthesegas herstellen, dies wird aus Wasserstoff H₂ und Kohlendioxid CO₂ hergestellt, durch die umgekehrte Wasser-Gas-Verschiebereaktion. Das grüne Synthesegas besteht nach diesem Schritt aus Wasserstoff H₂ und dem reaktionsfähigen Kohlenmonoxid CO, daran schließt dann entweder der Fischer-Tropsch-Prozess oder die Methanol-zu-Olefinen-Route oder die Methanol-zu-Aromaten-Route an.¹¹⁶ Der Fischer-Tropsch-Prozess wird durch die sog. hydrierende Spaltung bzw. das Hydrocracken weitergeführt, bei dem Moleküle mit einer gleichen Anzahl von Kohlenstoffatomen gebildet werden, die sog. Isometrisierung. Danach lassen sich durch Destillation Produkte mit optimalen Kettenlängen für Naphtha, Kerosin, Diesel oder Benzin gewinnen. Je nach den Prozessparametern des Fischer-Tropsch-Prozesses z.B. Temperatur und eingesetzten Katalysatoren, kann man versuchen mehr kürzere Kohlenstoffketten erhalten. Dies bedeutet mehr Naphtha, das aus C₅ bis C₁₁ Kohlenstoffen besteht. Dies hat aber Grenzen, man kann nicht nur Naphtha produzieren, es werden auch längere Kohlenstoffketten mitproduziert, selbst wenn man dies nicht will, z.B. Benzin mit C₅ bis C₁₂, Kerosin mit C₈ bis C₁₆, Diesel mit C₁₀-C₂₀ Verbindungen, deshalb ist Fischer-Tropsch eher für E-Fuels geeignet.¹¹⁷ Der grüne Methanol-zu-Olefinen-Prozess basiert ebenfalls auf dem grünen Synthesegas, wobei er nur kurzkettenige Olefine, C₂ bis C₄, herstellen kann, er stellt ungefähr zur Hälfte Ethylen und Propylen her, dies sind die Ausgangspunkte für die Plastikherstellung, er kann also nicht für Naphtha oder E-Fuels eingesetzt werden. Der Methanol-zu-Olefinen-Prozess ist nicht an einen großen Chemie-Cracker-Standort gebunden ist, sprich: Man könnte dies auch an der Küste mit viel Wind oder in der Wüste mit viel Sonne aufbauen.¹¹⁸ Die Methanol-zu-Olefinen-Route ist industriell einsetzbar, z.B. wird in China viel Synthesegas aus der Kohlevergasung hergestellt und dann über die Methanol-zu-Olefinen-Route zu Ethylen und Propylen umgewandelt.¹¹⁹ Die Aromaten Xylol, Benzol, Toluol kann man ebenso aus Methanol herstellen. Methanol kann wiederum aus grünem Synthesegas hergestellt

¹¹⁴ Sie die Pressemitteilung vom 12.01.2026: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-und-am-green-unterzeichnen-langfristigen-abnahmevertrag-ueber-bis-zu-500000-tonnen-erneuerbares-ammoniak-pro-jahr-aus-indien> - Zugriffen: 18.01.2026. Uniper befindet sich im Besitz des deutschen Staates, siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Uniper> - Zugriffen: 18.01.2026.

¹¹⁵ Siehe S. 2 in Malte Küper, Frank Merten. Welche Rolle kann grünes Ammoniak bei der Dekarbonisierung Deutschlands spielen. IW Kurzbericht 73/2023: <https://www.iwkoeln.de/studien/malte-kueper-welche-rolle-kann-gruenes-ammoniak-bei-der-dekarbonisierung-deutschlands-spielen.html> – Zugriffen: 27.12.2024.

¹¹⁶ Siehe S. 26-43, siehe: acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft,

Frankfurt am Main 2023, siehe: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Wasserstoff-Kompass_komplett.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁷ Siehe hierzu z.B. Die Webseite u.a. zum INERATEC Projekt von Prof. Roland Dittmeyer:

<https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php> - Zugriffen: 23.10.2024. Einige Infos sind entnommen aus dem Youtube Video, 10.06.2020, Karlsruher Institut für Technologie:

<https://www.youtube.com/watch?v=KOawGXRRJFY&t=8s> – Zugriffen: 23.10.2024. Die Übersicht zu den C-Kohlenstoff-Kategorien ist aus ChatGPT entnommen.

¹¹⁸ Siehe S. 26-31: acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft, Frankfurt am Main 2023, siehe: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Wasserstoff-Kompass_komplett.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁹ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie 2024: 28.

werden, dies ist die sog, Methanol-to-Aromatics-Route, Exxon Mobil hat solche Anlagen in der Vergangenheit einmal gebaut und betrieben.¹²⁰

Es wird weiterhin Bereich der Chemie geben, die gar nicht umstellbar sind. Als nicht vermeidbare Residualemissionen aus dem Chemiebereich wird bei Ausfelder/Du Tran (2022) die Produktion von Adipin- und Salpetersäure sowie Calciumcarbid genannt.¹²¹ Für Bitumen für den Straßenbau braucht man – soweit ersichtlich - weiter die Erdöl-Raffinerien.

Erdgas und aus der Petrochemie bzw. aus Erdöl stammendes Naphtha speist zu 85 % die chemische Produktion in Deutschland, DECHEMA verlautbar, dass dies bis 2050 auf 6 % zurückgehen soll.¹²² „Im Frühjahr 2023 wurde fossiles Naphtha zu einem Preis von etwa 686 US-Dollar pro Tonne (etwa 643 Euro pro Tonne) gehandelt. Dementsprechend handelt es sich bei den aktuell benötigten Mengen (14,3 Millionen Tonnen) an fossilem Naphtha um Kosten für die chemische Industrie von mehr als 9 Milliarden Euro.“¹²³ Dies sind die in Deutschland benötigten Mengen.¹²⁴ Dieses graue Naphtha zu ersetzen ist nur möglich, wenn dies durch grünes Synthesegas auf der Basis von Wasserstoff und CO₂ ersetzt wird, welches dann über Fischer-Tropsch grünes Naphtha bereitstellt oder dass Naphtha gespart wird, indem über die Methanol zu Olefinen Route Ethylen und Propylen bereitgestellt wird.

Wie viel kostet grünes Fischer-Tropsch-Naphtha? „Beispielhaft wurden von ESYS die Kosten für den Import von FT-Naphtha mit dem Import von Erdöl verglichen. Unter den getroffenen Annahmen war der Wert für FT-Naphtha mehr als doppelt so hoch wie für den Erdölimport (12,5 bis 20 Cent pro Kilowattstunde gegenüber 6 bis 8,5 Cent pro Kilowattstunde).“¹²⁵ „Die FT-Synthese mit Elektrolysewasserstoff (Synthesegaserzeugung über reverse Wassergas-Shift-Reaktion) hat einen Gesamtbedarf an elektrischer Energie von 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.“¹²⁶ Fischer-Tropsch-Naphtha wird also klar teurer als erdölbasiertes Naphtha, die Zahlen hier zeigen eine Verdopplung der Kosten. Es wäre gut, wenn man einmal eine größere Anlage bauen würde, um die Kosten genau feststellen zu können und nicht berechnen oder schätzen zu müssen (die niedrigen Kosten könnten hier z.B. daran liegen, dass hier Importe aus Wüstenländern mit viel Solar angenommen wird, die günstigen Strom für Wasserstoff vorliegen haben).

In Transformation der Chemie (2023) werden allgemeiner geltende Zahlen präsentiert:

¹²⁰ Siehe S. 31: acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft, Frankfurt am Main 2023, siehe: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Wasserstoff-Kompass_komplett.pdf - Zugriffen: 30.12.2024. Eine Pilotanlage für die Methanol-to-Aromatics Herstellung gab es in Wesseling und eine größere Anlage in Motunui in Neuseeland, diese wurde kommerziell von 1985 bis 1995 von der Firma Exxon Mobil betrieben. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Mobil-Prozess> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹²¹ Zitat: „Die verbleibenden Residualemissionen stammen zum einen aus industriellen Prozessen und entstehen bei der Herstellung von Zement und Kalk sowie zu geringen Teilen aus der Produktion von Ziegeln, Stahl, Adipin- und Salpetersäure, Calciumcarbid sowie Soda und Glas. Hierbei handelt es sich überwiegend um CO₂. Zum anderen verursacht die Landwirtschaft, der Abfallsektor und die Produktverwendung unvermeidbare Emissionen (CO₂, Methan, Lachgas und F-Gase). Zur Kompensation dieser Restemissionen im Jahr 2045 wird in den Szenarien Basis, MENA und Speicher eine Senkenleistung von 73 Mt CO₂ benötigt, im Szenario Suffizienz 42 Mt CO₂. Im Jahr 2050 reduziert sich diese auf 68 Mt CO₂, bzw. 34 Mt CO₂.“ Ausfelder/Du Tran 2022: 21.

¹²² Bernd Freytag. Chemie. Nicht nur die schwache Nachfrage macht der Chemiewirtschaft zu schaffen. Die Zukunft der ganzen Branche wird neu verhandelt. FAZ, 11.11.2024.

¹²³ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 39.

¹²⁴ Siehe: https://www.kunststoffweb.de/branchen-news/rohstoffmaerkte_haengt_die_kunststoffindustrie_am_russischen_naphtha_t249847 - Zugriffen: 24.02.2025.

¹²⁵ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 40.

¹²⁶ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 40.

„In jedem Fall muss der aktuelle Feedstock, konventionell aus fossilen Rohstoffen erzeugtes Naphtha, durch aus CO₂ und H₂ erzeugtes Naphtha oder Methanol ersetzt werden. Daraus resultiert ein Wasserstoffbedarf von 6.998 kt H₂ (Fischer-Tropsch-Route) bzw. 5.775 kt H₂ (Methanol-Route), was einem Strombedarf von 299 TWh (Fischer-Tropsch-Route) bzw. 275 TWh (Methanol-Route) entspräche. Der resultierende Bedarf an CO₂ als Kohlenstoffquelle läge zwischen 52 Mio. t (Fischer-Tropsch-Route) und 46,7 Mio. t (Methanol-Route).“ (...) „Insgesamt ergibt sich daher eine Spanne für den Wasserstoffbedarf der deutschen chemischen Industrie für 2045 von mindestens 1.045 kt (elektrifizierte Wärme, ohne petrochemische Grundstoffe) über 1.672 kt (Einsatz von H₂ in der Prozesswärmeerzeugung, ohne petrochemische Grundstoffe) bis hin zu 7.447 kt (Methanol-Route) oder 8.670 kt (Fischer-Tropsch-Route). Der daraus resultierende Strombedarf bei Verwendung der Wasserelektrolyse zur Produktion von Wasserstoff entspräche dann 60 TWh über 90 TWh bis 365 TWh bzw. 389 TWh.“¹²⁷

Dies sind die Zahlen, auf denen auch die Schätzung hier im Text beruht, dass man ca. 10 Mill. Tonnen grünen (oder blauen) Wasserstoff braucht. 6 Mill. für die Chemie, 4 Mill. für Stahl, dies sind die Zahlen für Deutschland.

Wie dem auch sei, für den Fischer-Tropsch-, Methanol-zu-Olefinen- und Methanol-zu-Aromatics-Prozess, braucht man als Grundstoff bzw. Rohstoff grünen Wasserstoff und der ist nur über Strom und Elektrolyse herstellbar. Wenn man erneuerbare Energien Projekte normal finanziert, schafft man, so meine Bierdeckelrechnungen, einen Strompreis von 10 Cent/kWh, der allerdings zum Preis von 6000 Euro für 1 Tonne Wasserstoff führt, das ist 3 mal so viel wie das derzeitige Preisniveau Erdgas Haushalte, 10 mal so hoch wie das derzeitige Preisniveau Erdgas Großverbraucher. - (und man braucht als weiteren Grundstoff viel CO₂, welches man gut aus der Punktquellen-Abfangtechnik hier einsetzen kann, etwa aus der Zementindustrie oder der Müllverbrennung).

Dies wird in der Chemieindustrie zu starken Preiserhöhungen führen, auch deshalb, weil dort Grundstoffe bzw. Rohstoffe einen hohen Anteil an der späteren Wertschöpfung einnehmen, siehe dazu z.B. die Schätzung von ChatGPT für den Anteil von Rohstoffpreise an den Preisen für Endprodukte.¹²⁸ (14,3 Mill. Tonnen Naphtha für 9 Mrd., $14,3 * 600$ Euro = ca. 8,5 Mrd., aber bei 6000 Euro pro Tonne Wasserstoff: $14,3 * 6000 = 85,8$ Mrd.

Kurz: über Kredite finanzierte erneuerbare Energien haben eben ihren Preis und bestimmte chemische Prozesse werden in Zukunft teurer sein, deshalb kann man 2025, 2030 und noch 2040 argumentieren, dass man mit der Energiewende warten muss, bis erneuerbare Energien günstiger werden, grüner Wasserstoff endlich günstiger ist und darauf bis sich der Preis für Elektrolyseure halbiert etc.– dann wird die Energiewende aber nie stattfinden – es ist deshalb unausweichlich, dass es – zumindest teilweise einen Sprung auf einen neues Preisniveau geben muss – und auch teilweise eine Schutz des europäischen Marktes durch die CBAM Zölle geben muss – und es wird leider so ein, dass Exporte durch die grüne Produktion erschwert werden wird, aber auch blauer Wasserstoff wird nicht die Rettung sein, denn auch die USA wird massive Investitionen in blauen Wasserstoff nicht kostenlos machen können ... es bleibt in den krassen Fällen wirklich nur noch die Hoffnung, dass der europäische Markt noch eine Teil der Arbeitsplätze und einen Teil der Werke weiter aufrechterhalten kann ...

¹²⁷ Transformation der Chemie 2023: 29.

¹²⁸ ChatGPT. Mit welchem Anteil fließen die Grundstoffe in die Kosten von Chemieprodukten ein? Hier wird für die Basischemie (Ethylen, Methanol) 50-80 % genannt, bei Zwischenprodukten 30-60 %, bei Spezialchemikalien 10-40 %.

Auf dieser Beobachtung aufbauend möchte ich zwei Vorschläge machen, die nicht gegen, sondern als *Ergänzung des weiter bestehenbleibenden EU-Emissionshandelssystems ETS gedacht sind*, nämlich dass in den Industriesektoren, die besonders stark von höheren grünen Wasserstoffpreisen betroffen sind, die Stahl- und der Chemieindustrie, ein koordinierter Sprung auf ein neues Preisniveau nötig sein wird in Kombination mit einem Plan für den Umbau der Stahl- und Chemieindustrie. Stahl könnte von 2030 bis 2033 und Chemie von 2033 bis 2036 umgebaut werden, jeweils danach erfolgt ein Preissprung.

Aufgrund der hohen Preise für Wasserstoff, aber auch deshalb, weil die chemischen Prozesse mehr Stufen aufweisen als zuvor, ist ein Sprung auf ein neues Preisniveau unausweichlich. Die Stahlpreise werden nach diesem Preissprung 2 fach oder vielleicht 3 fach so hoch sein, die Chemiepreise 10 fach bis 15 fach so hoch, vielleicht sind die Plastikpreise aber nur 5 fach so hoch, weil der Methanol-zu-Olefinen-Prozess günstiger ist. Dazu gibt es theoretische Berechnungen in der Literatur und bei der Methanol-zu-Olefinen Route die allgemeine Aussage, dass sie günstiger sein wird. Ich wünsche mir allerdings, dass die Chemieindustrie bald vier Großanlagen baut, um dies einmal **praktisch** auszuprobieren und damit die Öffentlichkeit und auch die Politik über diese zentrale Frage der Energiewende, nämlich wie hoch der Preissprung werden wird, mal **definitiv** Bescheid weiß: Dies ist ein grüne umgekehrte Wasser-Gas-Verschieberekation-Synthesegas-Fischer-Tropsch-Anlage für grünes Naphtha und E-Fuels, eine grüne umgekehrte Wasser-Gas-Verschieberekation-Synthesegas-Methanol-zu-Olefinen-Anlage, eine grüne Methanol-zu-BTX-Aromaten-Anlage und die grünen Ammoniakfabriken, wobei die letztere Gottseidank derzeit gebaut wird. Diese Fabriken sind weder in Deutschland noch in der Welt bislang gebaut worden, soweit ich dies im Internet recherchieren konnte. Ausnahme: die neue kleine Fischer-Tropsch INERATEC-Anlage in Frankfurt¹²⁹, die auf dem Kopernikus Power-to-X-Projekts des Karlsruher Institut für Technologie basiert¹³⁰, und eine genuin grüne Ammoniakfabrik, die sich nun in der Saudi-Arabischen Stadt Neom im Aufbau befindet und Ende 2026 in Betrieb gehen soll.¹³¹ Ganz neu: in Indien wird von AM Green nun eine grüne Ammoniakproduktion aufgebaut, die im Jahr 2028 eine Kapazität von 1 Mill. Tonnen pro Jahr haben wird, wovon bis zu 500.000 Tonnen Ammoniak nach Deutschland geliefert werden, diesen Abnahmevertrag meldet Uniper am 12. Januar 2026.¹³² Von 1985 bis 1995 war eine mit grauem Methanol betriebene Methanol-to-Aromatics Fabrik von Exxon Mobil in Motunui in Neuseeland in Betrieb.¹³³ Somit ist ein absoluter Kern der Energiewende, der es ermöglichen wird, die moderne Welt aufrechtzuerhalten, 35 Jahre nachdem der Klimawandel 1990 bekannt wurde, noch immer nicht im Sinne von Großanlagen gebaut und ausprobiert worden, natürlich auch weil klar ist, dass die Produkte danach nicht verkauft werden können, weil die Preise dafür zu hoch sind – aber dies bleibt trotzdem ein Fakt, der einen nicht ganz kalt lässt - nicht einmal zupackende Staaten wie Südkorea oder Japan haben dies einmal ausprobiert und man hätte den Verkauf, siehe gleich unten, zumal bei den kleinen Mengen einer einzigen Anlage, über Quoten bzw. Abnahmeverpflichtungen problemlos durch den Staat erzwingen können.

Jedenfalls wird es bei Stahl- und Chemieprodukten zu Preissteigerungen kommen und dies hat Auswirkungen für sehr viele Produkte, von Autos über Züge, Verpackungsmaterialien,

¹²⁹ Siehe: <https://www.ineratec.de/de/era-one-e-fuels-made-germany> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹³⁰ Siehe: <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹³¹ Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹³² Sie die Pressemitteilung vom 12.01.2026: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-und-am-green-unterzeichnen-langfristigen-abnahmevertrag-ueber-bis-zu-500000-tonnen-erneuerbares-ammoniak-pro-jahr-aus-indien> - Zugriffen: 18.01.2026. Uniper befindet sich im Besitz des deutschen Staates, siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Uniper> - Zugriffen: 18.01.2026.

¹³³ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Mobil-Prozess> - Zugriffen: 15.07.2025.

Krankenhausbedarf, bis hin zur Baubranche. Dies macht den Sprung auf ein neues Preisniveau für die ganze Wirtschaft sehr schwierig. Man kann nur versuchen, die Auswirkungen zu begrenzen, man kann viele Investitionen vorher durchführen, etwa die Anschaffung von Zügen im Personennahverkehr oder den Bau von Häusern und Infrastrukturen. Für die ersten Jahre der Anpassung an das neue Preisniveau kann der Staat Konjunkturprogramme, Kurzarbeitergeld etc. bereithalten, um eine Rezession zu bekämpfen und die Geldpolitik kann zum Beispiel versuchen, die Wirtschaft zu stabilisieren und versuchen eine ‚Huckepack‘-Inflation zu begrenzen.

Ein solcher Sprung auf ein neues Preisniveau hätte allerdings auch zwei Vorteile:

Der Staat kann nicht den Preis für grünen Stahl und grünes Naphtha, grünes Ethylen und grünes Propylen über viele Jahre auf das Niveau der heutigen Preise heruntersubventionieren. Irgendwann muss der Umbau stattfinden. Schon bei einer 4 fachen Preissteigerung bei grünem Ethylen wären dafür 12 Mrd. Euro Subventionen im Jahr nötig.¹³⁴

Zweitens könnten, nach der ersten Phase des Schocks, Wirtschaftsunternehmen wieder eine realistische Zukunftsplanung vornehmen, weil es wieder Marktpreise gibt.

Die Strompreiskompensation für energieintensive Unternehmen, wie Elektrostahlbetriebe, Gießereien, Zellstoff und auch einige Chemiebetriebe, konnte bislang vom Staat finanziert werden, für 2023 lag die Beihilfesumme bei 2,4 Mrd. Euro.¹³⁵ Aber: bei der Idee der CDU/SPD-Koalition Strompreise abzusenken, wurden aktuell auch hier Grenzen sichtbar. Wenn der Staat generell auf die Stromsteuer verzichten würde, bei einer Senkung von 2,05 auf 0,05, also um 2 Cent, würde dies Mindereinnahmen von 6,8 Mrd. erzeugen. Würde der Staat weitere Netzzumlagen übernehmen, etwa die Offshore-Netzzulage, die KWK-Umlage sowie die § 19 Strom NEV Umlage, die energieintensiven Unternehmen eine reduzierte Netzzulage ermöglicht, würde dies 15 Mrd. Euro Kosten für den staatlichen Haushalt bedeuten. Eine Deckelung der Netzentgelte, die die Stromverbraucher zahlen, würde 6 Mrd. Euro kosten.¹³⁶ Man darf gespannt sein, wie viel ein Industriestrompreis von 5 Cent/kWh kostet, in ersten Schätzungen ist von 10 Mrd. Euro bis 2030 die Rede¹³⁷, dies wären 2 Mrd. pro Jahr.

Es wird bei einem Sprung auf ein höheres Preisniveau allerdings eine Begrenzung des Marktes auf den europäischen Markt geben müssen, der ist allerdings groß. Der europäische Markt muss zollgeschützt werden, um die höheren Preisniveaus nach dem Preissprung zu ermöglichen und dafür ist eine sehr aktive, aufmerksame Handelspolitik der EU nötig, nicht nur mit den CBAM-Klimazöllen, sondern wahrscheinlich auch mit Schutzzöllen, und es werden viele Produkte, allerdings in unterschiedlicher Art und Weise, davon betroffen sein.¹³⁸

¹³⁴ Bierdeckelrechnung: 1 Tonne Ethylen kostet derzeit ca. 1000 Euro, das sind bei ca. 4 Mill. Tonnen Ethylen (4,3 Mill. Tonnen Ethylenproduktion in Deutschland 2023) ein Wert von 4 Mrd. Euro. Wenn grünes Ethylen zum Beispiel 4 mal so viel kostet, wären es 16 Mrd. Dann bräuchte man pro Jahr 12 Mrd. staatliche Subvention, um das Ethylen auf das zuvor bestehende Preisniveau herunter zu subventionieren. Für 5 Jahre wären dies 80 Mrd. Euro. Die Subventionen würden zudem nichts ändern, danach wäre das grüne Ethylen immer noch so teuer.

¹³⁵ Siehe DEHSt. SPK-Bericht 2023:

https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3 – Zugegriffen: 20.07.2025.

¹³⁶ Siehe: Andreas Fischer, Thilo Schäfer. IW-Kurzbericht Nr. 49, Strompreispaket: Kurzfristige Entlastung für Haushalte und KMU, 24.05.2025, siehe: <https://www.iwkoeln.de/studien/andreas-fischer-thilo-schaefer-kurzfristige-entlastung-fuer-haushalte-und-kmu.html> - Zugegriffen: 20.07.2025.

¹³⁷ Siehe: <https://www.wiwo.de/politik/deutschland/stromkosten-wirtschaftsministerium-sieht-hohe-huerden-fuer-einen-industriestrompreis/100129858.html> - Zugegriffen: 20.07.2025.

¹³⁸ Mit Schutzzöllen sind z.B. auch Antidumpingzölle gemeint. Dafür muss die Generaldirektion Handel viel besser werden, es gibt seit Jahren immer dieselben Klagen, dass der Schutz löchrig ist, dass es Umgehungen gibt

Dieser Sprung auf ein neues Preisniveau könnte durch eine **begrenzte und einfach zu verwaltende Quote oder Abnahmeverpflichtung** für grüne Produkte ergänzt werden. Dies ist aber aufgrund der Vielzahl von Produkten und der Komplexität der Lieferketten (z.B. werden einige Produkte eben von außerhalb gekauft oder importiert) nur verwaltbar, wenn man sich auf ganz wenige Industrieunternehmen beschränkt, etwa für Stahl auf ganz bestimmten Stahlsorten für die Automobilindustrie und einen ganz bestimmten Stahl für die Pipelinehersteller – und zwar europaweit. **Beispiel: VW nimmt den grünen Stahl der Salzgitter AG ab, beide haben das Land Niedersachsen als Anteilseigner, warum gibt es dies noch nicht, das könnte die Quoten-Idee populär machen?** (siehe die Box unten, es wird aber offenbar doch daran gedacht!) In der Chemieindustrie müsste man ähnlich vorgehen, und erst einmal die Nachfrage-Situation recherchieren, um eine möglichst einfache Lösung zu finden. Wenn es eine Firma gibt, die grünes Naphtha hergestellt kann, dann könnte man z.B. erzwingen, dass dieses in allen verbliebenen konventionellen Crackern zu einem gewissen Prozentsatz dazugegeben wird. Damit würde man Nachfrage für grüne Produkte schaffen, auch für Firmen, die schon früh umgebaut wurden und man könnte damit gut einen Sprung auf ein neues Preisniveau ergänzen. Quoten oder Abnahmeverpflichtungen würden den Staat jedenfalls vom Druck befreien, grüne Produkte auf das Niveau von grauen Produkten herunter zu subventionieren.

Quoten bzw. Abnahmeverpflichtungen wurden in Frankreich bereits von Stahl- und Wasserstoffherstellern gegenüber der Automobilindustrie gefordert.¹³⁹ Für grünes Kerosin gibt es bereits eine Luftfahrt-Quote, 2030 1,2, 2035 5 % sowie eine SAF-Quote, wobei diese Quoten unter den derzeitigen Bedingungen keinen Sinn machen, da sie für die Luftfahrt sehr teuer sind.¹⁴⁰ Quoten werden derzeit breit diskutiert. Aktuell sind Quoten bzw. Abnahmeverpflichtungen für Wasserstoff im Wirtschaftsministerium in der Diskussion, die sog. Grüngasquote, hier sollen Gasversorger verpflichtet werden, dem Erdgas Biomethan und Wasserstoff beizumischen, mit dem Ziel den Wasserstoffhochlauf zu fördern.¹⁴¹

Beides, der Sprung auf ein neues Preisniveau und auch Quoten bzw. Abnahmeverpflichtungen funktionieren aber nur, wenn sie europaweit etabliert werden, würde man dies nur in Deutschland machen, hätte der deutsche Industriezweig z.B. gegenüber Frankreich Kostennachteile.

Im FAZ-Interview vom 17.10.2025 mit Stefan Dohler (EWE Oldenburg und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO Salzgitter Stahl), wird, dies wurde zu Beginn dieses Textes schon erwähnt, festgestellt, dass grüner Stahl nur unwesentlich teurer werden wird als grauer Stahl.¹⁴² Salzgitter

und dass es nicht schnell genug geht, weil Personen fehlen, die sog. Case Handlers, die Schutzmaßnahmen betreuen und die Dokumente dazu schreiben.

¹³⁹ Siehe: <https://www.euractiv.com/section/eet/news/steelmakers-urge-eu-to-introduce-mandatory-green-steel-quotas-for-carmakers/> - Zugegriffen: 19.06.2025.

¹⁴⁰ Siehe dazu meine Berechnungen in Teil 2, in diesem Punkt hat die Lufthansa recht. Dazu kommt noch das biogene SAFab 2030 mindestens 6 % SAF, von 2030-2031 synthetische Flugkraftstoffe durchschnittlich zu 1,2 %, 2032-2034 2 %, ab 2035 steigen die Anteile dann stärker an: 20 % SAF, davon mindestens 5 % synthetische Flugkraftstoffe, bis es dann 2050 zu 70 % SAF, davon mindestens 35 % synthetische Flugkraftstoffe. Siehe ReRuelEU Aviation, Verordnung (EU) 2023/2405, Annex I. Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugegriffen: 11.04.2025.

¹⁴¹ Siehe im Detail, mit Verweisen zu mehreren Publikationen: Markus Schwarz. Streit um Wasserstoff: Warum Forscher vor der Grüngasquote warnen. 25.11.2025:

<https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/streit-um-wasserstoff-warum-forscher-vor-der-gruengasquote-warnen/> - Zugegriffen: 30.11.2025. Mehr dazu auch weiter unten.

¹⁴² ‚Grüner Stahl kommt 2027‘ Interview von Christian Geinitz mit Stefan Dohler (EWE und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO Salzgitter Stahl). FAZ, 17.10.2025. ebenso wird dort angemahnt, dass die Politik die Preise für

Stahl und VW scheinen bei der Nutzung von grünem Stahl in der Automobilindustrie freiwillig zusammenarbeiten zu wollen und grünen Stahl in der Automobilindustrie einsetzen zu wollen. Sie geben im Interview an, dass die Automobilindustrie genuin dazu geeignet ist, den Hochlauf von grünem Stahl zu begleiten, da 90 % des Stahls, der in der Automobilindustrie eingesetzt wird, von europäischen Produzenten kommt.¹⁴³ Dies bestätigt meine Gedanken oben, offenbar auch den Gedanken, dass die Umstellung auf Wasserstoff bei Stahl einfacher sein wird als bei Chemie.

Schließlich ist ein *Sprung auf ein neues Preisniveau nicht unbedingt etwas Neues*, denn das Ziel des EU-Emissionshandelssystems ETS ist es den Ausstoß von CO₂ zu verteuern, dies verteuert auch die Produkte, um den Umbau der Industrie zu bewirken und somit auch den Umbau der Stahl- und Chemieindustrie zu erzwingen. Letztlich würden dadurch auch höhere Preisniveau erzwungen und solange erneuerbare Energien nicht günstiger werden, würde auch dadurch in Stahl- und Chemie ein höheres Preisniveau ausgelöst. Gemeldet wird für den Stahlsektor, dass kostenlose Emissionszertifikate ab 2026 schrittweise verringert werden sollen, bis sie 2024 nicht mehr vergeben werden.¹⁴⁴ Dies führt zum nächsten Punkt:

Die Standard-Antwort auf das Problem des Umbaus der Industrie ist aus meiner Sicht ‚allein‘ nicht überzeugend, nämlich der Umbau gemäß dem EU-Emissionshandelssystem ETS: Sie lautet, dass die Industrie von selbst, zu einem selbstgewählten Zeitpunkt umbaut, wenn die Preise für EU-CO₂-Emissionszertifikate so stark angestiegen sind, dass die Firmen sich aus eigener Sicht für einen Umbau entscheiden und selbst ihren eigenen Sprung auf ein neues Preisniveau machen. Das erste Argument, dass für einen Umbauplan, ergänzend zum ETS spricht, ist, dass es ohne einen Plan die Möglichkeit für Firmen gibt, strategisch zu handeln, d.h. obwohl EU-Emissionszertifikate schon teuer sind, zu versuchen Marktanteile zu gewinnen und Profite zu machen und mit dem Umbau zu warten, während andere Unternehmen schon über eine grüne Produktion verfügen und deshalb höhere Preise nehmen müssen. Stahlwerke aus anderen EU-Ländern könnten zum Beispiel früh umgebaute grüne Stahlwerke in Deutschland unterbieten. Dann stände die deutsche Politik sofort unter Druck die Preise grüner Produkte herunter zu subventionieren. Oder der freie Warenverkehr innerhalb der EU müsste unterbrochen werden, und der Umbau müsste national erfolgen. Dies ist aber mit den heutigen Lieferketten quer durch die ganze EU nicht mehr möglich, weder für Deutschland noch für andere EU-Mitgliedsländer. Das zweite Argument lautet, dass ein später Umbau von Stahl- und Chemie nicht in einem Zeitraum mit geringen Handlungsmöglichkeiten fallen sollte. Man stelle sich vor, dass bis 2033 nur 10 Hochöfen von 70 Hochöfen in der EU umgebaut wurden, aber noch 60 konventionelle Hochöfen verbleiben. Wenn diese dann ab 2035 grün werden müssen, kann der Aufbau erneuerbarer Energien, Elektrolyseure, der Netz- und Pipelineausbau und der Aufbau wasserstofffähiger Gaskraftwerke nicht so schnell geschafft werden (pro Hochofen 180.000 Tonnen Wasserstoff¹⁴⁵ = für die EU insgesamt: 12.600.000 Tonnen Wasserstoff).

grünen Wasserstoff verringern kann, wenn die Renewable Fuels of Non-Biological Origin IRFNBO-RED II-Bedingung der Zusätzlichkeit rückgängig gemacht würde und es von den Strommarktregeln in Deutschland ermöglicht würde, Strom, der im Norden abgeregelt wird, für die Herstellung von Wasserstoff zu nutzen und wenn Elektrolyseure von Netzentgelten befreit würden, damit könne man den Wasserstoffpreis um 50 % senken, das sind mit den Zahlen dieses Interviews gerechnet auf 4 bis 5 Euro pro kg, d.h. 4000 bis 5000 Euro pro Tonne.

¹⁴³ ‚Grüner Stahl kommt 2027‘ Interview von Christian Geinitz mit Stefan Dohler (EWE und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO) Salzgitter Stahl. FAZ, 17.10.2025.

¹⁴⁴ S. 17, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugegriffen: 19.07.2025.

¹⁴⁵ Thyssenkrupp erwähnt die Zahl von 720.000 Tonnen Wasserstoff für sein Werk in Duisburg, wenn es ganz umgerüstet ist, ich gehe davon aus, dass es über 4 Hochöfen verfügt: 720.000 / 4 = 180.000. Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/pressedetailseite/gruner-wasserstoff-fur->

Ich will hier aber nicht nur Argumente bringen, die für einen Umbauplan sprechen, der natürlich politisch schwer realisierbar ist, vor allem bei einem frühen Datum.

Vielleicht geht der Aufbau erneuerbarer Energien auch ohne Plan, nur nach dem konkreten Bedarf. Mit einer regional sinnvollen Planung, d.h. Standorte von Elektrolyseuren nahe an erneuerbare Energiequellen legen, damit man Netzausbau spart, kann man in Europa noch viel schaffen. Freileitungen waren vor 10 Jahren noch viel günstiger und man kann Freileitungen auch heute noch ausbauen, vielleicht über einen Zeitraum von 6 Jahren. Wasserstoffpipelines sind ausgesprochen schnell und günstig über sehr lange Distanzen aufbaubar, in einem Zeitraum von 2 Jahren über 1000 Kilometer im Wasser, auf dem Land kann man sie neben die vielen bestehenden Pipelines legen. Erdgaspipelines kann man für Wasserstoff nutzen. Dass die EU den Aufbau eines Wasserstoff-Pipelinennetzes fördert, ist eine gute Idee. Dazu kommt, dass man in Frankreich, in der Tschechei oder Schweden, Länder, die auf Atomkraft setzen wollen, vielleicht Atomkraft mit einem Strompreis von 4 Cent/kWh für die Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion nutzen kann, wenn die EU-Definition für grünen Wasserstoff nochmal überdacht wird, die Atomkraft nicht erlaubt.¹⁴⁶ Auch die Land-Windkraftindustrie könnte durch einfache Maßnahmen, etwa Abnahmegarantien durch den Staat, zur Rationalisierung und Massenproduktion und gewissen Kosteneinsparungen gebracht werden.¹⁴⁷

Man kann auch - gerne - Stahlwerke in ganz Europa nur zum Teil umbauen, wie dies schon begonnen hat, dann besteht eine Direktreduktionsanlage und eine oder mehrere konventionelle(n) Anlage(n) an einem Standort, die parallel produzieren, sowie Standorte nur mit Elektrolichtbogenöfen. Der Hersteller muss dann eben eine **Mischkalkulation** machen und grüne Produkte müssen dann auf der Basis von seinem Wissen vom Markt mit ‚seinen Preisen‘ verkauft werden, pace Friedrich August von Hayek. Dazu kommt, dass er weniger Emissionszertifikate benötigt. Auch die Chemieindustrie, in der Hersteller oft mehrere Standorte in Europa haben, etwa BASF mit seinen Verbundstandorten (mit Steamcrackern) in Ludwigshafen und Antwerpen, könnte nur zum Teil umbauen und ganz unterschiedliche Strategien und Mischkalkulationen verwenden. Quoten oder Abnahmeverpflichtungen für grüne Stahl- oder Chemieprodukte könnten auch hier helfen.

Es könnten auch weitere regulatorische Instrumente entwickelt werden, mit denen man die Situation ohne Umbauplan regulieren könnte, z.B. bei Stahl- und Chemie versuchen, einen unfairen Wettbewerb zu verhindern, so könnte eine Verordnung der EU Generaldirektion Wettbewerb Mindestpreise etablieren und mit einer Abschöpfung von Übergewinnen kombinieren, um zu verhindern, dass bestimmte Firmen, die noch über viel graue Produktion verfügen, Wettbewerbsvorteile haben. Aber ganz einfach wird dies nicht, man muss versuchen, das grüne, höhere Preisniveau gut zu treffen, um den grünen Firmen auch Profite zu erlauben. Aufgrund der Mischkalkulation sind aber letztlich alle Preise unterschiedlich.

Aus meiner Sicht wäre es allerdings fragwürdig, wenn dadurch, trotz Mischkalkulation, durch die unterschiedlichen Preisniveaus Druck auf den Staat entstehen würde, grünen Stahl oder grünes Naphtha oder Ethylen oder Propylen mit hohen Summen auf das Niveau grauer Produkte herunter zu

[grünen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318](#) - Zugriffen: 30.11.2023.

¹⁴⁶ Siehe: https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-kommission-legt-definition-von-erneuerbarem-wasserstoff-vor-2023-02-13_de - Zugriffen: 25.07.2025.

¹⁴⁷ S. 32-40, siehe DENA StIPE Bericht 2022: Dena. Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze, Stand: 12/2022. Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/stakeholderdialog-industrielle-produktionskapazitaeten-fur-die-energie-wende.html> - Zugriffen: 02.06.2025.

subventionieren. Diese hohen Summen kann der Staat nicht bewältigen. Und dies würde nur passieren, weil man zu faul ist, einen Plan zu machen, der die Umstellung beschleunigt, viele Jahre unterschiedlicher Preise verhindert und alles besser planbar macht.

Niemand will eine Schädigung der Wirtschaft und nachfolgende Arbeitslosigkeit. Wenn es z.B. ohne einen Umbauplan bei Stahl- und Chemie im Jahr doch im Jahr 2036 Verzögerungen beim Umbau und beim Aufbau erneuerbarer Energien, Elektrolyseure und Anlagen gibt, dann muss die Politik eben wieder EU-Emissionszertifikate in Umlauf bringen und die Fristen noch einmal verlängern, sodass sich die Energiewende dann vielleicht bis 2045 hinzieht.

Ein späteres Datum für den Aufbau von Anlagen, Netzen etc. würde - vielleicht - auch von Personen i.S. einer Kostenersparnis begrüßt, die dem BDI Bericht Energiewende auf Kurs bringen vom März 2025 zustimmen. Dieser fordert weniger Netzausbau, Nutzung von Gaskraftwerken mit CCS statt wasserstofffähigen Gaskraftwerken mit Wasserstoff, um deren hohe Kosten zu sparen, mit dem Argument, dass die Stromverbrauchsprognosen zu hoch lägen, wobei diese hohen Kosten eben über die Netzzulage auch den Strompreis verteuern.¹⁴⁸ Dies stimmt natürlich, Kosten des Netzausbaus erhöhen die Netzzulage - würde die Energiewende zeitlich gestreckt, würden die Kosten sinken, weil sie über mehr Jahre verteilt werden können. Ich selbst habe mit Bierdeckelrechnungen den deutschen Stromverbrauch nach der Energiewende ausgerechnet, aus meiner Sicht sind die Stromverbrauchsprognosen bis 2030 nicht zu hoch ... allerdings: Wenn man keine wasserstofffähigen Gaskraftwerke baut, wenn man nur vier Hochöfen umbaut, dann braucht man auch weniger Strom, weniger erneuerbare Energie und weniger Netzausbau – aber dann geht die Energiewende auch viel langsamer – und es gibt dann immer noch keine Systeme gesicherter Leistung in denen wasserstofffähige Gaskraftwerke im Winter den im Sommer produzierten Wasserstoff zur Stromproduktion einsetzen. Wann soll das dann passieren? 2050? Wenn alle Haushalte mit Wärmepumpen ausgestattet sind (73,6 TWh) und 48 Mill. E-Autos fahren (180 TWh) und es E-LKW gibt (61,2 TWh) und Rechenzentren Strom brauchen (18 TWh), dann sind dies allein bereits 332,8 TWh Strom, plus dem heutigen Verbrauch von 549 TWh (2022) = 881,8 TWh. Kommt nun noch ein bisschen Bedarf für Systeme gesicherter Leistung und der Stahlindustrie dazu, dann liegt man 2030 bei 1000 TWh. Der oben erwähnte BDI-Bericht behauptet dagegen, dass 750 TWh bis 2035 (!) ausreichen, das kann nicht stimmen. Es sei denn, die Energiewende wird auf Zeitlupe gestellt.

Immerhin scheinen die Gaskraftwerke, die Wirtschaftsministerin Reihe zubauen will, nun zuerst einmal reduziert worden zu sein, statt 20 Gigawatt, ca. 40 Kraftwerksblöcke, nun nur noch 12 Gigawatt. Das sind 24 Kraftwerksblöcke a 500 MW Leistung und ein größerer Teil davon wird wahrscheinlich H2-ready sein müssen bzw. eben wasserstofffähige Gaskraftwerke sein müssen. Es scheint so zu sein, dass die EU Kommission darauf besteht. Hier gab es für einige Zeit lang noch keine endgültige Einigung.¹⁴⁹ Nun ist die Einigung mit der EU Kommission erfolgt, 12 Gigawatt, davon müssen 10 Gigawatt langfristig Strom liefern können, d.h. Gaskraftwerke sein. Sämtliche Kraftwerke müssen wasserstofffähig sein. Bis 2040 sollen 2 GW und bis 2043 4 GW auf Wasserstoff umgestellt werden. Ab 2045 sollen die Anlagen zu Beginn schon mit Wasserstoff laufen, es wird allerdings angemerkt, dass dies technisch noch nicht ganz geklärt sei.¹⁵⁰

¹⁴⁸ Ich unterstelle den in dieser Debatte involvierten Personen hier nicht, dass sie wirklich davon erfreut werden, wenn sich die Energiewende verzögert. Sie weisen mit Recht darauf hin, dass zu hohe Kosten problematisch sein können. Siehe: <https://bdi.eu/artikel/news/transformationspfade-studie-energiewende-auf-kurs-bringen> - Zugriffen: 06.07.2025. Von mir wird diese Debatte am Ende von Teil 2 aufgearbeitet, ich gehe nicht davon aus, dass die Stromverbrauchsprognosen bis 2030 zu hoch liegen.

¹⁴⁹ Dies geht jedenfalls aus diesem Artikel hervor: Kraftwerkstrategie der Bundesregierung. Einigung mit Leerstellen, Stand: 14.11.2025: <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/kraftwerksstrategie-bundesregierung-102.html> - Zugriffen: 05.12.2025.

¹⁵⁰ Nadine Bös, Christian Geinitz. In den Startlöchern für neue Gaskraftwerke. FAZ, 17.01.2026.

Eine Möglichkeit sei auch, bestehende Gasturbinenkraftwerke umzurüsten. Der Neubau eines 15 MW Gasturbinenkraftwerks koste 30 Mill. Euro, ein H2-ready Retrofit koste 3 Mill. Euro, siehe dazu diese Infos.¹⁵¹

Der globalen Erwärmung ist es aber egal, wer weniger Netzausbau fordert, wer zu faul ist, einen Umbauplan zu machen, ob eine Mischkalkulation nun geht oder nicht oder wer Quoten nicht gut findet. Hauptsache ist, dass man ran an die Buletten geht und endlich mit dem Umbau der Industrie anfängt, anstatt vorher – etwa bei der EU - das ganze Geld für Horizon-Europe-Forschungsprojekte rauszuballern, die den Kern der Sache nicht angehen.

Nicht für alle Unternehmen muss es einen Umbauplan geben. Hier bleibt das EU-Emissionshandelssystem ETS wirksam. Von heute bis 2040 - als ungefährender Zeitpunkt genannt, an dem die letzten, nun wenigen Emissionszertifikate verkauft werden - werden zehntausende kleinere und mittelgroße Firmen zu einem selbstgewählten Zeitpunkt umbauen, aufgrund der steigenden Preise der EU-Emissionszertifikate, und viele davon werden ihre Preise erhöhen müssen, aber die meisten dieser Industrien haben keinen so hohen Anteil von neuen, grünen Betriebsstoffen- und Rohstoffen an ihrer Wertschöpfung, wie die Stahl- und Chemieindustrie. Viele können dann mit elektrifizierter Prozesswärme arbeiten (dazu sollte allerdings der Strompreis niedrig sein), manche setzen für eine Zeit noch Erdgas ein, manche blauem Wasserstoff aus den USA, manche grünen Ammoniak zurückverwandelt in Wasserstoff vielleicht aus Ägypten, Saudi-Arabien und Nova Scotia. Wie dem auch sei, bei diesen Industrien können aufgrund der Kostenstruktur keine so drastischen strategischen Möglichkeiten entstehen, andere Industrien auf unfaire Weise zu verdrängen, wie bei Stahl- und Chemie ... und, wenn dies begründet ist, können noch weitere Industrien mit hohen Betriebsstoff- und Rohstoffanteile Kandidaten für einen Preissprung und Umbauplan werden ... Unternehmen mit hohen Stromkosten kann mit Strompreiskompensationen geholfen werden.

Ein **Elefant** befindet sich allerdings noch im Raum, **Exporte**. Die europäische Stahlindustrie exportiert viel, 2024 lagen die Exporte der EU bei 77,8 Mrd. Euro, die Importe von 73,1 Mrd. Euro, wobei das Gute ist, dass einige der Top-Exportländer vielleicht irgendwann einmal bei der Bekämpfung des Klimawandels mitmachen: Türkei 6,2 Mrd. Euro; USA 5,4 Mrd. Euro; England 4,1 Mrd. Euro; Schweiz 2,2 Mrd. Euro.¹⁵² Der Umsatz der EU Stahlproduktion wird mit 191 Mrd. Euro angegeben für 2023.¹⁵³ Im Bereich Chemische Erzeugnisse, ohne Pharmazeutische Erzeugnisse, hat die EU 2023 einen Exportüberschuss von 35 Mrd. Euro vorzuweisen.¹⁵⁴ Dies bei 224 Mrd. Euro Exporten und 189 Mrd. Euro Importen, wobei der EU Markt 655 Mrd. Euro Verkäufe aufzuweisen hat, auch hier gibt es ähnliche Top-Exportländer: USA 37,7 Mrd., England 28,6 Mrd., China 17,1 Mrd., Türkei 12,9 Mrd., Schweiz 11,2 Mrd. Euro.¹⁵⁵

¹⁵¹ Siehe: <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/gleichgewicht/wasserstoff-so-werden-kraftwerke-h2-ready/> - Zugegriffen: 05.12.2025.

¹⁵² Die Importe aus Indien liegen bei 3,9 Mrd. Euro, Südkorea 3,6 Mrd., China und Türkei mit 3,5 Mrd., England mit 3,2 Mrd. Siehe: <https://de.euronews.com/my-europe/2025/03/21/wer-sind-die-wichtigsten-eisen-und-stahlhandelspartner-der-eu> - Zugegriffen: 06.07.2025.

¹⁵³ Siehe S. 4, Eurofer. European Steel in Figures 2024, Covering 2023: <https://www.eurofer.eu/assets/publications/brochures-booklets-and-factsheets/european-steel-in-figures-2024/EUROFER-2024-Version-June14.pdf> - Zugegriffen: 06.07.2025.

¹⁵⁴ Siehe S. 20, in VCI Chemiemärkte weltweit, Stand: Juli 2024: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/chemiemaerkte-weltweit.pdf> - Zugegriffen: 06.07.2025.

¹⁵⁵ Siehe S. 3, 14-15, 17-18, Cefic, Powerpoint, The European Chemical Industry, Facts and Figures 2024: <https://cefic.org/resources/powerpoint-2024-cefic-facts-and-figures/> - Zugegriffen: 06.07.2025.

Besonders viel exportiert Deutschland. Deutschland hat 76 Mrd. Euro Exporte bei Metallen und vielleicht 139 Mrd. Euro Chemieexporte (2024) vorliegen, lt. Statistischem Bundesamt.¹⁵⁶ Guckt man in die Genesis Datenbank des Statistischen Bundesamt und zieht alle Produkte zusammen, die einen Chemiebezug haben, auch Petrochemie, kommt man sogar auf 344 Mrd. Euro Chemieexporte Deutschlands.¹⁵⁷ Ich finde auf die Schnelle keine Daten wie viel davon in die EU gehen und wie viel in die Welt. Deutschland wird aber mehr ‚in die Welt‘ exportieren, als andere EU-Staaten.

Diese besondere Abhängigkeit Deutschland von Exporten ist sicher der wichtigste Grund dafür, dass die deutsche Chemieindustrie nun für die Zukunft die Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate fordert, wie am 23.09.2025 von der FAZ berichtet.¹⁵⁸ Am 08.10.2025 fordert Evonik Chef Christian Kullmann ein vollständiges Ende des EU-Emissionshandels bzw. der CO2 Gebühren oder einen radikalen Umbau.¹⁵⁹ Kurz: **Deutschlands Chemiefirmen wollen in Zukunft die gesamte Energiewende der EU blockieren.**

Die niederländische Stahlindustrie exportiert ca. 57 % in die EU, die Chemieindustrie 67 % in die EU. Von den Stahl Gesamtexporten von 12,4 Mrd. US\$ (2023) geht z.B. ca. 15 % in die Türkei und die USA, der Rest sind vor allem EU-Länder, das sind ca. 1,86 Mrd. US\$. Chemie liegt bei 20 Mrd. US\$ (HS 29, 2024) davon geht 67 % in die EU, 33 % außerhalb der EU, also 6,6 Mrd. US\$¹⁶⁰ Höhere Kosten durch die Energiewende für die niederländische Stahl und Chemieindustrie würden also ca. 8,46 Mrd. US\$ betreffen, viel weniger als für die deutsche Industrie. Weitere europäische Staaten müssten analysiert werden.

Die europäische Stahl- und Chemieindustrie exportiert also sehr viel, deshalb ist die Energiewende für diese Firmen tatsächlich ein Problem. Jedenfalls solange nicht die ganze Welt mitmacht. Dies ist das bekannte Argument von Hans-Werner Sinn, dass man möglichst viele andere Länder in einen Klimaklub mit ähnlichen Maßnahmen einbinden sollte, sprich: mit ähnlichen Sprüngen auf neue Preisniveaus oder man lässt es ganz, weil man sich sonst nur selbst schädigt.¹⁶¹ So auch am 08.10.2025 Evonik Chef Christian Kullmann in dem FAZ-Interview, in dem er das Ende oder den radikalen Umbau des ETS fordert.¹⁶²

Man sieht auch, welche schwerwiegenden Folgen es hat, wenn ein Top-Exportland der EU, die USA, aus den internationalen Anstrengungen den Klimawandel zu bekämpfen, aussteigt. Wenn die USA einem koordinierten Sprung auf ein neues Preisniveau und den Umbau der Stahl- und Chemieindustrie mitmachen würden, würden viele Handelsstrukturen so bleiben können wie sie

¹⁵⁶ Siehe: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/handelswaren-jahr.html> - Zugriffen: 11.10.2025.

¹⁵⁷ Siehe W27 bis W39: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/51000/table/51000-0005> - Zugriffen: 11.10.2025.

¹⁵⁸ Bernd Freytag. Kein Preis, kein Plan. FAZ, 23.09.2025.

¹⁵⁹ Sven Astheimer, Jonas Jansen. Die CO2-Gebühr gefährdet 200.000 Industriearbeitsplätze. Interview mit Christian Kullmann von Evonik. FAZ, 08.10.2025.

¹⁶⁰ ChatGPT. Zielländer für niederländische Stahl- und Chemieexporte.

¹⁶¹ Hans-Werner Sinn. Wir Geisterfahrer. FAZ, 21.11.2024.

¹⁶² Frage FAZ: „Viele Ökonomen halten den Emissionshandel nach dem Verursacherprinzip aber für den besten Anreizmechanismus, um den CO2-Ausstoß zu reduzieren.“ Antwort: Christian Kullmann: „Das funktioniert nur, wenn auf der Welt alle mitmachen. Wir haben aber im internationalen Wettbewerb kein ‚level playing field‘. Wir sind die einzigen, die mit dieser CO2-Gebühr belastet werden, die Konkurrenz in Asien und Amerika dagegen nicht. Deshalb muss das ETS schnell abgeschafft werden oder radikal reformiert werden - und zwar schnell. Die nächsten Verhandlungen dazu laufen im Sommer 2026, dann muss dringend etwas passieren. Sonst demolieren wird unsere Industrie ein weiteres Mal.“ Sven Astheimer, Jonas Jansen. Die CO2-Gebühr gefährdet 200.000 Industriearbeitsplätze. Interview mit Christian Kullmann von Evonik. FAZ, 08.10.2025.

derzeit sind. Dadurch würden die Auswirkungen auf die EU-Exporte schon merklich begrenzt, erst recht, wenn noch die anderen Top-Export-Länder wie die Türkei, England und die Schweiz mitmachen würden. China hat immerhin ein Emissionshandelssystem etabliert. Aber eine solche Kooperation der Länder, so vernünftig sie wäre, scheint derzeit unwahrscheinlich zu sein. Den Climate Club gibt es mittlerweile, aber er beschäftigt sich mit Standards für CO2-arme Produkte, statt mit Preisniveaus.¹⁶³

Kurz: Für den Bereich Exporte, aber auch für die Importe, die von den CBAM-Klimazöllen begrenzt werden, habe ich keine Lösung, außer der Wunschtraum, dass die Länder eines Climate Club sich auf eine Angleichung der Produktionstechnik und Kostenniveaus einigen könnten und, siehe unten, den Preis für Windkraftanlagen und damit für Wasserstoff abzusenken. Ein Rückgang der Exporte bei Stahl- und Chemie durch höhere Preise wird zu erheblichen Produktionsrückgängen und Arbeitslosigkeit führen. Vielleicht wird dies etwas abgemildert dadurch, dass die Preissteigerungen der Stahlindustrie nur 2 fach oder 3 fach so hoch sein werden und dadurch, dass unsere speziellen Stahllegierungen schwer ersetzbar sind. Für Elektrostahlwerke und für elektrisch betriebene ‚Schmelzer‘ könnte man zudem eine Strompreiskompensationen staatlich finanzieren (bisher geht dies jedenfalls). **Aber in der Chemieindustrie wird beispielsweise ein 10 facher Anstieg der Grundstoffkosten mit Sicherheit zu sinkenden Exporten führen, auch wenn die Chemie auf Spezialchemie spezialisiert ist. Dies wird ohne Zweifel zu Arbeitsplatzverlusten führen. Und auch die Absenkung der Kosten für Wasserstoff kann dies in einigen Bereichen der Chemieindustrie mit komplexen neuen grünen Produktionsprozessen nicht verhindern.** Dazu kommt, dass wir oft bestimmte Grundstoffe günstig importieren und dies durch die CBAM-Klimazölle gefährdet ist.

Immerhin eine Zwischenlösung wäre möglich. Da der Staat in dem hier vorgeschlagenen Szenario Subventionen dafür gespart hat, grüne Preisniveaus herunter zu subventionieren, ist er noch handlungsfähig. Er könnte nun Exportsubventionen einsetzen, also letztlich auf der Ebene internationalen Handels grüne Produkte auf das Preisniveau von grauen heruntersubventionieren, was er sonst auf binnenstaatlicher Ebene getan hätte. **Man sieht aber anhand der hohen Summen sofort, dass der Staat auch hier an seine Grenzen gerät.** Es wird derzeit allerdings schon darüber nachgedacht, ob im CBAM eine Art Klimaausgleich für Exporte installiert werden kann.¹⁶⁴

In dieser Situation der Verzweiflung, kommt man doch wieder auf die Idee, die Kosten für erneuerbare Energien anzugehen. Oben wurde bereits berechnet, dass die Stahl- und Chemieindustrie ca. 600 Mrd. Euro für Landwindparks vom Typ Werder Kessin bräuchte, um mit 2727 Windparks ca. 800 TWh Strom bereitzustellen, für 10.000.000 Tonnen Wasserstoff. Damit dieser Wasserstoff günstig wird, braucht man einen Strompreis von 1 Cent/kWh. Natürlich braucht man noch die Elektrolyseure: 100 Mill. für 100 MW, dafür bekommt man 10.000 Tonnen Wasserstoff, also brauchen wir 1000 Elektrolyseure für 10.000.000 Tonnen Wasserstoff, diese kosten 1000 mal 100 Millionen = 100 Mrd., also müsste der Staat 600 Mrd. plus 100 Mrd. = **700 Mrd. Euro vorstrecken, allein in Deutschland**.

Für die gesamte EU sind es mehr, für die EU wären es insgesamt: 12.600.000 Tonnen Wasserstoff für 70 zu Direktreduktionsanlagen umgebaute Hochöfen (70 * 180.000). Plus Wasserstoff für die Chemie, 50 Steamcracker in der EU, den Wert habe ich nicht zur Hand. Schätzt man dafür einfach 7.400.000 Tonnen Wasserstoff, sind wir bei 20.000.0000 Wasserstoff, also einfach das Doppelte, **1400 Mrd. Euro für die ganze EU**.

1400 Mrd. Euro für die EU ist eigentlich kein hoher Wert, wenn man dafür in Zukunft weiter jährlich für 300 Mrd. Euro (Zahl für die gesamte EU) exportieren kann, und wenn man weiter

¹⁶³ Siehe: <https://climate-club.org/>

¹⁶⁴ EU-Kommission will die Stahlindustrie abschotten. FAZ, 20.03.2025.

Flussbegradigungen, Hochhäuser, Kanäle, Häfen, Böschungen, Krankenhäuser, haltbaren Hausanstrich, Autolacke, Gummiräder, Flugzeuge, Brücken, Züge, Straßenbahnen und Autos – mehr oder weniger günstig - herstellen kann. Ähnlich müssten sich die anderen EU-Staaten mit einer größeren Stahl- und Chemieindustrie engagieren. Wenn diese Subventionen zu hoch sind, könnte man es immer noch mit einem besonderen Anreizregime, nur für den Erhalt der Stahl- und Chemieindustrie, versuchen, die Stromkosten und die Wasserstoffkosten für diese Industrien soweit zu verringern, dass man wieder an Exporte denken kann.

Diese Subventionssummen könnten allerdings noch absinken, denn wir befinden uns offenbar in einem so frühen Stadium der Entwicklung erneuerbarer Energien, dass im Windkraftbereich bislang keine Rationalisierung und Massenproduktion stattgefunden hat, welches auch zu Kostensenkungen führen könnte. Dies könnte man durch eine Absicherung der Abnahme von Windenergieanlagen über Kreditbürgschaften oder staatliche Abnahmegarantien kostengünstig fördern, siehe dazu den sehr guten Dena/StiPE Bericht 2022¹⁶⁵, das müsste man nur einfach mal machen und dann müsste man nur noch dafür sorgen, dass dann auch gebaut wird, siehe gleich unten noch das Beispiel NRW, das viel schneller Windparks aufbauen könnte, mit etwas mehr politischer Entschlossenheit 😊 Mit einem Strompreis von 5 Cent/kWh könnte man Wasserstoff schon relativ günstig, für einen Preis von 3000 Euro pro Tonne, produzieren, dies wäre für die Chemieindustrie dann nur noch ein 5 fach höherer Preis gegenüber dem Erdgas-Großverbraucher Preisniveau heute und bei Stahl gäbe es dann ebenfalls geringere Preissteigerungen.

Wie schon oben erwähnt, wird derzeit in Deutschland ein Industriestrompreis von 5 Cent pro kWh für die Hälfte des Stromverbrauchs von 2200 energieintensiven Unternehmen vorbereitet, der aufgrund der Beihilferegeln der EU-Kommission auf drei Jahre befristet sei, so ein FAZ-Artikel.¹⁶⁶ Man darf gespannt sein, wie viel ein Industriestrompreis von 5 Cent/kWh aus Sicht der Bundesregierung kostet, in ersten Schätzungen ist von 10 Mrd. Euro bis 2030 die Rede¹⁶⁷, dies wären 2 Mrd. pro Jahr.

Man müsste also die Kosten erneuerbarer Energien durch eine Massenfertigung absenken, und dann noch einen Industriestrompreis staatlich heruntersubventionieren, dann käme man mit Wasserstoff auf den heutigen Erdgaspreis. Wie viele andere Diskussionen drehe ich mich also hier auch im Kreis und hoffe doch auf niedrige Kosten für erneuerbare Energien.

Oder, siehe den Beginn des Textes, man hofft auf günstigen Ammoniak, der zu Wasserstoff umgeformt wird, aus Saudi-Arabien und Indien.

Oben wurde schon, auf S. 7, das Interview mit Stefan Dohler und Gunnar Groebler erwähnt. Im Interview mit Stefan Dohler (EWE Oldenburg und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO Salzgitter

¹⁶⁵ „Aktuell laufen die Planungs- und Umsetzungsschritte folgendermaßen ab: Die Projektentwickler bzw. Betreiber erteilen den Auftrag an den Hersteller von Windenergieanlagen erst nach Erhalt der Genehmigung und des Zuschlags im Ausschreibungsverfahren. Erst im Anschluss ordern die Anlagenhersteller die benötigten Komponenten bei ihren Zulieferern. Windenergieanlagen werden somit stets nur nach Auftrag gefertigt. Ein Vorhalten einzelner Komponenten oder gar ganzer Anlagen ist aus Sicht der meisten Stakeholder aus der Anlagenfertigung nicht machbar. Der Grund hierfür ist, dass Windenergieanlagen stets typenspezifisch beauftragt und gefertigt werden, da die Genehmigungen auch für eine bestimmte Typenklasse erfolgen.“ S. 36, siehe DENA StiPE Bericht 2022: Dena. Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze, Stand: 12/2022. Siehe:

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/stakeholderdialog-industrielle-produktionskapazitaeten-fur-die-energie-wende.html> - Zugriffen: 02.06.2025.

¹⁶⁶ Nadine Bös, Julia Löhr. Die deutsche Stahlschmelze. FAZ, 20.07.2025.

¹⁶⁷ Siehe: <https://www.wiwo.de/politik/deutschland/stromkosten-wirtschaftsministerium-sieht-hohe-huerden-fuer-einen-industriestrompreis/100129858.html> - Zugriffen: 20.07.2025.

Stahl) wurde festgestellt, dass grüner Stahl nur unwesentlich teurer werden wird als grauer Stahl, aber es wird dort angemahnt, dass die Politik die Preise für grünen Wasserstoff verringern kann, wenn die Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO-RED II-Bedingung der Zusätzlichkeit rückgängig gemacht würde und es von den Strommarktregeln in Deutschland ermöglicht würde, Strom, der im Norden abgeregelt wird, für die Herstellung von Wasserstoff zu nutzen, und wenn Elektrolyseure von Netzentgelten befreit würden, damit könne man den Wasserstoffpreis um 50 % senken, mit den Zahlen in diesem Interview wären dies auf 4 bis 5 Euro pro kg, d.h. 4000 bis 5000 Euro pro Tonne.¹⁶⁸ Das wäre immer noch mehr als die 600 Euro pro Tonne, die man erreichen müsste, um Wasserstoff, auch als Rohstoff für die Chemieindustrie, auf ein Preisniveau wie das heute verfügbare Erdgas herunter zu bekommen, siehe S. 6, die Fußnote 12 bzw. die Tabelle auf S. 7. Aber auch dies würde eben nicht die Schwierigkeiten bei der Abkehr von einer erdölbasierten Chemie ganz lösen können, bestimmte Prozessrouten werden teurer werden, bei anderen kann man ggf. die Kostensteigerung im Rahmen halten, dies ist aber derzeit noch schwer vorauszusehen, weil die Chemieindustrie die Anlagen einfach nicht baut und bei der Energiewende nicht mithilft.

Eine zweite Möglichkeit enthält der derzeitige, teilweise Abkehr von einem multilateralen Handelssystem. Dies würde aber zu Arbeitsplatzverlusten und einige Jahre dauern. Evonik Chef Christian Kullmann fordert am 08.10.2025 ein vollständiges Ende des EU-Emissionshandels bzw. der CO₂ Gebühren.¹⁶⁹ Das Interview enthält aber eine weitere interessante Beobachtung, nämlich, dass die Strafzölle von U.S. Präsident Trump zu einer Regionalisierung des Welthandels führt, kurz: wer in den USA verkaufen will, muss dort auch produzieren und kann dort sogar von den höheren Preisniveaus durch die Zölle profitieren. Evonik selbst investiert in viele Anlagen in, aber auch außerhalb Europas (45 % in, 55 % außerhalb). In den USA produziert Evonik bereits 80 % seiner Güter vor Ort. Evonik wäre also von einer Verteuerung seiner Produkte durch den EU Emissionshandel gar nicht so stark betroffen, wie etwa z.B. andere Firmen, die noch viel mehr in die USA exportieren ... spricht: in der Regionalisierung steckt eine Möglichkeit, dass die EU doch ihre Preisniveaus langsam anheben kann und eine Umstellung auf eine Wasserstoffwirtschaft durchführt. Die Anlagen, die Europa beliefern, können weiter Europa beliefern. Die Anlagen, die nach außerhalb von Europa exportieren, könnten in den USA oder Asien aufgebaut werden. Dies wird allerdings mehrere Jahre dauern. Die Exporte würden dann wegfallen, damit auch das Risiko, dass diese zu teuer sind. Dies wird zu hohen Arbeitsplatzverlusten führen. Dies bietet den Firmen allerdings die Chance ihre Umsätze und Gewinne zu erhalten und immerhin die Chance, dass Forschungs- und Entwicklungs- und Marketingarbeitsplätze in der EU bleiben. In den Anlagen, die für Europa produzieren, werden weiterhin Arbeitsplätze vorhanden sein. Für die Firma Evonik kann man sich vorstellen, dass die restlichen 20 %, die noch nicht in den USA produziert werden, nicht zu starken Arbeitsplatzverlusten führen, wenn die dazugehörigen Anlagen in den USA aufgebaut werden würden. Dazu kommt, dass Evonik offenbar in der Lage ist, auch bei einer Kapazitätsauslastung von unter 70 % seine Werke in Europa weiterzubetreiben, siehe das Interview. Aber vielleicht exportiert Evonik noch viel nach Asien und dies wird dann auch durch das EU-Emissionshandelssystem ETS stark verteuert und dies wird dann zu Arbeitsplatzverlusten führen. Es ist klar, dass viele Stahl- und Chemiefirmen Deutschlands Arbeitsplatzverlusten ausgesetzt wären, wenn ihre Preise ansteigen, auch wenn eine Regionalisierung des Welthandels einige Effekte abdämpfen kann, besonders für hochqualifizierte Arbeitskräfte. Jedenfalls sind die hohen Exporte Deutschlands, vor allem bei Stahl und Chemie, in Problem für den Fortgang der Energiewende in ganz Europa. Man kann aber Deutschland nicht von Europa abtrennen und nur für Deutschland die Energiewende aussetzen. Und es wäre nicht sinnvoll, das EU-Emissionshandelssystem ganz abzuschaffen. Realistischerweise sollte man aber darüber

¹⁶⁸ ‚Grüner Stahl kommt 2027‘ Interview von Christian Geinitz mit Stefan Dohler (EWE und BDEW) und Gunnar Groebler (CEO) Salzgitter Stahl. FAZ, 17.10.2025.

¹⁶⁹ Sven Astheimer, Jonas Jansen. Die CO₂-Gebühr gefährdet 200.000 Industriearbeitsplätze. Interview mit Christian Kullmann von Evonik. FAZ, 08.10.2025.

nachdenken, für die nächsten 4 Jahre nur für die Chemie in Europa die Energiewende auszusetzen, etwa durch die Zuteilung kostenfreier Emissionszertifikate und für Stahl die schon begonnene Transformation weiter durchzuführen und eben günstigen Wasserstoff versuchen herzustellen und Umbaupläne angehen und vielleicht für einen Übergang Exportsubventionen zahlen. Und die anderen Sektoren müssen dann beschleunigt ihre CO₂-Emissionen abbauen, um für diese Ausnahmen zu kompensieren, siehe etwa den Verkehr, es sind vermehrt günstige E-Autos vorhanden. Parallel dazu müssten **größere billige Systeme gesicherter Leistung und Wasserstoffherstellung aufgebaut werden: günstige Windenergie, durch mehr Großaufträge, Elektrolyseure für Wasserstoff und wasserstofffähige Gaskraftwerke, und es muss Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden, der auf dem Kostenniveau von Erdgas heute liegt.**

Man muss ja nicht alles auf einmal aufbauen, aber vielleicht kann man es schaffen, in Deutschland und Europa immerhin die Hälfte der 50 Hochöfen und 1/3 der 50 Chemiewerke mit Steamcrackern (sieh zu den Zahlen gleich unten) in den nächsten 10 Jahren gezielt an solche billigen Systeme gesicherter Leistung anzuschließen und den Aufbau der erneuerbaren Energien und Elektrolyseure staatlich zu subventionieren, um die Kosten so zu senken, sodass Wasserstoff für diese Werke auf dem Niveau von Erdgas heute liegt. Damit wären für diese Werke Exporte zumindest teilweise Exporte ohne Subventionen möglich. Und diese Werke könnten dann in das ETS einbezogen werden. Die Chemieindustrie müsste die Kosten der neuen, wasserstoffbasierten Anlagen selbst tragen (die Stahlindustrie erscheint zu schwach dazu). Die Abfolge des Umbaus müsste man aushandeln. Die noch nicht an die Systeme gesicherter Leistung angeschlossenen Werke würden weiter vom ETS ausgenommen werden. Vorteil wäre auch, dass die Kosten für diese Subventionen nicht auf einmal anfallen, sondern über ca. 20 Jahre gestreckt werden. Auch könnte man dann regional gezielt und für die Öffentlichkeit sichtbar planen, wo die Systeme gesicherter Leistung stehen können und wie Netzkosten durch kurze Anschlüsse gespart werden. Das EU-Emissionshandelssystem ETS muss nicht für alle Industrien ausgesetzt werden, nur für die Industrien, die viel Erdgas als Rohstoff und ggf. Energiequelle verbrauchen und für die nur Wasserstoff als Alternative vorhanden ist. Der Industrie, die elektrifiziert werden können, auch der Bereich Elektrostahl, kann durch einen Industriestrompreis geholfen werden. **Damit würde die Transformation der Industrie zumindest weitergehen und auch das EU-Emissionshandelssystem ETS könnte bestehen bleiben.**

Zu einem weiteren, darauf bezogenen, für Deutschland relevanten Thema, die Klimaschutzverträge. In Deutschland sollen Klimaschutzverträge Firmen beim Umbau helfen. Sie sind zuallererst ungenügend finanziell ausgestattet. Gibt man allerdings (viel) mehr Geld in den Topf, würde dies, im Vergleich zu einem planvollen Umbau innerhalb eines gewissen Zeitraums, viel zu teuer werden. Ein ungleichzeitiger Umbau etwa der Stahl- und Chemieindustrie über Klimaschutzverträge könnte teuer werden, weil grüne Produkte im Extremfall über 15 Jahre auf das heutige Preisniveau heruntersubventioniert werden müssten (ich weiß, wenn das EU-Emissionshandelssystem greift, wird die Preisdifferenz zwischen grünen und grauen Produkten geringer und damit auch die staatlichen Zahlungen geringer, und wenn der Ausbau später stattfindet, sind es vielleicht nur 5 Jahre, die heruntersubventioniert werden müssen, aber es ist unsicher, wann und inwieweit das ETS die Preisniveaus beeinflusst). Jedenfalls sind die Kosten der Klimaschutzverträge schwer kalkulierbar und es wäre eine große Ersparnis für einen Staat, wenn ein Sprung auf ein neues Preisniveau innerhalb weniger Jahre stattfindet und sich nicht so lange hinzieht, mit einer klaren Zielvorstellung und einem Enddatum.

Wenn man die Klimaschutzverträge wie bislang anwendet, wählt der Staat z.B. jedes Jahr 50 Unternehmen in einer Auktionsrunde aus und der Staat bezahlt für 15 Jahre den Unterschied zwischen grüner und normaler Produktion. Bei diesen beispielhaften Zahlen würden in den nächsten 5 Jahren 250 Unternehmen umgerüstet. Selbst wenn die Kosten pro Unternehmen relativ gering sind,

würden in einer Auktionsrunde pro Jahr vielleicht 15 Mrd. Subventionen vertraglich zugesichert, so war jedenfalls der Plan¹⁷⁰, derzeit sind es in der 2. Runde 4 Mrd. Euro¹⁷¹, das sind bis 2030 20 Mrd. Euro und damit wären 250 Firmen große und mittelgroße Firmen umgerüstet. Das ist aber nur ein Tropfen auf dem heißen Stein. Selbst wenn einzelne Firmen in Stahl- und Chemie dabei gewesen wären, gäbe es das Problem der unterschiedlichen Preisniveaus auch weiterhin.

Mein Vorschlag wäre eine Weiterführung der Klimaschutzverträge, für die Zeit von 2025 bis 2030, aber eine Begrenzung der Auktionen auf 2 Mrd. Euro. Es ist sinnvoll weiter neue Technologien auszuprobieren, etwa zur Elektrifizierung von Prozesswärme oder zum Einsatz von Wasserstoff. In einem größeren Stil sollte die Einbeziehung von Wasserstoff aber erst wieder ab 2030 erfolgen, denn die 128.000 Tonnen Wasserstoff, die bis 2027 verfügbar sind, sind für die Stahlindustrie nötig bzw. schon für die Mineralölindustrie zur Entschwefelung verplant. Die Klimaschutzverträge sollten aus meiner Sicht ab 2030 eine Renaissance erleben, aber mit kürzeren Finanzierungszeiträumen etwa für 3 Jahre, für Unternehmen, die vor besonderen Schwierigkeiten stehen.

Aus Sicht der derzeitigen Problemlage wäre es - aus meiner Sicht - jedenfalls sinnvoller, Systeme gesicherter Leistung zu subventionieren, die billigen Wasserstoff herstellen, als mit Klimaschutzverträgen Industrieanlagen auf Wasserstoff umzubauen, für den dann zwar eine Nachfrage besteht, der aber letztlich um mehrere Stufen zu teuer ist. Auch mit Nachfrage ist Wasserstoff in 15 Jahren dann immer noch um mehrere Stufen zu teuer.

Immerhin werden derzeit im Wirtschaftsministerium Quoten bzw. Abnahmeverpflichtungen für Wasserstoff diskutiert, die sog. Grüngasquote, hier sollen Gasversorger verpflichtet werden, dem Erdgas Wasserstoff beizumischen, mit dem Ziel den Wasserstoffhochlauf zu fördern bzw. zu erzwingen, hier ergeben sich mehrere Probleme, etwa die Möglichkeit diese mit Biomethan zu erfüllen, damit aber der Wasserstoffhochlauf gefördert wird, sollte es eine Unterquote für Wasserstoff geben. Ein großer Vorteil der Grüngasquote wäre, dass es für den Bund kostenneutral wäre den Hochlauf von Wasserstoff im größeren Stil zu fördern bzw. zu erzwingen, weil eben die Verbraucher die Kosten tragen (wie damals die EEG-Umlagen bei Strom bzw. die Netzzumlagen noch heute). Kritisiert wird, dass damit die geringen, verfügbaren Mengen von Wasserstoff der Industrie quasi weggenommen würden, es sollte zudem dafür gesorgt werden, dass Wasserstoff generell billiger für die Industrie wie, damit sie international wettbewerbsfähige Energiekosten hat. Das Maßnahmenpaket wird von den Verbänden und im Wirtschaftsministerium intensiv diskutiert.¹⁷²

Wie könnte ein Umbauplan für Stahl aussehen?

Ab 2030 bis 2033 beginnt, so mein Vorschlag, dann der erste Teil des europaweiten Energiewende-Umbauplans, nämlich der Umbau der Stahlindustrie, 2033 erfolgt der Sprung auf ein neues Preisniveau. Wie sieht ein Plan zum europaweiten Umbau der Stahlindustrie aus? Schon aus den Einsparungen mit weniger Klimaschutzverträgen hätte man bis 2030 in Deutschland vielleicht 20 Mrd. Euro zu Verfügung, damit könnte der deutsche Staat schon 1/3 des Umbaus der gesamten deutschen Stahlindustrie in Direktreduktionsanlagen, abgekürzt DRI, finanzieren, die mit Wasserstoff als

¹⁷⁰ Geplant war in der 2. Runde ein zweistelliger Milliardenbetrag, S. 2, siehe: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-klimaschutzvertraege.pdf?__blob=publicationFile&v=8 – Zugegriffen: 20.07.2025.

¹⁷¹ Siehe:

<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240729-vorverfahren-fuer-zweite-gebotsrunde-fuer-klimaschutzvertraege.html> - Zugegriffen: 20.07.2025.

¹⁷² Siehe Markus Schwarz. Streit um Wasserstoff: Warum Forscher vor der Grüngasquote warnen. 25.11.2025: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/streit-um-wasserstoff-warum-forscher-vor-der-gruengasquote-warnen/> - Zugegriffen: 30.11.2025.

Reduktionsagent betrieben werden können: es gibt in Deutschland ca. 20 Hochöfen, diese werden durch 20 Direktreduktionsanlagen für jeweils 3 Mrd. ersetzt, dies kostet 60 Mrd. Euro. Der Umbau der sonstigen europäischen Stahlindustrie mit ca. 50 Hochöfen in Direktreduktionsanlagen kostet $50 * 3 \text{ Mrd.} = 150 \text{ Mrd. Euro}$. An die Direktreduktionsanlagen müssen noch ein Elektrolichtbogenofen bzw. Electric Arc Furnace, abgekürzt EAF, angeschlossen werden, um den Eisenschwamm, auch genannt Hot Briquetted Iron HBI, zu schmelzen, um dann z.B. eine Strangguss- oder Warmwalzanlage anzuschließen. Bei Thyssenstahl in Duisburg wird an die Direktreduktionsanlage eine Open Bath Furnace Anlagen OBF der Firma SMS angeschlossen, die mit Elektrizität funktioniert und dann noch eine Basic Oxygen Furnace Anlage BOF zum Frischen, die Erdgas benötigt und CO₂ emittiert. Ein Grund dafür ist, dass dies gut in die bereits bestehende Anlage in Duisburg passt, energiesparend ist, dass man die Schlacke noch in der Zementindustrie gebrauchen kann, aber auch, dass bei schlechterer Qualität des Eisenerzes die Open Bath Furnace und Basic Oxygen Furnace Anlagen den Eisenschwamm für höchste Stahlqualität gut ‚reinigen‘ kann. Nachteil ist, dass dadurch weiter CO₂-Emissionen vorhanden sind. Stahlherstellung ist auch ganz ohne Direktreduktionsanlage möglich, indem Eisenschwamm von Direktreduktionsanlagenbetreibern gekauft wird und Schrott dazu gemischt wird und dann z.B. eine Stranggussanlage betrieben wird. Auch mit Direktreduktionsanlage und einem nachfolgenden Elektrolichtbogenofen kann man minderwertiges Eisenerz verarbeiten, im Elektrolichtbogenöfen verbessert man die Qualität des Eisens dann durch eine Zuführung von Sauerstoff mit Sauerstoffanlagen und der Zugabe bestimmter Elemente, etwa Kalk. Die unerwünschten Stoffe Phosphor, Schwefel und Silizium werden dabei in der Schlacke gebunden und es entsteht Stahl.¹⁷³ Kurz: es gibt drei Wege: CO₂-ärmer: Direktreduktionsanlage DRI-Open Bath Furnace OBF-Basic Oxygen Furnace BOF; grün: Direktreduktionsanlage DRI – Elektrolichtbogenofen EAF, grün: gekaufter Eisenschwamm bzw. HBI und Schrott geschmolzen in einem Elektrolichtbogenofen EAF.¹⁷⁴ Im Gegensatz zur Chemie, **gibt es bereits Direktreduktionsanlagen, in Deutschland betreibt Acelor Mittal seit 1970 eine solche Anlage in Hamburg**, derzeit wird sie mit Erdgas betrieben, sie kann auf Wasserstoff umgestellt werden, geschätzt werden vor einigen Jahren 5 fach höhere Kosten, allerdings bei einem Strompreis von 100 Euro/MWh, das sind 10 Cent/kWh¹⁷⁵, die Umstellung auf Wasserstoff wird hier beschrieben.¹⁷⁶

Hier wird nur grob geschätzt, wie viel der Aufbau von Elektrolichtbogenöfen kostet: Pro Anlage samt Umbaumaßnahmen am Standort nochmal 1 Mrd. Euro, das wäre bei 70 Direktreduktionsanlagen in der EU $* 1 \text{ Mrd.} = 70 \text{ Mrd.}$ Dann wäre der **Umbau der europäischen Stahlindustrie für ca. 280 Mrd. Euro geschafft** (Direktreduktionsanlagen: Deutschland 60 Mrd., EU 150 Mrd., Elektro Stahl 70 Mrd. = 280 Mrd. Euro). Die Nachfrage für die früh fertiggestellten Werke wird über Quoten- und Abnahmeverpflichtungen der europäischen Industrie sichergestellt. Werke, die aus der noch günstigen Produktion mit Kokskohle hohe Profite machen, müssen die Übergewinne abführen.

¹⁷³ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Lichtbogenofen> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁷⁴ Siehe zu diesem ganzen Abschnitt die Infos auf der Seite der SMS-Gruppe: <https://www.sms-group.com/de-de/insights/all-insights/innovationen-auf-dem-weg-zu-gruenem-stahl> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁷⁵ Siehe: <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp?uMen=9d0f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3&uCon=7c010c15-a102-cd51-db2a-9147d7b2f25d&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000011> – Zugriffen: 20.07.2025.

¹⁷⁶ Siehe Marc Hölling, Matthias Wenig, Sebastian Gellert. Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, Acelor Mittal, undatiert: <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf> – Zugriffen: 20.07.2025.

Wie sieht die Situation im Moment aus? Derzeit gibt es 47 Hochöfen in der EU, siehe diesen Artikel im EU Observer¹⁷⁷, für 32 davon gibt es Stilllegungspläne, neu überholt werden allerdings Hochöfen bei Acelor Mittal in Dünkirchen und Fos-sur-Mer und bei der Stahl Holding Saar SHS und Rogesa, wobei ein Hochofen danach typischerweise 20 Jahre und mehr durchgängig produziert. Für 13 Hochöfen gibt es keine Stilllegungspläne, 6 davon werden aber bald überaltert sein, sodass auch sie wahrscheinlich noch einmal überholt werden und eine lange Zeit weiter CO₂-Emissionen ausstoßen.¹⁷⁸ Diese Informationen aus diesem Artikel stammen u.a. aus dem detaillierten Bericht von E3G: The State of European Steel Transition, vom 19.03.2025, in dem weiter ausführt wird, dass Stilllegungspläne für 24 Hochöfen auf 2035 angelegt sind, für 6 Hochöfen erst nach 2035, wobei oft keine konkreten Umbaupläne bestehen, dadurch entsteht das Risiko dass viele Hochöfen in der EU weit bis in die 2030er Jahre laufen.¹⁷⁹ Es gibt allerdings auch Bemühungen zum Umbau der Stahlindustrie. Die EU Kommission berichtet, dass von 2022 bis Februar 2025 für 9 Mrd. nationalstaatliche Subventionen für den Umbau der Stahlindustrie genehmigt worden sind, davon Summen über 1 Mrd. Euro in Deutschland, Frankreich, Tschechien, Österreich und der Slowakei.¹⁸⁰ Dazu einige Länderinformationen in Kurzformat, die nicht alle Hersteller in einem Land umfassen: Acelor Mittal will derzeit keine Direktreduktionsanlagen aufbauen, es sollen zuerst in Frankreich, in Dünkirchen, und Spanien, Gijon und Sestao, Elektrolichtbogenöfen aufgebaut werden.¹⁸¹ In Italien erfolgt 83 % der Stahlproduktion über Elektrolichtbogenöfen.¹⁸² In Italien gab es, Stand 2023, noch keinen klaren Plan für den Umbau der einzigen noch auf Kokskohle basierenden Stahlfabrik, Acciaierie d' Italia in Taranto (Mehrheitsanteile hält Acelor Mittal), hier wurden 2022 und 2024 zwei Hochöfen neu überholt, es soll aber in Zukunft eine Direktreduktionsanlage gebaut werden, dafür gibt es aber noch keine Datum¹⁸³, insgesamt gibt es in Taranto 5 Hochöfen.¹⁸⁴ Der einzige niederländische Stahlproduzent, Tata Steel in Ijmuiden modernisiert derzeit seinen Hochofen 6¹⁸⁵ und der Hochofen 7 soll zu einer Direktreduktionsanlage mit Elektrolichtbogenofen umgebaut werden, mit 3 Mill. Tonnen Kapazität, wobei die Stilllegung von Hochofen 7 für 2030 geplant ist, erst 2045 soll

¹⁷⁷ Caroline Ashley. Opinion. Europe's coal-based steelmaking – an Industrial Revolution relic now pushed to 2045, EU Observer, 25.03.2025. Siehe: <https://euobserver.com/green-economy/arcid2963b1> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁷⁸ S. 18-19, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁷⁹ S. 16-17, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁸⁰ „Recent examples of approved schemes which will or can also benefit the steel industry are two Slovak schemes with a total budget of EUR 1.1 billion, a EUR 550 million Italian scheme, a EUR 4 billion German scheme, a EUR 3 billion French scheme, a EUR 2.7 billion Austrian scheme and a EUR 2.5 billion Czech scheme.“ S. 16, A European Steel and Metal Action Plan:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_805 - Zugriffen: 18.05.2025.

¹⁸¹ Siehe z.B. diese Infos: <https://esgnews.com/de/amp/arcelormittal-confirms-e1-2b-dunkirk-investment-to-restart-decarbonization-drive-in-france/> - Zugriffen: 15.07.2025. Siehe: „Large scale decarbonization projects are advancing at a slower pace than originally anticipated due to insufficient policy/market developments. Current investments are focused on the new EAF at Gijón (Spain) and the EAF expansion at Sestao (Spain) which are intended to further expand the Company's offering of XCarb® low carbon emissions steel“, siehe: <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-reports-fourth-quarter-2024-results> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸² S. 31, siehe den Bericht auf Gewerkschaftssicht: <https://www.etui.org/sites/default/files/2022-08/The%20social%20dimension%20of%20decarbonisation%20-%20Italy%20-%20Rugiero.pdf> – Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸³ Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/E3G-2023-Steel-Policy-Scorecard-Country-Profiles.pdf> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸⁵ Siehe: <https://www.tatasteelnederland.com/en/how-we-make-steel/process/plants/modernisation-of-blast-furnace-6> - Zugriffen: 15.07.2025.

ganz CO2 neutral produziert werden, dann wird auch der Hochofen 6 abgeschaltet.¹⁸⁶ In der Slowakei baut zum Beispiel die Firma US Steel die Anlage in Kosice um, zwei Hochöfen werden durch Elektrolichtbogenöfen ersetzt, ein konventioneller Hochofen bleibt bestehen, es gibt eine 300 Mill. Euro staatliche Beihilfe über den EU Recovery and Resilience Plan, bei einer Gesamtinvestitionen von 1 Mrd. Euro.¹⁸⁷ Der österreichische Stahlhersteller Voestalpine hat die Erzeugung grünen Stahls als kleines Projekt ausprobiert, er fordert für den Aufbau einer Direktreduktionsanlage die Hilfe der Politik, in der Zwischenzeit wird ein ‚Hybrid-Konzept‘ verfolgt, der Aufbau von Elektrolichtbogenöfen und der Import von 420.000 Tonnen Eisenschwamm aus einer erdgasbetriebenen Direktreduktionsanlage in Texas, USA.¹⁸⁸ In Schweden gibt es das Pilotprojekt Hybrit und ein Neubau einer grünen Stahlfabrik von Stegra, die 2026 fertig sein soll.¹⁸⁹ In der Tschechei baut der Stahlhersteller Liberty Steel den Standort Ostrava teils auf Elektrolichtbogenöfen um¹⁹⁰, dort drohte eine Insolvenz und tausende Arbeiter wurden entlassen¹⁹¹, dort gibt es 4 Hochöfen und der weitere tschechische Hersteller Trinecke Zelezarny verfügt über 2 Hochöfen.¹⁹² In Polen gibt es derzeit keine Pläne, um Direktreduktionsanlagen aufzubauen, Acelor Mittal hält hier ca. 50 % der Stahlherstellungskapazitäten, mit Hochöfen in Krakau und Dabrowa Gornicza, stattdessen wurde 2020 ein Hochofen in Krakau geschlossen und in Dabrowa Gornicza wurden Anlagen temporär stillgelegt. In Ungarn steht die Dunaujvaros Anlage vor einer Insolvenz, in Rumänien ist das Galati-Stahlwerk, das Liberty Steel gehört, kurzzeitig ganz stillgelegt worden und am Ende von 2024 wurde es neu gestartet, mit Hilfe von 150 Mill. Euro der rumänischen Regierung, wobei es für dieses Werk eine DRI-EAF-Anlage geplant ist, aber das Datum ist unklar und es ist auch unklar woher der Wasserstoff in Rumänien kommen soll.¹⁹³ Die derzeit geplante Direktreduktions- und Elektrolichtbogenkapazität kommt, Stand August 2024, auf 1/3 der gesamten EU Stahl Produktionskapazität, mehrere dieser Projekte sind aber erst angekündigt oder scheinen sich zu verzögern oder hängen, wie eine mögliche Direktreduktionsanlage in Österreich, davon ab, ob es staatliche Subventionen gibt.¹⁹⁴ Derzeit ist die gesamte europäische Stahlindustrie in der Krise, weil die Nachfrage stagniert und viele Hochöfen sind stillgelegt worden, siehe für die EU den Bericht von E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025.¹⁹⁵ Siehe für weltweite Informationen zur Transformation der Stahlindustrie die E3G 2023

¹⁸⁶ Siehe: https://www.tatasteelnederland.com/en/sustainability/green-steel-plan?_gl=1*1a11wly*_up*MQ..*_ga*MTI5NjA3MTU5MC4xNzUyOTMzMzMDY1*_ga_ZJG2C9ENNR*cze3NTI5MzMwNjQkbzEkZzEkdDE3NTI5MzMzNTkkajYwJGwwJGgw – Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸⁷ Siehe: <https://gmk.center/en/news/us-steel-provides-funding-for-slovakias-decarbonisation-plans/> - Zugriffen: 15.07.2025. Siehe: <https://gmk.center/en/news/slovak-us-steel-kosice-will-receive-e300-million-from-the-government-for-decarbonization-projects/> - Zugriffen: 15.07.2025. Das Werk hat 3 Hochöfen, so wenigstens: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸⁸ Siehe: <https://www.voestalpine.com/blog/de/nachhaltigkeit/greentec-steel/mit-greentec-steel-gestalten-wir-eine-nachhaltige-zukunft/> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁸⁹ Siehe für HYBRIT: <https://www.hybritdevelopment.se/en/> - siehe Stegra: <https://stegra.com/> - siehe auch: <https://www.industrytransition.org/insights/industry-transition-in-action-sweden-and-india/> - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁹⁰ Siehe: https://www.danieli.com/en/news-media/news/liberty-ostrava-rely-danieli-green-technology-its-transition-towards-carbon-neutrality_37_740.htm - Zugriffen: 15.07.2025.

¹⁹¹ S. 18, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁹² Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁹³ Siehe zu diesem Abschnitt: S. 18-19, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁹⁴ S. 26, in: E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

¹⁹⁵ E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

Steel Policy Scorecard Country Profiles¹⁹⁶; eine Übersicht mit einer Weltkarte über grüne Stahlprojekte bietet auch die Leadership Group for Industry Transition Leadit, gegründet von Schweden und Indien, mit dem Green Steel Tracker.¹⁹⁷

Anhand dieser Beschreibung drängt sich die Erkenntnis auf, dass ein europäischer Umbauplan für die Stahlindustrie jedenfalls sinnvoll wäre, um das zögerliche Verhalten vieler Firmen zu beenden, um großen Firmen, wie Acelor Mittal oder den in Osteuropa aktiven Firmen US Steel und Liberty Steel die Richtung vorzugeben, und generell den Firmen zu helfen, die Transformation zu schaffen. Das wichtigste Argument dafür ist aus meiner Sicht, dass damit das Problem unterschiedlich hoher Preisniveaus für die grüne und graue Produktion (und das weitere Preisniveau, wie der Produktion mit Midrex-Direktreduktionsanlagen, aber mit Erdgas) gelöst würde. Es würde nicht mehr die Notwendigkeit bestehen, dass der Staat Preise heruntersubventioniert und der Staat könnte so große Geldsummen sparen. Das zweitwichtigste Argument ist, dass es mit Umbauplan einfacher ist, den Ausbau der erneuerbaren Energien, der Elektrolyseure, den Netzausbau und/oder den Pipelineausbau zu organisieren. Strompreiskompensationen für energieintensive Unternehmen u.a. für Elektrostahlwerke oder elektrisch betriebene Anlagenteile kann man weiter staatlich bezahlen, Strompreiskompensationen sind in ganz Europa verbreitet und werden von der EU-Beihilfekontrolle überwacht.

Dazu kommt, dass es in vielen europäischen Länder nicht so viele Stahlwerke gibt und dann die Kosten nicht so hoch liegen wie in Deutschland, dem führenden Stahlerzeuger der EU, und es dort viel einfacher und günstiger ist den Umbauplan durchzuführen - **es wird doch möglich sein in Italien 236 Landwindparks und in den Niederlanden 96 Landwindparks für den Wasserstoff für die Stahlproduktion aufzubauen und dies vielleicht sogar staatlich subventioniert und so, dass dann der Wasserstoff sehr günstig verfügbar ist, sodass dann doch Exporte möglich sind, siehe die Box:**

Box: Beispiel Umbaukosten Italien und Niederlande, pro Hochofen 180.000 Tonnen Wasserstoff: Die 5 Höchöfen in Taranta, Italien benötigen $5 * 180.000$ Wasserstoff = 900.000 Tonnen. Für die Niederlande sind es 2 Hochöfen * 180.000 Tonnen Wasserstoff = 360.000 Tonnen Wasserstoff. 10.000 Tonnen Wasserstoff erzeugt ein 100 MW Elektrolyseur für 100 Mill. Euro. Für Italien braucht man $900.000 / 10.000 = 90$ Elektrolyseure für 90 mal 100 Mill. Euro = 9 Mrd. Euro, für die Niederlande $360.000 / 10.000 = 36$ Elektrolyseure für 36 mal 100 Mill. Euro = 3,6 Mrd. Euro. Pro Elektrolyseur braucht man 0,8 TWh Strom: für Italien $90 * 0,8$ TWh = 71 TWh, für die Niederlande: $36 * 0,8$ TWh = 28,8 TWh. Für Italien braucht man für diese 71 TWh die folgenden erneuerbaren Energien: $71 / 0,3$ TWh (Jahresleistung Landwindpark Werder Kessin) = 236 Landwindparks des Typs Werder Kessin: Kosten 220 Mill., $236 * 220$ Mill. Euro sind 51 Mrd. Euro. **Für Italien also 9 Mrd. für Elektrolyseure + 51 Mrd. für Landwind = 60 Mrd. Euro** (plus noch vielleicht 4 Direktreduktionsanlagen a 3 Mrd. Euro und 4 Elektrolichtbogenöfen a 1 Mrd. = $12 + 4 = 16$ Mrd.), **also insgesamt für Italien Kosten von 76 Mrd. Euro.** Für die Niederlande: $28,8 / 0,3$ TWh = 96 Landwindparks Typ Werder Kessin. $96 * 220$ Mill. = 21 Mrd. **Für Niederlande also 3,6 Mrd. für Elektrolyseure + 21 Mrd. für Landwind = 24,6 Mrd. Euro** (plus 2 Direktreduktionsanlagen 3 Mrd, und 2 Elektrolichtbogenöfen a 1 Mrd. = $6 + 2 = 8$ Mrd.), **also insgesamt für die Niederlande Kosten von 32,6 Mrd. Euro.**

Zwischen 2030 bis 2033 erfolgt ein europaweiter Umbau, danach gelten neue Preise, und es gibt dann nur noch CO₂-ärmeren Stahl, siehe Thyssen in Duisburg, grünen Direktreduktionstahl oder Elektrolichtbogenstahl. Bei der Duisburg Variante müsste man CO₂ an der Punktquelle abscheiden

¹⁹⁶ Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/E3G-2023-Steel-Policy-Scorecard-Country-Profiles.pdf> - Zugegriffen: 19.07.2025.

¹⁹⁷ Siehe: <https://www.industrytransition.org/green-steel-tracker/>

und es entweder in der Chemieindustrie nutzen (siehe das Fraunhofer UMSICHT Projekt¹⁹⁸) oder CCS betreiben. Man müsste darüber sprechen, wie viele Direktreduktionsanlagen man in der EU wirklich braucht und wie mit den Stahlwerken, die auf den Kauf von Eisenschwamm aus Direktreduktionsanlagen und eine Einschmelzung durch Elektrolichtbogenöfen setzen, umgegangen wird. Das EU-Wettbewerbsrecht müsste sicherstellen, dass alle europäischen reinen Elektrostahlwerke einen Liefervertrag mit europäischen Betreibern von Direktreduktionsanlagen bekommen, damit sie die Sicherheit haben, dass ihre Produktion weiterlaufen kann und die Macht der Betreiber der Direktreduktionsanlagen nicht missbräuchlich ausgenutzt wird. Probleme mit den Preisen könnte es allerdings auch dann noch geben: es könnte so sein, dass Elektrostahl günstiger ist als Stahl aus Direktreduktionsanlagen. Oft stellen aber die Hersteller, die Direktreduktionsanlagen nutzen wollen, viel Spezialstahl her und können höhere Profitmargen erwirtschaften.

Wie sieht es in der Chemie aus?

In der Chemieindustrie sind europaweit ca. 50 Steamcracker in Betrieb, nimmt man hier Umbaukosten von jeweils 2 Mrd. an, weil es nur darum geht, bestimmte Anlagen vorzuschalten und die meisten Steamcracker-Anlagen bestehen bleiben können, sind dies 100 Mrd. Euro. Dazu kommen aber sicher noch viele andere Umbauten, etwa auch zur Elektrifizierung. Und: man kann mittelgroße Firmen nicht einfach ausschließen, auch der Neubau und Umbau von deren Anlagen muss Beachtung finden, deshalb könnte man die Zahlen verdoppeln. **Wenn man hier – grob geschätzt - sagen würde, der Umbau der Chemieindustrie in ganz Europa kostet 200 Mrd. wäre dies jedenfalls ein Betrag mit dem man viele (hoffentlich alle) großen europäische Chemiestandorte erhalten könnte.** Die deutsche Chemieindustrie gibt für ihren Umbau an, dass er bei einem Wasserstoffscenario besonders hoch sei, 4000 Euro pro Tonne Wasserstoff oder 736 Euro pro kW Elektrolyseurleistung.¹⁹⁹ Hier wird weiterhin von 6 Mill. Tonnen Wasserstoff für die deutsche Chemieindustrie ausgegangen²⁰⁰: Bierdeckelrechnung: $4000 * 6.000.000 = 24.000.000.000$, bei diesem Wert also 24 Mrd. Euro für den Umbau. Hier im Text wird von 1000 mal 100 MW Elektrolyseurleistung = 100.000 MW, das sind $100.000.000 \text{ kW} * 736 \text{ Euro pro kW Elektrolyseurleistung} = 73.600.000.000$, das sind 73,6 Mrd. Euro für den Umbau. In einer weiteren Rechnung in dieser Publikation wird für Szenario 3, mit viel Wasserstoff 40,6 Mrd. genannt, als Höchstwert in der Publikation.²⁰¹ Angesichts dieser Zahlen für den Umbau der deutschen Chemieindustrie gehen ich davon aus, dass die Zahl von 200 Mrd. Euro für die europäische Chemieindustrie - ungefähr - realistisch ist. Der Umbau der Chemieindustrie findet von 2033 bis 2036 statt, 2036 erfolgt der Sprung auf ein neues Preisniveau.

¹⁹⁸ Siehe: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/carbonmanagement/kohlenstoffkreislauf/technikum.html> - Zugriffen: 25.07.2025.

¹⁹⁹ S. 12, siehe: Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 25.07.2025.

²⁰⁰ Genannt werden hier 6998 kt H₂ und 5775 kt Methanol zu Olefinen H₂, da sich diese aber Naphtha und Methanol zu Ethylen und Propylen umformen lassen, ist mir hier der Substitutionseffekt nicht klar, oder ob hier die Werte einfach addiert werden können. Bei einer Addition wären es allein für die Chemieindustrie 10 Mill. Tonnen Wasserstoff plus dann noch die Stahlindustrie (die hier bei 3,6 Mill. Tonnen H₂ angenommen wird), siehe S. 32, in: Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 25.07.2025.

²⁰¹ S. 59, siehe: Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 25.07.2025.

Der gesamte Umbau der Stahl- und Chemieindustrie in ganz Europa könnte somit für 280 Mrd. Euro Stahl + 200 Mrd. Euro Chemie = **480 Mrd. Euro durchgeführt werden.**

Dies geht auch an die Adresse von immer wieder veröffentlichten Schätzungen, die viel höher liegen. So schätzt die Europäische Investitionsbank, dass die EU, um ihre Energie- und Klimaziele zu erreichen, zwischen 2021 und 2030 jährlich mehr als 570 Mrd. und von 2031 bis 2040 jährlich 690 Mrd. benötigt.²⁰² (meine Hervorhebung)

Die Summe von 480 Mrd. Euro muss die EU-27 mit einem Bruttosozialprodukt von 17.945 Mrd. Euro aufbringen.²⁰³ Den Betrag müssen die Nationalstaaten und die EU mit ihrem Haushalt²⁰⁴ gemeinsam aufbringen, ebenso sollte die Industrie dazu Beiträge leisten. Nun ist bekannt, dass der EU-Haushalt in den nächsten Jahren knapper wird, weil in der neuen Finanzperiode 2028 bis 2034 jährlich 25-30 Mrd. Euro Schulden, die für den Corona Fund REACT-EU aufgenommen wurden, zurückgezahlt werden müssen. Deshalb soll es eine radikale Reform des EU-Haushalts geben, in diesem FAZ-Artikel werden die jährlichen Ausgaben der EU mit 200 Mrd. angegeben.²⁰⁵ Rechnet man für die Umbauzeit 2030 bis 2033 jeweils von den handlungsfähigen 7 Staaten mit einer Stahl- und Chemieindustrie: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Österreich, Italien und Spanien mit z.B. pro Staat 15 Mrd. Euro jährlich, wären dies 105 Mrd. und dies 3 Jahre lang, das sind 315 Mrd., die EU kommt dann noch mit drei Jahren lang 15 Mrd. Euro um die Ecke, durch Umschichtungen weg vom Horizon Europe Programm, dann ist man bei 360 Mrd. Euro, 80 Mrd. mehr als nötig, die Stahlindustrie muss nichts mehr dazu beitragen. Dasselbe passiert dann von 2033 bis 2036 mit der Chemieindustrie.

Kurz: Man müsste den Umbau der Stahl- und Chemieindustrie in der EU finanzieren können.

Sportlich wird allerdings der Aufbau der erneuerbaren Energien und Elektrolyseure für die Stahl- und vor allem für die Chemieindustrie für die Produktion von Wasserstoff als neuer Rohstoff für

²⁰² „Um ihre Energie- und Klimaziele zu erreichen, benötigt die EU zwischen 2021 und 2030 jährlich mehr als 570 Mrd. EUR und von 2031 bis 2040 jährlich 690 Mrd. EUR für Investitionen in erneuerbare Energien, einschließlich Solarenergie, Windkraft und Biomasse, Energieeffizienz und Netzkapazität. Die Kommission wird ferner den Investitionsbedarf im Bereich Kernenergie bewerten und Investitionen in saubere Energietechnologien der nächsten Generation, wie Kernfusion, verbesserte geothermische Batterien und Feststoffbatterien, sowie in bestehende Kapazitäten, z. B. für die Modernisierung, fördern. Da der Großteil der Investitionen aus privatem Kapital stammen muss, müssen öffentliche Mittel gezielter eingesetzt werden, um private Investitionen zu mobilisieren, indem das Risiko strategischer Projekte insbesondere durch Garantie- und Eigenkapitalinstrumente verringert wird. Die Kommission wird mithilfe einer Investitionsstrategie für saubere Energie die Investitionslücke schließen und privates Kapital für die Energiewende mobilisieren sowie ein aktualisiertes Hinweisendes Nuklearprogramm vorlegen.“ S. 24-25, siehe hier: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0079> – Zugriffen: 15.05.2025.

²⁰³ Siehe: <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Basistabelle/Uebersicht.html#396382> – Zugriffen: 30.06.2025.

²⁰⁴ Es scheint so, dass auch die EU selbst dazu einen Beitrag leisten kann, wahrscheinlich muss es allerdings von EU-Mitgliedsstaaten und der EU gemeinsam finanziert werden. Die EU verfügt über einen Haushalt und diverse Förderprogramme und kann ggf. bei der Finanzierung von 500 Mrd. Euro helfen. Das Forschungsförderprogramm Horizon Europa ist von 2021 bis 2027 mit einem Budget von 95,5 Mrd. Euro versehen. Siehe: https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en - siehe auch: <https://horizont.zenit.de/horizont-europa/> - Zugriffen: 30.06.2025. In einer Pressemitteilung der EU wird geschätzt, dass der EU-Haushalt von 2021 bis 2027 bzw. bis 2030 gerechnet 503 Mrd. Euro aufbringen kann, dazu kommt eine nationale Ko-Finanzierung von ca. 114 Mrd. Euro, sowie ca. 279 Mrd. Euro durch Kreditgarantieren durch InvestEU. Der Emissionshandel bringt noch weitere 25 Mrd. Euro. Siehe: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_24 - Zugriffen: 19.04.2024. 503 + 279 + 25 Mrd. (ohne nationale Kofinanzierung) = 807 Mrd. Rechnet man dies durch 6 Jahre, liegt man bei 134,5 Mrd. pro Jahr.

²⁰⁵ Hendrik Kafsack. EU-Haushalt vor Radikalreform. FAZ, 03.06.2025.

chemische Prozesse. Dazu gehören auch Wasserstoffspeicher und Wasserstoffgaskraftwerke, weil alkalische Wasserelektrolyseure Grundlast brauchen, da sie kontinuierlich durchlaufen (dies spart aber wiederum Speicher), dafür brauchen sie kein Iridium in den Elektroden (wobei der alkalische Hydrogen Pro Elektrolyseur wohl auch Lastwechsel aushält). Der Aufbau der erneuerbaren Energien und der Chemieindustrie muss somit doch schnell beginnen, indem die erneuerbaren Energien und dieses System gesicherter Wasserstoffproduktion jetzt schon geplant wird. Man kann damit nicht bis 2030 warten. Die erneuerbaren Energien werden dann, wenigstens ist dies in Deutschland so, über das Anreizsystem des Staates aufgebaut, sie werden also nicht der Industrie in Rechnung gestellt. Die Bundesnetzagentur muss unbedingt versuchen, die Kosten zu begrenzen, indem sie eine clevere regionale Planung verfolgt, um Netzausbau zu sparen, sie hat angekündigt dies zu tun, indem etwa Standorte für Kraftwerke und Elektrolyseure aufeinander abgestimmt werden.²⁰⁶ Meine Erwartung besteht dennoch, dass sich auch die Industrie an den Kosten beteiligt, indem sie z.B. Elektrolyseure vor Ort baut und in Windparks investiert. Die Chemieindustrie macht noch Gewinne, hat Exporterfolge, und investiert im Ausland, obwohl im Inland die Produktion rückgängig ist.²⁰⁷

Ich habe viele Publikationen über die Energiewende in den letzten 2 Jahren angesehen, eigentlich ist es schwer zu glauben, es stimmt aber: Es gibt keinen Umbauplan für die Industrie ... siehe dazu die letzten Abschnitte von Teil 3, unter dem Punkt 5 zur EU u.a. die Beschreibung des Draghi-Bericht 2024 und die Dokumente der neuen Kommission, etwa den Steel Action Plan und siehe weiterhin den abschließende Abschnitt in Teil 3 zur Industriepolitik, Punkt 16. Pläne machen ist etwas Menschliches, es ist komisch, wenn man keine Pläne macht. Auch die deutsche Initiative für einen handlungsfähigen Staat mahnt aktuell im Bereich Klima an, dass ein Gesamtkonzept und ein roter Faden fehlt.²⁰⁸ **Die Europäische Union ist eigentlich dazu gegründet worden, um europaweite Pläne zu machen**, wenn es nicht anders geht. Jean Monnet kommt aus seinem Grab heraus, wenn wir das nicht auf die Reihe kriegen! Dann müssen wir jeden Tag schon mittags mit ihm Rotwein (und Cognac) trinken!!!

Der Grund dafür, dass es keinen Plan gibt, liegt natürlich auch daran, dass viele Leute allein auf das EU Emissionshandelssystem ETS setzen und dies bereits als Plan ansehen, ein weiterer Grund ist sicher auch, dass es eine so starke Unsicherheit über die Frage gibt, ob erneuerbare Energien in Zukunft doch billiger werden können. Im Draghi-Bericht von Mario Draghi zur Zukunft der europäischen Wettbewerbsfähigkeit 2024 stehen beide Thesen nebeneinander: einmal wird gesagt, dass erneuerbare Energien günstig werden und einmal, dass sie teuer bleiben werden.²⁰⁹

²⁰⁶ Siehe:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250430_Szenariorahmen.html - Zugriffen: 20.07.2025.

²⁰⁷ in VCI Chemiemärkte weltweit, Stand: Juli 2024: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/chemiemaerkte-weltweit.pdf> - Zugriffen: 06.07.2025.

²⁰⁸ S. 107: „Es fehlt aber an einem konsistenten Gesamtkonzept und einer übergreifenden Strategie, die sich wie ein roter Faden durch alle Aufgaben und staatlichen Ebenen, durch jedes Ministerium, jedes Rathaus und jede Verwaltung zieht. Viele Maßnahmen wirken fragmentiert und nicht harmonisiert.“ Siehe: Julia Jäckel, Thomas de Maiiere, Peer Steinbrück, Andreas Voßkuhle. Initiative für einen handlungsfähigen Staat, 2025, siehe:

https://www.hertie-school.org/fileadmin/4_Debate/Debate_Photos_Downloads/2024/Initiative_handlungsfahiger_staat/20250714_Initiative_Staatsreform_Abschlussbericht.pdf -

²⁰⁹ Draghi-Bericht 2024, Part B. Ebd., S. 19-22: Niedrige Preise: “The decarbonisation of the energy system and the green transition could enhance EU competitiveness in two ways. First, it has the potential to radically decrease import dependency. The 2040 Climate Target Plan indicate between 190 bcm and 240 bcm of gas imports by 2030, compared to 334 bcm in 2021. Second, it could foster the massive deployment of clean energy sources with low marginal generation costs, such as renewables and nuclear.” Und höhere Preise: ““It will take time before we see a major downward effect on energy prices played by decarbonisation. In the short-term, the challenge Europe will face is that the full benefits of the clean transition for EU competitiveness will only materialise when renewables combined with nuclear are regularly price setting and relevant investments in

Zu den Grünen Leitmärkten, die Nachfrage für grüne Produktion bringen sollen: Zur Unterstützung einer grünen Stahl- und Chemieproduktion und sogar Zement gibt es in Deutschland das Konzept der Grünen Leitmärkte. Verstanden wird dieses Konzept derzeit vor allem im Sinne von Standards für CO₂-arme Produkte, der EU Ökodesign-Richtlinie und der öffentliche Auftragsvergabe, die mit ‚European preference‘ versehen werden soll, also dem Vorziehen europäischer Produkte, um Nachfrage für grüne Produkte zu erzeugen. Dies ist aus meiner Sicht nur ‚mittelgut‘, denn dies erzeugt nicht genug Nachfrage, um die Stahl- oder Chemieindustrie umzubauen. Weil die Standards auch CO₂-arme Produkte umfassen, könnten sie sogar Investitionen in die Produktion CO₂-armer Produkte auslösen, auch mit CCS, obwohl letztlich nur eine grüne Produktion die Lösung ist.

Geläufig zählt man zu den Grünen Leitmärkten auch die staatlichen Subventionen und dies sind derzeit in Deutschland vor allem die Subventionen für den Umbau von 4 Hochöfen in Midrex-Direktreduktionsanlagen: 2 Mrd. für Thyssenkrupp in Duisburg, 1 Mrd. Salzgitter AG, 2,6 Mrd. Stahl-Holding-Saar SHS, 1,3 Mrd. für Acerlor Mittal Bremen.²¹⁰ Es wird gehofft, dass der Anlauf dieser Anlagen dazu beiträgt eine Wasserstoffnachfrage zu schaffen, ich schätze hier 180.000 Tonnen Wasserstoff pro Anlage und 720.000 Tonnen Wasserstoff für diese 4 neuen Direktreduktionsanlagen, nach einer Angabe von Thyssenkrupp.²¹¹ Bei allen 20 deutschen Hochöfen wären dies 3,6 Mill. Tonnen Wasserstoff. (bei 70 Hochöfen in der EU: pro Hochofen 180.000 Tonnen Wasserstoff = für die EU insgesamt: 12.600.000 Tonnen Wasserstoff).

Derzeit ist Wasserstoff in Deutschland noch nicht genügend vorhanden, bis 2027 sind ca. 124.000 Tonnen Wasserstoff in Deutschland verfügbar, so rechne ich anhand der konkreten Projekte in meinem Text in Teil 2 aus. Weitere Elektrolyseure werden derzeit aufgebaut, teils gibt es Förderprogramme einiger Bundesländer (Bayern, Baden-Württemberg und Berlin). Dann wird eine Abnahmevertrag durch eine interessierte Firma abgeschlossen, und der Wasserstoff mit LKW transportiert. Parallel dazu wächst das Wasserstoffkernnetz, von Lingen bis Bad Bentheim und von Bad Lauchstädt bis nach Leuna sind erste Teilstücke fertig (bei letzterem wurde eine Gasleitung aus den achtziger Jahren umgerüstet).²¹² Die Stahl- und Chemieindustrie finanzieren immerhin den Aufbau von einigen meist kleineren oder mittelgroßen Elektrolyseuren²¹³, aber nicht mal eben eine zweistellige Zahl von Elektrolyseuren an der Nordseeküste. Ob es gelingt, diese Mengen bis zum Jahr

grids, storage and flexibility are completed (and amortised), so that the system can be managed in a cost-efficient way. In the medium term, fossil fuel generation needs to be significantly displaced from the power mix by renewables in combination with adequate investment in infrastructure, flexibility and storage solutions to have a beneficial impact on prices.“ Siehe: The future of European competitiveness, Part B In-dept analysis and recommendations. September 2024: https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en - Zugriffen: 15.05.2025.

²¹⁰ Siehe: <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/stahlstandort-deutschland-ist-eine-deutsche-stahl-ag-doch-die-antwort-auf-die-krise/29991164.html> - Zugriffen: 30.06.2025.

²¹¹ Ich gehe davon aus, dass Thyssenkrupp in Duisburg über 4 Hochöfen verfügt und die Zahl von 720.000 darauf bezogen erwähnt wurde. Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/presseedetailseite/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318> - Zugriffen: 30.11.2023.

²¹² Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/osnabrueck_emsland/Nordhorn-Erster-Abschnitt-von-Wasserstoffnetz-in-Betrieb,wasserstoff590.html – siehe auch: <https://www.ontras.com/de/aktuelles/newsroom/erstes-teilstueck-des-wasserstoff-kernnetzes-ostdeutschland> - Zugriffen: 24.07.2025.

²¹³ Beim Thyssenkrupp Werk in Duisburg soll ein großer Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur entstehen. Salzgitter Stahl hat einen kleinen Sunfire Elektrolyseur aufgebaut. Bei BASF in Ludwigshafen ist aktuell ein mittelgroßer 54 MW Elektrolyseur eingeweiht worden, in Schwarzheide steht ein kleinerer Elektrolyseur, siehe gleich unten.

2030 zu steigern, liegt auch an der Planung der Bundesnetzagentur, die bei der Industrie aktuell den Bedarf für Elektrolyseure abgefragt hat, auf dessen Basis nun die KO-NEP den Szenariorahmen Gas- und Wasserstoff 2025 erarbeitet.²¹⁴ Man darf gespannt sein, ob die Politik und die Bundesnetzagentur einen eigenständigen Anreizrahmen für den Aufbau von Elektrolyseuren entwickelt.

Generell gilt auch hier, dass es gut wäre, wenn Systeme gesicherter Leistung mitsamt Großaufträgen für günstige Windenergie und Elektrolyseuren geplant würden, um es zu schaffen, nicht nur mehr Wasserstoff, sondern auch günstigen Wasserstoff herzustellen, auch dies müsste eigentlich die Bundesnetzagentur machen können.

Gut ist, dass es in der Stahlindustrie bei den Direktreduktionsanlagen die Flexibilität gibt, dass man die Anlagen erst einmal mit Erdgas betreiben und dann später immer mehr Wasserstoff dazu mischen kann. Dazu kommt, dass es drei Routen gibt: CO₂-ärmer: DRI-OB-BOF wie bei Thyssen in Duisburg; grün: DRI-EAF; grün: schrottbasierte EAF Werke. Hier machen die Standards der Grünen Leitmärkte Sinn: es wird CO₂-ärmerer Stahl, aber auch grüner Stahl hergestellt, dies können der Konsument und die öffentliche Auftragsvergabe honorieren.

Um allerdings die Nachfrage für Wasserstoff und den Aufbau von Elektrolyseuren wirklich schnell zu steigern, wäre es gut, wenn z.B. die Stahlindustrie beginnen würde, vermehrt konkrete Verträge mit Elektrolyseurbetreibern abzuschließen, wie etwa die Salzgitter AG mit Uniper mit einem Vorvertrag für den Bau eines 200 MW 20.000 Tonnen Wasserstoff Elektrolyseurs in Wilhelmshaven.²¹⁵

Ab 2027 hat die Hintco organisiert, dass 19.500 Tonnen grüner Ammoniak von Ägypten geliefert werden, ab 2028 40.000 Tonnen. ACWA Power will aus Saudi Arabien ab 2030 200.000 Tonnen Wasserstoff liefern. Die SEFE hat organisiert, dass Eletobras aus Brasilien ab 2030 200.000 Ammoniak liefern will. In Wilhelmshaven wird von Uniper eine Ammoniak-zu-Wasserstoff Umformungsanlagen gebaut, von dort kann es in das Wasserstoffpipelinennetz eingespeist werden.²¹⁶ ACWA Power will in Italien ein Ammoniak Import Terminal bauen, um dort Ammoniak anzulanden, um es dort in das EU-Wasserstoffpipelinennetz einzuspeisen.²¹⁷ Auch mit Interessenten etwa in Irland, Schottland, Dänemark und den Niederlanden, die erneuerbare Energien und Elektrolyseure aufbauen können, sollten Gespräche geführt werden.

Aktuell hat sich der Stahlhersteller Acelor Mittal gegen den Aufbau einer Direktreduktionsanlage in Bremen entschieden, trotz der staatlicher Subventionen von 1,3 Mrd. Euro, selbst das Betreiben der Anlage mit Erdgas ist ihr zu teuer, sie möchte weiter Koks-kohle als Reduktionsagent in der Stahlherstellung nutzen.²¹⁸ Dies zeigt in aller Deutlichkeit, dass die Grünen Leitmärkte, mit der Abfolge: eine große staatliche Subventionen, danach aber nur Standards und öffentliche Auftragsvergabe zur Stimulation der Nachfrage, eben nur so ‚mittelgut‘ sind. Es besteht weiter große

²¹⁴ Siehe: <https://ko-nep.de/szenariorahmen/szenariorahmen-2025/> - Zugriffen: 30.06.2025.

²¹⁵ News 23.04.2024, siehe: <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/green-wilhelmshaven/> - Zugriffen: 06.07.2025.

²¹⁶ Siehe: <https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven> - Zugriffen: 06.07.2025.

²¹⁷ Siehe: <https://www.acwapower.com/news/acwa-power-and-snam-sign-mou-for-green-hydrogen-and-ammonia/> - Zugriffen: 06.03.2025.

²¹⁸ Siehe: https://www.focus.de/finanzen/news/hohe-stromkosten-stoppen-arcelormittals-gruene-stahlprojekte-in-deutschland_524fa086-2f49-44c3-a960-3006d2bce6f8.html - Zugriffen: 23.06.2025. Acelor Mittal verfügt in Bremen über zwei Hochöfen, die mit Koks-kohle betrieben werden, einer davon ist gerade erneuert worden. Siehe: <https://germany.arcelormittal.com/Standorte/Bremen-Flachstahl/> - Zugriffen: 23.06.2025..

Unsicherheit in der Stahlindustrie, wer den grünen, teureren Stahl kaufen soll. In einem aktuellen Interview mit Stefan Kauber von der Stahl-Holding-Saar SHS wird jedenfalls, im Einklang mit den Gedanken hier an Quoten und Abnahmeverpflichtungen formuliert, dass man das Konzept der Grünen Leitmärkte auch im Sinne von einem Zwang verstehen kann, den grünen Stahl einzusetzen.²¹⁹ Armand Zorn von der SPD fordert ebenfalls gezielte Abnahmegarantien durch die öffentliche Hand beim Vergaberecht, meint aber damit eben nur die öffentliche Auftragsvergabe, was aber aus meiner Sicht nicht ausreicht, und ggf. werden sogar staatliche Beteiligungen oder sonstige Garantien erwähnt, wenn nationale Interessen berührt sind, also wenn große Stahlwerke vor dem Scheitern stehen.²²⁰ Ein Umbauplan könnte diese Unsicherheiten abmildern helfen und den Umbau der europäischen Stahlindustrie beschleunigen.

Dass die Chemieindustrie ebenfalls einen europäischen Plan für den Umbau braucht, wird an vielen Infos sichtbar. Die Chemieindustrie scheint derzeit so verunsichert zu sein, dass sie nicht einmal, wie DOW in seinem Jahresbericht 2023, richtig mit erneuerbaren Energien rechnen kann. DOW will anhand eines Sparprogramms, welches in den USA beschlossen wurde, nun Mitte 2025 über die Schließung eines Steamcrackers in Böhlen und einer weiteren Anlage in Schkopau entscheiden, als Grund werden zu hohe Energiepreise und Strompreise und unsicherere gesetzliche Rahmenbedingungen berichtet²²¹, in Terneuzen wurde ein Steamcracker von DOW vorerst stillgelegt.²²² Nun hat die Leipziger Zeitung am 9. Juli 2025 berichtet, dass die Entscheidung gefallen ist, dass die großen Anlagen stillgelegt werden sollen.²²³ Die Firma LyondellBasell will zwei Steamcracker in Wesseling und weitere Werke in Europa verkaufen, hat allerdings einen Käufer, und will parallel einen Steamcracker in Saudi-Arabien aufbauen. Man will gar nicht wissen, was mit der großen Recyclinganlage MoReTec-1 von LyondellBasell in Wesseling werden wird.²²⁴

Das ist schon ein anderes Klima als früher, als der Verband der europäischen chemischen Industrie CEFIC²²⁵ in einer solchen Situation einfach ein paar Antidumpingzölle für z.B. Ethylen und Propylen beantragt und damit europaweit die Preisniveaus angehoben hat und die Chemieproduktion danach profitabel weitergelaufen ist. Ich saß nicht bei CEFIC Treffen dabei, aber ich weiß von meiner Arbeit über die WTO wie oft die Chemieindustrie in den achtziger Jahren Antidumpingzölle in dieser Art und Weise genutzt hat.

BASF, der größte Chemiekonzern der Welt, will sich offenbar erst ab 2030 ernsthaft einem Umbau widmen. BASF informierte die Öffentlichkeit im November 2024 darüber, dass es vorerst nicht mehr in die Energiewende investieren will.²²⁶ Für BASF war 2024 ein gutes Jahr: 2024 lag der Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen auf einem Niveau von 8 Mrd. Euro, die Gewinne danach lagen bei 1,3 Mrd. Euro (im Jahr davor 0,2 Mrd. Euro), es wurden Dividenden von 2,25 Euro ausbezahlt, insgesamt 2 Mrd. Euro, bei 17,0 Mill. Tonnen CO₂ Ausstoß.²²⁷ Im Jahr zuvor waren Sparprogramme

²¹⁹ Interview mit Stefan Kauber von SHS ‚Der Abgesang auf die deutsche Stahlindustrie ist falsch‘. FAZ, 05.07.2025.

²²⁰ Nadine Bös, Julia Löhr. Die deutsche Stahlschmelze. FAZ, 20.07.2025.

²²¹ Siehe: <https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/wirtschaft/dow-chemical-boehlen-schkopau-chemie-werk-schliessung-100.html> - Zugriffen: 30.06.2025.

²²² Siehe: <https://www.euwid-verpackung.de/news/unternehmen/dow-stellt-einen-cracker-in-terneuzen-ab-und-legt-sparprogramm-auf-070225/> - Zugriffen: 30.06.2025.

²²³ Siehe: <https://www.l-iz.de/wirtschaft/metropolregion/2025/07/schliessung-der-dow-standorte-bohlen-und-schkopau-wertschopfung-mitteldeutschland-katastrophe-628965> - Zugriffen: 10.07.2025.

²²⁴ Nadine Bös. Mit Chemie gegen Plastikmüll. FAZ, 25.10.2024.

²²⁵ Siehe die Webseite der CEFIC: <https://cefic.org/>

²²⁶ BASF geht grünen Umbau langsamer an. Der Konzern will die Fehler der Automobilindustrie vermeiden. ‚Wir folgen jetzt dem Markt‘. FAZ, 25.11.2024.

²²⁷ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/02/p-25-026> - Zugriffen: 06.07.2025.

durchgeführt worden.²²⁸ Im Geschäftsbericht der BASF 2024, Punkt E 1 Klimawandel, wird dargelegt, dass von 2025 bis 2028 600 Mill. Euro pro Jahr für die Bekämpfung des Klimawandels eingeplant sind und dass damit gerechnet wird, dass erst nach 2030 größere Investitionen in einen klimaneutralen Umbau anfallen werden.²²⁹ Die Chemieindustrie scheint derzeit nicht einmal bereit zu sein, richtige Informationen der Bundesnetzagentur zu liefern, wie viel Elektrolyseure sie für ihren Bedarf braucht. Dies ist jedenfalls mein Eindruck anhand der Konsolidierten Elektrolyseurliste der Bundesnetzagentur in der die Elektrolyseure eingetragen werden sollten.²³⁰ Die Chemieindustrie arbeitet also nach ihrem eigenen Tempo an der Energiewende und beachtet die Politik gar nicht, dieses Verhalten trägt auch zu den derzeitigen Legitimationsproblemen der Politik bei.

Es gibt einige wenige Energiewende-Projekte in der Chemieindustrie. SKW Piesteritz, der Ammoniakhersteller in Wittenberge plant mit dem Land Sachsen-Anhalt den Aufbau eines Elektrolyseurs für grünen oder wenigstens CO₂-armen Ammoniak. Die Chemieindustrie hat es bis jetzt geschafft 2 Elektrolyseure aufzubauen, BASF hat im März 2025 in Ludwigshafen einen mittelgroßen 54 MW Elektrolyseur von Siemens Energy in Betrieb genommen, mit 8000 Tonnen Jahresproduktion und betreibt einen kleineren in Schwarzheide. BASF hat für den 54 MW Elektrolyseur 25 Mill. Euro bezahlt, das BMWK bzw. nun das BMW und das Land Rheinland-Pfalz haben 124,3 Mill. Euro übernommen²³¹, offenbar weil die BASF so schwach und hilfsbedürftig ist. Oben wurde geschätzt, dass man für Stahl- und Chemie 10.000.000 Tonnen Wasserstoff braucht und dafür 1000 100 MW Elektrolyseure nötig sind und vielleicht bleibt dann für uns im Winter auch noch etwas übrig für den Betrieb der wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Bei der Anzahl der Elektrolyseure, die die Chemieindustrie aufbauen könnte, ist also noch Luft nach oben.

Kurz noch zur Zementindustrie: Die Energiewende in der Zementindustrie geht einfach und kann von der Zementindustrie selbst finanziert werden. Die Zementindustrie zeichnet sich dadurch aus, dass sie nicht-umbaubar bzw. not-to-abate ist, deshalb müssen nur sog. Post-Combustion bzw. Punktquellen-Auffanganlagen für CO₂ an den Schornsteinen eingebaut werden oder man verändert die Produktionsweise, um dadurch ein Auffangen von reinerem CO₂ zu ermöglichen, Stichwort: Oxyfuel und Leilac-2. In der Zementindustrie lagen im Jahr 2019 bereits diese Ideen für den Umbau vor, 6 Jahre später werden nun ca. 6 Umbauprojekte in die Realität umgesetzt, von geschätzt 40 deutschen Zementwerken. Es gibt weitere Möglichkeiten CO₂ zu verringern, man kann es aber nicht ganz vermeiden.²³² Die Zementindustrie lässt sich von Deutschland und der EU die Projekte zum Auffangen von CO₂ an der Punktquelle subventionieren, eine Technologie, die bereits seit einem Jahrzehnt verfügbar ist und die nur eine 2-stellige Millionensumme kostet. Auch der Aufbau der Oxyfuel-Anlagen in Geseke und Mergelstellen und der Leilac-2 Anlage in Hannover müsste nicht staatlich subventioniert werden. Die Zementindustrie möchte CCS nutzen, aber dafür muss sie nicht warten bis an jedes Werk an CO₂-Pipelines angeschlossen worden sind, denn sie kann CO₂ auch mit Zügen oder Lkw nach Wilhelmshaven abtransportieren, um es von dort nach Norwegen zu Northern Lights CCS Projekt zu bringen (auch dort muss die CO₂-Pipeline durch die Nordsee noch nicht liegen, es geht auch mit Schiff). Die CCS-Speicherkapazität in Norwegen ist aber derzeit begrenzt. Dessen ungeachtet

²²⁸ Hat aber 2023 einen Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen von 7,7 Mrd., zahlt eine hohe Dividende von 3,40 Euro pro Aktie und führt ein zweites Sparprogramm durch, u.a. durch eine Reduktion des Investitionsbudgets, siehe: ‚Die alten Zeiten kommen nicht wieder‘ FAZ, 24.02.2024.

²²⁹ E 1.2, im Ausdruck S. 7, relativ weit am Anfang hinter einer Tabelle, siehe:

<https://bericht.basf.com/2024/de/zusammengefasster-lagebericht/konzernnachhaltigkeitserklaerung/umwelt/e1-klimawandel.html?search-highlight=bilanz%20Bilanz%20Massenbilanz%20Biomassenbilanz%20bilanziert> – Zugegriffen: 06.07.2025.

²³⁰ Siehe: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html> - Zugegriffen: 06.07.2025.

²³¹ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046> - Zugegriffen: 15.07.2025.

²³² Siehe ausführlich in Teil 2.

äußert die Zementindustrie weiterhin, dass sie CCS betreiben will, und wünscht sich, dass CO₂-Pipelines gebaut werden sollen. Stattdessen sollte sie einmal bei der Chemieindustrie anrufen und absprechen, ab wann es möglich ist, dass diese das CO₂ abnimmt und in Produkten ‚zwischenparkt‘, das ist das Konzept der Kreislaufwirtschaft. Die Chemieindustrie sollte dabei eigentlich helfen, denn sie hat das Konzept der Kreislaufwirtschaft erfunden. Offenbar schafft es die Industrie nicht, dies selbst zu organisieren. Weiterhin hat die Zementindustrie die neue EU-Politik noch nicht wahrgenommen, dass bis 2030 eine 50 Mill. Tonnen CO₂-Speicherkapazität aufgebaut werden sollen (2 Jahre lang CO₂ Ausstoß der Zementindustrie), wodurch eine größere Mengen CO₂ erstmal temporär gespeichert würde und nicht als CCS verpresst werden muss, siehe Net Zero Industry Act.²³³ Die Zementindustrie sollte also damit beginnen CO₂-Speicher in der Nähe ihrer Anlagen aufbauen, um größere Mengen CO₂ zu speichern, z.B. bis die Chemieindustrie in der Lage ist, dies abzunehmen, auch dies kann sie selbst finanzieren, es geht um leicht verfügbare gekühlte Hochdruck-Röhrenspeicher. Die Zementindustrie hat stabile Einkünfte, steht nicht bzw. kaum im internationalen Wettbewerb. Dennoch baut die Zementindustrie derzeit nur an 6 Standorten um, nicht bei allen ca. 40 deutschen Zementwerke. Die Zementindustrie tut derzeit 6 Dinge, 6 mal wird sie dabei unnötigerweise vom Steuerzahler unterstützt, es sind 34 Dinge, die die Zementindustrie nicht tut, nämlich der Umbau der weiteren Zementwerke. Wenn man den Aufbau von CO₂-Speichern dazuzählt, sind es 68 Dinge, die die Zementindustrie derzeit tun könnte und nicht tut, 69, wenn man dazuzählt, dass sie sich offenkundig nicht traut bei der Chemieindustrie anzurufen, ob man das aufgefangene CO₂ nicht schon heute nutzen kann (jedenfalls bei den ersten 6 Post-Combustion- bzw. Oxyfuel- bzw. Leilac-2-Anlagen müsste man das doch leicht organisieren können, dass die dabei entstehenden, recht kleinen CO₂-Mengen in Deutschland von der Chemieindustrie genutzt werden können, stattdessen soll das CO₂ nach Norwegen gehen!!! 😊).

CCS ist in Europa derzeit für 32 Mill. Tonnen CO₂ jährlich verfügbar, 27 Mill. Tonnen CO₂ rund um die Nordsee, 5 Mill. Tonnen CO₂ im Mittelmeerraum, so meine Zahl anhand der konkreten Projekte, die ich in Teil 2 recherchiert habe. Wenigstens bei Northern Lights sind die verpressbaren Mengen von 5 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr offenbar schon zum großen Teil verkauft. Northern Lights wurde vom norwegischen Staat zu 80 % subventioniert, sodass die veranschlagten Kosten von 75 Euro pro Tonne CO₂ keinen realistischen Hinweis auf zukünftige Kosten für CCS liefern. Fast die gesamte derzeit verfügbare CCS Menge Europas, 32 Mill. Tonnen CO₂ würde also allein für die CO₂-Emissionen der Zementindustrie Deutschlands benötigt werden, mit ihren Emissionen von 20 Mill. Tonnen CO₂. Das Ziel der EU ist es bis 2030 50 Mill. Tonnen CCS zur Verfügung zu haben, 2040 sollen es 280 Mill. Tonnen sein.²³⁴ Norwegen hat mittelfristig versprochen 40 Mill. Tonnen jährlich verpressen zu können.²³⁵ Sieht man in die IEA CCUS Projects Database Excel-Datei und nimmt die geschätzte Kapazität aller derzeit geplanten Storage und Full Chain Projekte in europäischen Ländern, sind dies 101,08 Mill. Tonnen CO₂, wohlgermerkt über die EU verteilt.²³⁶ Dies ist 5 mal die deutsche Zementindustrie.

²³³ „In Kapitel III wird das Ziel einer jährlichen Einspeicherleistung für die CO₂-Speicherung von 50 Millionen Tonnen CO₂ auf Unionsebene festgelegt, das bis 2030 erreicht werden soll, und es enthält Maßnahmen zur Umsetzung dieses Ziels. (...) Es sind Beiträge von Öl- und Gaserzeugern, die über eine Genehmigung gemäß der Richtlinie 94/22/EG25 verfügen, vorgesehen, um das Unionsziel für 2030 zu erreichen.“ S. 16, in: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023PC0161> – Zugegriffen: 19.05.2025.

²³⁴ Siehe: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/about-industrial-carbon-management_en - Zugegriffen: 06.07.2025.

²³⁵ Hanna Decker. Durchbruch für den CO₂-Staubsauger. FAZ, 20.06.2025.

²³⁶ Siehe die Excel-Tabelle: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> - Zugegriffen: 10.07.2025.

Wie definiert die Zementindustrie dann Erfolg bei der Energiewende im Jahr 2030? Wahrscheinlich so: 10 deutsche Zementwerke nutzen dann CCS, die anderen 30 haben immer noch kein Post-Combustion-Auffangsystem und warten darauf, bis der Staat ihnen den Anschluss an ein CO₂-Pipelinennetz gebaut hat. Die Chemieindustrie nimmt CO₂ immer noch nicht ab, obwohl sie die Idee der Kreislaufwirtschaft hatte. Und: Die Zementindustrie könnte sich mit dem Bau von CO₂-Speichern auf die Abnahme von CO₂ durch die Chemieindustrie vorbereiten, das tut sie aber nicht, da sie davon ausgeht, dass der Staat das übernehmen muss und subventionieren muss. **Und ... ach so, stimmt, alles beginnt eben auch erst ab 2030 ... das ist die Meinung z.B. der Firma BASF ... das müssen wir eben akzeptieren ...**

Mal ganz ehrlich, angesichts dieser Informationen, habe ich nicht den Eindruck, dass die Industrie die Energiewende selbst schafft.

Aus meiner Sicht muss die Politik auf europäischer Ebene die Energiewende aktiv steuern und es wäre sinnvoll, wenn Umbaupläne besonders für die beiden großen Sektoren Stahl- und Chemie ausgearbeitet würden, hierbei sollten die CEOs der großen Unternehmen sich erst einmal klarwerden, welche Standorte sie erhalten wollen und wie viel Kapazität sie dort erhalten wollen, und wie viel Aufbau erneuerbarer Energien und Wasserstoff sie dazu benötigen, dann sollten sie gemeinsam mit den politischen Akteuren sinnvolle Pläne zum Umbau der Stahl- und Chemieindustrie machen, einschließlich eines Planes zum Ausbau der nötigen erneuerbaren Energien und Elektrolyseure. Sodann sollten auch andere Stakeholder an der Wertschöpfungskette einbezogen werden. Ebenso müssen die Anlagenbauer einbezogen werden. Man sollte klar sagen, wann ein Umbau des gesamten Sektors stattgefunden haben soll, mit Zwischenzielen und einem Enddatum. Es sollte klar gesagt werden, wie mit Preisniveaus und der nötigen Nachfrage umgegangen werden soll, wie Quoten oder Abnahmeverpflichtungen ausgestaltet werden, welche unterstützende Handelspolitik nötig ist, welche Firmen ggf. Exportsubventionen benötigen. Es sollte auch geklärt werden, wer für den Umbau insgesamt verantwortlich ist bzw. wer unpopuläre Maßnahmen treffen kann – auch der koordinierte Sprung auf ein neues Preisniveau zu einem bestimmten Zeitpunkt sollte geplant werden. Und natürlich sollte auch überlegt werden, ob es Möglichkeiten gibt, den Strompreis für Elektrolyseure (und Elektrostahlanlagen) abzusenken, um den Sprung auf ein neues Preisniveau abzumildern. Inspiriert für diese Punkte wurde ich u.a. von einer Publikation der Institutional Investors Group on Climate Change IIGCC. Dort wird gefordert, dass klare und überzeugende Prinzipien für die Entwicklung von sektoralen Dekarbonisierungsplänen bzw. -Roadmaps' von der Industrie und der Politik aufgestellt werden sollten, damit der Kapitalmarkt dann besser in die Energiewende investieren kann: ‚Principles for developing sector decarbonization roadmaps – the investor perspective for policymakers‘.²³⁷

Aus meiner Sicht sollte zudem der nötige Ausbau erneuerbarer Energien der Öffentlichkeit klar kommuniziert werden, damit sich die Öffentlichkeit dafür entscheiden kann, größere, regionale Bürgerenergieparks aufzubauen, für die es neue Bürgerenergiegesetze geben muss, um von freien Ladepunkten und vergünstigtem Strom zu profitieren und nebenbei unsere Industrie zu erhalten, siehe gleich unten nochmal dazu.

Es wäre weiterhin sinnvoll, wenn es eine Instanz gäbe, die verantwortlich ist, und, angesichts der Untätigkeit der Industrie, dazu autorisiert ist, Zwang auszuüben. Dies ist mein **dritter Vorschlag**. Sinnvoll wäre es, wenn eine *Europäische Gemeinschaft für Transformation in Stahl- und Chemie (EGTSC)* bzw. *European Community for the Transformation of Steel and Chemicals (ECTSC)*, neu gegründet würde, nach dem Vorbild der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl. Diese hat

²³⁷ Siehe: <https://www.iigcc.org/>

dann die Macht, Umbaupläne mit der Industrie gemeinsam zu entwickeln und sodann verpflichtend durchführen, Quoten- und Abnahmeverpflichtungen europaweit festzulegen, um Nachfrage zu schaffen, wenn Firmen zu früh umgebaut wurden. Sie kann durch Mindestpreise Unterbietung verhindern und auch Übergewinne abschöpfen (wenn Firmen spät umbauen mit günstiger Koks- und Kohle den Stahlpreis heruntertreiben und grüne Produzenten gefährden). Wenn Firmen aussteigen, muss vielleicht sogar eine Übernahme von Firmen durch diese Institution erfolgen. Wenn niemand mehr in Deutschland oder Europa Steamcracker betreiben will, wir aber diese Grundstoffe brauchen, muss eben ein europäischer Ethylen-Cracker-Verband unter der Haube dieser Europäischen Gemeinschaft für Energiewende gegründet werden. Dass so etwas möglich wäre, ist unter dem Titel deutsche Stahl AG jedenfalls bereits angedeutet worden.²³⁸

Ganz klar: Die Schließung der großen DOW-Anlagen in Schkopau und Böhlen, ist aus dieser Sicht kein Ausreißer. In der jetzigen wirtschaftlichen Situation wäre sie offenbar nicht nötig gewesen. Aber in Zukunft, spätestens ab 2030, wird durch die höheren Preise für die Emissionszertifikate, die sog. European Union Allowances EUA im Bereich Stahl- und Chemie schwieriger. Deshalb ist es aus meiner Sicht dringend nötig, dass man für die DOW-Anlagen einen Investor findet, der auch noch die 2030er Jahre mitmacht, **zur Not der deutsche Staat**. Es steht letztlich die Frage im Raum, wer noch in eine exportorientierte Industrie investiert, die bald möglicherweise nicht mehr exportieren kann, die aber für die Grundversorgung der modernen Welt benötigt wird.

Wenn jetzt nun jemand sagt, dies beeinträchtigt die Freiheit der Wirtschaft, dem würde ich sagen, dass ein 3-jähriger bzw. vielleicht etwas längerer Umbau wichtiger Sektoren, und ein danach erfolgender Preissprung, mit einem Wiedereintritt in eine Marktwirtschaft als klares Ziel, viel eher die Freiheit schützt, als 20 Jahre mit ungleichzeitig erfolgenden Umbauten, einer Konkurrenz von Stahl- und Chemie mit stark unterschiedlichen Strategien und Kostenstrukturen, begleitet von einer Überforderung des Staates durch viele Wünsche großer Firmen nach Subventionierung. Umso mehr weil dies die Handlungsfähigkeit des Staates bedroht, der nach einem Preissprung noch in der Lage sein sollte, z.B. in einem gewissen Rahmen Exportsubventionen zu nutzen.

Auch hier möchte ich nicht nur Werbung für die Idee eines Umbauplanes machen bzw. zumindest einen zweiten Entwicklungsweg aufzeigen. Klar, wir können auch über einige Jahre zusehen, wie sich die Chemieindustrie selbst zerlegt bzw. sich weltweit neu strukturiert. Dies könnte so ablaufen: Die Chemieindustrie wird Fakten schaffen, indem sie z.B. vermehrt Grundstoffe wie graues Naphtha, graues Ethylen und Propylen aus den USA, Saudi-Arabien etc. importiert, dass man dann später kaum noch stoppen kann, auch aus Russland wurde plötzlich viel günstiges Ammoniak importiert (selbst im Stahlbereich will Voestalpine nun Eisenschwamm aus Texas importieren). Man kann zwar mit dem CBAM dagegen vorgehen, aber vielleicht schafft es die Chemieindustrie dies durch Lobbyarbeit für einzelne Produkte zu verhindern. Denn: Die Chemieindustrie ist mit organischen Grundchemikalien und Düngemitteln derzeit noch nicht in das CBAM mit einbezogen, obwohl dies eigentlich vorgesehen war, angeführt wird als Grund, dass es Probleme bei der Feststellung der mit der Herstellung der Waren verbundenen ‚grauen‘ Emissionen gibt.²³⁹ Wenn

²³⁸ Siehe: <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/stahlstandort-deutschland-ist-eine-deutsche-stahl-ag-doch-die-antwort-auf-die-krise/29991164.html> - Zugriffen: 01.07.2025.

²³⁹ Präambel, Erwägungsgründe 31-40, siehe: CBAM Verordnung (EU) 2023/956, 10. Mai 2023, Originalversion: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2023.130.01.0052.01.DEU – Zugriffen: 24.03.2024. Zitat: „(32) Bei Anwendung des ersten Kriteriums würden sich die folgenden Industriesektoren nach kumulierten Emissionen auflisten lassen: Eisen und Stahl, Raffinerien, Zement, Aluminium, organische Grundchemikalien, Wasserstoff und Düngemittel. (33) Aufgrund ihrer besonderen Merkmale sollten jedoch bestimmte in dem Delegierten Beschluss (EU) 2019/708 aufgelistete Sektoren zum jetzigen Zeitpunkt nicht Gegenstand der vorliegenden Verordnung sein. (34) Insbesondere sollten organische chemische Erzeugnisse nicht unter die vorliegende Verordnung fallen, da es aufgrund technischer Einschränkungen zum Zeitpunkt der

der Import grauer Grundstoffe mit CBAM-Zöllen belegt wird, wäre es ggf. immer noch möglich blaues Naphtha, blaues Ethylen und Propylen zu importieren, hier wird das CO₂, das bei der Produktion aus Erdgas entsteht, zum Beispiel im Boden in den USA verpresst (und eben, siehe die Box ganz vorne, auch blauen Wasserstoff, dies ist nun erlaubt). In der Kombination grauer und blauer Importe wird dann eben ein Teil der Emissionen ins Ausland verlagert (man könnte argumentieren, dass dies so viel nicht ist) und ein Teil eben als CCS verpresst wird. Was machen wir aber, wenn sich CCS in den USA zum Skandal entwickelt? Haben wir aus Erin Brockovich (2000), dem genialen Film mit Julia Roberts nichts gelernt? Wie dem auch sei, den Import günstiger Grundstoffe aus dem Ausland könnte man sogar als Alternative gegenüber einem Sprung auf ein neues Preisniveau ansehen. Die europäische Chemieindustrie wird dann dennoch viel weniger exportieren und sich dann auf die Herstellung von Spezialchemieprodukte und Verbraucherprodukte konzentrieren. Sie kann versuchen, dass spezielle Wissen über die Prozesse, die eingesetzt werden, weiter zu schützen, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu verteidigen. Das CBAM kann man nicht für Produkte nutzen, die grau produziert werden, aber man könnte sonstigen handelspolitischen Schutz von der EU nutzen werden, um zumindest viele Spezialchemieprodukte vor Konkurrenz aus dem Ausland zu schützen und so Reste der Chemieindustrie in der EU erhalten, einige Produkte kann man nicht umstellen. Weiterhin werden in Europa einige Mineralöl-Raffinerien weiterlaufen müssen, um die Erzeugung von Bitumen zu ermöglichen, es ist also wahrscheinlich, dass eine kleine mineralölbasierte Chemieindustrie noch über 2050 hinaus weiterexistieren wird. In diesem Szenario wird es allerdings zu einer Schließung vieler Steamcracker-Anlagen kommen und damit verbunden zu Arbeitsplatzverlusten in großer Zahl. Die europäische Chemieindustrie könnte auf diese Weise, stark geschrumpft, weiter existieren. Man fragt sich nur, ob dies aus der Sichtweise der nationalen Sicherheit bzw. Resilienz der EU sinnvoll wäre. Wenn man dieses Szenario will, dann sollten die CEOs der Chemieindustrie dies auch so kommunizieren, anstatt immer so zu tun, als ob man die Energiewende im Prinzip gut findet und mitträgt und die Basischemie in Deutschland erhalten bleiben sollte²⁴⁰ und die Politik sollte dazu klar Stellung nehmen, ob es nicht doch ggf. möglich wäre, z.B. mit einem Umbauplan und einem staatlich verwalteten, vielleicht verkleinerten, europäischen grünen

Annahme der vorliegenden Verordnung nicht möglich ist, die mit diesen eingeführten Waren verbundenen grauen Emissionen klar festzulegen. Der für diese Waren nach dem EU-EHS anwendbare Richtwert ist ein Parameter, der keine eindeutige Zuordnung der grauen Emissionen, die mit einzelnen eingeführten Waren verbunden sind, ermöglicht. Für eine genauere Zuordnung zu organischen chemischen Erzeugnissen werden mehr Daten und Analysen benötigt. (35) Ähnliche technische Einschränkungen bestehen auch bei Raffinerieerzeugnissen; auch hier ist eine eindeutige Zuordnung von Treibhausgasemissionen zu den einzelnen gewonnenen Erzeugnissen nicht möglich. Gleichzeitig sind die betreffenden Richtwerte im EU-EHS nicht direkt auf spezifische Erzeugnisse wie Benzin, Diesel oder Kerosin bezogen, sondern auf die gesamte Raffinerieproduktion. (36) Aluminiumerzeugnisse sollten im CBAM erfasst werden, da hier ein hohes Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht. Darüber hinaus stehen Aluminiumerzeugnisse in manchen industriellen Anwendungen wegen ihrer sehr ähnlichen Merkmale in direkter Konkurrenz zu Stahlerzeugnissen. (37) Zum Zeitpunkt der Annahme der vorliegenden Verordnung waren die Einfuhren von Wasserstoff in die Union relativ gering. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass sich diese Situation in den kommenden Jahren erheblich ändern wird, da mit dem Paket „Fit für 55“ der Union die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff gefördert wird. Was die Dekarbonisierung der Industrie insgesamt betrifft, so wird die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff zunehmen und folglich zu nicht integrierten Herstellungsverfahren bei nachgelagerten Erzeugnissen führen, bei denen Wasserstoff ein Vorläufer ist. Die Aufnahme von Wasserstoff in den Anwendungsbereich des CBAM ist das geeignete Mittel, um die Dekarbonisierung von Wasserstoff weiter zu fördern.“

²⁴⁰ Siehe S. 92, hier wird gesagt, dass es im nationalen Interesse liegen müsste, einen „wesentlichen“ Teil der Basischemie in Deutschland zu erhalten, dazu bedürfe es aber einer Industriestrategie. Transformation der Chemie 2023: https://dechema.de/-p-20325184/_/c4c-Wie%20die%20Transformation%20der%20Chemie%20gelingen%20kann-Abschlussbericht%202023.pdf – Zugriffen: 20.07.2025.

Ethylencrackerverbund und grünen Methanol-zu-Olefinen-Anlagen und staatlich geförderter Landwindenergie und einem Aufbau von Elektrolyseuren dagegen zu halten.

Vielleicht gelingt es aber doch, Windenergieanlagen für das Land in der EU deutlich günstiger zu bauen und Wasserstoff für die Chemieindustrie auf Erdgaspreisniveau anzubieten. Warum sollte Europa nicht führend in der Elektrolyseurtechnik werden, diese wird man sowieso in Zukunft weltweit brauchen. Wir haben schon alkalische Wasserelektrolyseure, die kein Iridium brauchen und die mit Lastwechseln zurecht kommen können ... das schafft offenbar Hydrogen Pro²⁴¹ ... die Elektrolyseurindustrie muss man sowieso noch, sagen wir mal, um den Faktor 1000 skalieren ... auch in den USA und China wird es eines Tages die Energiewende geben ...

Nun zu weiteren Ergebnisse meines Textes:

Der gesamte Energiebedarf der Welt beträgt 175.555.064 Gigawattstunden bzw. **175.555 Terawattstunden**, oder 632 Exajoule, Zahl der International Energy Agency IEA.²⁴² Ein Wert in dieser Dimension wird auch in anderen Studien als Ausgangspolitik genutzt, die Mission Possible Studie (2018), nennt 115.000 Terawattstunden, bei Effizienzgewinnen 86.000 Terawattstunden.²⁴³ Als willkürlich gesetzte Zahl gehe ich in meinem Text, in Teil 1, davon aus, dass man mit **150.000 Terawattstunden** erneuerbarer Energien auf weltweiter Ebene die Energiewende geschafft hat.

Ich habe diesen Wert genommen, um einschätzen, ob es überhaupt möglich, diese Energiemenge von 150.000 Terawattstunden durch erneuerbare Energien bereitzustellen. Ergebnis ist, dass es möglich ist. Auch die Rohstoffe dürften dafür ausreichen. Allerdings nicht für viermal einen solchen Ausbau!!! Es müssen somit unbedingt fortan die Rohstoffe recycelt werden und teils sollten Anlagen favorisiert werden, die bestimmte knappe Rohstoffe vermeiden: Beispiel: statt PEM-Elektrolyseure, die Iridium benutzen, alkalische Wasserelektrolyseure. Und: Windkraftanlagen, die mit Generatoren aus Eisenmagneten betrieben werden, dann man braucht nicht Seltene Erden wie Neodym und Dysprosium. Auch braucht man für Solarzellen nicht Silber, man kann mit einer geänderten Beschichtungstechnik auch Kupfer benutzen.

Hier ein beispielhafter Mix von erneuerbaren Energien, Solar, Landwind, Offshore-Wind, die genug Energie für die Welt liefern können (**ich nehme hier 140.000 TWh für glatte Zahlen**).

100.000 Terawattstunden mit Solarpark Flughafen Barth, 68 MW Leistung. Rechnung: 100.000 TWh / 0,06 TWh bzw. 60 Gigawattstunden Leistung = **1.666.666 mal**

Wie wurde die Leistung berechnet? $68,7 \text{ MW} * 8760 = 601.812 \text{ MWh}$ bzw. 601,8 Gigawattstunden, ganz schön viel, wäre da nicht der Kapazitätsfaktor von 0,1 für deutsche Solaranlagen, es bleibt also eine Leistung von 60.181 MWh, das sind immerhin **60 Gigawattstunden oder 0,06 Terawattstunden**. Der Solarpark Barth hat mehrere Ausbaustufen, er hat nach öffentlich verfügbaren Informationen ca. 100 Mill. Euro gekostet.

²⁴¹ Siehe: <https://hydrogenpro.com/>

²⁴² S. 264, Table A.1a: World Energy Supply. In: IEA. World Energy Outlook, 2023, siehe: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> - Zugriffen: 20.11.2023.

²⁴³ Meines Wissens gibt es nur einen Bericht, der diese hohe weltweite Zahl von benötigter elektrischer Energie nennt, von 115.000 TWh, dies ist der Mission Possible Report, siehe S. 112. Unter Einbeziehung von Effizienzgewinnen könnten es auch nur 86.000 TWh sein. Ausgegangen wird grob von einer Verfünffachung der derzeitigen Elektrizitätsproduktion von 20.000 TWh, S. 112, siehe: Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors. November 2018, der Energy Transitions Commission ETC, siehe : <https://www.energy-transitions.org/publications/mission-possible/> - Zugriffen: 04.08.2024.

30.000 Terawattstunden mit dem Landwindpark Werder Kessin, 144 MW Leistung. Rechnung: 30.000 TWh / 0,3 TWh bzw. 300 Gigawattstunden = **100.000 mal**

Wie wurde die Leistung berechnet? $144 \text{ MW} * 8760 = 1.261.440 \text{ MWh}$ * ich nehme hier einen Kapazitätsfaktor von 0,25 = 315.360 MWh, das sind 315 Gigawattstunden, **das sind 0,3 Terawattstunden**.

Die 28 Windkraftanlagen bei Werder Kessin sind ein Mix: 15 Anlagen Enercon E-126, mit 7,5 MW und einem Rotordurchmesser von 127 Meter, damals die leistungsstärkste Windkraftanlage. Weiterhin wurden 13 Enercon E-82 mit jeweils 2,3 MW gebaut. Die Kosten des Projekts betragen 220 Millionen Euro.

10.000 Terawattstunden Offshore Hohe See / Albatros, 639,45 Leistung. Rechnung: 10.000 TWh / 2,5 TWh bzw. 2500 Gigawattstunden) = **4000 mal**

Er verfügt über 87 Windkraftanlagen von Siemens Gamesa SWT-7.0-154 mit einer Leistung von 7,35 MW mit einer Gesamtleistung von 639,45 MW (Hohe See 71, Albatros 16 = 87).²⁴⁴ Diese erreichen, so die Betreiberwebseite der EnBW, eine Jahresproduktion **von 2500 Gigawattstunden bzw. 2,5 Terawattstunden**. Die Kosten betragen geschätzt 2 Mrd. Euro, da der daneben liegende, etwas größere Windpark He Dreiht 2,4 Mrd. Euro gekostet hat.

Ich kann hier nur mit öffentlich verfügbaren Daten arbeiten. Die Anlagenbetreiber veröffentlichen ihre genauen Leistungsdaten nicht (klar, es geht um das Schicksal der Menschheit, aber meine genauen Leistungsdaten veröffentliche ich nicht, ich habe beim Betreiber von Werder Kessin jedenfalls nachgefragt, aber sie stellen die Daten nicht zur Verfügung 😊). Jede Solar- und besonders jede Windkraftanlage hat ein eigenes Leistungsprofil, je nach Lage, siehe dazu zum Beispiel die Fördergesellschaft Windenergie, die eine Liste von Gutachtern und Prüflaboren zur Verfügung stellt.²⁴⁵ **Aus diesen Gründen sind meine Daten nur grobe Schätzungen**. Alle Fußnoten dazu und weitere Daten finden sich in Teil 1.

Um diesen Ausbau von 150.000 TWh bis 2050 zu schaffen, dies rechne ich in Teil 1 aus, muss **die weltweite Produktionskapazität im Bereich Solar 4 fach so hoch ausgebaut werden und die der Land-Windenergie 10 fach so hoch ausgebaut werden**. Solar muss stark ausgebaut werden, weil dies technisch und von den Rohstoffen her möglich ist. Windenergie ist technisch komplexer und schon der 10 fache Ausbau der Produktionskapazität der Windenergie ist schwer zu schaffen. Offshore-Windenergie kann dies ergänzen, ist aber zu komplex für eine starke Erhöhung der Kapazitäten, weil schon die Produktion von Umspannwerken auf See nicht schnell gesteigert werden kann.

Der Aufbau von Solar- und Windkraft sollte beschleunigt werden, vor allem müssen aber Systeme gesicherter Leistung aufgebaut werden, d.h. Solar- und Windkraft kombiniert mit Großspeichern und als Reserve wasserstofffähige Gaskraftwerke, die dann übernehmen können, wenn keine Sonne oder kein Wind da ist oder es Winter ist. Im Winter hat Solar einen Leistungseinbruch.

²⁴⁴ Siehe Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Hohe_See, siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Albatros - Zugriffen: 27.07.2023.

²⁴⁵ Siehe: <https://wind-fgw.de/themen/akkreditierte-prueflabore-tr-10/> - Zugriffen: 15.07.2025.

Deutschland hat im Jahr 2024 nur 340 einzelne Windkraftanlagen auf dem Land (nicht Windparks) und nur 73 Offshore Windenergieanlagen aufgebaut (nicht Offshore Windparks).²⁴⁶ Dies ist viel zu wenig.

Um die Produktionskapazität für Windkraftanlagen an Land in Deutschland und Europa zu steigern, sollte eine Rationalisierung und Massenfertigung erfolgen und die europäischen Wertschöpfungsketten in diesem Bereich sollten gestärkt werden. Staatliche Kreditbürgschaften bereits in der Genehmigungsphase können helfen die Produktion zu beschleunigen. Es muss aber mehr passieren, in der Diskussion wurden staatliche Abnahmegarantien vorgeschlagen, damit Landwindanlagen nicht mehr ‚nur‘ projektbasiert aufgebaut werden, sondern in Massenfertigung hergestellt und ggf. auf Halde produziert werden können.²⁴⁷ Das ist aus meiner Sicht nicht teuer, aber wirkungsvoll und sollte umgesetzt werden. Dazu sollte ein handelspolitischer Schutz kommen, der europäische Lieferketten im Windkraftbereich schützt und weiter ermöglicht.

Meine Anregung wäre, dass weiterhin jede Windenergiefirma zumindest ein Basismodell haben sollte, das in größeren Mengen produziert wird, das kein Neodym einsetzt, weil dies ein knapper Rohstoff ist. Stattdessen sollte ein fremderregter Generator mit Eisenmagneten eingesetzt werden, wie ihn die Firma Enercon lange Zeit genutzt hat.²⁴⁸ Dieses Modell sollte weltweit in Joint Ventures dieser Firmen in vielen Ländern verbreitet werden, damit viele Länder im Bereich Windkraft Kompetenzen aufbauen können. Auch Teile könnten standardisiert werden, aber es sollten bitte keine günstigen Teile in die EU importiert werden, denn sonst ergibt sich wieder eine Abhängigkeit.

Zum handelspolitischen Schutz für Solar- und Windenergie gleich mehr. Zuerst einmal zum bekannten Fakt, dass der Ausbau von Solar- und Windenergie nicht schneller laufen kann, wenn die Ausweisung von Flächen für die Nutzung durch erneuerbare Energien zu langsam läuft:

Beispiel NRW (mit einer Landesregierung von CDU und Bündnis 90 / Die Grünen):

Im Jahr 2022 hat NRW für benachteiligte Acker- und Grünflächen eine Nutzung durch erneuerbare Energien erlaubt, dies scheint erstmal ein Fortschritt zu sein. Dies wurde aber auf 150 MW Leistung gedeckelt, das wären umgerechnet 21 Windräder mit 7 MW oder etwas weniger als 3 mal der Solarpark Flughafen Barth, der eine Leistung von 68,7 MW hat.²⁴⁹ Diese Ausbaurlaubnis liegt also auf einem viel zu niedrigen Niveau.²⁵⁰

²⁴⁶ Zubau Solar 16,2 GW, Landwind 2,5 GW, Wind auf See 0,7 GW, hier wird die Anzahl von 73 direkt genannt. Bei Landwind rechne ich um. Siehe:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html - Zugriffen: 19.06.2025. Bei Landwind rechne ich um: Werder Kessin hat eine Leistung von 144 MW: 2500 MW / 144 MW = es wurden 2024 17 Windparks der Größe Werder Kessin gebaut, mit 15 Enercon E-126 7,5 MW und 13 Enercon E-82, 2,3 MW, also ca. 20 der großen 7,5 MW Anlagen.

²⁴⁷ S. 32-40, siehe DENA StiPE Bericht 2022: Dena. Entwurf einer industriepolitischen Strategie für erneuerbare Energien und Stromnetze, Stand: 12/2022. Siehe:

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/stakeholderdialog-industrielle-produktionskapazitaeten-fur-die-energiewende.html> - Zugriffen: 02.06.2025.

²⁴⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Enercon> - Zugriffen: 19.06.2025.

²⁴⁹ Siehe: <https://www.baywa-re.de/de/projekte-in-deutschland/barth-i-vi> - Zugriffen: 20.09.2024.

²⁵⁰ Siehe: 10.06.2022 · Position · Solarenergie. Stellungnahme zur Photovoltaik-Freiflächenverordnung. Siehe: <https://www.lee-nrw.de/positionen/stellungnahme-zur-photovoltaik-freiflaechenverordnung-1/> - Zugriffen: 07.02.2025. Siehe auch: <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2022/06/10/118-62a33845049d7.pdf> - Zugriffen: 07.02.2025.

In NRW gibt es derzeit Anstrengungen, das 1,8 % Ziel der Landesfläche für Windkraft schon 2027 zu erreichen, Zeit dafür wäre für alle Bundesländer bis 2032. Das ist erstmal gut. Eine aktuelle Studie zeigt aber, **dass 3,7 % der Landesfläche genutzt werden könnten.**²⁵¹ **Dies wird aber nicht gemacht, man hält sich an die Vorgabe 1,8 %.**

Geworben wird damit, dass 1000 Windanlagen von 2022 bis 2027 zugebaut werden sollen.²⁵²

Bierdeckelrechnungen: 1000 Windkraftanlagen sind, als grobe Schätzung, in Werder Kessin Windparks gerechnet (der Windpark Werder Kessin hat 28 Windanlagen unterschiedlicher Leistung) $1000 / 28 = 35,7$... das wären also 35 Windparks in 5 Jahren, 7 Windparks pro Jahr in NRW. So schafft man die Energiewende garantiert nicht. Welche Leistung bringen die 1000 Windkraftanlagen? $1000 * ca. 7 \text{ MW} = 7000 \text{ MW} * 8760 = 61.320.000 * 0,25 \text{ Kapazitätsfaktor} = 15.330.000 \text{ MWh}$, das sind 15 Terawattstunden: Super, NRW schafft einen Zubau von 15 TWh in 5 Jahren, bei einem insgesamt NRW-Stromverbrauch von 119 TWh im Jahr 2022.²⁵³

Umgerechnet in Wasserstoff sind dies $15 \text{ TWh} / 0,8 \text{ TWh}$ (der Stromverbrauch eines 100 MW Elektrolyseurs) = 18,75 Elektrolyseure a 100 MW ... wie viel Wasserstoff kann man mit diesen 18,75 Elektrolyseuren herstellen? $18 * 10.000 \text{ Tonnen Wasserstoff} = 180.000 \text{ Tonnen Wasserstoff}$. **Man kann also mit den 1000 Windkraftanlagen die derzeit im Aufbau befindliche Midrex-Direktreduktionsanlage in Duisburg mit Strom für den Elektrolyseur versorgen, schon bei den 3 anderen Hochöfen in Duisburg muss der Strom und / oder der Wasserstoff eben von der Nordsee und aus anderen Ländern kommen.** Und: Wäre es nicht auch sinnvoll, wenn der an die neue Direktreduktionsanlage angeschlossenen Schmelzer, der Open Bath Furnace OBF von SMS auch über Grünstrom laufen könnte? NRW kommt also nicht einmal auf die Idee, eine dem zukünftigen Umbau der Industrie angepasste Planung zu machen. **Man hätte z.B. statt 1000 Windräder 4000 Windräder aufbauen können**, das wären (geteilt durch / 28 Windkraftanlagen) ,nur‘ 142 Windparks gewesen, damit hätte man, grob geschätzt, die 3 anderen Hochöfen und die OBF Schmelzanlage mit Strom versorgen können, wohlgemerkt geht es gerade nur um Duisburg. Ich fahre viel Auto und auch Bahn, ich kann sagen, dass für 142 Windparks in NRW noch genug Platz ist. Der Aufbau der 1000 Windräder in NRW liegt derzeit im Zeitplan, von Januar bis Juli 2025 wurden 101 neue Windräder an das Stromnetz angeschlossen, dies wird als Erfolg gemeldet, bis Mai 2027 sollen die 1000 neuen Windkraftanlagen fertig gebaut sein.²⁵⁴

Klar, man darf sich über jeden kleinen Erfolg natürlich freuen, aber letztlich wird hier weder die Öffentlichkeit richtig über die Dimensionen eines möglichen Wasserstoffverbrauchs in NRW informiert, es besteht weder ein Umbauplan, noch werden die Bürger und die Industrie gebeten, beim Aufbau von erneuerbaren Energien mit eigenen Initiativen mitzuhelfen.

²⁵¹ Siehe: <https://www.wirtschaft.nrw/themen/energie/erneuerbare-energien/task-force-ausbaubeschleunigung-windenergie-nrw> - siehe dort die Flächenanalyse Studie aus dem Jahr 2023: https://landesplanung.nrw.de/system/files/media/document/file/flaechenanalyse_windenergie_zwischenbericht_nrw_-_stand_8.03.2023.pdf - Zugriffen: 17.06.2025.

²⁵² Siehe: <https://www.wirtschaft.nrw/themen/energie/erneuerbare-energien/task-force-ausbaubeschleunigung-windenergie-nrw> - Zugriffen: 24.06.2025.

²⁵³ S. 9, siehe: https://www.energieatlas.nrw.de/site/Media/Default/Dokumente/230328_Auswertungen_StrommarktmonitoringNRW.pdf - Zugriffen: 24.06.2025.

²⁵⁴ Als Leitartikel auf Seite 1. Peter Berger. NRW bei Ausbau von Windkraft auf Rekordkurs. Rhein-Sieg-Anzeiger, 15.07.2025.

Soweit ich es verstehe, gibt es in NRW auch keine direkte Förderung für den Aufbau von Elektrolyseuren, nur ein Hilfsangebot.²⁵⁵ Im NRW-Wasserstoff-Importkonzept, Juli 2024, wird berichtet, dass man sich einmal mit der Industrie im Jahr 2023 getroffen hat, um „gemeinsam mit der nordrhein-westfälischen Industrie und den Infrastrukturunternehmen ein Zielbild zu erhalten“²⁵⁶, dies gelang aber offenbar nicht, in der Diskussion wurde z.B. ‚nur‘ festgestellt, dass die Transportinfrastruktur wichtig. Es gab mehrere Delegationsreisen nach Schottland, Belgien, Dänemark und die Niederlande, geplant waren Reisen nach Spanien und Portugal.²⁵⁷ Ist das genug? Warum fährt Ministerpräsident Hendrik Wüst nicht mit hochrangigen Industrievertretern nach Schottland? England und Schottland haben bereits konkrete Projektideen, siehe Teil 1, siehe diese Machbarkeitsstudie vom 23.04.2025²⁵⁸ und Schottlands Pläne.²⁵⁹

Im Solarbereich können die Gemeinden über den Ausbau entscheiden, das lässt nicht gerade Dynamik erwarten – was aber noch ungünstiger ist: Agri-PV wurde etwa in NRW bisher offenbar ganz vergessen, es gibt dafür keine klare Regelung geschweige denn Anreize.

Positiv ist, dass es in vielen Bundesländern nun Bürgerenergiegesetze gibt, die besagen, dass Bürger ganz in der Nähe von Windenergieanlagen beteiligt werden müssen, das erhöht die Akzeptanz. Mein Eindruck ist aber, dass die Bürgerenergiegesetze zu kleinräumig denken.

Meine Anregung wäre, **dass man bei den Bürgerenergiegesetzen auch eine Lösung für eine ganze Region ermöglichen sollte**, also regionale Bürgerenergieparks, auch weil die Bürger dadurch viel mehr Vorteile erhalten könnten, als bei den Bürgerenergiegesetzen. In einer Region mit 30 Windparks, mehreren Gemeinden und z.B. drei Kleinstädten könnte man viel mehr ‚Umverteilen‘ und die Bürger könnte davon viel stärker profitieren, als nur bei einer Gemeinde. Man könnte auch unkonventionelle Ideen wie 1000 freie Ladestellen, freie Ladestellen für E-Roller und Scooter und verbilligten Strom für Privatpersonen in dieser Region verfolgen. Die Politik könnte z.B. erwähnen, dass man mit dem Aufbau regionaler Bürgerenergieparks einen europaweiten Plan verfolgt, z.B. zum Umbau der Stahl- und Chemieindustrie. Dann würde es Spaß machen! Wir wollen alle unsere Industrie erhalten!!! Dies könnte vor allem auf dem Land zur Popularität des Windkraftausbaus beitragen und eine echte Dynamik erzeugen, weil dann an die Planungsbehörden vielleicht auch aktiv Wünsche nach Ausweisung von Flächen für die Windkraftnutzung herangetragen werden würden.

Dass so etwas funktionieren würde, sieht man auch an NRW: Das Interesse an Bürgerenergie-Genossenschaften ist hier groß. Siehe etwa die REA Firmengruppe aus Düren, die in der Region um Düren herum 14 Windparks aufgebaut hat, weitere 5 sind in Bau oder in Genehmigung und dabei werden auch Bürgerenergie Genossenschaften gegründet und angeboten. Dies sind kleinere Windparks mit Leistungen von 2,3 bis 43,2 MW, insgesamt ist eine Leistung von 144 MW in Betrieb.²⁶⁰

²⁵⁵ Siehe die Leitstelle H2.NRW: <https://www.energy4climate.nrw/unternehmen/h2nrw> - Zugriffen: 17.07.2025.

²⁵⁶ S. 19, siehe: https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/2024-10-07-mwike_br_wasserstoff-importkonzept.pdf – Zugriffen: 15.07.2025.

²⁵⁷ S. 19-20, siehe: https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/2024-10-07-mwike_br_wasserstoff-importkonzept.pdf – Zugriffen: 15.07.2025.

²⁵⁸ Siehe: https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/U/uk-germany-joint-feasibility-study-on-the-trade-of-hydrogen.pdf?__blob=publicationFile&v=9 – Zugriffen: 27.05.2025.

²⁵⁹ Schottland kann sich in einem Export-Szenario vorstellen für 94 TWh grünen Wasserstoff pro Jahr nach Europa zu schicken. S. 7 und S. 10. Siehe: https://www.netzerotc.com/wp-content/uploads/2023/09/NZTC-Hydrogen-Backbone-Link-Report-2.pdf?vgo_ee=zzFXxf0YZ6MFJDISOW%2Bm5CC92CtH0nJ8VOUF6Y5AuEMAXFlig%3D%3D%3AVJB75a0EtqMf2Hhg5yOMAKuDoICt8NAX – Zugriffen: 05.01.2025.

²⁶⁰ Siehe: <https://www.rea-dn.de/windenergie/unsere-windparks-10739/> - Zugriffen: 07.07.2025.

Die Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland sind von ihrer Dimension her richtig. Mit dem heutigen Ausbautempo von 39 TWh pro Jahr, würde man bis 2050 1250 TWh Leistung erneuerbarer Energien erreichen. Die Bundesnetzagentur gibt als höchsten Wert für 2045 aktuell **1275 TWh Bruttostromverbrauch an, die Industrie liegt davon bei 354,5 TWh**, hier wird auch Wasserstoff beachtet.²⁶¹

Ich werde mit meinen Rechnungen allerdings schon deshalb in eine höhere Richtung getrieben, weil ich davon ausgehen, dass die Stahl- und Chemieindustrie insgesamt 10.000.000 Tonnen Wasserstoff braucht (Stahl: 3,6 Mill., Chemie ca. 6 Mill. Tonnen), das sind 1000 mal ein 100 MW-Elektrolyseur, dafür braucht man ca. 800 TWh Strom.²⁶²

Am Rande: nochmal an die Adresse der Personen, bei denen schon der Begriff Elektrolyseur zu allergischen Reaktionen führt: Selbst wenn wir eines Tages Fusionsenergie beherrschen würden oder in Deutschland wieder Atomkraft nutzen sollten, **bräuchte man Elektrolyseure**, die Stahlindustrie braucht Wasserstoff als Reduktionsagent und die Grundstoffchemie Wasserstoff zur Erzeugung von Naphtha, Ethylen und Propylen als Vorstufe zu vielen andere Chemikalien.

Mit meinen Rechnungen anhand konkreter **Zahlen berechne ich für Deutschland einen Strombedarf von 2000 TWh bis 3000 TWh**, wohlgemerkt nach der Energiewende, wenn wir weiter einen Bruttostromverbrauch von 549 TWh haben, überall Wärmepumpen (73,6 TWh) laufen und 48 Mill. E-Autos fahren (180 TWh), es E-LKW gibt (61,2 TWh), Rechenzentren Strom brauchen (18 TWh) und eben z.B. für 800 TWh Elektrolyseure laufen (nicht nur für Stahl, Chemie, sondern auch für die wasserstoffbetriebenen Gaskraftwerke für die Stabilisierung der Stromversorgung und die Stromversorgung im Winter, für die Schifffahrt, und den Flugverkehr, der kleine Prozentsätze synthetisches Kerosin nutzen soll), siehe Teil 2, dies sind $549 + 73,6 + 180 + 61,2 + 18 + 800 = 1681,8$ TWh. Wie viel ist dies in erneuerbaren Energien?

2000 TWh in einem Mix erneuerbarer Energien sind: 1200 TWh produzieren Solarparks vom Typ Solarpark Barth $1200 \text{ TWh} / 0,06 \text{ TWh}$ (jährliche Leistung des Solarparks) = 20.000 mal diese Solarparks brauchen wird; 600 TWh wird von Landwindparks vom Typ Werder Kessin hergestellt: $600 \text{ TWh} / 0,3 \text{ TWh}$ (jährliche Leistung des Windparks) = 2000 mal diese Windparks sind nötig; 200 TWh wird von Offshore Windparks abgedeckt: Offshore Hohe See / Albatros $200 \text{ TWh} / 2,5 \text{ TWh}$ (jährliche Leistung des Windparks) = wird benötigen 500 mal dieser Offshore-Windparks.

3000 TWh sind: 2000 TWh Solarpark Barth $2000 \text{ TWh} / 0,06 \text{ TWh} = 33.333$ mal dieser Solarpark; 800 TWh Landwind Werder Kessin $800 \text{ TWh} / 0,3 \text{ TWh} = 2.666$ mal dieser Windpark; 200 TWh Offshore Hohe See / Albatros $200 \text{ TWh} / 2,5 \text{ TWh} = 500$ mal dieser Offshore-Windpark.

Wenn wir keine großen Solarflächen aufbauen wollen, dann müsste man alles auf Landwind umstellen: Bei 2000 TWh / 0,3 = 6666 Werder Kessin, bei 3000 TWh / 0,3 = 10.000 mal Werder Kessin. Wohlgermerkt nicht Windkraftanlagen, sondern 6666 oder 10.000 Windparks: Werder Kessin verfügt über 15 Enercon E-126 / 7,5 MW und 13 Enercon E-82 / 2,3 MW Windkraftanlagen.²⁶³

²⁶¹ S. 47, siehe:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_S_R_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2

²⁶² Dafür braucht man, wie schon gesagt 8330 Solarparks Barth Flughafen, 240 Landwindparks Werder Kessin und 40 Offshore Windparks Hohe See Albatros.

²⁶³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark_Werder/Kessin - Zugegriffen: 15.07.2025.

Bis 2050 müsste man bei 6666 Windparks * 28 = 186.648 Windkraftanlagen bauen / verteilt auf 25 Jahre sind dies 7465 Windkraftanlagen pro Jahr. Bei 10.000 Windparks * mal 28 Windkraftanlagen = 280.000 Windkraftanlagen bauen / verteilt auf 25 Jahre sind 11.200 Windkraftanlagen pro Jahr. Derzeit schaffen wir 340 Windkraftanlagen pro Jahr aufzubauen (diesen Ausbau muss man also * 21 oder * 32 fach erhöhen). Deshalb geht es eben nur mit einem Mix von erneuerbaren Energien und es ist eben auch ein Ausbau der Solarenergie nötig, siehe dazu in meinem Text Teil 1. Man kann sich die Dimensionen aber gut vorstellen: selbst wenn Land-Windkraft nur die Hälfte beiträgt, sind es immer noch ca. 5000 Windkraftanlagen pro Jahr, die man aufbauen müsste und wenn es gelingt, viel Wasserstoff zu importieren, dann brauchen wird in Deutschland vielleicht nur noch 3000 Windkraftanlagen pro Jahr im Ausbau (das wären ‚nur‘ 107 Windparks, das muss man doch schaffen können!!!!). Dies sind aber immer noch mehr als 340 Windkraftanlagen im Jahr, die **Produktionskapazität muss also erhöht werden: eben 10 fach so hoch**. Die durch Wasserstoffimporte gesparten Solarparks und Windparks müssen dann aber im Ausland aufgebaut werden. **Aus diesem Grund muss eben die Kapazität der Solar- und Windkraftproduktion weltweit dringend erhöht werden.**

Wie sieht das aus der Sicht der Landfläche Deutschlands aus? Deutschland hat 357.592 km². Ich habe den Solarpark Barth und den Landwindpark Werder Kessin auf Google Maps ausgemessen, ersterer braucht 1 km² Fläche, zweiterer 14 km² Fläche.

Nimmt man nun den hohen Wert, von 3000 TWh Strombedarf in Deutschland nach der Energiewende, sind dies 33.333 mal der Solarpark Barth * 1 km² = 33.333 km²; und 2666 Werder Kessin * 14 km² = 37.325 km². Das wären also ca. 70.000 km² für erneuerbare Energien. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Deutschland beträgt 166.000 km²²⁶⁴, dort ist genug Platz für 37.325 km² Landwind. Aber 33.333 km² für Solarparks wird sportlich. Daran erkennt man, wie wichtig Agri-PV ist und man erkennt, wie gut es ist, dass Windenergieanlagen auf Feldern stehen können und weiter drumherum Landwirtschaft betrieben werden kann.

Man erkennt daran auch, dass es in Deutschland nicht unendlich viel Platz gibt und es für Deutschland schon aus diesem Grund vernünftig wäre, Wasserstoff zu importieren. In der Importstrategie Wasserstoff vom BMWK ist für 2030 von 50 % bis 70 % die Rede.²⁶⁵ NRW möchte sich den Aufbau von erneuerbaren Energien für Wasserstoff fast ganz sparen, das Wasserstoff-Importkonzept von NRW besagt, dass NRW 90 % seines Wasserstoffbedarfs importieren möchte (aus anderen Bundesländern und anderen Ländern).²⁶⁶ Für NRW ist das Leben eben ein Wunschkonzert, für das man auch nichts tun muss, man wartet einfach, bis der Wasserstoff von selbst kommt, siehe schon oben! Insgesamt gesehen gibt es in Deutschland aber genug Platz für erneuerbare Energien, es ist auch genug Wasser für die Elektrolyse da.²⁶⁷

²⁶⁴ Siehe: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/flaechennutzung-und-bodenmarkt/bodenmarkt-deutschland-landwirtschaft.html> - Zugriffen: 02.07.2025.

²⁶⁵ S. 2, siehe:

https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18 – Zugriffen: 15.07.2025.

²⁶⁶ Siehe: <https://www.wirtschaft.nrw/nordrhein-westfalen-veroeffentlicht-wasserstoff-importkonzept> - Zugriffen: 15.07.2025.

²⁶⁷ In Deutschland haben sich die Wasserentnahmen von 46 Mrd. Kubikmeter 1991 auf 20 Mrd. Kubikmeter / m³ 2023 halbiert. 9 Mrd. Kubikmeter wurde für Kühlzwecke in der Industrie entnommen und wieder ins Oberflächenwasser oder Grundwasser gelassen oder es verdunstet (300 Mill. Kubikmeter). 5,4 Mrd. Kubikmeter werden von der Industrie, 5,4 Mrd. Kubikmeter werden von privaten Haushalten genutzt. Die Landwirtschaft hat bisher kaum Wasser für die Bewässerung benutzt, dies steigt aber seit einiger Zeit an, etwa 2019 450 Mill. Kubikmeter. Für 1 kg grünen Wasserstoff braucht man 10 Liter Wasser, für 1 Tonne grünen Wasserstoff braucht man dementsprechend: 10 * 1000 = 10.000 Liter. 1 Liter Wasser wiegt 1 kg, 1000 Liter Wasser wiegt 1 Tonne und entspricht 1 Kubikmeter. 10.000 Liter Wasser sind somit 10 Kubikmeter Wasser. Nun geht es bei der

Die Instrumente des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland (Bundesnetzagentur, in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern – nach oben hin verbunden mit der EU und deren Netzplanung bzw. Pipelineneetzplanung – nach unten hin verbunden mit der Flächenfreigabe durch die Bundesländer und Gemeinden bei Solar) mögen schwerfällig sein, man sollte aber abwarten, bis die Nord-Süd-Stromverbindungen in Deutschland verfügbar sind, dann wird vieles besser laufen. Dazu kommt, dass die Bundesnetzagentur nun mit einer regionalen Planung beginnt, die Netzausbau spart.

Man kann viel kritisieren an den Strompreisen, Netzentgelten, der Ausbaugeschwindigkeit, dem EEG etc. kritisieren, aber die Alternative, die sogar im EEG-Gesetz steht, den Aufbau der erneuerbaren Energien freizugeben (wenn der Kohleausstieg beendet ist), und die Firmen sich selbst erneuerbare Energien aufbauen lassen, wird aus meiner Sicht den Ausbau erneuerbarer Energien und von Systemen gesicherter Leistung nicht viel beschleunigen, man braucht dann immer noch Netzausbau und es wird noch deutsche Bebauungspläne geben (und die Firmen können ihren Ausbau erneuerbarer Energien ggf. gar nicht finanzieren, also muss der Staat doch wieder die Finanzierung subventionieren). Also lieber bei dem bestehenden System bleiben und es langsam ins Rollen bringen ... wenn es dann in einer gewissen Geschwindigkeit endlich rollt, dann kann es viel schaffen, auch weil sich in diesem System viele Akteure untereinander absprechen und beteiligt sind.

Nun zum Thema Industriepolitik: Für den Aufbau der europäischen Solarindustrie sind staatliche Subventionen nötig, dies versucht gerade Frankreich und Italien (und die Europäische Investitionsbank EIB), Deutschland könnte wenigstens am Rande mal Meyer Burger retten. Man muss die Subventionen dabei flexibel einsetzen dürfen, nicht nur einmal. Man muss sehen, dass dabei die europäische Beihilfekontrolle nicht im Wege steht, diese ist aber bereits viel flexibler geworden.

Der Aufbau der europäischen Solarindustrie sollte mit Antidumping ‚undertakings‘ geschützt werden, denn die chinesischen Hersteller sind günstiger als europäische Hersteller und werden dies noch in vielen Jahren sein. Mindestpreise und eine Mengengrenzung in GW können dabei ein Ausgangspunkt sein. Aber allein darauf sollte man sich nicht verlassen, dies ist schon einmal gescheitert, Anfang bzw. Mitte der 2010er Jahre, hier waren die Mindestpreise allerdings niedrig und die Mengenbeschränkung großzügig bemessen. Man braucht deshalb neuartige Ideen für die Situation nach der Zollschanke bzw. für eine stabile Nachfrage nach europäisch produzierten Modulen: Vorgeschlagen wurde etwa von der Wirtschaftswissenschaftlerin Claudia Kemfert ein sog. Resilienzbonus, sprich: höhere Fördersummen für Solarprojekte, die europäisches Material einsetzen²⁶⁸ ... meine Anregung ist die einer Projekt-Teil-Quote, am Anfang 20 % europäisch, 80 % chinesisch, diese steigt an, wenn die europäische Produktion von Solarzellen bzw. Modulen erhöht

Energiewende aber ggf. um 10.000.000 Tonnen Wasserstoff * 10 Kubikmeter Wasser = 100.000.000 Kubikmeter Wasser. Also 100 Mill. Kubikmeter. Nun wird das Wasser bei der Elektrolyse vorher noch umgeformt, zu Reinstwasser (UPW, ultra pure water) und dabei kann man statt 10 Liter zwischen 12 (Oberflächenwasser) und 30 Liter (Meerwasser) Wasser benötigen. Dann würde man im Höchstfall 120 Mill. bis 300 Mill. Kubikmeter brauchen und zusätzlich noch Kühlwasser. Auch dies kann man schaffen, es kann aber auf regionaler Ebene zu Problemen kommen, je nach der Versorgungsstruktur der Wasserwerke. Weiter wäre es denkbar, Meerwasser zu entsalzen, einige Projekte sind bereits an der Nordsee situiert (aber noch ohne Entsalzungsanlagen). Wasser ist für die Elektrolyseure also genug da. Siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluesel-im-kuenftigen-energiesystem#Wasserverf%C3%BCgbarkeit> – Zugegriffen: 14.10.2024, und siehe DVGW. Genügend Wasser für die Elektrolyse. Stand: Februar 2023: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2o-fuer-elektrolyse-dvgw-factsheet.pdf> - Zugegriffen: 08.06.2025.

²⁶⁸ Siehe: <https://www.mdr.de/nachrichten/podcast/kemfert-klima/audio-solar-resilienzbonus-ccs-nordsee-100.html> - Zugegriffen: 29.06.2025.

wurde, 2035 sind es dann 60 % europäisch und 40 % chinesisch ... mit Projekt-Teil-Quote ist gemeint, dass jedes Solarprojekt in der EU in EU/China aufgeteilt wird, zwei Modulsettings, zwei Wechselrichter, zwei Akkustacks, aber was macht man mit der Handysoftware? Auch dies ist aber eigentlich technisch kein Problem, man muss es nur wollen. Aber: ... neue Ideen sind willkommen, wie man nach der Einfuhr kontinuierlich steigende Nachfrage für europäische Solaranlagen schaffen kann, und parallel dazu weiter aus China importieren kann, da derzeit die europäische Produktionskapazität für den Bedarf in Europa nicht ausreichend ist ... wobei eben beachtet werden muss, dass chinesische Produkte auch in vielen Jahren noch günstiger sein werden. Dazu kommt, dass es auch politisch nicht wünschenswert ist, wenn überhaupt kein Handel stattfindet, es ist also vorstellbar, dass man den EU Solarmarkt 60 % EU / 40 % China aufteilt, aber bis 60 % EU muss man erstmal kommen und der Schutz der europäischen Industrie muss administrativ einfach umsetzbar sein. Auch eine komplexere Marktregulierung auf der Basis eines Antidumping ‚undertakings‘ wäre denkbar, die eine Vielzahl von Regeln und Einschränkungen enthalten kann.

Im Bereich Windkraft sollte der EU-Markt ebenso geschützt werden, besonders auch gegen einen Teilehandel. Bei einem politischen Kompromiss könnte man vielleicht einen 10 % Anteil des EU Marktes für chinesische Firmen zulassen, aber nicht ansteigend, und nur mit 100 % chinesischen Anlagen. Wenn man ein globales Sourcing für alle Teile von Windkraftanlagen einführen würde, wären Standorte mittelständischer Firmen in Deutschland, in Polen, in Portugal, vielen weiteren europäischen Staaten und der Türkei in Gefahr. Das muss mit Schutzzöllen verhindert werden. Soweit mein Informationsstand ist, ist der Anteil von Teilen von Windkraftanlagen, die importiert werden, noch nicht sehr hoch, aber z.B. Rotorblätter werden aus Portugal und der Türkei bezogen, einzelne Fundamente offenbar aus China. Es gibt zwei erste chinesische Offshore-Windparks in Europa: eine kleine Anlage in Italien und der Windpark Waterkant vor Borkum vom Investor Luxcara. Warum muss man die starke europäische Windkraftindustrie überhaupt schützen? Weil chinesische Windkraftanlagen günstiger als europäische sind und zwar wahrscheinlich auch in Zukunft. Strom aus chinesischen Landwindanlagen kann in China z.B. 24 % günstiger hergestellt werden.²⁶⁹

Bei Akkus sollte dagegen kein Schutz erfolgen, da man mit chinesischen Firmen kooperieren muss, die einen technologischen Vorsprung haben. Die chinesischen Hersteller CATL und Gotion (hier ist VW beteiligt, Gotion hilft VW beim Aufbau der PowerCo Fabrik in Salzgitter) haben Fabriken in Europa, BYD noch nicht, aber BYD hat eine E-Auto-Fabrik in Szeged, die Ende 2025 die Produktion beginnen soll, ebenso haben der taiwanische Batteriehersteller LG und die koreanischen Hersteller Samsung SDI und SK Innovation Fabriken in der EU. Insofern wären Schutzzölle nicht ganz unmöglich, da einige Hersteller schon in Europa präsent sind, aber ob davon europäische Hersteller wie ACC von etwas höheren Preisniveaus profitieren würden? Bei Elektroautos laufen derzeit Verhandlungen über einen Mindestpreis für E-Autos aus China, dies erscheint sinnvoll, um VW, Stellantis, Renault etc. zu schützen, aber diese Firmen müssen endlich ihre günstigen E-Autos herausbringen. Und es sollte eine E-Auto Prämie für niedrige Einkommensgruppen geben, die sich sonst nur Gebrauchtwagen kaufen können.

Um die Treibhausgasemissionen weltweit zu verringern, ist es unerlässlich, dass die vielen Kohlekraftwerke in China (Anzahl: 3269), Indien (850) und USA (391) und Russland (277) und Indonesien (276)²⁷⁰ schnell stillgelegt werden oder jedenfalls irgendetwas passiert, meinetwegen auch Post-Combustion-CO₂-Auffanganlagen eingebaut werden. Mal grob rechnet: 5000 Kohlekraftwerke und für je 100 Mill. Euro eine größere Post-Combustion Anlage sind 500 Mrd. Euro. Wohin dann mit dem CO₂ ... wenn die Chemieindustrie noch nicht so weit ist ... Speichern ... CCS ... oder vielleicht

²⁶⁹ Siehe: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/> - Zugriffen: 15.07.2025.

²⁷⁰ Siehe: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/> - Zugriffen: 15.07.2025.

gelingt es doch einmal, in großem Stil CO₂ zu festem Kohlenstoff zu machen, wie das NECOC Projekt auf kleiner Ebene gezeigt hat.²⁷¹ Siehe zum Thema Kohlekraftwerke zur OECD-Welt von E3G den No New Coal Progress Tracker²⁷² und für die weltweite Ebene die Daten von Global Energy Monitor.²⁷³ Die weltweit in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke kommen für 10,5 Mrd. Tonnen CO₂-Emissionen jährlich auf²⁷⁴, das sind 20 % der jährliche nTreibhausgas-Emissionen von 53 Mrd. (2022). Die Kohlekraftwerke werden hauptsächlich dazu eingesetzt, um Strom zu erzeugen, sie sind also durch erneuerbare Energien in Kombination mit Speichern bzw. wasserstofffähigen Gaskraftwerken ersetzbar.

China emittiert 15 Mrd. Tonnen von den weltweit 53 Mrd. Tonnen Treibhausgasen, das sind 28 % (2022).²⁷⁵ Das ist zu viel, selbst wenn man beachtet, dass China auch viele energieintensive Produkte für die westlichen Märkte herstellt, und z.B. das Schmelzen von Quarzsand im Lichtbogenofen für die Herstellung von Solarzellen durchführt. China hat es ganz klar in der Hand, ob der weltweite grüne Umbau gelingt. China hat im Jahr 2020 erklärt, dass es bis 2060 klimaneutral sein will, darauf hat Joseph Borell, Hoher Vertreter der Europäischen Union für Außen- und Sicherheitspolitik mit dieser Rede reagiert.²⁷⁶ Die EU und China haben zum Anlass des EU-China Gipfeltreffens am 24. Juli 2025 ihre weitere Zusammenarbeit zur Bekämpfung des Klimawandels erklärt, mit weiterer bilateraler Kooperation und multilateraler Kooperation für einen erfolgreichen Abschluss des COP30 Treffens der UNFCCC vom 10. bis 21. November 2025 in Brasilien.²⁷⁷ China hat am 1. Februar 2021 ein Emissionshandelssystem eingeführt, in das 2225 Unternehmen aus dem Energiesektor einbezogen wurden, anfangs gab es kostenlose Zuteilungen von Berechtigungen. Dadurch wurde ein CO₂ Preis in China etabliert. Dieses System reguliert 3.500 Mill. Tonnen CO₂ bzw. 3,5 Mrd. Tonnen CO₂ und ist damit größer als das EU ETS (weltweit stehen die Emissionen bei 53 Mrd. Tonnen).²⁷⁸ Siehe auch das NDC Dokument von China hier.²⁷⁹ Zum Thema Emissionshandel gab es zuvor ein deutsches GIZ Entwicklungshilfe- bzw. Zusammenarbeits-Projekt 2012 bis 2023²⁸⁰, dies ist ein Erfolg der Entwicklungszusammenarbeit.

Im E3G Bericht zur EU Stahl Transformation wird über China gesagt: „is investing heavily in H2-DRI and electrolyzers.“²⁸¹ Das hört sich so an, als ob China uns bei grünem Stahl weit voraus ist, dies ist aber nicht der Fall. Das finnische Center for Clean Energy and Air CREA untersucht u.a. die chinesische Klimapolitik im Bereich Stahl, siehe diesen Kurzbericht aus dem 2. Halbjahr 2024 Urge

²⁷¹ Siehe: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/news/2023/necoc-projektteam-erhaelt-gips-schuele-forschungspreis-2023> - Zugriffen: 24.07.2025.

²⁷² Siehe: <https://www.e3g.org/news/no-new-coal-progress-tracker/> - Zugriffen: 15.07.2025.

²⁷³ Siehe: <https://globalenergymonitor.org/>

²⁷⁴ Siehe die Tabelle Coal Plants by Region: Annual CO₂: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/summary-tables/> - Zugriffen: 15.07.2025.

²⁷⁵ S. 75, Key Figures on the EU in the world, 2025 Edition, siehe:

<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/15216629/21242093/KS-01-25-002-EN-N.pdf> - Zugriffen: 15.07.2025.

²⁷⁶ Siehe: https://www.eeas.europa.eu/eeas/china-%E2%80%93-co2-neutralit%C3%A4t-im-jahr-2060-ein-m%C3%B6glicher-wendepunkt-f%C3%BCr-das-klima_de – Zugriffen: 11.04.2025.

²⁷⁷ Siehe: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2025/07/24/joint-eu-china-press-statement-on-climate/> - Zugriffen: 25.07.2025.

²⁷⁸ Siehe: https://www.international-climate-initiative.com/iki-medien/artikel/china_startet_nationalen_emissionshandel/ - Zugriffen: 11.04.2025.

²⁷⁹ Siehe: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/China%E2%80%99s%20Achievements%2C%20New%20Goals%20and%20New%20Measures%20for%20Nationally%20Determined%20Contributions.pdf> – Zugriffen: 11.04.2025.

²⁸⁰ Siehe: <https://www.giz.de/de/weltweit/33978.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

²⁸¹ S. 12, E3G. The State of European Steel Transition, 19.03.2025. Siehe: <https://www.e3g.org/wp-content/uploads/The-State-of-the-European-Steel-Transition-Report.pdf> - Zugriffen: 19.07.2025.

for Reform: Chinas will den Höhepunkt seiner Emissionen im Stahlbereich erst im Jahr 2030 tätigen (!) und hat eine Steel Carbon Neutrality Roadmap vorgelegt, die besagt, dass Stahl 2060 klimaneutral sein soll. Dazu soll bis 2030 mehr als 20 % Elektrolichtbogenstahl erzeugt werden, der Anteil liegt derzeit erst bei 10 % der Stahlproduktion. Zwar wurden 2024 Anfang des Jahres nur Elektrolichtbogenöfen genehmigt, und es gab Hoffnung auf einen Politikwechsel in China, dann wurden im Sommer 2024 doch wieder Hochöfen genehmigt. Die Steel Carbon Neutrality Roadmap besagt bis 2060 150 Mill. Tonnen Kapazität für grünen Direktreduktionsstahl zu schaffen, dafür müssten in den 35 Jahren bis zum Jahr 2060 dann 50 Direktreduktionsfabriken mit einer Kapazität von 3 Mill. Tonnen aufgebaut werden müssen, also 1,4 Fabriken pro Jahr. 150 Mill. Tonnen grüner Stahl hätte dann aber immer noch nur einen 15 % Anteil an der chinesischen Produktion, die 2024 bei 1 Mrd. Tonnen Stahl lag, bei einer Produktionskapazität von 1,3 bis 1,4 Mrd. Tonnen Stahl. Es wäre nicht ganz unmöglich, die Anlagen für den grünen Stahl aufzubauen, damit wurde aber noch nicht wirklich begonnen: Zwischen 2021 und 2024 wurde erst eine grüne Stahlanlage mit 1 Mill. Tonnen Kapazität in Betrieb genommen, von Baowu Stahl in Zhangjiang, und für 4,6 Mill. Tonnen sind grüne Stahl-Projekte genehmigt worden. Die Stahlindustrie wurde Ende 2024 in das chinesische Emissionshandelssystem einbezogen.²⁸²

--- Soweit mal. Stand: 25.07.2025, mit einigen Ergänzungen in der Zeit danach, etwa vom 18.01.2026,
© Uwe Hermanns, Trade Focus Consult, www.tradefocus.de/consult ---

²⁸² S. 6, 13-15, siehe: https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2025/02/CREA_China-Steel-Biannual-Review_2024-H2.pdf - Zugriffen: 20.07.2025.