

Teil 2. Industrie, Zement, CCS, Elektrolyseure, Chemie, Beispiel Deutschland

2. Intro

Der Treibhausgas THG-Ausstoß der Welt beträgt also 53.000 Megatonnen (Mt) oder 53 Gigatonnen, das sind 53 Mrd. Tonnen, die CO₂-Emissionen betragen 37 Mrd., siehe die EDGAR Datenbank der EU, für 2022.¹

Hier die Treibhausgasemission für 2022 der Top 10 Länder: China mit 15.684 Mill. Tonnen und die USA mit 6.017 Mill. Tonnen, die EU27 mit 3.587 Mill. Tonnen (Deutschland 784 Mill. Tonnen), Indien mit 3.943 Mill. Tonnen Treibhausgasemissionen, Russland mit 2579 Mill. Tonnen, Brasilien mit 1310 Mill. Tonnen, Indonesien mit 1240 Mill. Tonnen, Japan mit 1182 Mill. Tonnen, Iran mit 951 Mill. Tonnen, Mexiko mit 819 Mill. Tonnen, Canada mit 756 Mill. Tonnen.² Die Top 10 mit 37.312 Mill. Tonnen erreichen 70,4 % der globalen Emissionen.

Von den 37 Mrd. CO₂-Emissionen stammen 15.330 Megatonnen bzw. Millionen Tonnen CO₂ aus der Kohleverbrennung (41 %); 10.963 aus Öl (29 %); 7499 aus Erdgas (20 %).

8998 Mill. Tonnen stammen aus der Industrie insgesamt (24 %): davon Zement 2418 (6,4 %); Eisen- und Stahl: 2623 (7 %); Chemie 1330 (3 %); Aluminium 265 (0,5 %); Verkehr: 5.964 (15 %), davon Autos 2.975 (7 %), Lkw 1.812 (4 %), Flugverkehr 792 (0,18 %), Schiff 855 (0,23 %) und Heizungs- bzw. Wohnungsbereich: 1997 (5 %) (jeweils wieder Mill. Tonnen, World Energy Outlook 2023).³

Wie kann die Industrie dazu beitragen, ihre Treibhausemissionen zu vermindern?

Schon vor einiger Zeit wurde zum Beispiel von Schneider et al. (2020), ein Überblick über Zement, Stahl und Chemie, Stand 2020, publiziert, der viele der hier erwähnten technologischen Möglichkeiten enthält, es fehlen aber wichtige Bereiche.⁴

2.1 Zement

Die Zementindustrie liegt mit ihren Emissionen hoch, ein Verzicht auf Zement ist aber undenkbar, das wäre das Ende der modernen Welt.⁵ Die Zementherstellung ist verantwortlich für 2428 Mill. Tonnen

¹ Siehe: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/> - Zugriffen: 14.10.2023. In der EDGAR Datenbank wurden die Werte für 2022 leicht verändert, die Excel-Tabellen sind nicht mehr identisch, wenn man zeitlich später zugreift, etwa am 07.06.2024. Es können hier aber nicht alle Werte erneut eingegeben werden. Die Größenordnungen haben sich nicht geändert.

² Daten aus EDGAR Datenbank: GHG Emissions of all World Countries 2023. Siehe: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/> - Zugriffen: 14.10.2023.

³ World Energy Outlook 2023: 268.

⁴ Schneider et al. 2020. Siehe:

https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7676/file/7676_Klimaneutrale_Industrie.pdf - Zugriffen: 25.11.2024. Bei Schneider et al. 2020 fehlt bei Zement Post-Combustion und der Abschnitt Chemie ist nicht sehr ausführlich, es fehlt Syngas-Fischer-Tropsch und Ammoniak bzw. Haber-Bosch. Es gibt detaillierte Kostenangaben.

⁵ Zwar kann man Einfamilienhäuser und sogar Hochhäuser bis zu einer gewissen Höhe aus Holz bauen, schon die Fundamente, der Keller und der Kanalanschluss sind aber aus Beton. Zement braucht man für Brücken, Flughäfen, U-Bahnen, Bahnanlagen, Straßen, Autobahnen, Kanalanlagen, Kanalrohre, Kläranlagen, Wasserführungen, Dämme, Deiche, Wasserschutzanlagen, Wasserspeicher, Hafenanlagen, Flussbegradigungen, Fabriken, Kraftwerke, jede Art von Fundamenten, z.B. für Windkraftanlagen, elektrische Oberleitungen etc., für große Gebäude wie Einkaufszentren, Messen, Versammlungsräume, Hochhäuser, Krankenhäuser,

CO₂ bzw. 2,4 Mrd. Tonnen CO₂, immerhin 6 % der globalen CO₂-Emissionen.⁶ (von 37,8 Mrd. Tonnen CO₂ bzw. 53 Mrd. Tonnen der insgesamten Treibhausgasemissionen THG⁷) Damit liegt die weltweite Zementindustrie, siehe oben, fast auf einem Niveau der gesamten THG Emissionen der EU27. In Deutschland liegen die CO₂-Emissionen der Zementindustrie bei 20 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr.⁸

Zwischen 1990 und 2020 wurden 700 Mrd. Tonnen Beton weltweit verbaut, China hat seine Zementproduktion seit 1990 verzehnfacht.⁹ Beton muss zudem nach 20 bis 100 Jahren erneuert werden, siehe Vaclav Smil (2022).¹⁰

Pro Tonne Zement wird 600 kg CO₂ ausgestoßen, 400 kg über die Kalzinierung (66 %, 2/3), 200 kg (33 %, 1/3) über die Brennstoffe, so der Wert für die deutschen Zementwerke.¹¹

Es ist mittlerweile klar, dass beim Prozess der Kalzinierung „unvermeidbare Emissionen“ entstehen, die nur beim Verzicht auf das Produkt Zement vermeidbar wären.¹² Es gibt bei der Zementherstellung zwar weitere Möglichkeiten für Verbesserungen, Senkung des Klinkergehalts auf 50 und 65 % bei der Zementherstellung (CEM II/C-Zement), andere Heizstoffe, z.B. auch Biomasse (derzeit schon 70 % im Einsatz als Brennstoffe mit Altrefen, Altöl, Tiermehlen, Siedlungsabfällen, Klärschlamm, möglicherweise ist sogar später einmal Wasserstoff einsetzbar), es gibt sonstige Effizienzsteigerungen, aber auch Grenzen dafür. Im Bereich Zement kann man deshalb nur mit CCS-Techniken Klimaneutralität erreichen.¹³ Zum Beispiel kann Recycling von altem Beton im Idealfall 7 % der Treibhausgasemissionen ersetzen, oft ist aber auch dieser Wert noch weniger, denn es können nur die Kiesel ersetzt werden.¹⁴ D.h. Zement ist nicht ‚hard-to-abate‘, sondern ‚not-to-abate‘.

Dies liegt an der Kalzinierung. Bei der Kalzinierung wird Kalkstein und Ton und andere Materialien bei einer Temperatur von 1000 – 1450 Grad in einem Drehrohrofen entsäuert, so wird es genannt, wenn aus Kalkstein das CO₂ herausgenommen wird und dadurch Branntkalk entsteht, chemisch Calciumoxid, dies nennt man auch Klinkerbrennprozess.¹⁵

Es bietet sich also an in der Zementindustrie CO₂ an einer sog. Punktquelle aufzufangen, also eben an einer Röhre, Brennkammer oder Schornstein, dies gelingt allerdings nur teilweise vollständig, bei der wahrscheinlich meist zum Einsatz kommenden Post-Combustion-Technik wird die Quote bei 95 %

Verwaltungsgebäude, Hotels, Altenheime, Museen, Bunker, Schutzräume und militärische und weltraumtechnische Einrichtungen.

⁶ Verein deutscher Zementwerke 2020: 13. WWF Zement 2019: 17.

⁷ Siehe: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/> - Zugriffen: 14.10.2023. In der EDGAR Datenbank wurden die Werte für 2022 leicht verändert, die Excel-Tabellen sind nicht mehr identisch, wenn man zeitlich später zugreift, etwa am 07.06.2024. Es können hier aber nicht alle Werte erneut eingegeben werden. Die Größenordnungen haben sich nicht geändert.

⁸ Verein deutscher Zementwerke 2020: 13.

⁹ Smil 2022: 99-100.

¹⁰ Smil 2022: 99.

¹¹ Verein deutscher Zementwerke 2020: 13.

¹² Verein deutscher Zementwerke 2020: 17-21. Agora Industrie Klimaschutzverträge Zement 2022: 19-22. Siehe: <https://www.agora-industrie.de/publikationen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-zement> - Zugriffen: 03.09.2024.

¹³ Agora Industrie Klimaschutzverträge Zement 2022: 19-22.

¹⁴ Diese Detailsparungen haben dann natürlich auch immer nur eine jeweils kleine Auswirkung und wirken dann nur zusammengenommen. Z.B. wirkt Recycling-Beton nur zu 7 % bei einer Reduktion der Treibhausgasemissionen, da er nur die Kiesel ersetzt und je nach Anwendungsfall gibt es gar keine Reduktion, weil Transport und Zerkleinerung energieaufwendig sind. WWF 2019: 14.

¹⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Zement> - und:

https://de.wikipedia.org/wiki/Technischer_Kalkkreislauf#Brennen_des_Kalks – Zugriffen: 08.08.2024.

liegen: Das Auffangen gelingt, je nach Technik, zu unterschiedlichen Prozentsätzen, zu 100 % geht es mit der Oxyfuel-Verbrennung mit reinem Sauerstoff, hier wird CO₂-reiches Abgas erzeugt, dass zu nahezu 100 % separiert werden kann, bei Post-Combustion sind es 90 bis 95 %, je nach Aufwand.¹⁶

Diese CCS-Techniken führen zu höheren Kosten, aber nur teilweise zum Zwang Anlagen neu zu bauen.¹⁷

Das so aufgefangene CO₂ soll dann in CCS-Projekten (Carbon Capture and Storage) im Boden verpresst werden. Diese werden derzeit aufgebaut, es gibt sie aber noch nicht ausreichend, siehe gleich den Punkt CCS.

Die Firma Heidelberg Materials möchte das CO₂ auffangen und etwa aus dem Zementwerk Geseke (sichtbar, wenn man auf der A44 nach Kassel fährt), mit einer Pipeline nach Wilhelmshaven transportieren, per Schiff nach Norwegen bringen wo es dann unter den Meeresboden in der Nordsee verpresst werden soll.¹⁸ Eine CO₂-Pipeline wird nun bald in Deutschland gebaut werden, dies wird im Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) so vorgesehen.¹⁹

Heidelberg Zement plant ein GeZero Projekt mit einer Oxyfuel-Anlagen mit einer Gesamtinvestition von 500 Mill. Euro, davon 191 Mill. Euro aus dem EU Innovationsfond. Damit sollen 700.000 Tonnen CO₂ jährlich abgeschieden werden. Der dazu nötige Sauerstoff wird in einer Luftzerlegeanlage hergestellt, die über erneuerbare Energien läuft.²⁰ Die technische Planungsphase hat nun begonnen, 2026 soll die Bauphase beginnen.²¹ Im Infolyer des EU Innovationsfond ist die Fertigstellung 2029 vorgesehen und bis die Pipeline fertig ist, ist der Transport mit Bahn vorgesehen, wobei auch andere Emittenten dort CO₂ abgeben können.²² Was man nicht versteht ist, dass das sehr reine CO₂, dass durch die Oxyfuel-Technik erzeugbar ist, dann als CCS wohl in Norwegen verpresst werden soll, er könnte gut in der chemischen Industrie verwendet werden.

Das Heidelberg Zement Werk in Geseke ist in der CO₂ Potentialatlas Publikation mit 2018 672.000 Tonnen CO₂ eingetragen, also wird mit dem GeZero Projekt also offensichtlich das ganze Werk erfasst und dekarbonisiert.²³ Bei Thru.de finden sich 488.000 Tonnen CO₂ für 2023.²⁴

Allein in der nächsten Nähe dieses Werks befinden sich allerdings weitere Zementwerke: daneben in Geseke: Dyckerhoff, Geseke, 249.000 Tonnen CO₂, dann in Erwitte: Seibel & Söhne, Erwitte, 348.000

¹⁶ Infos von ChatGPT, Quellen: Gas.info und Wikipedia.

¹⁷ Agora Industrie Klimaschutzverträge Zement 2022: 19-22.

¹⁸ Heidelberg Zement entwickelt gerade ein solches Werk in Erwitte und Geseke. Das CO₂ soll verflüssigt werden und dann mit einer Pipeline nach Wilhelmshaven gebracht werden und dann per Schiff nach Norwegen gebracht werden und dann in die Nordsee verpresst werden. Siehe:

<https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/zement-industrie-energieverbrauch-klimaschutz-100.html> - Zugriffen: 25.07.2024.

¹⁹ Eine Infoübersicht hier: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw45-pa-klimaschutz-kohlendioxid-speicherungsgesetz-1025478> - Zugriffen: 16.04.2025.

²⁰ Siehe: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/geseke/gezero-projekt> - Zugriffen: 11.04.2025.

²¹ Siehe: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/media/baufachpresse/projekt-gezero-geseke> - Zugriffen: 11.04.2025.

²² Siehe: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/media/67148/download?inline> - Zugriffen: 11.04.2025.

²³ S. 44, E2Fuels – CO₂-Potenzialatlas, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2021, siehe: https://www.zsw-bw.de/uploads/media/E2Fuels_CO2-Potenzialatlas_Schlussbericht_TIB_final.pdf - Zugriffen: 11.04.2025.

²⁴ Siehe: <https://app.thru.de/details/646120/karte> – bzw. <https://thru.de/#umweltdaten> - Zugriffen: 11.04.2025.

Tonnen CO₂, Hugo Miebach, Erwitte, 548.000 Tonnen CO₂: 1.145.000 Tonnen CO₂. Es gibt viele Zementwerke in Deutschland, siehe in CO₂ Potentialatlas von S. 32-60²⁵, schließlich muss man ja irgendwie auf die insgesamt 20 Mill. Tonnen CO₂-Ausstoß der deutschen Zementindustrie kommen ... bei einem CO₂-Ausstoß von 500.000 Tonnen pro Werk, sind es ca. 40 Zementwerke, wenn es viele kleinere Werke gibt, noch mehr.

In einer Publikation der Zementindustrie wird das alles so formuliert, als ob dies für die Zementindustrie schwierig wäre und sehr viele Elemente umfassen würde. Die Rede ist dort von einer Akzeptanz der Gesellschaft für den Umbau, Strom aus erneuerbaren Energien, einer Infrastruktur für Strom, Wasserstoff und CO₂, schwierigen Fragen bei der Stoffstrompolitik (hier geht es um die Heizstoffe), neue Bauformen und Betonarten, neue Architekturformen, Schutz vor Importen, Schaffung eines Level Playing Fields für umweltfreundliche Produkte, einen Rahmen für Wettbewerbsfähigkeit und Innovationen, Umstellungen beim Beihilferecht etc.²⁶ Sicher darf man einen Sachverhalt elegant formulieren, aber dies hört sich so an, als ob viel zu tun ist, es kompliziert ist, eine gesamte Infrastruktur gebaut werden muss und es noch eine lange Zeit dauern wird.

Dabei ist es sehr einfach. Die Zementindustrie braucht – übertrieben gesprochen - nur die CO₂-Abscheideanlagen an der Punktquelle (Post-Combustion) und CO₂-Tanks – und möglichst Biomasse und Müll für die Hitzeerzeugung im Brennofen, aber dort wird eh schon alles reingekippt. Im Drehrohrofen haben die Flammen eine Temperatur von 2000 Grad, so können Biomasse, Siedlungsabfälle und selbst Autoreifen dort verbrannt werden, offenbar ohne schädliche Abgase, dies spart Erdgas. Die Zementindustrie braucht auch kaum grünen Strom, ein zusätzlicher Strombedarf von 1,4 Terawattstunden durch die Energiewende bis 2050 wird angegeben, also quasi nichts. Sie selbst schreibt, dass Anfangs auch Lkw und Züge das CO₂ nach Wilhelmshaven zur CCS-Hafeninfrastruktur transportieren könnten, eine Pipeline wird, jedenfalls zu Beginn, nicht gebraucht.²⁷ Für 10 Mill. Tonnen CO₂ werden hier 500.000 Lkw-Fahren oder 10.000 Güterzugfahrten geschätzt (müsste man für 20 Mill. Tonnen CO₂ noch * 2 rechnen).²⁸ Auch der Schutz vor Importen ist einfach, da das Produkt Zement klar definiert ist und Zement aufgrund seines Gewichts und Transportkosten nicht weltweit in großen Mengen gehandelt wird.²⁹ Und eine staatliche Förderung von Innovationen ist bereits erfolgt, siehe gleich unten, Norwegen hat die CO₂-Post-Combustion-Anlage in Brevik gefördert bekommen, die 34 Mill. Leilac CO₂-Abscheideanlage in Mergelstetten, ist mit 16 Mill. von EU Horizon 2000 gefördert worden, die Cemex Post-Combustion Anlage in Rüdersdorf und die Oxyfuel-Anlage von Heidelberg Zement in Geseke wird gefördert, siehe dazu unten. Die CO₂-Abscheideanlagen werden im Moment ausprobiert und die Kosten der Anlagen liegen im zweistelligen, höchstens niedrigem dreistelligen Millionenbereich. Dazu kommt, dass man das CO₂, siehe gleich weiter unten, auch für die Chemieindustrie weiterverwenden kann, dass man es tatsächlich in Tanks speichern könnte, und dieses CO₂ auch wirklich gebraucht würde, selbst wenn dies einige Jahre später erst der Fall ist. Siehe zu den Tanks und auch zu den Kostenaufschlägen eine Berechnung gleich in der Box unten.

²⁵ Siehe: https://www.zsw-bw.de/uploads/media/E2Fuels_CO2-Potenzialatlas_Schlussbericht_TIB_final.pdf - Zugriffen: 11.04.2025.

²⁶ Verein deutscher Zementwerke 2020: 14, 47-52.

²⁷ Verein deutscher Zementwerke 2020: 48.

²⁸ Verein deutscher Zementwerke 2020: 48.

²⁹ Dies wurde hier nicht im Detail überprüft. Sicher wird Zement heutzutage mehr gehandelt als früher. Er ist aber sehr schwer, hat deshalb hohe Transportkosten und ist deshalb in der Wirtschaftswissenschaft bekannt als eher regional handelbares Produkt. Neben Zement in Rohform, Zementsäcken etc., sind Zementprodukte handelbar, etwa Blumenkübel für die Baumärkte etc. Aber z.B. zur Umgehung von Zöllen ganze Wandteile und Rohre zu transportieren, ist doch aufgrund des Volumens und Gewichts problematisch. Wenn dies doch erfolgt, müssen eben Zölle oder handelspolitische Schutzzölle bzw. Umgehungszölle veranschlagt werden. Siehe zu den CBAM Grenzanpassungszöllen, die bald veranschlagt werden, Teil 3. .

Derzeit werden in der Zementindustrie drei Techniken zum CO₂-Auffangen ausprobiert:

Post-Combustion-Technik. Im Norcem Werk von Heidelberg Materials in Brevik, Norwegen (das man nun oft im TV gesehen hat), wird derzeit eine sogenannte Post-Combustion CO₂-Auffangtechnik der Firma Aker aufgebaut, mit dem Ziel 400.000 Tonnen CO₂ pro Jahr aufzufangen.³⁰ Die Kompressortechnik dafür liefert MAN Energy, hergestellt im Werk in Berlin, MAN Energy gehört dem VW-Konzern. Bei der speziellen Kompressortechnik im Norcem Werk wird Hitze zurückgewonnen, und deckt als Dampf fast 1/3 des Wärmebedarfs der Abscheideanlagen ab.³¹ Post-Combustion bedeutet, dass man mit chemischen Flüssigkeiten CO₂ einfängt, den sog. Amininen, ohne den Klinkerbrennprozess zu verändern.³² Diese Technik wird bereits in anderen Bereichen seit Jahren angewandt, kann aber von den Flüssigkeiten und dem Prozess her noch etwas verbessert werden, wobei ein Nachteil ist, dass Mehrkosten bei 80 bis 90 Euro pro Tonne CO₂ geschätzt werden, da die Amine erhitzt werden und Strom benötigt werden.³³ Man könnte z.B. versuchen, den Strom für die Hitze durch Solaranlagen herzustellen, um die Kosten wenigstens tagsüber zu senken, es gibt auch Ansätze das CO₂ durch Licht vom absorbierenden Stoff abzutrennen.³⁴ Der Vorteil der Post-Combustion Technik ist, dass der Klinkerbrennprozess nicht verändert werden muss.

Die Firma Aker Solutions³⁵ ist nun von der Ölgerätefirma SLB aus Houston aufgekauft worden und möchte nun größere CO₂-Auffanganlagen bauen, aktuell ist ein Auftrag für eine 800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr Anlagen für einen Zellstoff- und Papierhersteller in den Golfstaaten eingegangen.³⁶ SLB Capturi wird 2026 mit fünf ‚Just Catch 100‘-Einheiten jährlich 430.000 Tonnen CO₂ in Kalundborg und Kopenhagen bei Kraftwerken von Orsted auffangen.³⁷ In Klemetsrud, Oslo, wird von SLB Capturi bei Hafslund Celsio an einer Müllverbrennungsanlage 350.000 Tonnen CO₂ aufgefangen.³⁸ In den Niederlanden wird ein einer Müllverbrennungsanlagen CO₂ aufgefangen und damit Gemüse und Blumen gedüngt.³⁹

Eine Post-Combustion Anlage wird im Cemex Zementwerk in Rüdersdorf, Brandenburg eingebaut, es ist die HiSORP CC-Technologie von der Firma Linde. Das CO₂ soll in der Nordsee verpresst werden. Es werden von Cemex keine weiteren Informationen gegeben oder Daten genannt, auch nicht die voraussichtliche Inbetriebnahme. Es erfolgt eine Förderung aus dem EU-Innovationsfond.⁴⁰

³⁰ Siehe die Aker Projektinfo. Druck und Hitze wird dort eingesetzt und wurde zusammen mit MAN Energy entwickelt: <https://akercarboncapture.com/offers/big-catch/> - Zugriffen: 03.09.2024.

³¹ Siehe MAN Energy, Pressemitteilung, 17. Dezember 2021: <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2021/12/17/erste-gro%C3%9Ftechnische-co2-abscheideanlage-der-zementindustrie-reduziert-emissionen-um-50> – Zugriffen: 11.10.2024.

³² Verein Deutscher Zementwerke 2020: 22.

³³ Verein Deutscher Zementwerke 2020: 22.

³⁴ Bennet et al. Carbon Capture Powered by Solar Energy, Energy Procedia, Volume 114, July 2017, S. 1-6. Siehe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217313103> - Zugriffen: 09.11.2024.

³⁵ Siehe: <https://trellis.net/article/microsoft-co280-carbon-removal-pulp-paper/> - Zugriffen: 11.04.2025.

Siehe auch: <https://akercarboncapture.com/>

³⁶ Siehe: <https://akercarboncapture.com/2024/08/slb-and-aker-carbon-capture-joint-venture-awarded-feed-contract-by-co280-for-large-scale-carbon-removal-project/> - Zugriffen: 03.09.2024.

³⁷ Siehe: <https://capturi.slb.com/projects/kalundborg-ccs> - Zugriffen: 11.04.2025.

³⁸ Siehe: <https://capturi.slb.com/projects/hafslund-celsio-ccs> - Zugriffen: 11.04.2025.

³⁹ Siehe: <https://capturi.slb.com/projects/twence-ccu> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴⁰ Siehe: <https://www.cemex.de/-/eu-w%C3%A4hlt-zukunftsweisendes-co2-abscheidungsprojekt-im-cemex-zementwerk-in-r%C3%BCdersdorf-f%C3%BCr-f%C3%B6rderung-aus> – Zugriffen: 11.04.2025.

In den USA wird Post-Combustion-CO₂-Auffangen und CCS offenkundig auch als neue Geschäftsidee gesehen: SLB und Microsoft wollen gemeinsam mit dem Projektentwickler CO280 einen Markt für CDR Zertifikate in den USA aufbauen (Carbon Dioxid Removal, CDR – auf Deutsch Kohlendioxid-Entfernungszertifikat). CO280 will CO₂ in der Zellstoffindustrie auffangen und es dann per CCS verpressen. Microsoft will über 12 Jahre 3,7 Mill. ‚carbon dioxid removal credits‘ für sich selbst kaufen.⁴¹ Bei der Zellstoffindustrie scheint es sich um einen interessanten Partner für solche Projekte zu handeln, da Zellstoff aus Bäumen hergestellt wird, es also Biomasse bzw. ‚biogenic CO₂‘ ist. Biomasse hat zuvor bereits CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen. Wenn man nun die bei der industriellen Bearbeitung auftretenden, dem Zellstoff zurechenbaren CO₂-Emissionen auffängt und das CO₂ kostengünstig verpressen kann, gibt es die Möglichkeit sogar negative Emissionen vorweisen zu können⁴² und dann könnte man große Mengen von CDR-Zertifikaten verkaufen. Die Zellstoff- und Papierindustrie emittiert viel CO₂, für Nordamerika wird 130 Mill. Tonnen pro Jahr geschätzt.⁴³

Auch die Firma Frontier⁴⁴, will neue Möglichkeiten finden bzw. Projekte finanzieren, die CO₂ für andere Akteure verschwinden lassen können.

In den USA sind bereits Post-Combustion Anlagen aufgebaut worden, die mit CCS-Projekten kombiniert wurden. In Port Arthur, Texas, fängt die Firma Air Products & Chemicals bis zu 1 Mill. Tonnen CO₂ jährlich von einer Dampfreformierungsanlage auf, die Wasserstoff herstellt. Das CO₂ wird über eine Pipeline zum Denbury West Hastings Ölfeld gepumpt, dort wird es verpresst, aber mit dem Sinn dort noch mehr Öl aus dem Feld zu erzeugen. Bisher wurden dort ca. 6 Mill. Tonnen CO₂ verpresst (2020). Das Petra Nova Projekt fängt 1,6 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr von einem Kohlekraftwerk ein, es wird in einem Ölfeld zum Zweck der Enhanced Oil Recovery verpresst, bisher 3 Mill. Tonnen CO₂ (2020)⁴⁵, wobei im Gegenzug allerdings Öl gefördert wurde, dessen Verbrennung wieder CO₂ erzeugt. Ein Post-Combustion Projekt bei dem CCS genuin verpresst wird findet in Japan statt. Hier werden 300.000 Tonnen CO₂ jährlich von einer Dampfreformierungsanlagen in einer Ölraffinerie in Tomakomai, Japan, CO₂ aufgefangen, welches unter dem Meer in der Nähe in eine Salzformationen verpresst wird.⁴⁶ Die Firma Linde bietet, teil zusammen mit BASF und RWE, eine ganze Reihe von CO₂ Abscheidetechniken an.⁴⁷ Post-Combustion ist als Technologie somit vorhanden und ist einsatzbereit.

Leilac. In der Leilac-2 Probeanlage in Hannover der Heidelberg Materials kann ebenfalls der Klinkerbrennprozess aufrechterhalten werden, er findet nach der Leilac-Anlage statt. Insgesamt scheint Leilac etwas aufwendiger zu sein. Leilac-2 basiert auf der Idee von der Firma Calix Ltd. und seiner Tochter Leilac Ltd.⁴⁸ Idee ist, die Kalzinierung abzutrennen vom Drehrohrhofen und der Verklinkerung. Die Kalzinierung findet in 4 Rohren vor dem Drehrohrhofen statt, die Hitze wird von außen an die Rohre herangetragen, aber die 4 Rohre sind davon abgetrennt, sodass das Brenngas

⁴¹ Siehe: https://akercarboncapture.com/?cision_id=1B168AAF40F6CC7F – Zugegriffen: 03.09.2024.

⁴² Siehe: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf - Zugegriffen: 03.08.2024.

⁴³ Siehe: https://akercarboncapture.com/?cision_id=1B168AAF40F6CC7F – Zugegriffen: 03.09.2024.

⁴⁴ Siehe: <https://frontierclimate.com/>

⁴⁵ NETL 2020: 9. Siehe:

https://netl.doe.gov/sites/default/files/Safe%20Geologic%20Storage%20of%20Captured%20Carbon%20Dioxide_April%2015%202020_FINAL.pdf – Zugegriffen: 09.11.2024.

⁴⁶ NETL 2020: 9.

⁴⁷ Verwendet wird hier das Kürzel Post Combustion Capture (PCC). Siehe: <https://www.linde-engineering.com/products-and-services/process-plants/co2-plants/carbon-capture/post-combustion-capture> - Zugegriffen: 30.11.2024.

⁴⁸ Leilac 2 Feed Study 2023: 8. Siehe: <https://www.leilac.com/project-leilac-2/> - Zugegriffen: 09.09.2024.

⁴⁸ Leilac 2 Feed Study 2023: 7-8.

nicht die Gasentwicklung während der Kalzinierung stört. Damit sollen dann Kohlendioxidgase von hoher Reinheit über 95 % erreicht werden können. Da die Hitze von außen herangetragen wird, durch Gas oder andere Brennstoffe und dies auch im Drehrohrofen weiterhin so erfolgt, kann diese Hitze auch zur Trocknung des Kalks für den Prozessschritt vor der Kalzinierung benutzt werden. Diese Technik soll vom Energieeinsatz her kostengünstig sein.⁴⁹ Die Kosten für die Leilac-2-Fabrik liegen bei 27 Mill. Euro. Sie ist angelegt für 960 Tonnen Material pro Tag. Die jährliche Kapazität beträgt 100.000 Tonnen CO₂, die mit einer Reinheit von über 95 % abgeschieden werden sollen, dies seien ca. 20 % der Emission eines typischen Zementwerks.⁵⁰ Es gibt 16 Mill. Euro Förderung durch das EU Horizon 2000 Programm, weitere 18 Mill. Euro werden vom Leilac-2 Konsortium getragen, an dem viele Akteure beteiligt sind.⁵¹ Die Fabrik ist noch nicht fertig. Es gab eine erste Probeanlagen in Lixhe (Belgien) von HeidelbergCement, die 2019 aktiv wurde.⁵²

Oxyfuel-Prozess. Die dritte CO₂-Abscheidetechnik, die derzeit ausprobiert wird, ist der Oxyfuel-Prozess. Er wird in Mergelstellen in Heidenheim nun ausprobiert. Die Fabrik ist noch nicht fertig. Der Oxyfuel-Prozess hat den Nachteil, dass wahrscheinlich eine ganz neue Anlage gebaut werden muss.⁵³ Die Oxyfueltechnik bedarf einer neuen Ofenanlage. Der Klinkerbrennprozess erfolgt nicht unter Einsatz von Luft, sondern unter Einsatz von reinem Sauerstoff und es wird gehofft, danach besonders reines CO₂ zu erhalten, dass man dann direkt weiter benutzen kann. Der elektrische Energiebedarf verdoppelt sich, der thermische bleibt konstant, gerechnet wird mit Mehrkosten von 40 bis 60 Euro pro Tonne CO₂.⁵⁴ Sauerstoff muss mit einer Luftzerlegeanlagen gewonnen werden, die elektrische Energie benötigt, es sei denn es ist ein Elektrolyseur in der Nähe, der Wasserstoff und dabei auch Sauerstoff produziert. Die Oxyfueltechnik wird ausprobiert im Zementwerk der Firma Schwenk in Mergelstetten in Heidenheim, die große Anlage wird von Thyssenkrupp polysius gebaut und befindet sich derzeit in Bau.⁵⁵ Oben wurde bereits erwähnt, dass nun auch Heidelberg Zement in Geseke eine Oxyfuel Anlage bauen will, die 2029 in Betrieb sein soll, Projekt Gezero.⁵⁶ Dieses Projekt wird auch durch den EU-Innovationsfund gefördert.⁵⁷

Zur Vorgeschichte: Die European Cement Research Academy ECRA hat bereits 2007 ein Oxyfuel-Projekt auf Expertenebene diskutiert.⁵⁸ Vom Verein deutscher Zementwerke wird 2020 vermeldet, dass eine Ofenanlage mit der Oxyfuel Technik „als Demonstrationsanlage in Planung“ befindet.⁵⁹

⁴⁹ Leilac 2 Feed Study 2023: 7.

⁵⁰ Leilac 2 Feed Study 2023: 7-8.

⁵¹ Calix Ltd., Leilac Ltd., Heidelberg Materials, CEMEX, Lhoist, Cimpor, KN, CERTH, Royal Belgian Institut of Natural Sciences, BGR, POLIMI, Engie Laborelec und der Hafen von Rotterdam. Unterstützt wird das Projekt von GCCA, CEMBUREAU, ECRA, EuLA, VDZ, sowie der Universität Clausthal als externe Berater. Leilac 2 Feed Study 2023: 8.

⁵² Hier werden noch zwei weitere Projekte erwähnt, eine Plasmatechnologie (CemZero) und es wurde ein von der Wärmeerzeugung her komplett elektifiziertes Zementwerk durchgerechnet. Schneider et al. 2020: 68.

⁵³ Für einen nachträglichen Einbau gibt es etwa Probleme mit der Dichtigkeit, dass keine normale Umgebungsluft eindringen darf, sondern nur reiner Sauerstoff. Es wird selbst für die neue Oxyfuel Anlage in Mergelstetten noch nicht davon ausgegangen, dass sie technologisch ausgereift ist. Fleiger et al. 2024: 45

⁵⁴ Verein Deutscher Zementwerke 2020: 22.

⁵⁵ Silja Kummer, Heidenheimer Zeitung, 05. Dezember 2023, Oxyfuel Versuchsanlage. Warum bei Schwenk in Mergelstetten ein neuer Turm gebaut wird, siehe: <https://www.hz.de/lokales/heidenheim/warum-bei-schwenk-in-mergelstetten-ein-neuer-turm-gebaut-wurde> - Zugriffen: 02.09.2024.

⁵⁶ Siehe: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/geseke/gezero-projekt> – Zugriffen: 11.04.2025.

⁵⁷ Siehe: <https://www.heidelbergmaterials.de/de/media/baufachpresse/projekt-gezero-geseke> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁵⁸ Siehe: https://api.ecra-online.org/fileadmin/files/ECRA_Technical_Report_CCS_Phase_I.pdf - Zugriffen: 03.09.2024.

⁵⁹ Verein deutscher Zementwerke 2020: 22.

Dazu wurde die 1 Jahr zuvor, 2019, die Oxyfuel Research Corporation gegründet (auch CI4C research oder catch4climate), von den Firmen Buzzi Unicem - Dyckerhoff, HeidelbergCement AG, SCHWENK Zement KG und Vicat, dazu musste auf die Freigabe durch die Wettbewerbsbehörden gewartet werden. Geplant war dies im SCHWENK Zementwerk Mergelstetten in Heidenheim in Süddeutschland.⁶⁰ Diese Anlage wird 3 Jahre später nun wirklich gebaut: im Dezember 2023 wird von der Heidenheimer Zeitung gemeldet, dass ein 60 Meter hoher Vorwärmerturm in seiner Grundanlage nun betoniert worden ist.⁶¹ Es gibt eine Webseite zu diesem Projekt.⁶² Die Anlage wird vom Anlagenbauer Thyssenkrupp polysius gebaut.⁶³ Nach Angaben von Thyssenkrupp Entwicklungsingenieur ist dies „die erste Oxyfuel Oxyfuel-Klinkerbrennanlagen überhaupt“⁶⁴, daraus folgt, dass bestimmte andere Oxyfuel Projekte, etwa in Colloferro (Italien), HeidelbergCement und Retznei (Österreich), LafargeHocim⁶⁵, bisher nicht gebaut wurden.

Es gibt Oxyfuel-Projekte, in denen die Wärmeenergie, die bei der Verbrennung bei reinem Sauerstoff entsteht, zur Stromerzeugung in einer Turbine genutzt wird und damit die Effizienz gesteigert wird. Dies ist offenbar in einem Projekt von TotalEnergies und vielen weiteren Partnern in China ausprobiert worden, das CEERS Projekt. In diesem Projekt ist offenbar Benzin oder ein anderer Treibstoff in einer Atmosphäre mit reinem Sauerstoff verbrannt worden.⁶⁶

Eine weitere Technik ist eine Calcium Looping Technik.⁶⁷ Hier wird Branntkalk zuerst separat erhitzt, dabei entsteht reines CO₂, das weiter benutzt werden kann. Der Branntkalk wird dann mit normalem Kalk in den Drehofen eingefüllt und absorbiert dann im Klinkerbrennprozess einen Teil des CO₂s. Der Branntkalk kann danach ein weiteres Mal erhitzt werden, reines CO₂ abgeben und danach wieder im Drehofen CO₂ absorbieren. Mehrkosten werden auf 50 bis 70 Euro pro Tonne vermiedenes CO₂ geschätzt.⁶⁸ Die Calcium Looping Technik wird im Pilotmaßstab erprobt.⁶⁹ Es könnte sein, dass es dafür eine Anlage zum Ausprobieren in Italien gibt, dies kann derzeit nicht überprüft werden. Eine weitere Technik ist die Indirekte Calcinierung.⁷⁰ Im Rahmen dieses Brevik-Projektes gibt es das Technology Centre Mogstad (TCM), eine größere Anlage, in der CO₂-Auffangtechnik ausprobiert wird.⁷¹ Es gibt weitere CO₂-Auffangtechniken, etwa auch eine Calcium Looping Post-Combustion Technik.⁷² Greenpeace möchte die CCS Technik auf die Bereiche beschränken, in dem es absolut nicht anders geht. In ihrer Publikation CCS in Deutschland 2024 akzeptiert Greenpeace für Zement letztlich

⁶⁰ Emily Thomas, World Cement, 11 December 2019, siehe: <https://www.worldcement.com/europe-cis/11122019/cement-producers-have-founded-an-oxyfuel-research-corporation/> - Zugriffen: 02.09.2024.

⁶¹ Silja Kummer, Heidenheimer Zeitung, 05. Dezember 2023, Oxyfuel Versuchsanlage. Warum bei Schwenk in Mergelstetten ein neuer Turm gebaut wird, siehe: <https://www.hz.de/lokales/heidenheim/warum-bei-schwenk-in-mergelstetten-ein-neuer-turm-gebaut-wurde> - Zugriffen: 02.09.2024.

⁶² Siehe: <https://catch4climate.com/>

⁶³ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/stories/nachhaltigkeit-und-klimaschutz/ci4c-der-weg-in-die-gruene-zementproduktion> - Zugriffen: 03.09.2024.

⁶⁴ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/stories/nachhaltigkeit-und-klimaschutz/ci4c-der-weg-in-die-gruene-zementproduktion> - Zugriffen: 03.09.2024.

⁶⁵ Siehe: Cement Industry launches an industrial-scale carbon capture project. Press Release, 29. January 2018, siehe: <https://www.ecra-online.org> – 03.09.2024.

⁶⁶ Siehe: <https://corporate.totalenergies.cn/en/innovation-carbon-capture-help-chinas-carbon-peaking-and-carbon-neutrality-goals> - Zugriffen: 31.11.2024.

⁶⁷ WWF Zement 2019: 17.

⁶⁸ Verein Deutscher Zementwerke 2020: 22-23.

⁶⁹ Verein Deutscher Zementwerke 2020: 22-2023.

⁷⁰ Verein Deutscher Zementwerke 2020: 23.

⁷¹ Siehe: <https://tcmda.com/about-tcm> - Zugriffen: 11.10.2024.

⁷² Siehe: Adrias et al. Operating experience in la Pereda 1,7 MW Calcium Looping Pilot. Energy Procedia 114, 2017, S. 149-157. Siehe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217313309> - Zugriffen: 09.11.2024.

auch, dass es dort CCS geben muss, schlägt aber eine neue ganz neue Technik zur Zementproduktion aus Alzemente im Stahl-Elektrolichtbogenofen aus Schlacke vor, die noch unzureichend erforscht ist.⁷³

Eine aktuelle Durchsicht, 01.06.2025, der EU Innovation Fund Projektliste hat ergeben, dass es offenbar noch weitere technische Ideen im Zementbereich gibt, diese können hier nicht mehr eingearbeitet werden, siehe hierzu die Projektliste, vieles hört sich aber auch bekannt an, Cryocap ist z.B. nur eine CCS-Auffanglösung von Air Liquide (die es bereits gibt).⁷⁴

Wie dem auch sei, es wird in Deutschland in den nächsten 3 Jahren eine funktionierende Punktquellen-Auffangtechnik verfügbar sein, die dann in **allen** Zementwerken eingesetzt werden kann und auch in Müllverbrennungsanlagen.

Die Post-Combustion-Technologie, dies zeigen die Beispiele aus den USA und Japan, war bereits im Jahr 2013 einsatzbereit. Weiterhin gibt es auch kleine Kompaktsysteme für das Auffangen von CO₂, die für kleinere Anlagen eingesetzt werden können, etwa in Japan von Mitsubishi Heavy Industrie für einen Biomasse-Boiler.⁷⁵ Insgesamt gibt es weltweit gibt es 50 Firmen, die CCS-Punktquellen-Auffanglösungen anbieten, so zumindest in Global CCS Institute State of the Art: CCS Technologies 2024.⁷⁶ Eine Auswahl von EU-Firmen sind Air Liquide, Axens, Leilac Group⁷⁷, Saipem⁷⁸, Shell⁷⁹, Linde⁸⁰, BASF⁸¹ und Haldor Topsoe⁸². Diese liegen u.a. in den Top 20 hinsichtlich Forschungs- und Entwicklungsausgaben.⁸³

Das gleiche Problem wie die Zementindustrie hat die Kalkindustrie, siehe hierzu das ‚Everest‘-Projekt der Firma Lhoist im Rheinkalk Werk in Flandersbach /Wülfrath. Dort wird ein neuer Kalkofen und eine neuartige Cryocap-CO₂ Abscheideanlage von Air Liquide gebaut, bei der die Gastrennung bei extremer Kälte erfolgt, 89 % CO₂ werden aufgefangen, Inbetriebnahme 2029, Kosten werden nicht genannt, soweit auf der Webseite ersichtlich gibt es keine Förderung der EU.⁸⁴

⁷³ Greenpeace CCS 2024: 8-9. Siehe: <https://www.greenpeace.de/publikationen/studie-ccs-in-deutschland> - Zugriffen: 25.11.2024.

⁷⁴ Innovation Fund Projektliste: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects_en - Zugriffen: 01.06.2025.

⁷⁵ Senba et al. Initiatives to Develop CO₂ Capture and Effective CO₂ Utilization Technology Systems, in: Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol. 59 No. 4, December 2022. Siehe: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e594/e594080.pdf> - Zugriffen: 09.11.2024.

⁷⁶ Global CCS Institute. State of the Art: CCS Technologies 2024, S. 10-159, Direktlink: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/08/Report-CCS-Technologies-Compendium-2024-1.pdf> - Zugriffen: 15.11.2024.

⁷⁷ Siehe die Leilac Webseite: <https://www.leilac.com/>

⁷⁸ Siehe die Saipem (Italien) Webseite: <https://www.saipem.com/>

⁷⁹ <https://www.shell.com/> - siehe dort: <https://www.shell.com/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html> - Zugriffen: 05.07.2024.

⁸⁰ Siehe die Linde Webseite: <https://www.linde-gas.de>

⁸¹ Siehe: https://energy-resources.basf.com/global/en/gas-treatment/gas-treatment-oase/OASE_blue_for_Flue_gas_industrial_CO2 - Zugriffen: 18.11.2024.

⁸² Siehe: <https://www.topsoe.com/processes/carbon-monoxide> - Zugriffen: 18.11.2024.

⁸³ NZIA Staff Working Document 2023: 86.

⁸⁴ „Um im Projekt CO₂ abzuscheiden, soll eine auf Rauchgasreinigung angelegte CO₂-Abscheidungsanlage an eine Kombination aus Drehöfen und Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativ-Öfen (GGR) angeschlossen werden. Der Technologiepartner Air Liquide soll die erste industrielle Cryocap™-FG-Anlage in einem Kalkwerk errichten. Die Cryocap™-Technologie nutzt kryogene Temperaturen zur Trennung von Gasen und erzeugt einen Strom an zu 99,99 % reinem CO₂, wie es für den Transport und die geologische Speicherung erforderlich ist. Darüber hinaus ist vorgesehen, neue GGR-Oxyfuel-Öfen mit einer speziellen Technologie zu bauen, um das bei diesen Ofentypen bereits hochkonzentrierte CO₂ abzuscheiden. Diese Technologie hat richtungsweisendes Potenzial

Meineserachtens kann man Croycap FG nicht als Oxyfuel-Technik bezeichnen, siehe die Air Liquide Webseite⁸⁵, es wird aber von Lhoist so bezeichnet.⁸⁶ Die Kalkindustrie ‚träumt‘ davon, nach einer Phase mit CCS, dass ihr Kalk wieder das CO₂ einbindet, das Anfangs entwichen war, sog. Karbonatisierung, und man glaubt, dass man diesen Prozess später mit Zusatzstoffen beschleunigen kann. Es wurde von der Forschung gezeigt, dass 22 % nach einem Jahr wieder aufgenommen wurde.⁸⁷ (es fehlt noch 78 %)

Potentiell könnte Post-Combustion folglich eingesetzt werden in Zellstoffwerken, Chemiewerken, Stahlwerken und Düngemittelwerken. Und sogar in Kohlekraftwerken.⁸⁸ An Stahlwerken besteht die Herausforderung das CO₂ jeweils von dort entstehenden anderen Verunreinigungen, etwa Schwefel, zu reinigen, siehe dazu das Fraunhofer UMSICHT Projekt Carbon2Chem, dass bis 2025 vom Bundesministerium für Bildung und Forschung weiterfinanziert wird.⁸⁹

Der Ölkonzern Saudi-Arabiens Aramco fängt 1,1 Mill. Tonnen CO₂ täglich an seinem Produktionsstandort in Hawiyah auf, dies wird 85 km weiter über eine Pipeline zum Uthmanigah Ölfeld, einem Teil des Ghawar-Ölfelds⁹⁰ gebracht, wo es zur enhanced oil recovery eingesetzt wird und im Sinne von CCS verbleibt.⁹¹ In Jubail wird ein CCS Projekt gebaut, Aramco 60 %, Linde 20 %, SLB 20 %, das ab 2027 9 Mill. Tonnen CO₂ jährlich verpressen soll, aus drei Aramco Gasanlagen. Eine Pipeline wird gelegt, die zur endgültigen Lagerstätte (saline aquifer) führt.⁹²

Der kanadische Düngemittel bzw. Ammoniakhersteller Nutrien scheint das CO₂ aus dem Prozess direkt in die CCS-Pipeline Alberta Carbon Trunk Line einzuspeisen.⁹³ Der Ammoniakhersteller CF meldet allerdings, dass das Ammoniak Haber Bosch Verbrennungsgas niedrige CO₂ Konzentrationen aufweist, sodass eine zusätzlich Separierung von anderen Gasen nötig sei und dies sei teuer, sodass es bisher nicht angewandt wird, sondern zuerst einmal als Problem studiert werden soll.⁹⁴ Nicht immer muss Post-Combustion erfolgen, beim Haber-Bosch-Prozess kann man auch mit integrierter CO₂-Abscheidung sog. Auto-Thermal Reforming ATR arbeiten, dann liegt das CO₂ dann als hochreines Gas vor.⁹⁵ Das Auto-Thermal Reforming benutzt neben Dampf auch Wasserstoff und es bedarf dann keiner externen Hitze mehr, siehe die Anlage von Air Liquide bei der INPEX Corporation in Japan.⁹⁶

für die gesamte Branche, da GGR-Öfen in der Kalkindustrie weltweit die am häufigsten verwendete Ofentyp sind.“ Siehe: <https://www.lhoist.com/de-DE/everest> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁸⁵ Siehe: <https://engineering.airliquide.com/technologies/carbon-capture> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁸⁶ Siehe: <https://www.lhoist.com/de-DE/everest> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁸⁷ Siehe: <https://www.kalk.de/co2-roadmap/vom-emittenten-zur-senke-bis-2045/karbonatisierung> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁸⁸ Wang et al. A Review of Post-Combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants. Energy Procedia 114, 2017, S. 650-665.

⁸⁹ Siehe: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/carbonmanagement/kohlenstoffkreislauf.html> - Zugriffen: 17.02.2025.

⁹⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ghawar> - Zugriffen: 27.01.2025.

⁹¹ Siehe: <https://www.aramco.com/en/sustainability/climate-and-energy/managing-our-footprint/carbon-management> - Zugriffen: 27.01.2025.

⁹² Siehe: <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2024/aramco-linde-and-slb-sign-shareholders-agreement-for-one-of-the-largest-ccs-hubs-globally> - Zugriffen: 27.01.2025.

⁹³ Siehe: <https://www.nutrien.com/news/stories/advancing-carbon-solutions-and-reducing-emissions-redwater> - Zugriffen: 29.01.2026.

⁹⁴ CF Industries 2023 ESG Report, siehe: <https://www.cfindustries.com/globalassets/cf-industries/media/documents/reports/sustainability-reports/2023-cf-industries-esg-report.pdf> - Zugriffen: 30.01.2025.

⁹⁵ ChatGPT. Sind die CO₂ Emissionen aus dem Haber-Bosch-Prozess so rein, dass man es direkt verpressen kann.

⁹⁶ Siehe: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2023-01-10/air-liquide-autothermal-reforming-technology-selected-first-low-carbon-hydrogen-and-ammonia> - Zugriffen: 29.01.2025.

Man fragt sich angesichts dieser Informationen warum **das Auffangen von CO2 mit Post-Combustion-Technologie**, dass, jedenfalls nach einer Reinigung, auch in der chemischen Industrie eingesetzt werden kann, und problemlos transportiert werden kann, **nicht an Kohlekraftwerken und Stahlwerken in China, Indien und Indonesien benutzt wird**. Dies Länder wollen verständlicherweise ihre Kohlekraftwerke und Stahlwerke weiterbetreiben, aber die großen Mengen CO2, die emittiert werden, sind nicht gut, deshalb stellt sich die Frage, warum man neben dem Umbau oder Abbau dieser Werke, der etwa in Indien derzeit nicht erwünscht ist, nicht eine solche ‚Zwischenlösung‘ anstrebt⁹⁷: Im November 2024 wurde gemeldet, dass Indien kein Interesse an einem Just Energy Transition Partnership JETP-Abkommen hat. Indien sei stark von Kohlekraftwerken abhängig und hat auch eigene Kohlevorräte, viele Menschen haben in diesem Bereich Arbeit. Indien sei nicht bereit, das Thema Kohlekraftwerke in ein solches Abkommen einzubeziehen. Staatssekretär Jochen Flasbarth⁹⁸, der an den Verhandlungen beteiligt war, hat Indien stattdessen vorgeschlagen, dass man sich nun auf den Aufbau von erneuerbaren Energien konzentrieren sollte, hier hat Indien große Pläne (siehe oben, 500 GW erneuerbare Energien bis 2030⁹⁹) und dies sollte ggf. gefördert werden.¹⁰⁰ 😊

Problem ist allerdings, dass CO2, obwohl es benutzt werden kann, derzeit in der Dampfreformierung hergestellt wird (und dort H2 und CO herauskommen). Erst wenn es zu einem Umbau zu grünen Fischer-Tropsch und Methanol zu Olefinen Anlagen kommt, wird es vermehrt benötigt, in der ersten Phase dieser Route, der umgekehrten Wasser Gas Verschiebereaktion. Die deutsche Chemieindustrie schätzt ihren Bedarf für 2045 auf 52 Mill. Tonnen und sie hat sogar die Besorgnis, dass die Zement-, Kalk,- und Müllverbrennungsanlagen dafür nicht reichen.¹⁰¹ Deshalb gehört, so wenigstens mein Eindruck, der ein Umbau der Chemieindustrie zu den wichtigen Bestandteilen der Energiewende und er kann nicht zuletzt gemacht werden. Sonst muss das Ganze nicht vermeidbare CO2, das an den Punktquellen aufgefangen wird, als CCS verpresst werden und hier kann es sein, dass es nicht genug Lagerstätten gibt. Jetzt kommts: Die Chemieindustrie **muss** also – weltweit - umgebaut werden, weil sie letztlich als **CO2-Parkhaus** funktionieren muss, die das ganze CO2 in ihren Produktionsprozessen nutzt und in Rohren, Cockpitverkleidungen, Textilfasern, Plastikschaalen **mittelfristig zwischenparkt**, bis es zum Recycling oder der Müllverbrennung kommt, wo es wieder an der Punktquelle aufgefangen wird. Problem: dafür braucht man neue Prozesswege, die etwas teurer sein werden. Und die deutsche Chemieindustrie will vielleicht aufgeben und ihre Grundstoffe als blaues Naphtha aus den USA beziehen und in Deutschland nur noch die Weiterverarbeitung zu den Spezialprodukten durchführen. Müssen wir zur Not – weltweit - die Chemieindustrie unter staatliche Verwaltung stellen, weil wir nur so das CO2 loswerden können, weil sie aufgeben will? Alternative wäre, CO2 mit Schiffen in die USA und anderen Länder zu bringen und dort im Boden zu verpressen ... dann wäre man aber vollständig davon abhängig. Und wenn das alle Länder auf der Welt so machen sollen, CO2 mit Schiffen in andere Länder bringen? Nee, die Idee mit der Kreislaufwirtschaft hat die Chemie selbst gehabt, diese Idee wird die Chemieindustrie nun nicht mehr los.

Bierdeckelrechnung: 1 Tonne Zement kostet 154 bis 210 Euro, Preise Hornbach Trockenbeton und Zement CEM II Dyckerhoff. Bei Nutzung der Post-Combustion Technik gäbe es pro Tonne Zement

⁹⁷ Siehe: <https://www.g7germany.de/g7-en/current-information/g7-summit-outcomes-2058314> - Zugriffen: 28.11.2023.

⁹⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Jochen_Flasbarth - Zugriffen: 15.01.2025.

⁹⁹ Hendrik Ankenbrand. Mutter Erde hofft jetzt auf Indien. FAZ, 16.10.2024.

¹⁰⁰ Siehe den Artikel von: Roli Srivastava, Julian Wettengel. India, donor countries give up on Just Energy Transition Partnership – German official. Published on 20/11/2024, 3:02pm, siehe: <https://www.climatechangenews.com/2024/11/20/india-donor-countries-give-up-jetp-german-us-finance/> - Zugriffen: 15.01.2025.

¹⁰¹ Transformation der Chemie 2023: 84.

Mehrkosten von 80 bis 90 Euro pro Tonne CO₂, siehe oben. Pro Tonne Zement fallen 600 kg CO₂ an. Bei 90 Euro pro Tonnen CO₂ muss man also etwas abziehen, es sind nur 60 % dieser Kosten, weil nicht 1000 kg, sondern 600 kg CO₂ pro Tonne anfallen: $90 \cdot 0,6 = 54$ Euro. Es sind also nur 54 Euro pro Tonne CO₂. Das wären also statt 154 Euro 208 Euro und statt 210 Euro 264 Euro. Und 264 Euro / 40 ... ein Sack Zement würde statt 5,25 nun 6,60 Euro kosten. Kurz: Durch Post-Combustion kommt nur eine recht kleine Summe dazu, die den Zement nicht wesentlich verteuert, **teuer könnte allerdings das nachfolgende CCS-Verpressen werden, das noch hinzukommen, hier gibt es bisher belastbaren Werte. Wenn man das CO₂ allerdings in der Chemieindustrie nutzt, fällt dieser Aspekt weg und die Kosten der CO₂ Post-Combustion-Auffangtechnik sind eindeutig erkennbar für die Verbraucher und die Bauindustrie tragbar.** Sinnvoll wäre dies aber nur dann, wenn dies in die chemischen Produkte gebundene CO₂ dann wiederum recycelt wird oder bei Müllverbrennung wieder CO₂ aufgefangen wird, damit eine (wenn auch sicher nicht perfekte) Kreislaufwirtschaft entsteht. Der Rest der positiven Emissionen muss dann eben über Direct Air Capture DAC herausgefiltert werden. Jedenfalls erscheint es mir falsch, die Kreislaufwirtschaft abzulehnen, weil sie nicht ganz perfekt funktioniert.

Wie viel Zementwerke gibt es wohl auf der Welt, wie viele müssen umgerüstet werden? Die Webseite Statista gibt 2023 eine weltweite Zementproduktion von 4,1 Mrd. Tonnen an. Im Jahr 1995 betrug die Produktion nur 1,1 Mrd. Tonnen.¹⁰² Tendenz steigend. Bei 4,1 Mrd. Tonnen * 600 kg = 2.460.000.000.000 kg = 2.460.000.000 Tonnen, also 2,4 Mrd. Tonnen CO₂. Ein Zementwerk stellt zwischen 500.000 bis sogar 1,5 Mill. Tonnen pro Jahr her, verteilt auf 4,1 Milliarden Tonnen sind das bei 500.000 Tonnen weltweit - ganz grob geschätzt - 8200 Zementwerke.¹⁰³ Es gibt bestimmt eine Webseite, die die Zahlen bereithält, auf der Webseite von Global Energy Monitor findet sich diese Zahl nicht.¹⁰⁴ Ein Neubau dieser Anlagen ist also nicht praktikabel, es muss einfache Technik her, viele Zementwerke liegen irgendwo abseits, es gibt in Entwicklungsländern nicht unbedingt nebenan einen Chemiepark, sodass eine Pipeline sich lohnen würde. Die Post-Combustion-Technik bietet sich somit für viele Fälle an. Die Firmen, die diese Technologie liefern können, sollten sich also allein für die Zementindustrie auf grob geschätzt 8200 Aufträge einstellen, dazu noch Aufträge für viele weitere Industrien: Müllverbrennungsanlagen, Zellstoff, Chemie, ggf. sogar Stahl und Kohlekraftwerke. Der Firma Aker und der dort neu eingestiegenen SLB (die auch die Ölindustrie ausstattet¹⁰⁵) kann man somit viele Aufträge wünschen.¹⁰⁶ Das abgeschiedenen CO₂ kann auch per Lkw in Drucktanks abgeholt werden und in Drucktanks zwischengelagert werden.

Dies Bundesregierung hat nun erkannt, dass es bei der Zementindustrie nur mit CCS geht und es gibt nun eine 49 Seiten Carbon Management Strategie, die sich derzeit in der Abstimmung befindet (derzeit noch nicht im Internet verfügbar). In dieser Strategie sind nun auch erste CCS-Projekte in Deutschland erwähnt und zwar eine CO₂-Punktquellen-Auffanganlage in der Zementindustrie und eine an einer Müllverbrennungsanlage. In der neuen Carbon Management Strategie gibt es dafür eine Ampel, die anzeigen soll, in welchen Industriebereichen ggf. CCS eben zugelassen werden muss, oben steht Zement, darunter die chemische Grundstoffindustrie.¹⁰⁷ Es soll ein Kohlendioxid-

¹⁰² Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1320914/umfrage/weltweite-produktion-von-zement/> - Zugriffen: 11.10.2024.

¹⁰³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_gr%C3%B6%C3%9Ften_Zementhersteller – Zugriffen: 04.09.2024.

¹⁰⁴ Global Energy Monitor hält über Raffinerien, Kohleförderung, Eisenerzminen, Gasförderung und die Stahlindustrie Zahlen bereit, auch für über Finanzierung von Kohleprojekten und über Kohletransport, siehe: <https://globalenergymonitor.org>

¹⁰⁵ Siehe: <https://www.slb.com/>

¹⁰⁶ Siehe: <https://akercarboncapture.com/2024/08/slb-and-aker-carbon-capture-joint-venture-awarded-feed-contract-by-co280-for-large-scale-carbon-removal-project/> - Zugriffen: 03.09.2024.

¹⁰⁷ Christian Geinitz. Deutschland bricht mit Grünen-Tabu. CO₂-Verpressung startet. FAZ, 11.09.2024.

Speicherungs- und Transportgesetz verabschiedet werden (KSPTG). Ein Vorschlag zu diesem Gesetz liegt vor, es sind Konsultationen durchgeführt worden. Der Sachverständigenrate für Umweltfrage empfiehlt dazu, dass man CCS nur für unvermeidbare Restemissionen zulässt.¹⁰⁸

Eine CO₂-Pipeline wird nun bald in Deutschland gebaut werden, dies wird im Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) so vorgesehen.¹⁰⁹ Dieses Gesetz ändert das KSpG von 2012, das nur für die Erforschung und Erprobung von CCS vorgesehen war. Wichtig ist hier § 33 Abs. 5¹¹⁰, der festlegt, dass Kohlekraftwerke nicht an der Pipelinenetz angeschlossen werden dürfen.¹¹¹ Das Gesetz ist noch nicht in Kraft getreten, obwohl es im Bundestag, in den Ausschüsse und auch im Bundesrat besprochen wurde, es findet sich aber kein Eintrag im elektronischen Bundesgesetzblatt¹¹², und auch nicht in Gesetze im Internet.¹¹³ Siehe eine kurze Rede von Robert Habeck dazu hier.¹¹⁴ In der 125. Sitzung des Ausschuss für Klimaschutz und Energie am 6. November 2024 wird u.a. auch eine Ausdehnung von § 33 auf Gaskraftwerke gefordert, z.B. vom WWF.¹¹⁵

Es gibt den Hinweis, dass man vielleicht nicht so viele CCS-Projekte braucht, denn die Nutzung von CO₂ ist in der Chemieindustrie möglich, sprich: Carbon Capture and Usage, CCU – und mit dem ‚usage‘ kommt auch ein neuer Bereich dazu ‚fixation‘, also der Einbau in Produkte:

In der Publikation BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Rohstoffe, Mai 2024¹¹⁶ werden viele Möglichkeiten zur Etablierung klimafreundliche Leitmärkte beschreiben. Darunter ein gestuftes System von Produktlabeln, für Stahl, Zement, Ethylen und Ammoniak. Bei Zement soll es etwa die Stufen A B C D geben, CEM III/A erreicht die Anforderungen für emissionsarmen Zement auf der Stufe C durch einen reduzierten Klinkeranteil, CEM I erreicht mit CCS und 50 % Abscheiderate die Stufe C, CEM I mit CCS und 90 % Abscheiderate erreicht die Stufe A ‚near zero‘-Zement.¹¹⁷

¹⁰⁸ Siehe Sachverständigenrat für Umweltfragen, CCS in Deutschland rechtlich auf unvermeidbare Restemissionen begrenzen: Stellungnahme zur KSPG-Novelle, Oktober 2024. Siehe: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2024_2028/2024_10_CCS.pdf?blob=publicationFile&v=9 – Zugriffen: 16.04.2025.

¹⁰⁹ Eine Infoübersicht hier: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw45-pa-klimaschutz-kohlendioxid-speicherungsgesetz-1025478> - Zugriffen: 16.04.2025.

¹¹⁰ § 33 Abs. 5 „Abweichend von Absatz 1 sind Betreiber von Kohlendioxidleitungsnetzen und Kohlendioxid-speichern verpflichtet, Unternehmen den Anschluss an ihr Kohlendioxidleitungsnetz und ihre Kohlendioxid-speicher und den Zugang zu denselben zu verweigern, wenn das aufzunehmende Kohlendioxid durch die Verbrennung von Kohle in einer Anlage und Verbrennungseinheit zur Energieerzeugung nach Anhang 1 Teil 2 Nummer 1 bis 4 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und im räumlichen Geltungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes entstanden ist.“

¹¹¹ Deshalb werden hier auch die Änderungen des vorherigen Gesetzes festgehalten: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/119/2011900.pdf> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹¹² Siehe: <https://www.recht.bund.de>

¹¹³ Siehe: <https://gesetze-im-internet.de>

¹¹⁴ Siehe:

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975954/2312230/68ffd7f43809318980954bf71c7f122d/88-3-bmwk-kohlendioxid-speicherungsgesetz-bt-data.pdf?download=1> – Zugriffen: 11.04.2025.

¹¹⁵ Siehe:

https://www.bundestag.de/resource/blob/1030966/00d4017c36f38362fc0e8295a22d5cd6/Wortprotokoll_125_Sitzung_oeA_Kohlendioxid-SpeichnungsG.pdf - Zugriffen: 16.04.2025.

¹¹⁶ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Rohstoffe, BMWK Mai 2024, siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.html> - Zugriffen: 30.04.2025

¹¹⁷ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 24.

Dieses Konzept ist sinnvoll, weil die Politik damit einer Proliferation von privaten Labeln vorbeugen will, was auch zu sog. ‚greenwashing‘ führen kann.¹¹⁸ Ein privates Label ist z.B. das Low Emission Steel Standard LESS-Labels von Stahl¹¹⁹ oder in der Chemieindustrie werden von BASF LowPCF und ZeroPCF Produkte vorgestellt.¹²⁰ Dazu kommt, dass die Politik mit Produktstandards viel vor hat: Die EU will mit der Ecodesign for Sustainable Products Regulation ESPR (Ökodesign Regulierung) Mindestanforderungen für die Reparierbarkeit, für Recycling und auch für den CO₂-Ausstoß von Produkten formulieren, die sogar Bedingung für das Inverkehrbringen von Produkten werden soll (und international gelten soll), und vielleicht könnten diese Mindestanforderungen dann in einem Stufensystem D C B A schrittweise gesteigert werden.¹²¹ Unter anderem deshalb wird versucht, auch international eine Harmonisierung zu erreichen, weil man dies vielleicht in einem Climate Club gebrauchen kann, in dem vielleicht einmal eine Freihandelszone für grün gehandelte Produkte (oder schrittweise grüner gehandelte Produkte) etabliert werden könnte. Ebenso ist es relevant für das CBAM Klimazollsystem. Kritisieren kann man es dennoch, denn eine ‚Schritt-für-Schritt‘ Stufensystem D C B A, suggeriert einen Fortschritt, obwohl erst der letzte Schritt eine vollständig grüne Produktion ermöglicht. Dazu kommt, dass die Einsparungen zuvor, die zu emissionsarmen Produkten auf bestimmten Stufen A B C D führen, teils auf einfache Art und Weise erreicht werden können: z.B. hat Stahl eine bessere CO₂-Bilanz, wenn er aus Stahlschrott hergestellt wurde, mit grünem Strom geschmolzen. Nicht aller Stahl kann aber mit Stahlschrott hergestellt werden, da es hier ein Qualitätsproblem gibt. Die Hochöfen müssen immer noch in Direktreduktionsanlagen umgebaut werden, siehe gleich den Punkt Stahl. Genauso bei Zement, hier hat der Portland Zement die höchsten CO₂-Emissionen, er hat aber auch die höchste Qualität. Durch die Verminderung des Klinkeranteils können unterschiedliche Stufen emissionsarmen Zements definiert werden, und zuletzt kann man natürlich das CO₂ mit dem Auffangen an der Punktquelle und einer Verpressung mit CCS herunterdosieren. Hier wird tatsächlich vorgeschlagen, ein Label C für eine Abscheiderate von 50 % einzuführen¹²², es wird also eine Abscheideanlage installiert, die nur mit halber Leistung läuft? Dies verdeutlicht das Problem mit diesen Abstufungen: Weil die Verbraucher nicht informiert sind oder die öffentliche Auftragsvergabe dies vielleicht zulässt, wird dadurch sogar ein Anreiz etabliert, auf einer nicht sinnvollen Stufe von 50 % Abscheidung stehen zu bleiben, obwohl dies weder technisch, noch aus Sicht der Energiewende einen Sinn macht. Deutlich wird auch, dass man mit CCS jedes Produkt, wie man es will, auf die Stufen A B C oder D setzen kann. Dadurch ergibt sich ein Anreiz, statt Anlagen umzubauen, CCS einzusetzen, und dadurch werden für die Zukunft wichtige CCS-Volumina blockiert. Kurz: Eine Abschaffung dieser Labels erscheint nicht sinnvoll, aber man sollte den Wirtschaftsverbänden weniger Einfluss auf die Stufung einräumen.

Es wird daran gearbeitet, solche Stufungen international zu harmonisieren. An Definitionen von grünem Stahl und Zement wird auch international gearbeitet, z.B. in der IEA WPID Working Party on Industrial Decarbonization (gegründet am 22-23 Februar 2023)¹²³, siehe hier die Definitionen für sog. Near-Zero und Low-Emissions Steel and Cement 2024.¹²⁴ Auch der Climate Club möchte sich um die internationale Abstimmung von Normen und Standards kümmern. Der unter deutscher Initiative

¹¹⁸ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 15.

¹¹⁹ Siehe: <https://lowemissionsteelstandard.org/>

¹²⁰ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/05/p-25-099> – basierende auf den TFS Product Carbon Footprint Guidelines: <https://www.tfs-initiative.com/pcf-guideline> - Zugriffen: 15.04.2025.

¹²¹ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 35- 37.

¹²² BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 24.

¹²³ Siehe:

<https://oecdgroups.oecd.org/Bodies/ShowBodyView.aspx?BodyID=7780&BodyPID=15186&Lang=en&Book=False> – Zugriffen: 27.04.2025.

¹²⁴ Siehe: <https://www.iea.org/reports/definitions-for-near-zero-and-low-emissions-steel-and-cement-and-underlying-emissions-measurement-methodologies> - Zugriffen: 27.04.2025.

gegründete Klimaclub (Climate Club) hat mittlerweile 46 Mitgliedstaaten.¹²⁵ Der Climate Club hat in seinem Arbeitsprogramm auch das Ziel Standards für Zement und Stahl weiterzuentwickeln, aber nun auch für Aluminium, Ammoniak und Ethylen.¹²⁶ Es wird gehofft, über die öffentliche Auftragsvergabe eine Steigerung der Nachfrage nach grünen Produkten zu erreichen, dafür wird auch international geworben: Die IDDI Industrial Deep Decarbonization Initiative, geleitet von England und Indien, hat den Green Public Procurement GPP Pledge auf der COP28 in Dubai vorgestellt, hier geht es darum i.S. einer freiwilligen Selbstverpflichtung im Bereich Stahl und Zement bei öffentlichen Aufträgen grünen Stahl und Zement zu bevorzugen, beobachtet wird, dass 80 % des Zements und 90 % des Stahls in 10 Ländern produziert werden.¹²⁷ In einer Stufenfolge wird von der IDDI Initiative ab 2030 vorgesehen, dass man dann low emission Zement und Stahl in öffentlichen Bauaufträgen nutzen sollte, je nach nationalen Möglichkeiten.¹²⁸

2.1.1 CO2 Nutzung durch CCU

Dies ist ein komplexes Gebiet, das der geneigte Leser die folgenden Absätze auch erstmal überspringen kann, denn eigentlich gehört dies zum Thema Chemieindustrie, wird aber hier bereits eingeschoben, weil es inhaltlich zum Zement insofern gehört, weil es darum geht, was man mit dem CO2 machen könnte, welches man an Zementanlagen und Müllverbrennungsanlagen (und anderen Anlagen) aufgefangen hat:

Die Chemieindustrie hat 2023 im Bericht Transformation der Chemieindustrie betont, dass sie nach dem Umbau hin zu erneuerbaren Energien viel CO2 benötigen wird.¹²⁹ Die Chemieindustrie braucht, u.a. wenn sie künstliches, grünes Naphtha über den Fischer-Tropsch-Prozess herstellen will, große Mengen von CO2, geschätzt werden 52 Mill. Tonnen und sie hat sogar die Besorgnis, dass später, 2045, die CO2 Quellen auf 44 Mill. Tonnen beschränkt sein könnten, dies sind dann die verbliebenen 32 Zement- und 52 Kalkwerke sowie 55 Abfallverbrennungsanlagen¹³⁰, siehe mehr dazu unter dem Punkt Chemie. Deshalb ist auch CCU (Carbon Capture and Utilization bzw. CO2 Abscheidung und Nutzung) möglich. Und zwar nicht nur bei Zement, sondern überall, z.B. auch im Bereich der Stahlindustrie, wobei es hier darauf geht, das CO2 zu reinigen, hierzu ist z.B. weit vorausschauend das Fraunhofer Projekt UMSICHT aktiv.¹³¹ Die Chemieindustrie überlegt weiterhin Biomasse und auch Plastikmüll und Müll etc. zur CO2-Herstellung einzusetzen, wenn um 2040 kaum mehr CO2 aus sog. Punktquellen vorhanden ist. Sie befürchtet nicht genug zu haben und wünscht eine CO2-Direktleitung von Zementwerken, Kalksteinwerken und Abfallverbrennungsanlagen.¹³²

CCU ... CO2 Potentialatlas. Die Nutzung von CO2 wird auch untersucht im E2Fuels – CO2 Potentialatlas, der den Zweck hat zu dokumentieren, wo genau CO2 Quellen vorhanden sind, die

¹²⁵ Siehe: <https://climate-club.org/>

¹²⁶ S. 12, Climate Club Work Programme 2025-2026, siehe: https://climate-club.org/wp-content/uploads/2025/01/Climate_Club_Work_Programme-2025-26-final-.pdf - Zugriffen: 27.04.2025.

¹²⁷ Mitglieder sind Kanada, Deutschland, Japan, Saudi Arabien, Schweden, Vereinigte Arabische Emirate. Siehe: <https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/industrial-deep-decarbonisation-initiative/> - Zugriffen: 30.04.2025.

¹²⁸ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 34.

¹²⁹ Der Bericht Transformation der Chemie 2023 thematisiert dies an wichtiger Stelle und mit Mengenschätzungen thematisiert wird. Der Fakt, dass die Chemieindustrie CO2 braucht, ist allerdings auf Expertenebene schon länger bekannt, siehe auch die nächste Fußnote mit dem UMSICHT-Projekt.

¹³⁰ Transformation der Chemie 2023: 84.

¹³¹ Siehe die UMSICHT-Webseite. Labore des Projekts arbeiten beim Thyssenkrupp Stahlwerk in Duisburg: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/>

¹³² Transformation der Chemie 2023: 84-85.

vielleicht von einem ‚Nachbarn‘ genutzt werden können.¹³³ Hier der Schlussbericht, dort findet sich etwa auf S. 22 die Prognose, dass es 2040 zu einer Deckung von Angebot und Nachfrage kommen könne. Zwischen S. 33-60 zählt detailliert alle Zementwerke in Deutschland mit ihren Emissionen auf.¹³⁴ Informationen zu CO₂ und Schadstoffmengen Mengen gibt es auch auf der Emissionsdatenbank Tru.de des UBA.¹³⁵

Möglichkeiten CO₂ zu nutzen sind weiterhin die Herstellung von Dimethyl Carbonate (DMC), dass in Lithium-Batterien gebraucht wird, hier lag der Bedarf 2020 bei 700.000 Mill. Tonnen, er kann sich leicht in den nächsten Jahren verdoppeln. Aus CO₂ lässt sich weiterhin sog. Stadtgas herstellen, hier wird CO₂ unter hohem Druck mit Wasserstoff zusammengebracht, daraus entsteht Methan. CO₂ wird in der Landwirtschaft genutzt, um in Treibhäusern das Pflanzenwachstum zu fördern, es gibt somit Möglichkeiten zur ‚reuse and fixation‘.¹³⁶

Wenn die Zementindustrie das CO₂ erstmal in Tanks lagert, so meine Idee, siehe gleich unten in der Box, und dann einige Jahre später an die Chemieindustrie verkauft, wäre dies eine sehr einfache Lösung und die Preissteigerungen durch eine grüne Produktion bei Zement wären vielleicht nicht so hoch. Vergleicht man dies mit einem CCS-Vertrag mit Norwegen oder Dänemark, könnte das Verpressen von CO₂ teurer sein, wie hoch dieser Preis wird, dafür gibt es bisher keine Informationen bzw. man kann dies für die Zukunft kaum voraussehen.

Insofern ist es vielleicht sogar gut, dass man die CO₂-Pipeline von Erwitte Geseke nach Wilhelmshaven für den Transport nach Norwegen noch nicht gebaut wurde, vielleicht ist es besser, eine CO₂-Pipeline zu den Chemieparks nach Dormagen, Wesseling und Leverkusen zu legen. Hier soll allerdings nicht in Frage gestellt werden, dass CO₂-Pipelines generell sinnvoll sind.

Der Hintergrund dafür, dass das CO₂ begehrt ist, ist auch der, dass DAC (Direct Air Capture), also das direkte Auffangen von CO₂ aus der Luft, teuer sein könnte, weil dazu Strom gebraucht wird. Langfristig wäre dies mit erneuerbaren Energien betrieben aber vielleicht auch kostengünstig möglich. Jedenfalls sind Punktquellen-Auffanganlagen jeweils an den Zementwerken schneller zu bauen. Eine 1 Mill. Tonnen CO₂ DAC-Anlage wird gerade erst in den USA gebaut (Carbon Engineering, Projekt Stratos), dies ist eine ganz schön große Anlage, sich davon 52 Anlagen für 52 Mill. Tonnen CO₂ vorzustellen ist möglich, aber aufwendiger als das Auffangen an Punktquellen. Es scheint jedenfalls sinnvoll, auf beides zu setzen, auf das Auffangen von CO₂ aus Punktquellen, weiterer Ausbau von DAC in Kombination mit erneuerbaren Energien und der CO₂ Nutzung bzw. CCU. DAC könnte im kleineren Stil dann einsetzen, wenn Elektrolyseure in der Nähe erneuerbarer Energien stehen und es gut passen würde, wenn man dort z.B. direkt auch eine Syngas-Fischer-Tropsch-Anlagen bauen könnte, die grünes Naphtha herstellen. Dafür braucht man Wasserstoff und CO₂. Das Naphtha könnte man dann wiederum mit Lkw, Bahn oder Schiff transportieren.

Eine Datenbank für CCU Projekte ist CO₂ Value Europe.¹³⁷

¹³³ Siehe: <https://www.zsw-bw.de/projekt/wasserstoff-efuels/e2fuels-co2-potenzialatlas.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴ Siehe: https://www.zsw-bw.de/uploads/media/E2Fuels_CO2-Potenzialatlas_Schlussbericht_TIB_final.pdf - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁵ Siehe: <https://thru.de/> - siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/portale/thrude>

¹³⁶ Senba et al. Initiatives to Develop CO₂ Capture and Effective CO₂ Utilization Technology Systems, in: Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol. 59 No. 4, December 2022. Siehe: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e594/e594080.pdf> - Zugriffen: 09.11.2024.

¹³⁷ CO₂ Value Europe Datenbank für CCU Projekte: <https://database.co2value.eu/>

In diesem Bereich muss die Politik für die Zukunft Entscheidungen treffen: ob es eine Übergangslösung mit CO₂-Tanks gibt, bis CCU verfügbar ist und wie die Kaskadennutzung bzw. Kreislaufwirtschaft mit CO₂ in Zusammenarbeit mit der Chemieindustrie aussehen könnte.

2.1.2 CO₂ Lagerung in Drucktanks?

CO₂ Lagerung in Drucktanks. *Meine Idee ist wie folgt:* zur Not könnte man CO₂ in flüssiger Form in Tanks lagern, das geht und Stahltanks sind recycelbar. **Vorteil: Man kann direkt damit anfangen.** Als eine von vielen Firmen bietet beispielsweise die Firma ASCO einen Drucktank für CO₂ an: 14 Meter Höhe, 3,2 Meter Durchmesser, 24 bar Druck, für 100 Tonnen CO₂.¹³⁸ Siehe auch Pentair.¹³⁹ Leider muss das CO₂ bei diesem relativ niedrigen Druck auf -18 Grad Celsius gekühlt werden, dann ist es flüssig, die Drucktanks müssen also isoliert sein (sog. Niederdruck CO₂), siehe diese ASCO-Infos.¹⁴⁰

Bei Normaltemperatur wird es bei 45-65 bar Druck transportiert, Linde Infos.¹⁴¹ Air Liquide hat ebenso eine Lösung für den flüssigen Transport von CO₂ entwickelt, die Cryocap™ LQ, die 3.500 Tonnen pro Tank verflüssigen kann.¹⁴²

Das wäre zwar kein CCS, aber eine temporäre Lösung des Problems.

Bierdeckelrechnung: Mit 10.000 solcher Tanks kann man 1.000.000 Tonnen CO₂ lagern. Mit 100.000 solcher Tanks, kann man 10.000.000 Tonnen CO₂ lagern. Mit 1.000.000 solcher Tanks kann man 100.000.000 Tonnen CO₂ lagern, das wären 5 Jahre Zementindustrie oder ein halbes Jahr Chemieindustrie. Die Zementindustrie in Deutschland hat 20 Mill. Tonnen CO₂ Emissionen pro Jahr.¹⁴³ Die Chemieindustrie hat 2014 noch 181 Mill. Tonnen CO₂-äquivalente ausgestoßen.¹⁴⁴

Bierdeckelrechnung: Wie groß wäre so ein Lager? Ein Drucktank für je 100 Tonnen CO₂ hat eine Seitenlänge * 3,2 Meter bzw. vereinfacht 4 Meter. In ein 1000 m² Quadrat, mit einer Kantenlänge von 31,62 Meter passen ca. 64 Drucktanks (1000 = 31,62 mal 31,62 ... $31,62 / 4 = 7,9$ also ca. 8 mal 4 Meter passen dort rein, im Quadrat 64). Das sind 6400 Tonnen CO₂.

Es gibt 10994 Gemeinden in Deutschland¹⁴⁵ und ca. 30.000 Dörfer.¹⁴⁶ 30.000 mal 6400 Tonnen sind 192.000.000 Tonnen CO₂ bzw. 192 Millionen Tonnen. Wenn sich jede Gemeinde 64 Drucktanks mit einer Kantenlänge von 31,62 Meter hinstellt, kann man also schonmal das CO₂ von 10 Jahre

¹³⁸ Siehe die Firma ASCO mit ihren CO₂-Lagertanks: <https://www.ascoco2.com/co2-und-trockeneiszubehoer/co2-lagerung/polyurethanisolierter-co2-lagertank> - Zugriffen: 09.09.2024.

¹³⁹ Siehe Pentair Webseite: <https://foodandbeverage.pentair.com/de-de/products/pentair-liquid-co2-storage-tanks> - Zugriffen: 14.10.2024.

¹⁴⁰ Siehe: <https://www.ascoco2.com/co2-produktion-und-co2-rueckgewinnung/allgemeine-informationen-ueber-co2> - Zugriffen: 09.09.2024.

¹⁴¹ Siehe Linde Safety Advice:

https://static.pr.dchannel.linde.com/wcsstore/NL_RES_Industrial_Gas_Store/Attachment/Downloads/Applications/Safety_Advice_CO2.pdf - Zugriffen: 14.10.2024.

¹⁴² Siehe: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2024-07-17/air-liquide-innovative-co2-liquefaction-technology-selected-stockholm-exergi-world-scale-carbon> - Zugriffen: 23.01.2025.

¹⁴³ Verein deutscher Zementwerke 2023: 13.

¹⁴⁴ Transformation der Chemie 2023: 12.

¹⁴⁵ Siehe zur Zahl der Gemeinden:

<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbeobachtung/Raumabgrenzungen/deutschland/gemeinden/gemeinden-gemeindeverbaende/gemeinden.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

¹⁴⁶ Siehe zur Zahl der Dörfer: https://www.planet-wissen.de/gesellschaft/landwirtschaft/landleben/die_neue_lust_aufs_leben/pwielandlebenheutewennidoeerfersterben100.html - Zugriffen: 09.09.2024.

Zementindustrie oder 1 Jahr Chemieindustrie speichern. Man könnte auch dies noch skalieren, $64 > * 2 = 128 > * 4 = 256$. Bei 30.000 mal 256 Tanks wären es 768 Mill. Tonnen CO₂, ungefähr die gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands.

Stahl für die Drucktanks ist auf der Welt genug verfügbar sein, bei der Menge von Stahlwerken in China und Indien! Man könnte sicher auch effizientere, größere Tanklager bauen. Die Chemieindustrie braucht das CO₂, hat aber ihre Werke noch nicht umgebaut, dies wird voraussichtlich erst in ca. 5 bis 10 Jahren so erfolgt sein, es könnte also eine temporäre Lösung sein. Leider muss nur eine dauerhafte Kühlung erfolgen, besser nicht mit schwankenden Strom von erneuerbaren Energien betreiben ;-).

Überraschung: Diese Idee gibt es schon: Im Clean Industrial Deal, A plan for EU competitiveness and decarbonization“ 26.2.2025¹⁴⁷ wird erwähnt, dass in der Industrial Carbon Management Strategy, COM (2024) 62 final¹⁴⁸, erwähnt wird, dass Mitgliedstaaten Öl- und Gasfirmen zwingen müssen, bis 2030 eine 50 Mill. CO₂ Speicherkapazität aufzubauen, dies sei so, weil CO₂ Auffangprojekte als strategisch i.S. des Net-Zero-Industry Acts anzusehen sind (S. 7, im Clean Industrial Deal, S. 6 in der Industrial Carbon Management Strategy). Die eigentliche Formulierung befindet sich also im Net-Zero-Industry Act¹⁴⁹, so lautet sie: „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.“¹⁵⁰

Das Lagern in Tanks ist sowieso erlaubt, aber jetzt kommt das EU Emissionshandelssystem ETS mit ins Spiel, denn das Lagern in Tanks ist natürlich kein CCS und die Zementindustrie müsste weiter Zertifikate für ihre CO₂-Emissionen kaufen, die sie gerade in einem Tank gelagert hat. Dies politisch zu regeln wäre einfach, die Zementindustrie müsste zur Zeit der Lagerung keine Zertifikate kaufen.

2.1.3 CCU, Kreislaufwirtschaft und die Chemieindustrie

Die Chemieindustrie kann leider das CO₂ nicht ganz verschwinden lassen, und es wird je nach Produkt nur kurzfristig, aber teilweise auch langfristiger gebunden. Aber eben nicht in Gestein verpresst. Besonders langfristig erfolgt die Nutzung, wenn mit solchen Produkten ein Kreislauf etabliert werden kann. Langfristig wäre auch z.B. bei Rohren, die verlegt werden und Jahrzehnte dort liegenbleiben und später noch recycelt werden können. Beispiel kurzfristig: Wenn die Chemieindustrie z.B. mit ‚grauen‘ CO₂ aus der Zementproduktion und grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse in der umgekehrten Wasserstoffverschiebereaktion Syngas herstellen würde und dies im Fischer Tropsch Verfahren eingesetzt würde, um E-Fuels wie Benzin, Diesel oder Kerosin herzustellen würde. Diese Treibstoffe würden bei der Verbrennung z.B. in einem Auto oder Flugzeug sofort CO₂ ausstoßen, dass man nicht mehr auffangen kann. Bei der Produktion wäre immerhin grüner Wasserstoff benutzt worden, aber auch CO₂ aus den Zementwerken, sodass sich nur eine teilweise Einsparung von CO₂ gibt. Für diesen Ausstoß von ‚grauem‘ CO₂ müsste dann das Zementwerk Emissionszertifikate im

¹⁴⁷ Siehe hier: https://commission.europa.eu/document/download/9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_en?filename=Communication%20-%20Clean%20Industrial%20Deal_en.pdf&prefLang=de – Zugegriffen: 15.05.2025.

¹⁴⁸ Siehe Mitteilung der Kommission an ... Auf dem Weg zur einem ehrgeizigen industriellen CO₂-Management in der EU, COM (2024) 62 final, Straßburg, 6.2.2024: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062> – Zugegriffen: 15.10.2024.

¹⁴⁹ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023PC0161> – Zugegriffen: 19.05.2025.

¹⁵⁰ S. 16, in: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52023PC0161> – Zugegriffen: 19.05.2025

Rahmen des ETS kaufen oder Chemieindustrie und Zementindustrie (und Auto- oder Flugverkehr) teilen sich diese, gemeint ist.

Beispiel langfristig: Wenn dagegen mit dem Syngas-Fischer-Tropsch-Prozess Naphtha für die elektrisch betriebenen Ethylen-Cracker hergestellt wird, und zwar aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus der Zementproduktion, dann kann damit Ethylen und Polyethylen, sprich: Plastik hergestellt werden¹⁵¹, dann gäbe es eine nahezu grüne Produktion und dadurch würde das CO₂ viel länger als bei E-Fuels gebunden. Plastik kann thermochemisch recycelt werden, unter Sauerstoffmangel kann durch Pyrolyse Synthesegas hergestellt werden oder durch Pyrolyse Pyrolyseöl oder -gas, welches in einem elektrischen Cracker zu Olefinen und Aromaten umgewandelt werden kann, Grundstoffe für Polystyrol für Lebensmittelverpackungen oder Polyurethan für Schaumstoffe.¹⁵² Aus Synthesegas kann wiederum der Fischer-Tropsch-Prozess (oder die Methanolherstellung) heraus betrieben werden.¹⁵³ Somit könnte CO₂ in Plastik gebunden, langfristiger etwa in Röhren, und Plastikabfälle erneut gebunden werden kann und neu in denselben Prozess eingefüttert wird. Wenn am Ende des Kreislaufs für einige Teile eine Müllverbrennung erfolgen muss, würde an der Müllverbrennungsanlage wieder ein Auffangen von CO₂ erfolgen und es wird wieder in denselben Prozess eingefüttert. Der Kunststoffröhrenverband¹⁵⁴ gibt etwa eine Lebensdauer von 100 Jahren an, es gibt bereits recycelte Röhren, er setzt sich für einen Nachhaltigkeitszertifizierung von Endprodukten ein.¹⁵⁵ Es befindet sich dann in einem Kreislauf, der sicher nicht perfekt sein wird, aber es ist immerhin ein Kreislauf. In diesen Fällen wäre das ‚graue‘ CO₂ aus den Zementwerken und Plastik, aus dem Pyrolyseöl und- gas hergestellt wird, nicht mehr in die Atmosphäre gelangt (und es wären dafür keine Emissionszertifikate zu kaufen) – geraten die Dinge aber aus dem Kreislauf würde das Auffangen von CO₂ in der Müllverbrennungsanlagen Kosten verursachen, die die Zementwerke / mit der Chemieindustrie zusammen letztlich zu tragen hätte.

Produkte aus dem Auffangen und Nutzen von CO₂ haben somit sehr unterschiedliche Eigenschaften, sie binden CO₂ mal kurzlebig und mal langlebig, und sind jeweils anders recycelbar bzw. können in einen Kreislauf überführt werden, andere wiederum können gar nicht recycelt werden bzw. und geben z.B. beim Verfallsprozess CO₂ ab.¹⁵⁶ Dazu kommt, dass es nur dann, wenn alle Inputs grün sind, alles sinnvoll ist.

Die Chemieindustrie hat hierzu politische Forderungen entwickelt. Die Chemieindustrie fordert für CCU einen „begünstigenden Rechtsrahmen“ der eine „Kaskadennutzung“ ermöglicht, in der CO₂ an Produkte gebunden wird und z.B. vorsieht, dass man diese Produkte wieder recycelt.¹⁵⁷

¹⁵¹ DOE Chemical Industry 2000: 50

¹⁵² Transformation der Chemie 2023: 45.

¹⁵³ Siehe den Prozesskettenüberblick hier: Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2024: 7, 40. Siehe:

https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁵⁴ Siehe: <https://www.krv.de/artikel/kreislaufwirtschaft> - Zugriffen: 30.04.2025.

¹⁵⁵ BMWK Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe 2024: 27.

¹⁵⁶ Siehe zu dieser Erkenntnis, dass die Produkte aus CO₂-Usage stammen, sehr unterschiedlich sein können, Ramirez Ramirez et al. 2022 für die EU Kommission, S. 6: “CCU involves a number of stages, from capturing the CO₂ to its conversion into carbon-containing products, further including the use of such products up to their disposal as carbon-containing waste and/or ultimately, CO₂ emission, which may happen shortly after the use of the CO₂-derived product (e.g., synthetic fuels) to decades (e.g., for polymers) or centuries (e.g., for mineralization products). Many of these stages demand energy, not only directly (in the capture system and the transformation processes) but also indirectly (in the synthesis of co-reactants such as hydrogen). The products will then be used in other chains.”

¹⁵⁷ “Aufgrund des durch CCU möglichen Kaskadennutzung von Kohlenstoff bzw. der Möglichkeit für andere Industrien treibhausneutral werden zu können, regt Chemistry4Climate die Schaffung eines begünstigenden

Die deutsche VCI Position betont, dass die Siedlungsabfallverbrennung unter das ETS fallen soll, damit auch dort der Anreiz besteht, an der Punktquelle CO₂ aufzufangen. Gefordert wird, dass die temporäre Speicherung von Kohlenstoff in Produkten, egal erstmal ob lang oder kurz, auch als Speicherung wie eine permanente Speicherung angesehen werden sollte. Eingestanden wird, dass es eine Übergangsphase geben wird, in der eine Kreislaufwirtschaft noch nicht perfekt gelingt, dies sollte man einfach mit Abschlagsfaktoren einbeziehen, ansonsten sollte das Einbauen von Kohlenstoff in Produkte aber beim ETS angerechnet werden, siehe die VCI Position vom 23.08.2024.¹⁵⁸

Dieser Themenbereich ist durch die Aalborg Declaration von Dänemark, Deutschland, Frankreich, Norwegen und Schweden, 27. November 2023, unter der Namen Industrial Carbon Management vorangetrieben worden, u.a. um den grenzüberschreitenden Transport von CO₂ und die Speicherung zu ermöglichen, aber eben auch einen CCU Markt.¹⁵⁹ Dies ist offenkundig stark von der Industrie beeinflusst, siehe hier.¹⁶⁰ Auch Corporate Europe Observatory meldet bei diesen Treffen einen stark steigenden Anstieg von Teilnehmern der Öl- und Gasindustrie.¹⁶¹ Es geht hier nicht um eine Gruppe, sondern um Treffen. Auf dem CCUS Forum, nun das Industrial Carbon Management Forum ICM, werden Forderungen der Industrie, etwa der Ausbau von CCS von der Zementindustrie, aber auch anderen Industrien, diskutiert.¹⁶² Seltsam ist jedenfalls, dass offenbar auch Geschäftsmodelle gefördert werden, wie Bioenergie kombiniert mit CCS (BECCS), welches negative Emissionen aufweisen kann, dies soll unter das ETS fallen, spricht, mit so einer Fabrik/Anlage kann man dann viele Emissionszertifikate verkaufen.¹⁶³ Auf dem CCUS Forum 2023 in Aalborg, Dänemark, waren Vertreter der Öl- und Gasindustrie und der Chemieindustrie aktiv, von Wintershall Dea, Shell, TotalEnergies, der Zementindustrie, etwa Heidelberg Materials, Vertreter von CCS Projekte, aber auch andere Personen.¹⁶⁴ Das letzte Treff fand bei Terega, einen Gasnetzbetreiber, in Frankreich statt.¹⁶⁵ TotalEnergies ist jedenfalls stark an CCS interessiert, dies zeigt auch seine Beteiligung am norwegischen Northern Lights Projekt mit 33 %, Shell 33 % und Equinor (ehemals Statoil) 33 %¹⁶⁶, siehe unten.

Rechtsrahmens vor allem für CCU an. Jedes Gramm Kohlenstoff, welches mittels CCU im Kreislauf gehalten werden kann, muss weder (durch fossile Quellen) neu gewonnen noch mittels CCS im Boden verpresst werden.“ Transformation der Chemie 2023: 85.

¹⁵⁸ CO₂-Recycling ermöglichen und anreizen. Verband der chemischen Industrie VCI, 28. September 2023. Siehe: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/20230928-vci-position-ccu-in-der-chemieindustrie.pdf> - Zugriffen: 26.12.2024.

¹⁵⁹ Siehe Aalborg Declaration, 27. November 2023: <https://www.kefm.dk/Media/63864151387792088/Aalborg%20declaration.pdf> – Zugriffen: 30.11.2024. Siehe auch: Third meeting of the Carbon capture, utilisation and storage Forum (CCUS Forum), 27-28 November 2023, Aalborg: <https://circabc.europa.eu/ui/group/75b4ad48-262d-455d-997a-7d5b1f4cf69c/library/8df6b86e-c7eb-4cc2-be68-9119f0ed3e5c/details?download=true> – Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶⁰ Belen Balanya. Das Industrial Carbon Management Forum. In: Forum Umwelt und Entwicklung, Rundbrief 3/2024. Siehe: <https://www.forumue.de/rundbrief-iii-2024/> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶¹ Siehe The Carbon Group, 29.04.2024: <https://corporateeurope.org/en/carboncoup> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶² Siehe Joint Letter – Urgent Need to Scale Up Industrial Carbon Management in Europe, October 23, 2024: <https://eu.bellona.org/2024/10/23/joint-letter-icm/> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶³ Siehe Punkt 7, Aalborg Declaration: <https://www.en.kefm.dk/Media/638366861585598350/EU%20CCUS%20Aalborg%20declaration%20231127%20SEFR.pdf> – Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶⁴ Siehe: https://energy.ec.europa.eu/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2023-11-27_en - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶⁵ Siehe: <https://www.terega.fr/en/newsroom/events/4th-industrial-carbon-management-forum/> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁶⁶ Siehe: <https://totalenergies.com/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-first-major-carbon-capture-and-storage-project> - Zugriffen: 30.11.2024.

Die Europäische Kommission hat zu diesem Themenbereich eine Webseite Industrial Carbon Management¹⁶⁷, die Generaldirektion für Climate Action ebenfalls eine solche Seite,¹⁶⁸ eingerichtet und am 06.02.2024 eine Mitteilung verfasst, die Industrial Carbon Management Strategy, abgekürzt ICM Strategy, dort wird u.a. als Ziel 2040 280 Mill. Tonnen und bis 2050 450 Mill. Tonnen abzuscheiden.¹⁶⁹ (25 Jahre lang die deutsche Zementindustrie mit 20 Mill. Tonnen pro Jahr sind schon 500 Mill. Tonnen) In diesem Text geht es um eine starke Ausweitung von CO2-Abscheidung und Speicherung.

Dort wird formuliert, dies könnte auch auf eine Einflussnahme der Industrie hindeuten, dass „im Jahr 2040 noch in begrenztem Umfang fossile Brennstoffe verwendet werden, z.B. in Form von Öl im Verkehrssektor sowie begrenzte Mengen an Gas für Heiz- und Industriezwecke (auch als Einsatzstoff).“ Und: „In dieser Mitteilung wird anerkannt, dass Technologien für das industrielle CO2 Management ein Teil der Lösung zur Verwirklichung der Klimaneutralität bis 2050 sind. Diese Technologien werden benötigt, um die CO2-Emissionen aus industriellen Prozessen in der EU weiter zu verringern und zu steuern, insbesondere in den Bereichen mit begrenzten Minderungsmöglichkeiten.“¹⁷⁰

In diesem Text wird interessanterweise darauf hingewiesen, dass es bereits eine Reform des ETS gegeben hat, die besagt, dass bei CCS keine Zertifikate für Emissionen abgegeben werden müssen (das ist selbstverständlich), aber auch nicht bei der Nutzung von CO2 für die Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs. Diese Ausnahme soll wohl einen Anreiz schaffen CO2 für eine Methanol und E-Fuels-Herstellung zu nutzen (obwohl hier das CO2 direkt wieder in die Luft geht).¹⁷¹ Wie soll man das verstehen? Die EU Kommission bereitet derzeit einen delegierten Rechtsakt vor, wie Speicherung von CO2 in Produkten als dauerhaft anerkannt werden kann.¹⁷² Innerhalb der Überprüfung des ETS 2026 soll geprüft werden, ob ein Bilanzierungssystem eingeführt werden kann, das Ursprung, Transport und Nutzung von Mill. Tonnen von CO2 nachzeichnet. Die Details dafür werden derzeit erarbeitet.¹⁷³

Ein weiterer relevanter Text ist hier der Vorschlag für Verordnung zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO2-Entnahmen, COM (2022) 672 final, 30.11.2022¹⁷⁴, der Anreize schaffen soll, CCS als geologische Speicherung, klimaeffiziente Landwirtschaft und allgemein Bodennutzung durchzuführen, die CO2 Entnahmen ermöglicht, z.B. eine vorübergehende CO2-Speicherung in Produkten, etwa im Holzbau, für mindestens 35 Jahre. Dies kann dann zertifiziert werden, dies ist aber freiwillig und kann im Rahmen der nationalen Ziele innerhalb der EU Klimaziele angerechnet

¹⁶⁷ Europäische Kommission Industrial Carbon Management: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en

¹⁶⁸ DG Climate Industrial Carbon Management: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management_en

¹⁶⁹ Siehe Mitteilung der Kommission an ... Auf dem Weg zur einem ehrgeizigen industriellen CO2-Management in der EU, COM (2024) 62 final, Straßburg, 6.2.2024: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062> – Zugegriffen: 15.10.2024.

¹⁷⁰ Ebda. COM (2024) 62 final, siehe Fußnote davor, S. 1.

¹⁷¹ Siehe COM (2024) 62 final, S. 5 u.a. Fußnote 18.

¹⁷² Siehe COM (2024) 62 final, S. 20.

¹⁷³ Siehe COM (2024) 62 final, S. 21.

¹⁷⁴ Siehe COM (2022) 672 final. Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52022PC0672> – Zugegriffen: 14.10.2024.

werden, dabei geht es offenbar nicht um eine Monetarisierung durch einen Handel mit Klimazertifikaten oder dem ETS.¹⁷⁵

CCU und das Recycling von Chemieprodukten

In ihrem Bericht Transformation der Chemie 2023 berichtet die chemische Industrie Deutschlands, dass jedenfalls das Recycling von Kunststoff nicht für ihren Kohlenstoffbedarf ausreicht, mit chemischem Recycling mit Pyrolyse könnten 2045 nur 1,5778 Mill. Tonnen Kohlenstoff (1,5 Mill.) hergestellt werden, hier fehlen ca. 20 Mill. Tonnen, um den Bedarf von ca. 22 Mill. Tonnen zu decken.¹⁷⁶ Diese Zahl ist eine Zahl innerhalb der Szenarien in dieser Publikation und kann schwer gedeutet werden, weil man die Annahmen dazu nicht näher kennt. Parallel dazu wird geschätzt, dass die chemische Industrie 52 Mill. Tonnen CO₂¹⁷⁷ benötigen wird, natürlich nicht nur für die Produktion von Plastik, aber eben auch. Wenn man pi mal Daumen 20 Mill. Tonnen CO₂ für die Plastikherstellung nimmt, z.B. über die umgekehrte Wasserstoffverschiebereaktion Synthesegase Fischer-Tropsch grünes Naphtha Route, dann braucht man zudem Wasserstoff, vielleicht 15 Mill. Tonnen.¹⁷⁸ Man hat also 35 Mill. Tonnen Input und dafür auch die erneuerbaren Energien dafür aufgebaut, für die Herstellung des Wasserstoffs und die Elektrolyse. Und daraus kommen Produkte heraus, von denen man nur 1,5 Mill. Tonnen Recyclingplastik nutzen kann, aus dem Kohlenstoff entnommen werden kann? Die Chemieindustrie fordert, etwaige Probleme in diesem Bereich über einen ‚Abschlag‘ beim ETS zu lösen.¹⁷⁹ 35 Mill. Tonnen / 1,5 Mill. = 0,04, als 4 % ... dies wäre dann aber ein Abschlag von 96 %.

Dies scheint aber so zu sein. Dies bestätigt sich an anderer Stelle in diesem Bericht, an dem der Kunststoffverbrauch aufgliedert wird in: 7,9 Mill. Tonnen in Kleber, Fasern, Lacke; 10,3 Mill. In Kunststoffneuware z.B. Verpackung, Bau, Fahrzeuge, Elektro, Haushalt, Möbel, Landwirtschaft u.a.; nur 2 Mill. Tonnen ist recycelter Kunststoff. Die privaten Endverbraucher brauchen 12,1 Mill. Tonnen, 6,3 Mill. Kunststoffabfälle entstehen, davon wird 99 % bereits verwertet, wobei aber die Kunststoffkonzentrationen im Abfall stark variieren, am meisten Kunststoff ist in den PET-Flaschen enthalten.¹⁸⁰

Dies könnte auch an der speziellen Natur chemischen Stoffe bzw. Produkte liegen, die oft als Hilfs- und Begleitprodukte und Inputs in der industriellen Produktion eingesetzt werden, als Kleber, Verdickungs- und Verdünnungsmittel, als Lösungsmittel und Lacke oder i.S. von Veredelung oder als Produkte, die im Bau genutzt werden, etwa Plastikrohre. Oder sie sind kaum trennbar mit anderen Materialien verbunden, wie etwa Glasfaser in Epoxydharz. Wie soll man Frostschutzmittel recyceln?¹⁸¹ Bezüglich des Recyclings der Rotorblätter der Windenergieanlagen

¹⁷⁵ Siehe eine vorläufige Einigung am 20.02.2024 zu diesem Vorschlag von Parlament und Rat: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/02/20/climate-action-council-and-parliament-agree-to-establish-an-eu-carbon-removals-certification-framework/> - Zugegriffen: 14.10.2024.

¹⁷⁶ Transformation der Chemie 2023: 46. Geschätzt wird, dass 1 Tonne Kunststoffabfall 0,41 t HVC Olefine und Aromaten ergibt und 0,41 bis 0,58 t Wasserstoff spart, sowie 10,1 bis 14,3 MWh Strom. Transformation der Chemie 2023: 45-46.

¹⁷⁷ Transformation der Chemie 2023: 84-85.

¹⁷⁸ Transformation der Chemie 2023: 17, Tabelle 2, Szenario 2, Wasserstoffbedarf für Fischer-Tropsch, 15.234 Tonnen.

¹⁷⁹ Siehe, S. 4: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/20230928-vci-position-ccu-in-der-chemieindustrie.pdf> - Zugegriffen: 26.12.2024.

¹⁸⁰ Transformation der Chemie 2023: 41.

¹⁸¹ Aus Ethylen wird über Acetaldehyd Essigsäure und dann Polyvinylacetat (Dispersionsfarben) und Celluloseacetat (Kunstseide) hergestellt. Über Ethylenoxid: Ethylenglucole, Ethanolamine und Dioxan, zur Herstellung von Polyester (Textilien), Wasch- und Textilhilfsmittel, Weichmacher, Frostschutz. Über Vinylchlorid: PVC, für Rohre, Fußbodenbeläge, Verpackungsmaterial, Kunstleder. Über Styrol: Polystyrol: Synthesekautschuk (Autoreifen), Formteile für Verpackung, Wärmedämmung. Über die Polymerisation: zu

wird bei einem Typ Windräder Balsaholz und Kunststoffschäume zerkleinert und im Zementwerk verbrannt, es ist aber auch Pyrolyse möglich.¹⁸² Das Recycling müßte also für eine Kreislaufwirtschaft irgendwie ausgedehnt werden, Auto-, Bus, Zug, Flugzeugausstattung, eingeschlossen Sitze, Sitzbezüge aus Synthetikfasern, Plastik vom Bau, alles besteht aus Plastik und müsste recycelt werden ...

Siehe auch das Greenhouse Gas Protocol GHG, in Kurzfassung: Scope 1 Emissionen sind Emissionen, die u.a. bei der Produktion von Rohstoffen, Inputgütern und durch den Strom (wenn er etwa durch Kohlekraftwerke produziert wird) entstehen, Scope 2 Emissionen, die beim Produktionsprozess selbst anfallen und die Scope 3 Emissionen, die Emissionen, die bei der Benutzung der Produkte entstehen.¹⁸³

Es scheint jedenfalls so zu sein, dass neben dem Ausbau von Recycling für die chemische Industrie in Zukunft und für alle Ewigkeit, CCS oder Direct Air Capture DAC als Kompensation nötig sein wird und man sich noch überlegen muss, wer für die Kosten davon auskommt. Ein gewisser Teil ihrer Produkte ist ‚not-to-abate‘. Dies ist wichtig zu wissen, weil man dafür CCS-Kapazitäten ‚reservieren‘ muss. CCS kann jedenfalls nicht einfach der Petrochemie (etwa Shell oder TotalEnergies) überlassen, damit sie ihren firmeneigenen CO2 Senkungsplan erfüllen kann, den man alternativ auch durch den Umbau von Anlagen und die Umstellung auf Wasserstoff erreichen könnte.

Viel mehr Grundstoff kann die chemische Industrie aus 40,6 Mill. Tonnen Trockenmasse (tTM) in Form von Biomasse (Altpapier, Getreidestroh, Grüngut, Restholz, Rindermist, Schweinemist, Altholz, Waldrestholz) erhalten, aus denen Bio-Naphtha gewonnen werden kann.¹⁸⁴ Dies könnte den Aufwand Wasserstoff zu produzieren und den dazugehörigen Strom um immerhin 139 TWh verringern.¹⁸⁵ Es bleibt allerdings unklar, ob diese Mengen Biomasse in Zukunft für die chemischen Industrie verfügbar sein werden.¹⁸⁶

Jedenfalls wird Kreislaufwirtschaft und Recycling in der öffentlichen Selbstdarstellung von Chemieunternehmen sehr stark betont. Es gibt u.a. von der Plastikindustrie reihenweise Einzelprojekte in diesem Bereich, die öffentlichkeitswirksam auf Webseiten gezeigt werden. Es sind

Polyethylen für Folien, Verpackung, Haushaltsartikel, Wachse. Über Oligomerisation: Olefine, daraus Weichmacher-Alkohole und Tenside.

Aus Propylen: Isopropanol zu Aceton, für Lösungsmittel, über Polymethacrylat (Plexiglas). Über Cumol Aceton und Phenol, daraus Phenolharze. Über Acrylsäure: Polyacrylsäure, daraus Kunststoffdispersionen, Verdickungs- und Dispergiermittel. Über Acrylnitril zu Polyacrylnitril, daraus Kunststoff, Fasern (tech. Gummis, Kleber, Dichtungen). Über Propylenoxid: Propylenglycol und Olimere davon, daraus Textilhilfsmittel (naßfest), Schaumkunststoffe, Detergentien. Über Butyraldehyd: Butanole (Lösungsmittel), 2-Ethylhexanol (Weichmacher). Über Allylchlorid: Epichlorhydrin, daraus: Alkydharze (Lacke für Möbel), Arzneimittel. Über Polymerisation: Polypropylen, daraus Kunststoffe, Folien, Fasern. So könnte man weitermachen zu Buten, Benzol (Cyclohexan, daraus Cyclohexanon, daraus Caprolactum und Kunstfasern wie Perlon und Adipinsäure, daraus Kunstfasern: Nylon und Glasfasern für Glasfaserverstärkungen), Toluol (Polyurethane: Schaumkunststoffe, Matratzen, Autositze)

¹⁸² Siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressedossiers/pressedossier-recycling-von-windkraftanlagen> - Zugriffen: 21.01.2025. Siehe dort den Link zur Studie: Christian Kühne et al. Entwicklung von Rückbau- und Recyclingstandards für Rotorblätter. Umweltbundesamt 2022, siehe dort S. 252-255.

¹⁸³ Siehe Scope 3 Calculation Guidance (1.0): <https://ghgprotocol.org/scope-3-calculation-guidance-2> - Zugriffen: 22.01.2025.

¹⁸⁴ Zahl für 2030. Transformation der Chemie 2023:40.

¹⁸⁵ Transformation der Chemie 2023: 51, 63.

¹⁸⁶ Transformation der Chemie 2023: 39.

teils kleine Einzelprojekte, siehe die Webseite von Plastics Europe¹⁸⁷, z.B. wird ein Teil des Jaguar Land Rover von BASF produziert und kann später wieder über Pyrolyse recycelt werden.¹⁸⁸

Dazu kommt weiterhin auch, dass– zusätzlich zum Recycling – CO₂ aus Direct Air Capture DAC erzeugt werden kann.

Weiter ist es ggf. auch denkbar, dass CO₂ in festen Kohlenstoff umgewandelt werden kann, sodass man an Punktquellen-Auffangen kann und einfach daneben Häuser aus CO₂-Steinen bauen kann, so zumindest meine naive Vorstellung.

Umso überraschender ist, dass sich im Bereich Recycling doch etwas tut:

Eine Pilotanlage betreibt der Chemiekonzern Evonik in Hanau und löst Schaumstoffflocken aus gebrauchten Matratzen auf. Sie werden mit Wasser und einem Katalysator verrührt und dann bei 150 Grad wird der Polyurethan-Schaum trennbar in Polyol und Toluoldiamin-Kristalle. Den letzterem Stoff kann man in Di-Isocyanat umwandeln und damit und mit Polyol wieder Polyurethan herstellen. Die Pilotanlage ist nur so groß wie eine Waschmaschine und 3 Stockwerke hoch. Eine größere Anlage ist erst in Planung, sie soll 100 mal so groß sein. Evonik will solche Anlage aber nicht selbst betreiben. Evonik stellt Additive her für die Matratzenherstellung, ist also daran interessiert, dass die Schaumstoff weiter produziert wird. BASF hat es nur geschafft das Polyol herauszulösen. Immerhin hat Evonik mit ihrer Innovationsabteilung Creavis¹⁸⁹ es geschafft mit Entsorgungsfirmen wie Remondis Kontakt aufzubauen, die nun Matratzen anliefern und auch zu Matratzenherstellern. In Deutschland werden Matratzen nicht gesondert gesammelt. In Frankreich, Belgien und den Niederlanden sei es schon so, dass Matratzenhersteller Altmatratzen zurücknehmen. Auf Antrag Hessens hat sich die Umweltministerkonferenz im Juni 2024 mit dem Thema befasst und sich für eine getrennte Sammlung ausgesprochen.¹⁹⁰ Wie gerade schon erwähnt hat BASF im kleinen Maßstab von wenigen Tonnen mit der sehr großen Schaumstofffirma NEVEON (Greiner AG)¹⁹¹ das Matratzenrecycling probiert.¹⁹² In Österreich baut NEVEON nun mit der Firma Brantner green solutions eine Recyclinganlage für Matratzen auf, 80 % recyceltes Material kann wohl dazugemischt werden.¹⁹³

LyondellBasell LYB will in Wesseling eine größere Recyclinganlage MoReTec-1 bauen, Grundsteinlegung war 19. September 2024.¹⁹⁴ Die Anlage soll Ende 2025 fertig sein, das wird spannend. Die Anlage soll eine Kapazität von 50.000 Metrischen Tonnen pro Jahr haben. LyondellBasell und 23 Oaks werden den Plastikinput liefern aus einer neuen Sortieranlage in Eicklingen, die Source One Plant. Dabei sollen innovative Trocknungstechniken zum Einsatz kommen. LyondellBasell möchte die recycelten Polymere als neue Marke ‚CirculenRevive‘ auf den Markt bringen, u.a. für Medizin und Lebensmittelverpackungen. Für diesen Bau der Recyclinganlage erhält LYD 40 Mill. vom EU Innovation Fund, diese Anlage ist eine von 41 Projekten des ‚Third Call for Large Scale Projects‘.¹⁹⁵ Siehe die Webseite von SourceOne, die den Plastikinput

¹⁸⁷ Siehe: <https://plasticseurope.org/de/changing-plastics-for-good/case-studies/> - Zugriffen: 26.11.2024.

¹⁸⁸ Siehe: <https://plasticseurope.org/de/case-studies/cemcycling/> - Zugriffen: 26.11.2024.

¹⁸⁹ Siehe: <https://www.creavis.com/> - Zugriffen: 25.11.2024.

¹⁹⁰ Barbara Schäder. Wie eine alte Matratze zum Rohstoff wird. FAZ, 24.09.2024.

¹⁹¹ Siehe die Webseite der Firma NEVEON: <https://www.neveon.com/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹⁹² Siehe den Bericht, S. 125, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹⁹³ Siehe: <https://www.neveon.com/de/> - Zugriffen: 22.01.2025.

¹⁹⁴ Siehe: <https://moretec-presseanmeldung.de/> - Zugriffen: 22.01.2025.

¹⁹⁵ Alle Informationen aus diesem Abschnitt aus: <https://www.lyondellbasell.com/en/sites/moretec/> - Zugriffen: 22.01.2025.

liefert¹⁹⁶ und die Webseite der Source One Fabrik in Eicklingen.¹⁹⁷ (Lyondell Basell will die Fabrik aber nun verkaufen.)

DOW meldet Recyclingaktivitäten in England zusammen mit der Firma Mura¹⁹⁸, die in Teesside eine Anlage mit 600.000 Tonnen aufgebaut, die Plastik erst sortiert, dann in einen Extruder einbringt und dass in Wasser mit hohem Druck und Temperaturen bringt, danach wird es in Wachs, Gasöle und Naphtha getrennt.¹⁹⁹

Die Firma Pyrum Innovations AG mit ihrem patentierten Pyrum-Thermolyseverfahren²⁰⁰ soll für BASF drei neue Werke bauen mit einer Kapazität von jeweils 20.000 Tonnen, hier soll Pyrolyseöl als Rohstoff entstehen, den BASF in der Produktion einsetzt.²⁰¹

Dies ist die saarländische Firma Pyrum²⁰², sie recycelt Reifen mit Pyrolyse, es kann aus vier Reifen 1 Liter grünes Öl erzeugen und grünen Ruß, mit dem Öl kann man neu Plastik erzeugen, BASF, Continental, Schwalbe haben kleine Anteile gekauft, derzeit fehlt es Pyrum an Geld für eine Expansion. In Europa müssen jährlich 3,4 Mill. Tonnen alte Reifen entsorgt werden, teils werden sie in Zementwerken verbrannt, 30 % als Granulat für Spielplätze und Sportanlagen verarbeitet, siehe zu diesem Abschnitt den FAZ-Artikel.²⁰³ Dass die Firma Pyrum für BASF Werke bauen soll, wird hier nicht mehr erwähnt.

BASF hat ein recyceltes Polyamid, genannt loopamid, auf den Markt gebracht, welches aus recycelten Textilien stimmte (Polyamid – Perlon), welches aber weiterhin zu 100 % recycelbar ist. Der Modehersteller Zara hat eine Jacke hergestellt, die vollständig daraus besteht, bis hin zum Reissverschluss etc., siehe BASF Bericht 2023.²⁰⁴ Solche recycelten Textilfasern gibt es mittlerweile von vielen Chemieunternehmen ...

Seit dem 3. Juli 2021 ist in der EU Einwegplastik verboten sowie To-go-Becher aus Styropor, darunter auch Wegwerfteller, - becher, -besteck aus biobasiertem oder biologisch abbaubaren Kunststoffen.²⁰⁵

In Deutschland ist dieser Bereich grundlegend durch das Kreislaufwirtschaftsgesetz aus dem Jahr 2021 geregelt, das sich auf den ganzen Abfallbereich bezieht.²⁰⁶ Seit 2017 gibt es ein Verpackungsgesetz, auf dem u.a. das duale System mit dem gelben Tonnen und die Getränke Rücknahme u.a. der PET-Plastikflaschen basiert. Das Verpackungsgesetz schreibt steigende Recyclingzahlen über die Zeit vor und regelt auch Verpackungen aus Holz, Aluminium, Glas, Metallen, Papier und Karton.²⁰⁷

¹⁹⁶ Siehe: <https://s-one.de/>

¹⁹⁷ Siehe: <https://so-plastics.com/plant.html>

¹⁹⁸ Siehe: <https://muratechnology.com/>

¹⁹⁹ Siehe: <https://muratechnology.com/hydroprt/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²⁰⁰ Immerhin bereits eine Aktiengesellschaft: <https://www.pyrum.net/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²⁰¹ Siehe den Bericht, S. 125, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²⁰² Siehe: <https://www.pyrum.net/>

²⁰³ Bernd Freytag, „Das Unternehmen ist rund“. FAZ, 12.05.2025.

²⁰⁴ Siehe: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²⁰⁵ Siehe: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/einwegplastik-wird-verboden-1763390.pdf> - Zugriffen: 30.12.2024.

²⁰⁶ Siehe: <https://www.gesetze-im-internet.de/kwrg/BJNR021210012.html> - Zugriffen: 27.01.2025.

²⁰⁷ Siehe: <https://www.bmuv.de/gesetz/gesetz-ueber-das-inverkehrbringen-die-ruecknahme-und-die-hochwertige-verwertung-von-verpackungen> - Zugriffen: 27.01.2025. Siehe das Gesetz: <https://www.gesetze-im-internet.de/verpackg/BJNR223410017.html> - Zugriffen: 27.01.2025.

Seit 2021 gibt es in der EU eine Plastikabgabe, eine Abgabe auf nicht-recycelte Kunststoffverpackungen. Sie wurde mit dem Euratom-Ratsbeschluss 2020/2053, 14. Dezember 2020 eingeführt, 0,80 Euro pro kg nicht recycelter Kunststoffabfälle. Diese Steuer wurde allerdings nicht von den Unternehmen oder Verbrauchern bezahlt, sondern von den Staaten, die diese Steuer in den EU-Haushalt einzahlten, damals um die EU-Covid-Ausgaben zu unterstützen.²⁰⁸ Derzeit wird aber begonnen, diese Steuer auf Hersteller, Unternehmen etc. umzulegen, dies ist in den europäischen Staaten unterschiedlich erfolgt.²⁰⁹ In Deutschland wird eine Abgabe ab 1. Januar 2024 zahlbar, aber erst ab Frühjahr 2025 von Unternehmen tatsächlich erhoben, am 31. März 2023 wurden eine Einwegkunststoffabgabe (EWKFondsG)²¹⁰ im Bundestag beschlossen. Erwartet werden Einnahmen von 436 Mill. Euro jährlich, diese werden vom Bundesumweltamt verwaltet und an öffentliche Entsorgungsträger ausgeschüttet, für diese gibt es ein Punktesystem für die Auszahlung von Mitteln.²¹¹ Welche Rationalität hier zugrunde liegt bzw. warum Entsorgungsträger die Abgabe bekommen (vielleicht um besser trennen zu können), da habe ich im Moment keine Lust dies zu klären, vielleicht später 😊

Siehe allgemein zu Kunststoffabfällen diese Übersicht vom Umweltbundesamt (2023).²¹² In Wasserstoffkompass/Blaumeister (2023) werde weitere Möglichkeiten erwähnt: In der Chemolyse werden Kunststoffe durch Lösungsmittel (Solvolyse) oder durch Energiezufuhr (Depolymerisation) in Monomere aufgespalten.²¹³ Oder durch Enzyme, dies ist aber nicht Anwendungsreif.²¹⁴ durch Das Umweltbundesamt zeigt weiterhin in einer Studie aus dem Jahr 2024, dass das reine mechanische Recyceln, also die Herstellung von kleinen Pellets, aus denen dann wieder neue Flaschen gegossen werden, hinsichtlich der Treibhausgasemissionen besser ist als die Pyrolyse und andere chemische Techniken.²¹⁵

Also doch möglichst viel sortenreines Sammeln von Plastik, das ggf. mechanisch recycelt werden kann? Ohne Pyrolyse von Plastik ist aber eine Kreislaufwirtschaft nicht ‚perfekt‘. Man fragt sich auch, ob nicht die Emissionen aus der Pyrolyse von Plastik nicht irgendwie aufgefangen werden können.

Nur mit Plastikalternativen kann man das nicht schaffen. Plastikalternativen gibt es viele, Maisstärke, Algen und Milchproteine (nicht vollständige Auflistung!) – aber für Maisstärke braucht man Mais, für Algen Algen für Milchproteine Milch. Teils sind diese Bioplastikprodukt schon im Angebot. Hier geht es aber auch um die reinen Mengen!!! Vaclav Smil schreibt: weltweit wurden 1925 20.000 Tonnen Plastik hergestellt, 1950 2 Mill. Tonnen, 2000 150 Mill. Tonnen und 2019 370 Mill. Tonnen.²¹⁶ Um Millionen Tonnen Plastik herzustellen, so mein Eindruck, braucht man eine grob mit diesen Mengen korrespondierende Menge Maisstärke, Algen oder Milchproteine. Wo gibt es 100 Mill. Tonnen Maisstärke?

²⁰⁸ Siehe die Infos der Rechtsanwaltskanzlei Rödl, siehe: <https://www.roedl.de/themen/plastic-tax/> - Zugriffen: 26.12.2024.

²⁰⁹ Siehe die Infos der Rechtsanwaltskanzlei Rödl, siehe: <https://www.roedl.de/themen/plastic-tax/> - Zugriffen: 26.12.2024.

²¹⁰ Siehe: <https://www.gesetze-im-internet.de/ewkfondsg/BJNR07COB0023.html> - Zugriffen: 30.11.2024.

²¹¹ Siehe: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/081/2008128.pdf> - Zugriffen: 26.12.2024.

²¹² Siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehelter-abfallarten/kunststoffabfaelle#kunststoffe-produktion-verwendung-und-verwertung> – Zugriffen: 26.11.2024.

²¹³ Wasserstoffkompass/Blaumeister 2023: 40.

²¹⁴ Wasserstoffkompass/Blaumeister 2023: 41

²¹⁵ Peter Quicker, Mathias Seitz. Abschätzung der Potentiale und Bewertung der Techniken des thermochemischen Kunststoffrecyclings, Umweltbundesamt 154/2024. URL:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/154_2024_texte_thermochemisches_kunststoffrecycling.pdf - Zugriffen: 26.11.2024.

²¹⁶ Smil 2022: 87. Siehe zu Steamcracker: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugriffen: 25.07.2024.

Recycling ist auch teuer, wenn die Chemieindustrie bereit ist, Recyclingprodukte in ihren Produktionsprozess wieder einzubringen, warum zögert sie, Wasserstoff in den Produktionsprozess einzubringen, wenn auch zuerst einmal in kleinere Mengen, was die Kosten nicht stark erhöht.

Mir erscheint es gut, wenn die chemische Industrie eine (wenn auch sicher nicht perfekte) Kreislaufwirtschaft aufbaut. Die weiter bestehenden positiven Emissionen, die nicht abgefangen oder recycelt werden können, müssen festgestellt und über Direct Air Capture DAC aus der Luft herausgefiltert und über CCS verpresst werden. Jedenfalls erscheint es mir falsch, die Idee der Kreislaufwirtschaft abzulehnen, weil bestimmte Techniken doch etwas CO₂ ausstoßen und sie generell nicht perfekt funktioniert. Immerhin kann die Chemieindustrie CO₂ nutzen, teils kurzfristig, aber teils auch mittelfristig und sogar langfristig ‚zwischenparken‘.

Ein Schlaglicht auf diese Debatte wirft auch der Streit zwischen Andrew Forrest vom australischen Eisenerz Konzern Fortescue und Exxon Mobile, siehe dazu den FAZ-Artikel.²¹⁷ Andrew Forrest hatte offenbar versucht die gesamte Industrie dazu zu überreden, gemeinsam eine Abgabe auf Kunststoffgranulat zu erheben und das Geld davon zu verwenden, um Umweltverschmutzung durch Plastik zu bekämpfen. Exxon Mobile hatte das wohl abgelehnt und daraufhin war Andrew Forrest enttäuscht und hat daraufhin Exxon Mobile beschuldigt, dass eine neue Anlage von Exxon Mobile für Kunststoffrecycling in Texas, die eine mechanische und chemische Wiederaufbereitung kombiniert, nicht wirklich funktioniert. Hier wurde sogar eine Klage gegen Exxon erhoben, u.a. auch unterstützt von Umweltorganisationen, wie dem Sierra Club. Exxon Mobile beschuldigte diese sodann, im Auftrag von Andrew Forrest zu handeln. Andrew Forrest hat jedenfalls das Ziel Anbieter von Energie aus grünem Wasserstoff zu werden, das Öl und Gas ersetzen soll.²¹⁸

Siehe die Webseite von Fortescue, hier werden mehrere Projekte verfolgt, u.a. die Minen-LKW auf Wasserstoff umzustellen, diesen Auftrag hat Liebherr erhalten.²¹⁹ Eine Wasserstoffproduktion soll von Fortescue in Buckeye Arizona aufgebaut werden.²²⁰ Buckeye ist ein Vorort von Phoenix und es lohnt sich, sich dies einmal auf Google Maps anzusehen. Dies ist ein Spiegel der heutigen Zeit. Dort befinden sich westlich von Buckeye in der Wüste: das Kernkraftwerk Palo Verde²²¹, Erdgasproduktionen und größere Solaranlagen gleichzeitig nebeneinander. 😊

2.2 CCS und CCU

CCS, also die Verpressung von CO₂ in Gesteinsformationen in der Erde, ist eine dringend notwendige Technologie (CCS – Carbon Capture and Storage). CCU die Nutzung von CO₂, siehe im Kapitel davor, etwa durch die Chemieindustrie (Carbon Capture and Use). CCS kann man für die Übergangsphase nutzen, bis die Industrien umgerüstet sind. Man braucht es aber auch ab 2050, um Emissionen, die nicht vermieden werden können, ggf. zu verpressen. Die Industrie einfach nicht umzubauen, und stattdessen alle CO₂-Emissionen zu verpressen ist sicherlich auf lange Sicht nicht möglich, da man solche großen Mengen CO₂ nicht verpressen kann. In Europa ist die Sicht auf CCS aber anders, als z.B. in den USA, da es dort so viel Landfläche gibt und dort möglicherweise viele CCS-CO₂-Lagerstätten noch aufzufinden sind.

²¹⁷ Hendrik Ankenbrand, Winand von Petersdorff. Exxon-Mobil geht auf Mr. Wasserstoff los. FAZ 09.01.2025.

²¹⁸ Hendrik Ankenbrand, Winand von Petersdorff. Exxon-Mobil geht auf Mr. Wasserstoff los. FAZ 09.01.2025.

²¹⁹ Siehe: <https://energy.fortescue.com/en> - Zugegriffen: 17.01.2025.

²²⁰ Siehe: <https://energy.fortescue.com/en/articles/fortescue-officially-launches-its-first-us-green-hydrogen-production-facility-arizona-hy> - Zugegriffen: 17.01.2025.

²²¹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Palo_Verde - Zugegriffen: 22.01.2025.

In Saudi Arabien, Indien, China, Taiwan und Japan gibt es Lagerstätten auf dem Land, die in Betrieb sind, weitere sind in Bau und geplant.²²²

Es muss aber noch andere Möglichkeiten geben, z.B. kann man CO₂ bei hohen Temperaturen von über 1000 Grad in einen festen Zustand bringen kann, bei dem CO₂ nicht mehr mit Luft reagiert, und man es so vielleicht einfach so draußen, in Form von Quadern lagern kann. Siehe dazu ganz unten in diesem Abschnitt.

Die Zementindustrie kann nicht ohne den Prozess der Kalzinierung auskommen und wenn die Chemieindustrie mit der Nutzung von punktuell aufgefangenen CO₂ bummelt, dann braucht die Zementindustrie in einer Übergangsphase CCS oder CCU. Es wird weiterhin in einzelnen Industriebereichen Hochtemperatur-Prozesse geben, die nicht oder nur mit sehr viel Aufwand, und neuer Technologie, die noch nicht verfügbar ist, elektrifiziert werden können.²²³ Statt Erdgas kann für Hochtemperaturprozesse auch grüner Wasserstoff eingesetzt werden, dieser muss aber erst in ausreichenden Mengen vorhanden sein. Im Stahlbereich können die Hochöfen umgebaut werden und die neuen, modernisierten Warmwalzstraßen, die noch mit Erdgaswärme ausgestattet sind, können – sicherlich²²⁴ - auf Wasserstoff umgerüstet werden. Über den Übergang bräuchte man CCS. Es könnte weiterhin so sein, dass man für eine Übergangszeit nicht genug Strom hat für Elektrolyseure hat oder nicht genug Elektrolyseure, um den neu entstehenden Wasserstoffbedarf zu decken und für einen Übergangszeitraum könnte blauer Wasserstoff (mit Erdgas produziert, blau durch CCS Speicherung des dabei emittierten bzw. an der Punktquelle aufgefangenen CO₂s) zugelassen werden, dies wird vom Monitoringbericht der Energiewende 2024 erwähnt.²²⁵

Damit sind wohlgerne CCS Projekte in den USA gemeint, die dort CO₂ nicht im Meer, sondern kostengünstig auf dem Land verpressen, Beispiel²²⁶: Der noch in Bau befindliche Louisiana Clean Energy Complex der Firma Air Products, Kosten 4,5 Mrd. US\$, soll blauen Wasserstoff herstellen, der über eine 700 Meilen lange Wasserstoff-Pipeline entlang des Golfs von Mexiko bereits liegt. 5 Mill. Tonnen CO₂ sollen jährlich über CCS verpresst werden und blauer Wasserstoff und blaues Ammoniak hergestellt werden. Der Staat Louisiana hat dafür mehrere Standorte ausgemacht. 25 Produktionsanlagen werden mit der Wasserstoffpipeline beliefert. Blauer Wasserstoff wird seit 2013 bereits in einer Air Products Anlagen in Port Arthur, Texas, hergestellt, die seit dieser Zeit bereits jährlich ca. 1 Mill. Tonnen CO₂ abscheidet.²²⁷ Spektakulär ist auch der Neubau der Texas Blue Clean Ammonia Fabrik für 1,8 Mrd. von der Firma Linde in Zusammenarbeit mit dem niederländischen Düngemittelproduzenten OCI, in Beaumont, Texas, auch hier werden offenbar Wasserstoff und Ammoniak hergestellt, und auch die eben erwähnte Wasserstoffpipeline genutzt, gebaut wird eine Auto-Thermal Reforming ATR Anlage, bei der hochreines CO₂ entsteht, 1,7 Mill. Tonnen CO₂ sollen durch Linde i.S. von CCS verpresst werden.²²⁸

²²² Siehe die Karte auf S. 4, Ansari et al. 2024. Die aufkommende Geopolitik von Carbon Capture & Storage (CCS) in Asien. SWP-Aktuell, August 2024, Nr. 41. Siehe: https://www.swp-berlin.org/publications/products/aktuell/2024A41_ccs_asien.pdf – Zugegriffen: 20.04.2024.

²²³ Siehe Rehfeldt et al./Fraunhofer ISI/Agora Industry 2024.

²²⁴ Dies ist nicht der Literatur entnommen, dies ist meine Intuition, denn auch Projekt ein der Glasindustrie etc. können auch Wasserstoff umgerüstet werden.

²²⁵ Monitoring der Energiewende 2024: 172-173.

²²⁶ Die Informationen aus den Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/louisiana-clean-energy-complex> - Zugegriffen: 21.01.2025.

²²⁷ Die Informationen aus den Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/louisiana-clean-energy-complex> - Zugegriffen: 21.01.2025.

²²⁸ Siehe: <https://www.linde.com/news-and-media/2023/linde-to-invest-1-8-billion-to-supply-clean-hydrogen-to-oci-s-world-scale-blue-ammonia-project-in-the-u-s-gulf-coas> - Zugegriffen: 30.01.2025.

In den USA sind CCS Projekte für 25,9 Mill. Tonnen CO₂ funktionsfähig, im Jahr 2023, damit ist die USA mit weitem Abstand führend (EU 2,7 Mill. Tonnen), so zumindest die IEA-CCUS Datenbank.²²⁹ In den USA ist die CCS-Speicherung auch im Inflation Reduction Act als Steuerersparnis enthalten, und zwar 85 US\$ für 1 Tonne permanent verpresstes CO₂, 60 US\$ für 1 Tonne in einer erschöpften Ölquelle (als enhanced oil recovery, um Ölreste herauszupressen), 130 US\$ für genutztes CO₂ (CCU) und sogar 180 US\$ für CO₂, das über Direct Air Capture DAC aufgefangen wurde und dann permanent verpresst wurde (Section 13104).²³⁰ Hier ist der Originaltext des Inflation Reduction Act.²³¹

Beispiel Kanada: In Kanada führt die Alberta Carbon Trunk Line²³², eine Pipeline aus zwei Industriegebieten rund um Edmonton, Alberta, 240 km nach Süden in die Nähe des kleinen Ortes Clive, mitten auf dem Land, hier verpresst die Firma Enhance²³³ das CO₂, die Pipeline wird von Wolf Midstream beaufsichtigt – die Raffinerie NWR Sturgeon und die Nutrien Redwater Ammoniak bzw. Nitratdüngemittelfabrik nutzen dies.²³⁴ Ziel der Alberta Carbon Trunk Line ACTL ist es 14,6 Mill. CO₂ pro Jahr zu verpressen.²³⁵

Nicht erwähnt wird im Monitoringbericht der Energiewende 2024, dass es schwierig ist, blauen Wasserstoff zu transportieren und man ihn deshalb nicht ‚einfach‘ importieren kann: Es gibt erst auf der ganzen Welt 1 Wasserstofftransportschiff, das eine so hohe Kälte erreicht, dass Wasserstoff flüssig wird.²³⁶ Es gibt allerdings die Möglichkeit Wasserstoff mit den sog. liquid organic hydrogen carriers LOHC reagieren zu lassen, etwa mit Dibenzyltoluol oder Benzyltoluol, hier kann 1 Liter dieser Flüssigkeit 600 Liter gasförmigen Wasserstoffs aufnehmen und damit den Transport leichter machen.²³⁷ Die Energiedichte läge bei 1/5 von Benzin bzw. Diesel, statt ca. 10 kWh pro Liter, 1,9 kWh.²³⁸ (siehe auch Teil 1) Oder man importiert blaues Ammoniak und nutzt dies direkt oder verwandelt es in Wasserstoff. Wie dem auch sei, es müssten viele Schiffe zwischen der USA und Deutschland hin und her fahren, da man keine Pipeline zwischen den USA und der EU bauen kann.

Wenn man blauen Wasserstoff in Deutschland bzw. Europa produzieren würde kämen jedenfalls beim dazu nötigen CCS nur Projekte in Europa in Frage, es sei denn die Schiffe nehmen auf der Rückfahrt CO₂ bei 21 bar Druck und -18 Grad²³⁹ mit und verpressen europäisches CO₂ in den USA, das ist schwer denkbar. Gut ist jedenfalls, dass die Chemieindustrie nach ihrer klimafreundlichen Umstellung in Zukunft CO₂ brauchen wird, also CCU relevant wird, wodurch sich der Bedarf für CCS Kapazitäten verringert wird. Hier wird erst einmal erzählerisch begonnen:

²²⁹ Siehe: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer> - Zugriffen: 21.01.2025.

²³⁰ Siehe: <https://www.iea.org/policies/16255-inflation-reduction-act-2022-sec-13104-extension-and-modification-of-credit-for-carbon-oxide-sequestration> - Zugriffen: 21.01.2025.

²³¹ Siehe: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/BILLS-117hr5376enr/pdf/BILLS-117hr5376enr.pdf> - Zugriffen: 21.01.2025.

²³² Siehe: <https://majorprojects.alberta.ca/details/Alberta-Carbon-Trunk-Line/622> - Zugriffen: 29.01.2025.

²³³ Siehe: <https://enhanceenergy.com/our-operations/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²³⁴ Siehe: <https://wolfmidstream.com/carbon/> - Zugriffen: 26.01.2025.

²³⁵ Siehe: <https://majorprojects.alberta.ca/details/Alberta-Carbon-Trunk-Line/622> - Zugriffen: 29.01.2025.

²³⁶ Nur ein Wasserstofftankschiff wurde bisher gebaut: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstofftanker> - Zugriffen: 30.12.2024.

²³⁷ Siehe: <https://www.linseis.com/wissen/untersuchungen-von-wasserstoffspeicherloesungen/> - Zugriffen: 30.12.2024.

²³⁸ Siehe: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/p2x_wechsel_lohc_von_dbt_zu_bt - Zugriffen: 30.12.2024.

²³⁹ Nur zu den CO₂ Zahlen von Druck und Kühlung: <https://www.ascoco2.com/co2-produktion-und-co2-rueckgewinnung/allgemeine-informationen-ueber-co2> - Zugriffen: 30.12.2024.

Bereits im Jahr 1997 gab es ein Programm des U.S.-Department of Energy ‚Carbon Sequestration Programme‘ und schon weltweit eine ganze Reihe von CCS-Projekten, in denen die Verpressung von CO₂ gelungen ist, in poröse Felsformationen mit salzigem Wasser, klastisches Sedimentgestein, Basaltgestein, Kohlevorkommen, die nicht gehoben werden können und in leere Öl- und Gasreservoirs, siehe den Bericht NETL (2020).²⁴⁰ Im Jahre 2005 erschien dann in Reaktion auf diese ersten Erfolge der IPCC Report Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.²⁴¹ Im NETL Bericht wird von kleinen und dann größeren Projekten in den USA berichtet, in denen immer größere Mengen CO₂ verpresst worden ist und Technologie zur Überwachung von möglichen Erdbeben, Leckagen entwickelt wurde. 11 Mill. Tonnen CO₂ wurden dort verpresst, ohne dass es zu Problemen gekommen ist.²⁴² In den USA gibt es mehrere CO₂-Capture Projekte, bei denen das CO₂ zur Enhanced Oil Recovery in Ölfelder verpresst wird, wobei das CO₂ darin verbleibt, dies aber dazu beiträgt, dass mehr Öl daraus gefördert wird, dies ist nicht klimaneutral.²⁴³

Shell ist im Bereich CCS besonders aktiv und an vielen Projekten weltweit beteiligt, oft nicht als vollständiger Eigner, sondern, wie aus dem Erdölsektor bekannt, mit drei oder vier Partnern. Shell hat auch eine eigenen Punktquellen-Auffangtechnologie entwickelt, basierend auf der Post-Combustion-Technik, CANSOLV²⁴⁴ und eine Pre-Combustion-Technik, ADIP-ULTRA.²⁴⁵ CANSOLV fängt am Boundary Dam Kohlekraftwerk von SaksPower, Saskatchewan, Kanada, CO₂ auf. ADIP-ULTRA fängt am Quest Projekt CO₂ bei der Wasserstoffherstellung auf²⁴⁶: Ein CCS-Projekt in Kanada, an dem Shell beteiligt ist, ist Quest Carbon Capture and Storage, in Scotford, neben Edmonton, Alberta. Es gehört dem Athabasca Oils Sands Projekt, dies gehört zu 70 % Canadian Natural Resources Limited, 20 % Chevron Canada, 10 % Shell Canada).²⁴⁷ Hier führt auch die Alberta Carbon Trunk Line ACTL vorbei, wird aber von diesem Projekt offenkundig nicht genutzt.

Shell sieht sich als Anbieter von CCS, auf weltweiter Ebene, als neuartiges Geschäftsmodell, aber die Formulierung fängt anders an, Shell will CCS für sich selbst nutzen: „We are developing technologies related to carbon capture and storage (CCS) and carbon removals, which are necessary to reduce emissions where there are few low-carbon alternatives. For the rest of this decade, we will direct most of our investments in CCS towards decarbonising our own operations. We are also looking to turn this into a profitable business for Shell by helping other companies decarbonise their operations in the future.“, siehe S. 31, Shells Energy Transition Strategy 2024.²⁴⁸ Grund ist auch, dass Shell offenbar damit rechnet, für seine Emissionen viele Emissionszertifikate kaufen zu müssen.²⁴⁹

²⁴⁰ Hier wird die ganze Geschichte von CCS weltweit und auch weltweite Projekte beschrieben. NETL 2020: 1-8. Siehe:

https://netl.doe.gov/sites/default/files/Safe%20Geologic%20Storage%20of%20Captured%20Carbon%20Dioxide%20April%2015%202020_FINAL.pdf – Zugriffen: 09.11.2024.

²⁴¹ Siehe: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/> - Zugriffen: 09.11.2024.

²⁴² NETL 2020: 4-5.

²⁴³ Siehe detailliert hier: https://www.gem.wiki/McElmo_Dome - Zugriffen: 09.11.2024.

²⁴⁴ <https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/licensed-technologies/emissions-standards/tail-gas-treatment-unit/cansolv-co2.html> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁴⁵ <https://www.shell.com/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html#iframe=L3dlYmFwcHMvQONTX0dsb2JlLw==> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁴⁶ <https://www.shell.com/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html#iframe=L3dlYmFwcHMvQONTX0dsb2JlLw==> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁴⁷ Siehe: https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁴⁸ Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQy> – Zugriffen: 23.01.2025.

²⁴⁹ Dies wird sehr allgemein formuliert: „Demand for carbon credits in the voluntary carbon market is

Siehe z.B. diese Webseite von Shell mit einer Übersicht aller seiner CCS Projekte weltweit. Typischerweise ist Shell, wie aus dem Erdölsektor bekannt, nicht vollständiger Eigner, sondern immer mit drei oder vier Partnern an den Projekten beteiligt. 3 Projekte sind allerdings erst funktionsfähig, dies ist Quest, Northern Lights (siehe gleich unten, in Norwegen) und Gorgon in Australien. 12 Projekte werden entwickelt (Polaris und Atlas in Kanada, Louisiana, USA, Daya Bay, China; Southeast Asia Hub, Malaysia; Northern Carnarvon, Australien; Acorn Project, Schottland; South Wales Industrial Cluster SWIC; Porthos; Aramis / SOCS NL; zudem werden 6 Studien durchgeführt.²⁵⁰ Siehe zu den Projekten, an denen Shell beteiligt sind, die Webseiten: Acorn Project²⁵¹ / Scottish Cluster.²⁵² SOCS NL, benutzt die Aramis Infrastruktur, Ziel 3,7 Mill. Tonnen pro Jahr 2029-2030 in leeren Gasfeldern verpressen zu können.²⁵³ Northern Carnarvon, Australien, hier soll CCS im leeren Angel Gasfeld stattfinden, zusammen mit den Firmen Woodside, BP, Chevron und MIMI (Mitsubishi und Mitsui), Ziel ist: 5 Mill. Tonnen pro Jahr.²⁵⁴ Zu Northern Lights, Porthos und Gorgon mehr weiter unten:

Es gibt viele Aktivitäten in dem Bereich. Die International Energy Agency IEA verfügt über eine CCUS Projects Database.²⁵⁵ Daten zu CCS-Projekten weltweit gibt es auf der Webseite Global CCS Institute, das auch einen jährlichen Bericht herausgeben.²⁵⁶ Es gibt weiterhin eine CCS Facilities Database, diese ist aber nicht überall mit Daten gefüllt.²⁵⁷ Weiterhin gibt es die Net Zero Insights Database, die CCS-Projekte aber auch DAC und andere Projekte erfassen soll.²⁵⁸ Im Bericht Global CCS Institute State of the Art: CCS Technologies 2024 finden sich nur zwei Firmen, die neuartige Verpressungsideen haben, die U.S. Firma CVictus, macht Werbung für die Verpressung in tiefe Kohleschichten und die Carbfix, die CO₂ an eine Flüssigkeit binden will, die sich an Gestein bindet, findet sich hier, sonst viele Software Firmen und Meßfirmen.²⁵⁹

Neu ist der Bericht State of Carbon Dioxide Removal, der neben CCS auch DAC (das aber letztlich auch CCS braucht, irgendwo muss das aus der Luft geholte CO₂ hin – oder es wird eben genutzt) und BECCS und andere CO₂-Senken einbezieht.²⁶⁰ Neben CSS gibt es noch die Kürzel Bioenergie mit CO₂-

expected to grow significantly.” Es wird darauf hingewiesen, dass damit Dekarbonisierung finanziert werden kann, dabei meint Shell sich aber nicht unbedingt selbst, S. 19: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> – Zugriffen: 23.01.2025.

²⁵⁰ Siehe: <https://www.shell.com/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html#iframe=L3dlYmFwcHMvQ0NTX0dsb2JlLw==> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁵¹ Siehe: <https://theacornproject.uk/> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁵² Siehe: <http://www.thescottishcluster.co.uk/> - Zugriffen: 21.01.2025.

²⁵³ Siehe: <https://www.shell.com/what-we-do/carbon-capture-and-storage/shell-offshore-carbon-storage-nl.html#vanity->

<aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlcGwY29tL2VuZXJneS1hbmQtaW5ub3ZhdGlubi9jYXJib24tY2FwdHVyZS1hbmQtc3RvcmlFnZS9zaGVsbC1vZmZzaG9yZS1jYXJib24tc3RvcmlFnZS1ubC5odG1s> – Zugriffen: 21.01.2025.

²⁵⁴ Siehe: https://www.woodside.com/docs/default-source/media-releases/woodside-led-joint-venture-awarded-greenhouse-gas-assessment-permit-in-wa.pdf?sfvrsn=b761de45_3 – Zugriffen: 21.01.2025.

²⁵⁵ Siehe: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>

²⁵⁶ Siehe: <https://www.globalccsinstitute.com/>

²⁵⁷ Siehe: <https://co2re.co/>

²⁵⁸ Siehe: <https://netzeroinsights.com/>

²⁵⁹ Global CCS Institute. State of the Art: CCS Technologies 2024, S. 213, Direktlink: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/08/Report-CCS-Technologies-Compendium-2024-1.pdf> - Zugriffen: 15.11.2024.

²⁶⁰ U.a. von Autoren Berliner SWP und der Universität Oxford herausgegeben. Siehe: <https://www.stateofcdr.org/>

Abscheidung und Speicherung / Bioenergy with carbon capture and storage BECCS²⁶¹, Direct Air Capture DAC mit CSS = DACCS²⁶² und grüne Polymere²⁶³, es geht jeweils darum Restemissionen auffangen und speichern zu können.

Der CCS-Überblick im NZIA Staff Working Document 2023 meldet, dass das Hauptproblem die Verfügbarkeit von Orten sei, an denen Verpressung möglich ist (Stand: 23.03.2023).²⁶⁴ Das der EU zuordenbare Clean Energy Technology Observatory (CETO) bestätigt dieses Problem für die Jahre zuvor, Stand: 2022.²⁶⁵

Einen sehr guten Überblick bietet der EU CETO-Report über CCUS 2024. **Hier wird festgestellt, dass derzeit global 41 CCS Projekte funktionsfähig sind, mit einer Kapazität von 49 Mill. Tonnen CO₂ im Jahr, davon 51 % in den USA, dann Brasilien mit der weltgrößten CCS-Anlage, Australien und China mit 5 neuen Anlagen.** In Europa werden, siehe dazu unten, nur die norwegischen Projekte Sleipner und Snøhvit genannt. 392 Projekte werden weltweit entwickelt, mit 361 Mill. Tonnen pro Jahr (davon auch Projekte, die nur in Planung sind und vielleicht nicht realisiert werden).²⁶⁶

Sehr gut ist die IEA CCUS Projects Database als Excel-Datei, hier kann man diverse Suchen vornehmen. Nimmt man die geschätzte Kapazität aller Storage und Full Chain Projekte in europäischen Ländern, sind dies Stand 2025: 101,08 Mill. Tonnen CO₂. 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 CO₂.²⁶⁷

Eine Angabe der weltweiten CCS Kapazitäten gibt es auch im Statistical Review of World Energy 2024: weltweit 55,0 Mill. Tonnen; USA 22,5 Mill. Tonnen, Brasilien 10,6 Mill. Tonnen; Europa 2,4 Mill. Tonnen, davon Norwegen 1,7 Mill. Tonnen, dazu kommen noch 5 Mill. Tonnen im Mittleren Osten.²⁶⁸

CCS meint die Verpressung von CO₂ in der Erde, aber dazu gehört auch eine Infrastruktur, die dies ermöglicht. Zuerst das Auffangen an der Punktquelle, die Lagerung in Tanks, dann der Transport über LKW und Schiffe. Für die Verpressung in der Erde muss man eine geeignete, nach oben hin dichte geologische Formation finden, man braucht also Erkundung, Bohrungen, Messanlagen, ob es Lecks gibt. An den Ort der Verpressung muss man das CCS wiederum über eine Pipeline oder Schiffe bringen. Dort befindet sich eine Plattform oder, wie bei Northern Lights, siehe unten, eine

²⁶¹ Siehe Bio-Energy with Carbon Capture and Storage BECCS:

https://de.wikipedia.org/wiki/Bioenergie_mit_CO2-Abscheidung_und_-Speicherung - Zugriffen: 07.12.2023.

²⁶² Siehe Direct Air Capture DAC: https://de.wikipedia.org/wiki/Direct_air_capture#DACCS – Zugriffen: 07.12.2023.

²⁶³ Siehe:

https://www.ifam.fraunhofer.de/content/dam/ifam/de/documents/Klebtechnik_Oberflaechen/Klebstoffe_Polymerchemie/gruene-polymere-aus-nachwachsenden-rohstoffen-fraunhofer-ifam.pdf - Zugriffen: 07.12.2023.

²⁶⁴ NZIA Staff Working Document 2023: S. 85-87, siehe: https://single-market-economy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD_2023_68_F1_STAFF_WORKING_PAPER_EN_V4_P1_2629849.PDF - Zugriffen: 16.11.2024.

²⁶⁵ Siehe: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130663> - Zugriffen: 16.11.2024.

²⁶⁶ S 18-19, siehe: Clean Energy Technology Observatory. Carbon Capture, utilisation and storage in the European Union, 2024, siehe: https://setis.ec.europa.eu/publications-and-documents/clean-energy-technology-observatory/ceto-reports-2024_en - Zugriffen: 16.11.2024. Diese Informationen liegen offenkundig zugrunde dem FAZ-Artikel von: Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

²⁶⁷ Siehe die Excel-Tabelle: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> - Zugriffen: 10.07.2025.

²⁶⁸ Siehe S. 19, Energy Institute. Statistical Review of World Energy, 2024:

<https://www.energyinst.org/statistical-review/home> - Zugriffen: 30.11.2024.

Unterwassereinrichtung, von der aus die Verpressung stattfindet. Diese Technik ist aus dem Ölbereich verfügbar.

Das bekannteste CCS-Projekt ist sicher Northern Lights.²⁶⁹ Dieses Projekt in Norwegen wurde oft im deutschen Fernsehen gezeigt und es wurde, wenn ich mich richtig erinnere, versprochen, dass man das CO₂ der gesamten deutschen Industrie in Norwegen verpressen könne.²⁷⁰ Dies steht im Einklang mit Berichten, dass der norwegische Konzern Equinor eine CO₂-Pipeline zwischen Norwegen und europäischen Ländern bauen will, die Rede ist dabei davon, dass die Pipeline 40 Millionen Tonnen CO₂ transportieren kann.²⁷¹ Equinor macht Werbung für CCS in Norwegen und die Pipeline in der FAZ.net App, ohne Informationen über die verfügbare Kapazität zu geben.²⁷² Dies steht erst im krassen Gegensatz zur Realität der Projekte in Norwegen und den Informationen, die im Zusammenhang mit den Projekten gegeben werden, denn hier geht es um kleinere Mengen CO₂. Northern Lights ist ein Zusammenschluss von Shell, Equinor und TotalEnergies, das zuerst einmal versuchen will die CO₂-Emissionen von Norcem, ein Zementwerk der Heidelberg Zement Gruppe, aufzufangen und im Meer, unter dem Meeresboden, in einer geeigneten geologischen Formation zu verpressen. Ziel ist erst einmal 400.000 Tonnen CO₂, die Hälfte der jährlichen CO₂-Emissionen dieses Zementwerks, abzuscheiden.²⁷³ Ohne werten zu wollen, kann man immerhin darauf hinweisen, dass Northern Lights ‚rein‘ ein Projekt der Öl- und Gasindustrie ist, siehe auch hier die Anteile: 33 % TotalEnergies, 33 % Equinor, 33 % Shell.²⁷⁴ Seit 2019 ist Northern Lights auch ein Projekt of Common Interest (PCI) unter der Trans-European-Network for Energy (TEN-E) Regulierung, mit 17 Partnerunternehmen.²⁷⁵ Im Zementwerk wird das CO₂ aufgefangen, dann in sechs Tanks gelagert, und dann per Schiff an die Westküste Norwegens nach Oygarden gebraucht. Dort ist dann eine Pipeline installiert, die 100 km ins Meer reicht und dort wird das CO₂ dann aus einer unter dem Meer liegenden Station in mehr als 2600 Meter Tiefe verpresst und soll dort für immer lagern. Ende 2024 soll es fertig sein.²⁷⁶ 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.²⁷⁷ (zur Erinnerung: allein die deutsche Zementindustrie bräuchte die Verpressung von 20 Mill. Tonnen CO₂ jährlich).

In einem FAZ-Artikel anlässlich der Einweihung wurden die Zahlen für die Verpressung (1,5 und 5 Mill. Tonnen ab 2026) bestätigt, und Norwegen hat mittelfristig versprochen 40 Mill. Tonnen jährlich verpressen zu können, viel interessanter ist aber die Info, dass von den 400 Mill. Euro Investitionskosten 80 % der norwegische Staat getragen hat und dass offenbar deshalb die Kosten von 75 Euro pro Tonne verpresstes CO₂ auf dieser Stufe liegen können.²⁷⁸ Es bleibt also jedenfalls an

²⁶⁹ Siehe die Northern Lights Webseite: <https://norlights.com>

²⁷⁰ Siehe z.B. den Film auf ZDF: <https://www.zdf.de/nachrichten/heute-in-europa/ccs-in-norwegen-loesung-oder-kritische-technik-100.html> - Zugriffen: 02.12.2023.

²⁷¹ Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

²⁷² Heute, am 11.11.2024.

²⁷³ Siehe Shell How to cut carbon from cement auf Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=kbPDIZKB5os&t=14s> – Zugriffen: 05.07.2024.

²⁷⁴ Siehe: <https://totalenergies.com/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-first-major-carbon-capture-and-storage-project> - Zugriffen: 30.11.2024.

²⁷⁵ 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.

²⁷⁶ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/co2-speicherung-beispiel-kritik-100.html> - Zugriffen: 12.10.2024.

²⁷⁷ 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.

²⁷⁸ Hanna Decker. Durchbruch für den CO₂-Staubsauger. FAZ, 20.06.2025.

diesem Beispiel unklar, wie viel CCS überhaupt kostet, in diesem FAZ-Artikel ist von 150 Euro bis 200 Euro pro Tonne anhand von Forschungen die Rede.²⁷⁹

In einem FAZ-Artikel wird erwähnt, dass eine Analyse des Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ergeben hat, dass die 200 in Europa geplanten CCS Projekte 520 Mrd. Kosten verursachen würden und 140 Mrd. öffentliche Subventionen.²⁸⁰

In einer nachfolgenden aktuelleren Werbung auf der FAZ.net App, vom 07.03.2025, macht Equinor Werbung für eine blaue Wasserstoffproduktion, das mit der Firma Linde gemeinsam durchgeführte Projekt H2M Eemshaven, bei der 95 % des CO₂ abgeschieden wird und dann verpresst. Das Projekt ist an die Wasserstoffpipeline angeschlossen (offenbar nach dem Motto: einfach mal ein blaues Projekt anschließen, dann wird das auch in Zukunft akzeptiert werden müssen 😊). Die Daten die genannt werden sind gleich wie oben: das Projekt ist seit September 2024 funktionsfähig, 1,5 Mill. Tonnen CO₂ können jährlich verpresst werden, ab 2026 sind 5 Mill. Tonnen CO₂ jährlich geplant. Neu ist die Information, dass Equinor im Projekt Smeaheia eine CCS Lagerstätte entwickeln will, die mit einer 1000 km langen Pipeline CO₂-Highway Europa verbunden sein soll. Von Equinor wird eine jährliche Kapazität zur CO₂ Speicherung von 30 bis 50 Mill. Tonnen CO₂ bis 2035 angestrebt (einige Sätze später: von 15 bis 30 Mill. Tonnen). Das erscheint alles realistisch. Fragen wirft allerdings der folgende Satz aus: „Insgesamt entspricht das Speicherpotential der Nordsee mit 160 Milliarden Tonnen den derzeitigen CO₂-Emissionen Europas über 75 Jahre.“ Equinor behauptet zudem, dass die CO₂-Verpressung zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie beitragen kann.²⁸¹ Siehe auch diese Info-Broschüre u.a. mit Forderungen an die Politik von der Equinor Webseite.²⁸²

Jedenfalls ist die Zahl von 160 Mrd. Tonnen CO₂, die in der Nordsee verpresst werden können für mich neu, siehe die Werbung von Equinor, in der FAZ.net App, vom 07.03.2025, Equinor gibt dafür keine Fußnote an. Die Zahl von 150 Milliarden Tonnen CO₂ „im tiefen Untergrund der gesamten Nordsee“ und der Verweis auf „potentielle Speichergesteine“ in der deutschen Nordsee, die bis 10,4 Mrd. Tonnen CO₂ speichern könnten, findet sich aber z.B. hier: CDRmare bzw. Geomar Helmholtz Zentrum für Ozeanforschung Kiel.²⁸³ Dies hört sich in einer weiteren Publikation von CDRmare allerdings viel vorsichtiger an: Für die deutsche Nordsee gibt von der CDRmare Forschungsallianz²⁸⁴ (CDR – Carbon Dioxide Removal) die Schätzung von einem Platz für 300 Mill. Tonnen insgesamt, **pro Jahr 10 Mill. Tonnen CO₂ Speicherung.** Ein Problem in der Nordsee seien auch die ca. 17.000 Altbohrungen, durch die CO₂ entweichen kann.²⁸⁵ Von 160 Mrd. geht es also runter auf pro Jahr 10 Mill., in einem Schweizer Käse 😊

²⁷⁹ Hanna Decker. Durchbruch für den CO₂-Staubsauger. FAZ, 20.06.2025.

²⁸⁰ Joachim Müller-Jung. Vor Selbstüberschätzung wird gewarnt. FAZ, 19.10.2024.

²⁸¹ Siehe: <https://cmk.faz.net/cms/microsite/18545/anzeige/equinor-deutschland-gmbh/dekarbonisierung-der-industrie> - Zugriffen: 07.03.2025.

²⁸² Siehe:

²⁸³ Siehe: „Schätzungen zufolge ließen sich im tiefen Untergrund der gesamten Nordsee etwa 150 Milliarden Tonnen Kohlendioxid einlagern. Auf potenzielle Speichergesteine im Untergrund deutscher Gewässer entfielen dabei 3,6 bis 10,4 Milliarden Tonnen.“ CDRmare. Wissen Kompakt. Kohlendioxid-Speicherung im tiefen Untergrund in der deutschen Nordsee, Februar 2024, siehe: https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2024/02/CDRmare05_speichsandst_kompakt_240208V4.pdf - Zugriffen: 07.03.2025.

²⁸⁴ Siehe: <https://cdrmare.de/>

²⁸⁵ Wallmann, K., Löschke, S. und das GEOSTOR-Konsortium (2024): CDRmare Insights: CO₂-Speicherung tief unter der deutschen Nordsee: Die sieben wichtigsten Erkenntnisse aus der GEOSTOR-Forschung, pp. 1-8, DOI 10.3289/CDRmare.36 – siehe: https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2024/06/insights_GEOSTOR_240626.pdf - Zugriffen: 07.03.2025.

Norwegen hat das Northern Lights Projekt zum einem Longship-Projekt erweitert, das das CO₂-Auffangprojekt in Brevik und an der Müllverbrennungsanlage in Klementsrud, Oslo, enthält und Schiffe, Pipelines, Hafenanlagen zum Transport von CO₂ aufbaut. Die Subventionen von der norwegischen Regierung betragen 2 Mrd. US\$ über einen Zeitraum mehrerer Jahre.²⁸⁶ Das CO₂ der Müllverbrennungsanlage soll von der Firma Hafslund Celsio aufgefangen werden.²⁸⁷

In Norwegen wurden zuvor bereits größere CCS-Projekte durchgeführt. Equinor (damals noch Statoil) hat ab 1996 im Sleipner Gasfeld in der Nordsee jährlich ca. 0,9 Mill. Tonnen CO₂ in die salzhaltige Utsira Gesteinsformation bzw. ein salines Aquifer, ein unterirdischer poröser Gesteinskörper, der mit salzigem Wasser gefüllt ist.²⁸⁸ 2008 hat Equinor in einem ähnlichen Projekt im Snohvit Feld in der Barentssee CO₂ verpresst, 0,7 Mill. Tonnen CO₂ jährlich, bis 2023 8-9 Mill. Tonnen.²⁸⁹ Von Equinor werden in der FAZ-Werbung vom 07.03.2025 für Sleipner jährlich 1 Mill. Tonnen und seit 1996 mehr als 19 Millionen Tonnen CO₂ angegeben, für Snohvit seit 2008 7 Mill. Tonnen CO₂ eingelagert angegeben.²⁹⁰

Bei CCS stellt sich ein ähnliches Problem wie bei der Windkraft mit den Power Purchase Agreement. Nur die Firmen, die hier einen Vertrag gemacht haben, kommen auch dran. Das Northern Lights Joint Venture hat im Mai 2023 einen Vertrag mit dem dänischen Orsted abgeschlossen jährlich 430.000 Tonnen CO₂ von zwei Kraftwerken zu verpressen. Yara, ein Hersteller von Ammoniakdüngemitteln ist offenbar der erste Kunde von Northern Lights gewesen. Weiter Firmen haben sich mit Letters of Intent gemeldet: AirLiquide, AcerlorMittal, Ervia, Fortum Oyj, HeidelbergCement (wohl in Brevik), Preem, Stockholm Exergi und die ETH Zürich.²⁹¹ Von Yara wird dies bestätigt, hier wird am 20.11.2023 gemeldet, dass Yara ein Abkommen mit Northern Lights geschlossen hat. Ziel sei, ab 2025, jährlich 800.000 Tonnen CO₂ Ausstoß in seinem Ammoniak-Werk in Sluskil in den Niederlanden (neben Terneuzen) aufzufangen. Dies wird mit dem LKW abgeholt und Northern Lights bringt es dann mit dem Schiff nach Oygarden und dann wird es verpresst.²⁹² Yara hat einen Firmenteil abgespalten, der sich nun ‚Yara Clean Ammonia‘ nennt und fasst darunter blaues Ammoniak mit CCS und grünes Ammoniak.²⁹³

²⁸⁶ Siehe: https://businessnorway.com/articles/northern-lights-shared-transport-and-storage-infrastructure-for-europes-co2-emissions?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwmaO4BhAhEiwA5p4YLw11z1s8QrzWlvevUQIH1pdFrqn8ksau6dcoT4ybCsfa4LLAHdTtKxoCFVAQAvD_BwE – Zugriffen: 11.10.2024.

²⁸⁷ Siehe die offizielle Longship Seite: <https://ccsnorway.com/the-project/> - Zugriffen: 11.10.2024. Siehe auch: <https://ccsnorway.com/capture-studies/> - Zugriffen: 09.11.2024.

²⁸⁸ Siehe detailreich: Furre et al. 20 years of monitoring CO₂-injection at Sleipner. Energy Procedia 114, 2017. S. 3916-3926. Siehe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217317174> - Zugriffen: 09.11.2024.

²⁸⁹ Siehe Grant Hauber, Presentation: Norway's Sleipner and Snohvit CCS: Industry models of cautionary tales? June 14, 2023, Institute for Energy Economics and Financial Analysis: <https://ieefa.org/resources/presentation-norways-sleipner-and-snohvit-ccs-industry-models-or-cautionary-tales> - Zugriffen: 07.03.2025.

²⁹⁰ Siehe: <https://cmk.faz.net/cms/microsite/18545/anzeige/equinor-deutschland-gmbh/dekarbonisierung-der-industrie> - Zugriffen: 07.03.2025.

²⁹¹ Siehe: https://businessnorway.com/articles/northern-lights-shared-transport-and-storage-infrastructure-for-europes-co2-emissions?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwmaO4BhAhEiwA5p4YLw11z1s8QrzWlvevUQIH1pdFrqn8ksau6dcoT4ybCsfa4LLAHdTtKxoCFVAQAvD_BwE – Zugriffen: 11.10.2024.

²⁹² Siehe: <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-invests-in-ccs-in-sluskil-and-signs-binding-co2-transport-and-storage-agreement-with-northern-lights--the-worlds-first-cross-border-ccs-agreement-in-operation2/> - Zugriffen: 15.11.2024.

²⁹³ “Watch the video to learn more about clean (blue and green) ammonia.” Siehe: <https://www.yara.com/yara-clean-ammonia/> - Zugriffen: 30.11.2024.

Nicht alles läuft aber immer wie geplant: Siehe das blaue Ammoniakprojekt Barents Blue von Fertibera im Norden von Norwegen, hier soll Ammoniak mit Erdgas hergestellte werden und CCS betrieben werden²⁹⁴, hier ist das Polaris Feld in der Nähe, es scheint aber weniger CCS Kapazität zu haben als gedacht, eher 2 Mill. Tonnen CO2 pro Jahr statt 6 Mill. Tonnen.²⁹⁵

Aktuell ist die Information, dass Dänemark Speichermöglichkeiten anbieten möchte, u.a. weil es dort ideale geologische Bedingungen gibt, geschätzt wird, dass dort 22 Mrd. Tonnen CO2 aufgenommen werden können, siehe den FAZ-Artikel.²⁹⁶ Das wäre eine Hausnummer 😊 Die Welt emittiert im Jahr 53 Mrd. Tonnen Treibhausgase, aber auch der Ebene der EU könnte dieses Projekt über Jahre viele Emissionen der Industrie aufnehmen. Die beiden dänischen Projekte Greensand und Bifrost wollen aber von 2030 an vorerst ‚nur‘ 11 Millionen Tonnen CO2 im Jahr aufnehmen, zum Vergleich: das dänische Zementwerk Portland, dass dabei mitmachen wird, stößt 1,4 Mill. Tonnen im Jahr aus, siehe denselben FAZ-Artikel.²⁹⁷ Dänemark will drei weitere küstennahe Lagerstätten erschließen, Inez, Lisa, und Jammerbugt, und vier Lagerstätten an Land, Gassum, Thorning, Havnso, Stenlille und Rodby.²⁹⁸ Nach anderen Informationen liegt Greensand bei bis zu 8 Mill. Tonnen jährlich im Jahr 2030, wobei dies bis dahin erst schrittweise erhöht werden muss.²⁹⁹

Beim Projekt Greensand, aber auch an weiteren Projekten, sind INEOS (Petrochemie- und Chemiekonzern), Wintershall DEA und Nordsofonden beteiligt. Dabei geht es auch um CO2-Speicherung an Land, untersucht soll die Gassum-Formation in Jütland, hier wurde am 21. Juni 2024 die Lizenz zur Erkundung eingeräumt.³⁰⁰ Es geht allerdings neben den geologischen Formationen offenbar auch darum, erschöpfte Gasfelder zu CCS zu nutzen, nämlich die Gasfelder Siri, Nini West und Cecilie, wobei Siri INEOS gehört. Von den Häfen Esbjerg und Hirtshals (Greenport Scandinavia) soll CO2 verladen werden.³⁰¹ Die Untersuchung dieser Strukturen wird u.a. auch vorgenommen von einer von der EU finanzierten Forschungsinstitution: Sharp Projekt.³⁰² Das Sharp Projekt gehört zum ACT Programm: Accelerating CCS Technologies, Project No. 327342, siehe zum ACT Programm der EU diese Webseite.³⁰³

England hat ebenfalls aktuell angekündigt, jährlich 8,5 Mill. Tonnen verpressen, 2 % der eigenen CO2-Emissionen, dazu sollen 25 Mrd. Euro bzw. 21,7 Mrd. Pfund in die CCS-Infrastruktur investiert werden. Im Meer soll an zwei Orten CO2 verpresst werden.³⁰⁴ Es scheint hier mehrere geschlossene Sandsteinformationen zu geben, genannt Greater Bunter Sandstone (GBS) area, siehe die Erwähnung in der Sharp-Projekt Webseite.³⁰⁵ Unter dem Rahmen des Northern Endurance Partnership wird im

²⁹⁴ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/proyecto-barents-blue-noruega/> - Zugriffen: 10.02.2025.

²⁹⁵ Siehe: <https://carbonherald.com/orlen-scales-back-polaris-carbon-storage-project-in-norway/> - Zugriffen: 10.02.2025.

²⁹⁶ Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

²⁹⁷ Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

²⁹⁸ Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

²⁹⁹ Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/news/danische-regierung-erteilt-lizenz-zur-erkundung-co2-speicherung-land/> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁰⁰ Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/news/danische-regierung-erteilt-lizenz-zur-erkundung-co2-speicherung-land/> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁰¹ Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/news/danische-regierung-erteilt-lizenz-zur-erkundung-co2-speicherung-land/> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁰² Siehe: <https://www.sharp-storage-act.eu/case-studies/the-danish-nini-west-field-and-the-lisa-structure/> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁰³ Siehe: <http://www.act-ccs.eu/>

³⁰⁴ London investiert in CO2-Lager. FAZ, 05.10.2024.

³⁰⁵ Siehe: <https://www.sharp-storage-act.eu/case-studies/the-uk-greater-bunter-sandstone-area/> - Zugriffen: 23.01.2025.

Hafenbereich von Teesside ein Gaskraftwerk (NZT Power) gebaut, ein Joint Venture von BP und dem norwegischen Equinor und dessen CO₂ soll zu 100 % aufgefangen und verpresst werden soll, weiterhin sollen eine Reihe von weiteren Industrieprojekten entstehen, etwa zu Wasserstoff und ein Biomassekraftwerk, dass von CCS profitieren soll.³⁰⁶ Siehe eine Forschungseinrichtung zu CCS in England, UKCCS.³⁰⁷ England kooperiert im Bereich CCS mit China, in einem gemeinsamen Entwicklungszentrum in Guangdong.³⁰⁸ Shell und Esso haben in England an der ersten Lizenzierungsrunde für CCS teilgenommen und jeweils zu 50 % Anteile erworben, an 3 Orten in der Nordsee, siehe S. 39, Shells Energy Transition Strategy 2024.³⁰⁹

Die Niederlande (und Shell ...) möchte CO₂ in leeren Gasfeldern aus porösem Sandstein verpressen, 20 km von der Küste entfernt, in 3 km Tiefe, dies ist das Projekt Porthos, es soll 2026 funktionsfähig sein, geplant sind 2,5 Mill. Tonnen im Jahr, insgesamt 37 Mill. Tonnen.³¹⁰ Dieses Projekt soll von Shell dazu genutzt werden 1 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr zu verpressen, dies würde die CO₂-Emissionen der Niederlande um 2 % reduzieren für 15 Jahre von 2026 an, siehe Shells Energy Transition Strategy 2024, S. 39.³¹¹ Das Projekt Aramis ist ähnlich gelagert, beide Projekte nutzen existierende Plattformen für Gasfelder in der Nordsee.³¹² Das Aramis Projekt gehört zu 25 % Total Energies, zu 25 % Shell, zu 25 % Gasunie und zu 25 % Energie Beheer Nederland EBN.³¹³

Es gibt z.B. noch ein weiteres Projekt in Dunkirk bzw. Dunkerque mit vielen beteiligten Firmen, beim Acelor Mittal Stahlwerk am Hafen³¹⁴, hier ist ein Direct Air Capture Projekt aktiv, das 0,5 Tonnen CO₂ pro Stunde aus den Gasen des Stahlwerks entfernt, mit dem Ziel 125 t CO₂ pro Stunde auffangen zu können und es in der Nordsee zu verpressen, damit soll 2025 begonnen werden.³¹⁵ Bierdeckelrechnung: 125 * 8760 die Stunden des Jahres = 1.095.000 CO₂ ... das ist eine recht große Zahl, ich haben den Eindruck, dass man sich dort verrechnet hat, man darf gespannt sein, wie sich das Projekt entwickelt und wo sie dies in der Nordsee verpressen wollen. Im Nordseesand des Ärmelkanals blubbert das CO₂ jedenfalls wieder nach oben, so mein subjektiver Eindruck, geprägt vom Urlaub dort.

Zusammengerechnet für die Nordsee sind dies jährlich Northern Lights, in Phase 2, ab 2026, 5 Mill. Tonnen, Greensand und Bifrost, Dänemark, 11 Mill. Tonnen, Porthos, Niederlande, 2,5 Mill. Tonnen, England 8,5 Mill. Tonnen ... Dunkirk wird hier weggelassen ... insgesamt sind dies 27 Mill. Tonnen jährlich.

³⁰⁶ Siehe: <https://www.netzeroteesside.co.uk/project/> - Zugriffen: 11.10.2024.

³⁰⁷ Siehe: <https://ukccsrc.ac.uk/>

³⁰⁸ Siehe: <https://ukccsrc.ac.uk/new-uk-china-guangdong-ccus-centre-memorandum-of-understanding-exchanged/> - Zugriffen: 11.10.2024.

³⁰⁹ Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> - Zugriffen: 23.01.2025.

³¹⁰ Siehe: <https://www.porthosco2.nl/en/>

³¹¹ Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> - Zugriffen: 23.01.2025.

³¹² Siehe: <https://www.aramis-ccs.com/project/>

³¹³ Siehe: <https://www.aramis-ccs.com/news/aramis-ccs-project-enters-pivotal-new-phase-with-infrastructure-development-2/> - Zugriffen: 23.01.2025.

³¹⁴ Siehe: <https://3d-ccus.com/>, siehe dazu die Axens Webseite: <https://www.axens.net/markets/carbon-capture-storage/co2-capture> - Zugriffen: 05.07.2024.

³¹⁵ Siehe: <https://3d-ccus.com/3d-overview/> - Zugriffen: 05.07.2024.

Viel spricht aber dafür, dass Dänemark, England, Niederlande und Norwegen es mit der generellen Nordsee-Problematik zu tun haben, nämlich, dass das Potential für CCS dort schwer abzuschätzen ist. Ob man wirklich Milliarden Tonnen CO₂ in der Nordsee zu speichern kann?

Diese Projekte konzentrieren sich auf die Nordsee, es gibt aber auch Projekte in Italien und Griechenland (hier kommen noch einmal jährlich 5 Mill. Tonnen dazu):

In Italien haben die Ölkonzerne Eni und das Gasleitungsunternehmen Snam damit begonnen das CO₂ einer Erdgasaufbereitungsanlage in ein erschöpftes Gasfeld in der Nähe von Ravenna 3000 Meter unter den Meeresboden zu pumpen. Bis 2030 sollen jährlich 4 Mill. Tonnen abgeschieden werden. Insgesamt könne man in den Gasfeldern der Adria 16 Mill. Tonnen im Jahr abscheiden.

Umweltschützer wie Greenpeace Italien haben seit Jahren dieses Projekt kritisiert, weil es fossile Technologien helfe aufrechtzuerhalten, dies wird von Eni und Snam bestritten.³¹⁶

In Griechenland hat die Firma Energean das Prinos-Projekt begonnen, hier können 1 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr für 25 Jahre verpresst werden und es wird versucht, dies auf 3 Mill. Tonnen zu steigern.³¹⁷ Diese Projekt und auch das in Italien wird durch das europäische HERCULES-Programm (kein Tippfehler) gefördert, das Griechenland-Projekt mit ca. 29 Mill. Euro.³¹⁸

Die EU fördert CCS auch mit dem Horizon Europe Projekt COREu, welches mehrere Aspekte von CCS fördert u.a. Arten und Weisen des Transports, per LKW, Schiff, Umladen auf dem Schiff und Pipeline, Startdatum 01.01.2024.³¹⁹ Die Projekte, die vom ETS Innovationsfond ausgewählt wurden, haben noch keine CO₂-Speichermöglichkeiten sichern können.³²⁰ Damit wurde hier zumindest teilweise ein Erfolg der EU-Förderung festgestellt.

Die EU Kommission hofft, dass CCS bald in großer Menge zur Verfügung steht, bis 2040 sollen 280 Mill. Tonnen, bis 2050 450 Mill. Tonnen abgeschieden werden (derzeit sind es, siehe oben, 32 Mill Tonnen). 😊 In der Netto-Null-Industrie-Verordnung hat die Kommission vorgeschlagen, dass bis 2030 50 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr in geologischen Formationen verpresst werden sollen. Letztendlich wird gehofft, dass CCS und CCU sind beide dynamisch entwickeln und große Möglichkeiten einräumen, die Klimaziele einzuhalten.³²¹ Es wird formuliert: „Die Abscheidung schwer vermeidbarer CO₂-Emissionen in Industriesektoren würde zur Norm werden, einschließlich aller relevanten noch bestehenden Quellen industrieller Prozessemissionen.“³²² Die Kommission hat 2021 als unverbindliches Ziel formuliert, dass die chemische Industrie bis 2030 20 % ihres verwendeten CO₂ aus nachhaltigen Quellen nehmen soll.³²³

Ein weltweites Beispiel gibt es in Australien, hier hat Chevron mit den Partnern Shell und ExxonMobile (mit 3,2 Mrd. AU\$³²⁴) 2019 begonnen beim Gorgon Flüssiggasfeld CO₂, das dort ausströmt, aufzufangen und in eine große Sandsteinformation zwei Kilometer unter Barrow Island

³¹⁶ Christian Schubert. Italien verpresst CO₂ unter der Adria. FAZ, 05.09.2024.

³¹⁷ Siehe: <https://www.energean.com/operations/greece/prinos-co2/> - Zugegriffen: 16.11.2024.

³¹⁸ Siehe: <https://www.hercules.eu/> - Zugegriffen: 16.11.2024.

³¹⁹ Siehe die COREu Webseite: <https://coreu.eu/> - Zugegriffen: 16.11.2024.

³²⁰ Siehe zu den Informationen in diesem Abschnitt: NZIA Staff Working Document 2023: 86-87.

³²¹ Siehe COM (2024) 62 final, S. 2. Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062> – Zugegriffen: 14.10.2024.

³²² Siehe COM (2024) 62 final, S. 2.

³²³ COM (2021) 800 final. S. 17. Siehe: https://climate.ec.europa.eu/document/download/26c00a03-41b0-4d35-b670-fca56d0e5fd2_en - Zugegriffen: 14.10.2024.

³²⁴ Siehe: <https://ieefa.org/resources/bayu-undan-test-bed-carbon-trading-or-distraction> - Zugegriffen: 23.01.2025.

verpresst. Chevron teilt in seiner Pressemitteilung mit, dass dort von 2019 bis 2021 5 Mill. Tonnen CO₂-äquivalent dort untergebracht wurden.³²⁵ Beim Gorgon Flüssiggasfeld gibt es allerdings Schwierigkeiten. CCS wurde hier begonnen, weil das Flüssiggas dort CO₂ enthält (14 %), dass abgetrennt werden muss und ansonsten in großen Mengen in die Atmosphäre entweicht. Chevron hatte das Projekt auf Barrow Island, im Naturschutzgebiet, nur unter der Bedingung durchführen dürfen, dass man dieses CO₂ per CCS abscheiden könnte. Dies ist bislang aber nicht ausreichend gelungen, u.a. weil der Druck der CO₂-Injektion niedriger eingestellt werden musste, siehe hier³²⁶ und hier.³²⁷

Der australische Gasproduzent Santos plant das Barossa Projekt, welches Flüssiggas enthält, dass zu 18 % CO₂ enthält. Die Flüssiggasfabrik soll in Darwin situiert werden. Santos verspricht, dass dieses Projekt von vorneherein CO₂-neutral sein soll. Dazu soll im Bayu-Undan Gasfeld, 800 km (!) entfernt, in der Timor-See, CO₂ verpresst werden, dazu ist auch die Zustimmung von Ost-Timor nötig.³²⁸ Santos verfolgt noch zwei weitere CCS Projekte: Moomba und Reindeer, im Carnarvon Basin in Westaustralien.³²⁹

In Algerien wurde CO₂ aus der Ölförderung in der Nähe verpresst, im In-Salah-Projekt, hier werden per Satellit Gesteinsbewegung gemessen, um etwaige Leckagen zu bemerken.³³⁰ In Brasilien wird CCS bei 3 leeren Gaslagerstätten (Tupi, Mero, Buzios) ausprobiert, mit dem Ziel bis 2025 80 Mill. Tonnen zu verpressen. Brasilien stellt viel Ethanol aus Biomasse her und kann bei einer Nutzung von CCS (das nennt sich dann BECCS) eine riesige Mengen Carbon-Reduction Credits verkaufen, die in Brasilien CBIOS genannt werden, 2022 wurden 441.000 CBIOS Credits verkauft, Ziel ist es bis 2030 32 Millionen zu verkaufen.³³¹ Da ist Shell mittendrin, als Miteigentümer (44 %) des brasilianischen Zuckerherstellers und Bioethanolproduzenten Raizen³³², siehe S. 36., in: Shells Energy Transition Strategy 2024.³³³ Dann kann Shell sich selbst Zertifikate verkaufen. In den USA hat ExxonMobile das Pipelinenetz von Denbury Inc. gekauft und möchte damit etwas später CCS-Verpressungsstätten auf dem Land (drei sind auf der Karte zu sehen, ‚class VI permit in queue‘) anschließen, ExxonMobile will CCS als zukünftigen Geschäftsbereich entwickeln (derzeit sind 9 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr

³²⁵ Siehe Chevron Pressemitteilung, 19. July 2021: <https://australia.chevron.com/news/2021/co2-injection-milestone> - Zugriffen: 09.11.2024. Siehe auch: ETL 2020: 6. Siehe:

https://netl.doe.gov/sites/default/files/Safe%20Geologic%20Storage%20of%20Captured%20Carbon%20Dioxide_April%2015%202020_FINAL.pdf – Zugriffen: 09.11.2024.

³²⁶ Siehe: https://en.wikipedia.org/wiki/Gorgon_Carbon_Dioxide_Injection_Project - Zugriffen: 21.01.2025.

³²⁷ Siehe: <https://ieefa.org/resources/gorgon-ccs-underperformance-hits-new-low-2023-24> - Zugriffen: 21.01.2024.

³²⁸ Siehe: <https://ieefa.org/resources/bayu-undan-test-bed-carbon-trading-or-distraction> - Zugriffen: 21.01.2025.

³²⁹ Siehe: <https://ieefa.org/resources/bayu-undan-test-bed-carbon-trading-or-distraction> - Zugriffen: 21.01.2025.

³³⁰ Siehe die Webseite der Satellitenfirma: <https://site.tre-altamira.com/showcase/carbon-capture-and-storage-in-salah/> - Zugriffen: 09.11.2024.

³³¹ De la Plaza et al. Delay, Distract and Decieve: BECCS Developments in South America, Africa and Asia. Heinrich-Böll-Stiftung, 27. November 2023. In: <https://www.boell.de/en/2023/11/27/delay-distract-and-deceive-beccs-developments-south-america-africa-and-asia> - Zugriffen: 30.11.2024.

³³² Siehe die Raizen Webseite: <https://www.raizen.com.br/en> - Zugriffen: 23.01.2025.

³³³ Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> – Zugriffen: 23.01.2025.

möglich).³³⁴ In den USA ist CCS für alle Industrien zugänglich, sie bekommen sogar Steuergutschriften, siehe die 45Q-Steuergutschriften.³³⁵

Shell ist wie alle Öl- und Petrochemiekonzerne schillernd, siehe Shells Energy Transition Strategy 2024.³³⁶ Shell geht von einem weiter steigenden Energiebedarf durch eine steigende Weltbevölkerung und steigenden Lebensstandard aus, erst ab 2030 könne die Ölnachfrage sinken, wenn mehr E-Autos fahren, S. 11. Shell darauf hin, dass die Öl- und Gasproduktion von 120 mboe/d (Mill. Barrel pro Tag), von 2013 bis 2023 nahezu gleich geblieben ist, dass dazu aber 2 Billionen US\$ Investitionen nötig gewesen seien, weil Öl- und Gasfelder sich erschöpfen würden, S. 13. Shell nimmt bis 2025 neue Öl- und Gasproduktionen in Betrieb, von 500.000 Barrel pro Tag, S. 25. Shell hat einen Anteil von 6,25 % am North Field East und 9,375 % an North Field South, dem größten LNG Projekt der Welt in Katar, S. 33. Shell geht davon aus, dass Stahl und Zement schwer dekarbonisieren lassen, auf wegen der hohen Temperaturen, das ist aus meiner Sicht nicht richtig dargestellt, S. 15. Shell geht davon aus große Mengen Emissionszertifikate kaufen zu müssen und dass CCS zur Reduktion von Emissionen genutzt werden kann, S. 19. Shell hat offenbar große Mengen an Emissionszertifikaten auf dem freiwilligen Zertifikatemarkt gekauft („voluntary carbon markets“ VCM) und gibt hier seine Zertifizierungsunternehmen an, S. 41. Im Bereich Energie findet sich kein Wort von einer Umstellung auf Wasserstoff, S. 18, erst auf S. 38. Shell hat Sprng Energy in Indien gekauft, sie baut in Indien Solarparks und Windparks³³⁷, und den U.S. Solar- und Windprojektentwickler Savion³³⁸, siehe S. 8, 2023 wurde der Offshore Windpark Hollandse Kust Noord in Betrieb genommen, siehe S. 8, er gehört Shell zu 79,9 % und dem niederländischen Energieversorgungsunternehmen Eneco, und wurde ohne Subventionen gebaut.³³⁹ Geplant ist Hollandse Kust West von Ecowende mit Eneco, Ecowende gehört zu 60 % Shell, S. 38. Nature Energy³⁴⁰ wurde gekauft, es produziert an mehreren Betriebsstätten in Dänemark Methan aus Biogas und grünem Wasserstoff, S. 29. In Brasilien ist Shell Miteigentümer von Raizen, der größte Produzent von Ethanol aus Zuckerrohr, S. 29. Shell hat EcoOils³⁴¹ gekauft, welches in Malaysia und Indonesien SAF herstellt, S. 37. In Zukunft möchte Shell sich doch im Bereich Wasserstoff engagieren, am lieber scheint Shell die Methanisierung von Wasserstoff und CO₂, weil dies in die bestehende LNG Infrastruktur eingespeist werden kann, S. 30. Shell hat in den USA Volta gekauft, die Ladestationen für Elektroautos betreiben, S. 37. Shell hat selbst eine Direct Air Capture DAC Pilotanlage entwickelt und probiert diese 2025 aus, S. 39. Shell Ventures ist ein Investmentvehikel, dass weitere Firmen gekauft hat, Kraftblock³⁴² und Corvus Energy, welches, zusammen mit Toyota Brennstoffzellen zusammen mit Batterien für Schiffe entwickelt hat.³⁴³ Auch sollen die Methanemissionen und das Abfackeln reduziert werden, S. 48. In vielen Beispielen geht es aber immer wieder darum, die Emissionen, auch bei Erdöl- und Gasabbau graduell zu reduzieren und nicht darum eine radikale Transformation vorzunehmen. Oben wurde schon das Projekt Porthos und Aramis erwähnt.

³³⁴ Dies will z.B. ExxonMobile „We’re a global leader in carbon capture and storage.“ Siehe: <https://corporate.exxonmobil.com/what-we-do/delivering-industrial-solutions/carbon-capture-and-storage> – siehe für die 9. Mill. Tonnen eine Webseite weiter, diese hat eine Adresse, die zu lang ist. Zugriffen: 30.11.2024.

³³⁵ Siehe: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11455> - Zugriffen: 30.11.2024.

³³⁶ Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> – Zugriffen: 23.01.2025.

³³⁷ Siehe: <https://sprngenergy.com/projects/>

³³⁸ Siehe: <https://savionenergy.com/>

³³⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Offshore-Windpark_Hollandse_Kust_Noord - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁴⁰ Siehe: <https://nature-energy.com/news/power-to-x-plant-put-into-operation> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁴¹ Siehe: <https://www.ecoilsenergy.com/>

³⁴² Siehe: <https://www.kraftblock.com/>

³⁴³ Siehe: <https://corvusenergy.com/>

So und jetzt kommts: Von Shell wird noch ein Elektrolyseur gebaut, in Rotterdam auf der Maasvlakte: Holland Hydrogen 1, Leistung 200 MW, dessen Wasserstoff in Shells Energie und Chemiepark in Rotterdam genutzt werden soll. Der Strom kommt aus dem Windpark Hollandse Kust Noord, S. 38.

Derzeit äußert sich Shell so, dass es sich jedenfalls aus dem Offshore-Wind Geschäft zurückziehen will, aber die bestehenden Projekte beenden will. Mit Equinor will Shell der größte Öl- und Gasförderer in der englischen Nordsee werden.³⁴⁴

Sir Andrew Mckenzie, Aufsichtsratsvorsitzender von Shell, war im Januar 2024 auf Besuch im Oman. Shell hat 35 % von Green Energy Oman (GEO)³⁴⁵ gekauft (andere Anteilseigner sind OQ vom Sultanat von Oman, EnerTech, ein staatlicher Konzern aus Kuwait, InterContinental Energy ICE und Golden Wellspring Wealth). Ziel ist es in mehreren Phasen 1,8 Mill. Tonnen grünen Wasserstoff herzustellen und grünes Ammoniak, siehe S. 38 und diese Pressemeldung von Green Energy Oman.³⁴⁶ Eine schöne Idee: Andrew Mckenzie ist offenbar kein Aufsichtsratsvorsitzer von Shell mehr. Und am 02.12.2025 wird gemeldet, dass sich BP aus diesem Projekt zurückzieht.³⁴⁷

Schließlich kurz zum Preis von CO₂-Verpressung. Geschätzt werden 2-20 Euro pro Tonne CO₂, mit niedrigeren Kosten in einem leeren Gasfeld von 1-7 Euro pro Tonne CO₂ bis hin zu Kosten von 6-20 Euro in einer Offshore-Gesteinsformation. In den USA sind es derzeit 5 Euro pro Tonne in leeren Gasfeldern bis 15 Euro pro Tonne in Gesteinsformationen, das sind Onshore-Speicherstätten.³⁴⁸ Dazu kommen Transportkosten. Northern Lights bietet von 30 bis 55 Euro pro Tonne CO₂ mit Transport und Verpressung an.³⁴⁹ Es scheinen also sehr unterschiedliche Preise verlangt zu werden.

Bei 7 Euro pro Tonnen in einem leeren Gasfeld würden die 20 Mill. Tonnen CO₂ der Zementindustrie oder die ca. 100 Mill. Tonnen der Chemieindustrie so viel kosten: 140 Mill. Euro pro Jahr für Zement, 700 Mill. Euro für die Chemie, das wäre für beide Industrien preislich machbar, siehe unten für die Chemieindustrie. Bei 50 Euro pro Tonne wär es mehr: das wären 1000 Mill. für Zement (1 Mrd. Euro) und 5000 Mill. für die Chemieindustrie bzw. 5 Mrd. Euro, pro Jahr.

DAC Direct Air Capture: Spektakulär ist die Direct-Air-Capture Methode, weil sie cool aussieht und verspricht, dass man das Problem des Klimawandels schnell lösen kann, wenn man nur irgendwo genügend Rüssel aufbaut. Hier wird CO₂ direkt aus der Luft herausgefiltert, Beispiel dafür ist die Firma Climeworks. Climeworks hat derzeit dafür in Hellisheidi, Island, eine kleine Betriebsstätte, den Strom dafür bekommt die Firma Climeworks günstig vom benachbarten Geothermiekraftwerk. Sie wollen bis 2030 eine Anlage bauen, die 1 Mill. Tonnen CO₂ aus der Luft filtern kann, dazu brauchen sie aber Strom. Das gewonnenen CO₂ muss mit CCS verpresst kann aber auch anderweitig, in der Chemieindustrie etwa, angewendet werden.³⁵⁰ Dieses große Projekt ist offenkundig das Projekt Cypress in den USA:

³⁴⁴ Shell will keinen neuen Windparks. FAZ, 06.12.2025.

³⁴⁵ Siehe: <https://geo.om/>

³⁴⁶ Siehe: <https://geo.om/news-details-03.php> - Zugriffen: 23.01.2025.

³⁴⁷ Siehe: <https://www.hydrogeninsight.com/production/bp-cancels-gigascale-green-hydrogen-project-in-oman/2-1-1911149> - Zugriffen: 22.02.2026.

³⁴⁸ S 18-19, siehe: Clean Energy Technology Observatory. Carbon Capture, utilization and storage in the European Union, 2024, siehe: https://setis.ec.europa.eu/publications-and-documents/clean-energy-technology-observatory/ceto-reports-2024_en - Zugriffen: 16.11.2024. Diese Informationen liegen offenkundig zugrunde dem FAZ-Artikel von: Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

³⁴⁹ Clean Energy Technology Observatory. Carbon Capture, utilization and storage in the European Union, 2024: S. 23-26.

³⁵⁰ Johannes Ritter. Der größte CO₂-Staubsauger der Welt. FAZ, 14.08.2024.

In den USA werde zwei DAC-Projekte mit je 600 Mill. US\$ staatlich gefördert, hier wird DAC mit CCS kombiniert, der South Texas DAC Hub, in Kleberg County, Texas. Hier baut 1PointFive, eine Schwesterfirma von Occidental Petroleum, Carbon Engineering und Worley eine DAC Station, die 1 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr auffangen soll und die Firma Gulf Coast Sequestration soll diese am Golf von Mexiko unter dem Meer verpressen. Das zweite Projekt ist das Projekt Cypress, von der Firma Battelle, Climeworks und Heirloom Carbon Technologies, das ebenso 1 Mill. Tonnen CO₂ auffangen will und an Land in eine geologischen Struktur verpressen will.³⁵¹

Vom ersteren Projekt sind im Internet Fotos verfügbar. Siehe die Firma Carbon Engineering, die DAC anbietet³⁵², auf ihrer Webseite gibt es ein Foto vom Kleberg County, Texas, Projekt, es wird hier ‚Stratos‘ genannt, die Größe dieser Anlage ist beeindruckend.³⁵³ Siehe auch die 1PointFive Webseite.³⁵⁴ Es gibt einen 1PointFive Youtube Kanal.³⁵⁵ 😊

Eine weitere Firma, die DAC anbietet ist Zero Carbon Systems, die Global Thermostat aufgekauft hat, einen DAC Pioneer.³⁵⁶

Bierdeckelrechnung Direct Air Capture DAC. Wie viel mal braucht man dafür die kleine CSS-Anlage von der Firma Climeworks³⁵⁷, die derzeit in Island steht, um möglichst viele Emissionen aufzufangen? Sie kann derzeit 36.000 Tonnen CO₂ jährlich aus der Luft holen, siehe den FAZ-Artikel.³⁵⁸ Geplant ist, eine Anlage in den USA zu bauen die 1 Mill. Tonnen CO₂ aus der Luft herausfiltern können. Zwei weitere größere Anlagen seien in Planung und welche in Kanada, Norwegen und Kenia. Diese Anlagen benötigt aber auch Strom, derzeit erhält Climeworks diese billig aus dem geothermischen Kraftwerk, das in Island daneben steht. Die Kosten werden mit optimiertem Filtermaterial für 2030 mit 400 bis 600 Euro pro Tonne CO₂ angegeben, siehe diesen FAZ-Artikel.³⁵⁹ In diesem Artikel wird nicht erwähnt, dass die Ausbeute sinkt, wenn die Luft nass ist³⁶⁰ und dass CO₂ noch in den Boden verpresst werden muss.³⁶¹ Die 36.000 Tonnen Anlage ist klein, siehe Fotos von der Anlage im Internet, und heißt Mammoth, schon vor mehr als 5 Jahren wurde eine solche Anlage in Island installiert, sie war noch viel kleiner, sie hieß Orca.³⁶² Dies klingt frustriert, aber es birgt aber dennoch Hoffnung. Weil sie so klein ist, ist es locker vorstellbar sie auf * 27,7 zu skalieren, um sie auf 1 Mill. Tonnen Kapazität im Jahr zu bringen.

Daraus folgt, dass man 20 solcher großen 1 Mill. Tonnen Climeworks- oder Carbon Engineering bzw. 1 PointFive) Anlagen braucht um die 20 Mill. Tonnen CO₂ im Jahr der deutschen Zementindustrie aufzufangen und 50 solcher großen Climeworks-Anlagen, um die möglichen deutschen Restemissionen 2040 aufzufangen. Um die CO₂-Emissionen der ganzen Welt mit 37857

³⁵¹ The State of Carbon Dioxide Removal 2024: 54. Siehe: <https://www.stateofcdr.org/> - Zugriffen: 03.11.2024.

³⁵² Siehe: <https://carbonengineering.com/>

³⁵³ Siehe: <https://carbonengineering.com/direct-air-capture/>

³⁵⁴ Siehe: <https://www.1pointfive.com/>

³⁵⁵ Siehe: <https://www.youtube.com/@1PointFive>

³⁵⁶ Siehe: <https://www.zerocarbonsystems.com/>

³⁵⁷ Siehe Wikipedia Climeworks: <https://de.wikipedia.org/wiki/Climeworks> - Zugriffen: 15.08.2024.

³⁵⁸ Johannes Ritter. Der größte CO₂-Staubsauger der Welt. FAZ, 14.08.2024.

³⁵⁹ Johannes Ritter. Der größte CO₂-Staubsauger der Welt. FAZ, 14.08.2024.

³⁶⁰ Siehe: https://efahrer.chip.de/news/riesiger-co2-staubsauger-in-island-schwaechelt-es-liegt-am-wetter_107777 - an diesem Problem wurde aber danach gearbeitet und es gab offenbar Verbesserungen, siehe Wikipedia Climeworks: <https://de.wikipedia.org/wiki/Climeworks> - Zugriffen: 15.08.2024.

³⁶¹ Siehe Wikipedia Climeworks: <https://de.wikipedia.org/wiki/Climeworks> - Zugriffen: 15.08.2024.

³⁶² Siehe Wikipedia Climeworks: <https://de.wikipedia.org/wiki/Climeworks> - Zugriffen: 15.08.2024.

Mill. Tonnen aufzusaugen, bräuchte man 37.857 wohlgerneht der großen Anlagen (wie die von Carbon Engineering bzw. 1PointFive in Kleberg, Texas).

Zum Vergleich nochmal: die chemische Industrie kann in Deutschland bis zu 52 Mill. CO₂³⁶³ gebrauchen und dies an Punktquellen aufzufangen scheint günstiger zu sein, es ist aber auch von der Menge begrenzt, da außer der Zementindustrie und der Abfallverbrennung ganz zum Schluss der Energiewende wenige Industriebereiche mit CO₂-Ausstoß übrig bleiben. Dann bleibt nur noch Direct Air Capture DAC. Dies ist aber dann genuin grünes CO₂ und dieses grüne CCU-DAC braucht dann, keine CCS-Verpressung mehr (und eigentlich auch keine Kreislaufwirtschaft mehr, wenigstens nicht mehr aus Gründen des Klimaschutzes – es wäre dann in der Chemie alles aus grünem Wasserstoff und grünem CO₂ bzw. Stickstoff aus der Luft produziert) und dies sollte, so die Chemieindustrie, bereits heute in die standortbezogene Strom- und Infrastrukturplanung mit einfließen³⁶⁴ ...

Fazit: CCS ist im Aufbau, es sind bereits einige bereits funktionierende Speichermöglichkeiten vorhanden. Das Stadium, dass man CCS gar nicht für realistisch hält, ist überwunden. In Norwegen konnte im Sleipner Projekt CO₂ im porösen Sandstein der Utsira-Gesteinsformation verpresst werden. Einige offenbar funktionsfähige geologische Speicherstätten sind erkundet worden, ebenso können ehemalige Gasfelder als CO₂-Lagerstätten genutzt werden. Es sind aber auch Probleme sichtbar geworden, etwa in Australien. In Norwegen musste die Kapazität eines Projektes stark nach unten korrigiert werden. Auch zeitlich ist die Einleitung begrenzt. An Norwegen wird deutlich, dass schon eine Art Rennen gibt, wer Zugang zu den Speichermöglichkeiten bekommt. Es besteht weiterhin eine erhebliche Unsicherheit über die Größe von Speichermöglichkeiten, sichtbar am Beispiel der Nordsee, bei der auch die Probleme mit bestehenden Bohrlöchern bestehen. Ähnlich auch die Ausführungen zu CCS vom Oktober 2024 vom Sachverständigenrat für Umweltfragen, S. 2-4.³⁶⁵

Hier zwei weitere Beispiele für die CO₂-Speicherung im Gestein:

CO₂-reiche Flüssigkeit im Basaltgestein. Die Firma Carbfix fängt CO₂-reiche Flüssigkeiten des Geothermiekraftwerks in Hellisheide in Island auf und bringt diese Flüssigkeit in lockere Basaltgesteinsformationen ein, wobei das CO₂ sich dann mit den Mineralstoffen verbindet und Carbonate bildet bzw. sich mineralisiert. Carbfix schätzt, dass man 100.000 Tonnen CO₂ in die Hellisheidi Basaltformation einbringen kann und nur 0,05 % der Formation damit schon mit festen Mineralien versehen ist bzw. der andere Teil weiter CO₂ aufnehmen kann. Grob geschätzt wird, dass in Europa 4000 Mrd. Tonnen CO₂ und in den USA insgesamt 7500 Mrd. Tonnen CO₂ in solchen Gesteinsformationen gespeichert werden können. Die Firma Carbfix bringt in Hellisheidi das CO₂ der beiden Direct Air Capture Anlagen Mammoth und Orca unter. Das Projekt ist unter den Namen Silverstone und Seastone (Salzwasser wird hier benutzt, mit CO₂) vom Europäischen Innovationsfond gefördert, ebenso der Aufbau eines kleineren Hafens, genannt CODA Terminal, um CO₂ aus Europa in Empfang zu nehmen, Ziel ist es 3 Mill. Tonnen CO₂ 2030-2034 aus Europa hier in Empfang zu nehmen, keine sehr große Zahl.³⁶⁶ Siehe zu dieser Technologie auch die Präsentation hier im

³⁶³ Transformation der Chemie 2023 : 84.

³⁶⁴ Transformation der Chemie 2023: 84.

³⁶⁵ S. 2-4, siehe:

https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2024_2028/2024_10_CCS.pdf?blob=publicationFile&v=9 – Zugegriffen: 11.04.2025.

³⁶⁶ Siehe S. 196 in: State of the Art: CCS Technologies 2024. Hugh Barlow, Shahrzad S M Shhi. Global CSS Institute, 2024. Siehe: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/> - Zugegriffen: 15.09.2024.

Internet.³⁶⁷ Siehe auch eine EU Coda Info hier, der Hafen ist Straumsvik, Hafnarfjordur, Island. Der Start des Projekts ist der 1. Januar 2023, Beginn der Operation soll der 1. April 2026 sein. Bisher ist auf Google Maps nichts zu sehen. Insgesamtes Projektvolumen ist 601 Mill. Euro, der EU Innovation Fund steuert 115 Mill. bei.³⁶⁸ Das Einbringen von Flüssigkeiten ins Gestein wird insofern kritisiert, weil man es schwer überprüfen kann, ob sich CO₂ später wieder verflüchtigt.³⁶⁹

CO₂-Verpressung in tiefliegende Kohlevorkommen. Weiterhin gibt es offenbar die Möglichkeit CO₂ in tiefliegende, nicht abbaubare Kohlevorkommen einzubringen (100 kg CO₂ pro 1 Tonne Kohle), sog. CO₂ ECBM, weil man damit einmal auch Methan fördern wollte (ECBM Enhanced Coalbed Methane).³⁷⁰ Siehe diesen frühen Artikel aus dem Jahr 2014.³⁷¹ Aktuell wurde diese Idee erfolgreich im Mannville Coal Feld, in Alberta, Kanada, mit einer Einbringungs- und einer Überwachungsbohrung ausprobiert, dies lässt sich der Kurzfassung dieses Artikels entnehmen, der nicht frei verfügbar ist.³⁷² Dies bietet auch die U.S. Firma CVictus an.³⁷³

In Deutschland gab es Vorbehalte gegen die CCS-Technologie, vor allem beim Verpressen an Land, Robert Habeck hatte sich damals dagegen politisch engagiert. Der Geologieprofessor Andreas Dahmke wollte hierzu Experimente durchführen. Es bestand die Angst, dass dadurch Erdbeben ausgelöst werden, Trinkwasser verseucht und die Angst, dass CO₂ an die Oberfläche gelangt.³⁷⁴

Befürchtet wird generell, dass CCS es emissionsintensiven Industrien erlauben würde, ohne Änderungen der Produktionsweise weiterzumachen, auch weil beobachtet wird, dass Konzerne wie Exxon Mobile an CCS interessiert sind, auch im globalen Süden, etwa in Indonesien.³⁷⁵ ExxonMobile formuliert dies ganz direkt:

Exxon Mobile hatte 2023 mit der indonesischen staatlichen Ölfirma Pertamina³⁷⁶ ein Abkommen abgeschlossen, eine CCS-CO₂-Lagerstätte im Meer zu entwickeln. Es wird geschätzt, dass 3 Gigatonnen CO₂ dort gespeichert werden können, Giga sind Milliarden Tonnen. Weiterhin wird die Situation von Exxon Mobile in Indonesien so eingeschätzt, dass man bei allen indonesischen Inseln CCS-Projekte durchführen kann, mit einem Platz von 700 Gigatonnen, sodass Indonesien alle seine

³⁶⁷ Siehe Kari Helgason, Carbfix, 2021: https://bcforum.net/presentations2021/0301_K%C3%A1ri_Helgason.pdf – Zugegriffen: 14.10.2024.

³⁶⁸ Siehe: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-12/if_pf_2022_coda_en.pdf - Zugegriffen: 14.10.2024.

³⁶⁹ Fußnote muss noch gefunden werden, ich habe es jedenfalls gelesen und mir nicht selbst ausgedacht.

³⁷⁰ Siehe S. 214 in: State of the Art: CCS Technologies 2024. Hugh Barlow, Shahrzad S M Shhi. Global CSS Institute, 2024. Siehe: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/> - Zugegriffen: 15.09.2024.

³⁷¹ Godec, Michael et al. CO₂-ECBM : A Review of its Status and Global Potential. Energy Procedia, Vol. 63, 2014. Siehe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214024345> - Zugegriffen: 09.09.2024.

³⁷² Yang, Yun et al. Field pilot testing and reservoir simulation to evaluate processes controlling CO₂ injection and associated in-situ fluid migration in deep coal. International Journal of Coal Geology, Vol. 275, 1 July 2023. Siehe: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0166516223001350?via%3Dihub> – Zugegriffen: 15.09.2024.

³⁷³ Global CCS Institute. State of the Art: CCS Technologies 2024, S. 213, Direktlink: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/08/Report-CCS-Technologies-Compendium-2024-1.pdf> - Zugegriffen: 15.11.2024.

³⁷⁴ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/co2-speicherung-beispiel-kritik-100.html> - Zugegriffen: 12.10.2024.

³⁷⁵ Siehe: Marie-Luise Abshagen, Tom Kurz. Verschiebung von Verantwortung. In: Forum Umwelt und Entwicklung, Rundbrief 3/2024. Siehe: <https://www.forumue.de/rundbrief-iii-2024/> - Zugegriffen: 30.11.2024.

³⁷⁶ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Pertamina> - Zugegriffen: 30.11.2024.

Emissionen für 1000 Jahren dort verpressen kann.³⁷⁷ Im November 2023 hat Exxon Mobile etwa das große CO₂-Pipelinennetz im Süden der USA der Firma Denbury für 4,9 Mrd. US\$ gekauft, welches auch Zugang zu Orten für CCS bietet. Dies wird von Exxon Mobile in der Pressemitteilung direkt im Zusammenhang mit seinen Verpflichtungen CO₂-Emissionen zu reduzieren, genannt.³⁷⁸

Japans Eneos, JX Nippon Oil & Gas Exploration und Mitsubishi versucht zusammen mit Malaysias Staatskonzern Petronas³⁷⁹ in Malaysia CCS Projekte zu entwickeln, um dort CO₂ von Industrien in der Tokyo Bay zu verpressen, es geht um 3 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr.³⁸⁰

Es ist nicht von der Hand zu weisen: Die Ölkonzerne und auch die Chemieindustrie sind sehr reich, sie könnten alle CCS-Möglichkeiten der Welt aufkaufen und dann behaupten, dass sie klimaneutral produzieren. Auch ein Kohlekraftwerk in Deutschland ist aus konventioneller Sicht profitabel und könnte sich eine CCS-Möglichkeit kaufen. Dadurch würden sie allerdings dadurch die Energiewende blockieren. Sie würden den CCS-Platz für andere Industrien blockieren, die nach heutigem Kenntnisstand nicht umstellbar sind, vor allem Zement. Und für die verbleibenden Raffinerien, die ggf. für Bitumen für den Straßenbau weiter nötig sind und für bestimmte chemischen Prozesse, die nicht umstellbar sind. CCS sollte weiterhin für die Industriebereiche und Emissionen verfügbar sein, die wirklich schwer umzustellen sind. Die Chemieindustrie kommt um eine Umstellung auf Wasserstoff und um einen Preissprung und den Verlust vieler ihrer Exporte nicht drumherum, CCS wäre hier auf den ersten Blick zwar begründet nutzbar für eine Übergangsperiode bis die nötigen Elektrolyseure und erneuerbaren Energien aufgebaut sind, aber dazu wären große CCS-Kapazitäten nötig. Man könnten sogar aus Sicht der Chemieindustrie argumentieren, dass große CCS-Kapazitäten aufgebaut werden müssten, natürlich staatlich subventioniert, die dann zur Nullkosten zur Verfügung gestellt werden, um die Chemieindustrie weiter international wettbewerbsfähig zu halten. Dies wäre allerdings völlig unvernünftig. Es wäre erstens eine völlige Überforderung der staatlichen Haushalte, viele Milliarden in CCS zu investieren. Dazu kommt, dass Fördersummen des Staates viel sinnvoller in die Anreizinstrumenten zum privaten Aufbau von Elektrolyseuren und erneuerbaren Energien fließen sollten (die Chemieindustrie möchte den Umbau hin zu Wasserstoff aber natürlich nicht, weil sie ihre Exporte behalten will, siehe 00Teil0). Mit der Chemieindustrie muss man mal Tacheles reden. Sie können ab z.B. 2033 nicht mehr so weiter wirtschaften wie heute, das bedeutet den Verlust einiger ihrer milliardenschweren Exporte, auch den Verlust von Arbeitsplätzen, aber es ist unklar wie viele Arbeitsplätze, weil die Chemiestandorte vielerorts bestehen bleiben werden. Die Anteilseigner der Chemieindustrie können nur noch eine kurze Zeit über Chemiegrundstoffe große Gewinne machen, siehe 00Teil0 und hier gleich zur Chemieindustrie.

Wie dem auch sei, jedenfalls wurden in Deutschland die Vorbehalte gegen die CSS-Technologie aufgeben, am 26.02.2024 wurde eine Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung vorgestellt. Dabei ist man recht großzügig: CSS wird für sog. ‚hard-to-abate‘ Sektoren erlaubt, etwa Zement, Kalk und Abfallverbrennung, aber auch für den riesigen Bereich der Grundstoffchemie und im Einzelfall sogar für die Wasserstoffherstellung aus Erdgas, sog. blauer Wasserstoff, jedoch nicht für

³⁷⁷ Siehe: <https://corporate.exxonmobil.com/locations/indonesia/indonesias-great-ccs-opportunity?print=true> – siehe weiterhin: <https://www.pertamina.com/en/news-room/news-release/pertamina-exxonmobil-explores-carbon-capture-storage-hub-development> - Zugriffen: 30.11.2024.

³⁷⁸ „These operations provide immediate operating cash flow and optionality for carbon capture operations. Once fully developed and optimized, the combination of these assets and capabilities has the potential to reduce CO₂ emissions by more than 100 million metric tons per year.“ Siehe: Exxon Mobile completes acquisition of Denbury, Nov. 2, 2023: https://corporate.exxonmobil.com/news/news-releases/2023/1102_exxonmobil-completes-acquisition-of-denbury?print=true – Zugriffen: 30.11.2024.

³⁷⁹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Petronas>

³⁸⁰ Siehe: <https://www.offshore-technology.com/news/petronas-ccs-agreement-japanese-consortium/> - Zugriffen: 30.11.2024.

Kohleverstromung. Für Gaskraftwerke wird CSS erlaubt, es erfolgt aber keine Förderung. Speicherstätten wären die Nordsee, im Einzelfall könnten sich einzelne Bundesländer freiwillig entscheiden, eine Landspeicherung auszuprobieren (als sog. opt-out, kein Bundesland wird dazu gezwungen Landspeicherung zuzulassen)). Die Rohrsysteme dafür, etwa das Rohr nach Norwegen, soll die Industrie finanzieren, eine Förderung wäre für die anderen Bereiche denkbar.³⁸¹

Die 49 Seiten lange Carbon Management Strategie befand sich in der Abstimmung (nicht im Internet verfügbar). In dieser Strategie sind nun auch erste CCS-Projekte in Deutschland erwähnt und zwar eine Anlage in der Zementindustrie und eine an einer Müllverbrennungsanlage. Auch ein CO₂-Pipelinennetz soll gebaut werden, es wird bis 2045 mehr als 4500 Kilometer lang sein. Bereits Ende Mai wurde ein aktualisiertes Kohlendioxidspeicherungsgesetz verabschiedet, dass CCS erlaubt. Umstritten sind die Bereiche, in denen CCS erlaubt wird. Klar ist, dass es nicht für Kohleverstromung erlaubt sein wird. Umstritten ist der Einsatz bei blauem Wasserstoff. In der neuen Carbon Management Strategie gibt es dafür eine Ampel. Hier gibt es rot, gelb und grün.³⁸² Aber bisher ist diese rot, gelb, grün Zuordnung nicht öffentlich verfügbar und scheint auch, siehe unten, nicht weiterverfolgt zu werden.

Wenn man sich eine solche Ampel sinnvoll vorstellt dürften z.B. die Projekte von Shell, Porthos und Aramis, in den Niederlanden nicht durchgeführt werden, da hier CO₂ aus der Petrochemie verpresst wird, um die CO₂-Bilanz von Shell zu verbessern.

Nun liegt der Entwurf eines Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetzes (KSpTG) vor, hier wird CCS nur für Kohlekraftwerke verboten, ansonsten ist CCS für alle Industrien erlaubt (diskutiert wird nur ein weiteres Verbot für die Gaskraftwerke), CCS wird nur auf der See, 8. Kilometer entfernt von der Küste erlaubt, CCS auf dem Land ist nur möglich, wenn sich ein Bundesland dafür selbst entscheidet, es gibt aber keinen Zwang dazu, weiterhin werden CO₂-Pipelines und Speicher für CO₂ ermöglicht. Dieses Gesetz ändert das KSpG von 2012, das nur für die Erforschung und Erprobung von CCS vorgesehen war. Wichtig ist hier § 33 Abs. 5³⁸³, der festlegt, dass Kohlekraftwerke nicht an der Pipelinennetz angeschlossen werden dürfen.³⁸⁴ Siehe eine kurze Rede von Robert Habeck dazu hier.³⁸⁵ In der 125. Sitzung des Ausschuss für Klimaschutz und Energie am 6. November 2024 wird u.a. auch eine Ausdehnung von § 33 auf Gaskraftwerke gefordert, z.B. vom WWF.³⁸⁶ Das Gesetz ist (Stand: 16.04.2025) noch nicht beschlossen worden, es findet sich bislang kein Eintrag im elektronischen

³⁸¹ Diese Informationen sind entnommen aus: Christian Geinitz. Ab in die Nordsee mit dem CO₂. Zum Wohle des Klimas gibt die Ampel ihre Vorbehalte gegen die Speicherung auf – aber nur für bestimmte Emissionen. FAZ, 27.02.2024. An einzelner Stelle wurde ergänzt aus der folgenden BMWK Webseite dazu:

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/carbon-management-strategie-2289146> - Zugegriffen: 13.07.2024.

³⁸² Christian Geinitz. Deutschland bricht mit Grünen-Tabu. CO₂-Verpressung startet. FAZ, 11.09.2024.

³⁸³ § 33 Abs. 5 „Abweichend von Absatz 1 sind Betreiber von Kohlendioxidleitungsnetzen und Kohlendioxidspeichern verpflichtet, Unternehmen den Anschluss an ihr Kohlendioxidleitungsnetz und ihre Kohlendioxidspeicher und den Zugang zu denselben zu verweigern, wenn das aufzunehmende Kohlendioxid durch die Verbrennung von Kohle in einer Anlage und Verbrennungseinheit zur Energieerzeugung nach Anhang 1 Teil 2 Nummer 1 bis 4 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und im räumlichen Geltungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes entstanden ist.“

³⁸⁴ Deshalb werden hier auch die Änderungen des vorherigen Gesetzes festgehalten:

<https://dserv.bundestag.de/btd/20/119/2011900.pdf> - Zugegriffen: 11.04.2025.

³⁸⁵ Siehe:

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975954/2312230/68ffd7f43809318980954bf71c7f122d/88-3-bmwk-kohlendioxid-speicherungsgesetz-bt-data.pdf?download=1> – Zugegriffen: 11.04.2025.

³⁸⁶ Siehe:

https://www.bundestag.de/resource/blob/1030966/00d4017c36f38362fc0e8295a22d5cd6/Wortprotokoll_125_Sitzung_oeA_Kohlendioxid-SpeicherungsG.pdf - Zugegriffen: 16.04.2025.

Bundesgesetzblatt³⁸⁷, und auch nicht in Gesetze im Internet.³⁸⁸ Der Sachverständigenrat für Umweltfragen hatte gefordert, CCS nur für unvermeidbare Restemissionen zu begrenzen, siehe hier diese klar formulierte Stellungnahme.³⁸⁹ Nun liegt eine 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.³⁹⁰

Es wird geschätzt, dass in Deutschland nach 2040 noch jährlich 50 Millionen Tonnen CO₂ Emissionen aus ‚hard to abate‘-Bereichen bestehen werden, die mit CCS aufgefangen werden müssten. Dazu wird von der Bundesregierung eine Langfriststrategie Negativemissionen, siehe das diesbezügliche Eckpunktepapier vom 26.02.2024 (hier nicht eingearbeitet)³⁹¹, ausgearbeitet.³⁹²

Berichtet wurde, dass der norwegische Energiekonzern Equinor³⁹³ die Investitionsentscheidung über eine CO₂-Pipeline von Norwegen nach Deutschland bis spätestens 2027 treffen will.³⁹⁴ Die Pipeline soll 40 Millionen Tonnen CO₂ transportieren können (jährlich?).³⁹⁵ Diese Idee eine CO₂-Pipeline zu bauen, gibt es auch als Project of Common Interest (PCIs) und Projects of Mutual Interest (PMIs) – eine Sammelleitung, um aus Deutschland, Belgien, Dänemark, Frankreich, Lettland, Niederlande, Polen und Schweden Kohlendioxid nach Norwegen pumpt, um es dort im Meer zu verpressen (EU2NSEA)³⁹⁶, siehe mehr zu diesen Projekten den Punkt EU.

Blauer Wasserstoff ist deshalb umstritten, weil man eigentlich grünen Wasserstoff aus Elektrolyse will, dafür aber sehr viele erneuerbare Energien nötig sind. Schon heute braucht aber die Industrie Wasserstoff, zur Entschwefelung von Kraftstoffen und zur Düngemittelherstellung im Haber-Bosch-Prozess³⁹⁷, dieser Wasserstoff wird durch Dampfreformierung aus Erdgas und Wasserdampf bei hohen Temperaturen hergestellt. Wenn man mehr und mehr Anlagen der Chemieindustrie und Stahlindustrie und auch Gaskraftwerke zur Stromherstellung auf Wasserstoff umbaut, damit sie später grünen Wasserstoff nutzen können, brauchen diese auch große Mengen Wasserstoff. Für den Übergang könnte man, so die Logik, blauen Wasserstoff (grauer Wasserstoff mit CCS) nutzen, bis genug grüner Wasserstoff da ist. Dies wird sogar im BMWK Monitoringbericht zur Energiewende (2024) so geschrieben.³⁹⁸ Aufgrund der fehlenden Wasserstofftransportschiffe, es gibt erst eines³⁹⁹, müsste man Wasserstoff mit LOHC binden und importieren oder Ammoniak importieren und Ammoniak in Wasserstoff rückumwandeln. Die USA wollen allerdings blauen Wasserstoff und auch

³⁸⁷ Siehe: <https://www.recht.bund.de>

³⁸⁸ Siehe: <https://gesetze-im-internet.de>

³⁸⁹ Siehe:

https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2024_2028/2024_10_CCS.html?n=400356 – Zugegriffen: 16.04.2025.

³⁹⁰ Reiche geht bei Abscheidung von CO₂ voran. FAZ, 03.08.2025.

³⁹¹ Eckpunktepapier Negativemissionen: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.html> - Zugegriffen: 13.07.2024.

³⁹² Diese Schätzung mit den 50 Mill. Tonnen CO₂ stammt von Ottmar Edenhofer, Direktor des Potsdam Instituts für Klimafolgenforschung PIK, der auf der Veranstaltung mit Robert Habeck ebenfalls gesprochen hat. Christian Geinitz. Ab in die Nordsee mit dem CO₂. Zum Wohle des Klimas gibt die Ampel ihre Vorbehalte gegen die Speicherung auf – aber nur für bestimmte Emissionen. FAZ, 27.02.2024.

³⁹³ Siehe die Equinor Webseite: <https://www.equinor.de/>

³⁹⁴ Sven Astheimer. Das Rennen um die CO₂-Pipeline. FAZ, 28.04.2024.

³⁹⁵ Hendrik Kafsack. In den Boden damit. FAZ, 10.08.2024.

³⁹⁶ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:8343d7e8-8de6-11ee-8aa6-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_2&format=PDF – Zugegriffen: 29.01.2024.

³⁹⁷ Siehe dazu etwa: <https://www.youtube.com/watch?v=I311kTe31f4&t=1788s> – Zugegriffen: 11.11.2024.

³⁹⁸ BMWK Monitoringbericht 2024: 15.

³⁹⁹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstofftanker> - Zugegriffen: 30.12.2024.

blaues Ammoniak in größeren Mengen produzieren wollen und dann CCS auf dem Land durchführen wollen – mit den laxen Sicherheitsstandards des USA - dort wohnen will man nicht.

Möglich wäre es auch, dies auf weitere Vorprodukte auszudehnen, aus denen dann die Spezialchemikalien hergestellt werden, Naphtha und Methanol, beide sind weltweit transportierbar bzw. handelbar. Naphtha als Fischer-Tropsch Naphtha. Methanol kann aus Synthesegas mit grünem Wasserstoff und CO₂ aus DAC oder Punktquelle hergestellt werden. Beide können grün hergestellt werden, aber auch blau (sogar aus Kohle ...). Dies alles als CCS zu verpressen, würde aber wirklich keinen Sinn machen. Mehr dazu beim Punkt Chemieindustrie.

Es gibt aber z.B. auch in Europa blaue Projekte, etwa das blaue Ammoniakprojekt Barents Blue von Fertibera im Norden von Norwegen, hier soll Ammoniak mit Erdgas hergestellte werden und CCS betrieben werden⁴⁰⁰, hier ist das Polaris Feld in der Nähe, es scheint aber weniger CCS Kapazität zu haben als gedacht, eher 2 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr statt 6 Mill. Tonnen.⁴⁰¹

Kann man nicht CO₂ anderweitig entfernen?

Dies wird auch **Negativemissionen** genannt. Die Bundesregierung hat begonnen sich mit einer Langfriststrategie Negativemissionen (LNe) sich mit diesem Thema zu beschäftigen. Ein Überblick findet sich hier, genannt werden: Forstwirtschaft, Aufforstung, Agroforstsysteme, Humusanreicherung im Boden, Wiedervernässung von Mooren, Kohlenstoffspeicherung durch Pflanzenkohle, Bioenergie mit Carbon Capture and Storage (BECCS), Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS), Holzprodukte / Stoffliche Biomassenutzung, Beschleunigte Karbonatisierung, Künstliche Photosynthese, Alkalinitätserrhöhung im Ozean, Marine Biomasse, Stärkung küstennaher Ökosysteme (Blue Carbon Enhancement), Beschleunigte Verwitterung von Gesteinen, Künstlicher Auftrieb.⁴⁰² Februar 2024 wurde eine Eckpunktepapier zu Negativemissionen vorgelegt, siehe hier.⁴⁰³

Aufforstung, leider klappt das nicht: Umweltwissenschaftler der ETH Zürich haben 2019 alle Flächen, die man aufforsten könnte berechnet und ausgerechnet, dass man 900 Millionen Hektar wiederaufforsten könnte, die Fläche der USA. Damit könnte man 205 Mrd. Tonnen Kohlenstoff aus der Atmosphäre ziehen (bei 37 Mrd. CO₂-Emissionen und 53 Mrd. THG-Emissionen jährlich), das würde für 5 Jahre helfen. Dies müsste man vor allem in Russland, USA, Kanada, Brasilien, China und Australien durchführen. Wie dem auch sei, es ist unrealistisch, dieses Projekt durchzuführen, da die bestehenden Wälder derzeit schon Probleme mit Trockenheit haben. In Russland gibt es keine Infrastruktur, man kann die Flächen in Sibirien nicht erreichen. Dort strahlt der Schnee einfallendes Sonnenlicht zurück. Stünde da Wald, wäre es wärmer. Siehe dazu diesen Artikel.⁴⁰⁴ Aktuell gibt der deutsche Wald aufgrund seines schlechten Zustandes mehr CO₂ ab, als er speichert.⁴⁰⁵

⁴⁰⁰ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/proyecto-barents-blue-noruega/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁴⁰¹ Siehe: <https://carbonherald.com/orlen-scales-back-polaris-carbon-storage-project-in-norway/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁴⁰² Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/negativemissionen.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴⁰³ Siehe: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf?__blob=publicationFile&v=8 – Zugriffen: 11.04.2025.

⁴⁰⁴ Siehe Volker Mrasek. Waldwunschenken. Kann Aufforstung das Klima retten. Deutschlandfunk, 15.09.2019, siehe: <https://www.deutschlandfunk.de/waldwunschenken-kann-aufforstung-das-klima-retten-100.html> - Zugriffen: 16.09.2024.

⁴⁰⁵ CO₂-Helfer fällt aus. FAZ, 09.10.2024.

Algenfarmen, leider klappt das nicht: Ein Projektbetreiber von Algenfarmen behauptet, 4 Mrd. Tonne CO₂ auffangen zu können, nur 1 Mrd. Tonne scheint aber überhaupt denkbar und dafür bräuchte man 1 Mill. km² auf dem Meer, dreimal die Fläche von Deutschland. Es ist völlig unmöglich eine solche Fläche anzulegen und kontrolliert zu bewirtschaften.⁴⁰⁶

Auch das Aufbringen von Basaltgestein auf Torfböden kann nicht viel CO₂ binden, da es gegenläufige Prozesse gibt, dies zeigt die Forschung von Alexandra Klemme der Uni-Bremen.⁴⁰⁷

Diese völlig sinnlosen Projekte können gerne in der Zeitung stehen, man fragt sich nur, warum dort nicht die Einordnung erfolgt, dass sie keine Wirkung haben können 😊

Diskutiert von CDRmare derzeit die Alkalinitäts-erhöhung der Meere, z.B. durch das Auflösen von Kalk oder Silikatgestein. Dadurch könnte das Meer mehr CO₂ aufnehmen, in Deutschland mehrere Millionen Tonnen CO₂. Problem ist hier auch, dass man den Erfolg nicht messen kann. Die vielen Möglichkeiten, die hier diskutiert werden, können hier aus Platzgründen nicht präsentiert werden, siehe die CDRmare Webseite.⁴⁰⁸ Mehrere Millionen Tonnen sind so viel nicht, bei weltweit 53 Mrd. Tonnen THG Emissionen und BRD 665 CO₂ bzw. 784 THG Emissionen, siehe Teil 3.

Oder: CO₂ wird aus den Meeren aufgefangen, das Meere durch zu viel CO₂ versauern können: ein solche Firma gibt es bereits, mit dem Namen Captura in den USA⁴⁰⁹, die Direct Ocean Capture (DOC) betreibt, Capture hat mehrere Partner, auch den norwegischen Konzern Equinor, es soll wohl eine 1000 Tonnen pro Jahr Pilotanlage aufgebaut werden.⁴¹⁰

Da darf man auch mal rumspinnen. Kann man CO₂ nicht ins Weltall bringen, am besten auf den Mond oder Mars, damit es nicht wieder in den Anziehungsbereich der Erde gerät und von da aus wieder zurück in die Atmosphäre? Wenn der Mond zu schwer wird, wäre aber auch nicht gut. ... Befürchtet wird generell weiterhin eine Zeit in der zu wenig CO₂ in der Atmosphäre ist, damit wird eine irrationale Angst aufgebaut vor der Energiewende, die CO₂ einsparen soll (ein Diskussionsrenner im Internet) ... wenn zu wenig CO₂ in der Atmosphäre sein sollte, bräuchten wir nur wieder einige Kohlekraftwerke bauen, geht schnell und ist billig und Kohle ist noch genug da 😊 ...

Idee: CO₂ zu festem Kohlenstoff machen. In einem Text von INERATEC (siehe gleich unten) ist die Rede von einer möglichen Einlagerung von festen Kohlenstoff, der bei der Methanpyrolyse entstehen kann.⁴¹¹ Mit Methanpyrolyse kann aus Erdgas Wasserstoff und fester Kohlenstoff hergestellt werden, kurz: Wasserstoff kann auch durch Erdgas hergestellt werden, dieser Prozessweg mit Methanpyrolyse nennt sich ‚türkiser Wasserstoff‘. Dies ist aber nicht der Normalfall, normal ist, dass Wasserstoff über Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt wird, wobei dabei auch direkt Synthesegas: Wasserstoff und Kohlenmonoxid entsteht, wobei große Mengen CO₂ entstehen.⁴¹² Zur Methanpyrolyse und einer möglichen Einlagerung von CO₂ schreibt ChatGPT: weicher Kohlenstoff muss unter Luftabschluss eingelagert werden, um eine Oxidation in CO₂ bei Anwesenheit von Sauerstoff zu verhindern, etwa in Gesteinsschichten oder Salzkavernen

⁴⁰⁶ Siehe: <https://www.heise.de/news/CO2-Speicherung-Algenzucht-ist-auch-keine-Loesung-laut-Studie-9194162.html> - Zugriffen: 08.08.2024. In Heise wird auf den folgenden, detaillierten Artikel verwiesen: <https://www.nature.com/articles/s43247-023-00833-2> - Zugriffen: 08.08.2024.

⁴⁰⁷ Siehe: Dirk Eichenmüller. Das Klima-Balsam stößt an seine Grenzen. FAZ, 05.04.2023.

⁴⁰⁸ Siehe: https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2025/02/insights_RETAKES_250213.pdf - Zugriffen: 07.03.2025.

⁴⁰⁹ Siehe: <https://capturacorp.com/>

⁴¹⁰ Global CCS Institute. State of the Art: CCS Technologies 2024: S. 160.

⁴¹¹ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 25.

⁴¹² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffherstellung#Dampfreformierung> – Zugriffen: 17.01.2025.

bzw. sonstigem Luftabschluss, etwa Einlagerung in eine luftundurchlässige Box. Weiche Kohlenstoff kann durch weitere Pyrolyse in Biokohle oder harten Kohlenstoff verwandelt werden (harter Kohlenstoff: weicher Kohlenstoff oder andere Stoffe, wie Biomasse, die unter Sauerstoffabschluss auf 1000 Grad Celsius erhitzt wird). Harter Kohlenstoff kann theoretisch CO₂ freisetzen, es ist aber letztlich Kohle (wie ein Brikett) und es setzt nicht viel CO₂ frei, wenn es gepresst ist und in Paketform gelagert wird, bei Graphit oder Diamanten, dies ist ebenfalls stofflich harter Kohlenstoff, kann eine Freisetzung von CO₂ bei Anwesenheit von Sauerstoff und erst bei hohen Temperaturen ab ca. 800 Grad Celsius passieren. Unter Normalbedingungen dürften diese Stoffe kaum CO₂ freisetzen.⁴¹³

ChatGPT schreibt, dass man CO₂ durch elektrochemische Prozesse zu Kohlenstoff reduzieren kann, es gibt Forschungen darüber, ob CO₂ durch Elektrolyse zu Kohlenstoff reduziert werden kann. In einem Plasmaverfahren kann CO₂ in Kohlenstoff und Sauerstoff gespalten werden, dadurch würden feste Kohlenstoffstrukturen wie Graphen und amorpher Kohlenstoff entstehen. Thermochemisch kann CO₂ bei sehr hohen Temperaturen, über 1000 Grad Celsius, mit Methan, oder auch Wasserstoff, zu Kohlenstoff reduziert werden (Beispiel Boudouard Reaktion). Mikroorganismen können CO₂ in organische Moleküle umwandeln, die später in Kohlenstoff umgewandelt werden können.⁴¹⁴

Es wäre gut, wenn man auch aus normalen CO₂ so erzielen kann, vielleicht wird man mit Steinen aus festem Kohlenstoff irgendwann mal Häuser bauen 😊

Es gibt weiterhin PyCCS, die Pyrolyse von Pflanzen, zur Herstellung von Pyrolysegas, das zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Dabei entsteht Kohlenstoff in einer festen Form, sog. Biokohle, eine pyrolytische Flüssigkeit und eben das Pyrolysegas (CO, H₂, CH₄), ohne CCS würde also CO₂ ausgestoßen.⁴¹⁵ Dies scheint nicht gerade eine gute Idee zu sein. Siehe dazu auch Wikipedia Negative Emissionen (nicht aktuell).⁴¹⁶

NECOC Projekt. CO₂ zu festem Kohlenstoffpulver umformen. Im Karlsruher Institut für Technologie wird eine solche Technologie erprobt⁴¹⁷, im Verbundvorhaben NECOC⁴¹⁸, federführend ist hier Benjamin Dietrich.⁴¹⁹ Hier ist eines seiner aktuellen Projekte.⁴²⁰ Hier frühe, detaillierte Beschreibungen.⁴²¹ Siehe auch dieses FAZ Video.⁴²²

„So funktioniert das NECOC-Verfahren Bei dem mehrstufigen Verfahren wird zunächst Kohlendioxid mit Hilfe eines Absorbers aus der Umgebungsluft abgetrennt. Im zweiten Schritt wird das CO₂ in einem Reaktor mit erneuerbar hergestelltem Wasserstoff aus einem angeschlossenen Elektrolyseur zur Reaktion gebracht. Die Bestandteile Kohlenstoff und Sauerstoff gehen dabei neue Bindungen ein. Aus dem Kohlendioxid wird nun Methan und Wasser. Das Wasser fließt zurück in den Elektrolyseur, das Methan mit seinem Kohlenstoffbestandteil fließt weiter in einen Reaktor mit

⁴¹³ KI in Chat GTP. Setzt harter Kohlenstoff CO₂ frei?

⁴¹⁴ KI in Chat GTP. Kann man aus CO₂ festen Kohlenstoff herstellen?

⁴¹⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/PyCCS> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴¹⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Negative_Emissionen - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴¹⁷ Siehe: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/umwelt/vom-umweltgift-zum-wertstoff-anlage-produziert-kohlenstoff-aus-umgebungsluft/> - Zugriffen: 13.04.2025.

⁴¹⁸ Siehe: https://www.tvt.kit.edu/21_3547.php - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴¹⁹ Siehe die Webseite von Benjamin Dietrich: https://www.tvt.kit.edu/21_113.php - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴²⁰ Siehe Erzeugung von CO₂-Negativem Kohlenstoff und Wasserstoff aus Biogas (BioNeCH₂):

https://www.tvt.kit.edu/21_4251.php - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴²¹ Siehe: https://www.tvt.kit.edu/21_3547.php - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴²² Siehe: <https://www.faz.net/aktuell/wissen/zukunftstechnologie-so-wird-aus-co2-reiner-kohlenstoff-18664300.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

flüssigem Zinn. Dort kommt es in aufsteigenden Blasen zur Pyrolysereaktion, wobei die Methanmoleküle aufgespalten werden. Dabei entsteht Wasserstoff, der in die Methanisierung zurückgeführt wird. Übrig bleibt Kohlenstoff, der als mikrogranuläres Pulver auf dem Zinn schwimmt und kontinuierlich abgetrennt wird.⁴²³

Es wäre natürlich gut, wenn man diesen Prozess skalieren könnte und so CO₂ in festen Kohlenstoff umformen könnte, den man nutzen kann, lagern kann oder ggf. sogar Häuser damit bauen kann. Das so erhaltene Kohlenstoffpulver kann man fest verpressen und es ist dann so wie Kohle und reagiert (ich bin kein Chemiker) jedenfalls kaum mehr mit Sauerstoff, sodass man es lagern kann und man kann es in hochreiner Form in anderen Anwendungen einsetzen. Möglicherweise kann man Zinn in diesem Prozess durch anderen Metalle ersetzen oder auf Zinn verzichten ... jedenfalls sollte man weiter forschen, ob man mit diesen Ideen nicht große Mengen CO₂ aus der Atmosphäre entfernen kann und ggf. wieder in fester Form lagern kann.

Ein Hauptbestandteil dieses Prozesses ist Zinn. Siehe hier Informationen von der Deutschen Rohstoffagentur, der globale Zinnverbrauch liegt 2018 bei 327.000 Tonnen.⁴²⁴ Das Rohstoffinformationssystem ROSYS meldet einen sicher und wahrscheinlichen Vorrat von 4.621.000 Tonnen Zinn⁴²⁵, dies steht im Einklang mit den U.S. Geological Survey-Infos.⁴²⁶ Hier der Link zum Rohstoffinformationssystem ROSYS.⁴²⁷ Die globalen Zinnvorräte sind also nicht so prickelnd ... aber die U.S. Geological Survey bleibt locker „World resources, principally in western Africa, southeastern Asia, Australia, Bolivia, Brazil, Indonesia, and Russia, are extensive and, if developed, could sustain recent annual production rates well into the future.“⁴²⁸

2.3 Stahl

Die Eisen- und Stahlindustrie kommt für 7-8 % der globalen CO₂-Emissionen auf. Im Gegensatz zur Zementindustrie ist hier eine drastische Umstellung der Produktionsprozesse möglich. Dies ist deshalb leicht, weil der Begriff Eisen- und Stahlindustrie wörtlich zu nehmen ist, sie besteht nämlich aus mehreren Schritten, die sich einzeln verändern lassen. Diese sollen hier erst einmal dargestellt werden, siehe auch die Publikation des Bundesumweltamtes⁴²⁹, die dieser Beschreibung u.a. zugrunde liegt und nicht extra an jeder Stelle zitiert wird.

Zuerst wird Eisen hergestellt, in Hochöfen, die viel CO₂ ausstoßen, weil sie Koks als Reduktionsagent benutzen. Eisen kann auch mit Direktreduktionsöfen hergestellt werden, die mit Wasserstoff als Reduktionsagent betrieben werden (oder eine Mischung zwischen Erdgas und Wasserstoff). Zuvor wird das Eisen in einer Sinteranlage vorbehandelt.

Kokskohle emittiert viel CO₂, 2 Tonnen CO₂ pro Tonne Stahl. Die traditionellen Hochöfen kommen auf 70 % der globalen Stahlerzeugung, dann kommt die Direktreduktionstechnik mit 8 %, weitere

⁴²³ Siehe: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/news/2023/necoc-projektteam-erhaelt-gips-schuele-forschungspreis-2023> - Zugriffen: 11.04.2025.

⁴²⁴ Siehe: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Informationen_Nachhaltigkeit/zinn.pdf;jsessionid=D1C7F13BE6561E1F527B5B381A618F1C.internet961?_blob=publicationFile&v=4 – Zugriffen: 11.04.2025.

⁴²⁵ Siehe: <https://rosys.dera.bgr.de/>

⁴²⁶ Siehe Tin: U.S. Geological Survey. Mineral Commodity Summaries, January 2024: 184-185..

⁴²⁷ Siehe: <https://rosys.dera.bgr.de/>

⁴²⁸ Siehe Tin: U.S. Geological Survey. Mineral Commodity Summaries, January 2024: 185..

⁴²⁹ Sprecher et al. 2019. Siehe:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-01-21_texte_07-2019_abwaermenutzungspotenziale-huettenwerke.pdf - Zugriffen: 20.10.2024.

Techniken kommen dazu, der Rest ist Elektro Stahl, der in einem Lichtbogenofen aus Schrott hergestellt wird.⁴³⁰ Weil es aber nicht genug Schrott gibt und es das Problem gibt, dass Schrott verunreinigt ist, worunter die Qualität von Stahl leidet, kann die Stahlproduktion nicht ganz auf diese Route umgestellt werden.⁴³¹

Bei einer Stahlerzeugung von 2022 1885 Mill. Tonnen⁴³² * 0,7 = 1319,5 Mill. Tonnen Stahl aus traditionellen Hochöfen * 2 (1 Tonne Stahl / 2 Tonnen CO₂) = dies sind 2639 Mill. Tonnen CO₂ bzw. 2,6 Mrd. Tonnen CO₂ von den weltweit 53 Mrd. Tonnen CO₂.

Das heiße Eisen wird dann mit Torpedopfannenwagen oder kbelartigen Transportpfannen in das Stahlwerk befördert.

Im Stahlwerk kommt das Eisen, auch genannt ‚pig iron‘ in einen Konverter, der Kohlenstoff und andere Begleitelemente herausnimmt und in dem Legierungsstoffe hinzugegeben werden, das sog. ‚Frischen‘.

Nach der Eisenherstellung wird das Roheisen, das teils nun Schwefel und Kohlenstoff enthält, durch das sog. Frischen davon befreit, und dadurch entstehen unterschiedliche Formen von Roheisen und Stahl, die dann weiterverarbeitet werden. Es gibt eine Vielzahl von ‚Frischen‘-Verfahren, z.B. das Linz-Donawitz Verfahren, bei dem Sauerstoff von oben mit einer sog. Lanze eingeblasen wird, genannt Basic Oxygen Furnance, BOF (und teils auch Stickstoff und Argon-Gas von unten⁴³³). Dieses Verfahren braucht keine zusätzliche Energie, die Energie entsteht dadurch, dass die Unreinheiten durch Kohlenstoff, Mangan, Schwefel oxidieren etc.⁴³⁴ Dann gibt es das sog. Herdfrischverfahren, in dem das Roheisen in einem flachen Herd gebracht wird, Sauerstoffträger eingebracht werden (Erz, Walzunder), hierzu gehört der traditionsreiche Siemens-Martin-Ofen⁴³⁵ und es gibt den elektrische Lichtbogenofen, ein großes Fass mit einem Deckel mit Graphitelektroden.⁴³⁶ Auch mit einem Lichtbogenofen kann man Eisenschwamm, Roheisen und Stahlschrott verarbeiten.⁴³⁷ Im Thyssenwerk in Duisburg wird nach dem Hochofen das Roheisen in einem Konverter weiterbearbeitet, entschwefelt und dann wird es mit Eisenschrott zusammengebracht und Sauerstoff, um unerwünschte Stoffe im Eisen zu oxidieren.⁴³⁸

Vor den Konverter kann auch ein sog. Schmelzer dazwischengeschaltet werden, wenn man mit einem Direktreduktionsofen auch qualitative schlechte Eisenerzpellets verarbeiten will, siehe unten.

⁴³⁰ S. 1, Wimmer et al. Breakthrough Pathways to Decarbonize the Steel Sector. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 59 No. 4, December 2022. Siehe:

<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e594/e594120.pdf> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴³¹ S. 1, Wimmer et al. Breakthrough Pathways to Decarbonize the Steel Sector. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 59 No. 4, December 2022. Siehe:

<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e594/e594120.pdf> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴³² Siehe: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴³³ Siehe für Argon und Stickstoff: <https://de.wikipedia.org/wiki/AOD-Verfahren> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴³⁴ Siehe z.B. Catherine Blanchard. Energy and exergy analysis of a basic oxygen Furnace, Chemical and Process Engineering. Acelor Mittal Training Report 2011: <https://hal.univ-lorraine.fr/hal-01877578/document> - Zugriffen: 24.11.2024.

⁴³⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Siemens-Martin-Verfahren> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴³⁶ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Lichtbogenofen> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴³⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Lichtbogenofen> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴³⁸ Siehe: <https://www.tis-gdv.de/tis/tagungen/svt/svt00/schieder1/schieder1-htm/> - Zugriffen: 20.10.2024.

Der heiße Stahl fließt dann in eine Stranggießanlage, die sog. Brammen, Dünnbrammen, Knüppel oder Rundstahl herstellt. Hier wird der Stahl kontrolliert heruntergekühlt, außen kühlt er ab, innen ist er anfangs noch glühend.

Die Brammen werden dann im Warmwalzwerk wieder erhitzt und dort beispielsweise zu Stahlblechen für die Autoindustrie weiterverarbeitet und in sog. Coils aufgewickelt. Die Erhitzung erfolgt hier mit Erdgas, aber der CO₂-Ausstoß ist hier viel geringer als im Hochofen.

Das Erdgas in Brennern kann – davon geht man aus - ohne Probleme zu 20 % mit Wasserstoff ersetzt werden⁴³⁹, siehe gleich unten, teils sogar mehr. Wasserstoffbrenner sind in der Entwicklung, die Firma Saacke hat bereits welche entwickelt.⁴⁴⁰

Kurz: Es könnte schlimmer sein. **Die Hochöfen müssen alle ganz weg und durch Direktreduktionsanlagen, die ebenso Eisen herstellen, ersetzt werden. Direktreduktionsanlagen gibt es schon. Alle anderen Prozessschritte können erstmal bleiben und können später noch Schritt-für-Schritt verbessert werden.** Warum kann man nicht total euphorisch sein?

Die Umstellung der Stahlindustrie auf Wasserstoff hört sich somit leicht an, aber es zieht eben die Herstellung von großen Mengen grünen Wasserstoff nach sich und von viel grünem Strom u.a. für Lichtbogenöfen oder elektrisch betriebenen Konverter oder Schmelzer. Wasserstoff bedeutet aber: Wasserstoff, mehrere Elektrolyseure und viel erneuerbare Energien, siehe schon Teil 1 die Infos zu Wasserstoff und weiter unten den Punkt zu Wasserstoff und Elektrolyseuren.

Das bremst so richtig.

Auch für Entwicklungsländer ist das nicht ideal. Sie haben Stahlwerke aufgebaut. Würden sie nun die Hochöfen in Direktreduktions-Schachtöfen für den Wasserstoffbetrieb umbauen, dann müssten viele erneuerbare Energien aufbauen, und die gesamte Energie ist nur für das Stahlwerk nötig, im Zweifelsfall noch bevor die Bevölkerung von erneuerbaren Energien profitiert. Das wird die Bevölkerung kaum akzeptieren. Auch Agri-PV ist dort nicht einfach nutzbar, da die Felder kleinteiliger sind und da Teile entwendet werden können. D.h. eigentlich müsste man damit rechnen, dass nicht nur Deutschland, sondern auch Entwicklungsländer Wasserstoff importieren wollen. Jedenfalls sollten die Wüstenstaaten in Afrika es irgendwie schaffen, in der Wüste die Herstellung von grünem Wasserstoff zu ermöglichen, damit für andere Entwicklungsländer, denn in vielen anderen Ländern ist viel weniger Platz dafür.

Schwupps, wenn man es macht, dann geht es doch: In Namibia wurde 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.⁴⁴¹

⁴³⁹ So Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 43.

⁴⁴⁰ Siehe: <https://www.saacke.com/fileadmin/saacke/pdf/SAACKE-Whitepaper-H2-01-Web.pdf> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁴⁴¹ 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-hylron-in-namibia-eroeffnet.html> - Zugriffen: 27.05.2025.

China hat noch vor wenigen Jahren eine moderne Stahlindustrie aufgebaut, mit modernen, computergesteuerte Warmwalzanlagen, etwa für Autobleche (geschätzt, für 500 Mill. Euro oder mehr pro Anlage), die Jahrzehnte halten können.⁴⁴² Auch in Deutschland gibt es viele aktuelle Beispiele für eine Modernisierung der Anlagen der Stahlindustrie, siehe hier das Beispiel Primetals / Thyssenkrupp Duisburg.⁴⁴³ Es ist natürlich nicht ideal, wenn man solche neuen Anlagen wiederum umrüsten will / muss.

In einer Warmwalzanlage wird der Stahl am Anfang in einem Wiedererwärmungssofen mit Erdgas erhitzt, der Ofen schafft 1350 Grad Celsius, die Brammen werden auf 1250 Grad Celsius erhitzt. Teilweise wird der Stahl noch einmal nach dem Kaltwalzen, um die Stahlbleche wieder zu entspannen, erneut erhitzt, das sog. Rekristallisationsglühen.⁴⁴⁴ Die Wiedererwärmungsöfen, genannt Hubbalkenöfen, sind einfach von Erdgas auf z.B. 60 % Wasserstoffbetrieb umstellbar oder mit einigen wenigen technischen Änderungen auf 100 % Wasserstoff. Dies meldet Thyssenkrupp über seinen neuen Hubbalkenofen im Warmwalzwerk 2 in Beeckerwerth, Duisburg, Kosten ein mittlerer zweistelliger Millionenbetrag.⁴⁴⁵

Um Warmwalzanlagen auf Stromhitze umzubauen, müssten die Öfen allerdings ganz neu gebaut werden. Für eine direkte Erhitzung mit Strom müssten ebenso genug erneuerbare Energien vorhanden sein.

Welche Techniken für industrielle Prozesswärme in Frage kommen untersucht u.a. eine Studie von Agora Industry, Direct electrification of industrial process heat, 5. Juni 2024.⁴⁴⁶ Eine Möglichkeit sind Induktionsöfen, die über ein sich bewegendes Magnetfeld Atomgitter in Metallen bewegen, hier kann Hitze bis 3000 Grad erzeugt werden, hier braucht man aber eine gewisse Fläche, die in der Stahlindustrie offenbar nicht immer in den Öfen vorhanden ist.⁴⁴⁷ Technisch noch nicht ganz ausgereift ist die Erhitzung von Widerstandsmaterial, wie Nichrom bis 1250 Grad Celsius, Wolfram bis 2500 Grad Celsius und, schwieriger, durch Graphit, welches mit Gas umgeben sein muss, bis 3000 Grad Celsius. Hier wird erst 1850 Grad Celsius erreicht. Für den Chemiebereich hat die Firma Linde für Cracker-Öfen 850 Grad Celsius mit der Widerstandstechnik erreicht.⁴⁴⁸ Die Effizienz der Umformung liegt bei der Induktionstechnik bei 90 %, bei der Widerstandstechnik bei 99 %.⁴⁴⁹ Es wird verglichen mit Wasserstoff, der auch zur Hitzeezeugung benutzt werden könnte: Die Umformung von Strom zu grüner Wasserstoff über Elektrolyse erreicht dagegen eine Effizienz von 65 %, nur bei der Hochtemperaturelektrolyse 80 %.⁴⁵⁰

⁴⁴² Siehe zum Aufbau der chinesischen Stahlindustrie die detailreiche Geschichte der SMS Gruppe, Schöllgen 2023.

⁴⁴³ Siehe: https://www.primetals.com/fileadmin/user_upload/content/01_portfolio/3_continuous-casting/slab-casting/THYSSENKRUPP_STEEL_EUROPE.pdf - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁴⁴ Siehe: <https://www.tis-gdv.de/tis/tagungen/svt/svt00/schieder1/schieder1-htm/> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴⁴⁵ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/top-oberflaechen-fur-die-automobilindustrie-thyssenkrupp-nimmt-neuen-hubbalkenofen-am-standort-duisburg-in-betrieb-156354> – Zugriffen: 23.11.2024.

⁴⁴⁶ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 29. Siehe: <https://www.agora-industry.org/publications/direct-electrification-of-industrial-process-heat> - Zugriffen: 23.11.2024.

⁴⁴⁷ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 29.

⁴⁴⁸ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 29.

⁴⁴⁹ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 28, 30.

⁴⁵⁰ S. 15, Ruhnau et al. Direct or indirect electrification? A Review of Heat Generation and Road Transport Decarbonisation Scenarios for Germany 2050. In: Energy, 116, January 2019. S. 989-999. Siehe: https://www.researchgate.net/publication/328400165_Direct_or_Indirect_Electrification_A_Review_of_Heat_Generation_and_Road_Transport_Decarbonisation_Scenarios_for_Germany_2050 – oder: <https://d-nb.info/1271861941/34> - Zugriffen: 23.11.2024.

Beim Stahl gibt es schon länger eine Elektrifizierung in der Produktion. Zusätzlich zu den Hochöfen und den Direktreduktionsöfen und den sonstigen Methoden wird Stahl auch mit Elektrolichtbogenöfen bzw. Electric Arc Furnace EAF hergestellt, die 1800 Grad erreichen und mit Stahlschrott betrieben werden. Stahl schmilzt bei 1425 Grad. Elektrolichtbogenöfen werden auch dazu eingesetzt Stahl aus Hochöfen oder Direktreduktionsanlagen wieder zu schmelzen, damit dieser dann weiterverarbeitet werden kann.⁴⁵¹

Stahl kann recycelt werden, 30 % wird bereits recycelt, in den USA 70 %, in der EU 40 %, in China 12 %.⁴⁵² Hier gibt es aber das Problem des ‚downcycling‘, die Qualität verringert sich, wenn im Schrott zu viel Kupfer enthalten ist.⁴⁵³

Was jedenfalls verändert werden kann, sind die Hochöfen: Sie müssten weltweit neu gebaut werden und in Midrex-Schachtöfen umgebaut werden, die dann mit Wasserstoff betrieben werden. Weltweit sind 99 Midrex Schachtöfen und 29 Energiron Direktreduktionsöfen in Betrieb, diese Informationen sind erhältlich in der World Direct Reduction Statistics, 2023, von Midrex.⁴⁵⁴ Midrex und Energiron Schachtöfen können mit 100 % Wasserstoff als Reduktionsstoff betrieben werden, siehe die Infos auf den Webseiten von Midrex⁴⁵⁵ und Energiron⁴⁵⁶, gleich mehr dazu. Midrex gehört dem japanischen Unternehmen Kobe Steel Ltd.⁴⁵⁷ Ungefähr 8 % der weltweiten Stahlproduktion erfolgt durch ein Direktreduktionsverfahren, es sind 2023 135,7 Mill. Tonnen.⁴⁵⁸ Midrex kommt auf 64,8 %, Energiron 16,9 %, dazu kommen weitere Verfahren: Drehofen 17,6 %, andere, u.a. Pered 0,7 %, diese Prozentzahlen sind für 2019, aus Informationen von Primetals Technologies, einem Hersteller des Midrex-Verfahrens.⁴⁵⁹ Somit werden weitere Technologien benutzt, hier muss man Informationen zur Wasserstoffkompatibilität erst sammeln. Es wird etwa auch eine Drehofentechnik verwendet (rotary kiln), in unterschiedlichen Ausprägungen.⁴⁶⁰

Erschwerend kommt, dass es sich bei den Hochöfen und auch bei den Midrex Schachtöfen um kontinuierlich betriebene Öfen handelt. Hochöfen werden teils so betrieben, dass sie über viele Jahre nie ausgehen (außer in einem Sonderfall der Revision nach mehreren Jahrzehnten Betrieb). Dies gilt auch für die Midrex Schachtöfen. Sie können natürlich auch, wenn man dies gut plant, gestoppt werden. Aber dies bedarf eine längeren Vorbereitung. Es ist also nicht möglich, die Eisenherstellung zu stoppen, wenn in der Nacht der Solarstrom ausgeht. D.h. dass der Wasserstoff, welcher für die Eisenherstellung benutzt werden kann, darf nicht ausgehen, es muss also genug Wasserstoff durch

⁴⁵¹ Smil 2022: 89.

⁴⁵² Smil 2022: 93.

⁴⁵³ Stahlrecycling leidet darunter, dass die Produkte nicht fein säuberlich sortiert werden und dann ein erhöhter Kupferanteil den Stahl nicht mehr für höhere Qualitätsanwendungen nutzbar machen lässt. ETC Mission Possible 2018: 100. Siehe auch Daehn et al. 2017: 6599.

⁴⁵⁴ Siehe: https://www.midrex.com/wp-content/uploads/MidrexSTATSBook2023.Final_-2.pdf - Zugegriffen: 23.11.2024. Auffällig sind die vielen Midrex-Stahlwerke im Iran: 31 Midrex Schachtöfen gibt es im Iran, der über Erdgas verfügt, sie haben eine Kapazität von 39,96 Mill. Tonnen Stahl.

⁴⁵⁵ Siehe: <https://www.midrex.com/technology/midrex-process/midrex-h2/> - Zugegriffen: 23.11.2024.

⁴⁵⁶ „Energiron ZR DRI Plants can operate with 100% hydrogen with minor changes to their process scheme.“ Siehe: <https://www.energiron.com/solutions> - Zugegriffen: 23.11.2024.

⁴⁵⁷ Siehe: <https://www.midrex.com>

⁴⁵⁸ Siehe: <https://www.midrex.com/insight/world-dri-production-reaches-135-7-mt-in-2023/> - Zugegriffen: 23.11.2024.

⁴⁵⁹ S. 1. Milner et al. Midrex H2 – The Road to CO2-free Direct Reduction, undatiert, wahrscheinlich 2021. Siehe: https://www.primetals.com/fileadmin/user_upload/landing_pages/2021/Green_Steel/Publications/downloads/AISTech_2021_MIDREX_H2_Final.pdf - Zugegriffen: 10.11.2024.

⁴⁶⁰ Erwähnt in früheren Publikationen der Midrex Direct Reduction Statistics 2016: <https://www.midrex.com/wp-content/uploads/MidrexStatsBook2016.pdf> - Zugegriffen: 23.11.2024.

die Elektrolyse vorhanden sein und die Elektrolyse wird durch Strom von erneuerbaren Energien betrieben. Die alkalische Wasserelektrolyse muss ebenso kontinuierlich betrieben werden. Man braucht also für die grüne Stahlindustrie Wasserstoffspeicher vor Ort oder ein zuverlässiges Pipelinennetz mit Wasserstoffspeichern.

Viele Stahlwerke wurden in den letzten Jahren neu gebaut. Dies gilt besonders für China und Indien. Die globale Stahlproduktion stagniert derzeit, sie lag bei 1885 Mill. Tonnen pro Jahr (2022). Im Jahr 1990 lag sie bei 770 Mill. Tonnen (China Anteil 8,7 %), im Jahr 2000 lag sie bei 849 Mill. Tonnen (China Anteil 15,1 %), dann kam China dazu: 2010 1433 Mill. Tonnen (China Anteil 44,6 %), 2022 1885 Mill. Tonnen (China Anteil 54 %). D.h. China hat grob geschätzt nach 2000 so viel Stahlproduktion zugebaut, wie alle anderen Ländern im Jahr 2000 hatten.⁴⁶¹

In China sind 316 Stahlwerke aktiv (7 befinden sich in der Konstruktion, 6 sind angekündigt), in Indien 65 (Indien hat große Eisenerzvorkommen, 8 befinden sich in Konstruktion, 18 sind angekündigt), die USA 70, Japan 36, Italien 22, Brasilien 22, Iran 31, Russland 28, Deutschland 18, Südkorea 16, Frankreich 11, Türkei 26, Spanien 14, Vietnam 14, Mexiko 13, Taiwan 11, Malaysia 10, Thailand 10, alle anderen Länder liegen unter 10.⁴⁶²

In diesen 316 Stahlwerken befinden sich allerdings 557 in Betrieb befindliche Hochöfen. In Indien 88, USA 12, Japan 19, Italien 1, Brasilien 29, Iran 4 ... in Italien gibt es mehr, im Iran gibt es mehr, die Zahlen können nicht stimmen.⁴⁶³

Zählt man alle Stahlwerke in Europa und ist ein bisschen großzügiger mit der Abgrenzung, dann ist die Zahl auch ziemlich groß, 112 Stahlwerke, (fast) wie in China, wo jede Provinz und Provinzhauptstadt ein eigenes Stahlwerk haben will, in Europa will jedes Land mindestens eines haben: Österreich 2, Bulgarien 1, Bosnien und Herzegowina 1, Belgien 4, Tschechien, 2 Finnland 3, Frankreich 11, Deutschland 18, Griechenland 3, Ungarn 2, Italien 22, Niederlande 1, Norwegen 1, Polen 6, Portugal 2, Rumänien 5, Serbien 2, Slowakei 1, Slowenien 1, Spanien 14, Schweden 4, Schweiz 2, Ukraine 8, England 5. Nur Irland, Dänemark, Luxemburg, einige Länder des ehemaligen Jugoslawiens, Nordmazedonien und Malta fehlen hier. Vergleicht man Europa mit 112 Stahlwerken mit den USA und deren 70 Stahlwerken, könnte man auf die Idee kommen, dass Europa 42 Stahlwerke zu viel hat.⁴⁶⁴

In der Liste europäischer Hochofenwerke auf Wikipedia werden ca. 54 Hochöfen erwähnt.⁴⁶⁵

Im Thyssenkrupp Stahlwerk in Duisburg wird nun am Südhafen eine mit Wasserstoff betriebene Direktreduktionsanlage tkH2Steel⁴⁶⁶ nach dem Midrex-Prozess und zwei elektrisch betriebene

⁴⁶¹ Siehe: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴⁶² Siehe Global Energy Monitor, April 2024, Count of Iron & Steel Plants by Development Status in each Country / Area: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/summary-tables/> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁶³ Siehe Global Energy Monitor, March 2025, Count of Blast Furnaces by Development Status in each Country / Area: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-iron-and-steel-tracker/> - Zugriffen: 09.06.2025.

⁴⁶⁴ Siehe Global Energy Monitor, April 2024, Count of Iron & Steel Plants by Development Status in each Country / Area: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/summary-tables/> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁶⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 09.06.2025.

⁴⁶⁶ Siehe Thyssenkrupp, Tagespresse, 13.02.2024, Nächster Meilenstein für den Bau der ersten Direktreduktionsanlage in Duisburg erreicht: thyssenkrupp Steel erhält Zulassung zum vorzeitigen Baubeginn,

Einschmelzer, sog. Open Bath Furnaces OBF, mit 100 MW Leistungsbedarf, neu gebaut.⁴⁶⁷ Die Direktreduktionsanlage wird vom großen deutschen Stahlanlagenhersteller SMS Group aus Siegen⁴⁶⁸ gebaut, auch die daran angeschlossenen Schmelzer⁴⁶⁹, in diesem Fall sind es zwei Open Bath Furnaces (OBF) von der SMS Group Tochter Metis.⁴⁷⁰ Die Open Bath Furnace (OBF) hat eine weitere reduzierende Funktion und kommt mit jeder Art von Eisenqualität zurecht, die von der Direktreduktionsanlage zugeführt wird und kann auch mit Schrott gefüttert werden kann, das Produkt des OBF ist flüssiges Roheisen. Danach wird noch eine Basic Oxygen Furnace (BOF) eingesetzt, die erst aus dem Eisen Stahl macht, durch das sog. ‚Frischen‘, bevor der Stahl in die Stranggießanlage kommt.⁴⁷¹ Siehe für eine Infobroschüre von SMS auch hier.⁴⁷² Siehe für einen Artikel dazu hier.⁴⁷³ Ein weiterer Stahlanlagenhersteller, der den Bau von Midrex-Anlagen beherrscht ist Primetals⁴⁷⁴ (England, Unternehmen von Mitsubishi Heavy Industries).⁴⁷⁵

Bei Midrex-Schachtofen wird ein Direktreduktionsverfahren durchgeführt bei dem das Eisen bei ca. 950 Grad Celsius nicht flüssig wird, sondern Schritt-für-Schritt der Sauerstoffatome beraubt wird und dann ein fester, kugelförmiger Eisenschwamm entsteht. Von unten wird Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂, als Reduktionsgas eingelassen und die oben eingefüllten Eisenerzkugeln sinken in diesem Gasstrom nach unten. Das Eisenoxid verliert dabei seine Sauerstoffatome an das CO -> CO₂ und den Wasserstoff H₂ -> H₂O und wird zu Fe bzw. Eisen. Das Produkt ist ein fester, kugelförmiger Eisenschwamm. Oben wird das Gas abgekühlt, Wasser tropft heraus, und das CO₂ wird wiederverwendet und dabei frischem Erdgas gemischt. In einem Reformer werden aus Erdgas (und CO₂) Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂ hergestellt und strömt moderatem Druck von 2,5 bar in den Schachtofen. AcelorMittal betreibt im Elektrostahlwerk in Hamburg einen solchen Schachtofen, wobei das Produkt, der kugelförmige Eisenschwamm, dann mit einem Elektrolichtbogenofen erneut

siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/thyssenkrupp-steel-erhaelt-zulassung-zum-vorzeitigen-baubeginn.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁴⁶⁷ Siehe Thyssenkrupp, Fachpresse, 19.08.2024, Kooperation zur CO₂-armen Stahlherstellung: thyssenkrupp Steel arbeitet mit internationalen Partnern an klimaneutraler Strahlproduktion mit Fokus auf

Einschmelzertechnologien, siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/kooperation-zur-co2-armen-stahlherstellung-thyssenkrupp-steel-arbeitet-mit-internationalen-partnern-an-klimaneutraler-stahlproduktion-mit-fokus-auf-einschmelzertechnologien.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁴⁶⁸ Siehe: <https://www.sms-group.com/de-de/services/insights/all-insights/dekarbonisierung-der-roheisenerzeugung-1> - Zugriffen: 05.11.2024.

⁴⁶⁹ Siehe Pressemitteilung Thyssenkrupp, 01.03.2023:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/pressemeldung/thyssenkrupp-steel-vergibt-milliardenauftrag-fur-direktreduktionsanlage-an-sms-group--start-eines-der-weltweit-grossten-industriellen-dekarbonisierungsprojekte-163183> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁷⁰ Siehe SMS-Group, Dekarbonisierung der Roheisenerzeugung: <https://www.sms-group.com/de-de/services/insights/all-insights/dekarbonisierung-der-roheisenerzeugung-1> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁷¹ Siehe SMS-Group, Dekarbonisierung der Roheisenerzeugung: <https://www.sms-group.com/de-de/services/insights/all-insights/dekarbonisierung-der-roheisenerzeugung-1> - <https://www.sms-group.com/plants/projects/thyssenkrupp-steel-europe> - Zugriffen: 11.11.2024. Siehe weiterhin: <https://www.midrex.com/tech-article/pathways-to-green-steel/> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁷² Siehe eine Infobroschüre auf der Webseite des South East Asian Iron and Steel Institute: https://www.seaisi.org/storage/event_agendas/xlZ8chmmYpSKRnAzFmcJgbw8wjZNrj2c1FXWrXAQ.pdf - Zugriffen: 30.06.2025.

⁴⁷³ Siehe, aber nicht mit den SMS Anlagen, sondern von Tenova: <https://www.mdpi.com/2075-4701/12/2/203> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁷⁴ Siehe: <https://www.primetals.com/de/landing-pages/decarbonization> - Zugriffen: 05.11.2024.

⁴⁷⁵ Mitsubishi Heavy Industries, der Eigentümer von Primetals, gibt eigene, ausführliche Texte und eine Zeitschrift ‚Technical Review‘ heraus, in der seine technischen Innovationen detailliert beschrieben werden, u.a. zum Thema Carbon Neutral World. Siehe: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/en/index.html> - Zugriffen: 05.11.2024.

erhitzt und weiterbearbeitet wird. Das Midrex-Verfahren nutzen vor allem Länder, in denen Erdgas günstig ist, die USA, arabische Länder und Russland. Eine Midrex Anlage schafft 2,5 Mill. Tonnen Stahl pro Jahr, im Extremfall 3 Mill. Tonnen.⁴⁷⁶ Es gibt 78 Midrex-Schachtöfen in 21 Ländern.⁴⁷⁷ Siehe zum etwas anderen Energiron Verfahren, das bei höherem Druck arbeitet, hier⁴⁷⁸ und auf der Tenova Webseite.⁴⁷⁹

Midrex hat ein Verfahren entwickelt, das es ermöglicht, dass die Midrex-Schachtöfen zuerst einmal mit 30 %-70 % Wasserstoff, mit geringen Änderungen am Reformer, und später auch mit 100 % Wasserstoff betrieben werden können.⁴⁸⁰ In einem dieser Entwicklungen werden bei den Midrex-Direktreduktionsöfen die Überbleibsel der Reduktionsreaktionen CO₂, H₂ und CO in einem Reformer erneut in den Prozess eingebracht und es ist möglich, mehr und mehr Wasserstoff einzusetzen, bis hin zu 100 %.⁴⁸¹ Dies ist somit möglich, weil Wasserstoff auch alleine (ohne Kohlenmonoxid CO) als Reduktionsgas eingesetzt werden, es nimmt nämlich als H₂ Sauerstoffatome des Eisenoxids auf und wird zu H₂O bzw. Wasser (diese Reaktion erfolgt in mehreren Schritten). Für diese Reaktion braucht man aber Aktivierungsenergie, so könnte man den Wasserstoff in einem Prozessgaserhitzer erhitzen.

Typischerweise wird qualitativ hochwertiges Eisenerz im Midrex-Prozess verarbeitet und dann in einem Elektrolichtbogenofen weiterverarbeitet (DRI-EAF Route). Wenn man bei Direktreduktion mit weniger hochwertigen Eisenerz arbeitet braucht man „den Schmelzer“⁴⁸² der den festen kugelförmigen Eisenschwamm schmilzt, in der Anlagenkonfiguration der SMS-Gruppe ist das die Open Bath Furnace OBF, und danach wird das Eisen zum sog. Frischen durch das Sauerstoffblasverfahren bzw. Basic Oxygen Furnace BOF gebracht (DRI - Smelter - BOF)⁴⁸³ bzw. bei der SMS-Gruppe DRI – OBF – BOF, erst dann ist es Stahl.

In Österreich in Donawitz wurde von österreichischen Stahlhersteller Voestalpine 2021 eine erste 100 % Wasserstoff nutzende Direktreduktionsanlage als Pilotanlage in Betrieb genommen, gebaut von Primetals (Mitsubishi Heavy Industries), auch genannt HYFOR.⁴⁸⁴ Projektpartner sind hier

⁴⁷⁶ Bis auf die Darstellung der Dampfpreformierung, siehe zu diesem Abschnitt: Lestyn Hartbrich.

Direktreduktion: Diese Technik wird bei Thyssenkrupp den Hochofen beerben. VDI-Nachrichten, 07.04.2022. Siehe: <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/werkstoffe/direktreduktion-diese-technik-wird-den-hochofen-beerben/> - Zugriffen: 10.11.2024. Siehe zur Dampfpreformierung Wikipedia, z.B. https://en.wikipedia.org/wiki/Steam_reforming - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴⁷⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Midrex-Verfahren> - Zugriffen: 20.10.2024.

⁴⁷⁸ Lestyn Hartbrich. Direktreduktion: Diese Technik wird bei Thyssenkrupp den Hochofen beerben. VDI-Nachrichten, 07.04.2022. Siehe: <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/werkstoffe/direktreduktion-diese-technik-wird-den-hochofen-beerben/> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴⁷⁹ Siehe: <https://tenova.com/technologies/energiron> - Zugriffen: 03.11.2024.

⁴⁸⁰ S. 1-4. Milner et al. Midrex H₂ – The Road to CO₂-free Direct Reduction, undatiert, wahrscheinlich 2021. Siehe:

https://www.primetals.com/fileadmin/user_upload/landing_pages/2021/Green_Steel/Publications/downloads/AISTech_2021_MIDREX_H2_Final.pdf - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴⁸¹ Siehe Kazalski, Paul, Koh, Pei Yoong. The Adaptable Midrex Reformer: A Bridge to the Hydrogen Economy, Sept. 2024, siehe: <https://www.midrex.com/tech-article/the-adaptable-midrex-reformer-a-bridge-to-the-hydrogen-economy/> - Zugriffen: 09.11.2024..

⁴⁸² Beschrieben im Interview mit Andreas Pfeiffer, 04.12.2023:

<https://magazine.primetals.com/2023/12/03/pioneers-talk-19-developing-the-smelter/> - Zugriffen: 11.11.2024.

⁴⁸³ S. 2, der Schmelzer wird auf S. 6 beschrieben. Wimmer et al. Breakthrough Pathways to Decarbonize the Steel Sector. Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 59 No. 4, December 2022. Siehe: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e594/e594120.pdf> - Zugriffen: 10.11.2024.

⁴⁸⁴ Siehe: <https://www.primetals.com/de/presse-medien/news/hyfor-pilotanlage-in-betrieb-der-naechste-schritt-zu-einer-kohlenstoff-freien-wasserstoffbasierten-direktreduktion> - Zugriffen: 11.11.2024.

Primetals Technologies, voestalpine, Montanuniversitäten Leoben, und das österreichische metallurgische Kompetenzzentrum K1-MET.⁴⁸⁵ Siehe die K1-MET Webseite.⁴⁸⁶ Aktuell wird verlautbart, dass eine größere Anlage in Zusammenarbeit mit Fortescue⁴⁸⁷ gebaut werden soll.⁴⁸⁸ In Donawitz wird weiterhin eine neuartige Wasserstoff-Plasmatechnologie ausprobiert, die Eisenoxid direkt zu Stahl reduzieren kann, ohne CO₂ Emissionen, genannt SuSteel.⁴⁸⁹ Fortescue liefert jährlich 190 Mill. Tonnen Eisenerz nach China aus seiner Mine in Pilbara⁴⁹⁰, es erforscht in Perth einen chemischen Prozess der Eisenoxid-Reduktion ohne Wasserstoff.⁴⁹¹ Boston Metal versucht eine Elektrolyse Technik zum Herauslösen des Eisens, hier ging es aber nicht weiter, jetzt soll in Brasilien eine Anlage helfen Eisenerzabfälle zu nutzen und so beweisen, dass die Technologie sinnvoll einsetzbar ist.⁴⁹²

Es gibt mehrere weitere Anlagen, in denen grüner Stahl produziert werden soll, die aber alle noch nicht fertig sind, offenkundig gab es in Skandinavien eine Art Hype um dieses Thema, der aber stark nachgelassen hat: SSAB will u.a. mit dem Partner Vattenfall eine Wasserstoff-Stahl Fabrik in Schweden aufbauen, deren HYBRIT Prozess an den Midrex Prozess erinnert, soweit ersichtlich ist aber eine größere Fabrik nicht in Bau.⁴⁹³ H2 Green Steel oder Stegra, Schweden, hier soll 2026 grüner Stahl produziert werden.⁴⁹⁴ Blastr möchte an der Südküste Finnlands in Inkoö bzw. Inga einen grünen Stahlwerk aufbauen, es soll von Primetals gebaut werden, hier findet sich kein Zeitplan und es gibt Proteste gegen das Projekt in diesem kleinen, schläfrigen Küstenort.⁴⁹⁵

In Spanien will Fertiberia, Arcelor Mittal, Enegas Renovables und DH2 Energy ein riesiges Wasserstoffprojekt durchführen, das H2Deal Spain Projekt mit einer Elektrolyseurkapazität im vollen Ausbau von 2235 MW bzw. 2,2 Gigawatt. Dieses Projekt soll Arcelor Mittal und Fertibera beliefern.⁴⁹⁶

Im aktuell veröffentlichten European Steel and Metals Action Plan, 19.3.2025, werden folgende staatlichen Subventionen für den Umbau der Stahlindustrie aufgezählt, die die EU Kommission bzw. ihre Wettbewerbsbehörde bzw. die Beihilfekontrolle autorisiert haben (wohlgemerkt keine EU-Subventionen, sondern aus den jeweiligen staatlichen Haushalten): S. 16, „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.“ EU Beiträge gibt es auch, siehe dort einige Verweise.⁴⁹⁷

⁴⁸⁵ Siehe: <https://www.voestalpine.com/greentecsteel/de/Net-Zero-CO2-Emissionen-bis-2050/> - Zugegriffen: 03.11.2024.

⁴⁸⁶ Siehe: <https://www.k1-met.com/> - Zugegriffen: 03.11.2024.

⁴⁸⁷ Siehe: <https://www.fortescue.com/>

⁴⁸⁸ Siehe: <https://www.primetals.com/de/presse-medien/news/primetals-technologies-erhaelt-den-staatspreis-innovation-2023-fuer-das-hyfor-verfahren> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁸⁹ Siehe: <https://www.voestalpine.com/blog/de/nachhaltigkeit/greentec-steel/forschungsprojekte-fuer-eine-gruene-stahlproduktion/> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹⁰ Siehe: <https://metals.fortescue.com/en/our-operations> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹¹ Siehe: <https://metals.fortescue.com/en/green-metals> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹² Siehe Engineering with Rosie, 11.08.2022: <https://www.youtube.com/watch?v=GJKoBgBCPW0> – Zugegriffen: 11.11.2024. Siehe: <https://www.bostonmetal.com/news/boston-metal-inaugurates-brazilian-subsiary-for-high-value-metals-production/> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹³ Siehe: <https://www.ssab.com/de-de/fossilfrei/einblicke/hybrit-eine-neue-revolutionare-technologie-der-stahlerzeugung> - siehe auch: <https://www.hybritdevelopment.se/en/> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹⁴ Siehe: <https://stegra.com/the-boden-plant> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁴⁹⁵ Siehe: <https://www.blastr.no/>

⁴⁹⁶ Siehe: <https://www.fertiberia.com/en/greenammonia/hydeal-project/> - Zugegriffen: 10.02.2024.

⁴⁹⁷ A European Steel and Metals Action Plan, COM (2025) 125 final, 19.3.2024. Siehe: <https://single-market-economy.ec.europa.eu/document/download/7807ca8b-10ce-4ee2-9c11->

Erst spät habe ich die folgende Webseite von Eurofer, dem Branchenverband der europäischen Stahlindustrie, entdeckt, der eine Karte mit CO₂-minimierenden und effizienzverbessernden Projekten enthält, siehe hier.⁴⁹⁸

Es scheint auch möglich zu sein Ammoniak direkt als Reduktionsagent statt Wasserstoff einzusetzen, dabei werden viele nicht wünschenswerte Stoffe in das Eisen eingelagert, die man aber später offenbar in einem Konverter wieder heraustrennen kann.⁴⁹⁹

Weitere Informationen zu Duisburg: Der Baustart erfolgt derzeit.⁵⁰⁰ Die Baukosten werden vollständig bezahlt mit einer Subvention der Bundesregierung von 2 Mrd. Euro, NRW übernimmt 700 Mill. Euro.⁵⁰¹ Thyssenkrupp gibt an, dass schon am Anfang der Umrüstung seines Stahlwerks in Duisburg ein Bedarf von 20.000 grüner Wasserstoff pro Jahr besteht. Ist die gesamte Anlage umgerüstet, sind es 720.000 Tonnen im Jahr.⁵⁰² (bei 4 derzeit aktiven Hochöfen, wären dies 180.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr pro Direktreduktionsanlage, wenn es denn 4 Direktreduktionsanlagen geben wird, meine Anmerkung) Im September 2024 gab es Meldung, dass es für die Direktreduktionsanlage Kostensteigerungen von 300 bis 400 Mill. Euro geben könnte.⁵⁰³ Dies hat eine Debatte ausgelöst, ob das Land NRW eine Beteiligung und einen Aufsichtsratsposten bei Thyssen anstreben sollte, dies wird von der Grünen Wirtschaftsministerin Mona Neubauer abgelehnt.⁵⁰⁴ Die Besorgnis ist groß, weil ein Abnehmer von dieser Größe wichtig für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ist, so Graham Weale, Energieökonom der Ruhr Uni Bochum.⁵⁰⁵ Thyssenkrupp ist allerdings in einer große Krise und deshalb werden derzeit auch die Pläne für den Umbau überprüft.⁵⁰⁶ Nun soll Thyssenkrupp ganz aufgelöst werden, in der Stahlsparte will Thyssenkrupp nicht einmal mehr die Mehrheitsanteile halten.⁵⁰⁷

Thyssenkrupp Nucera baut in Duisburg einen großen alkalischer Elektrolyseur, um über Strom den benötigten Wasserstoff herzustellen, am Standort Walsum, das Projekt Hydroxy Hub⁵⁰⁸, betrieben von der Betreiber- und Projektentwickler- und Betreiberfirma Iqony.⁵⁰⁹ Bei Inbetriebnahme hat

[357afe163190_en?filename=Communication%20-%20Steel%20and%20Metals%20Action%20Plan.pdf](https://www.eurofer.eu/communication/communication%20-%20Steel%20and%20Metals%20Action%20Plan.pdf) – Zugriffen: 15.05.2025.

⁴⁹⁸ Siehe: <https://www.eurofer.eu/issues/climate-and-energy/maps-of-key-low-carbon-steel-projects>

⁴⁹⁹ Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=o7w2nrEXPFs> – Zugriffen: 11.11.2024.

⁵⁰⁰ Siehe: <https://www.sms-group.com/de-de/insights/all-insights/how-we-build-the-green-future-of-steel> - Zugriffen: 09.09.2024. Siehe die Webseite der SMS Group: <https://www.sms-group.com/>

⁵⁰¹ Siehe: Thyssenkrupp Pressemitteilung, 26.07.2023:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/pressemeldung/bundesminister-fur-wirtschaft-und-klimaschutz-robert-habeck-besucht-thyssenkrupp-thyssenkrupp-steel-erhalt-forderung-in-einer-gesamthohe-von-rund-zwei-milliarden-euro-durch-bund-und-land-229073> – Zugriffen: 30.11.2023.

⁵⁰² Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/pressemeldung/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318> - Zugriffen: 30.11.2023.

⁵⁰³ „Planwirtschaft light“ Streit über die Rolle des Staats bei Thyssenkrupp. FAZ, 13.09.2024., siehe auch: IG Metall schürt Angst um Stahlprojekt. FAZ, 06.09.2024.

⁵⁰⁴ „Planwirtschaft light“ Streit über die Rolle des Staats bei Thyssenkrupp. FAZ, 13.09.2024.

⁵⁰⁵ Der erste Schritt zur Stahlsanierung. FAZ, 18.09.2024.

⁵⁰⁶ Bernd Freytag. Augen zu und los. FAZ, 12.10.2024.

⁵⁰⁷ Nadine Bös. Thyssenkrupp will Konzern zerschlagen. FAZ, 27.05.2025.

⁵⁰⁸ Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/pressemeldung/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318> - Zugriffen: 30.11.2023.

⁵⁰⁹ Siehe: <https://www.iqony.energy/standortentwicklung/projekt-hydroxy-walsum> - Zugriffen: 09.04.2024.

Elektrolyseur eine Leistung von 150 MW und produziert 16.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr, in der Endausbaustufe sind es 500 MW und 56.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr.⁵¹⁰ Das Thyssen Stahlwerk soll an das neue deutsche Wasserstoffnetz angeschlossen werden.⁵¹¹ Siehe dazu gleich den Punkt Wasserstoff und Elektrolyseure mit der Frage nach dem Stromverbrauch.

Der Strom für die den 500 MW Elektrolyseur und ggf. auch für die 2 * 100 MW für die Open Bath Furnance Reduktionsöfen von SMS, werden zumindest zum Teil von RWE aus dem Offshore-Windpark Kaskasi geliefert, es geht um eine Menge von 110 GWh pro Jahr, weitere Verträge sind allerdings nötig, da dies noch nicht ausreicht.⁵¹² Ebenso wird in Duisburg eine kleine Direktreduktionsversuchsanlage zu Forschungszwecken gebaut, u.a. von der Dürener Firma für Anlagenbau TS Elino.⁵¹³

Es sind weitere Elektrolyseure in Planung, EWE baut in Emden 280 MW, in Betrieb ab 2027, mit Anschluss an das Wasserstoffkernnetz, auch zur Belieferung der Stahlindustrie gedacht, in Bremen baut EWE für die dortige Stahlindustrie einen 50 MW Elektrolyseur. Pressemitteilung EWE AG, 25.07.2024.⁵¹⁴ In der nordfriesischen Gemeinde Sande ist ein 400 MW Elektrolyseur geplant, später ggf. verdoppelt, in Betrieb ab 2030.⁵¹⁵ Siehe unten den Punkt Elektrolyseure in Deutschland.

Insgesamt sind in Deutschland 17 Hochöfen aktiv und 7 Warmwalzanlagen (2019).⁵¹⁶ Die Zahlen für die Hochöfen in den Stahlwerken vor Ort stammen aus Wikipedia und werden hier mit Vorbehalt angegeben.

Mit einer Direktreduktionsanlage wäre aber der Stahlstandort Duisburg noch nicht umgebaut, im Thyssenwerk im Norden gibt es noch 5 Hochöfen, Schwelgern 1 und 2, Hochofen 2, 8 und 9.⁵¹⁷ In Duisburg sind 4 Hochöfen davon offenbar aktiv.⁵¹⁸ Beim Mannesmann Krupp HKM Stahlwerk in Stadtteil Hüttenheim im Süden Duisburgs, an dem Thyssenkrupp zu 50 % und Salzgitter Stahl zu 30 %

⁵¹⁰ Siehe: <https://www.igony.energy/standortentwicklung/projekt-hydroxy-walsum> - Zugriffen: 21.07.2024.

⁵¹¹ Siehe Thyssenkrupp, Tagespresse, 21.03.2024, Realisierungsvertrag für die Anbindung von thyssenkrupp Steel an das kommende Wasserstoffnetz ist unterzeichnet, siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/realisierungsvertrag-fuer-die-anbindung-von-thyssenkrupp-steel-an-das-kommende-wasserstoffnetz-ist-unterzeichnet.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁵¹² Siehe Thyssenkrupp Tagespresse, 19.02.2024, thyssenkrupp Steel und RWE schließen Vertrag über Lieferung von grünem Strom zur Versorgung der ersten Direktreduktionsanlage, siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/thyssenkrupp-steel-und-rwe-schliessen-vertrag-ueber-lieferung-von-gruenem-strom-zur-versorgung-der-ersten-direktreduktionsanlage.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁵¹³ Siehe Thyssenkrupp, Tagespress, 07.03.2024, Forschung für die wasserstoffbasierte Stahlproduktion: Auftragsvergabe zum Bau einer Direktreduktions-Versuchsanlage am Standort Duisburg-Nord von thyssenkrupp Steel, siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/auftragsvergabe-zum-bau-einer-direktreduktions-versuchsanlage-am-standort-duisburg-nord-von-thyssenkrupp-steel.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁵¹⁴ 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.

⁵¹⁵ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Gruener-Wasserstoff-fuer-Energiewende-Neue-Anlage-in-Sande-geplant,wasserstoff570.html – Zugriffen: 27.05.2025.

⁵¹⁶ Sprecher et al. 2019. Siehe: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-01-21_texte_07-2019_abwaermenutzungspotenziale-huettenwerke.pdf - Zugriffen: 20.10.2024.

⁵¹⁷ Von diesen Hochöfen scheint immer einer abgeschaltet zu sein, zur Modernisierung. Siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/50-jahre-hochofen-schwelgern-1-der-schwarze-riese-von-thyssenkrupp-steel-in-duisburg-feiert-geburtstag.html> - Zugriffen: 08.09.2024. Siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/thyssenkrupp-steel-europe-nimmt-hochofen-9-in-betrieb.html> - Zugriffen: 08.09.2024.

⁵¹⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 27.07.2024.

beteiligt ist, gibt zwei Hochöfen⁵¹⁹, hier wird vermehrt wasserstoffhaltiges Koksofengas benutzt, dies führt zur CO₂ Einsparung, ebenso erfolgt der Bau eines neuen Winderhitzers, der effizienter arbeitet, damit soll 30 % CO₂ eingespart werden.⁵²⁰ Siehe auch die Webseite Hy Region Rhein Ruhr.⁵²¹

Auch das Mannesmann Krupp HKM Stahlwerk ist derzeit in der Krise, es ist im Gespräch, dass es aufgrund der Überkapazitäten im Stahlbereich ganz stillgelegt wird, mit 3000 Beschäftigten (!).⁵²² Ein FAZ Artikel berichtet, dass HKM darauf ausgerichtet war u.a. an ThyssenKrupp zu liefern, dieses will aber seine Kapazitäten verringern. HKM liefert noch an Salzgitter, Salzgitter möchte die Lieferungen weiter erhalten, kann aber HKM nicht kaufen. Im Moment wird versucht, HKM als unabhängiges Stahlwerk zu retten, das Brammen für Grobblech Walzwerke selbst auf dem Markt anbietet. Damit wäre verbunden die Hochöfen zu schließen und auf Elektroöfen umzusteigen.⁵²³ Es gibt Gespräche über eine Übernahme durch GP Papenburg und TSR Recycling, mit einem Angebot weit unter dem Börsenpreis.⁵²⁴

In Ruhrort gibt es das Acelor Mittal Hochfeld Stahldrahtwerk, welches schon 1966 keine Öfen mehr hat und seitdem Walzdraht herstellt.⁵²⁵ Es bezieht Stahl aus dem etwas weiter unten am Rhein gelegenen Acelor Mittal Stahlwerk Ruhrort (genannt Phoenix und Rheinstahl), hier wurde der letzte Hochofen 1993 stillgelegt, Stahl wird hier in einem Oxygenstahlwerk im Lina-Donawitz Verfahren⁵²⁶ hergestellt, geplant ist ein Elektrolichtbogenofen, der mit grünem Strom laufen soll.⁵²⁷

Eine Chance für die Stahlindustrie bietet allerdings der Bau der Wasserstoffpipelines selbst, siehe etwa die Webseite der Firma Europipe, die mit den Dillinger Hüttenwerken und der Salzgitter Mannesmann AG und mit der Rohrbiegewerk der Salzgitter Mannesmann Grobblech GmbH zusammenarbeitet.⁵²⁸

Im WWF (2023) Überblick wird deutlich, dass die großen Stahlwerke noch Kokereien, Dampferzeugungsanlagen und mehrere Kraftwerke, die teils von den Stahlherstellern betrieben werden. Insgesamt liegen nur in Duisburg durch die Stahlindustrie 23,2 Mill. Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr vor.⁵²⁹ (wie die gesamte deutsche Zementindustrie, 22 Mill. Tonnen)

In Deutschland gibt es weitere Stahlstandorte, in denen ebenso der Umbau zur Nutzung erneuerbarer Energien staatlich gefördert wird, aber nicht überall sind schon Entscheidungen zum Start des Umbaus getroffen worden:

⁵¹⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Thyssenkrupp_Steel_Europe - Zugriffen: 08.09.2024.

⁵²⁰ Im Vergleich zu 8,71 Mill. Tonnen im Jahr 2014. Siehe: <https://www.hkm.de/dekarbonisierung> - Zugriffen: 08.09.2024.

⁵²¹ Siehe: <https://hy-region-rhein-ruhr.de/>

⁵²² Susanne Preuß. Mit Salzgitter kann ThyssenKrupp nicht rechnen. FAZ, 13.08.2024.

⁵²³ Nadine Bös. Schlag für Traditions-Stahlwerk. FAZ, 05.04.2025.

⁵²⁴ Susanne Preuß. Salzgitter forciert den Sparkurs. FAZ, 22.03.2024.

⁵²⁵ Genannt Niederrheinische Hütte: https://de.wikipedia.org/wiki/Niederrheinische_H%C3%BCtte – Zugriffen: 14.10.2024.

⁵²⁶ Siehe zum Lina Donawitz Verfahren die Geschichte von Voestalpine:

<https://www.voestalpine.com/group/static/sites/group/downloads/de/konzern/2012-broschuere-ld-Verfahren.pdf> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁵²⁷ Siehe Phoenix AG:

https://de.wikipedia.org/wiki/Phoenix_AG_f%C3%BCr_Bergbau_und_H%C3%BCttenbetrieb – Zugriffen: 14.10.2024.

⁵²⁸ Siehe: <https://www.europipe.com/de/unternehmen/#c2956> – Zugriffen: 19.03.2025.

⁵²⁹ Rechnet man die Emission auf S. 7 zusammen, sind es: WWF 2023: 7, 12-14.

Am 11. Oktober 2024 hat die im Saarland den Auftrag für eine Direktreduktionsanlage und zwei Elektrolichtbogenöfen vergeben. Die Direktreduktionsanlage wird am Standort Dillingen gebaut und er wird die Standorte Dillingen und Völklingen mit Eisenpellets beliefern. Die Direktreduktionsanlage hat eine Kapazität von 2 Mill. Tonnen direktreduziertes Eisen und kann mit unterschiedlichen Mischungsverhältnissen zwischen Erdgas und Wasserstoff arbeiten. Gebaut wird sie von den Anlagenbauern Primetals Technologies, auch hier wird auf die Midrex Technology Inc. gesetzt. Weiterhin ist dabei die DSD Steel Group. Einen Elektrolichtbogenöfen baut Primetals Technologies und DSD Steel Group. Den anderen die SMS Group. Die Kosten betragen 4,6 Mrd. Euro, die Bundesregierung und das Land fördern mit 2,6 Mrd.⁵³⁰ Noch nicht ganz geklärt ist offenbar, woher der Wasserstoff und Strom kommen sollen. Wenn die neuen Anlagen in Betrieb gehen im Jahr 2028/2029 werde sich, so Vorstandsmitglied Peter Maagh, „der Stromverbrauch des ganzen Saarlandes verdoppeln“⁵³¹, damit könnte er den Strom für die Elektrolyse für den Wasserstoff meinen. Die Dillinger Hütte⁵³² ist bekannt für Grobbleche u.a. Panzerstahl, Stahl für Windenergieanlagen und produziert u.a. Stahl für Stahlrohre, sprich: Pipelines, sie hält 50 % an Europipe in Mühlheim an der Ruhr.⁵³³ Für die Dillinger Hütte produziert die Firma ROGESA mit ihren 2 Hochöfen das Roheisen.⁵³⁴

Daneben gibt es noch Arcelor Mittal in Eisenhüttenstadt mit 2 aktiven Hochöfen, und im Saarland die SHS Stahl-Holding Saar, Saarstahl, daran beteiligt die Dillinger Hüttenwerke, zu denen auch Rogesa gehört und beteiligt ist auch Arcelor-Mittal France⁵³⁵, mit 2 aktiven Hochöfen.⁵³⁶ Gemeldet wurde, dass sich Arcelor-Mittal trotz Förderzusagen noch nicht für einen Umbau entschieden hat (12.10.2024).⁵³⁷ Arcelor Mittal hat ein Werk in Bremen mit einem Hochofen⁵³⁸, offenbar hat Acelor Mittal sich beim Werk in Bremen nun doch für einen Bau einer Direktreduktionsanlagen entschieden und den Bau von zwei Elektrolichtbogenöfen, interessanterweise soll das Werk in Bremen dann das Werk in Eisenhüttenstadt mit Eisenschwamm aus der Direktreduktionsanlage beliefern, d.h. in Eisenhüttenstadt würde der Hochofen stillgelegt. Arcelor Mittel hat noch ein Werk in Hamburg, hier gibt es offenbar schon eine Direktreduktionsanlage, hier soll mehr und mehr Wasserstoff zum Erdgas dazu gemischt werden, eine weitere Direktreduktionsanlage ist geplant.⁵³⁹ Nun hat Acelor Mittel für das Werk in Bremen sich doch wieder entscheiden, dass es den Bau noch nicht durchführen will, als Grund zu wenig Wasserstoffverfügbarkeit und zu hohe Preise für Erdgas angegeben. (Hintergrund: die Midrex-Direktreduktionsanlage kann auch mit Erdgas betrieben werden, bis genug Wasserstoff da ist, aber auch die Erdgaspreise sind Acerlor Mittal zu hoch ...) Stattdessen wird eine Elektrostahlanlage in Dünkirchen erweitert, weil da die Stromversorgung wettbewerbsfähiger sei (damit ist offenbar das 4 Cent französische Atomstromkontingent gemeint), die Enttäuschung in der Politik über diesen Schritt ist groß, die Stadt Bremen wollte hat 250 Mill. Euro beitragen, der Bund 1,3 Mrd. Euro für die Direktreduktionsanlagen und das Elektrostahlwerk in Eisenhüttenstadt, Robert Habeck hatte die

⁵³⁰ Siehe: <https://www.dillinger.de/aktuelles/pressemitteilungen/nachster-schritt-zur-transformation-zentrale-anlagen-fur-grosstes-europaisches-dekarbonisierungsprojekt-power4steel-bestellt/?id=17507> – 12.10.2024.

⁵³¹ Bernd Freytag. Augen zu und los. FAZ, 12.10.2024.

⁵³² Siehe: <https://www.dillinger.de/>

⁵³³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/SHS_%E2%80%93_Stahl-Holding-Saar – Zugegriffen: 30.03.2025.

⁵³⁴ Siehe: <https://www.dillinger.de/dillinger/unternehmen/produktion/> - Zugegriffen: 30.03.2025.

⁵³⁵ Siehe diese Übersicht auf der Dillinger Webseite: <https://www.dillinger.de/dillinger/unternehmen/dillinger-gruppe/#pid=1> – Zugegriffen: 12.10.2024.

⁵³⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugegriffen: 27.07.2024.

⁵³⁷ Bernd Freytag. Augen zu und los. FAZ, 12.10.2024.

⁵³⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/ArcelorMittal_Bremen - Zugegriffen: 30.03.2025.

⁵³⁹ So der Kurzüberblick Transformation in Deutschland:

<https://germany.arcelormittal.com/Dekarbonisierung/Transformation-in-Deutschland/> - Zugegriffen: 10.02.2025.

Förderzusage persönlich übergeben, siehe Focus Online, 21.06.2025.⁵⁴⁰ Siehe auch hier, hier wird och ergänzt, dass der Elektrolichtbogenofen 1,3 Mrd. Euro kosten soll, aber nur dann gebaut wird, wenn Brüssel die Stahleinfuhr nach Europa begrenzt.⁵⁴¹ Lars Klingbeil fordert Katherina Reiche auf, ein Gespräch mit Acelor Mittel zu suchen.⁵⁴² In Hamburg wird es eine weitere Direktreduktionsanlage von Acelor Mittal geben, dies ist aber offenbar ‚nur‘ eine mittelgroße Testanlage: sie soll 100.000 Tonnen Stahl produzieren kann, sie kostet 110 Mill. Euro und wird vom deutschen Staat mit 55 Mill. Euro gefördert, die Produktion soll 2025 beginnen, sie wird zuerst einmal mit grauem Wasserstoff aus der Abluft der Anlagen hergestellt, von einem Elektrolyseur ist auf dieser Webseite nicht die Rede.⁵⁴³ Das Arcelor-Mittal Werk in Spanien, in Gijon, mit zwei Hochöfen, wird bis 2025 auf grünen Wasserstoff umgestellt, hier gibt es 460 Mill. Euro Subventionen.⁵⁴⁴ Dies wurde eben schon erwähnt, es erfolgt im Rahmen des H2Deal Projektes, bei voller Umsetzung soll dort eine Elektrolysekapazität von 2235 MW bestehen.⁵⁴⁵ (also 4,5 mal eine Thyssenkrupp Nucera 500 MW Elektrolyseur mit 56.000 Tonnen, das wären 252.000 Tonnen Jahreskapazität – dies könnte für eine Midrex-Direktreduktionsanlage reichen, und noch etwa für das Fertiberia Ammoniak Werk)

Das Salzgitter Werk befindet sich östlich von Lebenstedt, das Land Niedersachsen hält 26,5 % des Aktienbesitzes.⁵⁴⁶ Salzgitter Stahl hat 3 aktive Hochöfen.⁵⁴⁷ In der Nähe des Salzgitterwerks gibt es ein Werk von VW und Wolfsburg ist nicht weit, 65 % des Stahls wird für die Automobilindustrie gefertigt.⁵⁴⁸ Die Salzgitter AG möchte ebenfalls eine Direktreduktionsanlage bauen und prüft dies in ihrem SALCOS-Projekt⁵⁴⁹ und sie schließt Stromlieferverträge ab, etwa mit zwei Solarparks in Mecklenburg-Vorpommern.⁵⁵⁰ Es wurde zudem ein kleine Direktreduktionsanlage gebaut, in Zusammenarbeit mit Energiron (Tenova). Von den Kosten von 13,6 Mill. Euro wurde 40 % von der Bundesregierung gefördert. Es ist nicht ganz klar, welche Neuerung in dieser Testanlage ausprobiert wird, genannt wird ein ‚flexibler Betrieb mit Wasserstoff und Erdgas‘, aber auch ein Betrieb zu 100 % mit Wasserstoff.⁵⁵¹ Salzgitter hat aber 2024 offenbar einen Verlauf von 348 Mill. Euro gemacht, und einen Umsatzrückgang von 7 % auf 10 Mrd., weiterhin soll aber die grüne Transformation beibehalten werden.⁵⁵²

Die Firma The Coatinc Company in Siegen beklagt sich, dass Aufträge die 38.000 Tonnen Stahl für eine Midrex-Anlage weltweit vergeben würden und Firmen in Deutschland leer ausgingen.⁵⁵³

⁵⁴⁰ Siehe: https://www.focus.de/finanzen/news/hohe-stromkosten-stoppen-arcelormittals-gruene-stahlprojekte-in-deutschland_524fa086-2f49-44c3-a960-3006d2bce6f8.html - Zugegriffen: 22.06.2025.

⁵⁴¹ Julia Löhr et al. Für Acelor ist grüner Stahl zu teuer. FAZ, m 21.06.2025.

⁵⁴² SPD und Grüne wollen für ‚grünen Stahl‘ kämpfen. FAZ, 23.06.2025.

⁵⁴³ Siehe: <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/decarbonisation-technologies/hamburg-h2-working-towards-the-production-of-zero-carbon-emissions-steel-with-hydrogen> - Zugegriffen: 05.06.2025.

⁵⁴⁴ So zumindest in: https://www.gtai.de/resource/blob/1741930/307e629059c4d4d284e331b363fa1edf/H2Update_SpanienPortugal.pdf - Zugegriffen: 05.01.2025.

⁵⁴⁵ Siehe: <https://www.fertiberia.com/en/greenammonia/hydeal-project/> - Zugegriffen: 10.02.2025.

⁵⁴⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Salzgitter_AG - Zugegriffen: 14.10.2024.

⁵⁴⁷ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugegriffen: 27.07.2024.

⁵⁴⁸ Siehe: <https://www.salzgitter-ag.com/de/konzern/geschaeftsbereiche/stahlerzeugung.html> - Zugegriffen: 14.10.2024.

⁵⁴⁹ Siehe Salzgitter AG SALCOS: <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/index.html> - Zugegriffen: 14.10.2024.

⁵⁵⁰ Siehe: <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/energiekontor-und-salzgitter-flachstahl-schliessen-ppas-fuer-zwei-solarparkprojekte-in-mecklenburg-vorpommern-ab-22409.html> - Zugegriffen: 14.10.2024.

⁵⁵¹ Siehe: <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/mydral.html> – Zugegriffen: 23.11.2024.

⁵⁵² Susanne Preuß. Salzgitter forciert den Sparkurs. FAZ, 22.03.2024.

⁵⁵³ Nadine Bös, Bernd Freytag, Susanne Preuß. Die Stahlindustrie wird umgebaut – mit ausländischem Stahl. FAZ, 21.10.2024.

Siehe in Teil 1 hier wurde bereits gezeigt, dass eine Wasserstoffpipeline auch nach Salzgitter gelegt wird.⁵⁵⁴ Die Stahlwerke in Deutschland können in Zukunft alle durch Pipelines mit Wasserstoff versorgt werden, dies wird zwar noch etwas dauern, bis das Wasserstoffkernnetz fertig ist, aber es ist möglich.

In Deutschland sind 17 Hochöfen aktiv und 7 Warmwalzanlagen aktiv.⁵⁵⁵ In Europa sind – so Wikipedia - 62 Hochöfen aktiv⁵⁵⁶.

Für die Umstellung der Produktion des integrierten Stahlwerks von Thyssenkrupp in Duisburg werden 720.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr benötigt, unklar bleibt ob dies für 1 Hochofen oder für alle 4 Hochöfen gerechnet ist.⁵⁵⁷

Welche Leistung hat die alkalische Elektrolyseanlage von Thyssenkrupp Nucera? Bei Inbetriebnahme hat sie eine Leistung von 150 MW und produziert 16.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr, in der Endausbaustufe sind es 500 MW und 56.000 Tonnen pro Jahr bzw. t/a.⁵⁵⁸
720.000 Tonnen Wasserstoff: dafür braucht man allein in Duisburg insgesamt 13 mal einen 500 MW Elektrolyseur, der jährlich 56.000 Tonnen Wasserstoff herstellt.

Wenn 720.000 Tonnen für 4 Hochöfen reichen, wie viele Hochöfen gibt es in Deutschland: 4 bei Thyssenkrupp in Duisburg, 1 bei Acelor Mittal in Bremen (in Eisenhüttenstadt werden die 2 Hochöfen ggf. stillgelegt), 3 bei Salzgitter in Lebenstedt, 2 bei der ROGESA in Dillingen an der Saar – insgesamt werden hier 10 Stück gezählt. Dreisatz: $720.000 / 4 = 180.000$ Tonnen Wasserstoff pro Hochofen * 10 = 1.800.000 Tonnen bzw. 1,8 Mill. Tonnen Wasserstoff für die deutsche Stahlindustrie.

1.800.000 verteilt auf / 56.000 Tonnen = 31,4, das heißt **insgesamt braucht man in Deutschland offenbar 31 mal einen 500 MW Elektrolyseur für die deutsche Stahlindustrie.**

Der Elektrolyseur mit 500 MW hätte folgenden Stromverbrauch: $500 \text{ MW} * 8760 = 4.380.000 \text{ MW}$, das sind 4.380 GW, das sind ca. **4,4 Terawattstunden**. 13 Elektrolyseanlagen würden 6,5 GW verbrauchen ($0,5 \text{ GW} \text{ mal } 13 = 6,5$). $6,5 \text{ GW} * 8760 = 56.940 \text{ Gigawattstunden}$ bzw. ca. 57 Terawattstunden. Also: das auf Wasserstoff umgestellte integrierte Stahlwerk würde **57 Terawattstunden** Strom brauchen.

$31 * 500 \text{ MW} = 15,5 \text{ GW} * 8760$ sind 135.780 Gigawattstunden bzw. 136 Terawattstunden, die man für den Wasserstoffbedarf der deutschen Stahlindustrie braucht, umgerechnet in Strom für Elektrolyseure.

Diese Werte müssen nicht stimmen, denn man weiß nicht, wie Thyssenkrupp Nucera hier umgerechnet hat, liegen weniger Betriebsstunden zugrunde, dann wird weniger Strom benötigt. Wenn die 500 MW nicht 8760 Stunden im Jahr durchgelaufen ist, sondern 10% weniger oder gar

⁵⁵⁴ Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-1-2> - Zugriffen: 19.03.2025.

⁵⁵⁵ Sprecher et al. 2019. Siehe:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-01-21_texte_07-2019_abwaermenutzungspotenziale-huettenwerke.pdf - Zugriffen: 20.10.2024.

⁵⁵⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke – Zugriffen: 27.07.2024.

⁵⁵⁷ Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/pressemeldung/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318> - Zugriffen: 30.11.2023.

⁵⁵⁸ Siehe: <https://www.iqony.energy/standortentwicklung/projekt-hydroxy-walsum> - Zugriffen: 21.07.2024.

nur 4000 Stunden und trotzdem 56.000 Tonnen Wasserstoff herausgekommen sind, dann wurde nur 4000 Stunden lang 500 MW Strom verbraucht, also viel weniger als bei 8760 Stunden lang 500 MW, verstanden? Bei alkalischen Wasserelektrolyseuren kommt es aber oft vor, dass sie so lange wie möglich durchlaufen, deshalb hier die vollen Jahresstundenzahl.

Umgerechnet in erneuerbare Energien wären 136 Terawattstunden:

80 Terawattstunden / 0,06 = 1333,3 mal den Solarpark Barth Flughafen (* 100 Mill. Euro, 133 Mrd.);

40 Terawattstunden / 0,3 = 133,3 mal den Landwindpark Werder Kessin (* 220 Mill. Euro, 29 Mrd.); und schließlich

16 Terawattstunden / 2,5 = 6,4 mal den Offshore Windpark Hohe See / Albatros (* 2 Mrd. Euro, 12,8 Mrd.).

Insgesamt: 174,8 bzw. 175 Mrd.

Warum sollte man diese Anzahl erneuerbarer Energien nicht im regionalen Umfeld der Stahlwerke aufbauen können?

Jürgen Großmann der CEO des Stahlwerks⁵⁵⁹ in Georgsmarienhütte schreibt, dass nicht jedes Stahlwerk ein integriertes Stahlwerk bleiben muss. Er hat Georgsmarienhütte von einem integrierten Stahlwerk zu einem Spezialhersteller für Edelstahlprodukte umgebaut. Statt einem Hochofen wurde ein Gleichstrom-Elektroofen angeschafft. Um eine reinere Stahlqualität zu erreichen, als es mit eingeschmolzenem Stahlschrott möglich ist, wird Eisenschwamm und festes Roheisen international eingekauft und dies eben im Gleichstrom-Elektroofen eingeschmolzen. Der gesamte Umbau konnte mit 40 Mill. Euro durchgeführt werden. Immer noch arbeiten 1200 Mitarbeiter dort. Großmann ist der Meinung, dass nicht alle integrierten Stahlwerke erhalten bleiben müssen. Es hat die Idee, dass z.B. ein öffentlicher Direktreduktionsofen Eisenschwamm herstellt, den allen Stahlwerke kaufen können und damit sie die Sicherheit hätten ihren Betrieb aufrechtzuerhalten. Er kritisiert, dass ein Markthochlauf einer Umstellung der Stahlproduktion mit Wasserstoff mit viel Steuergeldern versucht wird, ohne dass dieser Wasserstoff bereits vorhanden ist.⁵⁶⁰

Im Bereich Umbau der Stahlindustrie stellen sich keine Rohstofffragen, vielleicht aber Kapazitätsfragen, ob z.B. Primetals und SMS es schaffen die Umstellung auf Midrex-Anlagen alleine zu stemmen. Da Midrex aber seine Technologie lizenziert, kann er auch weitere Anlagenbauer lizenzieren.

Das Thema Standards für emissionsarmen oder emissionsfreie Stahl wurde oben schon bei Punkt Zement erwähnt, hier nur der kurze Hinweis auf den die private Initiative LESS⁵⁶¹, und den BMWK Bericht Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024, entstanden.⁵⁶²

2.4 Wasserstoff und Elektrolyse

Wasserstoff wird in der Energiewende für viele Einsatzzwecke benötigt. Er wird zu einem der drei neuen universellen Energieträger werden, Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, aber für die Herstellung von Ammoniak und Methanol braucht man Wasserstoff, ebenso für die Synthesegasherstellung als Basis für chemische Grundstoffe, Fischer-Tropsch Naphtha und grünes

⁵⁵⁹ Siehe: <https://www.gmh-gruppe.de/standorte/georgsmarienhuetten-gmbh/> - Zugegriffen: 30.11.2024.

⁵⁶⁰ Jürgen Großmann. Nicht jeder Stahlkonzern muss alles herstellen. FAZ, 30.11.2024.

⁵⁶¹ Siehe: <https://lowemissionsteelstandard.org/>

⁵⁶² BMWK. Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024. Siehe:

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=8 – Zugegriffen: 10.05.2025.

Methanol, als Ausgangsstoffe für Olefine und Aromaten, deshalb ist es eine zentrale Frage, wie viel Strom die Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse braucht.

Naphtha und Methanol können mit Wasserstoff grün produziert werden, z.B. in sog. Sweatspot Countries, also mit viel Sonne bzw. Solar, mit niedrigeren Produktionskosten und sind, viel besser als Wasserstoff, leicht weltweit handelbar. Dazu kommt die spektakuläre Nutzung von Wasserstoff bei Stahl und die Nutzung als intersaisonales Speichermedium und Nutzung in wasserstoffbetriebenen Gaskraftwerken.

Hier geht es um große Mengen, auffällig ist aber auch, dass es in Deutschland viele lokale und regionale Wasserstoffprojekte gibt, oft Stadtwerke, die über erneuerbare Energien verfügen und die sich kleine Elektrolyseure anschaffen und den Wagenpark von öffentlichen Verkehrsbetreibern mit Wasserstoff antreiben wollen: Busse, Lkw und Züge mit Brennstoffzellen oder sogar mit Wasserstoffverbrennermotoren.

Wasserstoff wird aber nicht der einzige neue universelle Energieträger werden, weil es schwer handhabbar ist, z.B. bei Transport und Speicherung.⁵⁶³ Siehe dazu schon den Punkt Wasserstoff in Teil 1. Eine aktuelle Expertenübersicht nur zum Transport von Wasserstoff, Ammoniak, verflüssigtem Methan und Wasserstoff gebunden an flüssige organische Wasserstoffträger LOHC findet sich hier.⁵⁶⁴

Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht im Idealfall nur Wasser. Bei der Verbrennung von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren oder in Brennern können aber auch Stickstoffoxide entstehen.⁵⁶⁵

Dass es mehrere neue universelle grüne Energieträger geben wird und mehrere grüne Grundstoffe der Chemie spiegelt sich wieder in der folgenden Entscheidung der Bundesregierung: Die Bundesregierung hat seit dem 24.07.2024 eine Importstrategie Wasserstoff und Wasserstoffderivate vorgelegt, die Ammoniak, Methanol, Naphtha, strombasierte Kraftstoffe und Trägermedien z. B. LOHC erwähnt.⁵⁶⁶

2.4.1 Standards für grünen Wasserstoff

In den USA sollen, siehe oben, größere Mengen blauen Wasserstoffs produziert werden, also Wasserstoff aus Erdgas, und das CO₂ soll abgeschieden werden. Hierbei soll offenkundig unter anderem die Pre-Combustion Technik zum Einsatz kommen. Erstens gibt es weitverbreitete Wasserstoffherstellung durch Dampfreformierung, Erdgas wird mit Wasserdampf bei hoher Temperatur 700 bis 1000 Grad zusammengebracht, dabei entsteht Synthesegas: Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Dann erfolgt die Wasser-Gas-Verschiebereaktion, CO reagiert weiter mit Wasserdampf und immer mehr Wasserstoff entsteht. Das übriggebliebenen CO₂ wird dann mit

⁵⁶³ Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffspeicherung> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁵⁶⁴ Siehe: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-import> - Direktlink zur Studie: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202224-h2-import-abschlussfolien-akt20240311.pdf> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁵⁶⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffverbrennungsmotor> - Zugriffen: 30.12.2024. Siehe zu Wasserstoffbrennern: <https://www.saacke.com/fileadmin/saacke/pdf/SAACKE-Whitepaper-H2-01-Web.pdf> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁵⁶⁶ 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.

Aminen oder physikalischen Absorbieren abgetrennt.⁵⁶⁷ Zweitens gibt es das Autothermal Reforming (ATR), hier wird ganz am Anfang in einem Reaktor aus Erdgas, Sauerstoff und Wasserdampf Wärme erzeugt, diese wird in der Dampfreformierung genutzt, danach erfolgt wie oben die Wasser-Gas-Verschiebereaktion und die Abscheidung des CO₂. Das ATR ist wohl für große Mengen günstiger.⁵⁶⁸ Was bleibt ist, dass das CO₂ in den Boden verpresst werden muss bzw. ggf. in der Chemieindustrie gebraucht wird, es sich jedenfalls in der geläufigen Terminologie um blauen Wasserstoff handelt.

Interessanterweise ist das U.S. Unternehmen HY FOR, das gerade oben in der Box erwähnt wurde, einer der U.S.-Befürworter eines strengen globalen Standards für grünen Wasserstoff, der grünen Wasserstoff nur dann als grün bezeichnet, wenn er durch erneuerbare Energien strombetriebene Elektrolyse hergestellt wird und er noch zusätzliche Kriterien erfüllt, nämlich. Siehe für eine seitenlange Sammlung von Kriterien, den Green Hydrogen Standard 2.0 der Green Hydrogen Organisation GH2, hier soll mindestens 95 % von erneuerbaren Energien stammen und höchstens 1 kg CO₂ pro produziertem kg Wasserstoff emittiert werden. Es gibt ebenso Vorgaben für grünen Ammoniak, grünes Methanol und synthetisches Methan.⁵⁶⁹

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.⁵⁷⁰

In der delegierten Verordnung EU 2023/1185⁵⁷¹ wurden Kohlenstoffquellen für sog. RFNBOs (renewable fuels of non-biological definition) also E-Fuels definiert, sechs Quellen werden dabei akzeptiert: CO₂ aus Kraftwerken (bis 2035); CO₂ aus anderen Industrieanlagen (bis 2040); biogenes CO₂: CO₂ aus Direct Air Capture DAC, CO₂ aus geologischen Quellen (wenn es zuvor auf natürliche Weise freigesetzt wird), sowie aus sonstigen zertifizierten Quellen. Zudem wird klargestellt, dass außerhalb der EU hergestelltes CO₂ dort nicht als ‚vermiedenes CO₂‘ definiert werden darf bzw. dort dafür dann keine CO₂-Zertifikate mehr zu erwerben sind (falls es dort einen Emissionshandel oder ein CO₂ Bepreisungssystem gibt). Die EU Verordnung gilt auch außerhalb der EU.⁵⁷² In der delegierten Verordnung EU 2023/1185 wird zudem geregelt, dass Treibhausgaseinsparungen für E-Fuels mindestens 70 % betragen müssen.⁵⁷³ Wird dies eingehalten, darf man hier offenbar, so die KI in Chat

⁵⁶⁷ ChatGPT. Wie genau funktioniert Pre Combustion für blauen Wasserstoff? Siehe auch: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d8866-2/*/*/*Pre-Combustion-Verfahren?op=Wiki.getwiki – Zugegriffen: 10.05.2025. Sowie: <https://www.energy.gov/fecm/pre-combustion-carbon-capture-research> - Zugegriffen: 10.05.2025.

⁵⁶⁸ ChatGPT. Wie genau funktioniert Pre Combustion für blauen Wasserstoff?

⁵⁶⁹ Siehe: GH2 Green Hydrogen Organization: www.gh2.org; Green Hydrogen Standards: www.greenhydrogenstandard.org; HY STOR Energy USA, die sich zu den Green Hydrogen Standards bekennen: <https://hystoreenergy.com/solutions/> - Zugegriffen: 11.11.2024.

⁵⁷⁰ Monitoringbericht Energiewende 2024: 132.

⁵⁷¹ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185> – Zugegriffen: 10.05.2025.

⁵⁷² Monitoringbericht Energiewende 2024: 183-184.

⁵⁷³ Erwägungsgrund (1) und Art. 2. Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185> – Zugegriffen: 10.05.2025

GPT von **CO2 armen Wasserstoff** sprechen, der Referenzwert für fossile Kraftstoffe beträgt 94 g CO₂-Äquivalent pro Megajoule, demnach darf Wasserstoff nur 28,2 g CO₂-Äquivalent pro Megajoule haben.⁵⁷⁴

Im BMWK ist in einem Stakeholderprozess der Bericht Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024, entstanden.⁵⁷⁵ Hier geht es nicht direkt, sondern nur mittelbar um Wasserstoff, deshalb diese Informationen hier: Hier wurden für ‚near zero‘-Ethylen 0 kg CO₂ bis 700 kg CO₂ und für emissionsarmes Ethylen drei Stufen von 700 kg bis 4200 kg vorgeschlagen. In der Tabelle sind auch Produktionsverfahren erwähnt, die diesen Stufen zugeordnet werden, hier taucht z.B. die Methanol-zu-Olefinen Route, soweit man die Abkürzungen verstehen kann, aber nicht grünes Fischer-Tropsch-Ethylen.⁵⁷⁶ Ebenso gibt es Vorschläge für Ammoniak, hier erreicht der konventionelle Haber-Bosch-Prozess plus CCS und Grünstromnutzung die Stufe A (also bekommt die ‚grüne Stufe A‘ noch der konventionelle Prozess!!), ‚near-zero‘ ist dann Ammoniak aus grünem Wasserstoff und Grünstrom.⁵⁷⁷

2.4.2 Ammoniak / grüner Ammoniak

Der internationale Branchenverband heißt International Fertilizer Industry Association IFA⁵⁷⁸, Vicepräsident ist der CEO des chinesischen staatlichen Düngemittelkonzerns Sinofert⁵⁷⁹. Auf der COP 26 Konferenz in Glasgow 2021 wurde ein von IFA, IEA und der European Bank for Reconstruction and Development ein Workshop gehalten, in dem eine Ammonia Technology Roadmap⁵⁸⁰ vorgestellt wurde, eben den Umbau der Ammoniakindustrie auf neue Produktionstechnologien, grünen (blauen und roten) Wasserstoff und dessen Einbau in den Haber-Bosch-Prozess, CCS und türkisen Wasserstoff durch Methanpyrolyse aus Erdgas, siehe die IFA Seite zum Thema Production Emissions.⁵⁸¹ Der Ammonia Technology Roadmap Bericht befindet sich hier.⁵⁸² Aktuelle Informationen zu Ammoniak finden sich auch auf der Webseite Ammonia Energy Association.⁵⁸³

Im Gegensatz zu e-Methanol und Synthetic Natural Gas stößt Ammoniak in einem Motor oder einer Turbine eingesetzt kein CO₂ aus, sondern nur Stickstoff und Wasser bzw. bei unvollständiger Verbrennung bei nicht immer ausreichender Sauerstoffversorgung Stickstoffoxide.⁵⁸⁴ Das ist der Grund warum derzeit Ammoniak auch als neuer Treibstoff für Auto-Motoren im Gespräch ist, der chinesische Autohersteller GAC und Toyota haben offenbar bereits einen Motor entwickelt.⁵⁸⁵ Für

⁵⁷⁴ ChatGTP erklärt dies so, in der delegierten Verordnung 2023/1185 findet sich der Begriff CO₂ armer Wasserstoff nicht.

⁵⁷⁵ BMWK. Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024. Siehe:

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=8 – Zugriffen: 10.05.2025.

⁵⁷⁶ BMWK. Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024: 26.

⁵⁷⁷ BMWK. Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024: 28.

⁵⁷⁸ Siehe: <https://www.fertilizer.org/>

⁵⁷⁹ Siehe: <http://www.sinofert.com/en/5625.html> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁵⁸⁰ Siehe: <https://www.iea.org/events/iea-cop26-ammonia-technology-roadmap-towards-more-sustainable-nitrogen-fertiliser-production> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁵⁸¹ Siehe: <https://www.fertilizer.org/key-priorities/fertilizers-climate-change/production-emissions/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁵⁸² Siehe: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁵⁸³ Siehe: <https://ammoniaenergy.org>

⁵⁸⁴ KI mit ChatGTP. Was wird bei der Verbrennung von Ammoniak frei?

⁵⁸⁵ Siehe Autobild: <https://www.autobild.de/artikel/co2-armer-ammoniak-motor--22834723.html> - Zugriffen: 30.12.2024.

Stickstoffoxide gibt es allerdings Grenzwerte.⁵⁸⁶ Der Einsatz von Ammoniak wird für Motoren, Schiffmotoren oder sogar Turbinen für die Stromerzeugung derzeit erforscht, er scheint aber möglich zu sein. In Japan werden etwa Turbinen getestet.⁵⁸⁷

Ammoniak ist auch als Speicherenergieträger einsetzbar. Der Einsatz von Ammoniak ist nicht ganz einfach, da es korrosiv wirkt, und es weitere Probleme gibt, u.a. ist Ammoniak giftig, aber weil es Ammoniak schon länger gibt, sind für Transport und Umgang mit Ammoniak Verfahrensweisen entwickelt worden.⁵⁸⁸ Siehe auch das TransHyDE Projekt, das u.a. den Transport von Wasserstoff und Ammoniak untersucht⁵⁸⁹ und hier eine aktuelle Studie für einen Rechtsrahmen für den Transport von Ammoniak.⁵⁹⁰

Aus Ammoniak kann man Wasserstoff durch Cracking wieder herauslösen, dazu wird Ammoniak bei 800 bis 950 Grad Celsius und einem Nickelkatalysator erhitzt.⁵⁹¹ Herausforderung ist die Reinheit, um korrosive Rückstände von Ammoniak zu vermeiden, hier bieten etwa z.B. die englischen Firmen Sunborne Systems Ltd. und AFC Energy eine Anlage an.⁵⁹² Siemens Energy arbeitet ebenso an einer Anlage⁵⁹³, hieraus ist das Startup Hymonic entstanden.⁵⁹⁴ Bisher fehlte eine größere Anlage. Diese will offenbar nun Air Liquide bauen. Air Liquide hat eine Ammoniak-Cracking-Anlage entwickelt, eine größere Anlage wird nun im ENHANCE⁵⁹⁵ Projekt in Antwerpen gebaut, subventioniert mit 110 Mill. Euro vom European Innovation Fund, dies wurde im Dezember 2024 entschieden.⁵⁹⁶ Am 02.06.2025 wird gemeldet, dass Thyssenkrupp Uhde und Uniper in Gelsenkirchen-Scholven ebenso eine solche Anlagen bauen wollen, als Testanlage mit einer Tageskapazität von 28 Tonnen Ammoniak woraus 4 Tonnen Wasserstoff gewonnen werden, gedacht ist dies als Probe für eine Großanlagen am Wasserstoffimportterminal in Wilhelmshaven, die ab Ende 2026 dort Ammoniak in Wasserstoff umwandeln soll.⁵⁹⁷ Immerhin gibt es dadurch eine weitere Möglichkeit Wasserstoff herzustellen, als durch Elektrolyse.

Effizienzverluste bei der Produktion hin und her, vielleicht wird dereinst in der Sahara massenweise Ammoniak produziert und Entwicklungsländer importieren es, wandeln es vor Ort in Wasserstoff um, und betreiben damit Midrex-Stahlwerke.

⁵⁸⁶ Siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschadstoffe-im-ueberblick/stickstoffoxide#undefined> – Zugriffen: 30.12.2024.

⁵⁸⁷ Siehe: <https://www.gtai.de/de/trade/japan/specials/ammoniak-rueckt-als-energiequelle-in-den-fokus-906040> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁵⁸⁸ Umweltbundesamt Ammoniak 2022. Hier der Link: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_a_mmoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf - Zugriffen: 27.12.2024.

⁵⁸⁹ Siehe: <https://www.ikem.de/projekt/campfire/transhyde/> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁵⁹⁰ Siehe: <https://www.ikem.de/publikation/rechtsrahmen-fuer-ammoniaktransportloesungen/> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁵⁹¹ Umweltbundesamt Ammoniak 2022: 3.

⁵⁹² Siehe: <https://h2-news.de/forschung/erste-betriebstests-von-ammoniak-crackern-uebertreffen-erwartungen/> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁵⁹³ Siehe: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/company/innovation/siemens-energy-ventures/ammonia-cracking.html> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁵⁹⁴ Es ist im Jahr 2024 gegründet worden, hat aber offenbar noch keine eigene Webseite: <https://yesdelft.com/startups/hymonic/> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁵⁹⁵ Siehe: <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2024-12-10/air-liquide-receives-eu-support-develop-first-large-scale-project-production-liquefaction-and> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁵⁹⁶ Siehe: <https://www.airliquide.com/stories/hydrogen/cracking-ammonia-unlock-full-potential-hydrogen> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁵⁹⁷ Siehe: <https://www.energy4climate.nrw/aktuelles/newsroom/uniper-und-thyssenkrupp-uhde-starten-pilotprojekt-fuer-ammoniak-cracker-in-nrw> - Zugriffen: 16.06.2025.

Beim Ammoniak Cracking zur Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff müssen hohe Temperaturen erreicht werden, dieser Energieaufwand ist zu beachten, es sind aber nicht solche hohen Werte, dass es sich verbietet Wasserstoff aus Ammoniak herzustellen. Erwähnt wird etwa in einer IRENA Studie eine Energieverlustrate bei der Rückumwandlung von 13- 34 %.⁵⁹⁸ Siehe auch hier.⁵⁹⁹

Die Herstellung von grünem Ammoniak geschieht aufwendiger über einen modifizierten Haber-Bosch-Prozess, der auf grünem Wasserstoff basiert und Stickstoff, das über eine Luftzerlegeanlage gewonnen wird, wobei diese Strom braucht. Statt der Dampfreformierung mit Erdgas, Wasserdampf und Druckluft (aus dem der Stickstoff stammt), wird hier grüner Wasserstoff aus einem Elektrolyseur, der Stickstoff aus einer Luftzerlegeanlage wird mit einem Kompressor hinzugefügt, der Strom braucht, der Rest der Reaktion bleibt gleich.⁶⁰⁰ Dadurch können die Emissionen von 1,83 Tonnen CO₂ für 1 Tonne Ammoniak verringert werden auf 0,12 Tonnen CO₂-Äquivalent für 1 Tonne Ammoniak.⁶⁰¹ Wasserstoff braucht man hier als Input, allerdings überraschend wenig.

Der grüne Haber-Bosch-Prozess benötigt also auch Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff. Zur Herstellung von 1 Tonne Ammoniak (Heizwert 1 kg Ammoniak 5,2 kWh, 1 Tonne: 5200 kWh bzw. 5,2 MWh) braucht man stöchiometrisch 177 kg Wasserstoff.⁶⁰²

In einer Studie wird dies so auf Industrieniveau beschrieben: Eine Ammoniakfabrik mit einer Produktion von 500.000 t pro Jahr, die 8760 Stunden kontinuierlich läuft, benötigt einen Elektrolyseur mit einer Leistung von **480 MW**, um den nötigen Wasserstoff bereitzustellen.⁶⁰³ Vergleichbar ist hier, siehe unten, der 500 MW Thyssen Nucera Elektrolyseur, der ca. 4,4 Terawattstunden Strom verbraucht (und 56.000 Tonnen Wasserstoff herstellt).

Bierdeckelrechnung: für 500.000 t Ammoniak / 4.400.000 MWh (das sind 4,4 TWh, siehe oben) = 8,8 d.h. für 1 Tonne Ammoniak braucht man 8,8 MWh Strom, schon allein für den Elektrolyseur der Wasserstoff herstellt. Nimmt man nun diese Menge Strom und nimmt einen relativ hohen Strompreis von 30 Cent pro kWh, dann kann man rechnen: $8800 * 0,3 = 2640$ Euro Stromkosten pro Tonne Ammoniak.

Noch einmal anders gerechnet, mit dem stöchiometrischen Wert: 1 Tonnen Ammoniak, 177 kg Wasserstoff.

⁵⁹⁸ Umweltbundesamt Ammoniak 2022: 3.

⁵⁹⁹ Bei der Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak verliert er 43 % an Energie, 1 kWh Wasserstoff (bei 1 bar) wird in Ammoniak umgewandelt und enthält dann 0,88 kWh (bei Energiekosten von 0,45 Cent. Die Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff verringert den Energiegehalt auf 0,57 kWh, bei Energiekosten von 1,25 Cent. Infos aus: Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak, Forschungsstelle für Energiewirtschaft Ffe, 07.12.2023: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/transport-von-wasserstoff-in-form-von-ammoniak/> - Zugriffen: 26.12.2024.

⁶⁰⁰ Kurz: Umweltbundesamt Ammoniak 2022: 2-3

⁶⁰¹ Umweltbundesamt Ammoniak 2022: 2-3.

⁶⁰² Infos von ChatGPT. Wie viel Strom braucht ein grüner Haber-Bosch-Prozess?

⁶⁰³ S. 31, in: Ausfelder et al. Perspective Europe 2030 Technology Options for CO₂-emission reduction of hydrogen feedstock in ammonia production. Frankfurt am Main: Dechema 2022. Siehe: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Studie+Ammoniak.pdf – Zugriffen: 26.12.2024.

Proton Ventures schreiben, dass grauer Wasserstoff 1-2 Euro/kg kostet, grüner Wasserstoff bei 60 kWh/kg bzw. 60 MWh/Tonne liegt.⁶⁰⁴ Nimmt man einen denkbaren Industriestrompreis von 20 Cent (siehe Teil 3), dann sind das 12 Euro pro kg, bei einem gedeckelten französischen Industriestrompreis von 4,9 Cent sind es ca. 3 Euro/kg Wasserstoff. Das wäre 6 oder 2-3 mal so teuer, je nach Strompreis.

Bei 500.000 Tonnen Ammoniak * 177 kg = 88.500.000 kg, das sind 88.500 Tonnen Wasserstoff. 1 Tonne Wasserstoff benötigt 60 MWh Strom = 88.500 * 60 = 5.310.000 MWh, das sind 5.310.000.000 kWh. Diese Zahl * 0,049 (4,9 Cent pro kWh, der gedeckelte französische Industriestrompreis), sind 260.190.000 Euro, das sind 260 Mill. Euro. Mit * 0,2 (20 Cent pro kWh Strompreis, heute ggf. ein realistischer Strompreis für die Industrie in Deutschland), sind dies 1.062.000.000 Euro, das sind ca. 1 Mrd. Euro. ...

In Ausfelder et al. (2022) wird von 8,5 MWh / pro Tonne Ammoniak für die Wasserstoff bzw. die Elektrolyse ausgegangen, 10,9 MWh insgesamt⁶⁰⁵ (Luftzerlegeanlagen, Kompressor). 500.000 * 10,9 = 5.450.000 MWh. Diese Zahl stimmt nahezu genau mit der Zahl oben überein.

Ammoniumnitrat ist 2023 auf einen Preis von 420 Euro pro Tonne gefallen⁶⁰⁶, d.h. 500.000 * 420 = 210.000.000, insofern bekommt man für 500.000 Tonnen Ammoniak auf dem Weltmarkt derzeit 210 Mill. Euro. In der Studie von Ausfelder et al. (2022) ist liegt der Preis von Ammoniak mit 330 Euro pro Tonne noch niedriger – oder 450 Euro pro Tonne für blauen Ammoniak (aus den USA, dort kann nebenan auf dem Land das CO₂ als CCS verpresst werden).⁶⁰⁷

500.000 Tonnen Ammoniak kosten also auf dem Weltmarkt derzeit 210 Mill. Euro. Allein um den Wasserstoff aus den Elektrolyseuren zu kommen, braucht man Strom, und dieser kostet bei einem niedrigen Strompreis von 4,9 Cent 260 Mill., siehe die Rechnung oben, bei einem Strompreis von 10 Cent wären es 531 Mill. 531.000.000 Euro / 500.000 Tonnen = das wären 1062 Euro Stromkosten für die Elektrolyseure bzw. den Wasserstoff für 1 Tonne Ammoniak. Diese Bierdeckelrechnung zeigt, dass die Preisschätzungen von Ausfelder et al., die hier zitiert werden, in die richtige Richtung gehen.

Stromkosten für die Luftzerlegeanlage, die den Stickstoff bereitstellt und Strom für einen Kompressor, liegen bei vielleicht 1,5 MWh pro Tonne.⁶⁰⁸

Es hängt also stark vom Strompreis ab, wie teuer Ammoniak nach der Energiewende sein wird. Weil schon absehbar ist, dass Ammoniak zu einem zweiten universellem Energieträger neben Wasserstoff werden wird und die Produktion von grünem Ammoniak noch deutlich zunehmen muss, ist es wichtig, dass für die Ammoniakproduktion günstiger Strom vorhanden ist.

Ausfelder et al. (2022) erarbeitet in einer DECHEMA-Studie die Position, dass man als Übergangslösung CCS benutzen könnte, bis grüner Ammoniak billiger ist. Er schätzt die Produktionspreise für grünen Ammoniak zwischen 930 Euro / Tonne in Region 3 mit guten Bedingungen für erneuerbare Energien bis 2170 Euro / Tonne in Region 1, mit schlechten Bedingungen für erneuerbare Energien, es sei deshalb wichtig, dass die Preise für Strom aus erneuerbaren Energien sinken. Grauer Ammoniak kostet 320 Euro / Tonne in einer schon

⁶⁰⁴ Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁰⁵ Ausfelder et al. 2022: 31.

⁶⁰⁶ Siehe: <https://www.agrarheute.com/markt/duengemittel/duengerpreise-rauschen-abwaerts-billiges-gas-kaeufersstreik-604297> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁶⁰⁷ Ausfelder et al. 2022: 8, 38.

⁶⁰⁸ Infos von ChatGTP. Wie viel Strom braucht ein grüner Haber-Bosch-Prozess?

abgeschriebenen Anlage, sonst 350 Euro / Tonne, blauer Ammoniak liegt bei 400 Euro / Tonne.⁶⁰⁹ Die Produktionskosten für grünen Ammoniak könnten bis 2030 auf 750 bis 1540 Euro pro Tonne sinken, es gäbe aber nicht genug erneuerbare Energien dafür, deshalb wird gar nicht weiterverfolgt, inwiefern grüner Ammoniak eingesetzt werden kann.⁶¹⁰ Aber CCS ist auch nicht genügend da 😊

Wie viel Wasserstoff für eine grüne Ammoniakproduktion in Deutschland, Bierdeckelrechnung: 177 kg H₂ für 1 Tonne Ammoniak ... Deutschland produzierte 2023 1,8 Mill. Tonnen Ammoniak ... das sind 318.600.000 kg bzw. 318.600 Tonnen Wasserstoff / den Thyssen Nucera Wert von 56.000 = 5,6 ... 5,6 mal 4,4 Terawattstunden: 25 Terawattstunden ... man bräuchte dafür 5 – 6 Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseure mit einem Stromverbrauch von 25 Terawattstunden. Erscheint nicht unmöglich, dies zu bauen und auch Strom durch erneuerbare Energien ist hierfür ggf. genug da. Bleibt also einzig das Problem mit dem hohen Preis für grünen Ammoniak.

😊 Wenn man Ammoniak als zweiten universellen Energieträger einsetzen will, dann wird sich die Produktion verzehnfachen oder verhundertfachen, dann braucht man mehr ... 250 Terawattstunden oder 2500 Terawattstunden eben ...

Normalerweise emittiert die Ammoniak Industrie pro Tonne Ammoniak 1,9 Tonnen CO₂, die Ammoniakproduktion kommt für 440 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr auf.⁶¹¹

Bierdeckelrechnung für den weltweiten CO₂-Ausstoß durch die Ammoniakproduktion: 440.000.000 / 1,9 = ... dies korrespondiert mit einer weltweiten Produktion von Ammoniak von 231 Mill. Tonnen (es sind aber weltweit 185 Mill. Tonnen⁶¹²), vor allem für Düngemittel, die Harnstoffproduktion, Sprengstoffe und sonstige Anwendungen.

Wie viel Wasserstoff bräuchte man für eine grüne Ammoniakproduktion weltweit, Bierdeckelrechnung: Um eine Tonne Ammoniak herzustellen werden 0,823 Tonnen Stickstoff und 0,177 Tonnen Wasserstoff benötigt.⁶¹³ Wie viel Wasserstoff ist für 185 Mill. Tonnen Ammoniak nötig? 0,177 * 185.000.000 Tonnen = 32.745.000 ... also ca. 33 Mill. Tonnen. Rechnet man wieder mit der 500 MW Elektrolyseanlage von Thyssenkrupp Nucera mit 56.000 Tonnen: 33.000.000 / 56.000 = 589, d.h. d.h. 589 Elektrolyseure mit, s.o. 4,4 TWh Verbrauch = **2591 TWh Strom** bräuchte man weltweit für die Bereitstellung von Wasserstoff für die grüne Ammoniakherstellung.

185.000.000 Tonnen Ammoniak * 10,9 MWh = 2.016.500.000 MWh, das sind 2.016.500 Gigawattstunden, das sind **2.016 Terawattstunden**. Das stimmt von der Dimension her grob mit meinen Berechnungen oben überein, siehe Ausfelder et al. (2022).⁶¹⁴ An einer anderen Stelle gibt Ausfelder et al. (2022) niedrigere Zahlen an : 156.000.000 Tonnen Ammoniak weltweit * 2,32 MWh = 361.920.000 MWh = 361.920 Gigawattstunden = **361 Terawattstunden**, siehe DECHEMA / Ausfelder et al. 2022: 41).⁶¹⁵

⁶⁰⁹ Ausfelder et al. 2022: 31-32.

⁶¹⁰ Ausfelder et al. 2022: 38.

⁶¹¹ Ausfelder et al. 2022: 12.

⁶¹² 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.

⁶¹³ S. 2, Bundesumweltamt. Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff, 28. Februar 2022, siehe:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_a_mmoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf - Zugriffen: 07.06.2024.

⁶¹⁴ Ausfelder et al. 2022: 31.

⁶¹⁵ Die Stromkosten von 2,32 MWh pro Tonne Ammoniak gibt an Ausfelder et al. 2022: 41.

Siehe auch: Ammonia Technology Roadmap 2021 IEA.⁶¹⁶

Die Anlagentechnik für grünen Ammoniak ist vorhanden. Thyssenkrupp Uhde verlautbar, dass es in der Lage ist eine (große) Anlage herzustellen, die bis zu 5000 Tonnen grünen Ammoniak pro Tag produziert (das sind 1.825.000 Tonnen bzw. 1,8 Mill. Tonnen im Jahr).⁶¹⁷ Die Firma Linde kann weiterhin Stickstoff, Sauerstoff und Argon in einer Luftzerlegeanlage produzieren, wobei Stickstoff auch für die Ammoniakproduktion gebraucht werden kann, siehe etwa die Anlage in Vejle, Dänemark⁶¹⁸ oder in Röthenbach.⁶¹⁹ Linde kann, so die Webseite, weiterhin auch die nachgelagerten Anlagen bauen, etwa für eine grüne Ammoniakproduktion.⁶²⁰ Die Firma Linde probiert derzeit in größerem Stil die PEM-Elektrolyseur Technik aus, mit einem 24 MW Elektrolyser in Leuna, Deutschland, und es wird ein ebensolcher Elektrolyseur auch für die Düngemittelfirma Yara in Porsgrunn, Norwegen, gebaut, der Wasserstoff für die dortige Ammoniakherstellung bereitstellen soll, wobei dort der Wasserstoff nur zugemischt wird, es wird dort CO₂ armer Ammoniak hergestellt nicht grüner Ammoniak.⁶²¹ In Beaumont, USA, baut Linde für 1,8 Mrd. eine blaue Ammoniakfabrik für 1,1 Mill. Tonnen Ammoniak pro Jahr, mit einer Luftzerlegeanlage, bei der aber 1,7 Mill. Tonnen CO₂ im Sinne von CCS aufgefangen und sequestriert werden sollen.⁶²² Sinomach aus China ist offenbar ebenso in der Lage eine grüne Ammoniakanlage zu bauen, siehe Youtube Infos.⁶²³ Obwohl also viele Unternehmen in der Lage sind eine solche Anlagen zu bauen, habe ich keine Infos über eine bestehende Anlagen gefunden:

Eine große grüne Haber-Bosch Anlage gibt es weltweit bislang allerdings noch nicht. Es gibt allerdings ein Projekt in Bau in Neom in Saudi-Arabien und es kommen derzeit (Februar 2026) immer mehr Informationen dazu, dass Projekte in Planung sind, dies liegt offenbar daran, dass nicht Wasserstoff direkt, sondern zuerst grüner Ammoniak hergestellt werden wird, der dann wieder in Wasserstoff zurückverwandelt wird:

Dass der Bau bisher zögerlich erfolgte scheint auch an den Baukosten zu liegen: eine vollständig grüne Haber-Bosch-Anlage wird auf 900 Mill. Euro geschätzt.⁶²⁴

Der Technology Readyness Level TRL einer genuin grünen Haber-Bosch-Ammoniak Anlagen scheint offenbar auch deshalb auf 7⁶²⁵ eingestuft worden sein.

⁶¹⁶ Siehe: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap> - Zugriffen: 24.02.2024.

⁶¹⁷ Siehe Thyssenkrupp, Stories, Nachhaltigkeit & Klimaschutz: <https://www.thyssenkrupp.com/de/stories/nachhaltigkeit-und-klimaschutz/warum-die-energie-wende-nur-mit-gruenem-ammoniak-gelingen-wird> - Zugriffen: 03.09.2024.

⁶¹⁸ Siehe: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie_flexible_luftzerlegung_in_daenemark_100_tage_erfolgreich_in_betrieb - Zugriffen: 05.09.2024.

⁶¹⁹ Siehe: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/linde-nimmt-luftzerleger-in-roethenbach-in-betrieb.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

⁶²⁰ Siehe: <https://www.linde-engineering.com/products-and-services/process-plants/hydrogen-and-synthesis-gas> - Zugriffen: 05.09.2024. Siehe auch das Youtube Video von Linde, 20.12.2021: <https://www.youtube.com/watch?v=6l4hVPxd02Y> – Zugriffen: 05.09.2024.

⁶²¹ Siehe: <https://www.linde.com/clean-energy/our-h2-technology/electrolysis-for-green-hydrogen-production> - Zugriffen: 05.09.2024.

⁶²² Siehe: <https://www.linde.com/news-and-media/2023/linde-to-invest-1-8-billion-to-supply-clean-hydrogen-to-oci-s-world-scale-blue-ammonia-project-in-the-u-s-gulf-coas> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁶²³ Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=m-GYonbxehU> – Zugriffen: 04.09.2024.

⁶²⁴ WasserstoffKompass Dechema Chemische Industrie 2024: 14.

⁶²⁵ WasserstoffKompass Dechema Chemische Industrie 2024: 15. Die dort präsentierte Info, dass Fertibera und Iberdrole eine solche Pilotanlagen im Einsatz haben, ist falsch.

Fraglich ist, ob die bestehenden großen Anlagen i.S. von Retrofit verändert werden können, wobei der zweite Produktionsschritt der Haber-Bosch-Synthese erhalten bleiben würde, in Deutschland sind dies Yara Brunsbüttel (1,1 Mill. Tonnen CO₂), BASF Ammoniak Fabrik 4 in Ludwigshafen (0,8 Mill. Tonnen CO₂) und SKW Stickstoffwerke Piesternitz in Wittenberg, Ammoniakanlage 1 und 2 (1,8 Mill. Tonnen CO₂).⁶²⁶ Jedenfalls wird in Brunsbüttel bei Yara bald auch eine Wasserstoffpipelines vorbeiführen, die Hyperlink III von Gasunie.⁶²⁷ Und in Piesternitz wird, siehe unten mehr dazu, bald ein Elektrolyseur gebaut werden.

Proton Ventures, ein Planungsbüro schreiben, dass derzeit 250 grüne Ammoniakprojekte und 30 Ammoniakhafenterminals in Bau sind⁶²⁸, es ist aber unklar, ob es um genuin grüne oder ‚nur‘ CO₂-arme Projekte geht. Meine Suche im Internet ergibt:

Immerhin eine Anlage wird derzeit in Saudi-Arabien gebaut und befindet sich offenbar kurz vor der Fertigstellung: Eine grüne Haber-Bosch Anlage soll in der saudi-arabischen neuen Stadt Neom gebaut werden, von ACWA Power, die Windkraftanlagen stammen vom chinesischen Hersteller Envision, hergestellt werden sollen 600 Tonnen Ammoniak pro Tag, siehe hier.⁶²⁹ (im Jahr also 219.000 Tonnen, eine mittelgroße Anlage). Der Elektrolyseur 'Element One' stammt von Thyssenkrupp, es gab einen staatlichen Förderbetrag von 1,5 Mill. Euro (unnötig!).⁶³⁰ Die Produktionsanlage wird aufgebaut von Air Products, dem großen Industriegashersteller aus den USA.⁶³¹ Es gibt Kostenangaben im Internet von 8,4 Mrd. US\$.⁶³² (Air Liquide ist der große Industriegashersteller aus Frankreich)

Die Hintco hat organisiert, dass ab 2027 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.⁶³³ ACWA Power will in Italien ein Ammoniak Import Terminal bauen, um dort Ammoniak anzulanden, um es dort in das EU-Wasserstoffpipelinennetz einzuspeisen.⁶³⁴ Die Hintco Lot 1 Lieferung von Fertiglobal wird im Hafen von Rotterdam angenommen, dort wird eine Wasserstoff-zu-Ammoniak Cracker gebaut. Im Hafen von Antwerpen wird auch ein Cracker gebaut.⁶³⁵

⁶²⁶ Siehe die Liste von Industrieanlagen mit hohen Emissionen vom WWF 2023: 12-14.

⁶²⁷ Siehe: <https://www.hyperlink-gasunie.de/ueber-hyperlink/hyperlink-3> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶²⁸ Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶²⁹ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/neom-project-reaches-financial-close-30-year-offtake-secured/> - Zugriffen: 06.03.2025.

⁶³⁰ Siehe: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Praxisbeispiele/element-one.html> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶³¹ Siehe: <https://www.airproducts.de/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex> - Zugriffen: 22.02.2026. Siehe:

⁶³² Siehe: <https://www.gasworld.com/story/saudi-neom-green-hydrogen-company-secures-8-4bn-funding-for-worlds-largest-production-facility/> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶³³ Siehe: <https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven> - Zugriffen: 06.07.2025.

⁶³⁴ Siehe: <https://www.acwapower.com/news/acwa-power-and-snam-sign-mou-for-green-hydrogen-and-ammonia/> - Zugriffen: 06.03.2025.

⁶³⁵ Die Lot 1 Lieferung von Fertiglobal läuft über Rotterdam, siehe diesen Überblick über viele Aktivitäten im Hafen von Rotterdam zum Thema Wasserstoff: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemittelungen/das-wasserstoffsystem-nimmt-gestalt> - Zugriffen: 22.02.2026. Air Liquide meldet am 13. November 2025 den Betrieb einer ersten Pilotanlage im Hafen von Antwerpen:

<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-kohlenstoffarme-lieferketten> - Zugriffen: 22.02.2026.

Dies ist offenbar auch der Grund dafür, warum in Wilhelmshaven nun auch eine Anlage gebaut werden soll, um Ammoniak aus Schiffen zu löschen und auch ein Ammoniak-Cracker, der Ammoniak in Wasserstoff umwandeln kann, siehe die Webseite des Niedersächsischen Wasserstoff Netzwerks.⁶³⁶

Neu wird am 2.2.2026 vom Handelsblatt gemeldet, dass die Bundesregierung ihre Partnerschaft im Bereich Wasserstoff mit Saudi-Arabien erweitern will, beim Besuch von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) wurde eine Energiepartnerschaft vereinbart. EnBW und das saudische ACWA Power unterzeichneten eine Absichtserklärung zum Aufbau eines Crackers, der aus Ammoniak Wasserstoff herstellen kann im Rostocker Hafen.⁶³⁷ Es könnte sein, dass dieser Cracker von ARAMCO und Linde gebaut wird, siehe etwa hier.⁶³⁸

Die saudische ACWA Power will auch in Europa grünen Wasserstoff herstellen und hat dazu mit Snam ein Memorandum of Understanding unterzeichnet. Dabei geht es auch um den South H2 Korridor, und darum, wie grüner Wasserstoff nach Europa transportiert werden kann. Hierzu soll ein Ammoniak Import Terminal in Italien gebaut werden, offenbar um aus Ammoniak Wasserstoff herzustellen, welches dann in den South H2 Korridor eingespeist werden soll (27.01.2025).⁶³⁹ ACWA Power ist eben auch der Partner von SEFE, der 200.000 Tonnen grünen Wasserstoff nach Europa liefern will (03.02.2025).⁶⁴⁰ ACWA Power führt weitere Projekte durch u.a. in Usbekistan ... Ägypten ... in Korea mit Posco.⁶⁴¹

Der Transport von Ammoniak über Schiffe ist problemlos möglich, auch bei großen Mengen: Ammoniak Cracker haben 90 % Wirkungsgrad, also es kommt viel Wasserstoff an, es wird aber Energie für das Cracken benötigt. Bierdeckelrechnung: Also kommt bei einem 70.000 t Schiff für Ammoniak (Ammoniak-Transport-Schiff: Bow Pioneer - ein etwas kleineres Schiff, die BW Liberty schafft ca. 50.000 t) ungefähr auch so viel Wasserstoff an. Geht man davon aus, dass Deutschland 10 Mill. t Wasserstoff braucht, ein hoher Wert, ist schon dies möglich: 10.000.000 / 70.000, das sind ‚nur‘ 142,8 Schiffsladungen, ungefähr jeden 2 Tag kommt 1 Schiff in Rotterdam, Antwerpen, Wilhelmshaven oder Rostock an (bei der Hälfte, wären es nur 70 Schiffsladungen - und auch diese Anzahl Schiffe könnte man problemlos bauen), spricht: über Schiffe kann man ggf. größere Mengen Ammoniak nach Deutschland bringen. Derzeit werden auch noch größere Schiffe gebaut.⁶⁴²

Aktuell, vom 12.01.2026 ist die Information, dass Uniper 500.000 t Wasserstoff pro Jahr von AM Green Ammonia India importieren will. Eine erste Fabrik für grünes Ammoniak mit 1 Mill. t pro Jahr Kapazität ist in Kakinada, Andhra Pradesh, in Bau und soll ab 2028 beginnen, die ersten Mengen grünen Ammoniak zu liefern, beteiligt am Projekt sind Casale, Air Liquide, Rely (ein Joint Venture von

⁶³⁶ Siehe: <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/green-wilhelmshaven/> - Zugriffen: 29.06.2025.

⁶³⁷ Siehe Handelsblatt, 2.2.2026: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-wie-saudi-arabien-deutschlands-wasserstoff-plaene-retten-koennte-01/100195522.html> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶³⁸ Siehe: <https://www.oilandgasmiddleeast.com/news/aramco-linde-to-jointly-develop-ammonia-cracking-technology> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶³⁹ Siehe: <https://www.acwapower.com/news/acwa-power-and-snam-sign-mou-for-green-hydrogen-and-ammonia/> - Zugriffen: 06.03.2025.

⁶⁴⁰ Siehe: <https://www.acwapower.com/news/acwa-power-and-sefe-partner-to-deliver-200000-tonnes-of-green-hydrogen-annually-to-germany-and-europe/> - Zugriffen: 06.03.2025.

⁶⁴¹ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/organization/acwa-power/> - Zugriffen: 06.03.2025.

⁶⁴² Siehe S. 18, Holst, M.; Wunsch, A.; Binnering, S.; Burger, D., Zeller, C.; Malzkuhn, S.; Munko, B.:

Transportschiffe für den Transport nachhaltiger Energieträger: Stand der Technik und Entwicklungen, 2025.

Siehe: 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%88ge_r.pdf - Zugriffen: 22.02.2026.

Technip Energies und John Cockerill, Toyo, Gentari, NTPC Renewables und vielen anderen). Nach den Firmennamen zu urteilen, scheint es sich um ein seriöses Projekt zu handeln, das auch umgesetzt werden. Das Projekt soll den EU RFNBO Standards genügen können, damit ist wohl gemeint, dass die erneuerbaren Energien zusätzlich noch neu dazu gebaut werden, damit man nicht von schon vorhandenen erneuerbaren Energien Strom wegnimmt und dies nicht mehr den Bewohnern des Landes zur Verfügung steht.⁶⁴³ Indien hat z.B. bereits Erfahrung mit dem Bau großer Solarparks, so könnte man auch für dieses Projekt ggf. Strom erzeugen.⁶⁴⁴

Die indische Firma ACME will ein Vorreiter bei der Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak werden und hat das Ziel für 2023 10 Mill. Tonnen grünen Ammoniak herzustellen. Eine erste Fabrik für grünes Ammoniak steht offenbar in Bikaner, Rajasthan. Im Moment wird in Duqm, Oman, eine weitere Fabrik für 100.000 Tonnen grünem Ammoniak gebaut. Geplant sind 4 grüne Ammoniakprojekte, mit einer insgesamten Kapazität von 4,5 Mill. Tonnen.⁶⁴⁵ Die ACME Green Hydrogen & Ammonia Plant in Bikaner ist allerdings sehr klein, siehe Google, aber direkt darüber findet sich ein riesiger 890 MW Solarpark der Firma Avaada, es gibt also potentiell eine günstige Stromversorgung für Elektrolyseure. Avaada selbst ist eine interessante Firma, die weitere große Solarparks baut⁶⁴⁶, aber nicht nur das, sie kann ebenfalls Solarzellen fertigen, angefangen mit Ingots, so Wafern, Zellen und Modulen. Sie will ebenso grünen Ammoniak, grünes Methanol und grünes Kerosin herstellen, siehe deren Webseite.⁶⁴⁷ Avaada Solar sieht sich als Teil von Narendra Modis Ziel des Atmanirbhar Bharat Indien wirtschaftlich unabhängiger zu machen.⁶⁴⁸

Es zeichnet sich also ab, dass grüne Haber-Bosch Anlagen nicht nur funktionsfähig sind, sondern auch in größerer Anzahl gebaut werden. Ammoniak wird allerdings nicht primär für die Düngemittelproduktion hergestellt, sondern als Grundstoff, der zu Wasserstoff umgewandelt werden kann, etwa für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie in wasserstoffbasierte Prozesse. Es zeichnet sich ab, dass Saudi Arabien mit dem staatlichen Konzern, ACWA Power, vorausgeht, auch mit einer Vielzahl von Kooperation, Indien will nachfolgen, es geht um große Lieferverträge zwischen diesen beiden Ländern und Deutschland, mit dem großen Gasimporteure und Energieunternehmens UNIPER, dass zu 99,2 % in der Hand des deutschen Staates ist.⁶⁴⁹

Hier kann man also wirklich einen Haken dransetzen, spannend sind nur noch die Kosten, wie viel der Ammoniak und der Wasserstoff, produziert bei idealem Sonnenschein und mit Solarpanels und Windkraftanlagen aus China - Elektrolyseuren aus Deutschland - und erst teuren Anlagen aus westlichen Ländern - dann billigen Anlagen aus China - und günstigen Schiffen aus Korea oder später

⁶⁴³ Uniper AM Green Ammonia: <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: 22.02.2026.

⁶⁴⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Solarenergie_in_Indien - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶⁴⁵ So die Webseite der Firma ACME: „We have commissioned the world’s first Green Ammonia project in Bikaner, Rajasthan, setting a new global benchmark for sustainable energy production. Building on this success, we are constructing Phase 1 of our 0.1 million metric tons per annum (MMTPA) of Green Ammonia project in Duqm, Oman. We are currently spearheading the development of 4 Green Ammonia projects, totalling a capacity of 4.5 MMTPA of Green Ammonia or its equivalent Green Hydrogen and its derivatives. By 2032, our mission is to develop a portfolio of 10 MMTPA of Green Ammonia (or its equivalent Hydrogen).“ Siehe: <https://www.acme.in/green-molecules> - Zugriffen: 04.02.2025.

⁶⁴⁶ Siehe: <https://www.solarserver.de/2024/02/15/avaada-energy-gewinnt-1-400-mw-photovoltaik-projekte-in-indien/> - Zugriffen: 04.02.2025.

⁶⁴⁷ Siehe: <https://avaada.com/> - Zugriffen: 04.02.2025.

⁶⁴⁸ Siehe: <https://avaadasolar.com/> - Zugriffen: 04.02.2025.

⁶⁴⁹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Uniper> - Zugriffen: 22.02.2026.

China dann kostet, wobei die 10 % Kosten bei der Umwandlung in Wasserstoff sicher nicht mehr den Hauptposten ausmachen werden!!!!

Und es stellt sich die Frage, ob kleinere Länder in der Lage sind solche Projekte zu stemmen: Es geht nicht nur um den Bau einer grünen Haber-Bosch-Anlage, sondern um große Solarfelder und Windparks für den Strom und dann noch die Elektrolyseure für den Wasserstoff. Sobald es um Milliardensummen geht, siehe Neom, hier wurde die Summe von 8,4 Mrd. US\$ genannt (für 200.000 t Ammoniak im Jahr - die SKW Piesteritz in Wittenberge hat, wenn alle Anlagen laufen, eine 4 Mill. t fossile Ammoniakkapazität - die Angaben für Neom sind aber im Internet teils widersprüchlich), kann dies eine kleiner Staat wie der Oman und eine kleinere Entwicklungsgesellschaft dies sicher nicht bewältigen. Man kann also davon ausgehen, dass viele kleinere Projekte nicht realisiert werden, aber eines ist klar: Immerhin ist der Start in eine Ammoniak-Wasserstoff-Wirtschaft nun passiert - und man wird bald mehr über die tatsächlich realisierbaren Kostenstrukturen wissen!!!

Auch im Oman sind mehrere grüne Ammoniakfabriken in Planung, im Duqm Industriepark. Beispiel ist die indische Firma ACME Power mit einem Projekt, das schon 2023 vom TÜV Rheinland als grün zertifiziert wurde, explizit wird dabei ein grüner Haber-Bosch-Prozess erwähnt, die Anlage ist aber offenbar noch nicht fertiggestellt.⁶⁵⁰ Ebenso in Oman plant der englische Investor Yamna bis 2030 eine grüne Ammoniakanlage. Yamna wird von HYCAP, einer Investitionsgesellschaft, die im Wasserstoffbereich investieren will, finanziert, Yamna plant auch Anlagen in Brasilien und Marocco.⁶⁵¹ Man hat hier allerdings den Eindruck, dass man hier nur plant und dann weitere Investoren braucht, um das Projekt überhaupt durchzuführen.

Es gibt eine kleinere Testanlage in Ramme in Dänemark, von Skovgaard Energy, Vestas und Topsoe, die mit Solar- und Windenergie läuft und auf variablen Strom eingestellt ist, sie hat am 22.12.2025 den Betrieb aufgenommen und kann jährlich 5000 Tonnen grünes Ammoniak herstellen, diese Anlagen wurde vom dänischen Staat mit 11. Mill. Euro gefördert.⁶⁵²

Neu ist für mich ebenso diese Info dazugekommen: In Kanada soll in Point Tupper in Nova Scotia von der Firma Everwind ebenfalls eine grüne Ammoniakproduktion beginnen, die 2026 erstmals 1 Mill. Tonnen herstellen will. Das grüne Ammoniak soll per Schiff weltweit vertrieben werden. Dazu sollten erneuerbare Energien aufgebaut und PEM Elektrolyseure installiert werden. Everwind schreibt, dass die grüne Ammoniakproduktion der EU-Definition genügt, dass erneuerbare Energien zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden und mindestens 70 % Treibhausgasreduktion im Vergleich zur konventionellen Produktion vorliegt.⁶⁵³ Ich kann die Frage nicht beantworten, ob der grüne Wasserstoff nur beigemischt wird und damit die 70 % erreicht wird oder ob hier eine genuin grüne Haber-Bosch-Anlage aufgebaut wird. Die kanadische Regierung hat 22 Mill. US\$ Fördergelder

⁶⁵⁰ Siehe: <https://acme-ghc.in/oman-project> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁶⁵¹ Siehe: <https://www.yamna-co.com/about-us-yamna/> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁶⁵² Siehe: <https://www.topsoe.com/news/worlds-first-dynamic-green-ammonia-plant-starts-operations-in-denmark> - Zugegriffen: 22.02.2026.

⁶⁵³ "Certified Green Our green hydrogen and green ammonia will meet the strict definitions of green fuels, including those set by the European Commission for Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO). These fuels must be produced using new renewable energy and achieve a greenhouse gas emissions intensity reduction of at least 70% in order to be certified as RFNBO-compliant. We are among the first projects to be pre-certified by a third-party auditor to meet these requirements." Siehe: https://everwindfuels.com/projects/point_tupper - Zugegriffen: 29.06.2025.

vergeben, es geht auch darum, dieses Ammoniak als Schiffstreibstoff einzusetzen, um einen grünen Shipping Corridor zu den großen Seen zu etablieren⁶⁵⁴, siehe auch hier.⁶⁵⁵

Eine grüne Haber-Bosch Anlage soll offenbar von der niederländischen Firma Proton Ventures gebaut werden, das Iracema Projekt in Pecem, Brasilien.⁶⁵⁶ Geplant ist in der ersten Phase eine Produktion von 400.000 Tonnen, mit 540 MW Strombedarf, davon 450 MW für den Elektrolyseur.⁶⁵⁷ Das Projekt soll in Zusammenarbeit von Casa dos Ventos, ein brasilianisches Unternehmen für erneuerbare Energien, an dem TotalEnergies zu 34 % beteiligt ist, Comerc energia, ein Energiehändler, der zu 50% Vibra Energia gehört, Proton Ventures und Trammo, ein führender Ammoniak Händler, der 24 % des weltweiten Ammoniakhandels kontrolliert und auch über Schiffe verfügt, durchgeführt werden.⁶⁵⁸ Unter diesem Link gibt es eine ausführliche Projektpräsentation.⁶⁵⁹ Als ein Grund für das Projekt wird genannt, dass es mehr und mehr Bedarf für grünen Ammoniak geben wird, u.a. auch in Europa, vielleicht kann Brasilien mit 84 % seines Strom, der aus erneuerbaren Energien herstellt, u.a. aus Wasserkraft, sogar die EU Vorschriften für grünen Ammoniak in RED II erfüllen, etwa in einem Submarkt in Brasilien, in dem 97 % erneuerbar sind.⁶⁶⁰ Es ist nämlich geplant, den Elektrolyseur einfach an das bestehende brasilianischen Stromnetz anzuschließen – der springende Punkt ist hier, dass man z.B. nicht noch in erneuerbare Energien investieren muss, was erhebliche Kosten einspart.⁶⁶¹ Die Idee ist also gut, es irritiert ein wenig, dass dieses Projekt nicht auf der ProtonVentures Webseite erwähnt ist, ggf. fällt es unter internationale Projekte, aber derzeit scheint es so, dass das Projekt nicht weiterverfolgt wird.⁶⁶² Nordex will mit dem brasilianischen Unternehmen Viera eine Wasserstoffproduktion aufbauen⁶⁶³, ist gibt im Internet dazu aber keine Bestätigung. In Brasilien gibt es viel Aktivität rund um Windkraft und auch lokale Herstellungskapazitäten für Turbinen, Rotorblätter etc. ⁶⁶⁴

Berichtet wird auf der informativen Webseite Ammonia Energy Association⁶⁶⁵ aus Australien von einem Projekt von Wesfarmers Chemicals, Energy & Fertilizers mit dem Energieversorger APA Group, der überlegt, einen Elektrolyseur in der Nähe von Pinjarra aufzubauen, wo auch eine Pipeline vorhanden ist, mit der man Wasserstoff zu WesCEFs Kwinana Ammoniak Fabrik bringen kann. In der dritten Phase soll dort ein 900 MW Elektrolyseur stehen, der 312 Tonnen Wasserstoff pro Tag

⁶⁵⁴ Siehe: <https://www.offshore-energy.biz/canadian-government-invests-22-million-in-everwinds-green-fuels-hub/> - Zugriffen: 29.06.2025.

⁶⁵⁵ Siehe: <https://novascotia.ca/nse/ea/bear-head-energy/> - Zugriffen: 29.06.2025.

⁶⁵⁶ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-exports-from-brazil-project-iracema/> - Zugriffen: 04.03.2025.

⁶⁵⁷ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-exports-from-brazil-project-iracema/> - Zugriffen: 04.03.2024.

⁶⁵⁸ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-exports-from-brazil-project-iracema/> - Zugriffen: 04.03.2024.

⁶⁵⁹ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2023/11/Project-Features-speaker-slides-Nov-2023.pdf> - Zugriffen: 04.03.2025.

⁶⁶⁰ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-exports-from-brazil-project-iracema/> - Zugriffen: 04.03.2025.

⁶⁶¹ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/renewable-ammonia-exports-from-brazil-project-iracema/> - Zugriffen: 04.03.2025.

⁶⁶² Siehe: <https://protonventures.com/projects/> - Zugriffen: 04.03.2025.

⁶⁶³ S. 4-10, siehe: Brasilien On- und Offshore-Windenergie, August 2023. Siehe: <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2023/zma-brasilien.pdf?blob=publicationFile&v=2> – Zugriffen: 22.04.2025.

⁶⁶⁴ S. 4-10, siehe: Brasilien On- und Offshore-Windenergie, August 2023. Siehe: <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2023/zma-brasilien.pdf?blob=publicationFile&v=2> – Zugriffen: 22.04.2025.

⁶⁶⁵ Siehe: <https://ammoniaenergy.org>

herstellen kann, womit 610.000 Tonnen Ammoniak im Jahr hergestellt werden können.⁶⁶⁶ Vielleicht wird dann später dort eine genuin grüne Ammoniakproduktion aufgebaut.

Es ist schon deshalb nicht möglich alle Ammoniak-Firmen auf Projekte hin zu analysieren, weil viele Ammoniakfirmen staatliche Firmen sind und eingegliedert sind in großen staatlichen Petrochemie- und Chemiefirmen, etwa Sinofert in China, dessen Jahresbericht nur auf Chinesisch vorliegt.

Wikipedia meldet für China die folgenden, konventionellen Ammoniak Produktionszahlen: 39 Mill. Tonnen (1 Mill. Tonnen wäre ein großes Ammoniakwerk mit zwei Anlagen), Indien 12,2 Mill. Tonnen (die mit teurem LNG laufen), Russland 16,1 Mill. Tonnen, Indonesien 5,9 Mill. Tonnen, Saudi Arabien 4,3 Mill. Tonnen, hier nur als Beispiel, bei insgesamt weltweit 147 Mill. Tonnen.⁶⁶⁷

Der Ammonia Technology Roadmap Bericht der IEA⁶⁶⁸ weist auf die hohen Produktionssteigerungen in der konventionellen Produktion in China und Indien etwa hin. Letztlich müssen alle diese Werke auf Wasserstoff umgestellt werden, und eben auf Elektrolyse und große Mengen erneuerbarer Energien. Ein Start ist also gelungen, aber ein breiter Umbau findet noch nicht statt.

Beispiele für Aktivitäten von europäischen Ammoniakherstellern:

SKW Stickstoffwerke Piesteritz. Die SKW Stickstoffwerke Piesteritz neben Wittenberg, Sachsen-Anhalt, stellen Ammoniak her, daraus Düngemittel und u.a. AdBlue, es gehört dem tschechischen Unternehmen Agrofert.⁶⁶⁹ SKW Piesteritz hat eine Produktionskapazität von 4 Mill. t Ammoniak im Jahr.⁶⁷⁰ Dem SKW Stickstoffwerk geht es nicht gut, sonst hätte es im Januar 2025 nicht eine seiner zwei Ammoniakanlagen abgestellt, Grund seien die Energiepreise, aber auch steigende Importe aus Russland.⁶⁷¹ SKW Piesteritz Chef Carsten Franzke hat es u.a. mit seinem Engagement geschafft, dass nun die Gasspeicherumlage auf dem Erdgaspreis abgeschafft wird, siehe den neuen Koalitionsvertrag von CDU/SPD, dies hatte bei ihm zu 40 Mill. Euro Kosten geführt, bei einem Umsatz von 800 Mill.⁶⁷² Die Verdopplung der Kapazität war erst 2021 begonnen worden.⁶⁷³ SKW Stickstoffwerke Piesteritz kooperieren mit Uniper, um in Wilhelmshaven grünen Ammoniak importieren zu können, will aber auch Uniper mit der eigenen Lagerstruktur helfen.⁶⁷⁴ Die STX Group liefert Biomethan um eine CO₂ armes AdBlue herzustellen.⁶⁷⁵ Die Bundesregierung fördert einen energiesparenden Vorverdichter mit 4,9 Mill. Euro, der 20 Mill. kostet, der spart CO₂ ein.⁶⁷⁶ Die SKW hat mit RWE einen Ökostromvertrag abgeschlossen und bekommen 40 % des Stroms aus Wasserkraft geliefert, ab

⁶⁶⁶ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/apa-group-and-wescef-renewable-ammonia-production-in-western-australia-via-over-the-fence-hydrogen/> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁶⁶⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ammoniak> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁶⁸ Siehe: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap> - Zugriffen: 20.03.2025.

⁶⁶⁹ Siehe: <https://www.agrofert.cz/en> - Zugriffen: 14.02.2025.

⁶⁷⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Stickstoffwerke_Piesteritz - Zugriffen: 22.02.2026.

⁶⁷¹ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/skw-piesteritz-drosselt-duengemittelproduktion/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁷² Stefan Paravicini. Der ‚Wanderprediger der Chemie‘. FAZ, 10.06.2025. Siehe im Koalitionsvertrag unter der Überschrift ‚Industriestandort Deutschland stärken‘, S. 9.

⁶⁷³ S, 8, SKW Blickpunkt 01.03.2023:

https://www.skwp.de/fileadmin/user_upload/2023_01_Blickpunkt_web.pdf - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁷⁴ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/nachhaltiges-ammoniak-uniper-und-skw-piesteritz-vereinbaren-zusammenarbeit/> - Zugriffen: 13.10.2025.

⁶⁷⁵ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/stx-group-und-skw-piesteritz-kooperieren-bei-der-produktion-von-gruenem-stickstoff/> - Zugriffen: 13.10.2025.

⁶⁷⁶ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/bundeswirtschaftsministerium-foerdert-gruene-trans-formation-der-skw-piesteritz/> - Zugriffen: 13.10.2025.

2025.⁶⁷⁷ In Delitzsch entsteht das Center for the Transformation of Chemistry (CTC), SKW wird mit dem CTC zusammenarbeiten.⁶⁷⁸ Mit einem Green Deal von 400 Mill. wird von SKW in Umweltschutzmaßnahmen investiert, die aber nicht alle mit Klimaschutz zusammenhängen. 45 Mill. wird in Solaranlagen investiert.⁶⁷⁹ SKW hat einen grünen Dünger im Angebot, es wird hier nicht genau gesagt, warum er grün ist.⁶⁸⁰ Möglicherweise ist die Lösung, dass die Firma Nobian grünen Wasserstoff als Überbleibsel seiner Chlor-Alkali-Elektrolyseanlagen aus Frankfurt und Bitterfeld an SKW verkauft.⁶⁸¹ Soweit normal: Sensationell ist allerdings, dass nun auf dem Gelände des ehemaligen Wasserwerks der Stadtwerke Wittenberg ein 500 MW Elektrolyseur, für ca. 1,6 Mrd. Euro, gebaut werden soll, vom Leipziger Energieunternehmen VNG, gebaut vom niederländischen Unternehmen HyCC.⁶⁸² Die Seite der VNG zum Projekt ist hier...⁶⁸³ Auf der HyCC Webseite wird dies als Projekt Greenroot benannt.⁶⁸⁴ HyCC baut auch einen 100 MW Elektrolyseur in Amsterdam, einen 250 MW Elektrolyseur in Rotterdam auf der Maasvlakte, für die Raffinerie von BP für die Entschwefelung, und einen 500 MW Elektrolyseur am Hafen von Amsterdam, neben Hollands einziger Stahlfabrik.⁶⁸⁵ HyCCs kleineres Projekt Djewels basiert oft der Technology McLyzer von McPhy, die mit einer größeren Elektroden arbeiten.⁶⁸⁶ Geplant wird die Anlage von Fichtner Wasserstoff.⁶⁸⁷ Fichtner betreut weltumspannend Projekte in vielen Bereichen.⁶⁸⁸ HyCC⁶⁸⁹ ist ein Joint Venture mit Nobian.⁶⁹⁰ Nobian stellt mit Chlor-Alkali-Elektrolyseuren kohlenstoffarme (nicht vollständig grüne) Natronlauge her, indem es die Elektrolyseure mit Wind- und Sonnenenergie betreibt.⁶⁹¹ Nobian kümmert sich um Stromabnahmeverträge, u.a. auch für Solarparks.⁶⁹² Siehe zu Nobian hier.⁶⁹³ Ein solcher großer Elektrolyseur macht eigentlich nur Sinn, wenn man dann auch eine vollständig grüne Haber-Bosch-Anlage anschließt ... es ist unklar, ob SKW allerdings die finanziellen Möglichkeiten dazu hat ... Derzeit wird das Projekt aber verzögert, da klargeworden ist, dass dies zu höheren Produktionskosten führen wird und es besteht Unsicherheit ob und wann es durchgeführt werden soll.⁶⁹⁴ Eigentlich könnte Uniper auch Ammoniak aus diesem Werk kaufen und in Wasserstoff umwandeln, aber es scheint so, dass die Preise für grünes Ammoniak aus Saudi-Arabien und Indien deutlich niedriger liegen werden ... wie gesagt, da muss man aber abwarten ... und außerdem ist es oft so, dass etwa durch Saudi-

⁶⁷⁷ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/skw-piesteritz-und-rwe-schliessen-oekostromvertrag-ueber-10-jahre/> - Zugriffen: 13.10.2025.

⁶⁷⁸ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/skw-piesteritz-und-ctc-werden-zusammenarbeiten-1/> - Zugriffen: 13.10.2025.

⁶⁷⁹ Siehe: https://www.skwp.de/fileadmin/user_upload/2023_01_Blickpunkt_web.pdf - Zugriffen: 23.10.2024.

⁶⁸⁰ Siehe: <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸¹ Siehe: <https://www.hycc.com/de/unsere-projekte/greenroot2> - Zugriffen: 13.10.2025. Siehe: <https://www.nobian.com/de-de/uber-uns/standorte> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸² Dies wird auch in der Lokalpresse gemeldet, hier ist es entnommen aus SKW Blickpunkt, 04.12.2024: https://www.skwp.de/fileadmin/user_upload/4_Quartal_2024_Blickpunkt.pdf - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸³ Siehe: <https://www.vng.de/de/projekt-greenroot> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸⁴ Siehe: <https://www.hycc.com/de/unsere-projekte/greenroot2> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸⁵ Siehe: <https://www.hycc.com/en/projects> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸⁶ Siehe: <https://mcphy.com/de/>

⁶⁸⁷ Siehe: <https://www.fichtner-wasserstoff.de/> - Zugriffen: 13.02.2023.

⁶⁸⁸ Siehe: <https://www.fichtner.de/> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁸⁹ Siehe: <https://www.hycc.com/en> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁹⁰ Siehe: <https://www.nobian.com/de-de/unsere-geschaefsbereiche/essenzielle-chemikalien/wasserstoff> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁹¹ Siehe: <https://www.nobian.com/de-de/aktuelles/nobian-und-anqore-unterzeichnen-langfristigen-vertrag-uber-die-lieferung-von-kohlenstoffarmer-natronlauge> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁹² Siehe: <https://www.nobian.com/de-de/aktuelles/nobian-axpo-und-wircon-unterzeichnen-langfristigen-solar-stromabnahmevertrag-in-den-niederlanden> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁹³ Siehe: <https://www.nobian.com/de-de/home> - Zugriffen: 13.02.2025.

⁶⁹⁴ Siehe: <https://www.mdr.de/nachrichten/sachsen-anhalt/dessau/wittenberg/skw-piesteritz-vng-gruener-wasserstoff-energie-wende-projekt-100.html> - Zugriffen: 22.02.2026.

Arabien etwa Kredite für den staatlichen Konzern ACWA Power zu günstigen Konditionen vergeben werden d.h. Saudi-Arabien verschenkt an Deutschland Ammoniak ... im Gegenzug dafür baut Saudi-Arabien dafür eine neue fossilfreie Wirtschaft auf, die in Zukunft dann erfolgreich werden kann ... Problem ist, dass dann in Deutschland die erneuerbaren Energien, Elektrolyseur, und Anlagen nicht aufgebaut werden ... aber dies geht eben auch nicht ... da dies zu Produkten führt, die nicht zu verkaufen sind ... Deutschland muss dennoch einen Weg finden, dass seine guten Firmen im Bereich Windkraft, Elektrolyseure und Anlagen wachsen.

Yara. Yara ist ein norwegischer Düngemittelkonzern mit 15,5 Mrd. Umsatz (2023) und ca. 17.000 Mitarbeitern.⁶⁹⁵ Yara hat eine Firmenteil abgespalten hat, der sich ‚Yara Clean Ammonia‘ nennt⁶⁹⁶, die sich z.B. in nicht klar verständlicher Art und Weise dafür engagieren will, in das Deutsche Gasnetz Wasserstoff einzuspeisen, es geht auch um einen Ausbau des Hafens in Rostock für Wasserstoff, was genau passieren soll, bleibt unklar.⁶⁹⁷

Am Standort Sluiskil, neben Terneuzen, in den Niederlanden, steht Europas größte Ammoniak- und Düngemittelproduktionsstätte, mit einer Kapazität von 1,9 Mill. Tonnen Ammoniak pro Jahr. Von 2025 an will Yara von dort jährlich 800.000 Tonnen an der Punktquelle aufgefangenes CO₂ im Northern Lights CCS Projekt verpressen, 15 Jahre lang, insgesamt 12 Mill. Tonne CO₂.⁶⁹⁸

Das Yara Düngemittelwerk in Brunsbüttel stellt Ammoniak her, sowie in einer Harnstoffanlage AdBlue. Das Yara Werk produziert 1,1 Mill. Tonnen Harnstoff und ca. 800.000 Tonnen Ammoniak. Das Yara Werk verbraucht jährlich 0,7 Mrd. Kubikmeter Erdgas, so zumindest Wikipedia.⁶⁹⁹ Infos zu einem klimafreundlichen Umbau gibt es auf der Webseite nicht.⁷⁰⁰

Yara produziert noch keinen genuin grünen Ammoniak mit einer neuartigen Haber-Bosch-Anlage, stattdessen wird grüner Wasserstoff aus Elektrolyseuren zum im Haber-Bosch-Prozess aus Erdgas entstehenden grauen Wasserstoff beigemischt, dies nennt Yara ‚low carbon ammonia‘. In seinem Werk im Heroya Industriepark in Porsgrunn, Norwegen, wird ‚low carbon ammonia‘ hergestellt, indem grüner Wasserstoff zum konventionellen Haber-Bosch Prozess hinzugefügt wird.⁷⁰¹ Hier wird mit einem 24 MW PEM Elektrolyseur 3650 Tonnen Wasserstoff pro Jahr produziert, dadurch wird jährlich 41.000 Tonnen CO₂ eingespart werden. Dazu kommt die Information, dass die Anlage nicht auf voller Kapazität läuft. Und die Anlage produziert graues Ammoniak und nutzt dazu flüssiges Erdgas.⁷⁰² Beteiligt sind in Porsgrunn u.a. für den PEM Elektrolyseur ITM Power aus England⁷⁰³, die Firma Silica aus Berlin, diese kann Wasser aus Wasserstoff entfernen, damit reiner Wasserstoff

⁶⁹⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Yara_International - Zugriffen: 20.03.2025.

⁶⁹⁶ Siehe: <https://www.yara.com/yara-clean-ammonia/> - Zugriffen: 30.11.2024.

⁶⁹⁷ Siehe Yara Pressemitteilung: <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/2023/yara-and-vng-with-commitment-for-cooperation-in-ammonia/> - Zugriffen: 15.11.2024.

⁶⁹⁸ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/yara-commits-to-northern-lights-for-ccs-ammonia-production/> - Zugriffen: 26.01.2025.

⁶⁹⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Yara-Werk_Brunsb%C3%BCttel – Zugriffen: 13.02.2025.

⁷⁰⁰ Siehe: <https://www.yara.de/ueber-yara/yara-deutschland/yara-standorte-deutschland/brunsbuettel/> - Zugriffen: 14.02.2025. Hier müsste man allerdings nochmal die Pressemitteilungen durchsehen.

⁷⁰¹ Siehe: <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-opens-renewable-hydrogen-plant-a-major-milestone/> - Zugriffen: 27.02.2025.

⁷⁰² Siehe: <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-opens-renewable-hydrogen-plant-a-major-milestone/> - Zugriffen: 15.11.2024. Siehe auch diese Links: <https://www.yara.com/news-and-media/media-library/press-kits/renewable-hydrogen-plant-heroya-norway/> - und eine Pressemappe: <https://www.yara.com/siteassets/news-and-media/press-kit/renewable-hydrogen-plant-heroya/yaras-renewable-hydrogen-plant-fact-sheet.pdf> - Zugriffen: 15.11.2024.

⁷⁰³ Siehe: <https://itm-power.com/>

vorliegt.⁷⁰⁴ Ein weiteres Projekt dieser Art plant Yara in Pilbara in Australien, das Projekt YURI, es ist derzeit in der Genehmigungsphase.⁷⁰⁵

In einer Werbebroschüre der Hannover Messe 2024 wird „CO₂-armes Ammoniak“, „grüner Dünger“, „grüner Ammoniak“ austauschbar verwendet, obwohl es ganz andere Dinge sind. Im Yara Werk in Poppendorf in Rostock wurde offenbar dieser Dünger hergestellt, der von der Bindewald-Gutting Mühlengruppe auf 1600 Hektar als Dünger eingesetzt wurde. Das Getreide wird von Harry Brot verarbeitet, dies führt zu einem Brot mit einem um 15 % reduzierten CO₂-Fussabdruck.⁷⁰⁶ Auch hier geht es offenkundig um CO₂-armes Ammoniak und nicht um grünen Ammoniak. Die Firma Lhyfe baut in der Nähe von Le Havre und in der Nähe von einem Ammoniak Werk von Yara einen 100 MW Elektrolyseur, dieser Wasserstoff soll offenbar in dem Ammoniak Werk verwendet werden.⁷⁰⁷

Yara hat (zusammen mit CF Industries) mit dem riesigen japanischen Energieversorger JERA eine Absichtserklärung unterzeichnet ab 2027 an Japan „clean ammonia“ (mit 60 % weniger Emissionen bei der Herstellung) als Treibstoff zu liefern.⁷⁰⁸ JERA selbst ist aktiv im Bereich erneuerbarer Energien.⁷⁰⁹

Im der BMWK Stakeholder Publikation Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024, gibt es, siehe schon oben, Vorschläge für Ammoniak, hier gibt es fünf Stufen von emissionsarmen Ammoniak von 300 kg CO₂-Äquivalent pro Tonne bis 1800 kg CO₂ Äquivalent pro Tonne. Eine Kategorie Beimischung von grünem Wasserstoff zum Erdgas kommt hier nicht vor. Der konventionelle Haber-Bosch-Prozess (dies ist wohl mit Dampfreformierung gemeint) plus CCS und Grünstromnutzung bekommt die Stufe A (die ‚grüne Stufe A‘ basiert also noch auf dem konventionellen Prozess), ‚near-zero‘ Ammoniak wird dann mit grünem Wasserstoff und Grünstrom hergestellt.⁷¹⁰

Yara hat auch eine Zusammenarbeit beschlossen mit der japanischen Firma IHI. Yara hatte zuvor mit der indischen Firma ACME einen Deal abgeschlossen, bei dem ACME grünen Ammoniak im Oman produzieren soll. IHI hat mit ACME eine Deal abgeschlossen, dass ACME in Indien grünen Ammoniak produziert.⁷¹¹ Man darf gespannt sein, ob es diesmal wirklich grüner Ammoniak ist, denn im Oman wären genug Sonne für Solaranlagen vorhanden, die Elektrolyseure kostengünstig betrieben können.

IHI will auch Wissen von Yara, wie der Transport von Ammoniak funktioniert⁷¹², denn dies probiert Yara derzeit aus: Yara und NorthSea Countainer Line AS bauen derzeit das Countainerschiff Yara Eyde, das mit Ammoniak betreiben wird und zwischen Norwegen und Deutschland fahren soll.⁷¹³ Högh

⁷⁰⁴ Siehe: <https://silica.berlin/>

⁷⁰⁵ Siehe: <https://www.yara.com.au/about-yara/about-yara-australia/pilbara/project-yuri/#id-14d785f2-2c01-4b87-a164-7bf4b8a2522c> – Zugegriffen: 15.11.2024.

⁷⁰⁶ Diese Info findet sich in folgender, undatierter Broschüre von Yara zur Hannovermesse 2024: https://www.yara.com/siteassets/hannover-messe-landing-page/yara-clean-ammonia-brochure-de_hannover_2024.pdf - Zugegriffen: 26.01.2025.

⁷⁰⁷ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/frankreich-foerdert-100-mw-elektrolyseur-mit-149-mio-euro/> - Zugegriffen: 30.11.2024.

⁷⁰⁸ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/jera-closes-in-on-clean-ammonia-fuel-supply/> - Zugegriffen: 26.01.2025.

⁷⁰⁹ Siehe: <https://www.jera.co.jp/en/> - Zugegriffen: 26.01.2025.

⁷¹⁰ BMWK. Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe, Mai 2024: 28.

⁷¹¹ Siehe: <https://www.offshore-energy.biz/ihi-and-yara-forge-clean-ammonia-ties/> - Zugegriffen: 04.02.2025.

⁷¹² Siehe: <https://www.offshore-energy.biz/ihi-and-yara-forge-clean-ammonia-ties/> - Zugegriffen: 04.02.2025.

⁷¹³ Siehe:

https://www.yara.de/contentassets/4d2b1626d82a4d87941ec0d9d6ad05b4/231108_yara_pr_yaraeyde.pdf - Zugegriffen: 26.01.2025.

Autolines sind auch eine Partnerschaft mit Yara eingegangen und möchten Schiffe mit Ammoniak betreiben.⁷¹⁴ Dies sind die Aurora Klasse Schiffe, von denen ein erstes Schiff 2024 fertiggestellt wurde, die weiteren 12 Schiffe sind bis 2027 fertig, sie können mit Flüssigerdgas, schwefelarmen Öl, Methanol und Ammoniak fahren können. Die Hauptmaschine ist ein Ammoniak Zweitaktmotor von MAN.⁷¹⁵ Siehe hier die Webseite von MAN Energy zu den Tests dieser Zweitaktmotoren in Kopenhagen.⁷¹⁶

Fertibera. Fertibera ist der größte spanischer Düngemittelhersteller, mit 1,59 Mrd. Umsatz (2023).⁷¹⁷ Fertibera und Iberdrole produzieren in ihrem H2F Projekt in Puertollano, Spanien, kein grünes Ammoniak, sondern nur ‚low carbon ammonia‘.⁷¹⁸ Dies gilt für alle Projekte von Fertibera. Mit einem 100 MW Solarpark und einem 20 MW Elektrolyseur wird Wasserstoff hergestellt, welcher zum konventionellen Haber-Bosch-Prozess beigemischt wird, dadurch wird Erdgasbedarf um 10 % verringert und der CO₂-Ausstoß verringert, am Standort werden 200.000 Tonnen Ammoniak hergestellt, ein EU IPCEI-Projekt.⁷¹⁹ Fertibera will mit Cepsa im Onuba Projekt in Palos de la Frontera mit einem 400 MW Elektrolyseur low carbon Ammoniak herstellen, dies ist ein EU IPCEI-Projekt.⁷²⁰ Fertibera will mit Copenhagen Infrastructure Partners und Enagas Renovables im Catalina Projekt in Sagunto 55.000 Tonnen pro Jahr grünen Wasserstoff (keinen Ammoniak) herstellen, Strom für den 500 MW Elektrolyseur kommt von 1,1 GW Landwind und Solarparks, wobei der Wasserstoff durch eine 221 km Wasserstoffpipeline geliefert werden wird.⁷²¹ Im Barents Blue Projekt in Norwegen möchte Fertibera mit Erdgas und CCS blaues Ammoniak herstellen.⁷²² Im Norden Schwedens low carbon Ammoniak, zusammen mit der Agrarkooperative Lantmännen und Nordion Energy, soll das Power2Earth Projekt (oder Green Wolverine Projekt) durchgeführt werden⁷²³, mit einem 600 MW Elektrolyseur.⁷²⁴ Auch hier also keine neue vollständig grüne Haber-Bosch-Anlage.

Weitere Ammoniakhersteller sind: CF Industries.⁷²⁵ Und Trafigura.⁷²⁶

Neuartige Ideen Ammoniak herzustellen

Geforscht wird nach neuartigen Prozessen um Ammoniak herzustellen. Diese sind aber offenbar noch nicht ausgereift. Beispiel PICASO.⁷²⁷ Ammoniak kann auch durch eine Brennstoffzelle hergestellt werden⁷²⁸, auch dies ist nicht im großen Stil einsatzfähig.

⁷¹⁴ Siehe: <https://ammoniaenergy.org/articles/yara-commits-to-northern-lights-for-ccs-ammonia-production/> - Zugriffen: 26.01.2025.

⁷¹⁵ Siehe: <https://www.hoeghautoliner.com/de/die-aurora-klasse> - Zugriffen: 26.01.2025.

⁷¹⁶ Siehe: <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2024/12/03/komplett-mit-ammoniak-betriebener-motor-markiert-neue-%C3%A4ra> – Zugriffen: 26.01.2025.

⁷¹⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fertibera> - - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷¹⁸ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/h2f-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷¹⁹ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/h2f-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷²⁰ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/onuba-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷²¹ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/catalina-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷²² Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/proyecto-barents-blue-noruega/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷²³ Siehe: <https://www.power2earth.se/home>

⁷²⁴ Siehe: <https://www.fertibera.com/en/greenammonia/power2earth-project/> - Zugriffen: 10.02.2025.

⁷²⁵ Siehe: <https://www.cfindustries.com/>

⁷²⁶ Siehe: <https://www.trafigura.com/>

⁷²⁷ PICASO: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/ammoniak-als-wasserstoff-vektor-neue-integrierte-reakortechnologie-fuer-die-energiewende.html> - Zugriffen: 26.12.2024.

⁷²⁸ Siehe: <https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher/> - Zugriffen: 26.12.2024.

Forschung. Mir ist keine öffentliche Forschung bezüglich grüner Haber-Bosch-Anlagen bekannt. In der FAZ wurde in einem Artikel ein Forschungsfortschritt gemeldet: Karma Zuraiqi und Torben Daeneke hätten mit flüssigen Metallkatalysatoren, die Gallium und Kupfer enthalten, den Reaktionsdruck um 98 % und den Wärmebedarf um 20 % senken konnten, bei Ammoniak (es geht im Artikel aber um grünen Ammoniak, hier ist unklar, was gemeint ist).⁷²⁹ Bezüglich konventioneller Ammoniakherstellung gibt es Forschung, siehe etwa den folgenden Forschungsartikel, 2020.⁷³⁰ Und zu Flüssigmetallkatalysatoren von Torben Daeneke in Australien.⁷³¹ Diese Forschung bezieht sich aber, soweit ich den Artikel verstanden habe, vor allem auf den konventionellen Haber-Bosch-Prozess.

Unter anderem hat sich das deutsche Unternehmen Heraeus⁷³² an dem japanischen Start-up Tsubame BHB beteiligt, das verspricht, dass alle Länder der Welt dezentral aus Strom Ammoniak herstellen können, mit einer neuen Methode, die Ammoniak mit deutlich weniger Energie herstellen kann als die Haber-Bosch-Synthese.⁷³³

Siehe auch IRENA. Innovation Outlook Renewable Ammonia 2022⁷³⁴

2.4.3 Methanol / e-Methanol

Ist in der Handhabung noch einfacher als Ammoniak. Aber: Bei der Verbrennung von Methanol gelangt CO₂ in die Luft. Methanol wird normalerweise aus Synthesegas, d.h. Kohlenmonoxid und Wasserstoff mit Hilfe von Zinkoxid-Chromoxid-Katalysatoren hergestellt.⁷³⁵ Bislang wird das Synthesegas durch Dampfreformierung von Erdgas, Kohle oder Braunkohle hergestellt, d.h. Erdgas reagiert mit Wasserdampf, mit Hilfe der Katalysatoren, zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff. „Je nach Kohlenstoffmonoxid zu Wasserstoffverhältnis werden die Produkte Wassergas (CO + H₂), Synthesegas (CO + 2 H₂) oder Spaltgas (CO + 3 H₂) genannt.“⁷³⁶ Es gibt eine große Methanolproduktion aus Erdgas weltweit, es sind 2021 107 Mill. Tonnen.⁷³⁷

Bei der grünen Herstellung von Methanol wird grüner Wasserstoff und grünes CO₂ zu Synthesegas umgeformt. Das Kohlenmonoxid kann durch die umgekehrte Wassergasverschiebereaktion aus CO₂ hergestellt werden.⁷³⁸ Der Katalysator für umgekehrte Wassergasverschiebereaktion enthält beispielsweise Platin Pt, Palladium (Pd) und Rhodium (Rh) und stammt z.B. von der Firma Johnson Matthey^{739, 740}

⁷²⁹ Wolfgang Kempkens. Geht über Wasser. FAZ, 29.10.2024.

⁷³⁰ Siehe: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3062> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷³¹ Siehe hier: <https://academics.rmit.edu.au/torben-daeneke/publications> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷³² Siehe: <https://www.heraeus-group.com/de/>

⁷³³ Siehe: Tsubame BHB: <https://tsubame-bhb.co.jp/en>

⁷³⁴ Siehe: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf - Zugriffen: 15.11.2024.

⁷³⁵ Siehe ausführlich: <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷³⁶ Siehe ausführlich: <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷³⁷ Siehe: <https://netl.doe.gov/research/carbon-management/energy-systems/gasification/gasification/methanol> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷³⁸ Klein 2017: I.

⁷³⁹ Siehe: <https://www.johnson-matthey.de/>

⁷⁴⁰ S. 38, siehe: Fabian Klein. Aufbau und Inbetriebnahme eines Integralreaktors und experimentelle Untersuchung der reversen Wassergas-Shift-Reaktion. Bachelorarbeit, DLR, Hochschule Bremerhaven. 2017. Siehe: https://elib.dlr.de/113239/1/Bachelorarbeit-Fabian_Klein.pdf - Zugriffen: 16.11.2024.

Die Produktion von Platin beträgt weltweit jährlich 180 Tonnen, Palladium 210 Tonne, Platin stammt hauptsächlich aus Südafrika, Palladium aus Südafrika und Russland. Die USA importierte 11 Tonnen Rhodium, Zahlen jeweils für 2023.⁷⁴¹ Damit ist die Rohstoffsituation zumindest merklich besser als bei Iridium. Es scheint hier mehr Alternativen für Katalysatorenmaterial zu geben.

Bei der Verbrennung von Methanol würde das CO₂ wieder in die Luft gelangen. Graues CO₂ zu nehmen, das aus Punktquellen abgeschieden wird und mit grünem Wasserstoff zu kombinieren, könnte man nicht als grünes Methanol bezeichnen. Allerdings würde die Industrie wahrscheinlich nicht zögern, es als CO₂-armes Methanol zu bezeichnen. Eine – weitgehend - CO₂ neutrale Möglichkeit wäre die Herstellung des CO₂ aus Biomasse, Abfällen oder Reststoffen (Bio-Methanol) – diese ist aber von den verfügbaren Massen her begrenzt. Grünes Methanol läge vor bei einer Herstellung aus CO₂ aus Direct Air Capture DAC und grünem Wasserstoff.

Methanol lässt sich problemlos handhaben und in Brennstoffzellen und Motoren einsetzen. Methanol wird in der chemischen Industrie als Grundstoff z.B. für die Herstellung von Silikon eingesetzt, zur Denitrifikation von Kläranlagen, als Putzmittel, als Grillanzünder.⁷⁴² Methanol lässt sich auch zu Benzin und Diesel (Dimethyl Ether, DME) umformen.⁷⁴³

Die Dänische Reederei Maersk ist ein Vorreiter der e-Methanolwirtschaft. Maersk hat bereits 2021 8 Methanol-Schiffe in Auftrag gegeben. Gespart würde bei e-Methanol 280 Tonnen CO₂ am Tag, bei 8 Schiffen wird mehr eingespart, als die Stadt Kopenhagen im Jahr emittiert. Es wird aber auch Biomasse-Methanol eingesetzt und zur Not können die Schiffe auch mit Diesel fahren.⁷⁴⁴ 16.000 Tonnen e-Methanol für Maersk bei der Firma European Energy bestellt (die direkt neben den Elektrolyseuren einen Solarpark gebaut hat⁷⁴⁵).⁷⁴⁶ Weitere 500.000 Tonnen E-Methanol kommt aus China von der Windenergiefirma Goldwind.⁷⁴⁷ Maersk selbst hat die Firma C2X⁷⁴⁸ gegründet, um selbst e-Methanol produzieren zu können und hat mit Ägypten ebenso einen Vertrag abgeschlossen.⁷⁴⁹ In den USA hat die Firma C2X in SunGas investiert, die 2 Mrd. US\$ um grünes Methanol im Beaver Lake Renewable Energie Projekt zu produzieren, SunGas will an weiteren Orten in den USA Investitionen vornehmen.⁷⁵⁰ Maersk ist auch im Osten Deutschlands aktiv: Die Firma C1 Green Chemicals⁷⁵¹, an der u.a. die Containerschiff-Reederei Maersk und die Risikokapitalgesellschaften Planet A Ventures und Square One Ventures beteiligt ist, bauen eine Pilotanlage auf dem Gelände des Chemieparks Leuna. Sie haben nach eigener Aussage eine sehr effiziente Methode entwickelt, Methanol herzustellen, unklar bleibt ob das CO₂ aus Biomasseabfällen gewonnen wird und woher der Wasserstoff kommt. Das Bundesministerium für Verkehr fördert diese Anlage mit 10,4 Mill. Euro.⁷⁵² Für September 2024 wird gemeldet, dass das erste Methanol produziert worden ist, nun soll die Anlage optimiert werden.⁷⁵³

⁷⁴¹ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 136-137.

⁷⁴² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolwirtschaft> - Zugegriffen: 27.12.2024.

⁷⁴³ Siehe: <https://netl.doe.gov/research/carbon-management/energy-systems/gasification/gasification/methanol> - Zugegriffen: 30.12.2024.

⁷⁴⁴ Susanne Preuß. Erstes Methanolschiff der Welt legt in Hamburg an. FAZ, 28.03.2024.

⁷⁴⁵ Siehe: <https://europeanenergy.com/green-solutions/ptx/> - Zugegriffen: 27.12.2024.

⁷⁴⁶ Susanne Preuß. Erstes Methanolschiff der Welt legt in Hamburg an. FAZ, 28.03.2024.

⁷⁴⁷ Susanne Preuß. Erstes Methanolschiff der Welt legt in Hamburg an. FAZ, 28.03.2024.

⁷⁴⁸ Siehe: <https://www.c2xglobal.com/>

⁷⁴⁹ Susanne Preuß. Erstes Methanolschiff der Welt legt in Hamburg an. FAZ, 28.03.2024.

⁷⁵⁰ In Rapides Parish, Louisiana: <https://beaverlakerenewable.com/> - Zugegriffen: 27.12.2024.

⁷⁵¹ Siehe: <https://www.carbon.one/>

⁷⁵² Siehe: <https://www.carbon.one/de#technology> – Zugegriffen: 01.11.2024.

⁷⁵³ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/leuna100-produziert-erstes-gruenes-methanol/> - Zugegriffen: 30.12.2024.

Auch Hapag-Lloyd hat nun 24 Schiffe für 4 Mrd. Euro bestellt, die mit Hochdruck-Dual-Flüssiggas-Motoren betrieben werden, die mit Biomethanol oder Ammoniak betrieben werden können, sie werden 2027-2029 ausgeliefert, gebaut werden sie von der Yangzijiang Shipbuilding Group und der New Times Shipbuilding Company Ltd.⁷⁵⁴, interessant wäre zu wissen, wer die Motoren herstellt.

Das könnte man gut mit der Firma Corvus Energy verbinden, die in Zusammenarbeit mit Toyota ein Elektrizitätsversorgungssystem für mittelgroße Schiffe entwickelt hat, auf Brennstoffzellenbasis, siehe Corvus Energy, 2023 gekauft von Shell.⁷⁵⁵

Der dänische Konzern Orsted, der auch Windgieparks betreibt, hat ein Projekt aufgegeben grünes Methanol herzustellen. Orsted hatte das schon bestehende Projekt ‚Flagship One‘ vor zwei Jahren übernommen. Methanol sollte aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt werden. Beteiligt waren u.a. auch Breakthrough Energy von Bill Gates, Fördergelder sollten von der EU kommen, u.a. von der Europäischen Investitionsbank. Das Projekt wurde abgebrochen, weil es derzeit noch zu wenig Bedarf gibt, siehe den FAZ-Artikel.⁷⁵⁶

Prof. Robert Schlögl hat mit seinem Methanol-Tesla neugierig gemacht, hier betreibt Methanol einen Verbrennungsmotor, der Strom herstellt, womit das Auto fährt.⁷⁵⁷ Die Patente dafür sind, da sie die deutsche Automobilindustrie nicht wollte, offenkundig an die bayrisch-österreichische Obrist-Gruppe⁷⁵⁸ weiterverkauft worden (die wiederum mit Firmen⁷⁵⁹ zusammenarbeiten wollen, die in Ägypten und Namibia aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus Direct Air Capture e-Methanol herstellen wollen).⁷⁶⁰ Die Obrist-Webseite meldet, dass die Methanol CO₂ Emissionen von ihrem Hybrid-Motor pro 100 km bei 23 g liegen, da auch nur 2 Liter verbraucht wurden.⁷⁶¹

Ebenso kann Methanol in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Dies wird z.B. gerade am Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT) eine GmbH, die der Universität Duisburg-Essen gehört, erforscht. Hier wird das CO₂ nicht an einer Punktquelle abgegriffen, sondern mit einer Direct-Air-Capture Anlage erzeugt, die von der Firma Greenlythe Carbon Technologies installiert wird.⁷⁶²

Am Kohlekraftwerk Niederaußem vor Köln ist 2019 eine Testanlage aufgebaut worden, die 1500 kg CO₂ aus dem Abgas des Kohlekraftwerks entnimmt und aus einem Elektrolyseur wird 200 kg Wasserstoff entnommen, dies ergibt täglich „bis zu einer Tonne Methanol“.⁷⁶³ Ein ähnliches Projekt

⁷⁵⁴ Hapag-Lloyd: neue Schiffe, weniger CO₂. FAZ, 08.11.2024.

⁷⁵⁵ Siehe: <https://corvusenergy.com/>

⁷⁵⁶ Philip Plickert. Ein Rückschlag für die großen E-Fuel-Träume. FAZ Plus, 16.08.2024.

⁷⁵⁷ Siehe: <https://www.cec.mpg.de/de/aktuelles/detailansicht/synthetischer-kraftstoff-methanol> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁷⁵⁸ Siehe: <https://www.obrist.at/>

⁷⁵⁹ EWU Technology Limited, siehe: <https://www.ewu-tech.com/> - und DSE Green Technology Limited, hier ist die Webseite nicht klar zuordenbar.

⁷⁶⁰ Siehe: https://www.focus.de/auto/news/co2-negativer-sprit-zulieferer-kuendigt-milliarden-deal-fuer-neuartiges-klima-benzin-an_id_259676108.html - Zugriffen: 01.11.2024.

⁷⁶¹ Hyperhybrid Mark II. Siehe: <https://www.obrist.at/powertrain/> - Zugriffen: 01.11.2024.

⁷⁶² Siehe: <https://www.zbt.de/nc/aktuell/news-anzeige/detail/News/projektstart-dac-2-e-methane-gruene-stromueberschuesse-in-e-methan-speichern/> - Zugriffen: 23.10.2024.

⁷⁶³ Siehe RWE Pressemitteilung, 28. Mai 2019: <https://www.rwe.com/presse/rwe-power/2019-05-28-niederaussem-ist-schauplatz-wichtiger-technologischer-fortschritte/> - Zugriffen: 01.11.2024. Zitat daraus: „Die EU hat das internationale Projekt MefCO₂ mit 8,6 Millionen Euro gefördert. Beteiligt waren das spanische Unternehmen i-deals, der Anlagenbauer Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, die Firma Carbon Recycling International aus Island, die Universität Genua, die belgische Firma Hydrogenics, das Staatliche Chemie-Institut

am Stahlwerk SSAB in Lulea, Schweden, durch des durchgeführt, hier wird Methanol für den Antrieb des Fährschiffs Stena Germanica zwischen Göteborg und Kiel hergestellt.⁷⁶⁴

2.4.4 Methanisierung / Synthetic Natural Gas SNG

Als Methanisierung bezeichnet man die Herstellung von sog. Synthetic Natural Gas SNG oder Synthetisches Methan aus Gasen mit hohem CO₂ Anteil (auch Liquefied Synthetic Gas LSG genannt). CO₂ oder CO und Wasserstoff werden dabei bei Temperaturen von 300 bis 700 Grad Celsius zusammengebracht, als Beschleuniger dient z.B. ein Nickelkatalysator, der mit Aluminiumoxid und Zirconiumdioxid oder auch Ruthenium verbessert wurde. Dies ist auch als Sabatier Prozess bekannt.⁷⁶⁵ Siehe die Webseite von MAN-Energy Solutions dazu, MAN Energy Solutions schreibt: dass eine 500 MW Anlage 150.000 Tonnen SNG jährlich produzieren kann, 800 Reaktoren bereits installiert sind, und in einer 500 MW Anlage 410.000 Tonne CO₂ aufgefangen werden können.⁷⁶⁶

MAN Energy Solutions hat etwa in Pau, Frankreich, eine Anlage gebaut, bei der eine Kläranlage aus Klärschlamm CO₂ erzeugt, dies wird mit grünem Wasserstoff zusammengebracht und Synthetisches Methan wird hergestellt, wodurch die Kapazität der Anlage um 50 % gesteigert wird.⁷⁶⁷ Die Wikipedia Seite Power-to-Gas gibt hierzu umfassende Informationen.⁷⁶⁸

Grün wird das Methan aber nur dann, wenn der Wasserstoff über Elektrolyseure und erneuerbare Energien hergestellt wurde und wenn das CO₂ aus Direct Air Capture DAC oder ggf. über Biomasse erzeugt wurde. Auch hierfür braucht man also Wasserstoff durch Elektrolyse.

Audi hat eine SNG bzw. e-Gas Anlage im norddeutschen Werlte gebaut, das für die Methanisierung nötige CO₂ stammt aus einer Biogasanlage vor Ort, der nötige Wasserstoff wurde mit dieser 6 MW Elektrolyseanlage von McPhy⁷⁶⁹ hergestellt. Damit wurden ca. 1000 Tonnen Methan hergestellt, mit dem Erdgasfahrzeuge wie der Auto A3 g-tron betrieben werden können. Ein Biogas- bzw. Biogas/Wasserstoff-Brenner zur Wärmeerzeugung wurde von Saacke hergestellt.⁷⁷⁰

Sloweniens, das Katalyse-Institut aus der walisischen Hauptstadt Cardiff, die Universität Duisburg-Essen und die RWE Power AG.“

⁷⁶⁴ Siehe: <https://projects.research-and-innovation.ec.europa.eu/de/projects/success-stories/all/bei-der-stahlproduktion-methanol-umgewandeltes-co2-treibt-schiffe> - Zugriffen: 01.11.2024.

⁷⁶⁵ Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanisierung> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁷⁶⁶ Siehe: https://www.man-es.com/process-industry/campaigns/lets-pivot-your-gas-supply?utm_medium=sea&utm_source=google&utm_campaign=campaign_ft_pcd_lets-pivot-your-gas-supply_240725&utm_term=pcd&utm_content=imagead&utm_medium=sea&utm_source=google&utm_campaign=campaign_ft_pcd_lets-pivot-your-gas-supply_240725&utm_term=pcd&utm_content=imagead&utm_source=1&gclid=Cj0KCQiAvbm7BhC5ARIsAFjwNHvsNmEq60HbBDBp3VyB_wmW3-Mq8jQk9ig79Dmz6VxnXsCdXytKGcaAoVDEALw_wcB – Zugriffen: 27.12.2024.

⁷⁶⁷ Siehe: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2022/08/03/storengy-chooses-man-energy-solutions-for-methanation-reactor-to-produce-syngas-at-a-french-wastewater-treatment-plant> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁶⁸ Wikipedia Power to Gas: <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Gas#Methanisierung> – Zugriffen: 27.12.2024.

⁷⁶⁹ Siehe: <https://mcphy.com/de/industrieller-wasserstoff/audi/?cn-reloaded=1> – Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁷⁰ Siehe auch zur Audi-Projektbeschreibung: <https://www.saacke.com/fileadmin/saacke/pdf/SAACKE-Whitepaper-H2-01-Web.pdf> - Zugriffen: 30.12.2024.

Turn2X ist ein Start-up aus München, dass in Spanien nun eine Anlage für „elektrisches Erdgas“ baut, aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus Bioethanol. Philipp Kessler und Dominik Schollenberger vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wollen viele solcher Anlagen aufbauen.⁷⁷¹

Biogas wird aus Biomasse hergestellt, die z.B. in einem Fermenter mit Bakterien zusammen längere Zeit fermentiert wird, dabei entsteht Rohbiogas, es enthält Methan, CO₂, Schwefelwasserstoff und anderen Stoffe. CO₂ und Schwefelwasserstoff werden vor der Nutzung entfernt. Es wird dann mit Propan und Butan angereichert und dann in der Erdgasnetz eingespeist.⁷⁷² Die Firma Verbio stellt in Schwedt/Oder und Zörbig (Sachsen-Anhalt) aus Schlempe, einem Abfallprodukt aus der Bioethanolproduktion (... ja, Ethanol nicht Methanol) und aus Stroh Biogas her.⁷⁷³ Man kann offenbar Biogas oder Biomethan sagen.

Die Europäische Kommission hat in der RePowerEU Verordnung festgelegt, dass die Produktion in der EU von Biomethan bis 2030 auf 35 Mrd. m³ steigen soll, um russisches Erdgas zu ersetzen.⁷⁷⁴ Es wird u.a. ab 2024 vorgesehen, dass die EU-Mitgliedstaaten separat organische Müll sammeln sollen, damit kann man Biogas herstellen., siehe den Aktionsplan hier.⁷⁷⁵ Ebenso ist Biomethan ein Teil des Strategic Energy Technology (SET) Plans der EU, siehe hier.⁷⁷⁶

Bei der Verbrennung von Methan wird CO₂ frei. Würde man das CO₂ statt aus Direct Air Capture DAC aus Punktquellen nehmen, würde die Freisetzung von CO₂ nur etwas später und woanders stattfinden. Bei DAC wäre es CO₂ neutral, da das CO₂ zuvor aus der Atmosphäre entnommen würde (bzw. eben nahezu CO₂ neutral, da es immer ggf. noch Emissionen bei Prozess bzw. der Produktion geben kann). Da Methan einen höheren Wasserstoffanteil hat, entsteht bei der Verbrennung allerdings nicht so viel CO₂ wie bei der Verbrennung von Kohle oder Öl. Darauf beruht das bekannte Argument für Gaskraftwerke statt Kohlekraftwerke. Dies gilt auch für Synthetic Natural Gas.

Auch Mikroorganismen können Methan herstellen, sie wandeln Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan um.⁷⁷⁷ Siehe etwa die Webseite der Firma MicrobEnergy.⁷⁷⁸ Die österreichische RAG AG führt dazu in ehemaligen Erdgaslagerstätten Projekte durch: Underground Sun Conversion.⁷⁷⁹

2.4.5 Wasserstoffherstellung durch Methanpyrolyse

Die Methanpyrolyse wird als türkiser Wasserstoff bezeichnet.⁷⁸⁰ Zitat INERATEC Glossar: „Die Methanpyrolyse, auch bekannt als Methan cracking oder Methanzersetzung, ist ein chemischer Prozess, bei dem Methan (CH₄), der Hauptbestandteil von Erdgas, unter hohen Temperaturen in seine Bestandteile Wasserstoff (H₂) und festen Kohlenstoff zerlegt wird. Diese thermochemische

⁷⁷¹ Erdgas Pionier im Gegenwind. FAZ, 12.11.2024.

⁷⁷² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Biomethan> - Zugriffen: 22.04.2025.

⁷⁷³ Siehe: <https://www.verbio.de/produkte/verbiogas/>

⁷⁷⁴ Siehe: <https://cordis.europa.eu/article/id/448132-innovative-biomethane-for-repowerEU/de> - Zugriffen: 22.04.2025.

⁷⁷⁵ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230> – Zugriffen: 22.04.2025.

⁷⁷⁶ Siehe: https://setis.ec.europa.eu/index_en - Zugriffen: 22.04.2025.

⁷⁷⁷ Siehe Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Biologische_Methanisierung - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁷⁸ Siehe: <https://www.microbenergy.de/>

⁷⁷⁹ Siehe: <https://www.rag-austria.at/forschung-innovation/underground-sun-conversion-flexible-storage.html> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁸⁰ Siehe Wikipedia Wasserstoffherstellung, Farbeinteilung:

https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffherstellung#Farbeinteilung_zur_Kennzeichnung_des_Gewinnungsverfahrens – Zugriffen: 30.12.2024.

Reaktion bietet einen Weg zur Erzeugung von wertvollem Wasserstoff bei gleichzeitiger Bindung von Kohlenstoff in fester Form. Sie kann zur Erzeugung von sauberem Wasserstoff und hochwertigen Kohlenstoffprodukten für diverse Anwendungen genutzt werden. Wird der erzeugte Kohlenstoff eingelagert, können mit diesem Prozess auch negative Treibhausgasemissionen erzeugt werden, wenn das Methan aus Kohlendioxid hergestellt wird.⁷⁸¹

Interessant ist hier natürlich auch der Hinweis auf eine mögliche Einlagerung von Kohlenstoff. Dies wurde schon oben um Schluss des CCS Kapitels erwähnt, deshalb hier in die Fußnote.⁷⁸² Problem wäre hier, dass es Grenzen für eine solche Einlagerung geben könnte, vielleicht kann man diese durch die Herstellung harten Kohlenstoffs durch eine weitere Pyrolyse bei über 1000 Grad Celsius lösen. Um die Methanpyrolyse grün zu machen, müssten also hohe Temperaturen von z.B. 1200 Grad Celsius (ohne Katalysator) durch Strom oder Wasserstoff oder Ammoniak etc. erreicht werden. Mit Katalysatoren könnten ggf. deutlich niedrigere Temperaturen, etwa 600 – 900 Grad Celsius möglich sein (Nickel, Eisen und Kohlenstoffnanoröhren). Infos durch ChatGPT, basiert auf vielen reinen Webseitenquellen, diese Infos bitte als vorläufig betrachten.⁷⁸³ In einem Plasmabrenner wäre eine Aufteilung von Wasserstoff und Aktivkohle (reiner Kohlenstoff) bei 1600 Grad Celsius möglich.⁷⁸⁴

BASF hat 2020 in Ludwigshafen einen Methanpyrolyse-Testanlage aufgebaut, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung.⁷⁸⁵ Eine Übersicht über Aktivitäten von BASF u.a. zur Methanpyrolyse, aber auch zur Elektrolyse und zum elektrischen Steamcracker findet sich hier.⁷⁸⁶ In einer anderen Publikation wird eine Einsatzreife zwischen 2030 und 2040 erwartet.⁷⁸⁷

Methanpyrolyse wird kritisiert, weil bei der Förderung von Methan, also Erdgas, viel Erdgas bzw. CO₂ entweicht, große Ölkonzerne u.a. Gazprom haben sich für die Methanpyrolyse eingesetzt, siehe hier⁷⁸⁸, siehe dazu diesen wissenschaftlichen Artikel.⁷⁸⁹

Methan aus Kohlendioxid kann man auch mit der sog. Methanisierung herstellen, dies ist das Synthetic Natural Gas, aus CO₂ oder CO und Wasserstoff, die bei hohen Temperaturen

⁷⁸¹ Zitat von der INERATEC Webseite, Glossar: <https://www.ineratec.de/de/glossar/methanpyrolyse> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁸² Weicher Kohlenstoff muss unter Luftabschluss eingelagert werden, um eine Oxidation zu verhindern, etwa in Gesteinsschichten oder Salzkaavernen. Er kann auch durch Pyrolyse in Biokohle oder harten Kohlenstoff verwandelt werden (harter Kohlenstoff: weicher Kohlenstoff oder andere Stoffe, wie Biomasse, die unter Sauerstoffabschluss auf 1000 Grad Celsius erhitzt wird). Harter Kohlenstoff kann theoretisch CO₂ freisetzen, bei Graphit oder Diamanten bei Anwesenheit von Sauerstoff unter hohen Temperaturen ab ca. 800 Grad Celsius. Unter Normalbedingungen dürften diese Stoffe kaum CO₂ freisetzen. KI in Chat GTP.

⁷⁸³ KI von ChatGPT. Welche Temperatur muss man bei der Methanpyrolyse erreichen?

⁷⁸⁴ Siehe Kvaerner Verfahren: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffherstellung#Kv%C3%A6rner-Verfahren> – Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁸⁵ Siehe:

https://www.tvservice.basf.com/portal/basf/de/dt.jsp?setCursor=1_211615_499800&cursorPath=%7C493612 – Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁸⁶ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁷⁸⁷ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 25.

⁷⁸⁸ Siehe: <https://www.klimareporter.de/energiewende/die-fragwuerdige-wasserstoff-produktionsmethode-von-basf#:~:text=Dabei%20wird%20das%20Methan%20aus,geringer%20als%20bei%20der%20Elektrolyse.> – Zugriffen: 09.06.2025.

⁷⁸⁹ Siehe Timmerberg et al. Hydrogen and Hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHC emissions and costs. In: Energy Conversion and Management, vol. 7, September 2020, 100043: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155> - Zugriffen: 09.06.2025.

zusammengebracht werden, das eben erwähnt wurde. Die Erzeugung ist offenkundig durch MAN Energy Solutions großtechnisch verfügbar. Das Max-Planck-Institut sieht dies Ende 2023 noch anders.⁷⁹⁰

2.4.6 Ethanol

Ethanol wird in den USA und in Brasilien zu einem weit höheren Anteil dem Benzin beigemischt, als dies in Europa mit seinem E5 und E10 Benzin geläufig ist. In den USA und Brasilien gibt es nicht E5 oder E10, sondern E25 oder E85 oder E100, siehe Wikipedia Bioethanol.⁷⁹¹ Die Firma New Energy Blue⁷⁹² will aus Ethanol ein bio-basiertes Ethylen hergestellt. Das Ethanol soll aus Maisblättern und sonstigen Pflanzenabfällen gewonnen werden.⁷⁹³ New Energy Blue will auch pflanzenbasiertes Ethanol als Treibstoff.⁷⁹⁴ Ethanol kann zu Ethylen umgeformt werden durch sog. Dehydratisierung von Ethanol, durch Erhitzen von Ethanol auf 160 bis 180 Grad Celsius unter Anwesenheit des Katalysators Schwefelsäure oder Phosphorsäure.⁷⁹⁵ In Brasilien werden große Mengen Ethanol aus Zuckerrohr hergestellt, siehe den brasilianischen Zuckerherstellers und Bioethanolproduzenten Raizen (an dem Shell zu 44 % beteiligt ist).⁷⁹⁶ Siehe auch Wikipedia Ethanol.⁷⁹⁷ Die Klimabilanz von Ethanol ist kompliziert. Da Pflanzen CO₂ aufgenommen haben, ist die CO₂-Bilanz von Ethanol schonmal besser, bei der Verbrennung wird aber CO₂ frei. Auch die Produktion von Pflanzen kann zu CO₂-Ausstoß führen. Am besten ist es, wenn Ethanol aus nicht essbaren Rohstoffen hergestellt wird und möglichst wenig Aufwand beim Anbau erfolgt und wenn erneuerbare Energien in der Produktion eingesetzt

⁷⁹⁰ Zitat vom Max Planck Institut, 29.11.2023: „Methan lässt sich über die sogenannte Methanisierung von Kohlendioxid (CO₂) gewinnen, bei der Wasserstoff und CO₂ miteinander reagieren. Den Wasserstoff dafür würde man gewinnen, indem besagte Stromüberschüsse für die Elektrolyse von Wasser genutzt werden. Das Kohlendioxid wiederum könnte aus industriellen Abgasen, zum Beispiel von Zement-, Stahl- oder Kraftwerken sowie aus Biogasanlagen stammen. Das würde zugleich CO₂-Emissionen verhindern und den Kohlenstoff im industriellen Stoffkreislauf halten. (...) Großtechnische Anlagen für die Methanisierung, die erneuerbare Energie speichern, gibt es bislang allerdings nicht. Das liegt auch an prozesstechnischen Herausforderungen. So setzt die Reaktion von CO₂ und Wasserstoff viel Wärme frei, was die Temperatur in den Reaktoren stark steigen lässt. Sie darf aber nicht über 550 Grad Celsius klettern, weil sonst das als Katalysator verwendete Nickel inaktiviert würde, womit die Reaktion zum Erliegen käme. Es sind also Konzepte gefragt, bei denen die Erwärmung Reaktor begrenzt wird. Zwar gibt es eine ganze Reihe technischer Ansätze, doch viele davon sind aufgrund eines hohen Aufwands unwirtschaftlich. Über den Pilotanlagen-Maßstab hinaus hat es bisher kein Verfahren geschafft. Forscher des Max-Planck-Instituts für die Dynamik komplexer technischer Systeme in Magdeburg haben nun ein Konzept entwickelt, das ökonomisch interessante Methan-Ausbeuten liefert und den Temperaturanstieg trotzdem im Rahmen hält. Dabei hat das Team um Kai Sundmacher, Direktor der Abteilung Prozesstechnik am Magdeburger Max-Planck-Institut für Dynamik komplexer technischer Systeme die Idee sogenannter Kern-Schale-Katalysatorpellets weiterentwickelt. „Mit diesem Aufbau aus einem katalytisch aktiven Kern und einer inaktiven Schale ist es möglich, die Reaktortemperatur zu begrenzen und so die Grundlage für eine großtechnische Methanisierung von Kohlendioxid zu schaffen“, erklärt Kai Sundmacher.“ Zitat vom Max Planck Institut: <https://www.mpg.de/21184208/co2-methan-methanisierung-energiespeicher> - Zugegriffen: 30.12.2024.

⁷⁹¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Bioethanol>

⁷⁹² Siehe: <https://newenergyblue.com/>

⁷⁹³ 2023 Intersections Progress Report, S. 28:

<https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/about/066-00469-01-2023-progress-report.pdf> - Zugegriffen: 26.01.2025.

⁷⁹⁴ Siehe: <https://newenergyblue.com/> - Zugegriffen: 26.01.2025.

⁷⁹⁵ Chat GPT. Kann man aus Ethanol Ethylen herstellen?

⁷⁹⁶ Siehe die Raizen Webseite: <https://www.raizen.com.br/en> - Zugegriffen: 23.01.2025.

⁷⁹⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ethanol>

werden. Sehr schädlich ist es, wenn zur Produktion von Zuckerrohr in Brasilien Regenwald gerodet wird.⁷⁹⁸

2.4.7 Fazit

Ammoniak, Methanol und Synthetic Natural Gas haben in einer grünen Form eines gemeinsam, sie benötigen als Input Wasserstoff, dieser kann in grüner Form durch Elektrolyse hergestellt werden. Die Methanol- und Synthetik Natural Gas-Herstellung wird erst wirklich grün, wenn CO₂ aus Direct Air Capture benutzt wird. Das CO₂ für die Methanol und Synthetic Natural Gas Herstellung aus Biomasse, Abfällen, Reststoffen und Klärschlamm herzustellen, ist eine zweitbeste Lösung.

Die ‚grüne‘ Methanpyrolyse ist soweit ersichtlich die einzige Alternative zu einer grünen Wasserstoffherstellung, wenn dabei fester Kohlenstoff herauskommen sollte, der nicht wieder ‚heimlich‘ durch chemische Prozesse CO₂ abgibt. Sie benötigt Erdgas.

Eine Übersicht über diese und weitere Formen bietet auch das gute Wikipedia Wasserstoffherstellung.⁷⁹⁹ Grüner Wasserstoff wird also für alle benötigt, und dafür braucht man:

2.5 Elektrolyseure

Wasserstoff wird benötigt, und dies kann durch Elektrolyseure hergestellt werden (und ggf. auch Methanpyrolyse). Der geläufigste Typ der Elektrolyseure, bei dem es eine längere Erfahrung im Einsatz gibt, ist die alkalische Wasserelektrolyse (Alkaline Water Electrolysis, AWE).

Für die Elektrolyse braucht man Wasser, für 1 kg Wasserstoff 10 Liter sog. Reinstwasser, also aufbereitetes reines Wasser. Auch mit Meerwasser kann man Elektrolyse betreiben, hierfür braucht man dann für 1 kg Wasserstoff 20 bis 47 Liter Meerwasser.⁸⁰⁰

Gottseidank kann man diesen Elektrolyseur ‚nur‘ mit Aluminium und Nickel (in Schwefel getauchter sog. Raney Nickel) und ggf. etwa Molybdän in den Elektroden betreiben.⁸⁰¹ Schon damals war aber auch bei der alkalischen Wasserstoffherstellung eine Standard Wasserstoff Elektrode bzw. Standard Hydrogen Electrode (SHE) aus behandeltem Platin (platinum black elektrode) verfügbar, deren Oberflächenstruktur an Blumen erinnert.⁸⁰² Höchstwahrscheinlich wurden und werden somit auch bei der alkalischen Wasserelektrolyse Elektroden mit Iridium verwendet. Die alkalischen Elektrolyseure mit niedrigem Druck laufen 7-12 Jahre und müssen gewartet werden, die mit höherem Druck sind teilweise 20 Jahre ohne Öffnung im Einsatz. Nachteil ist, dass sie nicht gut mit Teillast zurechtkommen bzw. häufigem An- und Ausschalten, davon gehen die Elektroden kaputt.⁸⁰³ Aber

⁷⁹⁸ Siehe: <https://www.regenwald.org/petitionen/1206/brasilien-bitte-kein-zuckerrohr-ethanol-aus-dem-regenwald> - Zugriffen: 26.01.2025.

⁷⁹⁹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffherstellung> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁸⁰⁰ Siehe: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluesel-im-kuenftigen-energiesystem#Wasserverf%C3%BCgbarkeit> – Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁰¹ Siehe die Doktorarbeit von Kjartansdottir/Moller 2014: 19-20. Siehe: <https://core.ac.uk/download/pdf/24847907.pdf> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸⁰² Kjartansdottir/Moller 2014: 19, und siehe: Accepted Paper IV, S. 1.

⁸⁰³ Schon damals wurden erste große Elektrolyseure gebaut, etwa in Norwegen mit 142 MW oder in Ägypten 160 MW, am Assuan Staudamm, hier werden mehrere Einheiten zusammengeschaltet, dies macht auch deshalb Sinn, weil es ab einer bestimmten Größe keine Effizienzvorteile mehr gibt, siehe die Studie von Smolinka et al. für Now 2011, siehe hier S. 11-12, mit diversen Beispielen für die Wasserstoffprojekte der Frühzeit, siehe hier:

auch die nur mit Aluminium, Nickel und Molybdän zusammengesetzten Elektroden haben sich im Praxiseinsatz bewährt: 2012 wird berichtet über die Firma Hydrotechnik: ein Elektrolyseur fiel nach 5 Jahren aufgrund von starker Korrosion aus, 6 Elektrolyseure wurden bis zu 10 Jahre betrieben.⁸⁰⁴ Auch der 500 MW Thyssen Nucera Elektrolyseur, der in Duisburg gebaut werden soll, arbeitet mit der Technik der alkalischen Wasserelektrolyse⁸⁰⁵, wobei hier keine Infos über die verwendeten Elektroden vorliegen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021) schätzt die Rohstoffsituation bei alkalischen Wasserelektrolyseuren ebenso als unkritisch ein.⁸⁰⁶

Die Forschung versucht deshalb in der alkalischen Wasserelektrolyse den Einsatz von Iridium bzw. Platinmetallen zu umgehen, wobei aber diese Metalle immer noch einen Leistungsvorteile hatten. Dies könnte sich aber auch bald ändern: Der an der TU Berlin tätige Prof. Peter Strasser stellt mit weiteren Kollegen in der Zeitschrift Applied Energy Materials eine neuartige Struktur vor, bei der eine Raney-Nickel Basisschicht mit mehreren Lagen Nickel Ferrum Double Hydroxide (NiFe LDH) überzogen wird und es ergibt sich eine gleiche Leistung und teils sogar höhere Leistung wie Elektroden mit Iridium.⁸⁰⁷

In den USA wird die alkalische Wasserelektrolyse AWE auch ‚liquid alkaline‘ LA genannt und zusammen mit PEM und SOEC- Festoxid-Elektrolyse als geeignet eingestuft, um das Ziel von 1 kg Wasserstoff für 1 US\$ im Jahr 2035 zu erreichen. Es wird ebenso hervorgehoben, dass sie keine Platinmetalle benötigt, sondern vor allem mit Nickel auskommt. Problem sei die niedrige Spannung, mit der der Elektrolyseur arbeite und seine allgemein niedrige Effizienz.⁸⁰⁸ Anion Exchange Membran AEM Elektrolyseanlagen können mit Wasser oder leicht alkalischen Lösungen arbeiten⁸⁰⁹, sind noch mit Probleme behaftet, können aber über lange Sicht möglicherweise zum Einsatz kommen.⁸¹⁰

Die norwegische Elektrolyseurfirma Hydrogen Pro ist in dieser Hinsicht innovativ: „No noble materials“ ist einer der Vorteile, den die norwegische Elektrolyseurfirma Hydrogen Pro angibt.⁸¹¹ Sie baut alkalischen Wasserelektrolyseure mit hohem Druck bzw. eben alkalischen Hochdruckwasserelektrolyseure und behauptet, dies ist das Neue, dass bei ihr Lastwechsel möglich

<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf> –
Zugegriffen: 14.09.2024.

⁸⁰⁴ Siehe Präsentation von Günter Schiller, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, 2012, siehe: https://elib.dlr.de/75764/1/Wasserelektrolyse_Ulmer_Gespr%C3%A4ch_3.5.2012_GS.pdf – Zugegriffen: 09.09.2024.

⁸⁰⁵ Siehe: <https://thyssenkrupp-nucera.com/de/gruener-wasserstoff/> - Zugegriffen: 09.09.2024.

⁸⁰⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen Wasserstoff 2021: 29.

⁸⁰⁷ Siehe Klingenhof et al. All Platinum-Group-Metal-Free Alkaline Exchange Membrane Water Electrolyzers Using Direct Hydrothermal Catalyst Deposition on Raney Ni Substrate. In: ACS Applied Energy Materials, 2024, 7, S. 6856-6861, siehe: <https://pubs.acs.org/journal/aaemcq> - Zugegriffen: 12.11.2024. Diese Forschungen stehen immer unter dem Vorbehalt, dass man dies industriell anwenden muss und die Elektrodenstrukturen über lange Zeit stabil bleiben müssen. Diese Forschung wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung, vom European Innovation Council und der SMES Executive Agency und der Deutschen Forschungsgemeinschaft gefördert. Diese Forschungsgelder sollte man jedenfalls nicht streichen.

⁸⁰⁸ Siehe S. 30, Hydrogen Shot: Water Electrolysis Technology Assessment, 4. Dezember 2024. Siehe:

<https://www.energy.gov/topics/hydrogen-shot> - oder den Direktlink:
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment.pdf> - Zugegriffen: 26.12.2024.

⁸⁰⁹ Siehe: https://en.wikipedia.org/wiki/Anion_exchange_membrane_electrolysis - Zugegriffen: 26.12.2024.

⁸¹⁰ Siehe: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment.pdf> - Zugegriffen: 26.12.2024.

⁸¹¹ Siehe S. 15, Hydrogen Pro Broschüre: die https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugegriffen: 05.06.2025.

sind, also ein Wechsel elektrischer Leistung.⁸¹² Hydrogen Pro verfügt im dänischen Aarhus über eine eigene Produktion von beschichteten Elektroden aufgebaut, die auf selbst hergestellten Nickelschwamm basieren, genannt H2-GIGA Factory, wobei diese Produktionsstätte eine 16,5 Mill. Euro Subvention von der EU und eine 35,6 Mill. Euro Subventionen vom dänischen Staat erhalten hat.⁸¹³ Ein Kapitalgeber von Hydrogen Pro ist die österreichische Firma ANDRITZ sowie Mitsubishi Heavy Industries und neu LONGi, der chinesische Solarhersteller.⁸¹⁴ ANDRITZ ist, so eine FAZ-Artikel⁸¹⁵, verantwortlich für die Behördenkontakte in Rostock beim Aufbau des EnBW und Rhein Energie 100 MW Elektrolyseurs in Rostock, der auch ein Hydrogen Pro Elektrolyseur werden wird. ANDRITZ hat in Erfurt nun eine Elektrolyseurfertigung aufgebaut, die Hydrogen Pro Elektrolyseure herstellen soll, diese sollen nach Salzgitter ausgeliefert werden.⁸¹⁶ Hydrogen Pro baut ebenfalls den 100 MW Elektrolyseur für Salzgitter Stahl, das Salcos-Projekt.⁸¹⁷ In den USA in Utah ist das Aces Delta 220 MW Projekt in Bau, das 2025 fertig sein soll.⁸¹⁸

Maika Schmidt berichtet in Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025, dass auch alkalische Wasserelektrolyseure mit Lastwechseln zurecht kommen können, die Flüssigkeit muss nur warm sein.⁸¹⁹

Die zweite Wasserstoff-Elektrolysetechnik, die PEM-Elektrolyse kommt (Polymer Membran Austausch Elektrolyse), im Gegensatz zur alkalischen Wasserelektrolyse, mit abrupten Lastwechseln (bei Solar und Wind) gut zurecht, sie benötigt für ihre Elektroden allerdings ein Metall der Platingruppe, Iridium.⁸²⁰

Iridium ist offenbar das teuerste und seltenste Metall der Welt, der Urmeter und der Urkilogramm besteht aus einer Iridiumlegierung⁸²¹, weil es luft-, wasser- und säurebeständig ist und sehr hart.⁸²² Rhenium, Iridium, Rhodium und Ruthenium sind in dieser Reihenfolge die seltensten Metalle der Erdkruste.⁸²³ Geschätzt wird, dass man für ein Gigawatt PEM Elektrolyseleistung 300 bis 400 kg Iridium braucht, derzeit wird aber nur ca. 8 Tonnen Iridium gefördert, d.h. das Iridium geht sofort aus, sobald mehr als nur Pilotanlagen produziert werden.⁸²⁴ Ein Großteil der Iridium Menge, hier werden 7 Tonnen Produktion im Jahr angegeben, stammt aus dem Bushveld-Komplex in Südafrika in der Nähe von Pretoria.⁸²⁵ Am Rande: Bei der Chloralkali-Elektrolyse zur Herstellung von Chlor und Wasserstoff

⁸¹² Siehe S. 15, ‚Suitable for Renewable Energy‘ Hydrogen Pro Broschüre: die https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁸¹³ Siehe: <https://hydrogenpro.com/2025/05/28/h2giga/> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁸¹⁴ Siehe: <https://hydrogenpro.com/2025/05/15/full-scale-validation/> - Zugriffen: 05.06.2025. Siehe zum Rostock-Elektrolyseur die Broschüre: https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁸¹⁵ Stefan Paravicini, Benjamin Wagener. Elektrolyseure aus der Pressenfabrik. FAZ, 05.06.2025.

⁸¹⁶ Stefan Paravicini, Benjamin Wagener. Elektrolyseure aus der Pressenfabrik. FAZ, 05.06.2025.

⁸¹⁷ Siehe S. 14, Hydrogen Pro Broschüre: die https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁸¹⁸ Siehe S. 13, Hydrogen Pro Broschüre: die https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁸¹⁹ Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025, Durchbruch: Elektrolyseure zur Wasserstoff-Herstellung - Maika Schmidt & Tonja Möllenstedt: <https://www.youtube.com/watch?v=i74HwLXLwPY> – Zugriffen: 11.07.2025.

⁸²⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Elektrolyseur> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Iridium> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²² Siehe MaterialArchiv: https://materialarchiv.ch/de/ma:material_678?type=all&n=Grundlagen – Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²³ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Iridium> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²⁴ Siehe: <https://www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/energiewende-iridium-knappheit-koennte-wasserstoff-ausbau-bremsen/29352898.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Iridium> - Zugriffen: 09.09.2024.

besteht die Anode aus Ruthenium(IV)-oxid und Titan und einer Nickelkathode. Ruthenium ist ein silberweißes, hartes, sprödes Platinmetall.⁸²⁶ Ruthenium kommt angelagert an Platin vor, und findet sich ebenfalls vor allem in der weltweit größten Platinlagerstätte, dem südafrikanische Bushveld-Komplex.⁸²⁷ Von Ruthenium wird ca. 20 Tonnen pro Jahr produziert (2008, Quelle USGS), es gibt etwas mehr Fundstätten, Hauptfundstätte ist aber auch hier der Bushveld-Komplex.⁸²⁸ Andere Quellen geben ca. 32 Tonnen (2020) an.⁸²⁹ Mit Ruthenium funktionieren die Elektroden bei der Chlorherstellung 10-12 Jahre.⁸³⁰ Die insgesamten Reserven der sog. Metalle der Platingruppe (Palladium, Platin, Iridium, Osmium, Rhodium und Ruthenium) werden auf 100.000 Tonnen geschätzt, die jährliche Produktion liegt bei 180 Tonnen (2023).⁸³¹ Titan gibt es genug, die Produktion wird mit 330.000 Tonnen, Vorräte werden mit 9,8 Mill. Tonnen angegeben (2023).⁸³² Nickel gibt es als Rohstoff genug, speziell wenn es darum geht, relativ kleine Elektroden damit herzustellen.⁸³³ De Nora, Italien, 1/3 Anteilseigner von Thyssenkrupp Nucera, ist ein Hersteller für Elektroden für Elektrolyseure.⁸³⁴

Nicht nur bei der Elektrolyse braucht man die Platinmetalle. Auch bei weiteren, siehe oben, für die Energiewende wichtigen chemischen Prozesses, etwas der wichtigen umgedrehten Wassergas Shift Reaktion braucht man etwa einen Katalysator aus Platin Pt, Palladium (Pd) und Rhodium (Rh), hier von der Firma Johnson Matthey^{835, 836}

Das Fraunhofer Institut arbeitet daran bei der PEM-Elektrolyse den Iridium Anteil zu reduzieren, um zu sehr dünnen Legierungsschichten zu kommen, bis hin zu nur einzelnen Keimen⁸³⁷ und ebenso wird daran gearbeitet die Membran-Elektroden-Einheit (MEA) zu verbessern.⁸³⁸ Der Iridium Einsatz kann durch poröse Trägermaterialien reduziert werden kann, die derzeit noch auf Langlebigkeit getestet werden müssen.⁸³⁹ Im Jahr 2019 wird vermeldet, dass es gelang auf Antimon-Zinnoxid Iridiumoxid aufzubringen und damit eine achtfache Aktivität im Vergleich zu bekannten Materialien zu erreichen. Hier muss aber die Langlebigkeit überprüft werden.⁸⁴⁰ Die Forschung findet etwa am Exzellenzcluster e-conversion der LMU München statt.⁸⁴¹ Auch dem Kopernikus-Projekt P2X ist ein solcher Erfolg

⁸²⁶ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ruthenium> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Bushveld-Komplex> – mit mehr Informationen die englische Version: https://en.wikipedia.org/wiki/Bushveld_Igneous_Complex - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ruthenium> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸²⁹ 4,5 Tonnen Ruthenium wird für den Chlor Alkali Prozess genutzt, dies sind 14 % der Gesamtproduktion. Nach Dreisatz ist die Gesamtproduktion 31,14 Tonnen. Siehe: <https://www.lipmann.co.uk/post/chlor-alkali-process> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸³⁰ Siehe: <https://www.lipmann.co.uk/post/chlor-alkali-process> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸³¹ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 187.

⁸³² USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 137

⁸³³ Australien 160.000 Tonnen, Kanada 180.000 Tonnen, Indonesien 1.800.000 Tonnen, Philippinen 400.000 Tonnen, Russland 200.000 Tonnen sind große Nickelproduzenten. Reserven werden auf über 130 Mill. Tonnen geschätzt, sogar mehr als 350 Mill. Tonnen. USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 125.

⁸³⁴ Siehe: <https://www.denora.com/>

⁸³⁵ Siehe: <https://www.johnson-matthey.de/>

⁸³⁶ S. 38, siehe: Fabian Klein. Aufbau und Inbetriebnahme eines Integralreaktors und experimentelle Untersuchung der reversen Wassergas-Shift-Reaktion. Bacheloralarbeit, DLR, Hochschule Bremerhaven. 2017. Siehe: https://elib.dlr.de/113239/1/Bachelorarbeit-Fabian_Klein.pdf - Zugriffen: 16.11.2024.

⁸³⁷ Siehe: <https://www.ipa.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/IREKA.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸³⁸ Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2024/Katalysatorintinten-fuer-skalierbare-drucktechnologien-mit-reduzierter-iridium-beladung.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸³⁹ Siehe: <https://www.chemie.de/news/1163706/luftig-leichte-iridium-elektrode.html> - Zugriffen: 27.08.2024.

⁸⁴⁰ Beteiligt waren hier die LMU München und das Forschungszentrum Jülich: <https://www.chemie.de/news/1163706/luftig-leichte-iridium-elektrode.html> - Zugriffen: 15.09.2024.

⁸⁴¹ Siehe: <https://www.e-conversion.de/>

gelungen, eine mit einer Membran beschichtete Elektrodeneinheit hat 8 mal weniger Iridium benötigt und war weiterhin effizienter und konnte auch erste Tests auf Langlebigkeit bestehen.⁸⁴²

Die Webseite ingenieur.de meldet am 20.02.2026, dass Forscher in Korea Iridium in Form von einzelnen Atomen auf ein Nickel-Mangan-Trägermaterial aufgebracht haben und dass dies 300 Stunden lang Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt hat. Damit könnte man natürlich sehr viel Iridium sparen. Siehe hier.⁸⁴³

Der größte PEM Elektrolyseur Deutschland ist nun von der BASF in Ludwigshafen in Betrieb genommen worden, gebaut von Siemens Energy, mit 72 Einzelstacks, die 750 KW haben, dies summiert sich auf 54 MW, er soll bis zu 8000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr herstellen.⁸⁴⁴ Dieser Wasserstoff soll auch in der Region für Brennstoffzellenbusse zur Verfügung gestellt werden.⁸⁴⁵

Es gibt weitere Wasserstoff-Elektrolyse-Techniken. Die Festoxid-Elektrolysezelle, Solid Oxide Electrolysis Cell (SOEC) Technik arbeitet bei hohen Temperaturen zwischen 500 und 850 Grad und wird seit Jahren erforscht, es gibt aber erst moderate Erfolge die Stabilität der Elektroden zu verbessern.⁸⁴⁶ Neu erforscht wird, etwa in einer Forschungs Kooperation mit Australien, die Capillary Fed-Technologie, die von der Hysata Pty Ltd. (Australien)⁸⁴⁷ ausprobiert wird. Diese Technik soll kostengünstiger Wasserstoff herstellen, mit einem Verbrauch von 41 kWh auf Zellebene, um 1 kg Wasserstoff herzustellen, dies sei 20 % günstiger als die alkalischen Wasserelektrolyseure, bis über 50 kWh Strom benötigen.⁸⁴⁸ Für diese Hochtemperaturelektrolyse scheint man Scandium und Yttrium als

⁸⁴² Siehe: Bundesministerium für Bildung und Forschung, Kopernikus Projekte: PEM-Wasserelektrolyse: Iridium-reduzierte Elektroden ermöglichen Ausbau im Gigawatt-Bereich, 11.08.2023: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/p2x_low-iridium-elektrolyse - Zugriffen: 15.12.2024.

⁸⁴³ Zitat aus dem Artikel: " Im Zentrum steht ein Trägermaterial aus Nickel und Mangan, ein sogenanntes Layered Double Hydroxid (Mn–Ni-LDH). Vereinfacht gesagt: eine schichtartige Metallhydroxid-Struktur mit vielen möglichen Bindungsstellen. Dieses Material wird mit Phytinsäure behandelt. Die Phytinsäure enthält mehrere Phosphatgruppen, die Metallionen sehr fest koordinieren können. Genau diese Eigenschaft nutzt das Team: Die Phosphatgruppen „fangen“ einzelne Iridium-Atome ein und halten sie stabil auf der Oberfläche fest. Das Iridium liegt nicht als Partikel oder Nanokristall vor. Es gibt keine kleinen Iridium-Klümpchen, sondern isolierte Einzelatome, die gleichmäßig über die Oberfläche verteilt sind." Siehe: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/chemie/ein-atom-reicht-iridium-problem-der-wasserstoff-elektrolyse-geknackt/> - Zugriffen: 22.02.2026.

⁸⁴⁴ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046> - Zugriffen: 11.07.2025. Siehe auch: <https://www.youtube.com/watch?v=i74HwLXLwPY> – Zugriffen: 11.07.2025.

⁸⁴⁵ Siehe auch: <https://www.youtube.com/watch?v=i74HwLXLwPY> – Zugriffen: 11.07.2025.

⁸⁴⁶ Siehe: <https://cordis.europa.eu/project/id/213009/reporting> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸⁴⁷ Siehe: <https://hysata.com/>

⁸⁴⁸ Zitat: „Das Pilotprojekt für hocheffiziente "kapillargespeiste" Elektrolyseure zielt auf die Weiterentwicklung der Herstellungsverfahren und die Hochskalierung der Produktion des innovativen Elektrolyseurkonzepts von Hysata ab. Hysata Pty Ltd (Australien) entwickelt einen neuen Typ des alkalischen Wasserelektrolyseurs, der als kapillargespeister Elektrolyseur bezeichnet wird. Dieser soll weltweit kostengünstig „grünen“ Wasserstoff bereitstellen. Der alkalische Elektrolyseur verbraucht nur 41 kWh auf Zellebene, um 1 kg Wasserstoff zu erzeugen – eine Verbesserung um rund 20% gegenüber den besten kommerziellen alkalischen Wasserelektrolyseuren, die >50 kWh Strom pro erzeugtem kg Wasserstoff benötigen. Diese hocheffiziente Technologie kann daher den Herstellungspreis von Wasserstoff signifikant reduzieren, da dieser von den Stromkosten dominiert wird. Durch die Zusammenarbeit mit deutschen Forschungseinrichtungen und Zulieferer-Firmen können deutsche Stakeholder bei dieser potenziell bahnbrechenden Technologie involviert werden. Beteiligte aus Deutschland: Alantum Europe GmbH, Messkonzept GmbH, VAF GmbH, Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-14) und Troposphäre (IEK-8), Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie IPT, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM und Fraunhofer-Institut für Lasertechnik ILT

Rohstoff zu brauchen (dies kann im Moment nicht nachgeprüft werden).⁸⁴⁹ Scandium ist in großen Mengen vorhanden, es wird mit Kobalt, Nickel, Titan und Zirkonium zusammen gefunden.⁸⁵⁰ Yttrium ist ein Seltenes Erden Mineral, von dem derzeit ca. 10.000-15.000 Tonnen produziert werden. Dies ist ausreichend für den derzeitigen Bedarf, bei höherem Bedarf können sich Probleme ergeben. Es sind mehrere Vorkommen vorhanden, derzeit es u.a. in der Seltene Erden enthaltenden Tonerde aus Burma und aus chinesischen Südprovinzen.⁸⁵¹

Der hohe Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von Hysata von 95 % ist bislang nur im Labor gezeigt worden. Siehe zum aktuellen Stand der Dinge bei Elektrolyseuren Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025.⁸⁵²

Somit ist klargeworden, dass die Energiewende auf Elektrolyseuren aufrufen kann, selbst dann, wenn zu wenig Platinmetalle da sind, muss man eben auf weniger effektive Metalle für die Katalysatoren umsteigen, Aluminium und Raney Nickel.

Elektrolyse und Wasser. 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.⁸⁵³

Wenn man, siehe gleich unten, bis 2027 nun 128.000 Tonnen Wasserstoff produziert, braucht man dafür: $128.000 * 10$ Kubikmeter Wasser = 1.280.000 Kubikmeter Wasser. Also 1,2 Mill. Kubikmeter Wasser. Das ist problemlos möglich.

Nun geht es bei der 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

Beteiligte aus Australien: Hysata Pty Ltd, Bluescope Steel (assoziiert)“, siehe: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/faq/wasserstoff-australien-deutschland-faq.html> - Zugriffen: 09.09.2024.

⁸⁴⁹ Sachverständigenrat für Umweltfragen Wasserstoff 2021: 29.

⁸⁵⁰ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 156-157.

⁸⁵¹ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 199.

⁸⁵² Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025, Durchbruch: Elektrolyseure zur Wasserstoff-Herstellung - Maïke Schmidt & Tonja Möllenstedt: <https://www.youtube.com/watch?v=i74HwLXLwPY> – Zugriffen: 11.07.2025.

⁸⁵³ DVGW. Genügend Wasser für die Elektrolyse. Stand: Februar 2023. Siehe: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2o-fuer-elektrolyse-dvgw-factsheet.pdf> - Zugriffen: 08.06.2025.

zu entsalzen, einige Projekte sind bereits an der Nordsee situiert (aber noch ohne Entsalzungsanlagen). **Wasser ist für die Elektrolyseure also genug da.**

Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für einen Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW, größere Anlagen sind billiger als kleinere, PEM Anlagen sind teuer.⁸⁵⁴ 100 MW = 100.000 kW. 100.000 kW * 500 = 50.000.000, das sind 50 Mill. Kosten für einen 100 MW Elektrolyseur, allerdings für 2030, wenn bestimmte Kostenersparnisse durch höhere Produktionsmengen greifen. 250 Mill. Euro würde dementsprechend die Thyssen Nucera 500 MW Anlagen kosten.

Eine Kostenrechner, mit dem man die Wasserstoffproduktionskosten (alkalisch oder PEM) kalkulieren kann, findet sich hier: European Hydrogen Observatory, dazu muss man allerdings so viele Informationen verstehen können, die ich nicht nachvollziehen kann⁸⁵⁵: Eine Batterie-Elektrolyse Kombination ‚Battolyser‘, die je nach Stromkosten umschaltet, um die geringsten Kosten zu haben, wurde entwickelt.⁸⁵⁶ Ein Pilotprojekt ist im Einsatz beim RWE Magnum Kraftwerk in Eemshaven, Niederlande. Projektpartner sind u.a. RWE, Vattenfall, Yara, Orsted und BASF.⁸⁵⁷

2.5.1 Elektrolyseur-Hersteller in Deutschland

Thyssenkrupp Nucera. Thyssenkrupp Nucera versucht derzeit im Bereich der Elektrolyseure auf die Massenfertigung von Modulen umzustellen.⁸⁵⁸ 1/3 von Nucera⁸⁵⁹ hält der italienischer Hersteller von Elektroden für Elektrolyseure De Nora.⁸⁶⁰ Thyssenkrupp Nucera hat einen größeren Auftrag für Elektrolyseure für die Zukunftsstadt Neom aus Saudi Arabien.⁸⁶¹ Thyssenkrupp Nucera hat wegen Zurückhaltung vieler Kunden, auch wg. der U.S. Wahlen, derzeit einen gleichbleibenden Auftragseingang zu verzeichnen, der Gewinn sank zuletzt wegen hoher Forschungs- und Entwicklungskosten ab.⁸⁶² Zur Erinnerung: Im HydrOxy Hub Walsum wird die Elektrolyseanlage von Thyssenkrupp Nucera für das Thyssenstahlwerk aufgebaut.⁸⁶³ Bei Inbetriebnahme hat sie eine Leistung von 150 MW und produziert 16.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr, in der Endausbaustufe sind es 500 MW und 56.000 t/a Wasserstoff.⁸⁶⁴

Siemens Energy und Air Liquide bauen in Berlin Moabit in einem Joint Venture PEM Elektrolyseure. Siemens Energy und Air Liquide wollen eine jährliche Leistung von 3 Gigawatt aufbauen, die 300.000

⁸⁵⁴ Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugriffen: 22.01.2025.

⁸⁵⁵ Siehe: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁸⁵⁶ Siehe: <https://www.battolysersystems.com/> - gefördert mit 40 Mill. Euro von der EU: <https://www.eib.org/de/press/all/2023-370-eur40-million-european-backing-for-dutch-hydrogen-innovator-battolyser-systems> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁸⁵⁷ Siehe: <https://www.battolysersystems.com/projects> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁸⁵⁸ Siehe: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/highlights/wasserstoff-produktion.html> - Zugriffen: 04.09.2024.

⁸⁵⁹ Siehe dazu: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/nucera-boersengang-wasserstoff-thyssenkrupp-ponikwar-elektrolyseur-1.5924453> - Zugriffe: 04.09.2024.

⁸⁶⁰ Siehe: <https://www.denora.com/>

⁸⁶¹ Siehe: <https://investors.thyssenkrupp-nucera.com/de/news/thyssenkrupp-nucera-startet-gut-ins-neue-geschaftsjahr/a934dcb9-259d-4eed-8d20-24a3e1d3033b> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁸⁶² Nadine Bös. Unsichere Wasserstoff-Zukunft. FAZ, 14.08.2024.

⁸⁶³ Siehe Thyssenkrupp Pressemitteilung, 03.12.2020:

<https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/presdetailseite/gruner-wasserstoff-fur-grunen-stahl-aus-duisburg--steag-und-thyssenkrupp-planen-gemeinsames-wasserstoffprojekt-91318> - Zugriffen: 30.11.2023.

⁸⁶⁴ Siehe: <https://www.iqony.energy/standortentwicklung/projekt-hydroxy-walsum> - Zugriffen: 21.07.2024.

Tonnen grünen Wasserstoff herstellen kann, mit einer Investition von 30 Mill. Euro.⁸⁶⁵ Siemens Energy hat in Zusammenarbeit mit BASF den 54 MW PEM Elektrolyseur am Chemiestandort Ludwigshafen gebaut.⁸⁶⁶ Mehr Infos dazu im Chemie-Abschnitt.

Quest One / MAN Energy: In Hamburg wurde aktuell in Rahlstedt ein Werk des Herstellers Quest One (ehemals H-Tec Systems) eröffnet, siehe diesen FAZ-Artikel⁸⁶⁷, eine fast 100%ige Tochtergesellschaft von MAN Energy (und damit Teil des VW-Konzerns), die eine Massenfertigung von Elektrolyseur Stacks erreichen soll. Es geht hier um die PEM-Elektrolyse. Jedes Jahr soll ein Fertigungsvolumen von 5 GW geschaffen werden. In Rahlstedt sollen die Stacks in Massenfertigung hergestellt werden mit 200 Beschäftigten, in Augsburg sind weitere 350 Angestellte damit beschäftigt. Als Investitionssumme werden für die nächsten Jahre bis zu 500 Mill. genannt. Derzeit können die westliche Elektrolyseure noch um 10 bis 15 % effektiver laufen als jene in China.⁸⁶⁸

Sunfire. Ein Hersteller von alkalischen Wasserelektrolyseuren mit einem Betriebsdruck von 30 bar, es wird eine Systemlebensdauer von über 30 Jahren angegeben.⁸⁶⁹ Sunfire hatte 2011 den Dresdner Brennstoffspezialisten Staxera übernommen, 2021 wurde der Schweizer Hersteller IHT Industrie Haute Technolog SA gekauft, der zuverlässige und kostengünstige alkalische Druck-Elektrolyseure herstellen kann.⁸⁷⁰ Sunfire hat ein modulares System entwickelt, das aus 10 MW Blöcken entsteht, die ohne Limits erweitert werden können.⁸⁷¹ Sunfire schafft derzeit ‚bis zu‘ 1 GW im Jahr und hat einen 800 MW Auftragsbestand.⁸⁷² 2023 erfolgte der Start einer Serienproduktion, in Zusammenarbeit mit Vitesco in Solingen. 2024 bekommt Sunfire einen 500 Mill. Euro Kredit der Europäischen Investitionsbank (EIB).⁸⁷³ Sunfire hat einen weiteren Elektrolyseur im Programm, der bei vorliegenden heißen Wasserdampf gut arbeitet, Sunfire Hylink SOEC.⁸⁷⁴ SOEC englisch abgekürzt: solid oxide electrolyzer cell bzw. Festoxidbrennstoffzelle (SOFC), hier soll Wasserdampf in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten werden.⁸⁷⁵ Für diese Hochtemperaturelektrolyse scheint man Scandium und Yttrium als Rohstoff zu brauchen (dies kann im Moment nicht nachgeprüft werden, es kann auch nicht nachgeprüft werden, ob dies für Sunfire zutrifft, die Vorräte wurden im Absatz zuvor erwähnt).⁸⁷⁶ Sunfire ist im April 2025 in einer Europäische Aktiengesellschaft umgewandelt worden und hat 650 Mitarbeiter, insgesamt hat Sunfire 1 Mrd. Euro als Eigen- und Fremdkapital und Fördermitteln einsammeln können, Investoren sind u.a. Lightrock, Amazon Climate Pledge, Planet First Partners, die Lichtensteiner Privatbank LGT und der Staatsfonds GIC aus Singapur.⁸⁷⁷ Auch der Stahlanlagenbauer

⁸⁶⁵ Siehe: <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/siemens-energy-und-air-liquide-ebnen-mit-gigawatt-fabrik-fuer-el.html> - Zugriffen: 20.09.2024. Air Liquide hat 12 Elektrolyseure, die 28.000 Tonnen Wasserstoff produzieren, bereits im eigenen Betrieb sozusagen, bestellt:

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wasserstoff-siemens-energy-2235500> - Zugriffen: 20.09.2024.

⁸⁶⁶ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046> - Zugriffen: 29.06.2025.

⁸⁶⁷ „Meilenstein für den Wasserstoff-Hochlauf“, FAZ, 01.10.2024.

⁸⁶⁸ „Meilenstein für den Wasserstoff-Hochlauf“, FAZ, 01.10.2024.

⁸⁶⁹ Siehe: <https://sunfire.de/de/produkte/sunfire-hylink-ael/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁷⁰ Der Wasserstoffmacher. FAZ, 05.04.2025. Siehe Dresden, 12. Januar 2021:

<https://sunfire.de/de/news/sunfire-uebernimmt-schweizer-alkali-elektrolyse-unternehmen-ihf/> - Zugriffen: 13.04.2025.

⁸⁷¹ Siehe: <https://sunfire.de/de/produkte/sunfire-hylink-ael/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁷² Siehe: <https://sunfire.de/de/ueber-uns/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁷³ Siehe: <https://sunfire.de/de/ueber-uns/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁷⁴ Siehe: <https://www.sunfire.de/de/wasserstoff> - Zugriffen: 15.08.2024.

⁸⁷⁵ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/erfolgreiche-inbetriebnahme-des-weltweit-groessten-soec-elektrolyse-moduls/> - Zugriffen: 27.12.2024.

⁸⁷⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen Wasserstoff 2021: 29.

⁸⁷⁷ Zu diesem gesamten Satz: Der Wasserstoffmacher. FAZ, 05.04.2025.

SMS Group ist an Sunfire beteiligt.⁸⁷⁸ Sunfire liefert für RWE in Lingen im Rahmen des GET H2-Nucleus-Projekts einen 100 MW Elektrolyseur⁸⁷⁹, damit soll die Raffinerie von Total in Leuna mit Wasserstoff versorgt werden, wobei dies die neue Hoffnung von Sunfire ist, weil der Wasserstoffhochlauf sich derzeit verzögert: Raffinerien benötigen Wasserstoff für die Entschwefelung von Erdgas und Rohöl, dafür seien in Deutschland 150.000 Tonnen im Jahr nötig, 60 % der Kunden von Sunfire kommen derzeit aus der Raffineriebranche, danach Stahl, dann Chemie, dann Energieversorger.⁸⁸⁰ Sunfire hat allerdings weitere Aufträge, nicht nur von der Petrochemie, sondern auch aus Spanien und Finnland.⁸⁸¹ Sunfire hat Hilfe der Politik erhalten, die einen Avalkredit von 200 Mill. Euro absichert, 80 % trägt hier der Bund und das Land Sachsen, 20 % die Banken, der Avalkredit wird von einem Bankenkonsortium gegeben.⁸⁸²

In Europa ist weiterhin norwegische Firma Hydrogen Pro⁸⁸³ aktiv, dazu wurden schon oben die Informationen gegeben und die norwegische Firma NEL bzw. Nel ASA aktiv, sie bietet alkalische Wasserelektrolyseure und PEM Elektrolyseure an, sie hat nach eigener Aussage 3500 Elektrolyseure bereits weltweit aufgebaut.⁸⁸⁴ Sie hat eine Produktionskapazität von 1 GW alkalische Wasserelektrolyseure und 500 MW PEM.⁸⁸⁵ NEL hat zwar einen hohen Auftragsbestand von 1,8 Mrd., aber keine guten Ergebnisse, die Firma hofft, durch die Erhöhung der Produktion mehr Gewinne machen zu können und hofft auf den europäischen Markt, und dort auch die subventionierten Programme in den Niederlanden, England und Deutschland. In Norwegen will die Staatsfirma Enova für Fähren und LKW die Förderung erhöhen, dies bietet Chancen für die Elektrolyseure, siehe die Präsentation zum 3 Hj.-Bericht für 2024.⁸⁸⁶ Der alkalische Elektrolyseur A485 mit einer Leistung von 4,5 kWh für 1 Normkubikmeter Wasserstoff herstellen kann.⁸⁸⁷ Rechnung: Normkubikmeter ist definiert bei 1,013 bar und 0 Grad Celsius, ein 1 Nm³ ist 0,0899 kg schwer.⁸⁸⁸ Für 1 kg Wasserstoff braucht man also: $1 / 0,9 = 11,11 \text{ Nm}^3$. Für 1 Tonne = 11.111 Nm^3 . Für 1.000.000 Tonnen = $11.111.111.111 \text{ Nm}^3$. $11.111.111.111 \text{ Nm}^3 * 4,5 \text{ kWh} = 49.999.999.999 \text{ kWh}$, das sind: 49 (TWh).999 (GWh).999 (MWh).999 (kWh), das heißt 49 Terrawattstunden. Vergleich Thyssen Nucera: $1.000.000 \text{ Mill. Tonnen} / 56.000 = 17,8 * 4,4 \text{ TWh} = 78 \text{ TWh}$. Der Elektrolyseur von NEL braucht offenbar weniger Strom.

⁸⁷⁸ Siehe: <https://www.sms-group.com/de-de/innovation/turning-metals-green/wasserstoff> - Zugriffen: 05.11.2024.

⁸⁷⁹ Siehe: <https://sunfire.de/de/produkte/sunfire-hylink-ael/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁸⁰ Zu diesem gesamten Satz: Der Wasserstoffmacher. FAZ, 05.04.2025.

⁸⁸¹ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/sunfire-vollzieht-markteintritt-in-spanien-mit-neuem-elektrolyse-projekt/> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁸⁸² Beteiligt sind die Commerzbank, die Société Générale, die BNP Paribas, die LBBW und die Ostsächsische Sparkasse Dresden. Siehe: <https://sunfire.de/de/news/sunfire-sichert-sich-avalfinanzierung-ueber-200-millionen-euro/> - Zugriffen: 30.04.2025.

⁸⁸³ Siehe: <https://hydrogenpro.com/>

⁸⁸⁴ Siehe: <https://nelhydrogen.com>

⁸⁸⁵ Siehe: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/10/Q3-presentation-2024-for-publication.pdf> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁸⁸⁶ Siehe: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/10/Q3-presentation-2024-for-publication.pdf> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁸⁸⁷ Siehe: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁸⁸⁸ Siehe Hydrogen Europe Tech Overview: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview_Hydrogen-Transport-Distribution.pdf - Zugriffen: 07.01.2025.

In den USA gibt es die Firma Plug Power⁸⁸⁹, die Elektrolyseure von guter Qualität herstellt.⁸⁹⁰

Es gibt in Deutschland mehrere weitere Hersteller von Elektrolyseuren, siehe gleich unten. Eine Marktübersicht mit 20 Firmen aus Deutschland, auch mit Leistungsdaten, die ich hier aber nicht mehr auswerten und einbeziehen kann, stellt C.A.R.M.E.N. zur Verfügung.⁸⁹¹ In Europa und den USA ist die Technologie für Elektrolyseure besser als in China, die chinesischen Elektrolyseure halten nur wenige Jahre.⁸⁹²

In Deutschland gibt es in einzelnen Bundesländern Förderprogramme für Elektrolyseure. Im Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025, wird gemeldet, dass in Bayern und Baden-Württemberg derzeit 50 % der Kosten für 5 MW Elektrolyseure übernimmt und dass dafür nur eine einfache Baugenehmigung nötig ist, die man in 4 Monaten hat. Berlin hat ein Förderprogramm für 500 MW Elektrolyseure aufgelegt.⁸⁹³

2.5.2 Welche Elektrolyseure gibt es bereits in Deutschland?

Aktuell besteht die Kapazität der in Deutschland bestehenden Elektrolyseure bei 153,7 MW (oder nur 66 MW⁸⁹⁴), es sind bis 2030 Elektrolyseureprojekte von insgesamt 13,4 GW, angekündigt, so die Webseite Wasserstoffkompass.⁸⁹⁵ (sprich: 13.400 MW = 1.340.000 Tonnen Wasserstoff)

13,4 GW sind immerhin 26 Thyssen Nucera Walsum 500 MW Elektrolyseure, mit je 4,4 TWh Stromverbrauch, siehe Rechnung oben, das sind 114 Terawattstunden Stromverbrauch mehr in Deutschland, auf die 549 Terawattstunden Stromverbrauch, laut Bundesumweltamt⁸⁹⁶, draufgerechnet.

Eine Übersicht der aktuell in Betrieb befindlichen Elektrolyseure gibt es auf der IEA Webseite: IEA Hydrogen Production Projects Interactive Map.⁸⁹⁷ Die derzeit in Deutschland in Betrieb befindlichen ca. 30 Elektrolyseure sind alle recht klein, siehe die IEA Karte, ein größeres Projekt war REFHYNE auf dem Gelände der Shell-Raffinerie in Wesseling, ein 10 MW PEM Elektrolyseur von der englischen Firma ITM.⁸⁹⁸ Hier die Webseite von ITM.⁸⁹⁹ In Planung ist, dieses Projekt zu erweitern als REFHYNE 2 zu einem 100 MW Elektrolyseur, angegeben werden hier 15.000 Tonnen im Jahre („normal“ wären 10.000 Tonnen) gefördert vom EU Horizon 2020 Programm unter der Nummer: 101036970.⁹⁰⁰

⁸⁸⁹ Siehe: <https://www.plugpower.com/>

⁸⁹⁰ Siehe: Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025. Deutschlands Chance: Wasserstoff-Technik "Made in Germany" - Prof. Markus Hölzle & Dr. David Wenger. Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=YGVID7PAaIY> – Zugriffen: 29.06.2025.

⁸⁹¹ Siehe: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktuebersicht-elektrolyseure/> - Zugriffen: 07.01.2024.

⁸⁹² Siehe: Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025. Deutschlands Chance: Wasserstoff-Technik "Made in Germany" - Prof. Markus Hölzle & Dr. David Wenger. Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=YGVID7PAaIY> – Zugriffen: 29.06.2025.

⁸⁹³ Siehe: Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025. Deutschlands Chance: Wasserstoff-Technik "Made in Germany" - Prof. Markus Hölzle & Dr. David Wenger. Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=YGVID7PAaIY> – Zugriffen: 29.06.2025.

⁸⁹⁴ BMWK Monitoring Bericht 2024: 163.

⁸⁹⁵ Siehe erste Seite auf der Webseite Wasserstoff Kompass: <https://www.wasserstoff-kompass.de/> - Zugriffen: 14.10.2024.

⁸⁹⁶ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> - Zugriffen: 14.10.2023.

⁸⁹⁷ Siehe: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

⁸⁹⁸ Siehe: <https://www.refhyne.eu/de/homepage-2/> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁸⁹⁹ Siehe: <https://itm-power.com/>

⁹⁰⁰ Siehe: <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/> - Zugriffen: 07.06.2026.

Derzeit werden in Lingen im Emsland werden am Standort von RWE zwei Elektrolyseure aufgebaut, so eine FAZ-Artikel⁹⁰¹, einmal mit der Druck-Alkali-Elektrolyse (AEL), die für den Dauerbetrieb ausgerichtet ist und die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM), die unempfindlich gegenüber schwankendem Strom ist. Dies sind erst kleinere Anlage mit einer Kapazität von 14 MW und kann bis zu 270 kg Wasserstoff je Stunde erzeugen. Partner sind der Dresdner Hersteller von Elektrolyseuren Sunfire⁹⁰² und das Gasunternehmen Linde. Nebenbei steht ein Gaskraftwerk von RWE. Der mit den Elektrolyseuren erzeugte Wasserstoff soll dem Gas beigemischt werden, um dies auszuprobieren. Ein weiterer Elektrolyseur mit einer Kapazität von 300 Megawatt soll hier bis 2027 entstehen, 100 Megawatt sollen schon 2025 in Betrieb gehen. Von Lingen aus soll eine 130 km Leitung nach Gelsenkirchen gelegt werden. Hierbei fördert das EU Projekt GET H2-Nukleus, hier haben sich RWE, BP, Evonik und die Fernleitungsbetreiber Nowega und OGE zusammengeschlossen. Für diesen 300 MW Elektrolyseur gibt es Fördergelder der Bundesregierung und vom Land Niedersachsen von 490 Mill. Euro, RWE investiert dieselbe Summe.⁹⁰³

Der norddeutsche Energieversorger EWE aus Oldenburg baut in Emden einen Elektrolyseur und stellt den Bau ausdrücklich in den Zusammenhang mit der Stahlindustrie⁹⁰⁴: Das Projekt einen 280 MW Elektrolyseur von Siemens, einen PEM Elektrolyseur, 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. Interessant an diesem Projekt ist auch, dass es sich Clean Hydrogen Coastline nennt, und noch drei weitere Projekte enthält: EWE baut in Bremen einen 50 MW Elektrolyseur für die klimaneutrale Stahlproduktion in Bremen, im Kavernenspeicher Huntehof 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, 25.07.2024.⁹⁰⁵ 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).⁹⁰⁶

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.⁹⁰⁷

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.

⁹⁰¹ Nadine Bös. Von der Atomkraft zum grünen Wasserstoff. FAZ, 13.08.2024.

⁹⁰² Siehe die Webseite der Firma Sunfire: <https://www.sunfire.de>

⁹⁰³ Nadine Bös. Von der Atomkraft zum grünen Wasserstoff. FAZ, 13.08.2024.

⁹⁰⁴ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Gruener-Wasserstoff-aus-dem-Nordwesten-soll-Industrie-retten,wasserstoff596.html – Zugegriffen: 26.05.2025.

⁹⁰⁵ Siehe: <https://www.ewe.com/de/media-center/pressemitteilungen/2024/07/energieversorger-ewe-vergibt-auftrag-fr-wasserstoffgroprojekt-in-norddeutschland-an-siemens-energy> - Zugegriffen: 26.05.2025.

⁹⁰⁶ Siehe: <https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/green-wilhelmshaven/> - Zugegriffen: 06.07.2025.

⁹⁰⁷ Siehe: https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Gruener-Wasserstoff-fuer-Energiewende-Neue-Anlage-in-Sande-geplant,wasserstoff570.html – Zugegriffen: 27.05.2025.

Weiterhin entsteht ein Wasserstoff Netz, das bis 2031 60 km lang sein soll. Eingesetzt soll der Wasserstoff auch in der Kupferhütte der Firma Aurubis⁹⁰⁸, die dafür schon Vorbereitungen getroffen hat.⁹⁰⁹

Also: 100 MW sollten schon 2025 in Betrieb sein, ab 2027 werden 300 MW (Lingen) und 280 MW (Emden) in Betrieb sein, dazu kommt 100 MW (Hamburg, u.a. für Aurubis) = 780 MW
Mit etwas Glück wird dann auch der Thyssen Nucera Elektrolyseur in Duisburg fertig sein, plus 500 MW = 1280 MW Elektrolyseurkapazität – wenn man für 100 MW 10.000 Tonnen Wasserstoff ansetzt, sind dies 128.000 Tonnen Wasserstoff ab 2027. (Stromverbrauch pro 100 MW, 0,8 TWh, $12,8 * 0,8$ TWh = 10,24 Terawattstunden, sprich: 4 Offshore Windparks Hohe See / Albatros ... oder: $10,24 / 0,3$ = also 34 mal ein Werder / Kessin Landwindpark, oder $10,24 / 0,06$ = 170 mal ein Solarpark Flughafen Barth, geht doch.

Für Salzgitter Flachstahl baut Hydrogen Pro einen 100 MW Elektrolyseur auf, hier ist 2026 die erste Phase betriebsbereit.⁹¹⁰ Es gibt weitere Berichte, etwa über ein Investment von 210 MW in Lubmin von den Firmen GP Joule und PtX Development. Es soll 1 GW werden, dafür gibt es aber noch keinen Zeitplan.⁹¹¹

Eine Übersicht über die konkret in Planung bzw. im Bau befindlichen Elektrolyseure findet sich in IEA Hydrogen Production Projects Interactive Map⁹¹², hier wird für Deutschland unter FID/Under Construction noch erwähnt: Acelor Mittal Bremen, siehe die interessante HyBit Projekt (die Größe des Elektrolyseurs ist nicht direkt auffindbar)⁹¹³, Acelor Mittal Hamburg, hier wird eine mittelgroße Test Direktreduktionsanlage aufgebaut, die 100.000 Stahl produzieren kann, sie kostet 110 Mill. Euro und wird vom deutschen Staat mit 55 Mill. Euro gefördert, Produktion soll 2025 beginnen, sie wird zuerst einmal mit grauem Wasserstoff aus der Abluft der Anlagen hergestellt, von einem Elektrolyseur ist auf dieser Webseite nicht die Rede⁹¹⁴, Green H2 Hub Neumünster, hier baut die Schweizer Firma INFENER einen 50 MW Elektrolyseur, der 5000 Tonne grünen Wasserstoff pro Jahr produzieren soll, ab 2026.⁹¹⁵ Weitere Projekte sind: Enertrag Magdeburg, ein 10 MW PEM Elektrolyseur von Neumann und Esser aus Übach-Palenberg, die auch zwei Verdichter liefern, vier Kompressoren komprimieren 90 kg Wasserstoff pro Stunde auf 121 bar für die Einspeisung ins Erdgasnetz und vier weitere Kompressoren verdichten 45 kg Wasserstoff pro Stunde auf 501 bar für die Befüllung von Tanklastern⁹¹⁶, Referenzkraftwerk Lausitz, von den Partnern Energiequelle, Enertrag und Zweckverband Industriepark Schwarze Pumpe, hier soll auch die Rückverstromung in einem Wasserstoff-Speicherkraftwerk ausprobiert werden, das eine zweiwöchige Dunkelflaute mit Volllast durchlaufen kann und nach einem Blackout den Schwarzstart des Netzes durchführen kann, erforscht wird auch die Momentanreserve bzw. die Aufrechterhaltung von 50 Hertz⁹¹⁷; ein weiterer

⁹⁰⁸ Siehe: <https://www.aurubis.com/>

⁹⁰⁹ Eine Viertelmilliarde Euro für Hamburgs Wasserstoff Zukunft. FAZ, Unternehmen, S. 19, 20.08.2024.

⁹¹⁰ Siehe: https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/02/20240217_HydrogenPro_corporate_presentation.pdf - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹¹¹ Siehe: <https://hydrogeneurope.eu/asset-manager-invests-in-1gw-green-hydrogen-project-in-northeast-germany/> - Zugriffen: 16.11.2024.

⁹¹² Siehe: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

⁹¹³ Siehe: <https://hybit.org/>

⁹¹⁴ Siehe: <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/decarbonisation-technologies/hamburg-h2-working-towards-the-production-of-zero-carbon-emissions-steel-with-hydrogen> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹¹⁵ Siehe: <https://www.neumuenster.de/aktuelle-meldungen/meldung/gruener-wasserstoff> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹¹⁶ Siehe: <https://enertrag.com/de/news-und-presse/pressemitteilungen/gruener-wasserstoff-fuer-industriepark-bei-magdeburg> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹¹⁷ Siehe: <https://www.reflau.com/projekt> - Zugriffen: 05.06.2025.

Elektrolyseur von 25 MW befindet sich im Linde Werk in Leuna⁹¹⁸, das größte Gasezentrum von Linde.⁹¹⁹ Viel passiert im Energiepark Bad Lauchstädt, hier ist eine Salzkaverne zur Speicherung vorhanden und ein erster Teil der Ost-Wasserstoffpipeline von ONTRAS⁹²⁰, Tochtergesellschaft der Leipziger Verbundnetz Aktiengesellschaft VNG, die vom EnBW kontrolliert wird⁹²¹, fertiggestellt⁹²², zuvor war es eine Erdgaspipeline.⁹²³ ONTRAS hat für 600 km Wasserstoffpipeline von Leipzig und Berlin zur Ostsee bereits die Investitionsentscheidung getroffen, 500 km davon sind vorherige Erdgasleitungen.⁹²⁴ In Lauchstädt befinden, so ein FAZ-Artikel⁹²⁵, sich 8 Windräder mit der Leistung von 50 MW und ein Sunfire Elektrolyseur mit 30 MW befindet sich im Aufbau und soll Ende 2025 den Betrieb aufnehmen, dann wird von Bad Lauchstädt Wasserstoff über die Pipeline nach Leuna transportiert und dort in der Raffinerie von Total Energies zur Entschwefelung von Mineralölprodukten eingesetzt, das BMWK fördert den Energiepark Bad Lauchstädt mit 36 Mill. Euro, investiert werden sollen 210 Mill. Euro.⁹²⁶ Total Energies hat nun auch mit RWE eine Vereinbarung abgeschlossen, dass von 2030 an jährlich 30.000 Tonnen grüner Wasserstoff vom Standort Lingen mit geplanter 300 MW Elektrolysekapazität nach Leuna gebracht wird, hier muss die Pipeline noch gebaut werden. Insgesamt hat Total Energies Lieferverträge für bis zum 500.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr für seine Raffinerien ausgeschrieben.⁹²⁷ Noch produziert in Leuna die konventionelle Dampfreformierung das 20 fache dessen, was der Linde Elektrolyseur produziert (25 MW ... 100 MW 10.000 Tonnen, also 2500 Tonnen, mal 20 = 50.000 Tonnen).⁹²⁸ (hier stellen sich Fragen, ob im Artikel die Dimensionen richtig erfasst sind, wenn Total Energies 500.000 Tonnen Wasserstoff haben will, bezieht sich dies auf alle seine Standorte in Deutschland oder nur auf Leuna? Oder ist nicht eher 50.000 Tonnen gemeint?) Ein 10 MW Elektrolyseur wird von Lhyfe in Schwäbisch Gmünd aufgebaut.⁹²⁹ Beim Green Hydrogen Hub Stuttgart wird 1000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr produziert, es dürfte sich damit auch um einen 10 MW Elektrolyseur handeln, es geht um das Betanken von Bussen und Lkw.⁹³⁰ Im HyWaiblingen Projekt soll ein 5 MW Elektrolyseur aufgebaut werden, für Busse und Nutzfahrzeuge und für das Abfüllen in Trailern.⁹³¹ INEOS plant den Bau eines 100 MW Elektrolyseur, er soll in der bereits bestehenden Ammoniakanlage genutzt werden (offenbar beigemischt, nicht ein genuin grüner Haber-Bosch-Prozess) und es soll zur Produktion von grünem Methanol genutzt werden (interessant!, ob hier grünes Synthesegas hergestellt werden wird?).⁹³² INEOS hat INEOS Inovyn gegründet, hier geht wohl vermehrt um grüne Technologien.⁹³³ INEOS hat in Belgien eine große 60 MW Solaranlagen gebaut, mit einer direkten Verbindung mit INEOS Inovyn

⁹¹⁸ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹¹⁹ Siehe: <https://www.infraleuna.de/firmen-am-standort-details/linde-gmbh-werksgruppe-technische-gase-gasezentrum-leuna.html> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹²⁰ Siehe: <https://www.ontras.com/de>

⁹²¹ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²² Siehe: <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹²³ Siehe: <https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/aktuelles-downloads/aktuelles/ontras-nimmt-transportleitung/> - Zugriffen: 05.06.2025.

⁹²⁴ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²⁵ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²⁶ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²⁷ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²⁸ Stefan Paravicini. Ein Meilenstein für die Wasserstoffpipeline. FAZ, 25.04.2025.

⁹²⁹ Baubeginn war 2023, derzeit immer noch keine Fertigstellung. Siehe: <https://de.lhyfe.com/> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³⁰ Siehe: <https://www.stadtwerke-stuttgart.de/partner-der-energiewende/h2g/> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³¹ Siehe: <https://www.h2rivers.de/h2rivers/projektpartner/detailseite/hywaiblingen> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³² Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/unternehmen/projekte/wasserstoff/> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³³ Siehe: <https://www.inovyn.com/>

Jemeppe Fabrik.⁹³⁴ In Oberhausen plant Siemens das Projekt Trailblazer, einen 20 MW Elektrolyseur.⁹³⁵

Es stellt sich bei den PEM-Elektrolyseuren, aber ggf. auch bei den alkalischen Elektrolyseuren mit den derzeit genutzten Elektroden aber die Rohstofffrage, so würde der Bau von 10 GW PEM-Elektrolyseuren 10 bis 20 % der jährlichen Fördermenge an Iridium benötigen, daneben Platin, Titan, Scandium und Nickel.⁹³⁶ Die alkalische Wasserelektrolyse funktioniert dagegen zur Not auch nur mit Aluminium und Nিকেlelektroden. Wie im Bereich Windenergie in dem es Magnete ohne Neodym bzw. Seltene Erden gibt, gibt es also auch hier eine einfache Technologie, die ggf. Effizienzverluste mit sich bringt, die Elektroden müssen häufiger ausgetauscht werden, aber immerhin, es geht überhaupt.

Der Anteil der EU Produktionskapazität für Elektrolyseure am heimischen Bedarf für von einer EU-Publikation (2022) auf 10 % geschätzt.⁹³⁷ Im RePowerEU Plan 2030 10 Mill. Tonnen Wasserstoff EU Produktion und bis zu 10 Mill. Tonnen Import vorgesehen, die installierten Elektrolyseure in der gesamten EU sollen 100 GW 2030 betragen, eben für die 10 Mill. Tonnen Wasserstoff (200 Nucera Elektrolyseure mit 4,4 Terawattstunden Stromverbrauch = ca. 880 Terawattstunden Strom mehr in Europa benötigt).⁹³⁸ Die europäische Technologie sei gut im Bereich der PEM Elektrolyseure aufgestellt und dominiert im Bereich der Solid Oxide Elektrolyseure.⁹³⁹

Im Sonderbericht 11 / 2024 des Europäischen Rechnungshofs sind viele Infos zum Hochlauf von Wasserstoff dokumentiert, u.a. beklagen sich Firmen beklagen, die Elektrolyseurprojekte aufbauen wollen, dass sie derzeit Schwierigkeiten haben, an ausreichend Strom aus erneuerbaren Quellen zu kommen, und das Kriterium der Zusätzlichkeit besagt, dass ab dem 1.1.2028 Elektrolyseure nur Strom aus Anlagen nehmen dürfen, die vor 3 Jahren gebaut wurden, gewünscht wird allerdings in dieser delegierten Verordnung ebenso, dass dies Elektrolyseurbetreiber sich dann den Strom aus solchen Anlagen über Power Purchasing Agreement ‚sichern‘.⁹⁴⁰

Die Anforderungen an die Zusätzlichkeit werden kritisiert, denn z.B. Windenergieanlagen, die aus dem EEG herausfallen, die aber weiterlaufen, könnten günstigen Strom liefern, zählen aber nicht als zusätzlich, auch nicht Wasserkraft, da Wasserkraftanlagen kaum derzeit zusätzlich gebaut werden, siehe Maïke Schmidt in Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025.⁹⁴¹

Die EU will eine zentrale Rolle bei Aufbau der Wasserstoffwirtschaft spielen, dazu ist u.a. das Gaspaket verabschiedet worden und eine Reihe von IPCEIS ‚Vorhaben von gemeinsamen Interesse‘

⁹³⁴ Siehe: <https://www.inovyn.com/news/ineos-inovyn-opens-one-of-belgiums-largest-and-most-advanced-solar-farms--supporting-europes-net-zero-transition/> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³⁵ Siehe: <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/stories/erneuerbarer-wasserstoff-fuer-deutschlands-schwerindustrie.html> - Zugriffen: 07.06.2025.

⁹³⁶ Siehe Wasserstoff Kompass: <https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#/klima-und-ressourcen> - Zugriffen: 15.08.2024.

⁹³⁷ NZIA Staff Working Document 2023: 18.

⁹³⁸ COM (2023) 161 final., 16.03.2023, S. 26, siehe: https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en - Zugriffen: 29.12.2023.

⁹³⁹ NZIA Staff Working Document 2023:79.

⁹⁴⁰ S. 40-44, Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht 11. Die Industriepolitik der EU im Bereich Wasserstoff. 2024. Siehe: <https://www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2024-11> - Zugriffen: 21.07.2024. Die Zusätzlichkeit wird definiert in der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184, 10.12.2023, siehe hier: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2023.157.01.0011.01.DEU – Zugriffen: 20.06.2025.

⁹⁴¹ Ab 23:00, siehe: Geladen Batteriepodcast, 06.07.2025, Durchbruch: Elektrolyseure zur Wasserstoff-Herstellung - Maïke Schmidt & Tonja Möllenstedt: <https://www.youtube.com/watch?v=i74HwLXLwPY> – Zugriffen: 11.07.2025.

genehmigt worden, siehe hier⁹⁴²: in dieser Listen tauchen auf: 31 Wasserstoffnetzprojekte, 7 Wasserstoffspeicherprojekte, 10 Übernahmeanlagen in Häfen und 17 Elektrolyseurprojekte.⁹⁴³ In der TEN-E Verordnung geht es um eine transeuropäische Energieinfrastruktur, und hier es offenbar bereits ein Zehnjahresentwicklungsplan zugrunde gelegt und es gibt 18 nationale Entwicklungspläne für Wasserstoff, eine Trennung von Wasserstofferzeugung- und Transport ist vorgesehen und auch die Tarifgestaltung soll geregelt werden, und an dem Zehnjahresentwicklungsplan sollen sich die Wasserstoffausbauprojekte orientieren.⁹⁴⁴ Diese Zehnjahresentwicklungsplan soll u.a. auch vom Europäischen Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt werden (ENTSOG) (bei Strom sind es die ENTSO-E), es wird aber in der TEN-E Verordnung darauf hingewiesen, dass diese nicht alleine tätig werden können, der ‚Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden‘ und der Kommission soll hierbei wichtigere Rolle in diesem Verfahren zukommen und die Planung sollte von einem wissenschaftlichen Gremium und vom Beirat für Klimawandel begleitet werden (Erwägungsgrund 24, S. 50).⁹⁴⁵ Die ENTSOG 2050 Roadmap for Gas Grids jedenfalls enthält noch keinen fertigen Plan, sondern eher Diskussionspunkte.⁹⁴⁶

Die österreichische Verbund AG hat 2020 bereits das Projekt Green Hydrogen Blue Danube angestoßen. Die Verbund AG hatte zuvor bereits u.a. im Projekt HOTFLEX zur Festoxid Elektrolyse geforscht und eine Elektrolyseanlage aufgebaut im Projekt H2FUTURE. Es ist festgestellt, dass Österreich selbst nicht genug Wasserstoff produzieren könne, deshalb soll Südosteuropa, entlang der Donau solche Produktionszentren aufbauen. Dies ist auch als Important Project of Common European Interest (IPCEI) angemeldet. Hydrogenious soll die LOHC Technologie beitragen, Agrana soll grünen Wasserstoff für die Produktion von Bioethanol erhalten, Chemgas Shipping soll die Schiffe für den Wasserstofftransport bauen, Worthington die Druckbehälter für den Wasserstofftransport liefern, die Schiffe sollen mit Wasserstoff fahren. Auch Bayern ist angeschlossen, mit Bayernoil als Wasserstoffabnehmer, zur Dekarbonisierung von Raffinerieprozessen ... in Rumänien ist Hidroelectrica⁹⁴⁷ als Investor erwähnt.⁹⁴⁸ Hydrogenious hat für ein Projekt in Bayern mit 1800 Tonne Wasserstoff nun eine Förderung von 72,6 Mill. Euro bekommen.⁹⁴⁹ LOHC hat Siehe die frühen Infos vom österreichischen Bundesministerium.⁹⁵⁰ Ob aber entlang der Donau nun ab 2028 riesige Elektrolysestationen in Rumänien und Bulgarien entstehen, um Österreich (und Bayern) zu beliefern entstehen, wie in einem Artikel der FAZ beschrieben bzw. suggeriert⁹⁵¹, darüber finde ich im Internet keine Informationen.

Der Gedanke in Rumänien und Bulgarien etwa größere erneuerbare Energien / Elektrolyseur / Wasserstoff Produktionsorte zu gründen und Wasserstoff entlang der Donau zu produzieren, ist eine gute Idee. Wenn man mit Google die Donau anguckt, die zwischen Rumänien und Bulgarien

⁹⁴² Siehe: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=PI_COM:C\(2023\)7930](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=PI_COM:C(2023)7930) – Zugriffen: 20.06.2025.

⁹⁴³ S. 38, Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht 11. Die Industriepolitik der EU im Bereich Wasserstoff. 2024. Siehe: <https://www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2024-11> - Zugriffen: 21.07.2024.

⁹⁴⁴ S. 37, Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht 11. Die Industriepolitik der EU im Bereich Wasserstoff. 2024. Siehe: <https://www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2024-11> - Zugriffen: 21.07.2024.

⁹⁴⁵ Siehe TEN-E Verordnung: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2022.152.01.0045.01.DEU – Zugriffen: 22.06.2025.

⁹⁴⁶ Siehe: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-02/entsog_roadmap_2050_A4_web_200219.pdf - Zugriffen: 22.06.2025.

⁹⁴⁷ Siehe die (nicht funktionierende) Webseite: <https://www.hidroelectrica.ro>

⁹⁴⁸ Siehe: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/11/17/greenhydrogenbluedanube> - Zugriffen: 30.12.2024.

⁹⁴⁹ Siehe: <https://hydrogenious.net/ipcei-hydrogenious-lohc-receives-multi-million-grant-for-green-hydrogen-blue-danube/> - Zugriffen: 05.01.2025.

⁹⁵⁰ Siehe: https://www.bmk.gv.at/themen/innovation/internationales/ipcei/aktive_teilnahmen/h2.html - Zugriffen: 30.12.2024.

⁹⁵¹ Wolfgang Kempkens. Geht über Wasser. FAZ, 29.10.2024.

fließt, finden sich Felder und Naturgebiete, aber auch einige Flächen, die als ungenutzt / weniger genutzt erscheinen.

Der Hafen Rotterdam mit seiner Shell-Raffinerie setzt von u.a. auf CCS und will damit 40 % seiner Treibhausemissionen mindern, allein Rotterdam hat einen jährlichen Ausstoß von 22 Mill. Tonnen CO₂.⁹⁵² Shell baut aber auch grünen Wasserstoff in seiner Produktion dort ein. Im Hafen von Rotterdam, im Bereich Maasvlakte, werden derzeit mehrere Elektrolyseure aufgebaut, 200 MW Elektrolyseur Holland Hydrogen 1, der bis zu 60 Tonnen Wasserstoff pro Tag herstellt (* 365 = 21.900 pro Jahr), Auftraggeber ist Shell, welches auch Teile vom Windpark Hollandse Kust Nord hält und den Strom für den Elektrolyseur nutzen. Der Wasserstoff wird in der Shell Raffinerie und Chemiepark Pernis in Rotterdam eingesetzt und ersetzt dort grauen Wasserstoff.⁹⁵³ Tennet wird den Elektrolyseur Holland Hydrogen 1 erst mit einem temporären 380-kV-Hochspannungsanschluss anschließen, erst in den nächsten Jahren wird das neue 380-kV Umspannwerk Amaliahaven fertiggestellt sein. Dies war nur möglich, weil an dem temporären Anschluss Platz frei wurde.⁹⁵⁴ Die Firma Eneco wird einen 800 MW Elektrolyseur bauen, der bis 2029 in Betrieb gehen soll. Uniper einen 500 MW Elektrolyseur. Ein weiterer Elektrolyseur mit 1000 MW ist mit einem Windpark verknüpft der noch nicht ausgeschrieben ist.⁹⁵⁵ Angestrebt sind bis 2030 2000 MW Elektrolyseurkapazität, bis 2050 20.000 MW.⁹⁵⁶ Der Hafen von Rotterdam importiert derzeit 13 % der europäischen Energie und möchte diese Stellung beibehalten. Deshalb versucht er auch Kooperationen mit anderen Ländern aufzubauen, Wasserstoffimporte über den Hafen zu organisieren und auch die technischen Einrichtungen aufzubauen, Ladung in Rotterdam löschen zu können. Eine Zusammenarbeit entsteht derzeit mit Schottland, welches an LOHC gebundenen Wasserstoff nach Rotterdam exportieren möchte.⁹⁵⁷ Siehe oben auch den Punkt Ammoniak, in Rotterdam wird auch ein Ammoniakcracker aufgebaut, zur Umwandlung von Ammoniak in Wasserstoff.

In China wurde ein großes Elektrolyseurprojekt von Sinopec in Kuqa aufgebaut, im Vergleich zum Thyssen Nucera 500 MW Projekt mit letztlich 56.000 Tonne pro Jahr ist es aber gar nicht so groß. Dabei gab es zudem Anfangs Probleme. Dort sollen 20.000 Tonnen jährlich hergestellt werden, anfangs waren es nur 4000 Tonnen, nun soll die Hälfte erreicht worden sein, 10.000 Tonnen.⁹⁵⁸ Die Hälfte der weltweit aktiven Elektrolyseure stehen in China.⁹⁵⁹ Da die Elektrolyseure groß und schwer sind, und oft auf lokale Bedingungen hin zugeschnitten werden, scheint dies ein natürliches Handelshindernis zu sein. Teile können aber sehr wohl gehandelt werden, sobald eine

⁹⁵² Mission Klima Podcast, NDR: Hafen Rotterdam: Hier entsteht Europas größte Wasserstofffabrik. 20.09.2024. ARD Audiothek. Siehe: <https://www.ndr.de/nachrichten/info/podcast4696.html#items> – Zugegriffen: 30.09.2024.

⁹⁵³ Siehe Shell, 06.07.2022: <https://www.shell.nl/over-ons/nieuws/nieuwsberichten-2022/holland-hydrogen-1.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlcGwubmwwbWVkaWEvbmlldXdzYmVyaWNodGVuLzlwMjIvaG9sbGFuZC1oeWRyb2dlbiOxLmh0bWw> – Zugegriffen: 30.09.2024.

⁹⁵⁴ Siehe: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/erste-grosse-wasserstoffanlage-am-hochspannungsnetz> - Zugegriffen: 21.01.2025.

⁹⁵⁵ Siehe Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/mit-dem-plan-fuer-den-bau-eines-800-mw-electrolyseurs-durch> - Zugegriffen: 30.09.2024.

⁹⁵⁶ Mission Klima Podcast, NDR: Hafen Rotterdam: Hier entsteht Europas größte Wasserstofffabrik. 20.09.2024. ARD Audiothek. Siehe: <https://www.ndr.de/nachrichten/info/podcast4696.html#items> – Zugegriffen: 30.09.2024.

⁹⁵⁷ Siehe: <https://netzerotc-newsroom.prgloo.com/news/project-launched-to-create-hydrogen-highway-from-scotland-to-rotterdam> - Zugegriffen: 30.09.2024.

⁹⁵⁸ Marcus Theurer. Die Wasserstoff-Lücke. FAZ, 09.06.2024. Siehe auch: Hanna Decker, Niklas Zaboji. Kabinett treibt Ausbau von Wasserstoff-Projekten voran, FAZ, 31.05.2024.

⁹⁵⁹ Marcus Theurer. Die Wasserstoff-Lücke. FAZ, 09.06.2024.

Standardisierung eintritt.⁹⁶⁰ Chinesische Elektrolyseure sind verfügbar und billiger. Es wird geschätzt, dass weltweit Ende 2022 eine Produktionskapazität von 15,2 GW/y vorhanden ist (2/3 Alkali-Wasser / 1/3 PEM). In Europa läuft die Produktion nicht so gut an, wegen regulatorischen Unsicherheiten.⁹⁶¹ Es gibt Probleme mit Rohstoffen: Iridium für PEM wird 94 % von Südafrika dominiert. Alkali Wasser Elektrolyse benötigt Nickel. Von der weltweiten Produktionskapazität hat Europa einen 20 % Anteil, erreicht aber kaum Skalenökonomien. China verfügt im Bereich der Alkali Wasser Elektrolyse über 50 % der weltweiten Produktionskapazität, komplette System werden bis zu viermal billiger angeboten, als von westlichen Firmen. Die USA verfügt offenbar im PEM Bereich 50 % der Produktionskapazität.⁹⁶²

Schutz vor China. Die europäische Wasserstoffbank, die Elektrolyseur-Projekte fördert, hat für die zweiten Auktion Anfang Dezember 2024 die Regel erlassen, dass nicht mehr als 25 % der Elektrolyse Stacks aus China stammen dürfen.⁹⁶³ Schließlich fördert sie auch Firmen, die Elektrolyseure herstellen.

USA. Im Inflation Reduction Act werden Steuergutschriften für eine Reihe von Bereichen etabliert, darunter auch für Wasserstoff, da die USA aber kaum Elektrolyseanlagen herstellen, u.a. z.B. eine F&E-Förderung von 300 Mill. US\$⁹⁶⁴, am 13. März 2024 wurden 750 Mill. US\$ für 52 Projekte in 24 Staaten angekündigt⁹⁶⁵, und aktuell z.B. noch einmal 8 Mill. US\$.⁹⁶⁶

Der Inflation Reduction Act wurde, so meine Sicht, in Deutschland übertrieben positiv bewertet, ich habe deshalb zum Thema USA und auch zum Thema Wasserstoff versucht Informationen zu sammeln, siehe die Infos zur USA 00Teil3, Punkt USA. Kurzfassung: Auch in den USA gibt es viel kleinteilige Förderung. Weiterhin gibt es leider in den USA bislang kein Windenergie Elektrolyse Cluster, das günstigen grünen Wasserstoff herstellt, wie dies Prof. Robert Schlögl erzählt.⁹⁶⁷

2.5.3 Regionale Initiativen

An mehreren Orten in Deutschland werden derzeit kleinere Elektrolyseure gebaut. So ist der Baustart einer 10 MW Elektrolyse Anlage in Jülich eine Meldung wert⁹⁶⁸, gebaut von der NEA Group (oder auch: Neumann & Esser⁹⁶⁹) aus Übach-Palenberg, die zwei NEA HYTRON PEM-Elektrolyseure liefert. Die Anlage wird betrieben von der HyDN GmbH ein 50:50 Joint Venture der Stadt Düren und der Messer Industriegase GmbH, welche Speicherung und Vertrieb übernimmt. In der Nähe soll sich im Brainenergy Park eine Solaranlage befinden. Die Anlage wird im Herbst 2025 den Betrieb aufnehmen und 180 kg Wasserstoff in der Stunde liefern, * 8760 = 1.576.800 kg, das sind 1576 Tonnen im Jahr. Damit sollen u.a. Autos, Brennstoffzellenbusse und Züge betankt werden. Das Projekt wird vom

⁹⁶⁰ NZIA Staff Working Document 2023: 83..

⁹⁶¹ NZIA Staff Working Document 2023: 80-81.

⁹⁶² NZIA Staff Working Document 2023: 82.

⁹⁶³ „Meilenstein für den Wasserstoff-Hochlauf“, FAZ, 01.10.2024.

⁹⁶⁴ Siehe S. 24, in: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/hydrogen-shot-water-electrolysis-technology-assessment.pdf> - Zugegriffen: 26.12.2024.

⁹⁶⁵ Siehe: <https://www.energy.gov/articles/biden-harris-administration-announces-750-million-support-americas-growing-hydrogen> - Zugegriffen: 26.11.2024.

⁹⁶⁶ Siehe: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/us-department-energy-announces-8-million-projects-advance-electrolyzer-and> - Zugegriffen: 26.12.2024.

⁹⁶⁷ Siehe am Schluss des Vortrags: Energiewende 2.0 durch neue Konzepte der Energiespeicherung – Vortrag von Prof. Robert Schlögl, 09.10.2024, Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=2Ow3Y9rpf4s> – Zugegriffen: 24.11.2024.

⁹⁶⁸ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/energiewende-im-rheinland-baustart-fuer-10-mw-elektrolyse-in-juelich/> - Zugegriffen: 15.08.2024.

⁹⁶⁹ Siehe: <https://www.neuman-esser.com/>

Bundesministerium für Digitales und Verkehr mit 14,7 Mill. Euro unterstützt, als Teil des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff 2 (NIP 2), die Gesamtinvestitionen betragen 35 Mill. Euro.⁹⁷⁰ Der Brainenergy Park und die Solaranlage befindet sich erst im Aufbau, siehe Google Maps. Das Glaswerk Saint-Gobain in Herzogenrath prüft bis 2025, u.a. mit Hilfe der RWTH Aachen, ebenfalls die Umstellung auf eine grüne Produktion und ob ggf. direkt am Werk ein Elektrolyseur aufgebaut werden kann, da es noch kein Wasserstoffpipelinenetz gibt.⁹⁷¹ 😊

Es gibt mittlerweile Wasserstoff Autos, Wasserstoff Lkw, Wasserstoff Eisenbahnen. Als Problem für den Einsatz von Wasserstoff Lkw wird genannt der hohe Preis für grünen Wasserstoff.⁹⁷² Ein Toyota Mirai verbraucht 0,89 kg, ein Hyundai Nexo verbraucht 0,95 kg, also ca. 1 kg Wasserstoff pro 100 km, 1 kg Wasserstoff kostet derzeit ca. 15 Euro⁹⁷³ (das ist also im Zweifelsfall jedenfalls nicht teurer, sondern gleich teuer mit Benzin, besonders wenn Benzin durch die CO₂-Auflagen teurer wird). Auf den ersten Blick liegen die Kosten bei einem E-Auto deutlich niedriger: auf dem Papier verbraucht ein Tesla Y 17 kWh / 100 km, bei 40 Cent pro kWh sind das 6,80 Euro pro 100 km, mit eigener Photovoltaik noch viel günstiger (Problem: außer im Herbst und Winter, da muss man mit dem Stromnetzpreis tanken 😊) (weiteres Problem: Schnellladesäulen verlangen 66 Cent, und auch der Tesla Y verbraucht im Alltag mehr, 21,2 kWh⁹⁷⁴ * 0,66 = 13,99 -> E-Autos sind immer noch billiger, aber nicht viel!!!!). Anregung zu dieser Box der Podcast von Volker Quaschnig.⁹⁷⁵

Wo sind die Wasserstoff Autos, die Wasserstoff Lkw, die Wasserstoffbusse, die Wasserstoff Eisenbahnen? Funktioniert das?

Im Hochtaunuskreis fahren 27 Wasserstoffzüge gebaut von Alstom, diese hatten aber Probleme mit den Brennstoffzellen, einzelne Brennstoffzellen funktionierten nur eingeschränkt, es gab weiterhin Probleme mit Ersatzteilen.⁹⁷⁶ In Deutschland sind 2023 erst 100 Wasserstoff Trucks zugelassen worden.⁹⁷⁷ In Kaisersesch funktioniert der Elektrolyseur nicht, Wasserstoff für die Beheizung der Gemeindegebäude durch einen Brennstoffzellenheizkessel von Viessmann muss nun angeliefert werden.⁹⁷⁸ In Deutschland ist das H₂ Mobility Stationsnetz aufgebaut worden, mit 70 Wasserstofftankstellen, die im Moment auf die LKW Nutzung optimiert werden, ebenso werden neben 700 bar Druck auch zunehmend 350 bar für Busse und LKW angeboten (in derzeit 34 Tankstellen).⁹⁷⁹ Die Errichtung der Wasserstofftankstellen wird öffentlich gefördert.⁹⁸⁰ Europa subventioniert u.a. mit 1,4 Mrd. Euro Brennstoffzellentechnologie für Busse, Lkw, Schiffe und Lokomotiven, siehe: IPCEI H₂Move. Am 28.05.2024 wurde ein weiteres IPCEI Projekt genehmigt,

⁹⁷⁰ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/energiewende-im-rheinland-baustart-fuer-10-mw-elektrolyse-in-juelich/> - Zugriffen: 15.08.2024.

⁹⁷¹ Diese Untersuchung mit dem Namen COSIMa erhält einen Zuschuss von 3,6 Mill. u.a. vom Land NRW. Siehe: <https://www.saint-gobain-glass.de/de/presse-projekte-unternehmens-news/klimaprojekt-foerderung#zitate> - Zugriffen: 23.10.2024.

⁹⁷² Tobias Piller. „Der Elektroantrieb ist nicht durchgestartet.“ FAZ, 21.09.2024.

⁹⁷³ Siehe die Wasserstofftankstellen Karte von H₂, mit Preisen und Füllständen (verbliebene kg Wasserstoff an der Tankstelle): <https://h2.live/>

⁹⁷⁴ Siehe: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/tesla/tesla-model-y/> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁹⁷⁵ Siehe: <https://www.youtube.com/watch?v=hY0e97uf7xU> - Zugriffen: 03.01.2024.

⁹⁷⁶ Engpässe bei Wasserstoffzügen. FAZ, 18.09.2024.

⁹⁷⁷ Siehe zu den Informationen in diesem Abschnitt: Boris Schmidt. Voll beladen und geladen. FAZ, 02.07.2024.

⁹⁷⁸ Siehe: <https://www.wochenspiegel.de/kreis-cochem-zell/artikel/supergau-im-vorzeigeprojekt> - Zugriffen: 15.05.2025.

⁹⁷⁹ Siehe: Aktuelle Informationen zum Wasserstoff-Tankstellennetz von H₂ Mobility, 26.09.2024, siehe: <https://h2.live/news/3679/> - Zugriffen: 07.01.2025.

⁹⁸⁰ Siehe: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/foerderung-oeffentliche-wasserstofftankstellen-nutzfahrzeuge.html> - Zugriffen: 07.01.2025.

das von Estland, Frankreich, Deutschland, Italien, Niederlande, Slowakei und Spanien vorbereitete IPCEI Hy2Move.⁹⁸¹

Wasserstoffverbrennermotor im Lkw. MAN überraschte im September 2024 auf der Nutzfahrzeugmesse IAA Transportation in Hannover mit einem Wasserstoffverbrenner-Lkw, genannt htGX⁹⁸², der als Truck of the Year 2025 ausgezeichnet wurde. Er hat einen Tank für 56 kg Wasserstoff und hat eine Reichweite von 600 km. Der Wasserstoffverbrennermotor sei gegenüber der Wasserstoffbrennstoffzelle um 1/3 billiger. Im Jahr 2025 soll er als Kleinserie von 200 Stück gebaut werden. MAN Technikvorstand Frederik Zohm merkt an, dass er für schwere Güter gedacht ist, aber auch für Länder, die schnell eine erneuerbare Energien- und Wasserstoffinfrastruktur aufbauen können, etwa arabische Länder oder Norwegen und Island, siehe diesen FAZ-Artikel.⁹⁸³ Auch der Lkw Hersteller IVECO hat offenkundig alle diese Antriebstechniken im Angebot.⁹⁸⁴

3. Chemie

3.1 Intro Dow

Der U.S. Chemiekonzern Dow schreibt im Jahr 2023, in einer Broschüre, verfügbar auf der DOW-Webseite, mit dem Titel 'Supporting our customers on the Path to Zero Emissions': „The combustion of fuel gas, which is mostly methane, accounts for nearly all of our scope 1 carbon emissions. To make our products, we import and use approximately 10 gigawatts of energy from fuel to produce heat, power and steam from more than 80 gas turbines, steam turbines, and boilers, and nearly 200 furnaces at 25 major manufacturing sites worldwide. On top of that, we purchase more than 1 gigawatt of power and steam from external utility providers. We've been a leader in the use of renewable energy – such as solar and wind – and are among the top 20 corporate purchasers worldwide. This is a strategic choice that will continue to be important to our decarbonization efforts. Renewable energy, however, has limitations. Our manufacturing operations require around-the-clock supply of power, heat, and steam. We cannot have power interruptions when the sun isn't shining or the wind isn't blowing. In addition, while renewables generate enough electricity to run some of our processes, they cannot deliver the high temperatures and high-pressure heat and steam many of our processes require. Furthermore, our path to decarbonization will move us toward electrifying more of our processes, which will add more demand on already strained electrical grids. A significant increase in stable, reliable power generation will be needed. Given this, Dow is pursuing many options for decarbonizing our energy assets, including investing in carbon capture and storage (CCS); using advanced small modular nuclear technologies; continuing to increase our use of renewable energy; as well as various clean hydrogen technologies.”⁹⁸⁵

Dow schreibt weiterhin: “We need access to higher energy density sources like fuel gas in the form of hydrogen for high pressure/volume steam and the critical cracking processes where our key raw materials, like ethylene and propylene, are manufactured. Lastly, even if we could overcome the

⁹⁸¹ Siehe: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2851 - Zugriffen: 08.06.2024.

⁹⁸² Siehe MAN News 08.04.2024: <https://press.mantruckandbus.com/corporate/de/man-erweitert-zero-emission-portfolio/> - Zugriffen: 11.10.2024.

⁹⁸³ Bei Akkus wird 75 % der erneuerbar gewonnenen Energie auf die Straße gebraucht, bei Wasserstoff sei dies nur 25 %. Aber wenn man z.B. selbst eine Möglichkeit hat, selbst Strom in Solaranlagen zu erzeugen und Wasserstoff zu erzeugen, dann kann sich z.B. elektrischer Antrieb oder Wasserstoff Antrieb lohnen, da Treibstoff 1/3 der Betriebskosten bei Transportunternehmen ausmacht. Der Coup von MAN. FAZ, 23.09.2024.

⁹⁸⁴ Tobias Piller. Der Elektroantrieb ist nicht durchgestartet. FAZ, 21.09.2024.

⁹⁸⁵ Siehe, Stand 2023: <https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/science-sustainability/066-00454-01-supporting-our-customers-on-the-path-to-zero-emissions.pdf> - Zugriffen: 22.01.2025.

intermittency and energy density limitations of renewables, the amount of land that would be required to meet all our needs would be prohibitive. For the approximately 4 gigawatts of energy we generate in the form of power and heat, you would need more than 10 million solar panels or 1,240 wind turbines covering tens of thousands of acres of land. Additionally, we would need significant resources (land and materials) for the large amount of energy storage required to compensate for intermittency (i.e. large scale batteries).”⁹⁸⁶

Für 80 Gasturbinen, Dampfturbinen und 200 Öfen benötigt Dow also ‚fuel‘, also Erdgas und Erdöl, dazu kommt Strom und Dampf von externen Anbietern, insgesamt 11 GW Leistung. Hierzu fällt erst einmal auf, dass Dow nicht erwähnt, dass Erdgas und Erdöl in Zukunft durch Wasserstoff ersetzt werden müssen. Dow erwähnt nur seinen derzeit existierenden Energiebedarf im Bereich Strom und Wärme. Wegen den tausenden Acres Land, die dafür genutzt werden müssten, könne man die Nutzung schon ausschließen („prohibitive“) und zudem bräuchte man Großbatterien. Dow erwähnt, dass man mit 1240 Windkraftanlagen 4 Gigawatt erzeugen kann.

Dies schreit nach einer Bierdeckelrechnung: Diese Zahl der Windräder erscheint gar nicht so hoch ... welche Leistung haben diese Windkraftanlagen? 3,2 Megawatt Leistung pro Anlagen (4 Gigawatt sind: 4000 MW/ 1240 Windenergieanlagen = 3,22 MW pro Windenergieanlage), das ist eine ziemlich altbackene Leistungszahl, die heutigen Anlagen leisten selbst auf dem Land das doppelte, dann wären es schon aufgrund dieser Informationen nur 630 Windkraftanlagen.

Wie viel dieser 3,2 Megawatt Anlagen bräuchte man bei 10 GW? Bierdeckelrechnung Dreisatz $1240 / 4 = 310$. 1 Gigawatt = 310 Windkraftanlagen. Der Energiebedarf von Dow mit 10 GW kann man also mit $310 * 10 = 3100$ Windkraftanlagen erzeugen. Wie viel Terawattstunden sind das? $10.000 \text{ MW} * 8760 = 87.600.000 \text{ MWh}$ * sagen wir mal den Kapazitätsfaktor 25 % bei Landwind = 21.900.000 MWh, das sind 21,9 Terawattstunden bzw. 22 Terawattstunden. Es geht also bei den 10 GW um ungefähr eine Jahresleistung von 22 Terawattstunden. Das wäre ein 1 Atomkraftwerk (Jahresleistung 20 TWh) oder 16 mal das Projekt Cowboy Solar I und II (Jahresleistung 1,3 TWh) oder 366 mal der Solarpark Flughafen Barth (Jahresleistung 0,06 Terawattstunden).

Im Gegensatz zu dem was Dow sagt, dürften 10 GW also leicht mit erneuerbaren Energien zu erreichen sein, zumal es um 100 Dow-Produktionsstätten geht (13 in Deutschland, 32 in den USA und Kanada)⁹⁸⁷, bei denen dann jeweils regional viel weniger erneuerbare Energien stehen müssten, nämlich 22 Terawattstunden / 100 ... also nur 220 Gigawattstunden in der Nähe einer Produktionsstätte, das wäre z.B. nur $\frac{1}{4}$ des Projekts Cowboy Solar I und II oder 3,6 mal der Solarpark Flughafen Barth. Und auch ein Platzproblem wird hier nicht sichtbar. Sinnvoll wäre es allerdings 100 mal eine Großbatterie zu kaufen, aufgrund der Schwankungen von Wind- und Solarstrom. Ein Atomkraftwerk wäre jedenfalls viel zu groß.

Am Rande: In seinem 2023 INTERsections Progress Report auf S. 105 gibt DOW an, dass es 558 Mill. GJ an Energie braucht, davon Fuels 309, Offgas from Feedstock 255, erneuerbare Elektrizität 16, nicht erneuerbare Elektrizität 15, Dampf 3,8.⁹⁸⁸ Dieser Wert ist schwer nachvollziehbar: 558 Gigajoule sind 155 Megawattstunden, sehr wenig. Dennoch dürften auch 22 Terawattstunden für Dow in der

⁹⁸⁶ Siehe: <https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/science-sustainability/066-00454-01-supporting-our-customers-on-the-path-to-zero-emissions.pdf> - Zugriffen: 22.01.2025.

⁹⁸⁷ Siehe: <https://de.dow.com/de-de/standorte.html>; siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1289073/umfrage/produktionsstandorte-von-dow-inc-nach-regionen/> - Zugriffen: 01.02.2025.

⁹⁸⁸ Siehe, S. 105, : <https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/about/066-00469-01-2023-progress-report.pdf> - Zugriffen: 26.01.2025.

Zukunft viel zu wenig sein!!!! Schließlich muss Dow irgendwann von Erdgas und Erdöl auf Wasserstoff durch Elektrolyse als neuen Grundstoff seiner Chemieproduktion umstellen. Dies erwähnt Dow nicht.

Kurzum: Dow hat sich offenbar mit erneuerbaren Energien noch gar nicht auseinandergesetzt, die Rechnungen stützen die eigenen Argumente nicht. Darüber darf man sich lustig machen!!! 😊

Aber eines wird auch klar und dies will ich mit dem langen Zitat am Anfang des Chemie Abschnitts zeigen. Aus der Perspektive einer Chemie- bzw. oft kombinierten Chemie- und Petrochemiefirma, die weltweit aktiv ist, mit vielen Produktionsstätten, kann man sich angesichts der Energiewende auch hilflos bzw. überfordert zu fühlen, weil es eine so große Transformation ist.

Schätzen wird einfach mal, dass Dow um seinen Wärmeenergiebedarf und um Erdgas und Öl zu ersetzen weltweit für seine Betriebsstätten 10 Mill. Tonnen Wasserstoff braucht, dann wären dies 800 Terawattstunden (siehe die Tabelle oben):

Das sind umgerechnet in Cowboy Solar I und II, Jahresleistung 1,3 TWh, Kosten 1,2 Mrd. US\$⁹⁸⁹: 800 / 1,3 Terawattstunden: 615 mal Cowboy Solar I und 2. Umgerechnet in Atomkraftwerke wären es Kosten für 40 Atomkraftwerke, ich setze mal pro Stück 15 Mrd. an = 600 Mrd. Kosten für Cowboy Solar I und II 1,2 Mrd. * 615 = 738 Mrd. Und um 10 Mill. Tonnen Wasserstoff aus Strom zu produzieren braucht man 1000 Elektrolyseure a 100 MW, mit einem Stromverbrauch von 0,8 TWh. Die 1000 Elektrolyseure mit 100 MW Leistung kosten je 50 Mill. Euro.⁹⁹⁰ 1000 * 50 Mill. = 50.000 Mill. das sind 50 Mrd. Die Transformation würde Dow also ca. 650 bis ca. 800 Mrd. Euro kosten. Bei erneuerbaren Energien könnte Dow am Ende ‚kostenlose‘ Energie nutzen. 800 / 25 Jahre = das wäre 32 Mrd. Euro pro Jahr, bei 44,6 Mrd. US\$ Umsatz.⁹⁹¹

Aus regionaler Sicht wäre es möglich, weil man / 100 Standorte rechnen könnte und dann eben pro Standort: 6,15 mal Cowboy Solar I und II oder 0,4 Atomkraftwerke und 100 mal ein 100 MW Elektrolyseur herauskommen würden.

... aber 650 bis 800 Mrd. bzw. 26 bis 32 Mrd. Euro pro Jahr ist tatsächlich schwer zu finanzieren (und die Großbatterien kommen auch noch dazu). Aber man könnte wenigstens mal mit der Energiewende anfangen. Dow hat sich dagegen dazu entschlossen in seinen öffentlichen Dokumente herumzuheulen und falsch zu rechnen. Dazu kommt, dass dies hier mit 10 Mill. Tonnen Wasserstoff wahrscheinlich ein viel zu hoher Schätzwert ist, vielleicht braucht Dow doch nur 5 Mill. Tonnen

⁹⁸⁹ Cowboy Solar I und II ist eine Solarprojekt der Firma Enbridge in Wyoming, mit 400 MW Solar und 136 MW Batteriespeicher in Phase I und 371 Solar und 133 Batteriespeicher in Phase II (771 MW). Enbridge ist ein großer Öl- und Gaskonzern sowie Pipelinebetreiber. Siehe: <https://www.enbridge.com/projects-and-infrastructure/public-awareness/cowboy-solar-and-bess-project> - Zugriffen: 21.01.2025. Kosten ca. 1,2 Mrd. US\$. Batteriespeicher von Fluence Energy Inc., Solar von American Hyperion Solar LLC, Tochter von Jiangsu Runergy New Energy Technology Co. Ltd. Ein Grund für diesen Solarpark ist der Aufbau von Rechenzentren, u.a. von Microsoft, siehe: <https://carboncredits.com/enbridges-1-2b-solar-plus-storage-project-fuels-path-to-net-zero/> - Zugriffen: 21.01.2025. Bierdeckelrechnung: 771 MW * 8760 = 6.753.960 MWh * sagen wir mal 20 % Kapazitätsfaktor für einen Solarpark in der Wüste * 0,2 = 1.350.792 MWh, also 1,3 Terawattstunden.

⁹⁹⁰ Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für einen Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW. 100 MW = 100.000 kW. 100.000 kW * 500 = 50.000.000, das sind 50 Mill. Die Kosten für einen 100 MW Elektrolyseur kann man auf 50 Mill. Euro schätzen, allerdings für 2030, wenn bestimmte Kostenersparnisse durch höhere Produktionsmengen greifen. Siehe für die Schätzung: Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugriffen: 22.01.2025.

⁹⁹¹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Dow,_Inc. – Zugriffen: 23.01.2025.

Wasserstoff, dann wären es nur die Hälfte der Kosten, etwa 300 bis 400 Mrd. Mrd., dies wären in 25 Jahren 16 Mrd. pro Jahr usw.

Jedenfalls gibt es kein Platzproblem, zumindest nicht in Staaten wie USA, Kanada, China, Saudi-Arabien mit ihren großen Landflächen, sie können diese Anlagen um die Chemieparcs herum bauen. Agri-PV wird kaum nötig sein. Um Landwindanlagen herum kann man weiter landwirtschaftliche Produktion betreiben. Andere Staaten wie Japan, Taiwan, Deutschland etc. haben da mehr Schwierigkeiten, können aber auch Landwindanlagen und Agri-PV Anlagen aufbauen.

Das Problem Dow wäre also gelöst, nun ist Dow aber nur eine Petrochemie bzw. Chemiefirma von 50 größeren Firmen: Auf der Liste der größten Chemieunternehmen finden sich 50 Firmen. Die ersten 17 Firmen liegen mit ihrem Umsatz über 20 Mrd. US\$ (2021).⁹⁹²

Wenn nun 50 Firmen diese Umstellung vornehmen, sind es $50 * 800$ Terawattstunden = 40.000 Terawattstunden, es geht um 50 mal 10 Mill. Tonnen Wasserstoff, **das sind 500 Mill. Tonnen Wasserstoff**. Das sind ganz grobe Schätzwerte, aber es geht eben um eine riesige Industrie und hier ist die Petrochemie nur teilweise mit drin. Rechnen wir einfach mal mit diesem wahrscheinlich viel zu hohem Schätzwert weiter:

Das sind 2000 Atomkraftwerke oder 30.769 Cowboy Solar I und 2 oder 666.666 Solarparcs Barth Flughafen. Um 500 Mill. Tonnen Wasserstoff herzustellen, braucht man 50.000 Elektrolyseure a 100 MW, die haben eben den Stromverbrauch von $50.000 * 0,8 = 40.000$ Terawattstunden. Kosten: $50 * 800$ Mrd. = 40.000 Mrd. (/25 Jahre = 1600 Mrd. pro Jahr)

Die Chemie- und Pharmaindustrie erwirtschaftete 2023 weltweit einen Umsatz von 7149 Mrd. Euro pro Jahr, China kommt davon auf 40 %, die USA auf 12 % und Deutschland auf 4,4 %, danach kommen noch Japan, Indien, Irland, Schweiz, Korea und Frankreich mit Zahlen über 2 %. Es gibt z.B. von 2020 bis 2023 in China, aber auch in der EU und der USA (bis 2019) stark steigende Investitionen in Anlagen.⁹⁹³ Ab 2015 gibt es in der EU mehr als 30 Mrd. Euro Investitionen jährlich in die chemische Industrie (2022 und 2023 sogar über 50 Mrd. Euro).⁹⁹⁴

Dazu kommt die Petrochemie, die 10 größten Firmen: Sinopec (China), 453,79 Mrd.; Aramco (Saudi Arabien), 440,88 Mrd.; PetroChina (China), 425,37 Mrd.; Exxon Mobile (USA), 334,7 Mrd.; Shell (UK); 316,62 Mrd.; TotalEnergies (Frankreich), 237, 13 Mrd.; BP (UK), 210,13 Mrd.; Chevron (USA), 196,91 Mrd.; Petrobras (Brasilien), 102,41 Mrd.; Gazprom (Russland), 95,2 Mrd.⁹⁹⁵ Die 10 größten Firmen haben insgesamt 2813,14 Mrd. Umsatz.

Wenn man für 40.000 Mrd. weltweit die Petrochemie und die Chemieindustrie umstellen möchte, diese Industrie über einen jährlichen Umsatz von 10.000 Mrd. verfügt und davon 5 % Gewinn machen kann, also 500 Mrd. jährlich für neue Investitionen verfügbar sein können, dann sind das für 25 Jahre: $25 * 2000$ Mrd. = 12.500 Mrd. Kurz: Die Petrochemie- und die Chemieindustrie kann – eigentlich - die Energiewende allein stemmen und bezahlen.

⁹⁹² Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_gr%C3%B6%C3%9Ften_Chemieunternehmen – Zugriffen: 22.01.2025.

⁹⁹³ S. 11 und S. 25. VCI. Chemiemärkte weltweit, Juli 2024. Siehe: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/chemiemaerkte-weltweit.pdf> - Zugriffen: 30.11.2024.

⁹⁹⁴ S. 164. VCI. Chemiewirtschaft in Zahlen 2024.

⁹⁹⁵ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/184414/umfrage/umsatz-der-top-10-oel-und-gaskonzerne-weltweit/> - Zugriffen: 01.02.2025.

Vor allem sollte man mal damit anfangen, und nicht wie Dow zitternd vor der Größe der Aufgabe einknicken und vor allem die Erfahrung machen, dass es auf der Ebene einzelner Werke und Chemieparks doch möglich ist, eine Umstellung in erneuerbare Energien vorzunehmen, man sehe sich nur den Platz für erneuerbare Energien an, der in Kanada rund um die Chemiewerke bei Edmonton vorhanden ist ...

Was sind eigentlich chemische Grundstoffe? Über Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, Naphtha etc. hinaus?

Chlor ist ein weiterer Grundstoff für die chemische Industrie. Weltweit werden 77 Mill. Tonnen Chlor (Zahl aus ChatGTP) hergestellt, fast der ganze Chlor wird durch Chlor-Alkali-Elektrolyse aus Kochsalz und Wasser hergestellt (Nebenprodukte sind Wasserstoff und Natronlauge). **Wenn man 77 Mill. Tonnen Chlor durch Elektrolyse herstellen kann, warum sollte man dann nicht 500 Mill. Tonnen Wasserstoff durch Elektrolyse herstellen, um die ganze Welt mit Energie zu versorgen und die chemische Industrie aufrechtzuerhalten.** Das sind also keine verrückten Dimensionen. 😊
Es hat allerdings länger gedauert, diese Kapazität aufzubauen, 1890 wurde bereits die erste Chloralkali-Elektrolyse aufgebaut, in der Chemischen Fabrik Griesheim.⁹⁹⁶ Chlor wird oft zur Herstellung von Vinylchlorid verwendet, den Ausgangsstoff zur Herstellung des Kunststoffes Polyvinylchlorid, bekannt als PVC⁹⁹⁷ (dazu braucht man aber noch Ethylen / Ethen oder Acetylen⁹⁹⁸), neben 15.000 anderen Chlor-enthaltenden Stoffen.⁹⁹⁹ Im Prozess selbst entsteht kein CO₂, außer durch den benötigten Strom, die Chlor-Alkali-Elektrolyse kann auch nach der Energiewende so weiterlaufen.

Das Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse ist Natronlauge und dies ist ein zweiter chemischer Grundstoff, mit einer weltweiten Produktion von 70 – 97 Mill. Tonnen (Zahl aus ChatGTP). Die Natronlauge wird meist eingedampft, dann erhält man Natriumhydroxid / sog. Ätznatron oder kaustisches Soda. Dies wird benötigt für Laugenbrezeln, dem Schälen von Tomaten und Kartoffeln, in der Papierindustrie dem Aufschließen von Holz in der Papierproduktion (sog. Kraftprozess) und dem Bleichen von Zellstoff, die Mercerisierung von Baumwollen und der Herstellung von Viscosefasern, zum Waschen von Gasen, zum Entfernen von Säuren, der Herstellung von Seifen und Fetten, der Produktion von Farbstoffen, Kunststoffen, Pharmaprodukten, Reinigung und Ätzen von Metallen.

Weitere Grundstoffe sind: Schwefelsäure mit 66 Mill. Tonnen weltweiter Herstellung (Zahl aus ChatGTP), diese wird auch aus der Entschwefelung von Erdgas und Rohöl hergestellt und durch das Rösten von Pyrit, der Verhüttung schwefelhaltiger Erze wie Kupfer, Zink und Blei oder durch schwefelsäurehaltigen Gips im Drehrohrofen. Anwendung: Phosphorsäure für Düngemittel, für die Herstellung von Kupfer und Zink. Bei dieser Produktion fällt kaum CO₂ an, außer man verwendet Wärmeenergie aus Kohle und Öl. Hier kündigt sich für die Zeit nach der Energiewende ein Problem an, das nicht mit dem CO₂ direkt zu tun hat: Wie stellt man Schwefelsäure her, wenn Erdgas und Rohöl nicht mehr bzw. weniger verwendet werden?

Stickstoff, weltweite Herstellung 93,2 Mill. Tonnen (Zahl aus ChatGPT), Herstellung durch Luftzerlegeanlagen. Air Products betreiben 300 Anlagen in 40 Ländern und hat 1000 Anlagen

⁹⁹⁶ Siehe Wagner, Dieter. Die Chemische Fabrik Griesheim. Pionier der technischen Elektrochemie, Mitteilungen Gesellschaft deutscher Chemiker / Fachgruppe Geschichte der Chemie, 2002: https://www.gdch.de/fileadmin/downloads/Netzwerk_und_Strukturen/Fachgruppen/Geschichte_der_Chemie/Mitteilungen_Band_16/2002-16-06.pdf - Zugriffen: 01.02.2025.

⁹⁹⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Chlor> - Zugriffen: 01.02.2025.

⁹⁹⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Vinylchlorid> - Zugriffen: 01.02.2025.

⁹⁹⁹ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/Chlorine> - Zugriffen: 01.02.2025.

entworfen und gebaut. Linde baut ebenfalls Luftzerlegeanlagen. Ebenso Air Liquide, mit 500 Produktionseinheiten. Bei dieser Produktion fällt (soweit ersichtlich) kein CO₂ an, außer durch den benötigten Strom für Kompressoren. Siehe auch: Wikipedia Linde-Verfahren.¹⁰⁰⁰ Die Stickstoffherstellung durch Luftzerlegeanlagen kann auch nach der Energiewende so weiterlaufen. Sie werden weiterhin für die grüne Ammoniakherstellung gebraucht, dafür braucht man Wasserstoff und Stickstoff.

Ethylen / Propylen (Propen / Methylethylen). Die jährliche weltweite Produktion ist nicht bekannt. Die Produktionskapazität beträgt jährlich weltweit 225,25 Mill. Tonnen¹⁰⁰¹ (hergestellt wurden 2010 jährlich 123 Mill. Tonnen, in den USA wurden aber allein zwischen 2017 und 2020 10 Mill. Tonnen zusätzliche Kapazität hinzugefügt¹⁰⁰²). Zur Herstellung braucht man Rohöl, das wird in einer Raffinerie zu Naphtha (Leichtbenzin) umgewandelt oder man benutzt, als weitere Möglichkeit Erdgas, etwa in den USA. Das Naphtha wird in einem Steamcracker zu Ethylen und zu vielen anderen Produkten umgewandelt. Beim Steamcracken muss der sog. Spaltofen stark erhitzt werden, dies erfolgt mit Erdgas. Deshalb ergeben sich hierbei hohe CO₂-Emissionen: pro Tonne Ethylen, 1,5 Tonnen CO₂, für 2020 wird von 260 Mill. Tonnen CO₂ gesprochen.¹⁰⁰³ Die Ethylencracker müssen in einen elektrischen Ethylencracker umgebaut werden oder das Erhitzen erfolgt durch grünen Wasserstoff, der Rest der Anlage kann jeweils bestehen bleiben. Ethylen selbst kann über die umgekehrte Wassergasverschiebereaktion und den Fischer-Tropsch-Prozess¹⁰⁰⁴ hergestellt werden oder die Methanol zu Olefinen Route¹⁰⁰⁵. Diese letzteren beiden Anlagen müssen neu gebaut werden, die Technologien sind verfügbar, bis auf die elektrische Hitzeerzeugung, sie immerhin schon für kleinere Anlagen verfügbar.

Ammoniak. Herstellung jährlich 185 Mill. Tonnen¹⁰⁰⁶ großteils mit dem CO₂ intensiven Haber-Bosch-Prozess¹⁰⁰⁷, bei dem aus Erdgas und Wasserdampf und einem Nickeloxid-Aluminiumoxid-Katalysator Wasserstoff und Kohlenmonoxid entsteht, sodann kommen Luft hinein und damit auch der nötige Stickstoff, danach wird Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid oxidiert, das CO₂ muss aber dann entfernt werden, schließlich kommen Stickstoff und Wasserstoff in den Ammoniakreaktor. Das CO₂ kann direkt wieder zur Herstellung von Harnstoff genutzt werden, aber nur ein Teil wird so genutzt.¹⁰⁰⁸ 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 CO₂.¹⁰⁰⁹ Aus Ammoniak wird Harnstoff als Düngemittel hergestellt, in einer Reaktion mit CO₂ (ist aber auch AdBlue), ebenso werden daraus die Ammoniumsalze Ammoniumnitrat, -phosphat und -sulfat hergestellt. Ein weiterer wichtiger Stoff der daraus hergestellt ist, ist Salpetersäure, darauf werden Sprengstoffe hergestellt. Es gibt eine weitere

¹⁰⁰⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Linde-Verfahren> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰¹ Siehe Statista: https://www-statista-com.translate.goog/statistics/1067372/global-ethylene-production-capacity/?_sso_cookie_checker=failed&_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=de&_x_tr_hl=de&_x_tr_pto=rq – Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰² Siehe Wikipedia Ethen: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ethen> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰³ Siehe Wikipedia Ethen: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ethen> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰⁴ Siehe Wikipedia Fischer Tropsch: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰⁵ Siehe Wikipedia Methanol to Olefins: https://de.wikipedia.org/wiki/Methanol_to_Olefins - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰⁶ 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.

¹⁰⁰⁷ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Haber-Bosch-Verfahren> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Haber-Bosch-Verfahren> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰⁰⁹ Siehe Wikipedia Englisch Steamreforming, Abbildung: https://en.wikipedia.org/wiki/Steam_reforming - Zugriffen: 01.02.2025.

Anzahl von Zwischenprodukten.¹⁰¹⁰ Die Ammoniakproduktion muss auf grünen Wasserstoff und grünen Stickstoff umgestellt werden, die Technologie ist verfügbar.

Als nicht vermeidbare Residualemissionen aus dem Chemiebereich wird bei Ausfelder/Du Tran (2022) die Produktion von Adipin- und Salpetersäure sowie Calciumcarbid genannt.¹⁰¹¹

3.2 Die wirtschaftliche Situation der Chemieindustrie

Einen guten Überblick über die Prozesswege in der Chemieindustrie gibt es in dieser Präsentation von Wasserstoff-Kompass.¹⁰¹² Empfehlenswert ist auch eine aktuelle Übersicht von Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024.¹⁰¹³

Kritisch, mit vielen Informationen, widmet sich u.a. der Chemieindustrie das Institut for Energy Economics and Financial Analysis IEEFA aus den USA.¹⁰¹⁴ Infos zu chemischen Stoffen finden sich z.B. hier.¹⁰¹⁵

Zuvor gab es von der Chemieindustrie folgende Publikation.¹⁰¹⁶ Der aktuelle Bericht der Chemieindustrie: Transformation der Chemieindustrie 2023 geht davon aus, dass die Chemieindustrie die Energiewende schaffen kann.¹⁰¹⁷ Zu diesem Bericht gibt es ein Update 2024.¹⁰¹⁸ Dieser Bericht liegt hier vor allem zugrunde.

Der BDI hat zwei Berichte vorgelegt, in denen die Chemieindustrie vorkommt: Im Bericht des BDI Klimapfade 2.0 2021 hört es sich erst so an, als ob die Energiewende schaffbar ist, wenn man allerdings über die Grundstoffchemie liest, steht dort, dass die Energiewende nicht schaffbar ist.¹⁰¹⁹

¹⁰¹⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ammoniak> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹⁰¹¹ 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.

¹⁰¹² Wasserstoff Kompass / Blaumeiser 2023: Dominik Blaumeiser und das Wasserstoff Kompass Team.

Wasserstoff in der chemischen Industrie. Präsentation, 27.04.2023, siehe Datum und Hinweis in idw:

<https://idw-online.de/de/news813406>, siehe die Präsentation URL: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf - 09.09.2024.

¹⁰¹³ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie. Dechema, acatech, März 2024. In: https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_IND_Chemie.pdf - Zugriffen: 24.02.2025.

¹⁰¹⁴ Siehe IEEFA: <https://ieefa.org/>

¹⁰¹⁵ Siehe: https://www.u-helmich.de/che/lexikon/_Register.html

¹⁰¹⁶ Roadmap Chemie 2050: Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Dechema / Future Camp, 2019. Siehe: <https://dechema.de/chemie2050-path-123211,124930.html> – Zugriffen: 09.09.2024.

¹⁰¹⁷ Transformation Chemie 2023, Langfassung : <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 09.09.2024.

¹⁰¹⁸ Transformation Chemie Update 2024. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update, Stand: 07. November 2024. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 20.02.2025.

¹⁰¹⁹ Zu den Umstellungen in der Grundstoffchemie: „Ohne zusätzliche Regulierung ist keine dieser Entwicklungen wahrscheinlich. Mehrere Technologien befinden sich aktuell noch im Pilotstadium, jedoch sind alle unter den gegebenen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich. Zudem ist der derzeitige regulatorische

Der neue Bericht des BDI Transformationspfade für das Industrieland Deutschland, September 2024¹⁰²⁰, geht davon aus, dass die Chemieindustrie deutlich schrumpfen wird, weil das Erdgas zu teuer geworden ist, weil mutmaßlich die Produktion im Ausland billiger ist und es wird schon davon ausgegangen, dass das EU CBAM nicht schützen wird. Einzig im Bereich Ethylen seien vielleicht Möglichkeiten da, weiter zu produzieren. Auch sei festzustellen, dass etwa im Bereich Methanol gar nicht die Kapazitäten vorhanden, um die Deutsche Produktion zu ersetzen. Es wird gefordert, eine Minimalkapazität etwa im Bereich Ammoniak beizubehalten (dies sollte möglicherweise die Politik bezahlen). Von der Energiewende wird gar nicht mehr gesprochen. Dass sich die Chemieindustrie auf Wasserstoff umstellen kann, wird gar nicht mehr in Betracht gezogen bzw. in die ferne Zukunft geschoben. Die Petrochemie sollte sich ebenfalls umstellen, aber wie dies geschehen kann, wird nicht diskutiert, dazu gibt es 1 Seite, auch hier ist wieder davon die Rede, dass der Staat hilft.¹⁰²¹

Der Einschätzung, dass die Chemieindustrie wegen dem ‚zu teuren Erdgas‘ deutlich schrumpfen wird, stehen erstmal die folgenden Informationen entgegen, nämlich dass die verstaatliche ehemalige Gasprom Germani, nun die staatliche Energiehandelsgesellschaft SEFE¹⁰²² die Erdgasversorgung Deutschlands gesichert hat, vor allem mit Hilfe Norwegens, und an zweiter Stelle der USA:

SEFE importiert jährlich 20 Milliarden Kubikmeter Erdgas, das ist der Kundenbedarf.¹⁰²³ Am 19.12.2023 wird mit dem norwegische Energieversorger Equinor ein Erdgasliefervereinbarung (kein LGN!!!!) vom 1. Januar 2024 bis 2034 von 10 Milliarden Kubikmeter Erdgas jährlich ab, 1/3 des jährlichen deutschen Industriebedarfs. Eine Option auf weitere 39 Milliarden Kubikmeter für weitere fünf Jahre wurde ausgesprochen. Ebenso wurden ab 2029 Wasserstoffprojekte vereinbart.¹⁰²⁴ Weitere Vereinbarungen der SEFE, nicht chronologisch: Aus den USA importiert die SEFE LNG von Venture Global LNG, 20 Jahr 3 Mrd. Kubikmeter LNG pro Jahr.¹⁰²⁵ Aus den USA von ConocoPhillips importiert die SEFE in den nächsten 10 Jahren ‚bis zu‘ 9 Mrd. Kubikmeter LNG.¹⁰²⁶ Von Adnoc jährlich 1 Mill. Tonnen LNG.¹⁰²⁷ Aus dem Oman zwischen 2026-2029 jährlich 400.000 Tonnen LNG.¹⁰²⁸ Die

Rahmen unzureichend, um in Zukunft ausreichende Mengen von treibhausgasneutralem Wasserstoff zur Verfügung zu stellen.“ BDI Klimapfade 2.0 2021: 89.

¹⁰²⁰ BDI. Transformationspfade, September 2024. Siehe: <https://bdi.eu/artikel/news/transformationspfade-fuer-das-industrieland-deutschland-studie-langfassung> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²¹ BDI. Transformationspfade, September 2024. Siehe: <https://bdi.eu/artikel/news/transformationspfade-fuer-das-industrieland-deutschland-studie-langfassung> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²² Siehe SEFE Wikipedia: https://de.wikipedia.org/wiki/Securing_Energy_for_Europe - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²³ ConocoPhillips hat auch Erdgas aus Norwegen im Angebot. SEFE Pressemitteilungen, 23.10.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-conocophillips-schliessen-langfristigen-vertrag-ueber-gaslieferungen> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²⁴ Wasserstoff: zu Beginn 5 TWh, erhöht sich bis zu 40 TWh pro Jahr von 2050 bis 2060. SEFE Pressemitteilungen, 19.12.2023: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-equinor-schliessen-langfristige-gasliefervereinbarungen-und-streben-wasserstofflieferungen-in-groessem-umfang-an> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²⁵ SEFE Pressemitteilungen, 22.06.2023: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-unterzeichnet-langfristigen-Ing-liefervertrag-mit-venture-global-Ing> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²⁶ ConocoPhillips hat auch Erdgas aus Norwegen im Angebot. SEFE Pressemitteilungen, 23.10.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-conocophillips-schliessen-langfristigen-vertrag-ueber-gaslieferungen> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²⁷ SEFE Pressemitteilungen, 18.03.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-unterzeichnet-absichtserklaerung-mit-adnoc-ueber-den-kauf-von-1-million-tonnen-Ing-pro-jahr> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰²⁸ SEFE Pressemitteilungen, 21.03.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-oman-Ing-unterzeichnen-liefervertrag-ueber-04-millionen-tonnen-fluessiggas-pro-jahr> - Zugriffen: 06.02.2025.

SEFE meldet am 06.12.2024 einen Liefervertrag von 500.000 Tonnen LNG aus Angola 2026.¹⁰²⁹ Zur SEFE gehört SEFE Storage GmbH, mit sechs Mrd. Kubikmeter Erdgasspeichern, 25 % der Erdgasspeicherkapazität Deutschlands. Sowie SEFE Energy GmbH (aus Wingas), wobei hier auch die WIGA mit ihrem 4150 km Pipelinenetz übernommen wurde (WIGA ist Eigentümerin von GASCADE und NGT).¹⁰³⁰

Deutschland geht es also mit seinem Erdgaslieferverträgen direkt per Pipeline aus Norwegen jedenfalls nicht ganz schlecht.

Der Gasverband (nicht mehr Zukunft Gas, sondern nun Gas- und Wasserstoffwirtschaft¹⁰³¹) warnt sogar vor einer Abhängigkeit von Norwegen, aber nur in dem Sinne, dass die Pipelines verwundbar sind, siehe diesen FAZ Artikel.¹⁰³² Der Branchenverband Gas- und Wasserstoffwirtschaft möchte zwar auch eine Energiewende, aber noch einige Zeit Erdgas nutzen und die Erdgasnetze aufrechterhalten, es wird eine Grüngasquote gefordert, dahinter verbirgt sich die Idee Wasserstoff und Biogas zum normalen Erdgas beizumischen. Eine neue Idee ist Bio-LNG für Lkw, um Diesel zu ersetzen.¹⁰³³ Die Beimischung von Wasserstoff wird kritisiert, weil es hier nur um 10 % geht und der Wasserstoff pro Volumen nur wenig Energie trägt.¹⁰³⁴

Bierdeckelrechnung (längere Bierdeckelrechnung) wie viel diese Preissteigerungen der chemischen Industrie gekostet haben könnten: Der energetische Verbrauch am gesamten Energieverbrauch der Chemie liegt bei 20 %, davon kommt Erdgas für 43,6 % und Strom für 24,8 % auf, Zahlen aus Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023¹⁰³⁵, dazu kommt noch der stoffliche Verbrauch.

Ein Grund war die Umstellung von Erdgas aus Russland auf Liquid Natural Gas bzw. höhere Energiepreise. Im ersten Halbjahr 2021 lag der Erdgaspreis für Nicht-Haushalte (Großverbraucher über 1.111.111 MWh, ohne Steuern und Umlagen, die gering sind) bei 0,02 Euro pro kWh, im zweiten Halbjahr 2021 bei 0,06 Euro pro kWh, im ersten Halbjahr 2022 bis 0,1 Euro pro kWh und im zweiten Halbjahr 2022 bei 0,125 Euro pro kWh, im ersten Halbjahr 2023 sank er auf 0,06 Euro pro kWh ab, im 1. Hj. 2024 lag er bei zwischen 0,05 und 0,04 Euro pro kWh, letztlich geht es hier um eine Verdopplung der Preise.¹⁰³⁶

Die Chemieindustrie hat einen energetischen Energiebedarf, bei dem viel Erdgas zum Einsatz kommen dürfte, von 143 TWh für die Grundstoffchemie¹⁰³⁷, deshalb sind die Zahlen hier nicht genau, sondern Überschlagsrechnungen:

¹⁰²⁹ SEFE Pressemitteilungen, 06.12.2024: <https://www.sefe.eu/newsroom/pressemitteilungen/sefe-und-angola-lng-unterzeichnen-vertrag-zur-lieferung-von-einer-halben-million-tonnen-lng-im-jahr-2026> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰³⁰ Siehe SEFE Energy Pressemitteilung, 30.08.2024: <https://www.sefe-energy.eu/newsroom/detail/transaktion-abgeschlossen-sefe-uebernimmt-wiga-beteiligung-von-wintershall-dea.html> - Zugriffen: 06.02.2025.

¹⁰³¹ Siehe Gas und Wasserstoffwirtschaft: <https://gas-h2.de/>

¹⁰³² Christian Geinitz. Gasverband warnt vor Abhängigkeit von Norwegen. FAZ, 09.01.2025.

¹⁰³³ Siehe: <https://gas-h2.de/verband-gas-und-wasserstoffwirtschaft/publikationen-und-positionen/zukunftsagenda-energie/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁰³⁴ Siehe Prof. Dr. Volker Quaschnig, Youtube:

https://www.youtube.com/watch?v=hY0e97uf7xU&list=PL_F2oDSzDYDGD0NeZht1a5q-1nfVNSilv&index=27 – Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁰³⁵ Daten aus Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 11.

¹⁰³⁶ Statistisches Bundesamt Webseite: Code: 61243-0014, Erdgaspreise für Nicht-Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. 1.111.111 MWh und mehr.

¹⁰³⁷ Daten aus Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 11.

Das ist bei 2 Cent kWh, erstes Halbjahr 2021, ein Preis von 143.000.000.000 kWh * 0,02 Euro/KWh = 2.860.000.000, das sind 2,8 Mrd. Bei einem Preis von 6 Cent kWh ein Preis von 143.000.000.000 kWh * 0,06 kWh = 8.580.000.000 Euro, das sind 8,5 Mrd. Euro (bei 10 Cent kWh: * 0,1 = 14,3 Mrd. Euro). 24 TWh für die Spezialchemie: bei 0,02 480 Mill. Euro, bei 0,06 1,4 Mrd. Euro (*0,1 = 2,4 Mrd. Euro), also eine merkliche Steigerung der Preise, wohlgermerkt ist dies hier für die gesamte deutsche Chemie berechnet. Die stoffliche Nutzung von Erdgas liegt bei ca. 40 TWh Erdgas¹⁰³⁸, bei 0,06 2,4 Mrd. Euro.

Kurz: Durch die Ukraine Krise stieg die Belastung von 2,8 Mrd. plus 480 Mill. plus stoffliche Nutzung Erdgas 800 Mill. Euro = auf 4,08 Mrd.; auf nun offenbar längerfristig 8,5 Mrd. plus 1,4 Mrd. plus für die stoffliche Nutzung 2,4 Mrd. = 12,3 Mrd. (bei einem Umsatz von 261 Mrd. Euro 2022, ist dies eine Steigerung von 1,5 % auf 4,7 % am Umsatz – man könnte sagen, dass dies nur geringe Prozentsätze sind, aber dies ist sicher in den Geschäftszahlen bemerkbar, denn die Umsatzrenditen in der Chemieindustrie sind je nach Geschäftsbereich sehr unterschiedlich, von 6,1 % bis 11,5 % für Petrochemikalien/Standardpolymere bis Düngemittel und bis 24,7 % für Verbraucherprodukte¹⁰³⁹). Siehe auch diese Studie.¹⁰⁴⁰

In der aktuellen BDI Studie Energiewende auf Kurs bringen, März 2025 wird festgehalten, dass die gestiegenen Erdgaspreise teils ein Problem sind, u.a. in Industrien, die nur kleinere Abschnitte im Produktionsprozess z.B. einen bestimmten Wärmebedarf, eben über Erdgas laufen lassen. Strompreise wieder weitgehend abgesunken sind und außer für ganz bestimmte Unternehmen (Elektrostahl, Kupfer, Siliziumprodukte – Wacker Chemie ... die keine kontinuierlichen Tarife haben, teils nachts arbeiten um zu sparen und die die Strompreiskompensation bekommen, aber offenbar dennoch Nachteile haben) kaum mehr ein Problem darstellen (außer dass natürlich weiter befürchtet wird, dass man auf die Netzentgelte zu viel auflädt und der Strompreis wieder steigen wird, trotzdem die Bundesregierung die EEG Umlage übernommen hat).¹⁰⁴¹

In der Literatur wird für Russland angezweifelt, dass es vor dem Überfall auf die Ukraine viel niedrigere Preise angeboten hat, die Preise hätten sich generell an den Preisen anderer Anbieter orientiert, es seien aber ‚etwas niedrigere‘ Preise gewesen, dafür aber längerfristige Abnahmeverträge, so die Journalisten Reinhard Bingener und Markus Wehner in ihrem Buch Die Moskau Connection, München: Beck, 2023, S. 196-197.¹⁰⁴²

Energiepreise sind aber nicht der einzige Grund für bestimmte Vorgänge in der Chemieindustrie. So waren die Rohstoffpreise z.B. nicht der hauptsächliche Grund z.B. für die Schließung der 1 Mrd. Euro Toluol-Anlage von BASF in Ludwigshafen. Die Anlage wurde von externen Ingenieuren schlecht gebaut und hat nie richtig funktioniert. Die Krisensituation wurde genutzt, um die Anlage stillzulegen. Dagegen verfügt die energieeffiziente Toluol-Anlage von Covestro in Dormagen über patentgeschützte Technologie und ist trotz höherer Energiepreise in der Lage wettbewerbsfähig zu produzieren.¹⁰⁴³

¹⁰³⁸ Siehe: <https://gas.info/gas-im-energiemix/industrie/gas-chemische-industrie> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁰³⁹ Siehe: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/789778/umfrage/durchschnittliche-gesamtrendite-der-chemieindustrie-nach-segment/> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁰⁴⁰ Daria Schaller, Moritz Schasching. Energieintensive Industrie unter Druck. IFO Institut, ifo-Schnelldienst 6/2024, 19. Juni 2024.

¹⁰⁴¹ BDI Energiewende auf Kurs bringen 2025: 15-17, S. 15 Fussnote 16, Tabelle 41 auf S. 51.

¹⁰⁴² Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Nord_Stream - Zugriffen: 15.03.2025.

¹⁰⁴³ So zumindest eindeutig und klar die Sicht in diesem Artikel der Wirtschaftswoche, siehe Nele Antonia Höfler. „Covestro wird von der Entscheidung der BASF ganz sicher profitieren.“ Wirtschaftswoche, 01. Mai 2023: <https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/basf-schliesst-tdi-anlage-in-ludwigshafen-covestro-wird-von-der->

Dazu kommt, dass es offenbar Ammoniak billig aus Russland zu kaufen gab. Ammoniak und darauf basierende Düngemittel aus Russland wurden 2021 257.000 Tonnen importiert, 2023 677.000 Tonnen, die Produktion von Ammoniak in Deutschland ging von 2021 2,4 Mill. Tonnen auf 2022 1,8 Mill. Tonnen zurück.¹⁰⁴⁴

Ein Rückgang der Produktion verwundert nicht, da die traditionelle Ammoniakherstellung viel Erdgas benötigt und der Erdgaspreis in dieser Zeit angestiegen ist. Wenn es allein um den niedrigsten Preis geht, dann würde sich die Chemieproduktion tatsächlich sämtlich nach Russland, die USA oder die Ölstaaten verlagern. Um dies zu verhindern werden aber bald die CBAM-Zölle veranschlagt, dann kann Ammoniak nicht mehr so günstig nach Europa importiert werden, und die europäische Ammoniakindustrie kann ihr eigenes Preisniveau setzen bzw. es gibt dann in Europa etwas höhere Preise, siehe dazu Teil 3.

Die deutsche Chemieindustrie hat 2023 eine Krise durchlaufen. Die Jahre 2021 und 2022 waren von den Umsatzzahlen her gut. Von 1997 bis 2022 gab es eine Umsatzsteigerung von 118 Mrd. auf 261 Mrd., Inland 64 Mrd. auf 101 Mrd., Ausland 54 Mrd. 159 Mrd. Das Jahr 2023 liegt trotz dem Umsatzrückgang von – 13,7 immer noch klar über den Zahlen für 2020.¹⁰⁴⁵ In einer anderen Statistik: Umsatz: 1994: 112 Mrd.; 2022: 262 Mrd. (26 % von Europa). Jährliche Investitionen 2020, 2021, 2022 über 8 Mrd., Export 286 Mrd. (22,4 % von Europa), jährliche F&E Ausgaben: 2020-2022 über 12 Mrd.¹⁰⁴⁶ Trotz der Umsatzsteigerungen über die Jahre zeigen die Statistiken auch in nahezu allen Bereichen, außer Pharma, einen deutlichen Rückgang der Produktion über das letzte Jahrzehnt, die trotzdem vorliegenden Umsatzsteigerungen liegen offenkundig auch an erheblichen Preissteigerungen ab 2021.¹⁰⁴⁷

Der Chemiekonzern Dow meldet im Mai 2025, dass er drei Anlagen in Schkopau unter ‚Beobachtung‘ stellt, bis Mitte des Jahres soll beschlossen werden, ob sie stillgelegt werden. Es geht um den Steamcracker in Böhlen, der aus Naphtha Ethylen und Propylen herstellt und einen großen Teil dieser Produktion über eine Pipeline nach Leuna schickt, wo Dow Kunststoffe herstellt. Dies kann auch vorteilhaft sein, wird aber von Dow offenbar in Frage gestellt. Weiterhin soll eine Chloralkali- und Vinylanlage in Schkopau möglicherweise stillgelegt werden. Davon könnten 500 Arbeitsplätze betroffen sein.¹⁰⁴⁸ Große Frage: eigentlich sind alle Standorte / bzw. alle Firmen von den höheren Gaspreisen betroffen, warum will ausgerechnet Dow nun einen Steamcracker schließen, mit dem es sich selbst beliefert. Die europäischen Hersteller können Dow offenkundig nur schwer unterbieten ... woher kommt dann die These, dass man nicht wettbewerbsfähig ist bzw. die Begründung für die Schließung? Meinem Eindruck nach ist das einfach nur typisch Dow, sie sind ja nicht einmal in der Lage erneuerbare Energien richtig in ihrem Jahresbericht zu rechnen ... sie haben ihr Hauptquartier in den USA und beschließen einfach etwas aus dem Bauchgefühl heraus, ohne wirklich darüber nachzudenken.

Lyondell Basell will seine zwei Steamcracker in Wesseling und Anlagen in Hürth / Knapsack verkaufen. Dort befinden sich zwei Steamcracker, 2,2 Mill. Tonnen Jahreskapazität, zwei Anlagen für Polyethylen mit geringer Dichte Anlagen, drei Polypropylen Anlagen und eine fortschrittlichen

[entscheidung-der-basf-ganz-sicher-profitieren/29123114.html#Echobox=1682857567-1](https://www.chemiewirtschaft.de/entscheidung-der-basf-ganz-sicher-profitieren/29123114.html#Echobox=1682857567-1) – Zugegriffen:

09.10.2024.

¹⁰⁴⁴ Monitoringbericht 2024: 161.

¹⁰⁴⁵ Chemiewirtschaft in Zahlen 2024: Tab. 12, S. 32

¹⁰⁴⁶ Chemieparks in Deutschland 2024: 13.

¹⁰⁴⁷ Chemiewirtschaft in Zahlen 2024: 14-27.

¹⁰⁴⁸ Stefan Paravicini. „Für die energieintensiven Branchen stimmen die Rahmenbedingungen nicht mehr.“ FAZ, 05.05.2025.

Polyolefin Anlagen, sowie eine eigenes 470 MW Kraftwerk (1400 Arbeitskräfte, 170 Auszubildene).¹⁰⁴⁹ Ebenso soll das Werk in Münchsmünster, das eine 2010 gebaute Anlagen für hochdichtes Polyethylen enthält (Bayern), in Berre (Frankreich), Carrington (UK) und Tarragona verkauft werden, hier gibt es den Interessent Aequita.¹⁰⁵⁰ Lyondell Basell / Covestro wollen einen Joint Venture Standort in Rotterdam schließen, für Propylenoxid und Styrol Monomere (und auch Tronox will dort einen Standort schließen).¹⁰⁵¹ Gleichzeitig plant Lyondell Basell einen großen Steamcracker in Saudi-Arabien mit der saudi-arabischen Sipchem (60 %) bauen, wobei Lyondell Basell 40 %-Anteile hat, hier bringt LyondellBasell die Technologie mit ein, die es in Wesseling angewendet hat.¹⁰⁵²

Dies zeigt, dass in der Chemieindustrie derzeit – echte oder eingebildete – Probleme mit dem Standort Deutschland bzw. sogar Europa bestehen ... Lyondell Basell hat allerdings seinen Hauptsitz in Rotterdam.¹⁰⁵³ Die Konzerne wollen weltweit ihr Anlagenportfolio rationalisieren und sich aus Europa zurückziehen wollen, um in den Ländern, die keine so strenge Klimagesetzgebung haben, noch mehrere Jahrzehnte hohes Wachstum mitnehmen zu können. Nach dem Motto: in grüne Anlagen kann man dann 2050, wenn in Europa alles gut läuft mit der Energiewende, ja immer noch investieren, dann kommt man eben später wieder zurück ... Lyondell Basell ist selbst ein Produkt einer so großen Reihe von Umstrukturierungen quer durch Firmen und Standorte, dass es einem schwindelig wird.¹⁰⁵⁴

Die Chemieindustrie, besonders die Spezialchemie und die Pharmaindustrie, hat dennoch weiterhin einen großen Anteil am deutschen Exporterfolg, nimmt man die Pharmaindustrie dazu ist Deutschland ist Exportweltmeister vor China und den USA (2022).¹⁰⁵⁵ Bei Chemieprodukten liegt positives Wachstum und ein Exportüberschuss von 37 Mrd. vor, bei pharmazeutischen Erzeugnissen liegt ein hohes Wachstum und ein Exportüberschuss von 38 Mrd. vor.¹⁰⁵⁶ Die FAZ meldet in einer Chemie Infobox, dass BASF davon ausgeht, dass 80 % seiner Anlagen am Stammsitz langfristig wettbewerbsfähig sind und die restlichen 20 % „unter gegebenen Umständen mit Risiken verbunden“ sind.¹⁰⁵⁷

Die Situation ist somit zumindest mehrschichtig, es gab z.B. in den letzten Jahren weltweit viele Investitionen in die Grundstoffchemie, in den USA und in den Ölstaaten, und dort ist befindet sich nebenan, ohne Transportkosten, Erdgas und Öl. Ebenso in China. Die Deutsche Industrie hat gerade

¹⁰⁴⁹ Siehe: <https://www.lyondellbasell.com/en/wesseling-site/> - Zugriffen: 07.06.2025.

¹⁰⁵⁰ Siehe: <https://www.boerse-frankfurt.de/nachrichten/GNW-News-LyondellBasell-tritt-in-eine-Vereinbarung-und-exklusive-Verhandlungen-mit-AEQUITA-ueber-den-Verkauf-von-vier-europaeischen-Vermögenswerten-im-Rahmen-der-strategischen-Bewertung-ein-0e5f5499-2bd1-45fa-81d0-65e012c997c4> - Zugriffen: 07.06.2025. Siehe für die Infos über die Produktion in Münchsmünster: <https://de.wikipedia.org/wiki/LyondellBasell> - Zugriffen: 07.06.2025.

¹⁰⁵¹ Siehe: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemittelungen/ankuendigung-der-schliessung-der-chemiewerke> - Zugriffen: 07.06.2025.

¹⁰⁵² „Lyondellbasell bringt in das Vorhaben unter anderen ein Verfahren zum Herstellen differenzierter Polyethylen- und Polypropylen-Typen ein, wozu auch elastomere Polyolefine zählen.“ Siehe: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/sipchem-und-lyondellbasell-planen-neuen-steamcracker-182.html> - Zugriffen: 07.06.2025. Siehe auch hier: <https://www.lyondellbasell.com/en/news-events/corporate--financial-news/saudi-arabias-ministry-of-energy-awards-prestigious-feedstock-allocation-for-joint-project-between-sipchem-and-lyondellbasell/> - Zugriffen: 07.06.2025.

¹⁰⁵³ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/LyondellBasell> - Zugriffen: 05.06.2025.

¹⁰⁵⁴ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/LyondellBasell> - Zugriffen: 05.06.2025.

¹⁰⁵⁵ Chemieparks in Deutschland 2024: 15.

¹⁰⁵⁶ Chemiewirtschaft in Zahlen 2024: 84.

¹⁰⁵⁷ 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.

ihre günstige Erdgasquelle verloren. Es ist klar, dass dies über die nächsten Jahre zu einem langsamen Wandel führen wird. Es gibt aber nicht nur das, die Chemieindustrie hat auch ihre Tricks, wenn man gute Anlagen baut, kann man Energie sparen, nicht immer ist man automatisch im Hintertreffen und auch die Qualität kann eine Rolle spielen. Statt Patente anzumelden, wurden in den letzten Jahren die Geheimnisse auf Prozessebene selbst gehütet.¹⁰⁵⁸

Insofern sollte man vielleicht von einer Krise sprechen, in der eine vom Management gesteuerte Neuorientierung stattfindet - aber nicht von einer schnell um sich greifenden, existenzbedrohenden Krise.

Schon seit Jahrzehnten ist es zudem so, dass sich die chemische Industrie durch Zölle, etwa Antidumpingzölle schützt, die auf europäische Ebene erhoben werden, welche den in Europa Preisniveau anheben. Dies hilft dann allen Chemieunternehmen in Europa, auch den amerikanischen Firmen. 😊

Dieser Schutz wird sich aber verändern, man wird ihn in Zukunft nicht länger selektiv auswählen können und z.B. Grundstoffe aus den eigenen Werken aus Übersee kaufen können. Wenn die EU Klimazölle (CBAM), siehe Teil 3, an den europäischen Grenzen erhebt, kommt es darauf an, ob in anderen Ländern auch grün produziert wird, nur dann wird auf die Zölle verzichtet. Deshalb wird die deutsche Chemieindustrie auch weiterhin in Europa Grundstoffe herstellen (müssen) und sie ist dann – anders als zuvor - auch in Zukunft - von einer billigen Konkurrenz, die im Ausland auf Erdgas oder Erdölbasis produziert, geschützt. 😊

Der Verband der chemischen Industrie stellt viele Informationen zur Verfügung, etwa die Reihe Chemiewirtschaft in Zahlen¹⁰⁵⁹ und die Reihe Chemieparcs in Deutschland, nach dieser Publikation 41 Chemieparcs.¹⁰⁶⁰ Siehe auch diese Übersicht über die deutschen Chemieparcs.¹⁰⁶¹ Es gibt weiterhin viele mittelständige Einzelunternehmen. Es gibt in Deutschland 504 ausländische Chemie- und Pharmaunternehmen mit 176 Mrd. Umsatz und 109.000 Mitarbeitern.¹⁰⁶² Deutschland hat neben der Forschung an Universitäten noch 53 außeruniversitäre Forschungseinrichtungen für die Chemie: 10 Max-Planck-Institute, 20 Fraunhofer Institute, 9 Leibniz Institute, 4 Helmholtz-Gesellschaft, 9 Bundes- und Landeseinrichtungen mit F&E-Aufgaben (!).¹⁰⁶³ 😊

Die deutsche Chemieindustrie ist mit dem Verkauf des Leverkusener Chemiekonzerns Covestro an das staatliche Ölunternehmen Adnoc aus den Vereinigten Arabischen Emirate noch internationaler geworden, d.h. die Energiewende ist jedenfalls nicht mehr nur eine deutsche Angelegenheit. Adnoc möchte langfristig Wissen über die Herstellung von Spezialchemikalien erlangen, Covestro stellt Kunststoff und Schaumteile u.a. für die Automobilindustrie her.¹⁰⁶⁴ Covestro ist auch Heimat des NRW LOHC Projekts und Covestro ist auch an Hydrogenius LOHC Technologie beteiligt, es entwickelt somit eine wichtige Möglichkeit Wasserstoff besser transportieren zu können.¹⁰⁶⁵

¹⁰⁵⁸ Personal communication.

¹⁰⁵⁹ Chemiewirtschaft in Zahlen u.a. 2024. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/broschueren-faltblaetter/chemiewirtschaft-in-zahlen.jsp>

¹⁰⁶⁰ Chemieparcs in Deutschland 2024: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/220111-chemieparcs-in-deutschland-deutsche-fassung.pdf> - Zugegriffen: 26.11.2024.

¹⁰⁶¹ Übersicht über die deutschen Chemieparcs: <https://chemicalparcs.com/>

¹⁰⁶² Chemieparcs in Deutschland 2024: 9.

¹⁰⁶³ Chemieparcs in Deutschland 2024: 24.

¹⁰⁶⁴ Adnoc kauft Covestro: An der langen Leine des Sultans. FAZ, 01.10.2024.

¹⁰⁶⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%BCssige_organische_Wasserstofftr%C3%A4ger – Zugegriffen: 14.10.2024.

3.3 Der Umbau aus Sicht der Chemieindustrie

In Transformation der Chemieindustrie 2023 werden die Kosten des Umbaus der Chemieindustrie auf ca. 40 Mrd. Euro beziffert, eingeschlossen der Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff (allerdings ohne die erneuerbaren Energien oder weitere Infrastruktur wie Netzausbau und Pipelines, sprich: den größten Teil des Umbaus sollen andere finanzieren).¹⁰⁶⁶ Es wird von der Chemieindustrie begrüßt, dass die Bundesregierung mit dem Haushalt 2023 bis 2040 für Klimaschutzverträge und das Förderprogramm Dekarbonisierung 50 Mrd. Euro bis 2040 bereitstellen will, 3 Mrd. jährlich.¹⁰⁶⁷ Die Chemieindustrie sagt, dass sie ihre Investitionen „vor allem“ selbst zahlen will, aber dennoch staatlicher Unterstützung bedarf und es wird bezweifelt, ob 50 Mrd. Euro ausreichen.¹⁰⁶⁸

Die Chemieindustrie beklagt, dass noch kein ‚erfolgreicher Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft‘ erfolgt ist.¹⁰⁶⁹ Meist wird dabei auf die fehlenden erneuerbaren Energien, den fehlenden Netzausbau, die noch nicht ausgebaute Wasserstoffwirtschaft, mit Pipelines für Wasserstoff und CO₂ hingewiesen, wobei dies der Staat bezahlen soll, bis auf die Pipeline, hier kann sich die Chemieindustrie ‚mittelfristig‘ Nutzerentgelte vorstellen, Stichwort Amortisationskonto (also auch hier wird ein Anschub durch den Staat gewünscht).¹⁰⁷⁰ Zwar sei schon einiges passiert, aber es sei „schwerfällig und bürokratisch“, die USA würden den Aufbau einer heimische Wasserstoffwirtschaft dagegen „umfassend und unbürokratisch“ fördern.¹⁰⁷¹

Die Chemieindustrie will mit dem Umbau warten, der Stahlindustrie den Vortritt lassen¹⁰⁷² und fordert die Politik auf, auch den Aufbau von Elektrolyseuren wenigstens teils zu subventionieren, und etwaige Kostendifferenzen zu billigerem ausländischen Wasserstoff ebenfalls weg zu subventionieren, Pipelines aufzubauen und den Netzausbau voranzutreiben¹⁰⁷³, „In jedem Fall muss sichergestellt werden, dass Wasserstoff spätestens 2045 für alle Sektoren in ausreichenden Mengen und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar ist.“¹⁰⁷⁴ Gefordert wird weiterhin ein sog. Transformationsstrompreis von 4-6 Cent/kWh, staatlich subventioniert.¹⁰⁷⁵ Dieser Strompreis von 4-6 Cent / kWh, soll auch durch Wegfall von noch bestehenden Umlagen u.a. für die Offshore-Windenergie, also durch den Abbau oder den Wegfall von Finanzierungsanreizen für den Ausbau erneuerbarer Energien finanziert werden. Dieser sog. „Transformationsstrompreis“ sollte aber keine langfristige Subventionierung sein soll (was ist es dann?).¹⁰⁷⁶ Immerhin werden beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes auch privatwirtschaftliche Investitionen erwähnt.¹⁰⁷⁷ Die Chemieindustrie sieht bereits, dass Wasserstoff auch zur Energiespeicherung bzw. Langfristspeicherung bzw. intersaisonalen Speicherung genutzt werden muss.¹⁰⁷⁸

¹⁰⁶⁶ Wenn man viel Biomasse nutzt ist der Investitionsbedarf bei 25 Mrd., offenbar weil dann weniger Elektrolyseure benötigt werden. Transformation der Chemie 2023: 67.

¹⁰⁶⁷ Transformation der Chemie 2023: 97.

¹⁰⁶⁸ Transformation der Chemie 2023: 97.

¹⁰⁶⁹ Transformation der Chemie 2023 : 96.

¹⁰⁷⁰ Transformation der Chemie 2023: 96.

¹⁰⁷¹ Transformation der Chemie 2023: 96.

¹⁰⁷² Die Stahlindustrie sei schon 2030 dran. Transformation der Chemie 2023 : 91.

¹⁰⁷³ Transformation der Chemie 2023 : 92.

¹⁰⁷⁴ Transformation der Chemie 2023: 91.

¹⁰⁷⁵ Transformation der Chemie 2023: 96.

¹⁰⁷⁶ Transformation der Chemie 2023: 22, 85, 89, 96.

¹⁰⁷⁷ Transformation der Chemie 2023: 94.

¹⁰⁷⁸ Transformation der Chemie 2023 : 94.

Die Chemieindustrie will weiterhin, interessanterweise, mit einem „wesentlichen Teil der Basischemie“¹⁰⁷⁹ in Deutschland bleiben. Die Chemieindustrie will weiterhin eine Kreislaufwirtschaft, siehe Transformation der Chemie 2023. Die Chemieindustrie hat den Anspruch, CO₂ aus Punktquellen in Produkte einbauen zu können, die Politik soll in komplexen Regelwerken dies und die Kreislaufwirtschaft, also auch das Recycling chemischer Stoffe regeln.¹⁰⁸⁰ Auf EU Ebene sollen Förderprogramme nachgebesserte werden: „Ergänzend bedarf es einer Förderung von CO₂-Abscheide- und -Reinigungs- bzw. -Aufbereitungsanlagen aufbauend auf und in Ausweitung des Förderprogramms „CO₂-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie“ des 7. Energieforschungsprogramms“.¹⁰⁸¹ Sie will, dass wir hier in Deutschland und Europa erneuerbare Energien für die Wasserstoffherstellung ausbauen und uns nicht nur auf Importe verlassen. Es sollte weiterhin eine weit über den Prognosen liegende Elektrolysefähigkeit für Wasserstoff aufgebaut werden und auch eine „massiver“ Ausbau der erneuerbaren Energien (an dem sich offenbar die chemische Industrie aber nicht beteiligen will), dies sei auch nötig, um die Elektrolyseure zu betreiben.¹⁰⁸² Im Dokument findet sich 23 mal ‚bereitstellen‘ und 2 mal ‚sicherstellen‘, d.h. jemand anderes soll etwas für die Chemieindustrie tun.

Wir sind im Jahr 2025 und es gibt immer noch nur Forderungen? Langsam dürfte man etwas weiter sein: Die Chemieindustrie sagt nicht konkret, welche Anlagen sie überhaupt neu ganz bauen muss und wie viel einzelne Anlagen kosten (die riesigen Ethylen-cracker müssen schonmal nicht neu gebaut werden: ... entweder der Spalt-ofen wird elektrifiziert und / oder mit grünem Naphtha aus Wasserstoff betrieben, eigentlich müssen nur die grünen umgekehrte Wasser-Gas-Verschiebereaktion, Synthesegas und Fischer-Tropsch Anlagen neu gebaut werden, die Naphtha als Input für die Ethylen-cracker bereitstellen und ggf. müssen Methanol zu Olefinen-Anlagen neu gebaut werden, dazu die grünen Haber Bosch Anlagen ... das kann man doch mal sagen: wie viele Anlagen genau, wie teuer sind einzelne Anlagen? 😊

Die Chemieindustrie fordert dringlich die Bereitstellung von Wasserstoff und ggf. sogar die Heruntersubventionierung von Wasserstoffpreisen¹⁰⁸³ und den Ausbau eines Wasserstoffnetzes und auch CO₂-Pipelines, etwa von einer Müllverbrennungsanlage ausgehend¹⁰⁸⁴, möchte aber die Anlagen, die diesen Wasserstoff und dieses CO₂ nutzen könnten (noch) nicht bauen.

In Teil 00Teil0 wird die Situation und die Forderungen der Chemieindustrie bis in den Sommer 2025 und Februar 2026 weiter dokumentiert, hier nur kurz: Mittlerweile geht es, nach Forderungen der Chemieindustrie zur Erhaltung ihrer Wettbewerbsfähigkeit darum, dass die Chemieindustrie weiter kostenlos Emissionszertifikate bekommt und dies wird derzeit von Bundeswirtschaftsminister Müller (SPD) unterstützt (ohne dass die Menge der Gesamtzertifikate vergrößert werden soll).¹⁰⁸⁵ Man kann hier aus der Sicht von Anfang 2026 abgekürzt hinzufügen: diese Forderungen erfolgen, obwohl die deutsche Politik es mittlerweile erfolgreich geschafft hat, viele Wasserstoffimporte zu organisieren (bis 2030 fast 1 Mill. Tonnen). Man kann hier weiterhin hinzufügen, dass es BASF Anfang 2026 wieder besser geht. Aufgrund der kostenlosen Zertifikate, die die Chemieindustrie wahrscheinlich von der EU bekommen wird, stieg der Aktienwert. BASF hat nun ein umfangreiches Aktienrückkaufprogramm von

¹⁰⁷⁹ Transformation der Chemie 2023 : 92.

¹⁰⁸⁰ Transformation der Chemie 2023: 73-79.

¹⁰⁸¹ Transformation der Chemie 2023 : 86.

¹⁰⁸² Transformation der Chemie 2023: 96.

¹⁰⁸³ Transformation der Chemie 2023: 91.

¹⁰⁸⁴ Transformation der Chemie 2023 : 85.

¹⁰⁸⁵ 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.

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 Investemnt Management (0,93 %), Goldman Sachs Asset Management (0,84 %) ... etc. (ChatGPT). Diese institutionellen Investoren haben keine Probleme damit sich abzusprechen. Aus meiner unprofessionellen Sicht versprechen sich diese institutionellen Investoren durch die Aktienaufkäufe höhere Dividenden. Aus den nun wieder höheren Gewinnen werden erst Aktienrückkäufe finanziert, dann werden höhere Dividenden ausgezahlt, etwa in den nächsten 15 Jahren. Kein Wort fällt in dieser Pressemitteilung zur Finanzierung des Anlagenumbaus für die Energiewende oder gar einer Finanzierung erneuerbarer Energien.¹⁰⁸⁶ Große Geldsummen, mal grob geschätzt 15 Mrd. Euro, werden in den nächsten 10-15 Jahren an institutionelle Investoren und andere Investoren ausgeschüttet. Im Februar 2026 wird ebenso gemeldet, dass BASF Dienstleistungsstellen nach Indien verlagern will.¹⁰⁸⁷

Aus meiner Sicht sollte die Chemieindustrie dagegen selbst in erneuerbare Energien investieren und auch Elektrolyseure aufbauen. Die Chemieindustrie hat es geschafft, eine große Anzahl Chlor-Alkali-Elektrolyseure zu installieren, nun sollte es möglich sein, dass sie auch Wasserstoff-Elektrolyseure baut, ohne dass dies, wovon die Chemieindustrie ausgeht, teils¹⁰⁸⁸ vom Staat finanziert wird.

In Transformation der Chemieindustrie 2023 wird auf S. 19 der Bedarf für Strom (u.a. aufgegliedert in Prozesse und Utilities, etwa Pumpen und die Wärmenutzung) auf regionaler Ebene gezeigt. Guckt man sich dies an und rechnet man dies konkret in Solarparks und Windparks um, zeigt sich, dass es durchaus möglich wäre, auf regionaler Ebene genug Strom zu organisieren und damit wären bundesweite Pipelines, etwa für Wasserstoff, gar nicht oder weniger nötig und auch kein bundesweiter Netzausbau, dies ergibt den folgenden regionalen Strombedarf bzw. Bedarf an erneuerbaren Energien, die dies abdecken: Sachsen-Anhalt 63 TWh, Sachsen 59 TWh, Bayern 90 TWh, Rheinland-Pfalz 99 TWh, Hessen 11 TWh, Niedersachsen 25 TWh, nur bei NRW wird es

¹⁰⁸⁶ 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.

¹⁰⁸⁷ Siehe: Die Welt. Konzern Riese will Dienstleistungsstellen nach Indien verlagern, 11.02.2026: <https://www.welt.de> - Zugegriffen: 22.02.2026.

¹⁰⁸⁸ Transformation der Chemie 2023 : 92.

schwieriger 425 TWh, siehe die Bierdeckel-Rechnungen in der Fußnote.¹⁰⁸⁹ Es gibt eine detaillierte Studie vom Wuppertal Institut¹⁰⁹⁰, die die regionalen Strukturen der Chemieindustrie beschreibt.¹⁰⁹¹

Kurzum: Die Chemieindustrie könnte mit den ihr verfügbaren, größeren Geldmitteln versuchen, mit der eigenen Energiewende zu beginnen und auch versuchen, sich auf regionaler Ebene erneuerbare Energien zu organisieren, erneuerbare Energien aufzubauen, Elektrolyseure zu bauen und dann langsam ihre Anlagen umzubauen. Je früher sie damit anfängt, desto wahrscheinlicher ist es, dass man dies finanzieren kann. Außerdem könnte die Chemieindustrie die anfangs höherpreisigen Produkte durch ein eigenes Quotensystem selbst den billigeren Produkten beimischen und so die Kostensteigerungen im Rahmen halten, aber immerhin mit der Energiewende anfangen und damit eben auch CO₂-reduzieren. Man fragt sich auch, warum die Chemieindustrie durch den eigenen Aufbau erneuerbarer Energien bzw. einer engen Zusammenarbeit mit Partnerfirmen nicht versucht, die ganze Wertstoffkette kontrollieren will, um ggf. günstige Kosten durch erneuerbare Energien zu realisieren, die ihr dann selbst gehören. Man frage sich auch, warum die Chemieindustrie nicht first mover advantages nutzen will. Wenn man heute – ein wenig / kontrolliert - investiert, dann sind die Anlagen z.B. 2040 abbezahlt und dann kann dies zu einem Kostenvorteil werden bzw. abbezahlte Anlagen mit niedrigen Kosten ergänzen neu aufgebaute Anlagen mit höheren Kosten und es gibt einen mittelhohen Kostenmix. Fakt ist aber, dass die Chemieindustrie gar nicht investieren will!!!!

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 umfassender Umbau passieren.¹⁰⁹² Der europäische Branchenverband CEFIC schreibt auf seiner Webseite, dass die Chemieindustrie bis 2050 klimaneutral sein wird 😊: „The European chemical industry has the ambition to become climate neutral by 2050 and is uniquely positioned at the heart of European manufacturing to contribute to realizing a climate neutral society.“¹⁰⁹³ Er hat sich

¹⁰⁸⁹ Gehen wir mal die sieben größeren Tortendiagramme durch, die Ergebnisse des Szenario 2, das teuerste Szenario mit dem meisten Strom und meisten Wasserstoff für das Jahr 2024 enthalten (hier wird die TWh Angabe für Wasserstoff nicht umgerechnet): Sachsen-Anhalt 52 TWh plus 11 TWh Wasserstoff (63 TWh), mal aufgeteilt in 40 TWh Solar / 0,06 = 666 (mal Solarpark Flughafen Barth), 23 TWh / 0,6 = 38 (mal einen Landwindpark Tarfaya). Schaffbar. Sachsen 33 TWh plus 26 TWh Wasserstoff (59 TWh): 40 / 0,06 = 666 (mal Solarpark Flughafen Barth), 19 / 0,6 = ca. 32 (mal Landwindpark Tarfaya); Bayern 52 TWh plus 38 Wasserstoff (90 TWh): 50 / 0,06 = ca. 833 und 40 / 0,6 = ca. 66; Rheinland-Pfalz 64 TWh plus 35 Wasserstoff (99 TWh): 50 TWh / 0,06 = ca. 833 (mal Solarpark Flughafen Barth), 40 TWh / 0,6 = ca. 66 (mal einen Landwindpark Tarfaya). Nun: NRW: 260 TWh plus 165 TWh Wasserstoff (425 TWh): 300 / 0,06 = 5000 (mal Solarpark Flughafen Barth – oder besser gesagt, viel Agri-PV in den Feldern in NRW) und 125 / 0,6 = 208 (Landwindparks Tarfaya – ergänzt durch den ein oder anderen Anschluss an einen Offshore-Windpark). In Hessen kommen noch 11 TWh und in Niedersachsen noch 25 TWh dazu (insgesamt sind es 772 TWh). Transformation der Chemie 2023: Szenario 2, 19.

¹⁰⁹⁰ Scholz et al. Das Petrochemische System in Deutschland und Westeuropa. Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, Niederlanden und Belgien. Wuppertal Institut, Teilbericht 1, Februar 2023. Siehe: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8146/file/8146_GreenFeed.pdf - Zugriffen: 02.01.2025.

¹⁰⁹¹ Nur zwei Anmerkungen dazu: Ich wusste nicht, dass die Chemieparks untereinander wenigstens teilweise mit Ethylen-, Propylen- und sogar Naphtha-Pipelines verbunden sind. Hier sind einerseits die Nordsee, Mitteldeutschland, Rostock und Tschechien verbunden, mit sehr langen Pipelines. Nicht verbunden ist Schwedt und Schwarzheide. Andererseits Antwerpen, Rotterdam, weitere belgische und holländische Standorte, Emscher-Lippe, das Rheinland, Frankfurt, Chemiepark Hoechst, Ludwigshafen und das Bayerische Chemiedreieck. Zweitens ist die Spezialisierung der Werke auffällig.

¹⁰⁹² 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.

¹⁰⁹³ Siehe: <https://cefic.org/policy-matters/climate-change-and-energy/towards-implementing-the-climate-law/> - Zugriffen: 15.05.2025.

offenbar gerade mit Ursula von der Leyen getroffen, es wird in den Raum gestellt, dass die Industrie in andere Regionen abwandern könnte und dass dringend Aktionen (der Politik) nötig sind und sie will einen Chemical Industry Action Plan diesen Sommer vorlegen (News, undatiert).¹⁰⁹⁴

2010 bis 2020 waren ein erfolgreiches Jahrzehnt für die deutsche Chemieindustrie, hätte man da bereits in erneuerbare Energien investiert, sähe die Situation heute ganz anders aus. Im Rückblick wird die Zeit von 2025 bis 2030 wieder gar nicht so schlecht aussehen, und schon wieder hat man nichts gemacht. Der Hätte und Wäre ist aber leider gestorben, man kann dies nicht mehr nachholen.

Man fragt sich bei solchen Texten bzw. Forderungen, inwieweit eigentlich speziell die Chemieindustrie zu den Problemen der Ampel-Regierung, nachfolgender Regierungen und zu einer Delegitimierung der Politik derzeit beiträgt, indem sie Investitionen nicht durchführt, und nahezu alle Aufgaben der Politik überträgt und alle Anstrengungen für die Energiewende in eine ferne Zukunft verschiebt. Sie steht wie ein Elefant im Raum, der sich nicht bewegt.

Die Chemieindustrie findet es gut, dass der Staat 15 Jahre lang den Strompreis heruntersubventioniert hat, die Netzentgelte verringert (indem er der Staat sie teils subventioniert), sie fordert, dass der Staat den internen, deutschlandweiten Wasserstoffpreis auf internationales Niveau heruntersubventioniert, der Staat soll einen großen Teil der Elektrolyseure aufbauen, die Wasserstoffnetze zahlt die Industrie selbst (ist nicht teuer) und die CO₂-Netze (wobei hier die Industrie sich vorstellen kann, für die Benutzung zu zahlen), dazu werden die erneuerbaren Energien vom Staat per EEG-Umlage mit Anreizen versehen und die Stromnetze durch die Zahlungen der Verbraucher aufgebaut ... wenn dies alles passiert ist, dann wird die Chemieindustrie ab ca. 2040 ihren Umbau beginnen, der dann nur noch 40 Mrd. Euro kosten wird. 😊 Und dann wird natürlich der freie Markt beschwört und staatliche Überregulierung beklagt.

3.3 Investitionen ohne Bezug zum Klimaschutz

Derzeit werden viele große Investitionen noch in Angriff genommen werden, ohne Bezug zum Klimaschutz. Dies gilt für China, hier baut BASF den nach Ludwigshafen und Antwerpen drittgrößten Chemiepark Zhanjiang, der 2030 fertiggestellt sein soll.¹⁰⁹⁵ Der Verbundstandort Zhanjiang, dies meldet BASF stolz, soll mit Strom aus Windkraft beliefert werden.¹⁰⁹⁶ Sprich: Die Glühbirnen für die Verwaltungsgebäude, Steuerungsanlagen etc., aber von Elektrolyseuren oder einer Elektrifizierung der Prozesswärme ist hier nicht die Rede, alles läuft weiter über Erdöl und Erdgas. BASP meldet von 2024 bis 2027 Sachinvestitionen von 19,5 Mrd. Euro (40 % in Asien-Pazifik, 22 % in Nordamerika und 35 % in Europa).¹⁰⁹⁷

Also werden 20 Mrd. Euro in profitable Geschäftssegmente die über Erdöl und Erdgas laufen investiert, noch weniger Jahre bevor das europäische ETS-Emissionshandelssystem beginnen wird, merkliche Kosten zu verursachen, sagen wir mal ab 2030. Das ist völlig unverständlich. Und dann sollen die Steuerzahler für den Aufbau der erneuerbaren Energien und die Umstellung auf erneuerbare Energien aufkommen?

¹⁰⁹⁴ Siehe: <https://cefic.org/media-corner/newsroom/cefic-statement-on-the-strategic-dialogue-on-the-future-of-the-chemical-industry-in-europe/> - Zugegriffen: 15.05.2025.

¹⁰⁹⁵ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/asia-pacific/our-engagement-in-china> - Zugegriffen: 10.12.2024.

¹⁰⁹⁶ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/asia-pacific/our-engagement-in-china> - Zugegriffen: 10.12.2024.

¹⁰⁹⁷ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/asia-pacific/our-engagement-in-china> - Zugegriffen: 10.12.2024.

Für 10 Mrd. Investitionen in erneuerbare Energien würde man für 5 Mrd. / 100 Mill. = 50 Solarkraftwerke Barth Flughafen bekommen: mit $50 * 0,06$ Terawattstunden = 3 Terawattstunden. Und 5 Mrd. / 220 Mill. = 22,7 mal Werder / Kessin Landwindparks mit der Leistung von: $22,7 * 0,3$ Terawattstunden = 6,81 Terawattstunden. Insgesamt sind das ca. 10 Terawattstunden.

Dies 10 Jahre lang, das wäre eine Investition von 100 Mrd. hätte die Chemieindustrie 100 Terawattstunden zusammen bzw. für 100 Mrd. bekommt man ca. 100 Terawattstunden.

Aber daraus muss man noch Wasserstoff machen, dies braucht die Chemieindustrie, machen wir aus den 100 Terawattstunden Wasserstoff: 100 Terawattstunden / 4,4 Terawattstunden für eine 500 MW Elektrolyseur der 56.000 Tonnen Wasserstoff schafft = 22,7 ... $22,7 * 56.000 = 1.271.200$ Tonnen Wasserstoff ... für 100 Mrd. erneuerbare Energien gibt also jährlich 1,2 Mill. Tonnen Wasserstoff ... $1,2 * 5 = 6$ Mill. Tonnen Wasserstoff gibt es also für 5 * 100 Mrd., d.h. 500 Mrd. Investitionen in erneuerbare Energien. Dies ist in einigen Studien, siehe Teil 2, der Wasserstoffbedarf der deutschen Chemieindustrie ... andere Studien sehen einen Bedarf von 18 Mill. Tonnen für die gesamte deutsche Industrie, dies wären $18 / 1,2 = 15$... $15 * 10$ Mrd. = 1500 Mrd. Beide Beträge sind hoch, dafür ist man dann mit der Energiewende in der chemischen Industrie fertig:

500 Mrd. für 6 Mill. Tonnen Wasserstoff jährlich

1500 Mrd. für 18 Mill. Tonnen Wasserstoff jährlich

Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für einen Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW.¹⁰⁹⁸ 100 MW = 100.000 kW. $100.000 \text{ kW} * 500 = 50.000.000$, das sind 50 Mill. für einen 100 MW Elektrolyseur. 50 Mill. für einen 100 MW Elektrolyseur ... $* 5 = 250$ Mill. für einen Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur ...

Wie oft braucht man 500 MW Elektrolyseur von Thyssen Nucera?

Für 1.271.200 Tonnen Wasserstoff sind dies $1.271.200 / 56.000 = 22,7$ Elektrolyseure
 $22,7 * 250$ Mill. = 5,6 Mrd.

Für 6.000.000 Tonnen Wasserstoff sind dies $6.000.000 / 56.000 = 107$ Elektrolyseure
 $107 * 250$ Mill. = 26,7 Mrd.

Für 18.000.000 Tonnen Wasserstoff sind dies $18.000.000 / 56.000 = 321$ Elektrolyseure
 $321 * 250$ Mill. = 80,2 Mrd.

500 Mrd. Investitionen in erneuerbare Energien braucht man für 6 Mill. Tonnen Wasserstoff jährlich (plus 26,7 Mrd. für die 107 Elektrolyseure)

1500 Mrd. Investitionen in erneuerbare Energien braucht man für 18 Mill. Tonnen Wasserstoff jährlich (plus 80,2 Mrd. für die 321 Elektrolyseure)

Siehe Teil 2, die deutsche Chemieindustrie sagt in Transformation der Chemie 2023, dass sie ca. 6 Mill. Tonnen Wasserstoff braucht ... siehe Teil 2, der Nationale Wasserstoffrat geht z.B. von 18 Mill. Tonnen aus.

Die Kosten für die Elektrolyseure insgesamt für eine abgeschlossene Energiewende bei der Chemieindustrie würde also bei 80,2 Mrd. liegen. Dies ist finanzierbar.

Aber auch in den USA und den Ölländern werden von Chemiefirmen viele Investitionen getätigt. Beispiel Steamcracker. Weltweit sind 330 Steamcracker Anlagen in Betrieb, die Ethylen produzieren.

¹⁰⁹⁸ Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugegriffen: 22.01.2025.

Davon ca. 50 in China, wobei dort Ausbaupläne auf 30 neue bis 2030 bestehen.¹⁰⁹⁹ In Europa sind 49 Steamcracker in Betrieb.¹¹⁰⁰ In Deutschland gibt es 10 Steamcracker.¹¹⁰¹ In den USA führen die Öl- und Erdgasfunde zu neuen Investitionen: etwa Dow, die in Freeport 2017 einen 1.500.000 Tonnen Ethan Steamcracker in Betrieb nimmt und ihn 2020 auf 2.000.000 Tonnen pro Jahr erweitert. Golf Coast Growth Ventures (ExxonMobil und Sabic, Saudi-Arabien) nehmen 2022 einen 1.800.000 Tonnen pro Jahr Ethan Steamcracker in Betrieb. Chevron Phillips Chemical und Qatar Energy planen einen integrierten Polymerkomplex in Ras Laffan in Qatar, der einen 2.080.000 Ethan-Cracker enthalten soll, Start soll 2026 sein. Golden Triangle Polymers Company (Chevron Phillips Chemical 51 % und QatarEnergy 49 % errichten einen 2.080.000 Tonnen Ethan-Cracker in Orange, Texas.¹¹⁰² Siehe auch die 4 Mrd. Investitionen der Chemiefirma Dow.¹¹⁰³ Aramco, die saudische Öl- und Chemiefirmen und ihre Tochterfirma S-Oil beginnt 2023 in Südkorea das 7 Mrd. teure Shaheen Projekt, ein Neubau eines Verbundstandorts mit Steamcracker.¹¹⁰⁴

Normalerweise wird ein Steamcracker bzw. Ethylencracker mit Naphtha, sog. Leichtbenzin, direkt aus der Erdölraffinerie versorgt. Die Ethylenherstellung, der Ausgangsstoff für Plastik, findet dann in einem Steamcracker statt, eine riesige Anlage, in den als sog. Spalteinsatz das Naphtha in einem sog. Spaltofen in mehreren Stufen, erst auf 500 bis 650 Grad und dann innerhalb von 0,1 bis 0,5 Sekunden auf 750 bis 875 Grad erhitzt wird und dann innerhalb von 0,02 bis 0,1 Sekunden in einem sog. Qenchkühler abgekühlt wird, dabei entstehen eine Vielzahl von Stoffen, wobei die Hitze durch Gas erzeugt wird. Eine Spaltanlage mit einer Kapazität von 500.000 Tonnen Ethylen pro Jahr, hat einen Heizgasbedarf von 45 Tonnen pro Stunde.¹¹⁰⁵

In den USA und im Mittleren Osten ist die die ganze Chemie anders, weil dort statt Naphtha Ethan, Propan oder Butan als Spalteinsatz im Spaltofen dient, weil dort reiche Erdgasvorkommen vorhanden sind bzw. nasses Erdgas, sog. Schiefergas genutzt wird, hier wird als Hauptprodukt Ethen erzeugt, die Cracker heißen Ethan-Cracker und vorher wird das Erdgas von Methan und anderen Stoffen u.a. CO₂, gereinigt. Nachteil ist, dass hierbei weniger Aromaten erzeugt werden können.¹¹⁰⁶

Dies ist das sogenannte Fluid Catalytic Cracking (FCC) bei dem viel Ethylen, Propylen und andere Stoffe hergestellt, fast wie beim Steamcracking.¹¹⁰⁷

In Europa und Japan entsteht aus Naphtha Methan und Wasserstoff, sodann Ethen / Ethylen und Ethan, durch einen C₃+ Schnitt: durch C₃ Schnitt: Propen / Propylen und Propan, mit dem C₄-Schnitt noch weitere Kohlewasserstoffe: 1,3 Butadien (daraus entsteht Isobuten, n-Butene, n-Butan und Isobutan; mit dem C₅+ -Schnitt, entstehen viele weitere Stoffe: Aromaten (Benzol, Toluol, Xylol) und eine große Anzahl weiterer Stoffe, ebenso entsteht Pyrolysebenzin und Pyrolyseöl.

¹⁰⁹⁹ KI ChatGPT. Quelle: Wood Mackenzie.

¹¹⁰⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹¹⁰¹ Siehe: <https://www.svp.de/steamcracker-das-herz-des-chemieparks-wird-elektrisch/> - Zugegriffen: 12.06.2025.

¹¹⁰² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹¹⁰³ Siehe: <https://cen.acs.org/articles/95/i20/Dow-unveils-4-billion-new.html> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹¹⁰⁴ Siehe S. 2, Aramco Sustainability Report 2023: <https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/sustainability-reports/report-2023/english/2023-saudi-aramco-sustainability-report-full-en.pdf> - Zugegriffen: 22.05.2025.

¹¹⁰⁵ Siehe Wikipedia Steamcracking: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugegriffen: 30.12.2024.

¹¹⁰⁶ Siehe Wikipedia Steamcracking: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugegriffen: 30.12.2024.

¹¹⁰⁷ S. 68, in: Scholz et al. Das Petrochemische System in Deutschland und Westeuropa. Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, Niederlanden und Belgien. Wuppertal Institut, Teilbericht 1, Februar 2023. Siehe: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docid/8146/file/8146_GreenFeed.pdf - Zugegriffen: 02.01.2025

Die Kohlenwasserstoffe (hydrocarbons) überschneiden sich hier: Ethylen, Propylen, und Methan sind Kohlenwasserstoffe und z.B. die sog. Alkane Methan, Ethan, Propan, n-Butan, n-Pentan haben unterschiedlich lange Kohlenwasserstoffketten und können auch anhand der unterschiedlichen Siedepunkte leicht voneinander getrennt werden, Nonan und Hexan sind Bestandteile von Diesel, Alkane mit einer Kettenlänge von 35 aufwärts finden sich im Asphalt¹¹⁰⁸, ebenso gehört Benzol zu den Kohlenwasserstoffen, welches auch zu den Aromaten¹¹⁰⁹ gezählt wird. Alkane werden auch von Bakterien gebildet, die Archaeen produzieren Methan aus CO₂, auch in Kühen wird aus Cellulose Methan durch Methanbildner gebildet.¹¹¹⁰

Wie bei der Zementindustrie kann man sagen, dass die Chemieindustrie wichtig ist für die menschliche Zivilisation. Denn Produkten für Krankenhäuser, sind alle Arten von Röhren für den Bau aus Plastik, dazu kommt die Innenausstattung von Autos, aber bereits auch viele Teile für Motoren etc. Schaumstoff für Matratzen und eben Verpackungsmaterialien. Boote sind aus Plastik. Werkzeuge aus Plastik. Computer aus Plastik. Handys aus Plastik. Textilien aus Plastik. Man kann allerdings auch mit dem Plastik übertreiben, das sieht man, wenn man in den Baumarkt geht. Aber darum geht es mir hier nicht, ich bin kein Fan von Plastikalternativen, aber was mich aufregt, ist dass es dort keinen Blumentopf gibt, der bereits Kreislaufwirtschaft versucht und mit grünem Wasserstoff und Zement Punktquellen CO₂ auf der Syngas Fischer Tropsch Naphtha Route, aus Ethylen hergestellt wurde.

Es geht bei der chemischen Industrie um eine sehr große Vielfalt von Erzeugnissen. Chemische Grundstoffe: Industriegase, Farbstoff und Pigmente, Anorganische Grundstoff und Chemikalien, Organische Grundstoffe und Chemikalien, Düngemittel und Strickstoffverbindungen, Kunststoffe in Primärformen, Synthetischer Kautschuk in Primärformen, Schädlingsbekämpfungs- und Pflanzenschutzmittel und Desinfektionsmittel, Anstrichmittel, Druckfarben und Kitte. Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Körperpflegemittel, Duftstoffe, Pyrotechnische Erzeugnisse, Klebstoffe, Etherische Öle, Chemiefasern, Pharmazeutische Grundstoffe, Pharmazeutische Erzeugnisse.¹¹¹¹

Aus Ethylen wird über Acetaldehyd Essigsäure und dann Polyvinylacetat (Dispersionsfarben) und Celluloseacetat (Kunstseide) hergestellt. Über Ethylenoxid: Ethylenglycole, Ethanolamine und Dioxan, zur Herstellung von Polyester (Textilien), Wasch- und Textilhilfsmittel, Weichmacher, Frostschutz. Über Vinylchlorid: PVC, für Rohre, Fußbodenbeläge, Verpackungsmaterial, Kunstleder. Über Styrol: Polystyrol: Synthetikgummi (Autoreifen), Formteile für Verpackung, Wärmedämmung. Über die Polymerisation: zu Polyethylen für Folien, Verpackung, Haushaltsartikel, Wachse. Über Oligomerisation: Olefine, daraus Weichmacher-Alkohole und Tenside.

Aus Propylen: Isopropanol zu Aceton, für Lösungsmittel, über Polymethacrylat (Plexiglas). Über Cumol Aceton und Phenol, daraus Phenolharze. Über Acrylsäure: Polyacrylsäure, daraus Kunststoffdispersionen, Verdickungs- und Dispergiermittel. Über Acrylnitril zu Polyacrylnitril, daraus Kunststoff, Fasern (tech. Gummis, Kleber, Dichtungen). Über Propylenoxid: Propylenglycol und Olimere davon, daraus Textilhilfsmittel (naßfest), Schaumkunststoffe, Detergentien. Über Butyraldehyd: Butanole (Lösungsmittel), 2-Ethylhexanol (Weichmacher). Über Allylchlorid: Epichlorhydrin, daraus: Alkydharze (Lacke für Möbel), Arzneimittel. Über Polymerisation: Polypropylen, daraus Kunststoffe, Folien, Fasern. So könnte man weitermachen zu Buten, Benzol (Cyclohexan, daraus Cyclohexanon, daraus Caprolactum und Kunstfasern wie Perlon und Adipinsäure,

¹¹⁰⁸ Siehe Wikipedia Kohlenwasserstoffe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Kohlenwasserstoffe> – siehe Alkane: <https://de.wikipedia.org/wiki/Alkane> - Zugegriffen: 30.12.2024.

¹¹⁰⁹ Siehe Wikipedia Aromaten: <https://de.wikipedia.org/wiki/Aromaten> - Zugegriffen: 30.12.2024.

¹¹¹⁰ Siehe Wikipedia Alkane: <https://de.wikipedia.org/wiki/Alkane> - Zugegriffen: 30.12.2024.

¹¹¹¹ Chemiewirtschaft in Zahlen 2024: 10-12.

daraus Kunstfasern: Nylon und Glasfasern für Glasfaserverstärkungen), Toluol (Polyurethane: Schaumkunststoffe, Matratzen, Autositze).¹¹¹²

3.4 Wie sich die chemische Industrie sich von fossilen Inputs entwöhnen kann

Eine deutsche Übersicht über verschiedenen Prozesswege, die Wasserstoff und CO₂ nutzen können, gibt es hier.¹¹¹³ Empfehlenswert ist eine aktuelle Übersicht von Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024.¹¹¹⁴

Eine detaillierte Übersicht auf die Prozesswege der chemischen Industrie, die auch für die USA gültig sind, auf Englisch, findet sich hier.¹¹¹⁵

Bei der chemischen Industrie geht es oft darum, etwa stark zu erhitzen und dann wieder herunterzukühlen. Hier ist beim experimentellen elektrischen Ethylen-cracker von BASF von der Firma Linde für Cracker-Öfen 850 Grad Celsius mit der Widerstandstechnik erreicht.¹¹¹⁶ Damit ist die Temperatur, die ein Ethylen-cracker erreichen muss, um zu funktionieren, elektrisch erreichbar. Das Naphtha muss nämlich, siehe Wikipedia, innerhalb weniger Sekunden z.B. von 600 auf 800 Grad erhitzt werden, bleibt 0,5 Sekunden so heiß und wird dann in 0,1 Sekunden mit Wasser auf 600 Grad heruntergekühlt.¹¹¹⁷

BASF, Linde, Sabic. Elektrischer Ethylen-cracker in Ludwigshafen. Gemeinsam von BASF, Linde und Sabic wurde eine Ethylen-cracker gebaut, der elektrisch erhitzt wird und nicht mit Gas und dadurch sehr viel CO₂-Ausstoß vermeiden kann. Darüber gibt es mittlerweile im Internet einige Informationen. Linde hat das Anrecht bekommen, diese Technologie weiterzuentwickeln bzw. anzubieten, Linde nennt es STARBRIDGE. Betont wird, dass dieser Cracker (Kapazität 53 Tonnen pro Stunde) bereits in die BASF Anlage integriert wurde. Man braucht keine ganz neuen Anlagen, man kann elektrische Cracker in existierende Anlagen integrieren. Es ist auch möglich, den elektrischen Cracker für Ethan-Anlagen u.a. für die USA zu nutzen und auch für Recycling-Grundstoffe, gemeint ist Pyrolyseöl. Er braucht 40 MW Leistung (coil box und feed preheat). Anwendungen des elektrischen Cracker werden bereits geplant, speziell um auf bestehende Anlagen zu passen. Die

¹¹¹² Siehe die Webseite von Prof. Axel Schönbacher, die Infoblätter Petrochemie: <https://axel-schoenbacher.de/lehre/anorganische-u-organische-produktionsverfahren/> - Zugriffen: 01.02.2025.

¹¹¹³ Heß et al. 2020: Heß, Dominik, Klumpp, Michael, Dittmeyer, Roland. Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoff und Chemikalien. Karlsruhe Institute of Technology KIT. Dezember 2020. Siehe: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹¹¹⁴ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie. Dechema, acatech, März 2024. In: https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_IND_Chemie.pdf - Zugriffen: 24.02.2025.

¹¹¹⁵ Energy and Environmental Profile of the U.S. Chemical Industry. May 2000. In: https://web.archive.org/web/20120904145814/http://www1.eere.energy.gov/manufacturing/industries_technologies/chemicals/pdfs/profile_full.pdf - Zugriffen: 26.11.2024.

¹¹¹⁶ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 29. Hier ist aktuell beim elektrischen Ethylen-cracker 800 Grad erreicht worden. Transformation der Chemie 2023 : 27.

¹¹¹⁷ Zitat aus Wikipedia: „In den Rohrschlangen wird das Gemisch aus Wasserdampf und Naphtha von 500–650 °C innerhalb von 0,1–0,5 s auf 750–875 °C erhitzt. Unter diesen Bedingungen laufen die pyrolytischen Spaltreaktionen ab. Man unterscheidet zwischen Kurzzeit-Cracköfen mit einer Verweilzeit von 0,5 s und Ultrakurzzeit-Cracköfen mit Verweilzeiten von 0,2–0,3 s. Die Reaktionsprodukte (Spalt- oder Crackgase genannt) verlassen die Rohrschlangen der Strahlungszone mit einer Temperatur von 800–850 °C und werden anschließend im Quenchkühler (A) innerhalb von 0,02–0,1 s auf 550–600 °C heruntergekühlt (gequencht), um sekundäre Neben- oder Zersetzungsreaktionen der Spaltgase zu verhindern.“ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> – Zugriffen: 30.11.2024.

Anlagen ist von Linde ab Ende 2024 kommerziell verfügbar.¹¹¹⁸ Genutzt wird Direct Electrical Heating (DIR), also das Aufheizen eines Metalldrahtes, der direkt am Strom angeschlossen ist, der offenbar in Spiralform im Crackofen angebracht ist, sowie Indirect Electrical Heating (IND), mit Heizelementen, die entlang des Ofens angebracht wurden. Für das Pre-Feed Erhitzen werden wiederum andere Anlagen genutzt. Auch ein problemloses Entkoken der Anlage ist möglich.¹¹¹⁹

Für andere Prozesse, etwa die Pyrolyse, kommen Temperaturen von 1000 Grad Celsius und mehr ins Spiel. Dafür gibt es Möglichkeiten, dies über Elektrizität zu erreichen, dies wurde oben beim Punkt Stahl bereits erwähnt, diese sind noch nicht einsatzreif. Siehe dazu die aktuelle Studie zur Elektrifizierbarkeit von Prozesswärme: Direct Electrification of Industrial Process Heat, von Agora Industry bzw. Fraunhofer ISI (2024).¹¹²⁰ Es kann also sein, dass man in der Chemieindustrie für Mittel- und Hochtemperatur Prozesswärme Wasserstoff als Brenngas benötigt.¹¹²¹

Diesem Abschnitt über die Chemieindustrie liegt vor allem die folgenden Publikationen der Chemieindustrie zugrunde, die Transformationsmöglichkeiten beschreiben und auch viele Zahlen enthält: Transformation der Chemie 2023.¹¹²² Zu diesem Bericht gibt es ein Update 2024.¹¹²³

Dies ist keine Studie, die endgültig Auskunft über die Zukunft gibt. Zuerst einmal geht es hier nicht um Petrochemie, etwa auch die Frage, was mit den Werken passiert, wenn die Produktion ausläuft. Technisch ist es möglich über grünen Wasserstoff und grünes CO₂ aus Direct Air Capture DAC über den Fischer-Tropsch-Prozess und einem nachfolgenden Hydrocracking Benzin, Diesel und Kerosin zu erzeugen, siehe etwa hier.¹¹²⁴ Vielleicht wäre es sinnvoll, für Bereiche, in denen Verbrennungsmotoren weiter sinnvoll im Einsatz sind, grüne Kraftstoffe zu produzieren.

Es geht hier nur um die Chemie- und Pharmaindustrie, für die in Transformation der Chemie 2023 mehrere Szenarien konstruiert werden. Grundlegend ist dabei, dass in allen Bereich der Grundchemikalien von einem Rückgang der Produktion ausgegangen wird (sog. Mengengerüste zu Beginn der Studie). Auch bei Ammoniak, obwohl man eigentlich erwarten kann, dass Ammoniak zu einem der neuen drei universellen Energieträger werden wird.¹¹²⁵ Es wird ebenso nicht berechnet, ob es einen höheren Verbrauch gibt, etwa über eine grünen Fischer-Tropsch oder eine grünen Methanol-Prozessroute. Im Update 2024 findet sich der Satz: „Wie in der ursprünglichen Chemistry4Climate Studie sind hierin nur die für die Chemieproduktion erforderlichen Grundchemikalien, nicht der potentielle zusätzliche Bedarf für die Umstellung von Prozessrouten berücksichtigt.“¹¹²⁶ Allerdings

¹¹¹⁸ Siehe Linde Youtube Introducing STARBRIDGE™ the electric cracking furnace technology, 22.07.2024:

<https://www.youtube.com/watch?v=CquAd0JFh0I> – Zugriffen: 27.01.2025.

¹¹¹⁹ Siehe Linde Youtube STARBRIDGE™ Demonstration Plant Operation, 20.12.2024:

<https://www.youtube.com/watch?v=eBaOVqR0bBM> – Zugriffen: 27.01.2025.

¹¹²⁰ Rehfeldt et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industry 2024. Siehe: <https://www.agora-industry.org/publications/direct-electrification-of-industrial-process-heat> - Zugriffen: 03.10.2024. Siehe auch zu dieser Agora-Studie, die u.a. auf der Hannover Messe vorgetragen wurde diesen FAZ-Artikel: Ersetzt der E-Lichtbogen das fossile Feuer. FAZ, 14.08.2024.

¹¹²¹ So auch das Fazit in Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 52.

¹¹²² Transformation Chemie 2023: Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Verband der chemischen Industrie VCI, Verein deutscher Ingenieure VDI. Chemistry 4 Climate. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 09.09.2024.

¹¹²³ Transformation Chemie Update 2024. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update, Stand: 07. November 2024. Siehe: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp> - Zugriffen: 20.02.2025.

¹¹²⁴ Wie dies technisch geht, zeigt die Dissertation von Kirsch 2021: 7-8.

¹¹²⁵ Transformation der Chemie 2023: 25.

¹¹²⁶ Transformation der Chemie 2024 Update: 6.

wird eine Produktionssteigerung bei Wasserstoff zugelassen (gehört nicht zu den traditionellen Grundchemikalien).¹¹²⁷ Der Bericht Transformation der Chemie 2023 gibt allerdings Zahlen an z.B. für den Stromverbrauch für Wasserstoff, wenn Ethylen über den grünen Fischer-Tropsch-Prozess hergestellt wird.¹¹²⁸ Es wird also in diesem Fall die Umstellung von Prozessrouten berücksichtigt, letztlich passt dies begrifflich auch, da Wasserstoff keine Grundchemikalie ist.

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.¹¹²⁹ Dies 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 dadurch dass über eine Methanol zu Olefinen Route Ethylen und Propylen bereitgestellt wird.

Interessant wäre nun zu wissen, wie viel Tonnen Wasserstoff man zur Erzeugung von 1 Tonne Naphtha in diesem neuartigen grünen Prozess braucht?

Hier kann ich nicht selbst berechnen, wie bei Ammoniak, wie viel erneuerbare Energie nötig ist, um das Naphtha zu ersetzen, das in Deutschland oder sogar weltweit in den Steamcrackern benutzt wird. Wohlgermerkt auch das Naphtha, dass in den USA und anderswo in Ethan-Crackern erzeugt wird. Dies wird auch dadurch erschwert, dass Naphtha nur einer der Stoffe ist, die beim Crackprozess erzeugt werde und dies auch aufgrund der Prozessparameter bzw. der eingesetzten Temperaturen und Katalysatoren veränderlich ist.¹¹³⁰ Dennoch gibt es in der Literatur teils auch Informationen über Naphtha und Fischer-Tropsch-Naphtha:

„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.“¹¹³¹ Dies sind die in Deutschland benötigten Mengen.¹¹³² 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).“¹¹³³ „Die FT-Synthese mit Elektrolysewasserstoff (Synthesegaserzeugung über reverse Wassergas-Shift-Reaktion) hat einen Gesamtbedarf an elektrischer Energie von 35,8 Megawattstunden pro Tonne Naphtha.“¹¹³⁴

3.4.1 Übersichtstabellen

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

„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

¹¹²⁷ Transformation der Chemie

¹¹²⁸ Transformation der Chemie 2023: 117.

¹¹²⁹ 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.

¹¹³⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese> - Zugriffen: 24.02.2025.

¹¹³¹ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 39.

¹¹³² Siehe: https://www.kunststoffweb.de/branchen-news/rohstoffmaerkte_haengt_die_kunststoffindustrie_am_russischen_naphtha_t249847 - Zugriffen: 24.02.2025.

¹¹³³ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 40.

¹¹³⁴ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024: 40.

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.“¹¹³⁵

Hier eine erste Übersicht über Produkte, die mit Hilfe von Wasserstoff hergestellt werden können und Schätzungen, wie viel Wasserstoff dafür nötig ist, von mir veränderte Tabelle, die meisten Daten stammen aus Transformation der Chemie 2023: 117-118¹¹³⁶:

	Hergestellt aus:	2020 Erzeugung dieser Stoffe (Tonnen)	2045 Bedarf (grüne Erzeugung) dieser Stoffe (Tonnen)	2045 Strom TWh für H ₂	Strombedarf TWh für H ₂ (meine konkreten Thyssen Nucera Zahlen, auf der Basis der Tonnen 2045 H ₂ Zahlen siehe Fussnote ¹¹³⁷)
Wasserstoff (sonstiger Bedarf)	Wasser / Strom / Elektrolyse	395.000	395.000	19	7,0 * 4,4 = 31 TWh
Wasserstoff (Brenngas für Prozesse)	Wasser / Strom / Elektrolyse		627.000	30	11,1 * 4,4 = 49 TWh
Ammoniak	Wasserstoff, Stickstoff Modifizierter Haber-Bosch-Prozess	550.000 (das ist zu niedrig: 2021 lag die Produktion bei 2,4 Mill. Tonnen ¹¹³⁸)	480.000 erscheint als zu wenig ... für einen neuen universellen Energieträger	23	480.000 * 0,177 = 84.960 / 56.000 = 1,5 * 4,4 = 6,6 TWh
Methanol	Wasserstoff, CO ₂	190.000 konventionell	252.000 Grün	12	252.000 * 0,187 = 47.124 / 56.000 = 0,8 * 4,4 = 3,7 TWh
					Insgesamt 90,3 TWh

¹¹³⁵ Transformation der Chemie 2023: 29.

¹¹³⁶ Von mir veränderte Tabelle, siehe Daten in: Transformation der Chemie 2023: 117-118.

¹¹³⁷ Zugrunde gelegt wurden die Tonnenwerte in der 4. Spalte. Diese werden wurden teils angepasst, weil der Wasserstoffeinsatz zum Erreichen dieser Tonnenwerte nicht 1/1 liegt, bei Ammoniak pro 1 Tonne Ammoniak * 0,177 kg Wasserstoff, bei 1 Tonne Methanol * 0,187 Wasserstoff, bei 1 Tonne grünem Naphtha 0,302 kg Wasserstoff. Dann wurde dieser Wert geteilt durch die jährliche Produktion 56.000 Tonnen Wasserstoff des Thyssen Nucera Elektrolyseurs, daraus erhält man dann die Zahl wie viele Elektrolyseure 500 MW man braucht, dann mal * den dafür nötigen Strom: 4,4 TWh (500 MW * 8760 Stunden des Jahres = 4.380.000 MWh = 4,4 TWh). Generell hat Wasserstoff mit 33,33 kWh pro 1 kg höheren Energiegehalt etwa Erdgas, 10 kWh pro 1 kg.

¹¹³⁸ Monitoringbericht 2024: 161.

Wasserstoff fällt an als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse	Wasser, Natriumchlorid	-90	-80	6	
Netto Wasserstoffbedarf ohne Naphtha		1.045.000	1.674.000 (nach meinen Zahlen in der linken Spalte sind es: 1.154.084)	90	29 * 4,4 = 131 TWh (1.045.000 / 56.000 = 29 * 4,4)

Die folgenden petrochemischen Grundstoffe können ebenso mit Wasserstoff hergestellt werden: Naphtha wird nicht mehr über Rohöl, sondern über den grün veränderten Fischer-Tropsch-Prozess hergestellt (oder Olefine wie Ethylen und Aromaten über die Methanol Route) ¹¹³⁹:

	Hergestellt aus:	2020 Erzeugung	2045 grüne Erzeugung	2045 Strom TWh für H2	Strombedarf für Elektrolyseure meine Rechnung, s.o.
Ammoniak	Wasserstoff Stickstoff	3.111.000			
Harnstoff		386.000			
Methanol		1.523.000			
Chlor	Elektrolyse von Kochsalz	3.179.000			
Ethylen	Naphtha	4.969.000	2.533.000	115	
Propylen	Naphtha	3.480.000	1.774.000	80	
Buten + Isomere	Naphtha	2.147.000	1.094.000	49	
BTX Aromaten: Benzol, Toluol, Xylol ¹¹⁴⁰	Naphtha	1.527.000 (Benzol), 571.000 (Toluol), 395.000 (Xylol)	1.597.000	54	
Synthetisches Naphtha			6.998.000	299	6.998.000 * 0,302 = 2.113.396 / 56.000 = 37,7 * 4,4 = 166 TWh
Gesamtbedarf synthetisches Naphtha (zum Vergleich: heute beträgt	Wasserstoff, CO2, umgekehrte Wassergas Shift, Syngas		14.640.000		14.640.000 * 0,302 = 4,421,280 / 56.000 = 78,9 * 4,4 = 347 TWh

¹¹³⁹ Von mir veränderte Tabellen, Tabelle 3, S. 25, Produktionsvolumina Chemische Industrie und Tabelle 7.4, S. 116-118, Aktueller und zukünftiger Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie, Daten siehe Transformation der Chemie 2023: 25, 116-118.

¹¹⁴⁰ Siehe: [https://en.wikipedia.org/wiki/BTX_\(chemistry\)](https://en.wikipedia.org/wiki/BTX_(chemistry)) – Zugriffen: 30.12.2024.

die Naphtha Produktion 14.600.000 genau der Wert hier) ¹¹⁴¹	Fischer Tropsch Route				(302 kg Wasserstoff pro Tonne Naphtha)
--	-----------------------	--	--	--	--

Beim Stromverbrauch für die Elektrolyseure habe ich meine Zahlen für einen Thyssen Nucera Elektrolyseur 500 MW, 56.000 Tonnen Wasserstoff Jahresproduktion, hereingebracht, um die Werte von Transformation der Chemie (2023) einem Realitätscheck mit ‚hohen‘ Werten zu unterziehen und ich habe dies, wenn es nicht um Wasserstoff geht, an die chemischen Reaktionen angepasst, bei Ammoniak ich 177 kg Wasserstoff pro Tonne Ammoniak gerechnet, bei Methanol braucht man 187 kg Wasserstoff für 1 Tonne Methanol (stöchiometrisch, Quelle: KI ChatGTP), für eine Tonne Naphtha über den Fischer-Tropsch braucht man 302 kg Wasserstoff (Quelle: KI ChatGTP).¹¹⁴² Da dies teils Idealwerte sind, können meine Wasserstoffwerte zu niedrig liegen.

In der Tabelle liegt der Strombedarf für Wasserstoff für 2045 aus Sicht von Transformation der Chemie (2023) bei 90 TWh plus 299 TWh= 389 TWh. In meiner Rechnung in der letzten Spalte sind es 131 TWh + 347 TWh = 478 TWh.

Wie dem auch sei, für 2045 wird als **Nettowasserstoffbedarf** in der ersten Tabelle **1.674.000 Tonnen** berechnet und in der zweiten Tabelle **4.421.280 Tonnen Wasserstoff**, die man zur Herstellung von synthetischem Naphtha braucht, siehe oben (302 kg Wasserstoff pro Tonne Naphtha, bei 14.640.000 Tonnen synthetisches Naphtha). Dies ist ein sehr interessanter Wert, weil er eben beschreibt, wie viel Wasserstoff nötig ist, um für diesen Typ von Grundstoffproduktion keine fossilen Inputs mehr verwenden zu müssen. **Insgesamt seien 6.095.280 Tonnen Wasserstoff nötig.**

An anderer Stelle wird in Transformation der Chemieindustrie 2023 dagegen für 2045 ein Bedarf von 18.834.000 Mill. Tonnen Wasserstoff angegeben.¹¹⁴³

$8.189.473 \text{ Tonnen} / 56.000 = 108$ (108 mal einen 500 MW Elektrolyseur) * 4,4 TWh = 478 TWh
 $18.834.000 \text{ Mill. Tonnen} / 56.000 = 336$ (336 mal einen 500 MW Elektrolyseur) * 4,4 TWh = 1479 TWh

Grob geschätzt ergibt sich somit aus der neuesten Studie der Chemieindustrie **ein Strombedarf für den Wasserstoff von ca. 500 bis 1500 TWh**. -> dies wären 108 oder 338 mal ein 500 MW Elektrolyseur.

Zwei weitere Anmerkungen: in Transformation der Chemie 2023 werden die Werte für die Ammoniakproduktion bis 2045 als sinkend beschreiben, es ist aber wahrscheinlich, dass sie aufgrund der vielen neuen Nutzungsmöglichkeiten von Ammoniak ansteigen wird. Dies würde zu mehr Wasserstoffverbrauch führen. Zweitens weiß man als Außenseiter nicht einmal genau, ob hier die Petrochemie beachtet wurde. In der Petrochemie wird z.B. mit dem Fluid Catalytic Cracking (FCC) z.B.

¹¹⁴¹ Wasserstoff Kompass / Blaumeiser 2023: 9.

¹¹⁴² KI ChatGTP.

¹¹⁴³ Berechnet aus den Zahlen gleich im Zitat: $1.045.000 + 1.672.000 + 7.447.000 + 8.670.000 = 18.834.000$ Mill. siehe hier: „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.“ Transformation der Chemie 2023: 29.

auch viel Propylen, und Ethylen und andere Stoffe hergestellt, fast wie beim Steamcracking.¹¹⁴⁴ Die Petrochemie fällt aber ohne fossile Brennstoffe ganz weg. Diese Mengen sind sicher in diesen Bericht beachtet, kurzum: man müsste gucken, ob es für Deutschland bzw. Europa bzw. generell noch Importe von Naphtha oder Ethylen oder Propylen gegeben hat, die mit grünen Prozessen ersetzt werden müssen. Drittens: Der Strombedarf für Prozesswärme wird beachtet, vielleicht kann er in der Zukunft dennoch noch ansteigen. Kurz: Es könnte also noch mehr Strombedarf vorliegen. 😊

In der Studie variieren auch andere Zahlen, teils aufgrund der unterschiedlichen Szenarien, aber sie geben – hoffentlich – einen Eindruck von den Dimensionen wieder. In der Studie Transformation der Chemie (2023) wird im sog. Technologiepfad 224 TWh mehr Strom, 15 Mrd. Investitionen gebraucht.¹¹⁴⁵ 44,4 Mill. Tonnen CO₂-Emissionen bleiben bis 2050, weil sie durch die Nutzung fossiler Rohstoffe und teilweise zur Verbrennung verbleiben und nur teilweise durch alternative Quellen ersetzt werden können.¹¹⁴⁶ Im sog. Pfad Treibhausneutralität werden alle denkbaren Maßnahmen ohne Beachtung der Kosten einbezogen, hier ergibt sich eine Strombedarf von 628 TWh und 45 Mrd. Investitionen.¹¹⁴⁷ Der Industrieverband VCI schätzt an anderer Stelle, dass Deutschland nur für die chemische Industrie 2050 685 Terawattstunden Strom braucht.¹¹⁴⁸ Hier eine weitere Tabelle aus dem Bericht:

Transformation der Chemie 2023, Werte aus Szenario 2¹¹⁴⁹:

Einheit	Szenario 2	Meine Anmerkungen
Strombedarf TWh	508	Mit Wasserstoff, 225 wären es dann ohne Wasserstoff
Wasserstoffbedarf in TWh und umgerechnet in Mill. Tonnen	283 TWh ca. 6 Mill. Tonnen Wasserstoff ¹¹⁵⁰	Umrechnung: hier mit 47,5 MWh pro Tonne H ₂ ¹¹⁵¹
CO ₂ Bedarf (kt = 1000 t)	51977 kt = 51.977.000 Tonnen = 51,9 Mill. Tonnen	Aus der der Punktquellen CO ₂ Abscheidung von Zementindustrie und Müllverbrennungsanlagen
Synthesegas-Fischer-Tropsch Naphtha Bedarf kt (kt = 1000 t)	15334 kt = 15.334.000 Tonnen = 15,3 Mill Tonnen	Dafür braucht man CO ₂ und Wasserstoff, weiter unten wird eine Bedarf von 6,998 kt Wasserstoff für die Naphtha Herstellung genannt. ¹¹⁵²
Nominale Investitionen	40,623 Mill. also 40,6 Mrd.	Auch Investitionen in Elektrolyseure mitbedacht

¹¹⁴⁴ S. 68, in: Scholz et al. Das Petrochemische System in Deutschland und Westeuropa. Regionale Analyse der Polymer-Produktion in Deutschland, Niederlanden und Belgien. Wuppertal Institut, Teilbericht 1, Februar 2023. Siehe: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8146/file/8146_GreenFeed.pdf - Zugriffen: 02.01.2025

¹¹⁴⁵ Transformation der Chemie 2023: 13.

¹¹⁴⁶ Transformation der Chemie 2023: 13.

¹¹⁴⁷ Transformation der Chemie 2023: 13.

¹¹⁴⁸ Bernd Freytag. Chemie ohne Basis. FAZ, 15.05.2024.

¹¹⁴⁹ Transformation der Chemie 2023: 17.

¹¹⁵⁰ Wasserstoff: Bei 47,5 MWh Strom pro Tonne Wasserstoff, sind dies: 000 (TW).000 (GW).047 (MW).500 (kW).000 (W). Also: 283 / 0,0000475 = 5.957.894,73. Also ca. 6 Mill. Tonnen Wasserstoff.

¹¹⁵¹ 283 TWh / 0,0000475 = 5.957.894,73 Mill Tonnen Wasserstoff

¹¹⁵² Transformation der Chemie 2023: 29.

Kurzum: Gut ist, dass diese chemischen Stoffe auch nach der Energiewende noch hergestellt werden können, es wird dazu viel Wasserstoff benötigt, aber die Mengen sind nicht unendlich hoch. Die Mengen scheinen ungefähr zu stimmen, siehe weitere Bierdeckelrechnungen in der Fußnote.¹¹⁵³

In einem sog. Szenario 3 wird der Einsatz von Biomasse berechnet, weil viele andere Akteure Biomasse nutzen wollen, ist es unsicher, ob die chemische Industrie diesen großen Mengen von 26 Tonnen für die Grundstoff und 3,1 Mill. Tonnen für die Spezialchemie erhalten kann.¹¹⁵⁴ Beim Kunststoffrecycling fallen die eher geringen Mengen auf, ca. 3,1 Mill. Tonnen für mechanisches Recycling, 2,2 Mill. Tonnen für chemischen Recycling.¹¹⁵⁵

3.4.2 Synthesegas Fischer Tropsch

Das eigentliche Wunder ist allerdings, dass die chemische Industrie viele Prozesse von Erdgas und Erdöl auf neue Ausgangsstoffe: Wasserstoff, CO₂, Stickstoff etc. umstellen kann und für die Wärme kann man umstellen auf strombasierte Wärme bzw. im Ausnahmefall für hohe Temperaturen Wärme aus Wasserstoff.

Die zwei möglichen Prozessrouten sind Fischer-Tropsch und Methanol, beide basieren in ihrer grünen Variante darauf, dass zuvor Synthesegas, eine Mischung aus Kohlenmonoxid CO und Wasserstoff H₂, hergestellt wurde. Eine Möglichkeit für die Herstellung von Synthesegas ist die umgekehrte Wassergasverschiebereaktion, siehe dazu die Prozesskettenübersicht in Wasserstoffkompass / Blaumeiser 2023.¹¹⁵⁶ Wasserstoffkompass / Dechema Industriezweige Chemische Industrie 2024, S. 35-37, hier wird folgendes angegeben: „Stöchiometrisch können mit einem Kilogramm Wasserstoff 22 Kilogramm CO₂ zu CO reduziert werden“.¹¹⁵⁷

Auf der Basis von grünem Synthesegas als Input kann im Fischer-Tropsch-Prozess mit nachfolgendem Hydrocracken die ganze Bandbreite an Kohlenstoffverbindungen hergestellt werden, Naphtha, Diesel, Benzin, Kerosin, Wachse.¹¹⁵⁸ Es geht aber hier vor allem um das Naphtha. Mit Naphtha werden im Ethylencracker bzw. Steamcracker Ethylen bzw. Olefine und Aromaten hergestellt, die wiederum

¹¹⁵³ Weitere Bierdeckelrechnungen. Es gibt in Deutschland 13 Ethylencracker, von den Firmen Dow, OMV, Shell, 2 mal BP, Klesch, 2 mal INEOS Olefins, 2 mal BASF Ludwigshafen, 3 mal LyondellBasell in Wesseling. Diese Cracker haben ungefähr eine Größe von 500.000 Ethylen pro Jahr. Siehe:

<https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugriffen: 30.12.2024. 13 mal 500.000 sind 6,5 Millionen Tonnen Etylen. Ein Steamcracker, der 1.000.000 Tonnen Ethylen pro Jahr produziert, etwa der von BASF in Antwerpen, benötigt dafür geschätzt 3,3 bis 3,4 Mill. Tonnen Naphtha. Bei einer Naphtha Ausbeute von 10 % bräuchte man 30 Mill. Tonnen Rohöl. KI in ChatGTP. Die Daten zum stofflichen Rohstoffeinsatz in der Chemieindustrie stimmen mit diesen Daten beim Punkt Naphtha und Erdölderivate ungefähr überein, siehe hier: 2020 wurden 20 Mt (20.000.000 Tonnen) stofflich eingesetzt, davon 14,3 Mt Naphtha und Erdölderivate (71 %), 2,8 Mt Erdgas (14 %), 0,3 Mt Kohle (0,1 %), 2,6 Mt nachwachsende Rohstoffe. D.h. 86 % aus fossilen Quellen. Wasserstoff Kompass / Blaumeiser 2023: 9. Die Zahlen aus ChatGTP passen ungefähr zu den Zahlen oben, die in Wikipedia genannt wurden, diese sind aber nun verschwunden.

¹¹⁵⁴ Transformation der Chemie 2023 : 67

¹¹⁵⁵ Transformation der Chemie 2023: 17.

¹¹⁵⁶ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 7. Siehe: https://www.wasserstoffkompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Chemische_Industrie.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁵⁷ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie 2024: 35-37. In: https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_IND_Chemie.pdf - Zugriffen: 24.02.2025.

¹¹⁵⁸ Kirsch 2021: 7-9, zum Hydrocracken 24-27.

Ausgangsstoff für eine Vielzahl von chemischen Stoffen sind.¹¹⁵⁹ Die zweite wichtige Route ist Methanol.¹¹⁶⁰ Aus Synthesegas kann auch Methanol hergestellt werden und daraus Benzin, Kerosin und Olefine, wie Ethylen und Aromaten hergestellt werden. Naphtha kann nicht direkt aus Methanol hergestellt werden, aber naphthaähnliche Stoffe können auch hier hergestellt werden, wenn man die Olefine weiterbearbeitet.¹¹⁶¹

Das Synthesegas kann aus Kohlendioxid CO₂ und Wasserstoff H₂ durch die umgekehrte Wasser-Gas-Verschiebe-Reaktion hergestellt werden. Zur umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion, siehe diese ausführliche, gut lesbare Bachelorarbeit.¹¹⁶² Zuerst muss aus Kohlendioxid CO₂ Kohlenmonoxid CO hergestellt werden, in einer rückwärts erfolgenden Wassergas-Shift-Reaktion, bei der neben CO₂ auch Wasserstoff H₂ benötigt wird: $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$.¹¹⁶³ Dabei wurde ein Katalysator aus Keramik mit einem Washcoat aus Platin, Palladium und Rhodium von der Firma Johnson Matthey benutzt.¹¹⁶⁴

Ebenso kann Synthesegas aus Biomasseresten hergestellt werden.¹¹⁶⁵ Synthesegas aus Biomasse herstellen kann die Firma AHT, Ausgründung aus der Klöckner Humbolt Deutz AG, die im Zweiten Weltkrieg Kohlevergaser LKW hergestellt hatte¹¹⁶⁶, die man immer gemeinsam den Berg hochschieben musste. Die chinesische Firma Powermax bietet eine Biomasse Synthesegas Technologie ebenfalls an.¹¹⁶⁷ Synthesegas kann auch aus der Pyrolyse von Kunststoff hergestellt werden, diese Technologie wird ab 2030 erwartet.¹¹⁶⁸ Synthesegas kann auch durch Methan-Trockenreformierung hergestellt werden, hierbei wird CO₂ und Methan als Input verwendet, hier wird das verwendete CO₂ allerdings wieder in die Atmosphäre emittiert.¹¹⁶⁹ In der Ko-Elektrolyse werden CO₂ und Wasserdampf unter hohen Temperaturen zu Synthesegas umgewandelt, hier ist noch weitere Forschung nötig.¹¹⁷⁰ Synthesegas kann auch durch Solarthermie hergestellt werden, dies ist in Jülich der Firma Synhelion gelungen. Nötig ist Wasser und Kohlenstoff, Synhelion nutzt RED-II-zertifiziertes CO₂ und Methan aus Bioabfällen als Kohlenstoffquelle, der 12 Tonnen schwere und 6 Meter hoch Reformierungsreaktor wird durch Sonnenspiegel sehr stark erhitzt. Aus dem Synthesegas wird dann offenkundig über Fischer-Tropsch Kerosin hergestellt.¹¹⁷¹ Kurz: Erdgas, Kohle, Biomasse oder Abfälle bzw. Plastikabfälle können mit hoher Temperatur über 800 Grad, zusammen mit Sauerstoff oder Dampf, gasförmig gemacht werden und ebenfalls zu Synthesegas weiterverarbeitet werden.¹¹⁷² Von Kirsch (2021) werden zwei Alternativen angegeben: Die Festoxid

¹¹⁵⁹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugriffen: 22.02.2025.

¹¹⁶⁰ Siehe u.a. Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁶¹ So ChatGPT. Wenn man Etylen etwa oligomerisiert oder hydriert können Naphtha ähnliche Stoffe hergestellt werden. Dies impliziert aber offenbar einen weiteren Prozessschritt.

¹¹⁶² Klein 2017: 38, siehe: Fabian Klein. Aufbau und Inbetriebnahme eines Integralreaktors und experimentelle Untersuchung der reversen Wassergas-Shift-Reaktion. Bachelorarbeit, DLR, Hochschule Bremerhaven. 2017. Siehe: https://elib.dlr.de/113239/1/Bachelorarbeit-Fabian_Klein.pdf - Zugriffen: 16.11.2024.

¹¹⁶³ Klein 2027: 5.

¹¹⁶⁴ Klein 2027: 38.

¹¹⁶⁵ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 7. Siehe INERATEC Glossar Synthesegas: <https://www.ineratec.de/de/glossar/synthesegas> - Zugriffen: 30.12.2024. Siehe auch aus dem Jahr 2019: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/1909-mueller.pdf> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁶⁶ Siehe: <https://www.aht-cleantec.com/ueber-uns/#wurzeln> – Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁶⁷ Siehe: <https://www.powermaxgasifiers.com/>

¹¹⁶⁸ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 28.

¹¹⁶⁹ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 29.

¹¹⁷⁰ Wasserstoffkompass/Blaumeiser 2023: 20.

¹¹⁷¹ Synhelion: https://synhelion.com/media/pages/news/paving-the-way-for-solar-fuels-synhelion-produces-solar-syngas-on-an-industrial-scale-for-the-first-time/fc061b5562-1695296985/synhelion_solar-syngas_pr_de_final.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹¹⁷² Siehe: <https://www.svp.de/steamcracker-das-herz-des-chemiepark-wird-elektrisch/> - Zugriffen: 30.12.2024.

Elektrolyse (SOEC) von Sunfire kann offenbar nicht nur Wasserstoff herstellen, sondern auch aus Wasserdampf und CO₂ in einem Schritt Wasserstoff und CO herstellen und die ETH Zürich hat eine zweistufige Redoxreaktion von Ceriumoxiden entwickelt.¹¹⁷³

Für den Synthesegas Fischer Tropsch Prozess braucht neben Wasserstoff auch CO₂, welches auch aus CO₂-Abscheideanlagen an Punktquellen bei Zement, Müllverbrennung, aus Biogasanlagen oder aus Direct Air Capture DAC stammen kann und grünen Wasserstoff aus der Elektrolyse.

Folgende Abfolge ergibt sich beim Synthesegas Fischer Tropsch Prozess: 1. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse hergestellt. 2. CO₂ wird benötigt. 2. Danach muss man Synthesegas herstellen, ein Gemisch aus Wasserstoff und reaktivem Kohlenmonoxid (CO). Das reaktive Kohlenmonoxid entsteht allerdings erst durch die sog. umgekehrte Wassergasverschiebereaktion (RWGS), hierbei reagiert Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Kohlenmonoxid und Wasser. Hierbei werden gewisse Mengen des Wasserstoffs benötigt bzw. verbraucht. Synthesegas kann auch direkt in einem Hochtemperatur Elektrolyseprozess aus CO₂ und Wasserdampf in einem Schritt hergestellt werden (siehe die Firma Sunfire, Synlink). 3. Sodann erfolgt der Fischer-Tropsch-Prozess bei dem Synthesegas in langkettige Kohlenstoffmoleküle umgewandelt wird, sog. Alkane, wobei es hier eine breite Verteilung der Molekülkettenlängen gibt. Dabei entsteht weiterhin Wärme. Kurze Molekülketten sind gasförmig und kommen wieder in den Synthesegasprozess, sehr lange Molekülketten werden fast, wie ‚Wachs‘. Moleküle mittlerer Kettenlängen können ideal für E-Treibstoffe verwendet werden. 4. In einem letzten Schritt werden die langen Moleküle durch hydrierende Spaltung bzw. sog. Hydrocracken verkürzt und gleichzeitig verzweigte Moleküle mit gleicher Anzahl von Kohlenstoffatome gebildet, die sog. Isomere, man sagt dazu auch Isometrisierung. Dazu werden Katalysatoren eingesetzt. Dann lassen sich u.a. durch Destillation Produkte mit optimalen Kettenlängen für Kerosin, Diesel oder Benzin gewinnen, je nach den benutzten Betriebsparametern und Katalysatoren.¹¹⁷⁴ Naphtha besteht aus C₅ bis C₁₁ Verbindungen, leichtes Kerosin besteht aus C₈ bis C₁₂, schweres Kerosin aus C₁₂ bis C₁₆ Verbindungen. Kerosin und Diesel können aus den Alkanen von Nonan bis Hexadecan gebildet werden, dies sind Flüssigkeiten mit höherer Viskosität, dies ist aber im Dieselmotor oder in der Turbine eines Flugzeugs kein Problem.¹¹⁷⁵

Die Erforschung des grünen Fischer-Tropsch-Prozesses wurde etwa gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung und es wurde im Kopernikus Projekt Power-to-X¹¹⁷⁶ eine solche Anlage entwickelt: Die Firma Climeworks hat die Direct Air Capture Technologie beigetragen, die ‚heiße‘ CO₂ und Wasserdampf Syngas-Herstellung die Firma Sunfire und weiterhin die Firma INERATEC, dies wurde vom Karlsruher Institut für Technologie, Abteilung Mikroverfahrenstechnik von Prof. Roland Dittmeyer betreut, durch die Nutzung der Abwärme wird 60 % des Strom im Kraftstoff gespeichert, siehe auch das Youtube Video.¹¹⁷⁷ Am 12.03.2025 meldet Sunfire in einer Pressemitteilung, dass nun am Kopernikus Projekt Power-to-X ein Sunfire ‚Co‘-Elektrolysemodul installiert wurden, mit 220 Kilowatt, mit dem direkt, aus CO₂ und Wasser Synthesegas, Wasserstoff und CO, hergestellt werden kann. Dies sei besonders effizient, da bis zu 85 % der elektrischen Energie sich als chemische Energie im Synthesegas wiederfindet.¹¹⁷⁸ Jetzt wird die Anlage so erweitert, dass bis zu 300 Liter Syncrude

¹¹⁷³ Kirsch 2021: 12.

¹¹⁷⁴ Siehe die Webseite von Prof. Roland Dittmeyer: <https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php> - Zugegriffen: 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> – Zugegriffen: 23.10.2024.

¹¹⁷⁵ Siehe Wikipedia Alkane: <https://de.wikipedia.org/wiki/Alkane> - Zugegriffen: 23.10.2024.

¹¹⁷⁶ Siehe: <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>

¹¹⁷⁷ Youtube Video, 10.06.2020, Karlsruher Institut für Technologie:

<https://www.youtube.com/watch?v=KOawGXRRJFY&t=8s> – Zugegriffen: 23.10.2024.

¹¹⁷⁸ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/production-of-sustainable-aviation-fuel-becomes-more-efficient/>
Zugegriffen: 02.05.2025.

hergestellt werden kann¹¹⁷⁹, das dann durch hydrierende Spaltung und Destillation zu verschiedene Produkte werden kann, wie Kerosin, Diesel oder Benzin.

INERATEC ist eine Ausgründung des Karlsruher Instituts für Technologie.¹¹⁸⁰ Recherchiert man INERATEC, stellt man fest, dass INERATEC aus Karlsruhe derzeit eine weitere, 10 mal größere PtL bzw. Power to Liquid Anlage im Industriepark Höchst baut, der Bau ist im Oktober 2024 nicht fertig, aber weit fortgeschritten. Hergestellt werden soll SAF, Sustainable Aviation Fuel für Flugzeuge, und E-Fuels und Avgas für Fahrzeuge und e-Diesel und e-Methanol für Schiffe, offenbar mit dem Fischer-Tropsch-Verfahren (und nicht mit dem biogenen Frittenfett Verfahren, mit dem auch SAF hergestellt wird). Investition 30 Mill. Euro, die Produktionskapazität bis 2.500 Tonnen / 4,35 Mill. Liter und Recycling von 8000 Tonnen CO₂ jährlich.¹¹⁸¹ Im März 2025 wird die Anlage auf ihre Funktion überprüft, ist also bald funktionsfähig.¹¹⁸² Die Anlage ist nun am Dienstag, 03.06.2025 eröffnet worden, siehe diesen FAZ-Artikel.¹¹⁸³ Mehr zum biogenen Frittenfett SAF gleich unten.

Im Bereich Chemie wurde in Ludwigshafen bei BASF eine kleinere Pilotanlage eines elektrisch beheizten Steamcrackers / Ethylencrackers gebaut und nun ausprobiert ¹¹⁸⁴, zusammen mit saudi-arabischen Chemiekonzern Sabic und Linde im April 2024, siehe den FAZ-Artikel dazu¹¹⁸⁵, der den Chemiegrundstoff Ethylen und Propylen herstellt. Diese Pilotanlage ist klein, dort wird bis 2026 erst einmal ausprobiert, wie eine Steamcracker funktionieren kann, der nur mit Elektrizität betrieben wird. BASF schätzt, dass ein elektrischer Steamcracker der normalen Größe, der 13 Fußballfelder groß ist und in der Lage ist 1 Million Tonnen Ethylen im Jahr zu produzieren zwischen 480 und 850 Megawatt Strom benötigt¹¹⁸⁶, damit ist wohl die elektrische Leistung gemeint.

Bierdeckelrechnung: Wie viel elektrische Leistung brauchen wir, falls die Steamcracker ganz elektrisch umgebaut werden? Rechnen wir um in elektrische Leistung pro Zeiteinheit: 600 MW * 8760 = 5.256.000 MWh, das sind 5356 Gigawattstunden und **5,3 Terawattstunden**. In Deutschland gibt es 10 Steamcracker¹¹⁸⁷, dies wären **53 Terawattstunden**. In Europa gibt es 50 Steamcracker, die **265 Terawattstunden** Strom benötigen (106 mal Hohe See / Albatros, 88 mal Tarfaya, 132,5 Benban). Wenn man einfach mal frei schätzt, dass es auf der Welt dann vielleicht 150 Steamcracker gibt, dann wäre man weltweit bei **765 Terawattstunden** für elektrifizierte Streamcracker (306 mal Hohe See / Albatros, 1275 mal Tarfaya oder 382,5 Benbans).

¹¹⁷⁹ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/production-of-sustainable-aviation-fuel-becomes-more-efficient/>
Zugegriffen: 02.05.2025.

¹¹⁸⁰ Siehe: <https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php> - Zugegriffen: 23.10.2024.

¹¹⁸¹ Siehe INERATEC Webseite: <https://www.ineratec.de/de/news/e-fuel-pionieranlage-deutschland> –
Zugegriffen: 01.07.2024.

¹¹⁸² Siehe: <https://www.ineratec.de/de/fueling-future-mobility-e-fuels-made-germany> - Zugegriffen:
09.04.2025.

¹¹⁸³ Timo Kotowski. E-Kerosin kommt jetzt aus Frankfurt. FAZ, 04.06.2025.

¹¹⁸⁴ Bernd Freytag. Chemie ohne Basis. FAZ, 15.05.2024.

¹¹⁸⁵ Bernd Freytag. Chemie ohne Basis. FAZ, 15.05.2024.

¹¹⁸⁶ Im Jahr. Hier ist unklar, ob schon MWh gemeint sind, dies wäre aber viel zu niedrig für ein „kleines Atomkraftwerk oder ein mittelgroßer Windpark“ wie Bernd Freytag schreibt. Bernd Freytag. Chemie ohne Basis. FAZ, 15.05.2024.

¹¹⁸⁷ Siehe: <https://www.svp.de/steamcracker-das-herz-des-chemieparks-wird-elektrisch/> - Zugegriffen:
30.12.2024.

Der Fischer-Tropsch-Prozess hat eine lange Geschichte, siehe dazu Wikipedia¹¹⁸⁸ und das Fischer-Tropsch Archiv.¹¹⁸⁹ Die hier präsentierten Informationen stammen aus Wikipedia:¹¹⁹⁰ Der Fischer-Tropsch-Prozess großtechnisch verfügbar, in Ländern die über einen Überschuss an Kohle oder Erdgas verfügen und daraus über Fischer Tropsch dann Benzin herzustellen, solche Anlagen gibt es in Südafrika, Qatar, China, Malaysia und Nigera, oft gebaut vom südafrikanischen Unternehmen Sasol¹¹⁹¹, welches auch in Deutschland Chemiewerke betreibt.¹¹⁹²

Sasol und Topsoe haben am 4. Dezember 2024 verlautbart, dass sie im Chemiapark Leuna eine e-Fuels Produktion aufbauen, u.a. auch mit CO₂ und Wasserstoff aus Ausgangsstoff für den „low-temperature Fischer-Tropsch“ Prozess von Sasol. Ebenso werden aber auch biogene Ausgangsstoffen verarbeitet. Dieses Projekt wird vom Verkehrsministerium mit 130 Mill. Euro gefördert.¹¹⁹³

In Deutschland gibt es zwei kleine grüne Synthesegas Fischer Tropsch Anlagen, es fehlt eine große Anlage, soweit ersichtlich gibt es auch weltweit keine solche Anlage.

3.4.3 Synthesegas Methanol-zu-Olefinen

Oben wurde schon beschreiben, dass aus Synthesegas Methanol erzeugt wird, möglichst aus grünem Wasserstoff und grünem CO₂, z.B. aus Direct Air Capture oder Biomasse. Das Methanol wird dann an einem Katalysator aus Siliziumaluminiumphosphat und Zeolith über das Zwischenprodukt Dimethylether zu einem Gemisch aus Ethylen und Propylen umgeformt.¹¹⁹⁴ Ethylen und Propylen müssen dann in einem weiteren Schritt noch getrennt werden.¹¹⁹⁵ Methanol zu Olefinen ist unabhängig von einem großen Ethylencracker, die Herstellung kann offenbar ggf. auch angegliedert an Standorte erneuerbarer Energien stattfinden und auch an Orten mit viel Sonne oder Wind.¹¹⁹⁶ 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.¹¹⁹⁷

In Deutschland gibt es noch keine grüne Synthesegas Methanol zu Olefinen Anlage, soweit ersichtlich gibt es auch weltweit keine solche Anlage.

Es wäre mal interessant zu wissen wie viel eine große umgekehrte Wassergasverschiebe, Synthesegas und Fischer-Tropsch Anlagen kosten würde? Es wäre auch interessant zu wissen, ob man den ‚großen‘ Spaltöfen nicht auf Wasserstoff oder besser noch, Elektrizität zur Wärmeerzeugung umrüsten kann und dann die anderen Anlagenteile des riesigen Steamcrackers und seiner weiteren Verarbeitungsschritte gar nicht neu bauen muss. Damit spart die Chemieindustrie Umbaukosten. 😊 Und: Dann könnte man eigentlich heute, Schritt-für-Schritt damit beginnen, erste ‚große‘ elektrische Spaltöfen einzubauen und damit viel CO₂ Ausstoß

¹¹⁸⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese> - Zugriffen: 18.09.2024.

¹¹⁸⁹ Siehe Fischer Tropsch Archiv: <https://www.fischer-tropsch.org/> - Zugriffen: 18.09.2024.

¹¹⁹⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese> - Zugriffen: 18.09.2024.

¹¹⁹¹ Siehe: <https://www.sasol.com/>

¹¹⁹² Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese> - Zugriffen:22.02.2025.

¹¹⁹³ Siehe: <https://www.sasol.com/media-centre/media-releases/topsoe-and-sasol-selected-deliver-innovative-e-fuels-technology-esaf-demonstration-plant-germany> - Zugriffen: 22.02.2025.

¹¹⁹⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Methanol_to_Olefins - Zugriffen: 20.03.2025.

¹¹⁹⁵ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie 2024: 27. In:

https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_IND_Chemie.pdf - Zugriffen: 24.02.2025.

¹¹⁹⁶ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie 2024: 27.

¹¹⁹⁷ Wasserstoffkompass / Dechema. Industriezweige Chemische Industrie 2024: 28.

vermeiden. Immerhin hat BASF in Ludwigshafen mit der elektrischen Steamcracker Pilotanlage schon bewiesen, dass man einen ‚kleinen‘ Spaltofen mit der Technologie von Linde mit 850 Grad Celsius mit Strom betreiben kann.¹¹⁹⁸ In der Box dazu oben wurden schon erwähnt, dass der kleine elektrische Cracker bereits die große Anlage integriert ist.

Ebenso wäre es interessant zu wissen, wie viel eine Methanol zu Olefinen Anlage kosten würde.



3.4.4 Anreize / zu hohe Preise

Die Chemieindustrie baut derzeit keine große Fischer-Tropsch Anlagen, offenbar weil der Einsatz von Erdöl bzw. Erdgas billiger ist, um Naphtha herzustellen. Auch das CBAM würde hier nicht helfen. Einmal davon abgesehen, dass das CBAM bisher Chemieprodukte noch gar nicht einbezieht, siehe 00Teil3. Das CBAM, wenn es denn Chemieprodukte einbeziehen würde, könnte zwar vor billigem Naphtha oder Ethylen aus dem Ausland schützen, sodass man sich eigentlich trauen könnte, in der EU über Naphtha Ethylen und Propylen über die Fischer-Tropsch-Route oder grünes Methanol zu Olefinen herstellen könnte, weil die Importe verteuert werden. Ebenso könnte man das CBAM auf Fertigprodukte ausweiten. Aber das CBAM schützt nicht vor billigen Öl- und Erdgasimporten, damit können die Raffinerien- und Chemiefirmen weiter günstiges Naphtha und Ethylen im Binnenland herstellen. Man müsste also speziell den Raffinerien die Produktion von fossilem Naphta und Ethylen verbieten. Oder das ETS würde CO2 Emissionszertifikate so stark verteuern würden und die Petrochemie und Chemie dürften dann auch keine Zertifikate aus dem Ausland mehr kaufen können - dann würde die Naphtha-Produktion so teuer, dass der Aufbau der neuen Anlagen wirtschaftlich möglich wäre. Diesen Preis zu ‚treffen‘ wird aber nicht leicht sein, vor allem wenn Erdöl und Erdgas auch in Zukunft billig verfügbar sein wird. Dazu kommt, dass bei zu hohen Zertifikatpreisen andere Industrien in Schwierigkeiten geraten, bei denen man dies nicht will ... auf diese Weise ist es also nicht möglich ... dann müsste man noch mehr Rücksicht nehmen und die Chemieindustrie würde sich noch später transformieren. Man bräuchte eigentlich nicht nur ein besonders CBAM für die Chemieindustrie, kombiniert mit direkten Produktionsverboten und ggf. ein spezielles ETS für die Chemieindustrie, dann könnte man den Umbau besser steuern, dies führt aber in 0Teil00 zur Schlussfolgerung, dass man dann besser direkt einen Umbauplan macht.

3.4.5 Beispiele für Anstrengungen einzelner Firmen in Petrochemie und Chemieindustrie

Weltweit sind 330 Steamcracker Anlagen in Betrieb, die Ethylen produzieren. Davon ca. 50 in China, wobei dort Ausbaupläne auf 30 neue bis 2030 bestehen.¹¹⁹⁹ In Europa sind 49 Steamcracker in Betrieb.¹²⁰⁰ In Deutschland gibt es 10 Steamcracker.¹²⁰¹ Die müssen alle umgebaut werden, der Hauptteil der Anlage kann bestehen bleiben, vorgeschaltet werden muss entweder eine grüne Fischer-Tropsch-Anlage, die Naphtha und anderes produziert, etwa grünes Kerosin oder eine Methanol-zu-Olefinen Anlage, die Ethylen und Propylen herstellt.

Aramco: Der saudische Öl, Petrochemie und Chemiekonzern hält weiterhin noch Anteile an Sabic und S-Oil, die haben separate Berichte. Aramco ist jedenfalls bemerkenswert, weil es seit 2010 ein Auto entwickelt hat, dass sein CO2 zumindest teilweise selbst auffangen kann, mit einer Potassium-

¹¹⁹⁸ Rehfeld et al. / Fraunhofer ISI / Agora Industrie 2023: 29. Hier ist aktuell beim elektrischen Ethylen cracker 800 Grad erreicht worden. Transformation der Chemie 2023 : 27.

¹¹⁹⁹ KI ChatGPT. Quelle: Wood Mackenzie.

¹²⁰⁰ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Steamcracking> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹²⁰¹ Siehe: <https://www.svp.de/steamcracker-das-herz-des-chemieparks-wird-elektrisch/> - Zugegriffen: 12.06.2025.

Karbonat-Flüssigkeit, im Auto 30 % und mit einer größeren Anlage im Lkw 40 %. Wenn man tankt, gibt man dann gleichzeitig sein CO₂ ab.¹²⁰² Oben wurde bereits beschrieben, dass Aramco CO₂ an Punktquellen auffängt und CCS betreibt.¹²⁰³ S-Oil, ein koreanisches Ölunternehmen, welches Aramco gehört.¹²⁰⁴

Sabic¹²⁰⁵ ist ein saudi-arabischer Chemie- und Stahl- und Aluminiumproduzent, mit einem Umsatz von 45 Mrd. Euro und 33.000 Mitarbeitern.¹²⁰⁶ Sabic hat 2002 den niederländische Petrochemiekonzern DSM mit 47 Betriebsstätten weltweit übernommen, 2007 die Kunststoffsparte GE Plastics von General Electric. In Europa hat er Produktionsstandorte in Gelee, Gelsenkirchen, Teesside, Bergen op Zoom, Genk und Cartagna. Wichtige Produkte sind Ethylen und Propylen und die daraus erhältlichen weiteren Chemikalien, sowie Düngemittel. Aramco hält einen 70 % Anteil an Sabic.¹²⁰⁷ DSM wurde um Firmen, die Nahrungsmittelergänzungstoffe wie Vitamine erzeugen ergänzt, ebenso Aromen (gekauft wurde der Schweizer Aromenhersteller Firmenich).¹²⁰⁸ Sabic hat 2018 einen 24,99 % Anteil am Schweizer Spezialchemiehersteller Clarinat gekauft.¹²⁰⁹ Hauptquartier in Europa ist seit 2024 Amsterdam.¹²¹⁰

Sabic hat mit BASF und Linde in Ludwigshafen den weltweit ersten elektrisch beheizten Steamcracker als Pilotanlage gebaut. Sabic baut in Saudi Arabien mit Aramco und Total Energie eine Plasticrecycling Anlage, deren Pyrolyseöl wieder Polymeren führt. Mit Linde und Scientific Design (SD) wird versucht, den Ethylene zu Glycol Prozess zu dekarbonisieren.¹²¹¹ Bis 2030 liegt der Fokus von Sabic auf Effizienzverbesserungen und dem Einsatz von erneuerbaren Energien, aber offenbar nicht im Sinne von Kapitalinvestitionen, sondern als PPAs, ebenso soll ein kleinerer Prozentsatz der Einsparungen (8-10 %, aber immerhin ist die Idee da), aus CO₂-Abfangen aus der Punktquelle erfolgen und CCU und CCS.¹²¹² Ab 2030 sollen höhere Kapitalinvestitionen erfolgen, in die Nutzung erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung und Nutzung von ‚low carbon‘-Wasserstoff.¹²¹³

DOW: Geschäftsziel von DOW ist Wachstum und Dekarbonisierung. Der Umsatz soll um 3 Mrd. jährlich gesteigert werden, die Emissionen bis 2030 um 15 % bzw. 5 Mill. Tonnen pro Jahr gesenkt werden.¹²¹⁴ DOW bekommt weltweit 1 GW Strom aus erneuerbaren Energien¹²¹⁵, das sind / 25 DOW Betriebsstätten weltweit je 40 MW, d.h. jeweils pro Betriebsstätte 12,5 kleine Landwindanlagen mit

¹²⁰² Siehe: <https://www.aramco.com/en/what-we-do/energy-innovation/transportation/mobile-carbon-capture> - Zugriffen: 22.02.2025.

¹²⁰³ Siehe: <https://www.aramco.com/en/sustainability/climate-and-energy/managing-our-footprint/carbon-management> - Zugriffen: 27.01.2025.

¹²⁰⁴ Siehe: <https://www.s-oil.com/en/>

¹²⁰⁵ Siehe: <https://www.sabic.com/>

¹²⁰⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Saudi_Basic_Industries_Corporation - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²⁰⁷ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Saudi_Basic_Industries_Corporation - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²⁰⁸ Siehe: [https://de.wikipedia.org/wiki/DSM_\(Unternehmen\)](https://de.wikipedia.org/wiki/DSM_(Unternehmen)) – Zugriffen: 23.03.2025.

¹²⁰⁹ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/SABIC> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²¹⁰ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/SABIC> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²¹¹ Siehe: <https://www.sabic.com/en/reports/integrated-report-2023/value-chain-impact/production-ccre> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²¹² Siehe: <https://www.sabic.com/en/reports/integrated-report-2023/value-chain-impact/production-ccre> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²¹³ Siehe: <https://www.sabic.com/en/reports/integrated-report-2023/value-chain-impact/production-ccre> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹²¹⁴ DOW, Decarbonization and Climate Mitigation, siehe hier: <https://corporate.dow.com/en-us/purpose-in-action/climate-protection/decarbonization.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²¹⁵ DOW, 2025 Sustainability Goals, siehe hier: <https://corporate.dow.com/en-us/purpose-in-action/2025-goals.html> - <https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/science-sustainability/910-00152-01-decarbonize-and-grow-strategy-slides.pdf> - Zugriffen: 26.01.2025.

3,2 MW Leistung. Dies sind nicht viele erneuerbare Energien, die DOW nutzt. Dow baut an seiner United Carbide UCC Seadrift Produktionsstätte in Texas an der Küste zwischen Houston und Corpus Christi ein kleines SMR ‚Small Modular Reactors‘ Atomkraftwerk, das xe-100 von X-energy.¹²¹⁶ X-Energy gehört nicht Elon Musk 😊, sondern wird u.a. vom U.S.-Verteidigungsministerium unterstützt, hier geht es auch darum, die Helium-Gas Kühltechnologie dieses Atomkraftwerks auszuprobieren.¹²¹⁷ DOW baut einen neuen Ethylen-Cracker an seiner Produktionsstätte in Fort Saskatchewan, Kanada, und erweitert seine Kapazität um 1,8 Mill. Tonnen Ethylen jährlich, zusammen mit Polyethylen 3,2 Mill. Tonnen.¹²¹⁸ DOW verspricht einen Net-Zero Cracker in Fort Saskatchewan, wegen zwei Dingen: CCS soll mit aufgefangenen CO₂ erfolgen und Wasserstoff soll aus den Gasen des Crackers entnommen und dann erneut in den Prozess eingefügt werden – die Investition beträgt 9 Mrd. Can\$ – es gibt eine staatliche Förderung von 1,8 Mrd. und zwei staatliche Kredite von je 400 Mill. Can\$.¹²¹⁹ (Das Wasserstoff kommt allerdings nur zusätzlich dazu, dies ist ein Ethan-Cracker, der über Erdgas läuft). Durch das CCS wird das Ethylen dann als low- oder zero-emissions Polyethylene und Ethylen verkauft.¹²²⁰ Damit würden 20 % von DOWs Ethylen Produktion dekarbonisiert und DOWs Polyethylen Produktion um 15 % gesteigert sein, wobei die staatliche Förderung von 1,8 Mrd. wohl aufgrund des CCU-Aspekts, dass Wasserstoff wiedergenutzt wird, gezahlt wird.¹²²¹ In den Jahren davor war DOWs TX-9 Cracker in Freeport, Texas von 1,5 Mill. Tonnen, auf 2 Mill. Tonnen erweitert worden, um vom günstigen Gas dort zu profitieren.¹²²² DOW versucht weiterhin mit seinen Ethylen-Crackern Emissionen einzusparen, etwa 20 % durch den sog. ethane dehydrogenation (EDH) Prozess, der bei DOW durch den UNIFINIY bzw. fluidised catalytic dehydrogenation (FCDh) Prozess umgesetzt wird (dies kann dann ggf. auch low carbon ethylene genannt werden).¹²²³ Weitere Projekte: Ein elektrischer Ethylen-Cracker soll als Pilotanlagen ab 2025 gebaut werden. In Terneuzen sollen ab 2027 bis 2029 die Kompressoren elektrifiziert werden und nach 2030 („2030+“) ein Wasserstoffkreislauf etabliert werden („circular hydrogen“), was das auch immer ist.¹²²⁴ DOW möchte die Kreislaufwirtschaft einführen und hat dazu z.B. in Nordamerika die Firma Circulus¹²²⁵, die Polyethylen recycelt übernommen, Kapazität 50.000 Tonnen.¹²²⁶ Es gibt eine Reihe weiterer Aktivitäten, u.a. verfügt DOW über recycelte Plastik-Kunstharze, diese werden in Argentinien und Frankreich einmal

¹²¹⁶ Siehe: <https://corporate.dow.com/en-us/news/press-releases/dow-s-seadrift--texas-location-selected-for-x-energy-advanced-sm.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²¹⁷ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/X-energy> – Zugriffen: 26.01.2025.

¹²¹⁸ DOW, Fort Saskatchewan Path2Zero: <https://ca.dow.com/en-ca/about/fort-saskatchewan-path2zero.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²¹⁹ Siehe: https://www.thecanadianpressnews.ca/politics/first-of-its-kind-dow-invests-9-billion-on-alberta-net-zero-petrochemical-project/article_7d25560b-3a49-5ca2-944e-d5cf31d91b60.html - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²⁰ DOW, Fort Saskatchewan Path2Zero: <https://ca.dow.com/en-ca/about/fort-saskatchewan-path2zero.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²¹ Siehe: <https://calgaryherald.com/opinion/columnists/varcoe-dow-to-invest-8-8-billion-in-alberta-net-zero-petrochemical-project> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²² Siehe: <https://www.ogi.com/refining-processing/refining/article/14115324/dow-to-expand-ethylene-capacity-at-fort-saskatchewan-plant> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²³ Siehe: <https://corporate.dow.com/en-us/purpose-in-action/climate-protection/decarbonization.html> - Zugriffen: 26.01.2025. Siehe weitere Infos dazu in:

<https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/05/20/10642416/dow-advances-edh-e-cracking-to-lower-carbon-emissions-execs/> - Zugriffen: 26.01.2025. Im letzteren Artikel findet sich dafür auch der Ausdruck ‚low carbon ethylene‘, es ist nicht DOW, der diesen Begriff dafür verwendet.

¹²²⁴ Siehe DOW Advancing our Decarbonize & Grow Roadmap:

<https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/science-sustainability/910-00152-01-decarbonize-and-grow-strategy-slides.pdf> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²⁵ Siehe: <https://circulus.com/>

¹²²⁶ Siehe DOW Circular Economy: <https://corporate.dow.com/en-us/purpose-in-action/circular-economy.html> - Zugriffen: 26.01.2025. Siehe die Pressemitteilung: <https://corporate.dow.com/en-us/news/press-releases/dow-advances-its-mechanical-recycling-offering-by-agreeing-to-ac.html> - Zugriffen: 26.01.2025.

mit 6,500 Tonnen und 15.000 Tonnen Recycling hergestellt, in England wird von der Firma Mura¹²²⁷ in Teesside eine Anlage mit 600.000 Tonnen aufgebaut, die Plastik erst sortiert, dann in einen Extruder einbringt und dass in Wasser mit hohem Druck und Temperaturen bringt, danach wird es in Wachs, Gasöle und Naphtha getrennt¹²²⁸, mit der Firma New Energy Blue¹²²⁹ wird ein bio-basiertes Ethylen hergestellt, aus Ethanol, das aus Maisblättern und sonstigen Pflanzenabfällen gewonnen wird.¹²³⁰ New Energy Blue will auch pflanzenbasiertes Ethanol herstellen.¹²³¹ Im 2023 Intersections Report zur Kreislaufwirtschaft wird das Ziel vorgegeben, 2030 3 Mill. Tonnen recyceln bzw. erneuern zu können. 2023 liegt der Wert bei Null.¹²³²

BASF: Im Report von BASF Wir denken Chemie neu 2023 gibt es wenige Neuigkeiten: BASF hat sich an den Windparks Hollandse Kust Zuid beteiligt und hat 2023 jeweils 49 % von Nordlicht I (980 MW) und Nordlicht II (630 MW) übernommen, die noch gebaut werden.¹²³³ Diese Offshore Windparks sind in Planung, 2025 erfolgt die endgültige Investitionsentscheidung, 2026 der Baubeginn, sie sollen 2028 fertiggestellt werden.¹²³⁴ BASF hat mit Orsted ein PPA abgeschlossen und bezieht 25 Jahre lang 186 MW vom Windpark Borkum Riffgrund 3, gedacht als Versorgung des Werks in Ludwigshafen.¹²³⁵ Mit ENGIE hat BASF ein PPA über 25 Jahre für 20,7 TWh erneuerbaren Strom, aus diversen Standorten in Europa.¹²³⁶ In den USA bezieht BASF Strom aus einer 48 MW Solaranlage.¹²³⁷ In China wird in Zhangjian beim neuen Verbundstandort der Strom aus einem Windpark von MingYang bezogen.¹²³⁸ BASF hat 2020 in Ludwigshafen eine Methanpyrolyse-Testanlage aufgebaut, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung.¹²³⁹ Dies ist schonmal gut, Wasserstoff aus Erdgas ohne CO₂-Ausstoß. Methanpyrolyse wird kritisiert, weil bei der Förderung von Methan, also Erdgas, viel Erdgas bzw. CO₂ entweicht, große Ölkonzerne u.a. Gazprom haben sich für die Methanpyrolyse

¹²²⁷ Siehe: <https://muratechnology.com/>

¹²²⁸ Siehe: <https://muratechnology.com/hydroprt/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²²⁹ Siehe: <https://newenergyblue.com/>

¹²³⁰ 2023 Intersections Progress Report, S. 28:

<https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/about/066-00469-01-2023-progress-report.pdf> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²³¹ Siehe: <https://newenergyblue.com/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²³² 2023 Intersections Progress Report, S. 25:

<https://corporate.dow.com/content/dam/corp/documents/about/066-00469-01-2023-progress-report.pdf> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²³³ BASF Pressemitteilung 5.12.2023: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2023/12/p-23-375.html> – Zugriffen: 24.03.2024. Siehe auch:

¹²³⁴ BASF schreibt in seinem Halbjahresfinanzbericht 2024, dass die endgültige Investitionsentscheidung 2025 getroffen wird, ganz vorne, S. 5. Siehe: https://www.basf.com/dam/jcr:e42a74a6-fbc2-39be-9399-59509efdee29/basf/www/global/documents/de/investor-relations/calendar-and-publications/reports/2024/BASF_Halbjahresfinanzbericht_2024.pdf - Zugriffen: 05.01.2025.

¹²³⁵ Siehe: https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/group-companies/BASF_Renewable-Energy-GmbH/projects - Zugriffen: 09.06.2025.

¹²³⁶ Siehe: https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/group-companies/BASF_Renewable-Energy-GmbH/projects - Zugriffen: 10.06.2025.

¹²³⁷ Siehe: https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/group-companies/BASF_Renewable-Energy-GmbH/projects - Zugriffen: 10.06.2025.

¹²³⁸ Siehe den Bericht, S. 11, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²³⁹ Siehe:

https://www.tvservice.basf.com/portal/basf/de/dt.jsp?setCursor=1_211615_499800&cursorPath=%7C493612 – Zugriffen: 30.12.2024.

eingesetzt, siehe hier¹²⁴⁰, siehe dazu diesen wissenschaftlichen Artikel.¹²⁴¹ Beim Recycling tut sich was: Die Firma Pyrum Innovations AG mit ihrem patentierten Pyrum-Thermolyseverfahren¹²⁴² soll drei neue Werke bauen mit einer Kapazität von jeweils 20.000 Tonnen, hier soll Pyrolyseöl als Rohstoff entstehen, den BASF in der Produktion einsetzt.¹²⁴³ BASF hat im kleinen Maßstab von wenigen Tonnen mit der Firma NEVEON das Matrazenrecycling probiert.¹²⁴⁴ In Schwarzheide wird eine neue Anlage zum Recycling von Lithium-Ionen-Batterien gebaut.¹²⁴⁵ BASF produziert viele chemische und metallurgische Stoffe für die Batterieindustrie und betreibt in Schwarzheide Batterierecycling.¹²⁴⁶ Daneben verfolgt BASF mehrere Projekte auf lokaler Ebene. So ist es offenbar BASF aufgefallen, dass sich um das Werk in Schwarzheide viele erneuerbare Energien befinden, Landwind und Solar. Daraufhin wird nun ein Batterie-Großspeicher aufgebaut und ein Sunfire-Elektrolyseur. Siehe: chEERs Projekt Webseite.¹²⁴⁷ Weitere Webseite.¹²⁴⁸ Präsentation 2021.¹²⁴⁹ Power-to-heat Anlage, 01.11.2024.¹²⁵⁰ In Schwarzheide ist 2022 auch ein größerer Solarpark mit einer Leistung von 24 MW neben dem Werk gebaut worden.¹²⁵¹ BASF verlaubar derzeit, mit dem Umbau langsamer machen zu wollen.¹²⁵² Welcher Umbau? Beim BASF-Bericht 2023 Wir denken Chemie neu denkt man sich immer, dass man etwas überlesen hat. Für BASF scheint das Thema Klimaschutz gar keine Relevanz zu haben, es gibt eben 8 Projekte und das war es dann. Am 17.03.2025 tut sich wieder etwas, in Ludwigshafen wird ein 54 MW Elektrolyseur in Betrieb genommen, Jahreskapazität bis zu 8000 Tonnen Wasserstoff. Es ist ein PEM Elektrolyseur von Siemens, mit 72 Stacks, er wird am Wasserstoffverbundnetz des Standorts angeschlossen, es wird auch Wasserstoff für Mobilitätsprojekte bereitgestellt. Das Projekt ist ein IPCEI-Projekt namens Hy4Chem, es wurde mit bis zu 124,3 Mill. Euro insgesamt gefördert, u.a. vom BMWK und 37,5 Mill. Euro hat die Landesregierung Rheinland-Pfalz bezahlt. BASF hat dafür insgesamt 25 Mill. Euro bezahlt.¹²⁵³ Im Geladen Batteriepodcast wird beschrieben, dass diese Anlage 8000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr hergestellt, und 60 Mill. Euro gekostet hat, insgesamt würde in Ludwigshafen 250.000 Tonnen Wasserstoff

¹²⁴⁰ Siehe: <https://www.klimareporter.de/energiewende/die-fragwuerdige-wasserstoff-produktionsmethode-von-basf#:~:text=Dabei%20wird%20das%20Methan%20aus,geringer%20als%20bei%20der%20Elektrolyse.> – Zugriffen: 09.06.2025.

¹²⁴¹ Siehe Timmerberg et al. Hydrogen and Hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHC emissions and costs. In: Energy Conversion and Management, vol. 7, September 2020, 100043: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155> - Zugriffen: 09.06.2025.

¹²⁴² Immerhin bereits eine Aktiengesellschaft: <https://www.pyrum.net/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²⁴³ Siehe den Bericht, S. 125, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²⁴⁴ Siehe den Bericht, S. 125, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²⁴⁵ Siehe den Bericht, S. 125, auf der Webseite: <https://bericht.basf.com/2023/de/> - Zugriffen: 26.01.2025.

¹²⁴⁶ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/05/p-25-103> - Zugriffen: 15.05.2025.

¹²⁴⁷ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/Schwarzheide/our-motivation/sustainability/chEERs> - Zugriffen: 02.01.2025.

¹²⁴⁸ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/Schwarzheide> - Zugriffen: 02.01.2024.

¹²⁴⁹ Siehe: https://www.wattzweipunktnull.de/fileadmin/Content/Veranstaltungen/2021_HUSUMWind/Vortraege/16_09_2021_Industry/1330_2021-09-16_HUSUM_Watt2.0_Vortrag_Preusche_rev1.pdf - Zugriffen: 02.01.2025.

¹²⁵⁰ Siehe: <https://www.niederlausitz-aktuell.de/niederlausitz-aktuell/orte/oberspreewald-lausitz/schwarzheide/284175/schwarzheide-power-to-heat-anlage-soll-ueberschuessigen-windstrom-nutzen.html> - Zugriffen: 02.01.2024.

¹²⁵¹ Siehe: https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/group-companies/BASF_Renewable-Energy-GmbH/projects - Zugriffen: 10.06.2025.

¹²⁵² BASF geht grünen Umbau langsamer an. FAZ, 23.11.2024.

¹²⁵³ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046> - Zugriffen: 15.05.2025.

gebraucht.¹²⁵⁴ (man braucht für 250.000 Tonnen Wasserstoff also dort 31 solcher Elektrolyseure, mit einer Leistung von 1674 MW, Kosten: 1,8 Mrd.)

BASF wirbt bei vielen seiner Produkte mit „reduziertem oder sogar null CO₂-Fussabdruck.“¹²⁵⁵ 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 Industrie¹²⁵⁶ von Together for Sustainability Tfs.¹²⁵⁷

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 (25 Mill. Euro, ganz schön teuer für das arme BASF!, für das Aktienrückkaufprogramm sind bis 2028 4 Mrd. Euro verfügbar). Und BASF hat 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 85 Mill. Euro für die Energiewende, dann noch die Batterierecycling-Anlage ... die Methanpyrolyse Testanlagen 2020 war aber sicher recht 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: bei vielleicht 250 Mill. Euro Kosten von 2020 bis 2026 von BASF für die Energiewende sind das 35 Mill. pro Jahr. Deshalb brüsk eine Abkehr von Investitionen in die Energiewende zu erklären, ist seltsam und spiegelt wohl eher die Stimmungslage innerhalb der BASF Führungsriege wider, als dies irgendetwas mit der Realität zu tun hat, etwa, dass BASF unter diesen 'hohen' Investitionen in die Energiewende gelitten hat. Dazu kommt, dass BASF von der Energiewende profitiert, denn es produziert Materialien für die Batterieproduktion. BASF kündigte, siehe oben, im November 2025 ein Aktienrückkaufprogramm mit einem Volumen von 4 Mrd. Euro bis 2028 an, und eine Erhöhung der Dividendenausschüttung, sowie die Auslagerung von Dienstleistungsstellen u.a. von Berlin und Schwarzheide nach Indien. 200 Mill. sind 1/20 oder man kann auch sagen 5/100 von 4 Mrd. Euro. Die Energiewende hatte für BASF einen Wert von 0,05 %, das war aber schon viel zu viel, da musste man dringend ganz stoppen. 😊

Covestro. Covestro ist die vom BAYER-Konzern ausgegliederte Polymer-Sparte, ehemals Bayer MaterialScience genannt. Ein Teil davon wurde auch Lanxess zugeordnet. Covestro hat einen Umsatz von 14 Mrd. Euro (2023). Covestro ist von der Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) übernommen worden, diese Übernahmen wird derzeit noch kartellrechtlich geprüft.¹²⁵⁸

LyondellBasell. Verlautbart am 03.03.2025 eine Erweiterung seiner Propylenproduktion in Channelview Houston auf 400.000 Tonnen, Produktionstart ist 2028.¹²⁵⁹ Siehe hier den 2023

¹²⁵⁴ Siehe Geladen Batteriepodcast, 29.06.2025:

<https://www.youtube.com/watch?v=YGVlD7PAaIY&list=PLgT6DO8XUkP5oGh1ed710Lw5YvTpesX0U> –
Zugegriffen: 29.06.2025.

¹²⁵⁵ Siehe: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/our-contributions-to-enabling-the-green-transformation/carbon-footprint/product-carbon-footprint> - Zugegriffen: 15.05.2025.

¹²⁵⁶ Siehe: <https://www.tfs-initiative.com/pcf-guideline> - Zugegriffen: 15.05.2025.

¹²⁵⁷ Siehe: <https://www.tfs-initiative.com/who-we-are>

¹²⁵⁸ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Covestro> - Zugegriffen: 13.05.2024.

¹²⁵⁹ Siehe: <https://www.lyondellbasell.com/en/news-events/corporate--financial-news/lyondellbasell-approves-propylene-expansion-project/> - Zugegriffen: 23.03.2025.

LyondellBasell Sustainability Report.¹²⁶⁰ LyondellBasell engagiert sich im Recycling, hier sollen in Köln und Houston Recyclinganlagen aufgebaut werden, es erfolgen Investitionen in kleinere Firmen u.a. in Deutschland in LMF Nord, welches Agrarplastik mechanisch recycelt. Dies wurde schon oben, beim Punkt Recycling erwähnt.¹²⁶¹ Weiterer Schwerpunkt ist 50 % Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu kaufen, aber es geht nur um die derzeit verbrauchte Elektrizität.¹²⁶²

INEOS: INEOS plant den Bau eines 100 MW Elektrolyseur, er soll in der bereits bestehenden Ammoniakanlage genutzt werden (offenbar beigemischt, nicht ein genuin grüner Haber-Bosch-Prozess) und es soll zur Produktion von grünem Methanol genutzt werden (interessant!, ob hier grünes Synthesegas hergestellt werden wird?).¹²⁶³ INEOS hat INEOS Inovyn gegründet, hier geht wohl vermehrt um grüne Technologien.¹²⁶⁴ INEOS hat in Belgien eine große 60 MW Solaranlage gebaut, mit einer direkten Verbindung mit INEOS Inovyn Jemeppe Fabrik.¹²⁶⁵

TotalEnergies: In Lauchstädt wird ein Windpark mit 8 Windenergieanlagen gebaut, der 2024 fertig sein soll, dann ein 30 MW Sunfire Elektrolyseur, und einer neuen Gastransportleitung. Damit soll ab Ende 2025 grüner Wasserstoff zur TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland transportiert werden, die damit – über längere Sicht – erneuerbare Kraftstoffe herstellen will. Es geht um eine Investitionsvolumen von 210 Mill. Euro, Partner von Uniper sind die Terrawatt Planungsgesellschaft, VNG Gasspeicher, ONTRAS, DBI, eine Forschungseinrichtung der DVGW, und VNG. Zum Start erhielt das Projekt 34 Mill. Fördermittel.¹²⁶⁶ Sinnvoll, Projekt sehr klein, kleines Investitionsvolumen, Fördermittel eigentlich unnötig, da die Technologie bekannt, für die Firma Sunfire verfügbar ist und kein Technologietransfer etwa zu Universitäten noch nötig ist.

Braskem. Lateinamerikanischer Konzern mit Schwerpunkt Brasilien, der auch in den USA, Mexiko, aber auch Schkopau und Wesseling Betriebsstätten hat. Braskem ist u.a. deshalb interessant, weil er Alkohol bzw. Ethanol einsetzt, welches in Brasilien aus Zuckerrohr hergestellt wird und auch als Autotreibstoff eingesetzt wird. Ethanol kann auch in Ethen bzw. Ethylen umgeformt werden, und dies als Rohstoff für die Polyethylenherstellung (Basis für Plastik) genutzt werden. Braskem stellt in Rio Grande do Sul, im Petrochemiezentrum Triunfo, 200.000 Tonnen Polyethylen her, das letztlich auf Zuckerrohr basiert („grüner Kunststoff, grünes Ethylen“, „Biopolymers“). Auf seiner Webseite meldet Braskem, dass es in Thailand in einem Joint Venture mit SCG Chemicals ebenso Ethanol zu Ethylen umformen will und sog. „Biopolymer“ herstellen will. Ethanol wird geliefert von Mittr Phol Bio Fuel, eine Tochter der Mittr Phol Group, hier wird der Abschluss eines langfristigen Liefervertrages auf der Webseite von Braskem gemeldet.¹²⁶⁷

¹²⁶⁰ Siehe:

https://www.lyondellbasell.com/492c8e/globalassets/sustainability/2023_lyb_sustainability_report.pdf -
Zugegriffen: 23.03.2025.

¹²⁶¹ Siehe:

https://www.lyondellbasell.com/492c8e/globalassets/sustainability/2023_lyb_sustainability_report.pdf -
Zugegriffen: 23.03.2025.

¹²⁶² Siehe:

https://www.lyondellbasell.com/492c8e/globalassets/sustainability/2023_lyb_sustainability_report.pdf -
Zugegriffen: 23.03.2025.

¹²⁶³ Siehe: <https://www.ineoskoeln.de/unternehmen/projekte/wasserstoff/> - Zugegriffen: 07.06.2025.

¹²⁶⁴ Siehe: <https://www.inovyn.com/>

¹²⁶⁵ Siehe: <https://www.inovyn.com/news/ineos-inovyn-opens-one-of-belgiums-largest-and-most-advanced-solar-farms-supporting-europes-net-zero-transition/> - Zugegriffen: 07.06.2025.

¹²⁶⁶ Siehe: <https://www.uniper.energy/news/de/energiepark-bad-lauchstaedt-geht-in-die-umsetzung> -
Zugegriffen: 06.01.2025.

¹²⁶⁷ Siehe: <https://www.braskem.com.br/europe/news-detail/braskem-siam-and-mitr-phol-bio-fuel-sign-letter-of-intent-for-ethanol-supply-for-upcoming-bio-ethylene-plant-in-thailand> - Zugegriffen: 13.05.2025.

3.4.6 Weitere E-Fuels mit Schwerpunkt Kerosin

Als E-Fuels werden viele Stoffe, etwa grün hergestelltes Ammoniak und Methanol, aber auch künstlich hergestelltes Benzin, Diesel oder Kerosin unterschiedlicher Herstellungsweise, bezeichnet. Methanol wird aus Synthesegas hergestellt, konventionell durch Dampfreformierung, grün durch grünen Wasserstoff und grünes CO₂ durch Direct Air Capture DAC oder Biomasse, Klärschlamm etc., siehe oben.

Wenn man CO₂ aus dem Abgas etwa der Zementindustrie entnimmt und dann mit Fischer Tropsch Kerosin herstellt und wird genau dieser Kohlenstoff, der zuvor aufgefangen wurden, als Kerosin wieder verbrannt und wieder freigesetzt. Damit ist nichts gewonnen (bzw. immerhin ein Teil gewonnen, wenn neben CO₂ noch grünen Wasserstoff benutzt). Somit braucht man bei der Herstellung genuinen E-Fuels, die CO₂ als Input benötigen, eigentlich Direct Air Capture DAC, die das CO₂ aus der Atmosphäre entfernen und es dann in Form der E-Fuels wieder ausgestoßen wird, damit ist es pi mal Baumen neutral (bis auf den Strom für die DAC Anlage, die muss eben mit Grünstrom betrieben werden).¹²⁶⁸

E-Methanol ist ein e-Fuel, das gut in Motoren läuft, aber e-Methanol kann man nicht in E-Kerosin umwandeln. Aus E-Methanol kann man auch Benzin herstellen. Dies wird etwa gerade in Freiberg in Sachsen erforscht, auf Betreiben von Verkehrsminister Volker Wissing. Das Projekt wird mit 15 Mill. Euro gefördert, vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV).¹²⁶⁹ Siehe auch hier eine Webseite eines Branchenverbandes eFuel Today, mit News.¹²⁷⁰ E-Kerosin kann man aus biogenen Rohstoffen, wie Frittenfett, Ölabbfällen und sonstigen Abfällen herstellen und es gibt auch einen Alkohol to Jet Fuel (AJT) Prozess. Kerosin kann man auch mit dem Syngas Fischer Tropsch Prozess, neben vielen anderen Stoffen, herstellen.¹²⁷¹

Verkehrsminister Volker Wissing (FDP) hatte im BMDV E-Fuels gefördert. Das BMDV hat eine Webseite zum Thema E-Fuels etabliert, dort gibt es eine Übersicht über alle 21 geförderten Projekte und auch ein SAF-Monitor, der weltweit alle Projekte aufzählt, die aus biogenen Rohstoffen (Frittenfett) Kerosin oder aus synthetischen Quellen Kerosin herstellen (USA 43 Projekte, Deutschland 28, UK 16, Niederlande 12, Frankreich 9, Kanada 8, Schweden 8, Japan 7, Spanien 7, Dänemark 6 ... dabei sind auch Projekte, die erst in Planung sind).¹²⁷²

E-Kerosin bzw. die Kerosinalternative SAF (Sustainable Aviation Fuels). Am 28.06.2024 hat Atmosfair, der Anbieter von CO₂-neutralen Flügen, eine kleine Anlage zur Herstellung von E-Kerosin aus Strom eingeweiht, in Werlte im Emsland.¹²⁷³ Dies wird immerhin 1 Tag später in der FAZ erwähnt.¹²⁷⁴ Hierbei wird CO₂ aus einer Biogasanlage aus Pflanzen (die zuvor CO₂ der Atmosphäre entzogen hatten) erzeugt, sodann wird der oben beschriebenen Prozess durchgeführt: rWGS, Fischer-Tropsch Herstellung langkettiger Kohlenwasserstoff, die in einer Raffinerie (nicht vor Ort) zu Kerosin

¹²⁶⁸ Kirsch 2021: 9.

¹²⁶⁹ Siehe: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/15000-liter-gruenes-benzin.html> - Zugegriffen: 01.11.2024.

¹²⁷⁰ Siehe: <https://efuel-today.com>

¹²⁷¹ Siehe die Webseite von Prof. Roland Dittmeyer: <https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php> - Zugegriffen: 23.10.2024.

¹²⁷² Siehe: <https://erneuerbarekraftstoffe.de/>

¹²⁷³ Siehe: <https://www.atmosfair.de/de/flugverkehr-und-klima-atmosfair-produziert-erste-mengen-an-co2-neutralen-kerosin/> - Zugegriffen: 01.07.2024.

¹²⁷⁴ Erstes E-Kerosin fliegt ohne Lufthansa. FAZ, 29.06.2024.

verarbeitet werden. Wasserstoff entsteht durch einen Elektrolyseur, gebaut von Siemens Energy.¹²⁷⁵ Kernkomponenten der Anlage wurden gebaut von INERATEC.¹²⁷⁶

In dem FAZ Artikel¹²⁷⁷, aus dem auch im folgenden Abschnitt Informationen entnommen werden, wird gemeldet, dass die Atmosfair Anlage 250 Tonnen E-Kerosin im Jahr herstellen kann, die deutsche Luftfahrt dagegen 10 Millionen Tonnen im Jahr tankt. Abnehmer sind u.a. der Trekkingtourenanbieter Hauser Exkursionen und der Gesundheitsreisepespezialist Neue Wege aus München. Lufthansa wollte Anfangs abnehmen, doch die Preise seien zu hoch. Die Kerosinalternative SAF Sustainable Aviation Fuels aus Pflanzenresten und Altfetten ist drei bis fünfmal so teuer wie Kerosin. Das E-Kerosin wird aber wohl noch teurer, weil fünfmal so viel Energie in Form von Strom benötigt wird, wie später im E-Kerosin enthalten ist. Es soll genutzt werden um ab Anfang 2026 0,5 % synthetische Kraftstoffe zum fossilen Kerosin (nicht biogenes SAF) beizumischen, dies hatte noch Angela Merkel als Sonderquote im Bundesimmissionsschutzgesetz festgelegt. Befürchtet wird aber, dass diese synthetischen Kraftstoffe nicht ausreichend vorhanden ist. Lufthansa setzt nun darauf, dass die deutsche Regelung so nicht in Kraft treten wird. Die EU schreibt aber weiterhin vor, dass (vereinfacht formuliert) 2030 im Kerosin 1,2 % synthetischer Kraftstoff enthalten werden muss, 2050 sollen es 35 % werden, siehe den FAZ Artikel.¹²⁷⁸ Siehe dazu gleich unten mehr.

Ein weiteres Startup ist Synhelion, das in Jülich eine kleine Demonstrationsanlage eingeweiht hat, die Strom über Sonnenlicht bezieht, das über Spiegel umgeleitet wird.¹²⁷⁹ Es wird aber zusätzlich über Solarenergie ein elektrischer Gaserhitzer betrieben sowie ein Hitzespeicher, wodurch eine kontinuierliche Produktion möglich ist, es wird berichtet, dass dies gut funktioniert.¹²⁸⁰ Die Demonstrationsanlage DAWN von Synhelion in Jülich ist seit dem Juni 2024 fertig und funktionsfähig, 2027 soll eine kommerzielle Anlage in Spanien, genannt RISE, entstehen, die 1000 Liter ‚Sonnen‘-Kraftstoff pro Jahr herstellen kann. Synhelion hat mehrere Partner, darunter die Fluglinien Swiss Air und Lufthansa.¹²⁸¹ Und die ETH Zürich.¹²⁸² Nötig ist dafür Wasser und Kohlenstoff, Synhelion nutzt RED-II-zertifiziertes CO₂ und Methan aus Bioabfällen als Kohlenstoffquelle, der 12 Tonnen schwere und 6 Meter hoch Reformierungsreaktor wird durch Sonnenspiegel sehr stark erhitzt. Aus dem Synthesegas wird dann offenbar mit dem Fischer-Tropsch Prozess Kerosin und auch Diesel und Benzin, hergestellt, dies nehme ich hier so an.¹²⁸³ Synhelion schreibt aktuell auf der Webseite (11.04.2025), dass ab 2033 eine Produktionskapazität von 1 Mill. Tonnen Treibstoff pro Jahr angestrebt wird, das ist aber noch lang hin.¹²⁸⁴ Derzeit verkauft Synhelion auch Benzin und Diesel, etwa für Schneepflüge oder Autos und versucht die Nutzung der Solarhitze bei der Zementklinkerherstellung, allerdings erst auf Mini-Größe.¹²⁸⁵ Immerhin gibt es auch eine Fluglinie, die

¹²⁷⁵ Siehe: <https://www.atmosfair.de/de/klimaschutzprojekte/ptl-e-kerosin/ptl-anlage/> - Zugriffen: 01.07.2024.

¹²⁷⁶ Siehe: <https://www.atmosfair.de/de/flugverkehr-und-klima-atmosfair-produziert-erste-mengen-an-co2-neutral-em-kerosin/> - Zugriffen: 01.07.2024.

¹²⁷⁷ Erstes E-Kerosin fliegt ohne Lufthansa. FAZ, 29.06.2024.

¹²⁷⁸ Erstes E-Kerosin fliegt ohne Lufthansa. FAZ, 29.06.2024.

¹²⁷⁹ Erstes E-Kerosin fliegt ohne Lufthansa. FAZ, 29.06.2024.

¹²⁸⁰ Siehe Mitteilung vom 3. April 2025: <https://synhelion.com/news/synhelions-plant-dawn-exceeds-expectations> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹²⁸¹ Siehe: <https://synhelion.com/our-plants/plant-dawn> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹²⁸² Siehe: <https://ethz-foundation.ch/pioneer-fellows/synhelion/> - Zugriffen: 11.04.2025. Hier werden die vielen Partner von Synhelion aufgezählt: <https://synhelion.com/about/partners>

¹²⁸³ Synhelion: https://synhelion.com/media/pages/news/paving-the-way-for-solar-fuels-synhelion-produces-solar-syngas-on-an-industrial-scale-for-the-first-time/fc061b5562-1695296985/synhelion_solar-syngas_pr_de_final.pdf - Zugriffen: 30.12.2024.

¹²⁸⁴ Siehe: <https://synhelion.com/ueber-synhelion> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹²⁸⁵ Siehe: <https://synhelion.com/news> - Zugriffen: 11.04.2025.

Schweizer Fluglinie Pilatus Aircraft Ltd., die nun 200 Tonnen grünes Kerosin von Synhelion kaufen will, ab 2027, produziert in der kommerziellen Anlage RISE in Spanien.¹²⁸⁶

INERATEC ist eine Ausgründung des Karlsruher Instituts für Technologie.¹²⁸⁷ Recherchiert man INERATEC, stellt man fest, dass INERATEC aus Karlsruhe eine weitere, 10 mal größere PtL bzw. Power to Liquid Anlage im Industriepark Höchst baut, der Bau ist im Oktober 2024 nicht fertig, aber weit fortgeschritten. Hergestellt werden soll SAF, Sustainable Aviation Fuel für Flugzeuge bzw. offenbar synthetischen Flugkraftstoffe bzw. grünes Kerosin und E-Fuels und Avgas für Fahrzeuge und e-Diesel und e-Methanol für Schiffe, produziert mit dem Fischer-Tropsch-Verfahren (und nicht mit dem biogenen Frittenfett Verfahren). Investition 30 Mill. Euro, Produktionskapazität bis 2.500 Tonnen / 4,35 Mill. Liter und Recycling von 8000 Tonnen CO₂ jährlich.¹²⁸⁸ Die Anlage ist nun am Dienstag, 03.06.2025 eröffnet worden, siehe diesen FAZ-Artikel¹²⁸⁹, die Finanzierung, hier sind 40 Mill. Euro angegeben, erfolgte auch durch die Europäische Investitionsbank und durch Breakthrough Energy Catalyst, einer Stiftung von Bill Gates. Man könnte mehr solcher Anlagen bauen, Wasserstoff könne in Frankfurt aus der Chlorgasproduktion bezogen werden, CO₂ aus einer Biogasanlage. Gemeldet wird auch, dass die kleinere Atmosfair Anlagen noch Schwierigkeiten hat, sie besteht teils aus Ineratec-Teilen.¹²⁹⁰

In Spanien hat Repsol in Cartagena eine SAF Fabrik mit dem biogenen Frittenfett Verfahren gebaut, mit einer Kapazität von 250.000 Tonnen, siehe diesen FAZ-Artikel.¹²⁹¹ Cepsa will 2026 in Huelva eine weitere biogene Fabrik eröffnen mit 1 Mill. Tonnen Kapazität und 1,2 Mrd. Investitionssumme. Cepsa hat als Partner Bio-Oils von der Apical-Gruppe aus Singapur, ein weltweit aktiver Anbieter von pflanzlichen Ölen. Die Rohstoffe für die Biotreibstoffe kommen zu 75 % bei Biodiesel und 86 % bei HVO aus dem Ausland, China, Indonesien und Malaysia. Für Bioethanol kommen die Rohstoffe aus der Ukraine, Brasilien und Rumänien. Größere Mengen des SAF-Treibstoffen werden wohl aus den USA bezogen. Geschlossen wird aber, dass die EU-Quote von 2025 wohl doch erfüllbar sein wird. Für die Zukunft sei aber unklar, ob die biogenen Rohstoffe genug verfügbar sind, wahrscheinlich müssen synthetische Rohstoffe dazukommen¹²⁹², damit ist das Wasserstoff CO₂ Fischer-Tropsch-Verfahren gemeint.

Es gibt einen SAF Monitor von CENA Hessen, hier wird für 2024 eine insgesamt biogene SAF Produktion die Zahl von 1,9 Mill. Tonnen angegeben.¹²⁹³

Problem ist natürlich immer, Abnehmer für Produkte zu finden, die teurer sind, manchmal geht es recht direkt: die E-Fuels-Fabrik, die in Norwegen von Norsk e-Fuel¹²⁹⁴ gebaut wird und Strom aus Wasserkraft bekommt, hat schon langfristige Abnehmerverträge mit Norwegian Air und Cargolux Airlines International S.A. – die Abnehmerverträge wurden auf nationaler Ebene gemacht, gebaut wird die Anlage von der deutschen SMS-Group.¹²⁹⁵

¹²⁸⁶ Siehe: <https://synhelion.com/news/pilatus-aircraft-signs-solar-fuel-offtake-agreement-with-synhelion> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹²⁸⁷ Siehe: <https://www.elab2.kit.edu/power2liquid.php> - Zugriffen: 23.10.2024.

¹²⁸⁸ Siehe INERATEC Webseite: <https://www.ineratec.de/de/news/e-fuel-pionieranlage-deutschland> – Zugriffen: 01.07.2024.

¹²⁸⁹ Timo Kotowski. E-Kerosin kommt jetzt aus Frankfurt. FAZ, 04.06.2025.

¹²⁹⁰ Timo Kotowski. E-Kerosin kommt jetzt aus Frankfurt. FAZ, 04.06.2025.

¹²⁹¹ Hans-Christian Rößler, Timo Kotowski. Frittenfett für Spaniens Flugzeuge. FAZ, 17.10.2024.

¹²⁹² Hans-Christian Rößler, Timo Kotowski. Frittenfett für Spaniens Flugzeuge. FAZ, 17.10.2024.

¹²⁹³ Siehe: <https://www.cena-hessen.de/projekte/saf-monitor/> - Zugriffen: 13.05.2025.

¹²⁹⁴ Siehe: <https://www.norsk-e-fuel.com/>

¹²⁹⁵ Siehe: <https://www.sms-group.com/de-de/insights/all-insights/from-iron-to-e-fuels-diversifying-into-the-hydrogen-industry> - Zugriffen: 09.09.2024.

Das chilenische Pilotprojekt Haru Oni, bekannt durch Porsche, läuft vorerst nur mit einem Windrad und einem PEM Elektrolyseur mit einer Leistung von 1,2 MW. Aus CO₂ und Wasserstoff wird Methanol hergestellt und dann erfolgt eine Umwandlung in synthetisches Benzin. Das CO₂ stammt offenbar aus einer Brauerei. Aber 2024 soll eine DAC Anlage errichtet werden. Geschätzt wird, dass für 1 Liter Diesel 27 kWh Strom nötig sind.¹²⁹⁶ Hinter Haru Oni steht die chilenische Firma HIF, die mehrere Projekte vorantreiben will.¹²⁹⁷

Shell wollte in Rotterdam eine riesige Produktionsanlage für E-Fuels, Biokraftstoffe und grünen Wasserstoff bauen, mit mehr als 800.000 Tonnen Jahresproduktion, doch diese Planungen pausieren im Sommer 2024, es wurde eine Rentabilitätsüberprüfung angeordnet, siehe diesen FAZ-Artikel.¹²⁹⁸ Hintergrund ist hier sicher auch, dass Shell am 26. Mai 2021 in einem historischen Urteil in den Niederlanden dazu verurteilt, bis 2030 seinen Emissionen um netto 45 % gegenüber dem Jahr 2019 zu senken¹²⁹⁹, wobei das Urteil nun zurückgenommen wurde, nun gibt es auch für Shell offenbar keinen Grund mehr die Anlage zu bauen.

Die Lufthansa fordert die deutsche Vorgabe einer Zwangsbeimengung 2026 von synthetischen Kraftstoffen 0,5 % zu streichen, Grund sei auch, dass Förderungen der Bundesregierung von 2 Mrd. auf 100 Mill. gekürzt wurden. Ab 2025 müssen allerdings nun erstmals alternative SAF-Treibstoffe aus Bioabfällen und Altfetten zugemischt werden¹³⁰⁰, dies sieht die EU vor. Lufthansa hat sich damit durchgesetzt, im Koalitionsvertrag von CDU und SPD steht, dass die deutsche 0,5 % Vorgabe für synthetische Kraftstoffe umgehend gestrichen wird.¹³⁰¹ Im Koalitionsvertrag wird auch festgehalten, dass die Hälfte der nationalen Einnahmen aus dem ETS 1 für den Luftverkehr zu Förderung des SAF Aufbaus genutzt werden sollen.¹³⁰²

Die zuordenbaren EU Verordnungen sind ReRuelEU Aviation, Verordnung (EU) 2023/2405¹³⁰³, diese Verordnung sieht im Anhang I folgendes vor: vereinfacht: ab 01.01.2025 wird mindestens 2 % SAF beigemischt, ab 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 sind.¹³⁰⁴ SAF und synthetische Kraftstoffstoffe werden in dieser Verordnung gleichgesetzt und als ‚flüssige Drop-in Kraftstoffe‘¹³⁰⁵ (die man einfach so tanken kann)

¹²⁹⁶ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Haru_Oni - Zugriffen: 30.12.2024.

¹²⁹⁷ Siehe: <https://www.hifglobal.com/>

¹²⁹⁸ Philip Plickert. Ein Rückschlag für die großen E-Fuel-Träume. FAZ Plus, 16.08.2024.

¹²⁹⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Milieudedefensie_u.a._gegen_Royal_Dutch_Shell - Zugriffen: 12.10.2024.

¹³⁰⁰ Luftfahrt fordert Aus für deutsche E-Kerosin-Quote. FAZ, 26.09.2024.

¹³⁰¹ S. 27, Zeilen 856-857. Siehe: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag_2025.pdf - Zugriffen: 10.04.2025.

¹³⁰² S. 27, Zeilen 858-860. Siehe: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag_2025.pdf - Zugriffen: 10.04.2025.

¹³⁰³ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugriffen: 21.07.2024.

¹³⁰⁴ Siehe Annex I. Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁰⁵ Siehe z.B. hier, was Drop-in Kraftstoffe sind: <https://ptl-roadmap.de/ueberblick-ueber-ptl/> - Zugriffen: 11.04.2025.

bezeichnet, diese Definition enthält auch das Fischer-Tropsch-Kerosin. Was SAF ist, dafür seien international mehrere Produktionswege definiert worden (hierzu wird hier kein Link gesucht).¹³⁰⁶

Es gibt noch die Verordnung FuelEU Maritime, Verordnung (EU) 2023/1805¹³⁰⁷, hier wird der Einsatz neuartiger Treibstoffe durch eine andere Methode erzwungen: mit einer vorgegebenen durchschnittlichen jährlichen Treibhausgasintensität, hier wird ein Referenzwert von 91,16 g pro MJ festgelegt, der nach festgelegten Prozentsätzen gesenkt werden soll: 2 % ab 2025, 6 % ab 2030, 14,5 % ab 2035, 31 % ab 2040, 62 % ab 2045, 80 % ab 2050.¹³⁰⁸

Einen Einfluss darauf hat auch die RED II Richtlinie 2018/2001 der EU¹³⁰⁹, sie hatte allerdings den Luftverkehr nicht beinbezogen, dies passierte erst bei RED III, aber hier werden nur die oben gerade genannten Verpflichtungen wiederholt, siehe unten.¹³¹⁰ RED II legte für 2030 insgesamt ein Ziel von 32 % für den Bruttoenergieverbrauch von Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in der EU aus nachhaltigen Quellen fest, 14 % für den Verkehrssektor und es sind länderspezifische Ziele enthalten, für Länder, die sich höhere Anteile vorstellen können.¹³¹¹ Erneuerbare Elektrizität im Verkehrssektor zählt * 4 im Straßentransport und 1,5 im Bahntransport. Luft- und Seeverkehr kann freiwillig einbezogen werden und wird dann in den Verkehrssektor eingerechnet.¹³¹² Für den Transportsektor sollen 2025 1 % fortgeschrittene Biokraftstoffe oder Biogas, 2030 3,5 % davon genutzt werden. Da Biokraftstoffe dazu führen können, dass die landwirtschaftliche Produktion auf ärmere Böden, Sümpfe etc. ausgedehnt wird und dies zu höherem CO₂-Ausstoß führt, werden dafür Limits ausgesprochen, dieser Prozess wird ‚indirect land use change (ILUC)‘ genannt. Bestimmte Biokraftstoffe, Biomasse wird zertifiziert als ‚low ILU-risk‘.¹³¹³ RED II wurde am 18.10.2023 in RED III umgeändert¹³¹⁴ und damit der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch von Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in der EU auf 42,5 % erhöht, mit dem Hinweis, dies auf 45 % aufzustocken (siehe die Änderungsrichtlinie, Erwägungsgrund 5), dabei wird auch erneuerbarer Strom wird angerechnet, u.a. unterstützt durch den Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET) (ebda., Erwägungsgrund 7). In RED III wird auch das Ziel ausgesprochen, bis 2030 35 Mrd. m³ Biomethan zu erzeugen (ebda., Erwägungsgrund 9). Bruttoendenergiebedarf enthält Elektrizitäts- und Wärmeenergie, also eben auch erneuerbare Energie, einschließlich der Verluste bei der Verteilung

¹³⁰⁶ Siehe zu den beiden letzten Sätzen z.B. Erwägungsgrund (9), auf S. 3. „SAF sind Flugkraftstoffe, die flüssige Drop-in-Kraftstoffe umfassen und die konventionelle Flugkraftstoffe uneingeschränkt ersetzen können und mit bestehenden Flugzeugtriebwerken kompatibel sind. Auf globaler Ebene wurden mehrere Produktionspfade von SAF für die zivile und militärische Luftfahrt zugelassen“. Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁰⁷ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023R1805> – Zugriffen: 21.07.2024.

¹³⁰⁸ Art. 4, siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32023R1805> – Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁰⁹ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG – Zugriffen: 12.04.2025.

¹³¹⁰ Erwägungsgrund 72, RED III. Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413 – Zugriffen: 12.04.2025.

¹³¹¹ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG – Zugriffen: 12.04.2025.

¹³¹² Siehe: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en - Zugriffen: 12.04.2025.

¹³¹³ Siehe: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en - Zugriffen: 12.04.2025.

¹³¹⁴ Siehe die konsolidierte Fassung von RED III hier: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018L2001-20231120> – siehe zu RED III im Sinne der Änderungsrichtlinie von RED II hier, 18. Oktober 2023: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413 – Zugriffen: 12.04.2025.

und Übertragung der Energie.¹³¹⁵ In RED III findet sich für die Industrie das Ziel ihre Nutzung erneuerbarer Energien jährlich um 1,6 % zu steigern (jährlicher Durchschnitt von 2021-2025 und 2026-2030), bis 2030 soll 42 % des von der Industrie genutzten Wasserstoffs aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (sog. RFNBOs) stammen, bis 2035 soll 60 % erreicht werden. Diese Werte können um 20 % vermindert werden, wenn der Mitgliedstaat seine Emissionswerte erfüllt hat und der Anteil von fossil hergestellten Wasserstoffs ,nur noch‘ 2030 23 % beträgt und 2035 20 %.¹³¹⁶ Mit den RFNBOs ist grüner Wasserstoff und dessen Derivate gemeint sind: also grüner Wasserstoff, Ammoniak und Methanol, so die Literatur, siehe auch Links zu den Definitionen.¹³¹⁷ In RED III finden sich weitere Vorgaben z.B. für Verkehrssektor 14 % (Art. 25-Art. 28) und den Wärme- und Kältesektor, eine 1,1 % Steigerung von 2026 bis 2030, das gilt auch für Hauswärme und Fernwärme, es scheint hier aber möglich zu sein, Wärmepumpen anrechnen zu lassen (Art. 23), diese Regelungen sind sehr detailreich, und erhalten immer auch Ausnahmen, die an andere Bedingungen geknüpft sind.¹³¹⁸ In RED III findet sich für den Seetransport für 2030 ein Ziel von 1,2 % Biokraftstoffe und der Luftverkehr wird nun einbezogen, es gelten aber die obengenannten Verpflichtungen von ReFuelEU Aviation 2023/2405, 31.10.2023.¹³¹⁹

RED III ist sicher einer der schillerndsten EU Regulierungen, die konsolidierte Fassung ist 128 Seiten lang, mit einem Anhang mit vielen Berechnungen, die der Laie schwer nachvollziehen kann. Zum Thema der erneuerbaren Kraftstoffe wurde am 27.05.2025 eine Leitlinie ,Guidance on the targets for the consumption of renewable fuels of non-biological origin ... 2025‘ veröffentlicht, diese beziehen sich auf eine Revised RED Version, ich gehe davon aus, dass damit RED III gemeint ist.¹³²⁰ Als Zweck der RED III Vorgaben wird in der Leitlinie noch einmal hervorgehoben, dass zunehmend Wasserstoff und seine Derivate zur Verfügung stehen sollen, und auch, dass dies in allen EU Mitgliedstaaten so

¹³¹⁵ „4. ‚Bruttoendenergieverbrauch‘ Energieprodukte, die der Industrie, dem Verkehr, Haushalten, dem Dienstleistungssektor einschließlich dem Bereich öffentliche Dienstleistungen sowie der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu energetischen Zwecken geliefert werden, den durch die Energiewirtschaft für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung entstehenden Elektrizitäts- und Wärmeverbrauch und die bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Elektrizitäts- und Wärmeverluste;“, siehe RED III, S. 24.

¹³¹⁶ Ebd. RED III, S. 44, hier wird Art. 22a eingefügt, dort wird dies festgehalten, die Verminderung findet sich in Art. 22b.

¹³¹⁷ Siehe z.B. die Stellungnahme vom nationalen Wasserstoffrat Umsetzung RED III in nationales Recht, 1. März 2024: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-03-01_NWR-Stellungnahme_Umsetzung_RED_III_Industriequote.pdf - Zugriffen: 26.06.2025. Inwiefern Fischer-Tropsch E Fuels darunterfallen kann ich nicht klären, jedenfalls fallen Düngemittel und mit Wasserstoff hergestellter Stahl nicht darunter, die wird von der EU Kommission erklärt, in Punkt 2.3, S. 5, dort wird die Definition so wiedergegeben: „The revised RED defines in Article 2 (36) RFNBOs as ‘liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass.’“ Es wird weiterhin darauf verwiesen, dass die genauen Definitionen hier enthalten sind: „Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, C/2023/1087, OJ L 157, 20.6.2023, p. 11 and Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels, C/2023/1086, OJ L 157, 20.6.2023, p. 20.“ In: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202502983 – Zugriffen: 26.06.2025.

¹³¹⁸ Ebd. RED III, S. 46, Art. 23 Abs. 1 wird geändert.

¹³¹⁹ Ebd. RED III, Erwägungsgrund 72.

¹³²⁰ Siehe: Guidance on the targets for the consumption of renewable fuels of non-biological origin in the industry and transport sectors laid down in Articles 22a, 22b and 25 of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413, siehe hier: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202502983 – Zugriffen: 26.06.2025.

erfolgen soll (und nicht nur in einigen wenigen, wie Deutschland, den Niederlanden und Frankreich).¹³²¹ In der Leitlinie 2025 befinden sich Klärungen: z.B. dass die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien zur Entschwefelung nicht im Nenner der Berechnungen für die Industrie benutzt werden muss und auch Wasserstoff der bei der Chlor-Alkali Elektrolyse entsteht, wird nicht dazugezählt und auch nicht bestimmte Restgase.¹³²² (dies hat zu Folge, dass der Nenner im Bruch nicht mehr so hoch ist, im Zähler steht der erneuerbare Energiegehalt – die Folge ist, dass man so den Prozentsatz von 42 % erneuerbare RFNBO in der Industrie schneller erreichen kann – die Einbeziehung der Entschwefelung in den Zähler bei Transport hilft dagegen im Verkehrsbereich das Ziel von 14 % leichter zu erreichen ... dazu kommt, dass dann, wenn der Anteil von fossil hergestellten Wasserstoff ,nur noch‘ 2030 23 % beträgt und 2035 20 %, man im Industriebereich nur noch 22 % erneuerbare Energien einsetzen muss, kurz: auch hier würde eine Umstellung von Dampfreformierung auf grünen Wasserstoff etwas verändern, hier: dass das Gesamtziel für die Industrie ggf. um 20 % absinkt ... kurz: RED III, der Schrecken aller Regulierungen wird wenigstens im Bereich Industrie vielleicht leichter umsetzbar sein als gedacht) Siehe für eine klare Aufzählung der Regulierungen mit Bezug zu Wasserstoff, auch die Antworten der Europäischen Kommission hier.¹³²³

Auch Lufthansa hätte in Deutschland langfristige Abnahmeverträge abschließen können, dann hätten wir schon eine größere Synhelion Fabrik und größere INERATEC Fabrik in Frankfurt. Lufthansa und SWISS Airline (gehört Lufthansa) haben immerhin seit 2022 eine strategische Partnerschaft mit Synhelion abgeschlossen, wobei SWISS ein erster Kunde für synthetische Kraftstoffe sein wird (dazu gibt es aber auf der Webseite von Synhelion keine weiteren Infos).¹³²⁴ Auch die synthetischen Kraftstoffe von INERATEC sollen wohl für die Lufthansa verwendet werden, und für die Fraport AG und die Stadt Frankfurt (neben Kerosin entstehen auch Diesel und Benzin in einer solchen Anlage, die genutzt werden können).¹³²⁵ Die INERATEC Fabrik ist offenbar auch vom Netzwerk Hessen Aviation¹³²⁶ gefördert worden.¹³²⁷ Bei der Eröffnung des INERATEC Werks am 03.06.2025, hat Kaweh Mansoori, der Hessische Wirtschaftsminister der SPD, gesagt, dass er erwartet, dass die Fluggesellschaften solche Projekte unterstützen. Auch deshalb weil die Politik zuvor der Luftfahrtbranche entgegengekommen ist.¹³²⁸ Dies impliziert, dass Lufthansa mit dem INERATEC Werk immer noch keinen Abnahmevertrag abgeschlossen hat. Mal sehen, ob Lufthansa darauf reagiert. Reagiert hat nun jedenfalls Rheinmetall, es hat bei INERATEC mehrere kleinere Produktionsstätten bestellt, die dezentral Wasserstoff für das Militär bereitstellen können.¹³²⁹

Dass Anfang 2026 0,5 % synthetische Kraftstoffe zum fossilen Kerosin (nicht biogenes SAF) beizumischen sind, hat noch Angela Merkel festgelegt, als Sonderquote im Bundesimmissionsschutzgesetz. Befürchtet wurde aber, dass diese synthetischen Kraftstoffe nicht

¹³²¹ Punkt 2.2, S. 4, in: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202502983 – Zugriffen: 26.06.2025.

¹³²² Punkt 2.3, S. 6 (vorletzter Abschnitt: Transport), 2.4, S. 6, in: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202502983 – Zugriffen: 26.06.2025.

¹³²³ Siehe die Antworten der Europäischen Kommission auf den Sonderbericht des europäischen Rechnungshofs zum Thema Wasserstoff: https://www.eca.europa.eu/Lists/ECARepplies/COM-Replies-SR-2024-11/COM-Replies-SR-2024-11_DE.pdf - Zugriffen: 26.06.2025.

¹³²⁴ Siehe: <https://synhelion.com/about/partners> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³²⁵ Siehe: <https://efuel-today.com/ineratec-beginnt-mit-dem-bau-von-ptl-produktionsanlage-in-frankfurt/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³²⁶ Siehe: <https://frankfurt-holm.de/unsere-leistungen/innovations-netzwerkmanagement/cluster/hessen-aviation/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³²⁷ Siehe: <https://efuel-today.com/ineratec-beginnt-mit-dem-bau-von-ptl-produktionsanlage-in-frankfurt/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³²⁸ Timo Kotowski. E-Kerosin kommt jetzt aus Frankfurt. FAZ, 04.06.2025.

¹³²⁹ Timo Kotowski, Jonas Jansen. E-Fuels für das Militär. FAZ, 17.06.2025.

ausreichend vorhanden ist, siehe den FAZ Artikel im Juni 2024.¹³³⁰ 2021 wurde von der Politik eine PtL Roadmap Publikation veröffentlicht, dort wird festgehalten, dass es sich bei den für 2026 geplanten 0,5 % um 50.000 Tonnen handelt. Dort wird zugegeben, dass das Fischer-Tropsch-Kerosin derzeit noch viel zu teuer ist.¹³³¹ In der PtL Roadmap wird auch das staatlich geförderte Kopernikus-P2X-Projekt beschrieben, dass zur bald fertigen INERATEC-Fabrik geführt hat (die eben schon oben erwähnt wurde).¹³³² Diese Fabrik erzeugt jährlich 2500 Tonnen grüne Kraftstoffe.¹³³³

Bierdeckelrechnung: Dies reicht aber tatsächlich nicht für 50.000 Tonnen, dafür bräuchte man 20 dieser Fabriken ($50.000 / 2500 = 20$), **es war also nicht genug synthetisches Kerosin da, die Lufthansa hatte mit ihrer Kritik an der 0,5 % Quote also recht.** Dazu kam, dass Anfang 2024 die eigentlich geplante Förderung von alternativen Treibstoffen für den Flugverkehr von 2 Mrd. auf 17 Millionen gestrichen wurde.¹³³⁴ Oder auf 100 Millionen.¹³³⁵

Lufthansa schreibt auf seiner Webseite (07.04.2025) „Das Unternehmen setzt sich weltweit in zahlreichen Projekten für mehr SAF-Verfügbarkeit ein, schließt Absichtserklärungen mit SAF-Herstellern und prüft Optionen für langfristige Abnahmeverträge.“¹³³⁶ In ihrem Policy Brief, September 2024, schreibt Lufthansa, dass es SAF Projekte nur in kleine Mengen in Europa geben würde. (das stimmt nicht, es gibt einige größere Projekte), Power to Liquid Projekte würde es gar keine geben (das stimmt nicht, siehe Synhelion und INERATEC). Lufthansa erwähnt kritisch gegenüber der Bundesregierung, dass eine H2Global Ausschreibung für SAF nicht gezeichnet wurde, wegen zu kurzer Laufzeit und zu geringem Auftragswert. Lufthansa beschwert sich auch über die EU SAF Quoten für Kerosin.¹³³⁷ Generell sei SAF zu teuer (3 bis 5 mal teurer als Kerosin), es würde schon als 2 % SAF Quote 2025 zu 300 Mill. Euro Mehrkosten führen. Implizit wird eine Regulierung gefordert, die den Preisunterschied zwischen SAF und Kerosin wegsubventioniert.¹³³⁸

¹³³⁰ Erstes E-Kerosin fliegt ohne Lufthansa. FAZ, 29.06.2024.

¹³³¹ S. 17, in: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ptl_roadmap.PDF - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³³² Siehe: <https://www.ineratec.de/de/fueling-future-mobility-e-fuels-made-germany> - Zugriffen: 09.04.2025.

¹³³³ Siehe INERATEC Webseite: <https://www.ineratec.de/de/news/e-fuel-pionieranlage-deutschland> – Zugriffen: 01.07.2024.

¹³³⁴ Siehe: <https://www.welt.de/wirtschaft/article249762048/Fliegen-soll-gruener-werden-doch-die-Ampel-kuerzt-die-Biosprit-Foerderung.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³³⁵ Luftfahrt fordert Aus für deutsche E-Kerosin-Quote. FAZ, 26.09.2024.

¹³³⁶ Siehe: <https://www.lufthansagroup.com/de/verantwortung/klima-umwelt/sustainable-aviation-fuel.html> - Zugriffen: 08.04.2025.

¹³³⁷ Siehe Lufthansa Policy Brief, September 2024: https://politikbrief.lufthansagroup.com/fileadmin/user_upload/2024-sep/LHG-PB_2024-3.pdf - Zugriffen: 08.04.2025.

¹³³⁸ „Geplante SAF-Quoten verzerren den Wettbewerb. In Deutschland und Europa fehlen wirksame Innovations- und Investitionsimpulse für die Produktion und Nutzung nachhaltiger Flugkraftstoffe. Die Ampel-Regierung hat die Förderung für PtL-Produktionsanlagen und -forschung auf 17 Millionen Euro reduziert und damit praktisch abgeschafft – dafür aber die Luftverkehrsteuer deutlich erhöht. Quoten allein reichen nicht für die Entstehung eines selbsttragenden SAF-Marktes. Der bisherige Regulierungsrahmen schafft es nicht, den großen Preisunterschied zwischen konventionellem Kerosin und SAF aufzulösen und stellt daher einen erheblichen Wettbewerbsnachteil für die EU-Carrier im Verhältnis zu ihrer Konkurrenz vom Golf, Bosphorus und aus China dar. Schon die SAF-Vorgabe von 2 Prozent im Jahr 2025 bedeutet für die Lufthansa Group einen zusätzlichen dreistelligen Millionenbetrag.“ S. 3, Siehe Lufthansa Policy Brief, September 2024: https://politikbrief.lufthansagroup.com/fileadmin/user_upload/2024-sep/LHG-PB_2024-3.pdf - Zugriffen: 08.04.2025.

Zum Vergleich: Lufthansa (dazu gehören: Swiss, Austrian, Eurowings) machte 2024 einen Gewinn von 1,8 Mrd. Euro.¹³³⁹ **Daran gemessen, hat die Lufthansa noch einmal recht: 300 Mill. Euro Mehrkosten durch die SAF Kraftstoffe ist viel.**

Vorschlag von Lufthansa ist, eine europäische Klimaschutzabgabe für alle Fluggesellschaften, zur Finanzierung der SAF-Quote, oder eine Art CBAM Mechanismus für Fluggesellschaften, die keiner EU-Quote unterliegen, auch damit ausländische Fluglinien keine unfairen Kostenvorteile erlangen.¹³⁴⁰

Die deutschen Fluggesellschaften verbrauchen im Jahr 9,7 Mrd. Liter Kerosin (siehe das Klimaschutzportal des Bundesverbands der deutschen Luftverkehrswirtschaft¹³⁴¹).

Bierdeckelrechnung: also ca. 10 Mrd. Liter, dies sind, bei einer Dichte von 0,8 kg pro Liter 8 Mrd. kg, das sind 8 Mill. Tonnen Kerosin. Davon 2 % für die SAF-Quote 2025 sind: 160.000 Tonnen SAF. SAF muss also teuer sein!

Eine Tonne Kerosin kostet ca. 730 Euro, SAF kostet pro Tonne bis zu 5700 Euro.¹³⁴² 160.000 Tonnen SAF kosten bei 5700 Euro pro Tonne 912 Mrd. Euro. Das SAF hat also für Lufthansa unter 2000 Euro pro Tonne gekostet, denn 160.000 Tonnen mal 2000 Euro, das sind 320 Mill. Euro und hier geht es nicht nur um Lufthansa, also muss der Preis noch darunter gelegen haben, insofern stimmt eigentlich der Wert von 300 Mill. Euro, den Lufthansa als Mehrkosten für SAF angegeben hat nicht. Lufthansa scheint – ein wenig – zu viel angegeben zu haben. SAF hat Lufthansa als vielleicht 1850 Euro pro Tonne gekostet, es war damit ca. 2,5 mal so teuer wie Kerosin. Kerosin hat wie viel gekostet für alle deutsche Fluggesellschaften im Jahr? 8 Mill. Tonnen Kerosin * 730 Euro = 5,8 Mrd. Euro.

Es gibt einen SAF Monitor von CENA Hessen, hier wird für 2024 weltweit eine insgesamt biogene SAF Produktion von 1,8 Mill. Tonnen angegeben.¹³⁴³

Der Staat reagierte im April 2025 so: Die Sonderquote von 0,5 % Beimischung für synthetische Flugkraftstoffe wird nun abgeschafft, so der CDU/SPD Koalitionsvertrag vom April 2025.¹³⁴⁴ Im Koalitionsvertrag wird auch festgehalten, dass die Hälfte der nationalen Einnahmen aus dem luftfahrtbezogenen ETS 1 (nicht dem gesamten ETS 1) für den Luftverkehr zu Förderung des SAF Aufbaus genutzt werden sollen.¹³⁴⁵ Dies Förderung war, siehe oben, zuvor schon einmal vorhanden. Ob eine Förderung sinnvoll ist, ist zweifelhaft. Für die SAF Quote von 2 % ab dem 01.01.2025 scheint 160.000 Tonnen SAF vorhanden zu sein. Es könnte billiger sein. Ein Ausbau der SAF Produktionskapazität ist erst wieder in Bezug auf 2030 nötig, wenn die SAF Quote auf 6 % steigt. Warum kann die Industrie dies in 5 Jahren nicht selbst finanzieren? Dazu kommt, dass SAF generell

¹³³⁹ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/lufthansa-gewinn-einbruch-ticketpreise-100.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴⁰ S. 3, Siehe Lufthansa Policy Brief, September 2024: https://politikbrief.lufthansagroup.com/fileadmin/user_upload/2024-sep/LHG-PB_2024-3.pdf - Zugriffen: 08.04.2025.

¹³⁴¹ Siehe: <https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴² Information offenbar in diesem Artikel: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/luftfahrt-nachhaltiges-kerosin-ein-milliardenmarkt-kommt-nicht-in-gang/100100374.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴³

¹³⁴⁴ S. 27, Zeilen 856-857. Siehe: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf - Zugriffen: 10.04.2025.

¹³⁴⁵ S. 27, Zeilen 858-860. Siehe: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf - Zugriffen: 10.04.2025.

eine Sackgasse ist. 2030 6 % mag noch schaffbar sein, aber für 2035 20 % SAF, das wären 1,6 Mill. Tonnen, zehnmal mehr als heute, müssen genug biogene Rohstoffe verfügbar sein. Man kann damit auch den Ausbau von grünem Wasserstoff und Fischer-Tropsch-Anlagen fördern (durchschnittlich zu 1,2 %, 2032-2034 2 %, 2025 5 %). Um allerdings generell auf grünes synthetisches Kerosin umsteigen zu können, müssen die Flugpreise kräftig ansteigen, um einen Wasserstoffausbau (und die dazu nötigen erneuerbaren Energien) für den Flugverkehr bezahlen zu können. Dies kann der Staat anstoßen, aber nicht ganz bezahlen bzw. subventionieren bzw. er kann die Preise nicht für eine längere Zeit heruntersubventionieren.

Dass beides nutzbar ist und unter SAF fällt, geht jedenfalls aus der EU Verordnung hervor. SAF und synthetische Kraftstoffstoffe werden in dieser Verordnung gleichgesetzt und als „flüssige Drop-in Kraftstoffe“¹³⁴⁶ Die synthetischen Kraftstoffe sind erst ab 2030 zu 1,2 % erforderlich. Zuvor reicht es SAF aus Bioabfällen und Altfetten zuzumischen, ab 01.01.2025 zu 2 %, ab 2030 zu 6 %.¹³⁴⁷

Obwohl also synthetisches Kerosin erst 2030 gebraucht wird, wäre es aber gut, wenn man dann eine Produktion hat. Selbst wenn man davon ausgeht, dass ein von Synhelion oder INERATEC hergestelltes Fischer-Tropsch Kerosin 10 mal so teuer ist, wie Kerosin, und teurer als SAF, dann wäre es dennoch sinnvoll, wenn die Lufthansa einen langfristigen Abnahmevertrag mit diesen Firmen macht, um wenigstens die Produktion aufrechtzuerhalten und ein wenig auszuweiten. Wenn man z.B. 10.000 Tonnen für 10.000 Euro pro Tonne kauft, wären das 100 Mill. Euro, vielleicht gerade noch für die Lufthansa tragbar. Hier wird aber auch die Grenze sichtbar: würde man 160.000 Tonnen für 10.000 pro Tonnen kaufen, wären das 1,6 Mrd. Die Lufthansa müsste also ihren ganzen Gewinn dafür verwenden, Fischer-Tropsch-Kerosin zu kaufen, das letztlich nur 2 % ihres Kerosins ausmacht (die Zahlen sind, wie oben gezeigt, für die gesamte deutsche Luftfahrt gerechnet, nicht für die Lufthansa speziell ...). Fischer-Tropsch-Kerosin muss also dringend billiger werden, vielleicht auch dadurch, dass erneuerbare Energien billiger werden ... 😊

Siehe zu diesen Thema den Überblick der Unternehmensberatung BAIN & Company, vorausgesagt wird, dass die Betriebskosten der Fluglinien zwischen 8 % und 18 % steigen werden und Profite sinken.¹³⁴⁸ (diese Zahlen sind eigentlich noch erträglich, aber ob sie stimmen? 😊)

Es sind derzeit 7 Produktionswege von ASTM zertifiziert, darunter auch das Fischer-Tropsch-Verfahren, diese je unterschiedlichen Produktionsweg werden auch von unterschiedlichen Firmen betrieben, hier ist von einer Beimischung von bis zu 50 % die Rede, siehe Wikipedia Sustainable Aviation Fuels.¹³⁴⁹

Wie biogenes SAF nun von der Politik gefördert werden soll bleibt unklar, es gibt bereits SAF Fabriken und eine Reihe von Firmen, die mit sehr unterschiedlichen Produktionsprozessen¹³⁵⁰ aktiv sind. Hier im Text wurden SAF Projekte in Spanien in Teil 2 erwähnt, es gibt aber auch internationale Aktivitäten

¹³⁴⁶ Siehe z.B. hier, was Drop-in Kraftstoffe sind: <https://ptl-roadmap.de/ueberblick-ueber-ptl/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴⁷ Siehe Annex I. Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁴⁸ Siehe Brief: A Realistic Path to Net-Zero Emissions for Commercial Aviation. June 05, 2023. Siehe: <https://www.bain.com/insights/a-realistic-path-to-net-zero-emissions-for-commercial-aviation/> - Zugriffen: 23.10.2024. Geschätzt werden Investitionen von 1,6 Billionen und 2,1 Billionen US\$, um 135 und 250 Millionen Tonnen SAF herzustellen, eingeschlossen Raffinerien für Altfette, Wasserstoff und CO2 basierte Fischer-Tropsch Treibstoffe und Alcohol-to-Jet (ATJ) fuels. 600 bis 700 Mrd. müsse in Elektrolyse und CO2-Auffangtechnologie investiert werden.

¹³⁴⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Sustainable_Aviation_Fuel - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁵⁰ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Sustainable_Aviation_Fuel - Zugriffen: 11.04.2025.

z.B. hat Shell EcoOils¹³⁵¹ gekauft, welches in Malaysia und Indonesien SAF herstellt, siehe Shells Energy Transition Strategy 2024.¹³⁵²

Generell besteht das Problem, dass die biogenen Ausgangsstoffe für SAF (Zucker, Forstabfälle, Haushaltsmüll, Landwirtschaftsabfälle, industrielles Rauchgas, Altfette (Speiseöl, Tierfett, Tallöl aus der Zellstoffherstellung¹³⁵³) nur begrenzt verfügbar sind, es ist also unklar, ob z.B. genau davon da ist, um 2030 6 % SAF beizumischen, siehe schon oben ReRuelEU Aviation, Verordnung (EU) 2023/2405, Annex I.¹³⁵⁴

Auf der COP29 Klimakonferenz in Baku wurde erlaubt, dass die Luftfahrtindustrie Emissionsrechte bzw. ‚carbon credits‘ kaufen kann, im Rahmen von CORSIA¹³⁵⁵, denn dies wird nun wieder ermöglicht im Rahmen des Pariser Klimaabkommens nach Art. 6.4. ... gut, dass hiermit die Beimischungsverpflichtungen nicht ausgehebelt werden können ... hier scheint das Problem zu bestehen, dass es nicht genügend Klimaschutzprojekte gibt, deren Emissionsminderungen man auf diesem Markt kaufen kann ...

... es gibt aber Akteure, die sich darauf vorbereiten, solche Emissionsrechte massenhaft auf den Markt zu bringen: So will CO280 will CO2 in der Zellstoffindustrie auffangen und es dann per CCS verpressen. Microsoft will über 12 Jahre 3,7 Mill. ‚carbon dioxid removal credits‘ für sich selbst kaufen.¹³⁵⁶ Auch die Firma Frontier arbeitet daran.¹³⁵⁷ 😊

Die Lufthansa hat in der Corona Zeit 6 Mrd. Euro Staatshilfe plus staatliche Beteiligungen bekommen, diese hat sie zurückgezahlt, dafür hat sie Schulden aufgenommen, und der deutsche Staat hat zudem einen Gewinn von 760 Mill. Euro gemacht.¹³⁵⁸ Neulich hat sie für 325 Mill. Euro einen 41 % Anteil an der staatlichen italienische Fluglinie ITA gekauft hat, mit dem Ziel 100 % zu übernehmen, für insgesamt 830 Mill. Euro.¹³⁵⁹ 😊

Bei der Luftfahrt zeigt sich also wieder das Problem, wie schwer ein Übergang zu höheren Kostenniveau durch erneuerbare Kraftstoffe bzw. erneuerbare Produktionsinputs erfolgen soll ...

E-Fuels Bierdeckelrechnung, wie viel Strom bräuchte man, wenn alle Autos in Deutschland E-Fuels aus Strom tanken? E-Fuels benötigen in der Herstellung 16 bis 27 kWh Strom für 1 Liter E-Fuel, so eine Angabe im Internet.¹³⁶⁰

2023 hat Deutschland 51,2 Mill. Tonnen Kraftstoff verbraucht, 60,5 % Diesel, 32,3 % Benzin, 6,3 % biogene Kraftstoffe. 2,6 Mill. Tonnen Biodiesel wurde beigemischt.¹³⁶¹ 1 Tonne Diesel sind 1190,5

¹³⁵¹ Siehe: <https://www.ecooilsenergy.com/>

¹³⁵² S. 37, Siehe den Download Link auf dieser Webseite: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/shell-energy-transition-strategy.html#iframe=L2VuZXJneS10cmFuc2l0aW9uLXN0cmF0ZWd5LzlwMjQv> – Zugriffen: 23.01.2025.

¹³⁵³ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Sustainable_Aviation_Fuel - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁵⁴ Siehe: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302405 – Zugriffen: 21.07.2024.

¹³⁵⁵ Siehe: <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/default.aspx> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹³⁵⁶ Siehe: https://akercarboncapture.com/?cision_id=1B168AAF40F6CC7F – Zugriffen: 03.09.2024.

¹³⁵⁷ Siehe: <https://frontierclimate.com/>

¹³⁵⁸ Siehe: <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/deutschland/lufthansa-corona-hilfen-eu-kommission-untersuchung-100.html> - Zugriffen: 09.04.2025.

¹³⁵⁹ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/lufthansa-ita-uebernahme-spoehr-luftverkehr-100.html> - Zugriffen: 09.04.2025.

¹³⁶⁰ Siehe: <https://science.orf.at/stories/3217976/> - Zugriffen: 27.06.2024.

¹³⁶¹ Siehe: <https://mediathek.fnr.de/kraftstoffverbrauch-in-deutschland.html> - Zugriffen: 27.06.2024.

Liter, 1 Tonne Benzin sind 1333,33 Liter.¹³⁶² 30,9 Mill. Tonnen Diesel * 1190,5 Liter = 36.786.450.000 Liter. * 20 kWh = 735.729.000.000 kWh Strom, das sind 735.729 Gigawattstunden bzw. 735 Terawattstunden. Dies ist mehr als der derzeitige gesamte Stromverbrauch Deutschlands, allein für Diesel. Benzin: 15,8 Mill. Tonnen. 15.800.000 * 1333,33 = 21,066.614.000 Liter * 20 kWh = 421.332.280.000 kWh, also 421 Terawattstunden. Insgesamt: **1156 Terawattstunden**. Dies ist das Doppelte des derzeitigen Stromverbrauchs Deutschlands, der bei 549 Terawattstunden liegt.¹³⁶³

Zum Vergleich, relevant für den Punkt zu E-Fuels weiter unten: Für den Verkehr 2023 hat Deutschland 51,2 Mill. Tonnen Kraftstoff verbraucht, 60,5 % Diesel, 32,3 % Benzin, 6,3 % biogene Kraftstoffe. 2,6 Mill. Tonnen Biodiesel wurde beigemischt.¹³⁶⁴ 😊

Wie viel bekommt man fürs Geld?

Für 10 Mrd. Investitionen in erneuerbare Energien würde man für 5 Mrd. / 100 Mill. = 50 Solarkraftwerke Barth Flughafen bekommen: mit 50 * 0,06 Terawattstunden = 3 Terawattstunden. Für weitere 5 Mrd. Werder Kessin Landwind, sind: 5 Mrd. / 220 Mill. = 22,7. 22,7 * 0,3 Terawattstunden = 6,81 Terawattstunden.

100 Mrd. das alles mal 10 (je 50 Mrd.). 500 mal Solarpark Barth Flughafen, 22,7 Landwindparks Werder Kessin: 68,1 Terawattstunden.

1000 Mrd., das alles mal 100 (je 500 Mrd.): 5000 mal Solarpark Barth Flughafen, 2270 Landwindparks Werder Kessin: 681 Terawattstunden.

Damit kann man nun ausrechnen, wie wie E-Fuels kosten würden: 1156 / 6,81 = 169,7. 169,7 * 10 Mrd. = 1697 Mrd. Verteilt an die 48 Mill. Autobesitzer: 35.364 Euro müsste jeder Zahlen, damit wir selbst die erneuerbaren Energien aufbauen können, um mit E-Fuels weiter Autofahren zu können, dies ist, siehe Teil 1, teurer als wenn man E-Autos fährt, hier müsste man 12.7

4. Weitere Speicherlösungen u.a. für Strom und Wärme

4.1 Wasserstofffähige Gaskraftwerke

In Deutschland sind derzeit für 12,5 GW Gaskraftwerke für die Dunkelflaute geplant, d.h. die übernehmen die Reserveversorgung, wenn die Solar und Wind nicht vorhanden sind und ersetzen damit Speicher.¹³⁶⁵ Durch eine intersaisonale Speicherung mit Wasserstoff, der im Sommer aus Solarkraftwerken gewonnen wurde, die mehr und mehr in die Diskussion gerät, könnte es dazu kommen, dass noch mehr dazu kommen.¹³⁶⁶ Wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke im Winter Strom bereitstellen, wenn Solarenergie nur auf geringen Niveau produziert. Sie können auch kurzfristig dazugeschaltet werden.

Die deutsche maximal gemessene Last betrug 2018 78 GW bzw. 78.000 MW. Wenn 1 Mill. Elektrofahrzeuge an einem 11 kW Ladepunkt gleichzeitig laden würden, ergäbe dies eine 11.000

¹³⁶² Siehe: <https://www.bdbe.de/bioethanol/bioethanol-fakten> - Zugegriffen: 27.06.2024.

¹³⁶³ Siehe die Zahlen des UBAs vom 02.04.2024:

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> - Zugegriffen: 27.06.2024.

¹³⁶⁴ Siehe: <https://mediathek.fnr.de/kraftstoffverbrauch-in-deutschland.html> - Zugegriffen: 27.06.2024.

¹³⁶⁵ Die langfristige geplante Zahl von 12,5 GW nennt der Artikel von: Christian Geinitz. Ampel plant Strompreis-Aufschlag. FAZ, 09.07.2024.

¹³⁶⁶ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 9-10. Siehe:

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf - Zugegriffen: 30.12.2024.

MW bzw. 11 GW Gesamtlast, lt. eines Berichts der Monopolkommission.¹³⁶⁷ Wenn 1 Mill. E-Autos mit 22 kW laden, ergibt dies 22 GW Gesamtlast, wenn 10 Mill. E-Autos mit 22 kW laden, ergibt dies 220 GW Gesamtlast. Dies ergibt ganz eindeutig die Schlussfolgerung, dass die Elektroautos mittags am Arbeitsplatz mit Solarstrom geladen werden müssen. Ausnahme: die Haushalte mit einem Einfamilienhaus und einer eigenen Solaranlage, die über einen großen Batteriespeicher verfügen, die Nachts aus dem Batteriespeicher (40 bis 70 kWh müssen es dann schon sein) ihre E-Autos aufladen können. Weitere Ausnahme: Großbatterien, davon könnte man nachts laden, aber davon müsste es dann viele geben 😊

Bei diesen Zahlen verwundert es nicht, wenn die Zahlen für wasserstofffähige Gaskraftwerke oder Speicher höher gehen, so ein FAZ-Artikel, in einer Studie des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Studie werde geschätzt, dass bis 2030 100 Gigawattstunden Speicher und bis 2045 180 Gigawattstunden gebraucht werden, derzeit hätten Pumpspeicher 38 Gigawattstunden Kapazität.¹³⁶⁸ Hier wundert man sich: also wenn 1 Mill. E-Autos schon 220 GW Gesamtlast haben, wie kann dann 15 Jahre nach 2030 nur 180 Gigawattstunden Speicher benötigt werden? Immerhin hat die Studie gezeigt, dass man bei Speichern ruhig mal in die dreistelligen Zahlen gehen kann.

Die Kosten für wasserstofffähige Gaskraftwerke liegen ca. 10 % über denen normaler Gaskraftwerke. Geschätzt wird ein Preis von ungefähr 1.000.000 Euro pro MW Leistung. Bei der Umrüstung z.B. nur 513.000 Euro pro MW Leistung Kosten. Das Gasturbinenkraftwerk Leipheim hat z.B. 270 Mill. Euro gekostet und hat eine Leistung von 300 MW, das wären 900.000 Euro pro MW.¹³⁶⁹

Ein 480 MW wasserstofffähiges Gaskraftwerk würde somit vielleicht 480 Mill. Euro kosten (480 * 1.000.000 Euro).

Bierdeckelrechnung: 12,5 GW kosten: Einmal aufgeteilt in mehrere 300 MW-Gaskraftwerke, wären dies $12.500 / 300 = 41$ Kraftwerke für jeweils 300 Mill. Euro. ($300 * 1.000.000 = 300$ Mill.). $41 * 300$ Mill. = 12,3 Mrd., kurzum: die Kosten betragen also 12,5 Mrd.

Bei 78 GW Last betragen die Kosten 78 Mrd., bei 220 GW 220 Mrd. Bei 220 GW (wenn 10 Mill. E-Autos mit 22 kW laden) wären dies 733 mal ein 300 MW Wasserstoffkraftwerk. $733 * 300$ Mill. Euro sind 219,9 spricht 220 Mrd. Euro. Das ist also hier extrem einfach zu rechnen!!! Pro 1 Gigawatt kostet es 1 Mrd., bei 100 GW eben 100 Mrd. Ich fände es gut, wenn man genügend Wasserstoffkraftwerke hätte, um eine mögliche Spitzenlast in Deutschland bedienen könnte. 😊

Gasturbinenkraftwerke werden teils mit Dampfturbinen kombiniert, sog. Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), hier wird der Dampf noch genutzt, nicht zu verwechseln mit Blockheizkraftwerken, die Abwärme nutzen.¹³⁷⁰

Das erste wasserstofffähige Gaskraftwerk wurde von EnBW in Stuttgart Münster am 11.04.2025 in Betrieb genommen, es hat eine Gasturbinenanlage mit einer Leistung von 2 mal 62 MW, also 124 MW und Abhitze und Heizwasserkessel, Bauzeit 2 Jahre, Plan- und Genehmigungszeit 3 Jahre. Auch in Altbach/Deizisau und Heilbronn werden wasserstofffähige Gaskraftwerke gebaut, mit einer

¹³⁶⁷ Info aus, S. 18: Wettbewerb mit neuer Energie. 7. Sektorgutachten Energie. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2019. Siehe: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/7sg_energie_volltext.pdf - Zugriffen: 17.07.2024.

¹³⁶⁸ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹³⁶⁹ Siehe Marie Wetingfeld et al. Förderung für Gaskraftwerke: Kosten und Emissionsauswirkungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes 10/2024, Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

¹³⁷⁰ Siehe Wikipedia: <https://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk> - Zugriffen: 04.01.2025.

Gesamtkapazität von 1,5 Gigawatt, und einem Gesamtinvestitionsvolumen von 1,6 Mrd. Euro.¹³⁷¹
Das entspricht dem Satz oben: 1.000.000 Euro bzw. 1 Mill. Euro pro MW Leistung. 1000 MW sind 1 GW und 1 GW das kostet 1000 Mill., also 1 Mrd.

Die wasserstofffähigen Gaskraftwerke haben natürlich den Vorteil weiterlaufen zu können, etwa mit 1 GW Leistung * (8760 / 12 = 730) den ganzen Januar laufen können und 730 Gigawattstunden Leistung bringen können.

4.2 Großbatterien

Es gibt mittlerweile weltweit eine Vielzahl von Großbatterien. Eine weltweite Übersicht gibt es zum Beispiel bei Wikipedia.¹³⁷² In den USA ist eine Datenbank aufgebaut worden, die DOE (Department of Energy) Global Energy Storage Database, mit 2337 Einträgen (Stand: 02.01.2025), darunter auch Pumpspeicherkraftwerke.¹³⁷³

Hier fehlen Daten zur Umrechnung, etwa wie lange eine Stadt bei einer Dunkelflaute versorgt werden kann. Großbatterien dürften bei der Versorgung von großen Städten überfordert sein. Aber bei kleineren Städten, bei Industriekomplexen, bei denen einzelne Bereiche versorgt werden müssen und bei kurzfristigen Einsätzen, scheint es möglich sein, sie profitabel einzusetzen.

Selbst in einem Netz in dem Kohlekraftwerke in Betrieb sind, sind Großbatterien sinnvoll, weil viel schneller auf einen Abfall von Leistung reagieren können und dadurch Kosten für den Hochlauf von Kohlekraftwerken gespart werden können (30 Mill. US\$ in 1 Hj.). Beispiel ist der Windparks Hornsdale in Australien.¹³⁷⁴ Von Wikipedia wird mit Verweis auf einen Fraunhofer Link angegeben, dass Braunkohlekraftwerke für einen Kaltstart 9-15 brauchen, Steinkohlekraftwerke 6-8 Stunden, bei einem Heißstart 2 bis 4 Stunden.¹³⁷⁵

BASF hat etwa im Chemiepark Schwarzheide eine Großbatterie im Einsatz, die den schwankenden Windstrom ausgleichen soll. Dort befindet sich auch ein Elektrolyseur der Firma Sunfire. Ich schließe

¹³⁷¹ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/stuttgart-h2-ready-gaskraftwerk-nimmt-betrieb-auf/> - Zugriffen: 08.06.2025.

¹³⁷² Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken - Zugriffen: 30.12.2024.

¹³⁷³ Siehe: <https://gesdb.sandia.gov/>

¹³⁷⁴ Zitat aus Wikipedia, ohne Fussnoten: „Windpark Hornsdale Ende 2017 wurde nach weniger als 100 Tagen Bauzeit das zu diesem Zeitpunkt größte auf Lithium-Ionen-Basis beruhende Batterie-Speicherkraftwerk der Welt in Betrieb genommen. Die von Tesla gelieferte Anlage verfügte über eine Leistung von 100 MW und eine Kapazität von 129 MWh. Installiert wurde die Anlage im Windpark Hornsdale, betrieben wird sie von Neoen. Bereits wenige Wochen nach Inbetriebnahme sprang sie zweimal ein, als es jeweils im Kraftwerk Loy Yang, einem Braunkohlekraftwerk in Victoria, zu Problemen mit schlagartigen Leistungsabfällen kam. Die Reaktionszeit des Batterie-Speicherkraftwerks lag mit 0,14 bzw. unter 4 Sekunden deutlich niedriger als bei konventionellen Kraftwerken. Im ersten halben Jahr nach Inbetriebnahme sanken die Kosten für Systemdienstleistungen in South Australia um ca. 90 %, da das Batterie-Speicherkraftwerk unter anderem viel schneller und präziser eingreifen kann als konventionelle fossile Kraftwerke. Alleine für diesen Zeitraum wurden die durch den Speicher vermiedenen Kosten für Systemdienstleistungen auf mehr als 30 Mio. Dollar geschätzt. Zugleich erwirtschaftete der Speicher in diesem ersten halben Jahr bereits 14 % seiner Investitionskosten. Das Projekt wurde 2020 um zusätzliche 50 MW und 64,5 MWh erweitert, so dass die Hornsdale Power Reserve nun eine Leistung von 150 MW hat. Die Batteriekomponenten der Erweiterung wurden bis März 2020 installiert und die gesamte Installation bis September 2020 fertiggestellt.“ Siehe:

https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken#Windpark_Hornsdale – Zugriffen: 30.12.2024.

¹³⁷⁵ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Kohlekraftwerk> - Zugriffen: 11.04.2025.

daraus, dass auch der Elektrolyseur bei schwachem Wind von der Großbatterie weiterbetrieben werden kann.¹³⁷⁶

In der Lausitz sind zwei Speicherlösungen in Nutzung bzw. im Aufbau. Seit Anfang 2021 arbeitet für den Energieversorger LEAG am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe die BigBattery Lausitz, mit einer Kapazität von 53 Megawattstunden, die bis zu 50 MWh zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen zur Verfügung stellen kann.¹³⁷⁷ Es ist eine Lithium-Ionen-Batterie. Diese Batteriesorte ist auf dem Markt verfügbar, auch in dieser Größe. Am Standort Boxberg wird im Jahr 2024 eine weitere Batterie in Betrieb genommen, mit 137 MWh Speicherkapazität. Für die zweite Hälfte der 2020er Jahre soll mehr als 1000 MWh Speicherkapazität aufgebaut werden. Dazu wird zuerst einmal von der Firma ESS¹³⁷⁸ eine Eisen-Redox-Flow Batterie aufgebaut, mit 500 MWh Speicherkapazität. Von diesem Speicher kann man auch 50 MWh abrufen, und damit 200.000 Einfamilienhäuser für 10 Stunden mit Energie versorgen. Vorteil der Eisen-Redox-Flow Batterie ist, dass dort kein Lithium gebraucht wird, sondern nur Eisen, Salzwasser und Vanadium (es gibt noch andere Typen). Sie haben in 20 bis 25 Jahren unlimitierte Ladezyklen, man kann die Batterie einfach reparieren, das Salzwasser ablassen und Teile austauschen.¹³⁷⁹ Redox-Flow-Batterien sind gut einsetzbar für einen Bedarf, bei dem lange Zeit geladen und lange Zeit abgerufen werden soll. Dies ist europaweit ggf. auch weltweit das erste so große Projekt, im Privatgebrauch gibt es schon mehr solcher Batterien, als Pufferspeicher für private Solaranlagen, siehe zu diesem Projekt: Geladen Batteriepodcast.¹³⁸⁰

Wie viele E-Autos könnte man mit der ESS Eisen-Redox-Flow Batterie laden: 50 MWh kann man abrufen, $22 \text{ kW} * 2 \text{ Stunden laden} = 44 \text{ kWh}$ (eben eine ca. 40 kWh große Batterie für E-Autos, Premium E-Autos haben z.B. eine 70 kWh Batterie). 50 MWh sind = $50.000 \text{ kWh} \dots 50.000 \text{ kWh} / 44 \text{ kWh} = 1136$ E-Autos kann man mit dieser Batterie aufladen. 😊 In einer Gemeinde mit 80.000 Einwohnern wären also 80 solche Batterien nötig, wenn man Nachts aufladen will.

Große Batteriespeicher werden auch von RWE gebaut, Anfang 2023 eine Megabatterie in Lingen und Werne mit 117 MW, ein 220 MW Speicher wird in NRW gerade errichtet. In Eemshaven entsteht in den Niederlanden neben einem RWE-Kraftwerk ein 35 MW und 41 MWh Speicherkapazität Lithium-Ionen-Speicher mit 110 Batterieschränken.¹³⁸¹ In Meppen, Ortsteil Hüntel, im Landkreis Emsland entsteht ein 300 Megawattstunden Stromspeicher des britischen Unternehmens Harmony Energy, neben einem Umspannwerk des Netzbetreibers Ampiron. Es soll 170.000 Haushalte 6 Stunden mit Strom versorgen und 150 Millionen Euro kosten.¹³⁸² In Arzberg bei Wunschseidel wird eine 100 MW,

¹³⁷⁶ Siehe den grafischen Plan in: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/Schwarzheide/our-motivation/sustainability/chEErs> - Zugriffen: 01.01.2025.

¹³⁷⁷ Zitat: „Auf einer Fläche von 110 mal 62 Meter, welche etwa der Größe eines Fußballfeldes entspricht, wurden 13 Batteriecontainer errichtet. In den 13 dazugehörigen Umrückercontainern erfolgt die Umwandlung zwischen Gleichspannung der Batterien und Wechselspannung für das Stromnetz. Weitere Bestandteile sind der Blocktransformator und die dazugehörigen Schaltanlagen. Insgesamt sind 8840 Batteriemodule in der BigBattery aktiv. Je nach Situation im Stromnetz oder an den Strommärkten können die Batterien be- oder entladen werden. Gespeichert wird in ihnen der Strommix aus konventionellen und erneuerbaren Energieträgern.“ Entnommen aus: <https://www.leag.de/de/news/details/bigbattery-lausitz-arbeitet-im-dauerbetrieb/> - Zugriffen: 27.01.2024.

¹³⁷⁸ Firma ESS: <https://essinc.com/>

¹³⁷⁹ Wikipedia Redox-Flow-Batterie: <https://de.wikipedia.org/wiki/Redox-Flow-Batterie> - Zugriffen: 27.01.2024.

¹³⁸⁰ Geladen Batteriepodcast, XXL-Eisen-Redox-Flow-Batterie - Dr. Laszlo Eifert & Michael Peither | Geladen Podcast, 28.01.2024, : <https://www.youtube.com/watch?v=q1V6EwXc-50> – Zugriffen: 28.01.2024.

¹³⁸¹ Siehe: <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2024-02-07-rwe-startet-bau-fuer-batteriespeicher-grossprojekt-in-den-niederlanden/> - Zugriffen: 09.02.2024.

¹³⁸² NDR. Meppen plant Riesenakku für Wind- und Solarstrom. 21.08.2024.

200 Megawattstunden Großbatterie aufgebaut¹³⁸³, in der Nähe befinden sich einige kleine Solaranlagen und 5 Windkraftanlagen, siehe Google Maps.

Ecoster hat in Betrieb: Doberlug Kirchhain 8 MWh, Bad Düben 16 MWh, Elsteraue 16 MWh, Eisenach 12 MWh, Ipfhofen 24 MWh, Diespeck 24 MWh, Sulzberg 8 MWh. In Planung sind mehrere viel größere Speicher, Trossingen 716 MWh, Wengerohr 600 MWh.¹³⁸⁴ Derzeit gibt es viele Anträge auf Großbatterien, teils spekulativ, um diese Genehmigung ggf. weiterverkaufen zu können. Siehe zu einer Diskussion zu diesem Thema mit Ulrich Bürger von EcosStor und Hans Urban. Hier wird auch erwähnt, dass Großbatterien laut sein können u.a. wegen den Lüftern, es wird hier eine Lärmschutzwand gebaut.¹³⁸⁵ Neulich gab es ein Großfeuer bei einer Großbatterie in Moss Landing in der USA, die eine Leistung von 750 MW und eine Gesamtleistung von 3000 MWh hatte.¹³⁸⁶

Ecoster sagt: Die Batterien sind für 100 Euro / kWh in Form fertiger Container zu kaufen (100 * 1000 = 100.000 für 1 MWh, 100.000 * 10 = 10 Millionen Euro würde ein 100 MWh Batteriespeicher kosten), sie machen ca. 45 % der Gesamtkosten aus, die Wechselrichter und Trafos kosten 20 %, die größeren Umspannanlagen 20 %, also gibt es 100 MWh für ca. 20 Mill. Euro. Ein 240 MWh Speicher kostet einen mittleren zweistelligen Millionenbereich, also ca. 50 Mill. Euro. Die Batterien sind auf 15 Jahren Betriebsjahre ausgerichtet.¹³⁸⁷

100 MWh, das sind 100.000 kWh / 44 = 2272 E-Autos könnten daran laden, 15 Jahre lang.
20.000.000 / 2272 = 8802 ... wenn jeder Autofahrer 8802 Euro investiert, kann man einen solchen Akku kaufen, bleiben noch die Kosten für die Solaranlage ...

Der Batteriehersteller cmbu¹³⁸⁸ hat einen organischen Großspeicher entwickelt, der ohne Lithium und anderen Rohstoffe auszukommen, es sollen nur ‚organische Materialien‘ sein, die hier zum Einsatz kommen, er wird nun im Uniper Kraftwerk in Großkrotzenburg ausprobiert. Diese Batterien sollen auch in der Lage sein, Strom für eine lange Zeit zu speichern.¹³⁸⁹

Im Bereich Batterien gibt es ständig neue Entwicklungen: Die US Firma Form Energy hat eine Eisen Luft Batterie entwickelt, die sich offenbar für Stromabgabe über eine längere Zeit besonders gut eignet, siehe die Webseite von Form Energy.¹³⁹⁰

4.3 Pumpspeicherkraftwerke

Vergleich mit Pumpspeicherkraftwerken: Pumpspeicherkraftwerke sind weiter verbreitet als man denkt, siehe Wikipedia: Liste von Pumpspeicherkraftwerken.¹³⁹¹ In der DOE Global Energy Storage

¹³⁸³ Siehe: <https://www.bayern-innovativ.de/emagazin/detail/de/seite/baubeginn-fuer-batteriespeicher-im-wunsiedel> - Zugriffen: 13.04.2025. Investor ist Reichmuth Infrastructure aus der Schweiz sowie Bayernwerk AG und die ZukunftsEnergie Nordostbayern (ZENOB) GmbH, siehe den Link.

¹³⁸⁴ Siehe: <https://www.eco-stor.de/de> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹³⁸⁵ Siehe Geladen Batteriepodcast, 09.03.2025: <https://www.youtube.com/watch?v=W6RYeD3aFfA&t=841s> – Zugriffen: 23.03.2025.

¹³⁸⁶ Siehe: <https://www.telepolis.de/features/Droht-deutschen-Batteriespeichern-das-Moss-Landing-Schicksal-10257530.html> - Zugriffen: 23.03.2025.

¹³⁸⁷ Siehe Geladen Batteriepodcast, 09.03.2025: <https://www.youtube.com/watch?v=W6RYeD3aFfA&t=841s> – Zugriffen: 23.03.2025.

¹³⁸⁸ Siehe: <https://www.cmbu.com/>

¹³⁸⁹ Siehe Youtube, BR24: <https://www.youtube.com/watch?v=WVC-kkLmSZU> - Zugriffen: 19.08.2025.

¹³⁹⁰ Siehe: <https://formenergy.com/>

¹³⁹¹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Pumpspeicherkraftwerken - Zugriffen: 12.08.2024.

Database finden sich auch Pumpspeicherkraftwerke.¹³⁹² Größere Pumpspeicherkraftwerke haben den Vorteil höhere Strommengen, die etwa eine Stadt braucht, zur Verfügung stellen zu können.¹³⁹³

In Deutschland haben Pumpspeicherkraftwerke eine Leistung von 6565 MW, d.h. immerhin 6 GW und eine Speichergröße von 37.700 MWh, d.h. immerhin 37 GWh. Es gibt einige Beispiele, in denen Bauvorhaben von Pumpspeicherkraftwerken nicht weiterverfolgt wurden, weil dieser Bereich nicht mehr politisch im Fokus stand.¹³⁹⁴ Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal in Thüringen hat 1 GW Leistung und eine Speicherkapazität von 8,5 Gigawattstunden¹³⁹⁵, es kann etwa die Hälfte Berlins 8 Stunden mit Strom versorgen.¹³⁹⁶ Horst Schmidt-Böcking möchte im Tagebau Hambach ein Pumpspeicherkraftwerk bauen, mit dem ganz NRW versorgt werden könnte.¹³⁹⁷ In einer weiteren Publikation vom 1. Februar 2024, wird die Leistung von Pumpspeichern mit 9,7 GW angegeben, Batteriespeicher erreichen 7,6 GW und eine Kapazität von 11,2 GWh.¹³⁹⁸

Der verstaatlichte Energiekonzern Uniper, der jetzt an die Börse soll, und als Bad Bank von Eon bezeichnet wurde, hat erst 1/5 CO2 freie Stromerzeugungsanlagen, aber er investiert nun in Wasserkraftprojekte in Schweden und möchte 2028 das Pumpspeicherkraftwerk in Happurg wieder in Betrieb nehmen, siehe das FAZ-Interview.¹³⁹⁹ Japan hat 8 % Wasserspeicherenergie.¹⁴⁰⁰ Das Pumpspeicherkraftwerk in Happurg hat eine Leistung von 160 MW, eine Fallhöhe von 209 Meter und kann Energie für 850 Megawattstunden Strom speichern. Die Sanierung durch Uniper soll 250 Millionen Euro kosten, es geht hier um einen Schaden am Becken, deshalb war das Kraftwerk seit 2011 stillgelegt.¹⁴⁰¹ China hat Hydro-Speicherausbau mit 50 GW, das sind 30 % der derzeitigen weltweiten Kapazität, 89 GW werden derzeit gebaut, 276 GW werden entwickelt.¹⁴⁰² Japan hat 8 % Wasserspeicherenergie.¹⁴⁰³ China hat Hydro-Speicherausbau mit 50 GW, das sind 30 % der derzeitigen weltweiten Kapazität, 89 GW werden derzeit gebaut, 276 GW werden entwickelt.¹⁴⁰⁴

¹³⁹² Siehe: <https://gesdb.sandia.gov/>

¹³⁹³ Smil 2022: 40. Pumpspeicherkraftwerke sind in den USA gebräuchlich, etwa das Blenheim-Gilboa Pumped Storage Power Project im Bundesstaat New York, mit 1,1 GW Leistung, und 444,6 Gigawattstunden Leistung im Jahr 2022. Siehe: NY Power Authority. Delivering on New York State's Clean Energy Vision, Integrated Report 2022, siehe: <https://www.nypa.gov/library> - Zugriffen: 07.08.2024. Zu Beispielen für große Batterien, thermische Speichern u.a. aus Ziegelsteinen, dem erhitzten Wasser hier im Text weiter unten.

¹³⁹⁴ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Pumpspeicherkraftwerken - Zugriffen: 12.08.2024.

¹³⁹⁵ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk_Goldisthal - Zugriffen: 08.06.2025.

¹³⁹⁶ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹³⁹⁷ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹³⁹⁸ S. 10, siehe Vortrag von Matthias Vetter, Fraunhofer ISE, hier: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/4639d615-1bab-4bdc-8b50-3d54400ce76a/content> - Zugriffen: 08-06.2025.

¹³⁹⁹ Wir müssen ein wenig auf die Bremse drücken. Interview mit Michael Lewis, Vorstandschef von Uniper. FAZ, 11.10.2024. Siehe die Uniper Pressemitteilung vom 20. Juni 2024: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-nimmt-pumpspeicherkraftwerk-happurg-fuer-rund-250-millionen-euro-wieder-in-betrieb> - Zugriffen: 23.10.2024.

¹⁴⁰⁰ S. 10. U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Brief: Japan, July 7, 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

¹⁴⁰¹ Siehe die Uniper Pressemitteilung vom 20. Juni 2024: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-nimmt-pumpspeicherkraftwerk-happurg-fuer-rund-250-millionen-euro-wieder-in-betrieb> - Zugriffen: 23.10.2024.

¹⁴⁰² S. 9-10. U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Brief, November 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

¹⁴⁰³ S. 10. U.S. Energy Information Administration. Country Analysis Brief: Japan, July 7, 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

¹⁴⁰⁴ S. 9-10. U.S. Energy Information Administration. China Country Analysis Brief, November 2023. Siehe: <https://eia.gov> – Zugriffen: 02.11.2023.

Der österreichische Energieversorger Verbund AG plant für 2029 den Bau eines neuen Pumpspeicherkraftwerks, das Projekt ‚PSW Schaufelberg‘, für 1 Mrd. Euro. Genannt werden folgende, bereits bestehende Pumpspeicherkraftwerke Österreichs: Kaprun-Oberstufe, Limberg II und Limberg III, Als Kraftwerke werden genannt: Kaprun-Hauptstufe und Klammsee, mit einer Leistung von 1860 MW.¹⁴⁰⁵ Genannt wird für das PSW Schaufelberg eine Leistung von 480 MW und Kosten von 600 Mill. Euro. Die Verbund AG betreibt offenbar Speichieranlagen von 8.500 MW.¹⁴⁰⁶

Ein 480 MW wasserstofffähiges Gaskraftwerk kostet 480 Mill. Euro (480 * 1.000.000 Euro), etwas billiger als das Pumpspeicherkraftwerk. Dafür braucht es für den Betrieb Wasserstoff. Der wird durch erneuerbare Energien hergestellt, es bedarf dafür aber Elektrolyseuren. Auch ein Pumpspeicherkraftwerk braucht erneuerbare Energien, benötigt aber keinen Treibstoff, es kann aber auch nicht unlimitiert laufen. Kurz: kaum vergleichbar, da die Zwecke anders sind.

Weiterhin gibt es Druckluftkraftwerke, hier wird Luft komprimiert, diese fließt dann raus und dreht eine Turbine, das Kraftwerk ‚pustet‘ also, siehe das Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf in Niedersachsen, mit einer Leistung von 321 MW und einer Speicherkapazität von 321 Gigawattstunden, ein neues Druckluftkraftwerk ist in Ahaus im Münsterland im Bau mit der doppelten Kapazität¹⁴⁰⁷, siehe auch hier.¹⁴⁰⁸

Neue Pumpspeicherideen: ein FAZ-Artikel¹⁴⁰⁹ berichtet: eine Hohlkugel unter Wasser wird mit Strom aus erneuerbaren Energien leer gepumpt, man kann Energie wieder nutzen, wenn dort wieder Wasser einströmen lässt. Horst Schmidt-Böcking und Gerald Luther, emeritierte Physikprofessoren haben berechnet, dass man mit einer Kugel mit 20 Meter Innendurchmesser 47 Megawattstunden elektrische Energie speichern kann, wenn sie 400 Meter ins Wasser hinabgelassen wird. Man kann offenbar 90 % des Stroms zurückgewinnen, wirtschaftlich sei aber erst ein Betrieb bei einer Tiefe von 600 Meter, dies wird nun vor der Küste Kaliforniens ausprobiert. In Deutschland gibt es keine so tiefen Gewässer.¹⁴¹⁰

4.4 Rotierende Stabilisatoren

Für kurzfristigen Einsatz gibt es derzeit die Idee mit rotierenden Stabilisatoren kurzfristig Strom bereitzustellen. Dies wird derzeit z.B. an der TU Dresden erforscht, unter dem Namen ARESS siehe

¹⁴⁰⁵ Siehe diese Pressemitteilung der Verbund AG: „21.11.2024, VERBUND investiert eine Milliarde Euro in Kaprun. Die Speicherkraftwerke Kaprun in den Salzburger Tauern sind das Symbol des österreichischen Wiederaufbaus nach dem zweiten Weltkrieg. Seit den 50er Jahren wird der Wasserreichtum in Kaprun für die Erzeugung von sauberem Strom aus Wasserkraft genutzt. Im Zuge der Modernisierungsmaßnahmen für die Wiederverleihung der Wasserbenutzungsrechte der Kraftwerksgruppe Kaprun im Jahr 2029 plant VERBUND die Errichtung eines weiteren Pumpspeicherkraftwerks. Das Projekt „PSW Schaufelberg“ ist ein wichtiger Baustein für die Energietransformation und bietet zusätzlich einen ökologischen Mehrwert durch die Schwall-Sunk-Entlastung der Kapruner Ache. Gemeinsam mit den Pumpspeichern Kaprun-Oberstufe, Limberg II und Limberg III wird es die grüne Batterie im Herzen Österreichs nochmals stärken, die Netze entlasten und mit den Kraftwerken Kaprun Hauptstufe und Klammsee 1.860 MW zur Versorgungssicherheit Österreichs beitragen.“ Siehe: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse> - Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁴⁰⁶ Siehe: <https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/speicher/600-millionen-euro-fuer-neues-480-mw-pumpspeicherkraftwerk-den-alpen> - Zugriffen: 04.01.2025.

¹⁴⁰⁷ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹⁴⁰⁸ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk_Huntorf - siehe auch:

<https://de.wikipedia.org/wiki/Druckluftspeicherkraftwerk> - Zugriffen: 23.01.2025.

¹⁴⁰⁹ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹⁴¹⁰ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

hier¹⁴¹¹ und dies wird gefördert mit 5,25 Mill. Euro, siehe die TU Dortmund mit einem Teil des Projekts.¹⁴¹² Hier gibt es derzeit aber Probleme mit dem Vakuum und mit Hitzeentwicklung.¹⁴¹³ Der englische Netzbetreiber ESO will mit diesen rotierenden Stabilisatoren, die innerhalb von Sekunden aktiviert werden können und Lithium-Ionen-Großbatterien, das Netz stabil halten, um z.B. eine halbe Stunde lang auf Gaskraftwerke verzichten zu können.¹⁴¹⁴

4.5 Große Tauchsieder

Beispiel Rostock ‚Thermoskanne mit Tauchsieder‘: Beispiel kommunale Wärmeplanung und Fernwärme. In Rostock werden zwei Drittel aller Haushalte mit Fernwärme aus dem Wärme Kraftwerk in Marienehe versorgt. Ebenso werden Haushalte in Bad Doberan, Kühlungsborn und Graal Müritz damit versorgt.¹⁴¹⁵ Erst am 06.09.2023 wurde in Rostock eine Power-to-Heat Anlage eingerichtet, ein große Thermoskanne mit Tauchsieder, der Windstrom nutzt, der manchmal nicht gebraucht wird, sodass die Windräder nicht mehr abgeschaltet werden müssen. Ebenso ist eine Abwasser Wärmepumpe in Planung. Der Tauchsieder erreicht eine Leistung von 20 MW, 45 Millionen Liter Wasser werden auf 98 Grad erhitzt, in einem 55 Meter hohen Wasserspeicher.¹⁴¹⁶ Zuvor hatte Rostock einen kommunalen Wärmeplan verabschiedet, der vorsieht, dass 80 % der Rostocker Haushalte mit Fernwärme versorgt werden.¹⁴¹⁷ Auch das Steinkohlekraftwerk Rostock speist Fernwärme in das Netz ein, aber nur dann, wenn es läuft, sonst müssen die Stadtwerke Rostock dies alleine schaffen. Das Kraftwerk ist als Mittel- und Spitzenlastkraftwerk konzipiert und läuft dann an, wenn es Strombedarf gibt, es soll bis 2030 stillgelegt werden.¹⁴¹⁸ Es ist immer wieder über mehrere Tage abgeschaltet, siehe dazu die SMARD Datenbank.¹⁴¹⁹

4.6 Solarbeheiztes Wasserbecken

Im Hessischen Ort Bracht wurde von einer Gruppe von Dorfbewohner ein Wasserbecken gebaut, welches durch Solar erhitzt wird und als Fernwärmequelle für das Dorf dient, siehe Youtube.¹⁴²⁰

4.7 Keramikwärmespeicher

Hitzespeicher aus Ziegelsteinen, die Luxusversion. Unter Leitung der Technischen Hochschule Mittelhessen entsteht in Gießen, im neuen Stadtquartier Philosophenhöhe, ein ‚Hybridspeicher‘, der aber eigentlich nur aus Keramiksteinen besteht, die durchbohrt sind, und durch die Elektroleitungen

¹⁴¹¹ ARESS, das asynchrone, rotierende Energiesystem-Stabilisator. Bei der Forschung ist auch Siemens Energy beteiligt. Siehe: <https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/eti/ema/ressourcen/dateien/forschungsprojekte/bmbf/aress-der-asynchrone-rotierende-energiesystem-stabilisator?lang=de> – Zugriffen: 30.09.2024.

¹⁴¹² Siehe: <https://hst.etit.tu-dortmund.de/forschung/projekte/aktuelle-projekte/aress-bmwk/> - Zugriffen: 30.09.2024.

¹⁴¹³ Manfred Lindinger. Wie Deutschland bei den Stromspeichern aufholen will. FAZ, 08.06.2025.

¹⁴¹⁴ Philip Plickert. Der Ausstieg des Kohlepioniers. FAZ, 27.09.2024.

¹⁴¹⁵ Siehe: <https://www.swrag.de/wir-fuer-hier/netze/waerme-netz> - Zugriffen: 16.12.2023.

¹⁴¹⁶ Siehe das Video und die Nachrichten: <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Power-to-Heat-Anlage-der-Rostocker-,powertoheat102.html> – Zugriffen: 16.12.2023.

¹⁴¹⁷ Siehe: <https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/nordmagazin/Neues-Heizungsgesetz-Rostocks-kommunaler-Waermeplan-steht,nordmagazin108550.html> – Zugriffen: 16.12.2023.

¹⁴¹⁸ Siehe zu diesen beiden letzten Sätzen auch die Infos unter dem Reiter Fernwärme: <https://kraftwerk-rostock.de/> - Zugriffen: 16.12.2023.

¹⁴¹⁹ Siehe KNG Kraftwerk Rostock: <https://www.smard.de/> - Zugriffen: 16.12.2023.

¹⁴²⁰ Hessischer Rundfunk, Ehrenamtliche bauen Fernwärmeanlage, mex, Youtube, 13.12.2024: <https://www.youtube.com/watch?v=h-oHNmmLPaU> – Zugriffen: 21.01.2025.

laufen, die durch Strom erhitzt werden. Die Luxusversion ist es deshalb, weil es nicht Ziegelsteine, sondern Keramiksteinen sind, die bis auf 1200 Grad erhitzt werden sollen, und dann gelb glühen. 1100 Grad wurde schon erreicht. Mit diesen hohen Temperaturen kann auch eine Gasturbine betrieben werden, aber mit der Wärme auch Wärmepumpen. Dazu werden auch noch Batteriespeicher genutzt. In ersten Tests, offenbar nur mit Wärmepumpen, wurden 4,5 Megawattstunden Wärme über 48 Stunden in das Fernwärmenetz eingespeist. Solaranlagen von 300 Dächern sollen den Strom in den Energiespeicher geben. Vorteil ist, dass die Wärme nachts abgegeben werden kann, wenn die Sonne nicht scheint. Ein Test mit der Gasturbine hat noch nicht stattgefunden. Bei der Umwandlung von Strom in Hitze geht kaum Energie verloren, bei der Rückverstromung gibt es einen Verlust von 19 %, dies könnte aber mit größeren Anlagen verringert werden. Die Keramiksteine kühlen nach und nach ab, erreichen aber erst nach Monaten wieder die normale Temperatur.¹⁴²¹

Eine solche Technik scheint auch die deutsche Firma Kraftblock zu verwenden, die von Shell gekauft worden ist, siehe: Kraftblock.¹⁴²²

Die normale Version mit Ziegelsteinen wird von der U.S. Firma Rondo¹⁴²³ gebaut, die einen solchen Hitzespeicher mit einem Dampferzeuger kombiniert und mit diesem Dampferzeuger auch mit einer Turbine zur temporären Stromerzeugung kombiniert. Die Dampferzeugung wird nun in der Covestro Polymerproduktion in Brunsbüttel in einem Projekt ausprobiert. Der Dampferzeuger mit Turbine in Dänemark, in einem Industriepark. Ebenso soll ein Projekt bei einem Lebensmittelhersteller laufen, dessen Name noch nicht bekannt ist. Dies wurde am 26.06.2024 angekündigt, wobei die Europäische Kommission, die Europäische Investitionsbank (EIB) und die Investitionsfazilität von Bill Gates, Breakthrough Energy Catalyst jeweils Anteile der 75 Mill. US\$ Investitionssumme tragen.¹⁴²⁴ Bei Covestro werden bis zu 10 % des nötigen Dampfes so erzeugt, und dabei 13.000 Tonnen CO₂ eingespart.¹⁴²⁵ Nicht gerade viel. Rondo möchte offensichtlich seine recht einfache Technologie skalieren, die saudische Firma Aramco will, so am 17. Mai 2024 beschlossen, ein größeres Projekt beginnen.

Eigentlich könnte jeder (der Platz dafür hat) einen Container kaufen, eine Steinbude mauern oder eine Garage, dies isolieren, mit Ziegelsteinen füllen und dann mit Solarstrom aufheizen. Nachts könnte man dann mit einem Ventilator die warme Luft in die Wohnung leiten und damit heizen. Problem, ausgerechnet im Winter, wo man dies brauchen würde, ist Solarstrom dafür kaum vorhanden und ein kleinerer Ziegelsteinspeicher würde, so denke ich, nach 4 Tagen spätestens auskühlen.

4.8 Sonnenwärmekraftwerke

¹⁴²¹ Die 1100-Grad-Marke haben wir schon geknackt. Giessen. Eine einzigartige Anlage soll mit Solarstrom erzeugte Hitze in Keramiksteinen speichern und bei Bedarf abgeben. FAZ, 10.06.2024. Siehe dazu auch die Infos von der Technischen Hochschule Mittelhessen, das Projekt wird geleitet von Prof. Stefan Lechner, der Bund fördert das Projekt mit 4,6 Mill. Euro: <https://www.thm.de/site/hochschule/campus/aktuelles/aus-lehre-und-forschung/minister-besucht-giessener-leuchtturmprojekt.html> - Zugriffen: 11.06.2024.

¹⁴²² Siehe: <https://www.kraftblock.com/>

¹⁴²³ Siehe Rondo bzw. die Rondo Heat Battery (RHB): <https://rondo.com/>

¹⁴²⁴ Siehe: <https://rondo.com/press-releases/rondo-energy-announces-75m-project-funding-with-breakthrough-energy-catalyst-and-the-european-investment-bank> - Zugriffen: 01.07.2024.

¹⁴²⁵ Instagram Mitteilung auf der Webseite von Covestro: <https://www.covestro.com/de/company/covestro-worldwide/deutschland> - Zugriffen: 01.07.2024.

Siehe Wikipedia Sonnenwärmekraftwerke.¹⁴²⁶ Siehe Chile Sonnenkraftwerk mit Salzflüssigkeit

4.9 Weitere Ideen

Es gibt viele weitere Ideen, hier können nicht alle Ideen zur Energiespeicherung aufgezählt werden. Siehe u.a. Tiefengeothermie, hier hat eine Bohrung der Firma Fonroche im französischen Vendenheim ein Erdbeben ausgelöst, es wird behauptet, dass dies nur daran lag, dass zu schnell und mit zu viel Druck gebohrt wurde.¹⁴²⁷ Dies hat zu Widerstand gegen Tiefengeothermie geführt, auch gegen die Lithiumförderung durch Tiefengeothermie am Oberrheingraben, siehe diesen Film¹⁴²⁸ und diesen Film.¹⁴²⁹ Es wird weiter an Gezeitenenergie gearbeitet, siehe den SKF Schwimmdrachen.¹⁴³⁰

4.10 Große Wärmepumpen

Beispiel Köln Flusswasser Wärmepumpe. Der Energieversorger Rheinenergie möchte in Köln-Niehl am Standort eines Erdgas-Heizkraftwerks eine Flusswasser-Wärmepumpe mit der Leistung von 150 Megawatt bauen, um 50.000 Kölner Innenstadthaushalte mit Fernwärme zu versorgen. Die Kosten sind auf 200 Millionen Euro kalkuliert, es sind 100 Millionen Euro staatliche Fördermittel bewilligt. Die Genehmigung ist ein komplexes Verfahren. Es wird auch geprüft, was die Einleitung von kaltem Wasser mit Flora und Fauna macht. Sie wird voraussichtlich 2025 erteilt. Man muss beachten, dass die Wärmepumpe nur dann klimaneutral ist, wenn auch der Strom für den Betrieb aus erneuerbarer Energie stammt.¹⁴³¹ In Deutschland gibt es noch nicht viele solcher Projekte, eine Studie von Agora Energiewende hätte das Ergebnis gehabt, dass es erst 60 MW solcher Wärmepumpen gibt.¹⁴³² In Mannheim arbeitet beim Mannheimer Energieversorger MVV seit Oktober 2024 eine 20 MW Flusswärmepumpe, die 3500 Haushalt mit Wärme versorgt, eine weitere Flusswärmepumpe mit ca. 100 MW ist in Planung. Subventionen werden gezahlt.¹⁴³³

MAN Energy Solutions¹⁴³⁴ hat im dänischen Esbjerg eine riesigen Wärmepumpe gebaut, die mit Nordseewasser zwischen 1 und 15 Grad läuft. Die beiden Kompressoren liefern zusammen 60 Megawatt Heizenergie und beliefern 25.000 Haushalte mit 100.000 Menschen. Problem: Sie braucht grünen Strom, deshalb wird in der Nähe dort eine Windkraftanlage gebaut. Im dänischen Aalborg soll eine weitere, zweieinhalb mal so große Anlage gebaut werden, d.h. dann mit 150 Megawatt Heizenergie und Heizenergie für 250.000 Menschen.¹⁴³⁵ Die Wärmepumpe ist auch als

¹⁴²⁶ Siehe Wikipedia Sonnenwärmekraftwerk: <https://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenw%C3%A4rmekraftwerk> – Zugriffen: 30.12.2024.

¹⁴²⁷ Siehe: <https://www.tiefengeothermie.de/news/zu-tief-zu-schnell-mit-zu-viel-druck> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁴²⁸ Siehe: <https://www1.wdr.de/mediathek/video-lithiumhype-am-rhein--chancen-und-risiken-100.html> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁴²⁹ Siehe: <https://www.ardmediathek.de/video/odysso-wissen-im-swr/lithium-goldtausch-am-oberrhein/swr/Y3JpZDovL3N3ci5kZS9hZXgvczE3MzE3NzM> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁴³⁰ Siehe: <https://www.skf.com/de/news-and-events/news/2025/2025-03-27-skf-und-minesto-starten-weltraumprogramm-das-fest-auf-der-erde-verankert-ist> - Zugriffen: 13.04.2025.

¹⁴³¹ Nadine Bös. Heizen mit Rheinwasser. FAZ, 16.09.2024.

¹⁴³² Nadine Bös. Heizen mit Rheinwasser. FAZ, 16.09.2024.

¹⁴³³ Unklar ist hier welche Subventionen. Für die Investition, oder auch für den Betrieb? Rüdiger Soldt. Die Wende wackelt. Viele Kommunen schreiben an Wärmeplänen. Unklar ist, wann was daraus folgt – auch weil manche wegen der Bundestagswahl in einem Jahr Tempo herausnehmen. FAZ, 05.10.2024.

¹⁴³⁴ Siehe: <https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemittelungen/press-details/2023/09/28/man-energy-solutions-liefert-klimaneutrale-fernwaerme-f%C3%BCr-aalborg> – Zugriffen: 16.10.2023. Siehe Youtube Film über das Projekt von MAN: <https://www.youtube.com/watch?v=5tvjV11Vefc> – Zugriffen: 16.10.2023.

¹⁴³⁵ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/waermepumpe-esbjerg-100.html> - Zugriffen: 17.10.2023.

elektrothermischer Energiespeicher nutzbar und kann auch Strom erzeugen und einspeisen. Eine weitere Wärmepumpe baut MAN Energy Solutions in Aalborg in Dänemark.¹⁴³⁶ Pro Kilowatt Strom wird in der Anlage dreimal so viel Wärme erzeugt. An kalten Tagen ist mehr Wärmeleistung nötig, deshalb wird die Anlage durch ein Holzpellets Kraftwerk mit 48 Megawatt ergänzt, wobei das Rauchgas von einem Brennwertkessel genutzt wird, der 12 Megawatt leistet. Wenn der Strompreis sehr hoch ist, kann sich die Wärmepumpe herunterfahren und es wird mit Pellets geheizt. In einem 45 Millionen Liter Wassertank wird weiterhin Wasser aufgeheizt, etwa wenn die Strompreise bei geringem Verbrauch niedrig sind. Steigen die Preise, kann der Speicher für das Fernwärmenetz genutzt werden.¹⁴³⁷ Siehe auch die Webseite MAN Energy Solutions.¹⁴³⁸ Es gibt weitere ähnliche Anlagen, etwa in Norwegen, in der Stadt Drammen aus dem Jahr 2011.¹⁴³⁹

Bierdeckelrechnung dazu: man braucht dazu Wasser, also können nicht alle Menschen in Deutschland in den Genuß einer solchen Anlage kommen. Aber nimmt man 84 Mill. Menschen, dann müsste man 336 solche Anlagen bauen, um alle Deutschen mit Heizenergie zu versorgen. MAN könnte die Technologie an andere Firmen lizenzieren, um die Produktion zu beschleunigen.

Problem ist das Fernwärmenetz: In Dänemark sind 2/3 der Haushalte an Fernwärme angeschlossen, dadurch lassen sich viele Anschlüsse auf einmal auf neue Technologien umstellen. In Deutschland sind es nur 14 % der Haushalte.¹⁴⁴⁰ Siehe auch den Artikel zum Thema Fernwärme auf Wikipedia.¹⁴⁴¹ Eine ausführliche Studie zum Thema Großwärmepumpen ist von Agora Energiewende / Fraunhofer IEG (2023) veröffentlicht worden.¹⁴⁴²

4.11 Breakthrough Energy

Ist der Investitionsfond von Bill Gates, um klimafreundliche Projekte zu fördern, u.a. auch sein Kernkraftwerk, aber eben auch andere Technologie. Um sich einen Überblick zu verschaffen, welche Technologien in diesem Bereich verfügbar sind, lohnt es sich mal einen Blick auf diese Webseite zu werfen, z.B. der Bericht State of the Transition 2023.¹⁴⁴³ Bill Gates argumentiert, dass Kernenergie eine gute Option für eine emissionsfreie Energie ist. Auf Breakthrough Energy gibt es eine Vielzahl von Informationen über neuartige Technologien und Projekte, die von Bill Gates unterstützt werden. Z.B. Möglichkeiten im Bereich Zement die Emissionen zu reduzieren.¹⁴⁴⁴

4.12 Forschung

In Deutschland gibt es viel Forschung über die Energiewende: Projekte finden sich etwa hier auf der Webseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.¹⁴⁴⁵ Und in der Förderdatenbank enArgus.¹⁴⁴⁶

¹⁴³⁶ Siehe: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/waermepumpe-esbjerg-100.html> – Zugegriffen: 03.10.2024.

¹⁴³⁷ Siehe: <https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/waermewende-daenemark-esbjerg-waermepumpe> - Zugegriffen: 16.10.2023.

¹⁴³⁸ MAN Energy Solutions: <https://www.man-es.com> – Zugegriffen: 03.10.2024.

¹⁴³⁹ Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/W%C3%A4rmepumpe_Drammen – Zugegriffen: 16.10.2023.

¹⁴⁴⁰ Siehe: <https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/waermewende-daenemark-esbjerg-waermepumpe> - Zugegriffen: 16.10.2023.

¹⁴⁴¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fernw%C3%A4rme> – Zugegriffen: 16.10.2023.

¹⁴⁴² Agora Energiewende / Fraunhofer IEG 2023.

¹⁴⁴³ Breakthrough Energie Webseite: <https://www.breakthroughenergy.org/>

¹⁴⁴⁴ Siehe: <https://www.breakthroughenergy.org/news/decarbonize-cement/> - Zugegriffen: 01.07.2024.

¹⁴⁴⁵ Siehe: <https://www.energieforschung.de/>

¹⁴⁴⁶ Siehe: <https://www.enargus.de/>

Alle Verbrauchswerte können nun in den Punkt Deutschland einfließen:

5. Deutschland

Wie viel erneuerbare Energien braucht Deutschland für die Energiewende: Deutschland ist ein ganz anderes Kaliber als Dänemark, ein großes Land, genauso wie Frankreich, Italien, Spanien, England und auch Polen. Deutschland hat 2022 einen Bruttostromverbrauch von 549 Terawattstunden.¹⁴⁴⁷ Der Endenergieverbrauch bzw. der Primärenergieverbrauch der BRD lag bei 2022 bei 2368 Terawattstunden.¹⁴⁴⁸

Der Bruttostromverbrauch 2022 von 549 TWh ist in erneuerbaren Energien 300 TWh Solarpark Barth / 0,06 = 5000; 200 TWh Landwind / 0,6 = 333; 49 TWh Offshore / 2,5 = 19,6 Offshore Windparks.

5.1 Meine Schätzung: Wie viel Strom könnte Deutschland nach der Energiewende verbrauchen?

Der Bruttostromverbrauch von 549 Terawattstunden, Strom für Haushalte (ohne viel Wärmepumpen, ohne viel E-Autos) und Strom für die Industrie und für Dienstleistungen (etwa Einkaufszentren, Restaurants etc.).¹⁴⁴⁹ **Weggelassen wird von mir die Gebäudesanierung.**

Dazu kommt durch die Energiewende:

E-Autos. In Deutschland gibt es 48 Millionen Autos.¹⁴⁵⁰ Bei 15000 km Kilometer, die ein Pkw in Deutschland im Durchschnitt fährt und 25 kWh Verbrauch pro 100 km sind das im Jahr 3750 kWh * 48.000.000 = 180.000.000.000 kWh, das sind 180.000.000 MWh, das sind 180.000 GWh, das sind 180 TWh ... diese **180 Terawattstunden Strom für E-Autos** sind also mehr als das ganze Land Dänemark nach der Energiewende Strom braucht. Würden alle Autofahrer erneuerbare Energien bezahlen, Wenn jeder deutsche Autofahrer 6259 Euro zahlen würde könnte man die für das E-Autofahren nötigen Solarparks aufbauen, für 2750 Euro die Landwindparks oder für 3750 Euro für die Offshore Windparks ... kurz: für 2750 Euro (Landwind ist am billigsten) Würden alle Autos E-Fuels tanken, wären es 1156 TWh.

Lkw. In Deutschland werden von schweren Lkw über 12 Tonnen 51 Mrd. km gefahren (2018) (kleine Lkw und Transporter werden hier nicht mitgerechnet)¹⁴⁵¹, E-Lkw gibt es, sie brauchen 120 kWh pro 100 km, Info aus FAZ-Artikel¹⁴⁵², das sind 51.000.000.000 / 100 = 510.000.000 * 120 kWh = 61.200.000.000 kWh, das sind 61.200.000 Megawattstunden, das sind 61.200 Gigawattstunden, das sind **61,2 Terawattstunden Strom für schwere E-Lkw**.

Wärmepumpen: Die Bundesnetzagentur meldet, dass 740.000 Wärmepumpen einen Stromverbrauch von 4,5 Terawattstunden haben, das sind 4.500.000.000 kWh / 740.000 = 6081 kWh, dies sind offenbar größere Häuser, da Bosch den Stromverbrauch von 27 kWh bis 42 kWh pro qm angibt. 6081 / 42 = 144 qm oder / 27 sind 225 qm. Mal mit normalen Haushaltsgrößen und Werten gerechnet: 60 qm * 30 kWh = 1800 kWh Jahresverbrauch, mal 40,9 Millionen Haushalte = 73.620.000.000 kWh, das

¹⁴⁴⁷ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> - Zugriffen: 14.10.2023.

¹⁴⁴⁸ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren> – 30.12.2024.

¹⁴⁴⁹ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> - Zugriffen: 14.10.2023.

¹⁴⁵⁰ Siehe: <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Verkehr/Auto.html> - Zugriffen: 25.07.2024.

¹⁴⁵¹ Zahl aus: Klimaschutzinstrumente-Szenario 2030: 279.

¹⁴⁵² Boris Schmidt. Voll beladen und geladen. FAZ, 02.07.2024.

sind 73.620.000 Megawattstunden, das sind 73.620 Gigawattstunden, das sind **73,6 Terawattstunden Strom für Wärmepumpen**¹⁴⁵³

Wie sieht es mit der Industrie aus? Hier werden die Berechnungen hier aus Teil 2 genommen.

Zement: **1,4 Terawattstunden Strom**

Stahl: 500 MW Thyssen Nucera Elektrolyseur, für 56.000 Tonnen Wasserstoff 4,4 TWh.

Duisburg Thyssen 53 TWh

Mal 4: Duisburg Thyssen, Acelor Mittal Eisenhüttenstadt, Dillinger Rogesa Saarland, Salzgitter = **212 Terawattstunden Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff**

Ammoniak: Produktion 2021, 2,4 Mill. Tonnen, 2022, 1,8 Mill. Tonnen (aber Importe aus Russland für 677.000 Tonnen) ... 500.000 Tonnen Ammoniak braucht 480 MW Elektrolyseur, der circa soviel wie der Thyssen Nucera 500 MW Elektrolyseur verbraucht, nämlich 4,4 TWh. Geht man für 2045 von einer Produktion von 2,5 Mill. Tonnen Ammoniak aus, ungefähr das heutige Niveau (es müßten aber 2045 eigentlich deutlich mehr sein), sind es $5 * 4,4 \text{ TWh} = \mathbf{22 \text{ Terawattstunden Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff}}$ – (nehmen wir also noch eine verdoppelte Zahl dazu **44 TWh**)

Chemie: Die Zahlen für Chemie (die mit einem zu kleinen Wert auch Ammoniak enthalten) schwanken zwischen 437,3 TWh und 1479 TWh für Wasserstoff. Vereinfacht zwischen **400 und 1500 Terawattstunden Strom für die Elektrolyse von Wasserstoff (nehmen wir 1000 TWh)**

Dazu kommt noch der Stromverbrauch und der Strom für die Prozesswärme für die anderen Industrien, sprich: Gießereien, Zellstoffindustrie, Glasindustrie, Ziegelherstellung ...

Einige dieser Industrien setzen Wasserstoff für Prozesswärme ein, die brauchen Strom für die Elektrolyse

Strom für die Elektrolyse i.S. der intersaisonalen Speicherung. Dieser Strom bleibt eigentlich neutral, er wird im Sommer benutzt, um Wasserstoff herzustellen und Wasserstoff wird im Winter genutzt, um Strom herzustellen.

Die Wasserstoffherstellung mit Elektrolyseuren benötigt viel Strom. Es verwundert vor diesem Hintergrund nicht, dass z.B. in den Langfristszenarien im Frauenhofer ISI Bericht (2021), davon ausgegangen wird, dass 65 %-75 % des Wasserstoffs importiert werden wird.¹⁴⁵⁴

Weiteres:

¹⁴⁵³ Siehe: Quelle Bosch: <https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/stromverbrauch-waermepumpe/> - Zugegriffen: 14.10.2023. Siehe für Haushalte das Statistische Bundesamt, neu ist hier die Zahl 41,3 Mill.: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/_inhalt.html – Zugegriffen: 04.08.2024.

¹⁴⁵⁴ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien. Modul Energieangebot, 01.12.2021, S. 15 (in den Szenarien TN-H2-G, 75 % und TN-Strom, 65 %). Siehe: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf> - Zugegriffen: 19.07.2024.

Vielleicht noch ca. **18 Terawattstunden** für Rechenzentren bis 2030. 2026 sollen alle 2000 deutschen Rechenzentren Strom aus erneuerbaren Energien beziehen, das bestimmt das Energieeffizienzgesetz (EnEFG), derzeit liegt der Verbrauch geschätzt bei 17,9 Terawattstunden¹⁴⁵⁵

Bruttostromverbrauch 2022	549	Strom
E Autos	180	Strom
E LkW	61,2	Strom
Wärmepumpen	73,6	Strom
Zementindustrie	1,4	Strom
Stahlindustrie	212	48 Elektrolyseure 500 MW
Ammoniak	22 oder vielleicht 44	10 Elektrolyseure 500 MW
Chemieindustrie	500 oder vielleicht 1500	113 oder 360 Elektrolyseure 500 MW
Rechenzentren	18	Strom
<hr/>		
	1617,2 oder vielleicht 2636,2	

Aus Nationaler Wasserstoffrat 2024, S. 12:

Sonstige Industrie	94-110	21 oder 25 Elektrolyseure 500 MW
Schifffahrt	8	1,8 Elektrolyseure 500 MW
Flugverkehr	95 -138	21 oder 31 Elektrolyseure 500 MW
<hr/>		
	1814,2 oder vielleicht 2884,2	Terawattstunden Strom

Zum Vergleich: Der Endenergieverbrauch, also eingeschlossen Kohle, Erdöl und Erdgas, lag in der BRD 2022 bei 2368 Terawattstunden.¹⁴⁵⁶ In Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037 / 2045, Bundesnetzagentur April 2025, gibt es auf S. 47 ebenfalls eine aktuelle Prognosen für den Strombedarf, hier kommt man im höchsten Szenario C 2045 auf 1275,5 TWh Bruttostromverbrauch (vor Netzverlusten) und 1195,1 Nettostromverbrauch, ein Grund für die weniger hohen Zahlen ist, dass der Anfangswert bei mir 549 TWh dort nicht erscheint, es fängt mit Haushalten an 171 TWh, davon Wärmepumpen 82,6, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen hat 230,7 TWh Verbrauch, davon Rechenzentren 116,2 TWh, Industrie hat 345,5 TWh Verbrauch (ohne Elektrolyseure offenbar), Verkehr 183 TWh, Elektrolyse 224 TWh, Fernwärme 31,7, davon Elektrokessel 8,1 TWh und Großwärmepumpen 23,6 TWh.¹⁴⁵⁷ Wie dem auch sein, die Dimension stimmt bei mir also, ich liege dennoch ein wenig höher, es geht bei mir in Richtung 3000 Terawattstunden (Flugverkehr etc. ist dabei und der Verbrauch der Elektrolyseure schlägt bei mir, beim höchstmöglichen Wert allerdings nur, viel höher aus).

2000 TWh in einem Mix erneuerbarer Energien:

1200 TWh Solarpark Barth $1200 / 0,06 = 20.000$;

600 TWh Landwind Tarfaya $600 / 0,6 = 1000$ oder Werder Kessin $/ 0,3 = 2000$;

200 TWh Offshore Hohe See / Albatros $/ 2,5 = 500$.

3000 TWh sind:

¹⁴⁵⁵ 17.900.000.000 Mrd. kWh auf 26.000.000.000 Mrd. kWh. Siehe: Nina Müller. Reicht der Strom? FAZ, 18.09.2024.

¹⁴⁵⁶ Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraeger-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren> – 30.12.2024.

¹⁴⁵⁷ Siehe : <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/start.html> - Zugegriffen: 25.05.2025.

2000 TWh Solarpark Barth 2000 / 0,06 = 33.333;
800 TWh Landwind Tarfaya / 800 / 0,6 = 1.333 oder Werder Kessin / 0,3 = 2.666:
200 TWh Offshore Hohe See / Albatros / 2,5 = 500.

Insgesamt werden 412 oder vielleicht 655 Elektrolyseure 500 MW benötigt.¹⁴⁵⁸ (412 * 500 = 206.000 MW * 8760 = 1.804.560.000 MWh, das sind 1.804.560 Gigawattstunde, das sind 1804 Terawattstunden)

Die Offshore Zahlen von 500 Offshore Windparks sind schwer zu erreichen (vielleicht, wenn man sich die Parks in Dänemark, Irland und Schottland vorstellt) ... Landwind wird sportlich ... irgendwie aber schaffbar.

Die Zahlen würden absinken, wenn man Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, Naphtha oder Ethylen/Propylen importieren könnte.

5.2 Kosten des Aufbaus erneuerbarer Energien in Deutschland

3000 TWh sind:
2000 TWh Solarpark Barth 2000 / 0,06 = 33.333;
800 TWh Landwind / 800 / 0,6 = 1.333:
200 TWh Offshore / 2,5 = 500.

Solarpark Barth, Kosten von 100 Mill. Euro, mal 33.333 = 3.333.300.000.000, das sind 3333 Mrd. Euro. Landwind Tarfaya hat damals 450 Mill. gekostet.¹⁴⁵⁹ 1333 mal 450 Mill. sind 599.850 Mill., das sind 599 Mrd. Kosten, durch 25 Jahre, sind diese 23,9 Mrd. im Jahr.

Hohe See / Albatros, Kosten nicht bekannt, der etwas größere Windpark He dreht kostet 2,4 Mrd.¹⁴⁶⁰ Also mal geschätzt 500 * 2 Mrd. = 1000 Mrd. durch 25 Jahren 40 Mrd. Kosten pro Jahr.

Deutlich wird daran auch, dass Offshore-Wind im Vergleich sehr teuer ist.

Netzausbau: Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion berichtet, dass er 3 Mrd. Euro investiert hat (mehr als jemals davor) und damit 100 Kilometer Leitungen fertiggestellt hat.¹⁴⁶¹ Laut Bundesnetzagentur sollen 13.600 Trassenkilometer sollen neu gebaut werden.¹⁴⁶² Bierdeckelrechnung: 13.600 / 100 = 136 * 3 Mrd. = 408 Mrd. / 25 Jahre wären dies = 16,3 Mrd. Diesen Wert von 408 Mrd. lasse ich so: Später habe ich noch gelesen, dass der Netzentwicklungsplan bis 2037 Investitionen von 272 Mrd. Euro, bis 2050 300 Mrd. Euro schätzt.¹⁴⁶³ Und: Von 2024 bis 2045 wird vom Bundesrechnungshof geschätzt, dass 463,8 Mrd. Euro für den Netzausbau, Übertragungsnetze (im Meer, auf dem Land), Verteilnetze, mit Systemdienstleistungen zu erwarten sind. Der Bundesrechnungshof geht davon aus, dass die von der Bundesnetzagentur angegebenen Schätzungen zu niedrig liegen.¹⁴⁶⁴

¹⁴⁵⁸ Die Umrechnung erfolgte so: TWH / 4,4 TWH, der Stromverbrauchswert den Thyssenkrupp Nucera Elektrolyseur, mit 56.000 Tonnen Wasserstoff Jahresleistung, 8760 Betriebsstunden.

¹⁴⁵⁹ Siehe Wikipedia Tarfaya: https://de.wikipedia.org/wiki/Windpark_Tarfaya - Zugriffen: 28.07.2024.

¹⁴⁶⁰ Siehe Europäische Investitionsbank EIB: <https://www.eib.org/de/press/all/2023-148-germany-eib-co-finances-large-offshore-wind-farm-in-the-north-sea-with-enbw> - Zugriffen: 28.07.2024.

¹⁴⁶¹ Hanna Decker. Netzbetreiber Amprion. Kein Kohleausstieg ohne Gaseinstieg.FAZ, 11.04.2024.

¹⁴⁶² Christian Geinitz. Wer zahlt die Milliarden für die Stromleitungen? FAZ, 12.04.2024.

¹⁴⁶³ Christian Geinitz. Wer zahlt die Milliarden für die Stromleitungen? FAZ, 12.04.2024.

¹⁴⁶⁴ Bundesrechnungshof 2024: 34.

Elektrolyseure: Geschätzt werden Kosten von 400 bis 500 Euro pro kW.¹⁴⁶⁵

8.189.473 Tonnen / 56.000 = 108 (108 mal einen 500 MW Elektrolyseur): 100 MW = 100.000 kW, 100.000 * 500 = 50.000.000, das sind 50 Mill. Ein 100 MW Elektrolyseur kostet ca. 50 Mill. Euro, ein 500 MW Elektrolyseur wie Thyssen Nucera kostet 250 Mill. Euro. Also 250 Mill. mal 108 = 27 Mrd. 18.834.000 Mill. Tonnen / 56.000 = 336 (336 mal einen 500 MW Elektrolyseur) 250 Mill. mal 336 = 84 Mrd.

Die Kosten für wasserstofffähige Gaskraftwerke liegen nur ca. 10 % über denen normaler Gaskraftwerke. Geschätzt wird ein Preis von ungefähr 1.000.000 Euro pro MW Leistung. Bei der Umrüstung z.B. nur 513.000 Euro pro MW Leistung Kosten. Das Gasturbinenkraftwerk Leipzig hat z.B. 270 Mill. Euro gekostet und hat eine Leistung von 300 MW, das wären 900.000 Euro pro MW.¹⁴⁶⁶ Ein 480 MW wasserstofffähiges Gaskraftwerk würde somit vielleicht 480 Mill. Euro kosten (480 * 1.000.000 Euro). Bierdeckelrechnung: 12,5 GW kosten: Einmal aufgeteilt in mehrere 300 MW-Gaskraftwerke, wären dies 12.500 / 300 = 41 Kraftwerke für jeweils 300 Mill. Euro. (300 * 1.000.000 = 300 Mill.). 41 * 300 Mill. = 12,3 Mrd., vereinfacht 41 Kraftwerke für 12,5 Mrd.

Insgesamt: 3333 Mrd. + 599 Mrd. + 1000 Mrd. + 408 Mrd. + 84 Mrd. + 12,5 Mrd. = 5439 Mrd.

Diese Gesamtsumme von ungefähr 5500 Mrd. für die deutsche Energiewende ist viel. Verteilt man diese Summe auf 25 Jahre: 5500 / 25 = 220 erscheint es wenigstens machbar. Wenn man 220 Mrd. pro Jahr auf den Bundeshaushalt von 476 Mrd. bezieht (2024)¹⁴⁶⁷, erkennt man allerdings, dass dies doch ein großer Betrag ist.

Hierzu fällt einem nur folgendes ein: Die Preise für Solaranlagen sind seit dem Bau vom Solarpark Barth Flughafen stark abgesunken. Auch die Preise für Windenergieanlagen sollten noch absinken. Und: die Unternehmen müssen sich auch an der Energiewende beteiligen – Vorschlag – jedenfalls die Hälfte der Kosten davon tragen. Sie tragen bereits Kosten, über die Netzentgelte, und die Firmen, die viel CO2 emittieren haben Kosten, diese werden steigen, durch das EU Emissionshandelssystem ETS. Die Einnahmen über das ETS können zur Finanzierung der Kosten für die Energiewende herangezogen werden, sie fließen bereits in den Klima- und Transformationsfond.

Und: bei aller Kritik daran, die Idee, den Ausbau der erneuerbaren Energien teilweise privaten Investoren zu überlassen, die durch höhere Stromentgelte angelockt werden, siehe EEG-Gesetz, **scheint doch eine gute Idee gewesen zu sein.** Die EEG Kosten für 2023 lagen bei -3,6 Mrd. Euro¹⁴⁶⁸, sie sind im Jahr 2024, als sie erstmal der Staat tragen will, stark angestiegen auf 18,49 Mrd.¹⁴⁶⁹, liegen jedenfalls nicht jährlich bei 220 Mrd., wenn der Staat alles bezahlen müsste.

Dieses auf dem EEG basierte System soll sich allerdings vollständig ändern, es sollen nun die Investitionen gefördert werden. Ende August 2024 soll eine Entscheidung im Kabinett dazu fallen.¹⁴⁷⁰

¹⁴⁶⁵ Marius Holst et al. Fraunhofer ISE. Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis System. Oktober 2021.

¹⁴⁶⁶ Siehe Marie Wettingfeld et al. Förderung für Gaskraftwerke: Kosten und Emissionsauswirkungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes 10/2024, Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

¹⁴⁶⁷ Siehe Bundeshaushalt digital: <https://www.bundshaushalt.de/DE/Bundshaushalt-digital/bundshaushalt-digital.html> - Zugriffen: 25.07.2024.

¹⁴⁶⁸ Siehe: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/EEG-Finanzierungsbedarf/EEG-Finanzierungsbedarf-2023> - Zugriffen: 10.09.2024.

¹⁴⁶⁹ Siehe: <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1039794> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁴⁷⁰ Julia Löhr. Das Elektroauto dann laden, wenn die Sonne scheint. FAZ, 03.08.2024.

Solardächer auf den deutschen Autobahnen reichen leider nicht: 13173 Kilometer. = 13.173.000 Meter * 12 Meter Breite (manchmal auch mehr) = 158.076.000 m² / 1.000.000 = 158 km². Würde man die gesamten deutschen Autobahnen mit Solarfeldern überdachen, könnte man darin 4 Benban Quadrate unterbringen, mit je 2 Terawattstunden Jahresleistung, immerhin 8 Terawattstunden, das reicht für den – hier angenommenen – deutschen Bedarf nach der Energiewende von 3000 Terawattstunden aber nicht aus. 😊

Dazu kommt der Umbau der Industrie. BASF baut derzeit in China an einem neuen großen Chemiewerk, das u.a. Steamcracker enthält, ähnlich groß wie sein Werk in Ludwigshafen und in Antwerpen nördlich vom Hafen. Das Werk wird 2030 voll betriebsfähig sein. Es kostet 10 Mrd. Euro, ein weiteres Werk in Indien in Mudra wird vorerst nicht gebaut, es hätte 4 Mrd. Euro gekostet.¹⁴⁷¹ Eine Ammoniakanlage kostet vielleicht 1,8 Mrd.¹⁴⁷² Der Umbau einer Zementanlage kostet weniger, die Pilotanlage Leilac-2, 27 Mill. Euro¹⁴⁷³, aber hier reicht es, CO₂ aufzufangen.

Auch dies gibt einen Eindruck von den Kosten für Industrieanlagen: Der WWF (2023) hat die 30 größten Industrieanlagen in Deutschland aufgezählt, die besonders viel CO₂ emittieren, es sind: Duisburg, Thyssenkrupp Integriertes Hüttenwerk, Dampfkesselanlage, Kraftwerk Hamborn Block 5, Heizkraftwerk Duisburg Hamborn, Kokerei Duisburg Schwelgern und das Krupp Mannesmann Werk Glocke Duisburg sowie ein Kraftwerk; Rogesa Stahlwerk in Dillingen, dort noch ein Dillinger Hüttenwerke und ROGESA Gichtgaskraftwerk, in Dillingen noch die Zentralkokerei; Salzgitter Flachstahl und Kraftwerk; Acelor Mittal Stahlwerk Block 4 Bremen; Acelor Mittal Eisenhüttenstadt Stahlerzeugung und Dampfheizkraftwerk; Rheinkalk Werk Flandersbach in Wülfrath; Cemex Zement Rüdersdorf; Yara Brunsbüttel Ammoniakanlage; Dyckerhoff Drehöfen Deuna; Dow Chemicals, Ethylencracker-Anlage Böhlen; Holcim Zementwerk Lägerdorf; SKW Stickstoffwerke Piesternitz Ammoniakanlage 1 und 2; HeidelbergCement Werk Burglengenfeld; Opterra Zement Karlsdorf; Basell Polyolefine Ethylencracker-Anlage OM6 Wesseling; BASF Ammoniak-Fabrik 4 Ludwigshafen; Schwenk Zementwerk Bernburg; INEOS Ethylencracker-Anlage Köln. Diese 30 Firmen kommen für 57,8 Mill. Tonnen CO₂ auf (2022)¹⁴⁷⁴, von 746 Mill. Tonnen CO₂ Emissionen in Deutschland.¹⁴⁷⁵

19 große Industrieanlagen (davon 6 mal Zement, das ist weniger aufwändig als Stahl und Chemie ... mit den Ethylen Crackern und den Ammoniak bzw. Nitratdüngemittelwerken), sind pi mal Daumen 13 teure Werke, nimmt am die mit 5 Mrd. pro Werk an, könnte der vollständige Umbau kosten: 13 * 5 Mrd. = 65 Mrd. Für Deutschland sind 1879 Industriebetriebe für das ETS Emissionshandelssystem gemeldet ... Auf EU Ebene fallen 14263 Industriebetriebe unter das ETS.¹⁴⁷⁶ Nicht jeder dieser Betriebe ist ein Großbetrieb. Nimmt man an, dass jedes dieser Betriebe mit 500 Mill. dekarbonisiert werden kann, dann sind dies 14263 * 500 Mill. = 7.131.500, **das sind europaweit für alle Industriebetriebe 7131 Mrd. ... / 25 Jahre = 285 Mrd.** 285 Mrd. pro Jahr erscheint für Europa tragbar.

¹⁴⁷¹ Bernd Freytag. BASF zieht Großprojekt in China durch. FAZ, 20.07.2024.

¹⁴⁷² Siehe: <https://www.linde.com/news-and-media/2023/linde-to-invest-1-8-billion-to-supply-clean-hydrogen-to-oci-s-world-scale-blue-ammonia-project-in-the-u-s-gulf-coas> - Zugegriffen: 05.09.2024.

¹⁴⁷³ CAPEX Kosten. Leilac 2 Feed Study 2023: 20.

¹⁴⁷⁴ Hier wurden die Werke an einem Ort zusammengeschrieben, in der Tabelle vom WWF sind die Werksteile getrennt verzeichnet. WWF 2023: 12-14.

¹⁴⁷⁵ Emissionen in Deutschland, siehe dazu die Excel-Tabelle des Bundesumweltamtes. Emissionsübersichten nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes 1990-2020. Datum: 15.03.2023. Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemittelungen/uba-prognose-treibhausgasemissionen-sanken-2022-um> - Zugegriffen: 16.10.2023. Es gibt dort nun eine neue Excel Tabelle mit leicht geänderten Werten.

¹⁴⁷⁶ Siehe Compliance Data, unter dem Punkt Report: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#european-union-transaction-log – Zugegriffen: 08.08.2024.

Siehe unten, ein Teil des Stroms aus den Offshore-Windanlagen ist bereits mit Power Purchase Agreements an Industriekunden verkauft bzw. auch die Deutsche Bahn hat einen solchen Vertrag, deshalb ist sie auch ‚grün‘. Damit könnte es sein, dass die normalen Haushaltskunden, ggf. 2030 mit ihren E-Autos am Kohlestrom hängen, wenn sie nicht Mittelklasse sind und sich mit einer Solaranlage ausgestattet haben.

5.3 Weitere Schätzungen

Es gibt viele weitere Schätzungen für Stromverbrauch und Wasserstoff. Einen Überblick über die stark variierenden Zahlen in den Studien bietet die Studie Erdgas-Phase-out Deutschland, vom Februar 2024.¹⁴⁷⁷ Nicht nur in Transformation der Chemie 2023, sondern auch weitere aktuelle Schätzungen, etwa Nationaler Wasserstoffrate (2024) und Monitoringbericht Energiewende (2024) geben die Zahlen für Wasserstoff neuerdings in TWh an. Der Nationale Wasserstoffrat (2024) sagt ganz offen, dass der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 noch nicht abschließend geklärt werden kann, da Wasserstoff als intersaisonaler Energiespeicher eine neue Idee ist, die bisher nicht in die Berechnungen eingeflossen ist. Der Wasserstoffbedarfs des Wärmemarktes und die Energieversorgung kann erst nach der abgeschlossenen Kommunalen Wärmeplanung besser eingeschätzt werden, da noch unklar ist, welche Bereiche der Fernwärme mit wasserstofffähigen Gas- und Dampfkraftwerken oder aber Tauchsiedern, Großwärmepumpen und Geothermie beheizt werden, und welche Bereiche mit Wärmepumpen und ggf. sogar Wasserstoff als Direktheizung.¹⁴⁷⁸ Eine aufwendige Studie zeigt, dass es lokal viele unterschiedliche Möglichkeiten gibt, etwa die Wärmeversorgung für die Bevölkerung zu organisieren.¹⁴⁷⁹ Unklarheiten entstehen auch durch denkbare Effizienzgewinne in der Industrie oder doch viel größeren Einsatz von Wärmepumpen etc.¹⁴⁸⁰

Die Wasserstoff (kein Strom außerhalb von Wasserstoff) Bedarfsprognose des Nationalen Wasserstoffrats (2024).¹⁴⁸¹

	2030 TWh Heizwert / Energiegehalt ¹⁴⁸²	2030 Mill. t Wasserstoff	2045 TWh Heizwert/ Energiegehalt	2045 Mill. t Wasserstoff ¹⁴⁸³	2045 Strom in TWh / 56.000	Meine Werte eben

¹⁴⁷⁷ S. 35, siehe: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Erdgas-Phase-out-Deutschland.pdf> - Zugriffen: 04.01.2024. Eine Studie im Auftrag von: <https://gaswende.de>

¹⁴⁷⁸ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 9-11. Siehe: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf - Zugriffen: 04.01.2024.

¹⁴⁷⁹ Fraunhofer ISE und IEE. Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. 8. Dezember 2022. Auf der Webseite des NWR, siehe: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/221222_Bottom_Up_Studie_final-1.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

¹⁴⁸⁰ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 10-11

¹⁴⁸¹ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 12.

¹⁴⁸² TWh berechnet die Terawattstunden auf der Basis des Heizwertes von Wasserstoff: „Umrechnung basiert auf dem unteren Heizwert für Wasserstoff, demnach entspricht 1 Mio. t H2 etwa 33,33 TWh.“ Sie haben also die Werte für Tonnen Wasserstoff zuerst gehabt und dann den Strom berechnet, es ist aber nicht der Strombedarf, den man über den Strombedarf von Elektrolyseuren berechnen müsste. Nationaler Wasserstoffrat 2024: 12. Die Elektrolyseleistung wird wiederum „Auf Basis des unteren Heizwertes von H2 bei 60 % Wirkungsgrad und 4000 Volllaststunden p.a.“ berechnet. Nationaler Wasserstoffrat 2024: 2.

¹⁴⁸³ Jeweils der Heizwert / Energiegehalt / 33,33 TWh (für 1 Mill. Tonnen Wasserstoff) = ... , ... Millionen Tonnen Wasserstoff.

					Tonnen = 4,4 TWh ¹⁴⁸⁴	
Prozess-industrien	56-82		254-402	7,6 – 12,1	597-950	
Stahlindustrie	28-29	0,8-0,9	67-73	2-2,2	157-172	212
Chemie-industrie	21-45	0,6-1,3	148-283	4,4-8,5	345-667	500-1500
Weitere Prozess-industrien	7-8	0,2	39-46	1,2-1,4	94-110	-
Verkehrs-/Transport-sektor	33		161-186	4,8-5,6	377-440	-
Individual-verkehr incl. Transporter und leichte Lkw	1,3	0,04	8	0,2	15	180 E-Autos
Schwerlast-verkehr und Busse	22	0,7	88	2,6	204	61,2
Raffinerien	1,7	0,05	0	0	-	-
Luftfahrt	1,4-1,6	0,04	60-85	1,8-2,6	141-204	
Schifffahrt	0,7	0,02	5	0,15	11	
E-Fuels	6	0,2	k.a.			
Wärmemarkt	5-10		125-500	3,6-15	282-1178	
Energie-versorgung	0		80-200	2,4-6	188-471	
Summe	94-125	2,65	620-1288	30,75-47,85	2416-3759	
Elektrolyse-leistung		39-52 GW (NWR) ¹⁴⁸⁵			275-429 (meine Rechnung) ¹⁴⁸⁶	

Für 2045 ist in diese Tabelle ein Strombedarf für die Elektrolyse von 2416 TWh bis hin zu 3759 Terawattstunden enthalten. Das sind richtig hohe Werte! Das liegt hier an den hohen Mengen für Schwerlastverkehr (es wird von 500.000 Batterie LKW und 300.000 Brennstoffzellen-LKW ausgegangen), die hohe Werte beim Flugverkehr werden hier nicht erklärt, beim Wärmemarkt und Energiemarkt sind Schätzungen schwer möglich, hier wird pi mal Daumen von einer raschen Steigerung ausgegangen.¹⁴⁸⁷

¹⁴⁸⁴ Mill. Tonnen Wasserstoff 2045 in der Spalte links daneben / 56.000 = Anzahl der Elektrolyseure 500 MW Thyssen Nucera * 4,4 TWh (oben im Text bereits ausgerechnet) = Strombedarf TWh für diese Menge Wasserstoff.

¹⁴⁸⁵ Die Elektrolyseleistung wird „Auf Basis des unteren Heizwertes von H2 bei 60 % Wirkungsgrad und 4000 Volllaststunden p.a.“ berechnet. Die Elektrolyseleistung für 2030 von 39-53 GW wird vorne im Text direkt angegeben, nicht in der Tabelle. Nationaler Wasserstoffrat 2024: 2.

¹⁴⁸⁶ Zurückrechnen: 2.416 TWh in Gigawatt umformen, denn die Elektrolyseleistung soll in Gigawatt angegeben werden, 2.416.000 (wenn man Megawatt wollte, noch 3 Nullen mehr dran) und dann durch 8760, die Stunden des Jahres dividieren. Ich mache hier keine Anpassung, z.B. auf 4000 Jahresstunden, dann würde die GW Zahl stark ansteigen.

¹⁴⁸⁷ Nationaler Wasserstoffrat 2024: 6-10.

Im Monitoringbericht Energiewende 2024 wird für 2045 von einem Wasserstoffbedarf von 810 TWh und einem Strombedarf für Wasserstoff von 1300 TWh ausgegangen. Bis 2030 seien bereits Importe nötig, bis 2045 eine erheblichen Steigerung von Importen.¹⁴⁸⁸

Volker Quaschnig würde diese Hinwendung zu Wasserstoff für Privatverbraucher kritisieren. Wasserstoff hat nur 1/3 der volumenbezogenen Dichte von Erdgas, eine Umstellung von Heizungen auf Wasserstoff ist schwer möglich: Erdgasbeimischung ist nur bis zu 20 % möglich (vom Heizwert her nur 7 %). Wasserstoff-ready Heizungen sind gar nicht ready, sondern müssen noch umgebaut werden. Problem viele Stadtwerke haben Erdgasleitungen modernisiert. Eine Umstellung ist nur auf einmal möglich: alle müssen gleichzeitig Wasserstoffheizungen haben. Bei Neubauten gibt es für Erdgasheizungen Vorgaben für Biomasse, die kaum einzuhalten sind und teuer werden können. Wasserstoffautos verbrauchen viel, nach heutigen Preise teurer als E-Autos. Nexo hat 0,95 kg Wasserstoff pro 100 km (1 kg ...) das kostet 15 Euro. Strom Tesla Y 17 kWh pro 100 km, 40 Cent, 6,80 pro 100 km. 1 Tank LKW kann nur 500 kg Wasserstoff bringen, er kann nur 20 Wasserstoff LKW betanken. Wasserstofftankstellennetz dünn, wurde hoch subventioniert. Wasserstoff für die Chemieindustrie, und auch im Übergang für Gaskraftwerke ist gut, aber nicht in riesigen Mengen auch noch für Privathaushalte.

5.4 Die Ausbauziele in Deutschland

Bis 2030 sollen 600 Terawattstunden erneuerbare Energien vorhanden sein (dieses Ziel findet sich so im EEG-Gesetz: EEG 2023 § 4a Strommengenpfad), es gibt auch das Ziel, dass bis 2030 80 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt sein soll (in: EEG 2023 § 1 Ziel des Gesetzes Abs. 2).¹⁴⁸⁹ (Bierdeckelrechnung: beim derzeitigen Stromverbrauch von 549 TWh * 0,8 = wären dies 439,2 Terawattstunden erneuerbare Energien).

Im Ausbaupfad in EEG 2023 § 4 wird Leistung (GW) angegeben, die zur Überprüfung erst auf Jahresleistung (GWh bzw. TWh) umgerechnet werden muss, dies mache ich in der Fußnote, mit meinen eigenen Kapazitätsfaktoren.¹⁴⁹⁰

¹⁴⁸⁸ Monitoringbericht Energiewende 2024: 166.

¹⁴⁸⁹ Siehe EEG 2023 als .pdf-Datei: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf - Zugriffen: 04.01.2025.

¹⁴⁹⁰ Solar soll 2024 88 GW, 2016 128 GW; 2028 172 GW; 2030 215 GW; 2035 309 GW und 2040 400 GW haben. Windenergie an Land soll 2024 69 GW; 2026 84 GW; 2028 99 GW; 2030 115 GW, 2035 157 GW und 2040 160 GW haben. (EEG 2023 § 4 Ausbaupfad). Kurz: Solar 88 bis 2030 sind: 127 GW bis 2030, das sind ca. 25,4 GW im Jahr Zubau. Wind 69 bis 115 sind: 46 GW, das sind 9,2 GW im Jahr Zubau. Im Jahr insgesamt: 34,6 GW Zubau. In 5 Jahren insgesamt 173 GW Zubau. Solar: 127 GW * 8760 = 1.112.520 GWh * 0,1 Kapazitätsfaktor = 111.252 GWh, das sind 111 Terawattstunden. Wind: 46 GW * 8760 = 402.960 GWh * 0,335 Kapazitätsfaktor (bei Offshore teils höher, hier ist aber auch Landwind dabei) = 134.991 GWh, das sind 134 Terawattstunden. Insgesamt liegen die Zubauziele damit bei 245 Terawattstunden. Was ist mit dem 600 TWh Ziel? 245 Terawattstunden sind 80 TWh weniger als 325 Terawattstunden, die hier ausgerechnet wurden. Mit dem Fehlbetrag von 80 TWh liegt man relativ nahe dran, am gesetzlichen Ziel 600 Terawattstunden. Was ist mit dem 80 % Ziel? Da schon ca. 275 Terawattstunden erneuerbare Energien vorhanden sind, plus 245 = 520 Terawattstunden, wird dieses Ziel höchstwahrscheinlich erreicht, aber dazu darf der Stromverbrauch durch E-Autos, Wärmepumpen, elektrifizierte Industriewärme und Elektrolyseure für Wasserstoff etc. nicht stark ansteigen. Siehe für den Kapazitätsfaktor für Windenergie: EIA Kapazitätsfaktoren 2023: U.S. Energy Information Administration. Table 6.07.B. Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Non-Fossil Fuels: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b – Zugriffen: 04.08.2024.

Ergebnis: Erreicht werden mit den Ausbauzielen des EEG 2023 in 5 Jahren bis 2030: Solar 111 Terawattstunden mehr, Wind 134 Terawattstunden mehr (bei meinen Kapazitätsfaktoren), insgesamt in den 5 Jahren bis 2030 245 Terawattstunden mehr.

Wird das Ausbauziel von 80 % am Bruttostromverbrauch 2030 erreicht? Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch Deutschland von 549 Terawattstunden (2022) beträgt 2023 51,8 %¹⁴⁹¹, davon sind vereinfacht gerechnet 50 % 275 Terawattstunden. Circa 275 Terawattstunden werden also durch erneuerbare Energien derzeit produziert und sind also geschafft. In den nächsten 5 Jahren werden, siehe oben, 245 Terawattstunden dazu gebaut werden: 275 plus 245 = 520, somit wird das 80 % Ziel erreicht ($520 / 600 * 100 = 86 \%$). Um 600 Terawattstunden zu erreichen, das Ziel im EEG Gesetz, müssten bis 2030 noch 325 Terawattstunden ausgebaut werden.

Die 254 Terawattstunden Ausbau befinden sich aber in der richtigen Dimension und zudem habe ich mit meinen eigenen Kapazitätsfaktoren gerechnet.

Um 2000 Terawattstunden 2050 zu erreichen, braucht man vom heutigen Stromverbrauch von 549 Terawattstunden ausgehend ca. 1500 Terawattstunden mehr:

$1500 / 25 =$ sind 60 ... d.h. 60 Terawattstunden müssten pro Jahr zugebaut werden.

Wie sieht es bis 2050 aus, wenn man mit der heutigen Ausbaugeschwindigkeit weitermachen würde?

Was würde passieren, wenn der Ausbau in diesem Tempo bis 2050 weitergeht, $5 / 245 = 49$.

$25 \text{ Jahre} * 49 = 1225$... 1225 plus 275 sind 1500, das heißt mit dem heutigen Tempo würde man 1500 Terawattstunden erreichen.

Fazit: die Dimension der deutschen Energiewende ist **richtig angelegt**. Wenn man erkennen würde, dass man doch mehr Wasserstoff für die Industrie braucht, dann kann man flexibel ergänzende Pakete aufbauen: erneuerbaren Energien, Elektrolyseuren, Großbatterien, Wasserstoffspeicher, wasserstofffähige Gaskraftwerke und eben dafür sorgen, dass man dies in der Nähe der Industrieparks oder den Anschluss über Wasserstoffpipelines macht oder ggf. über Ammoniakspeicher und ammoniakfähige Gaskraftwerke, um einen Stromnetzausbau zu vermeiden.

Im nun genehmigten Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Strom 2025 2037 / 20245 gibt es drei Szenarios A B C. Die Verbrauchswerte liegen auf einem unterschiedlichen Niveau: ein Nettostromverbrauch wird angenommen 2045 im Szenario A: 868,7 TWh; im Szenario B: 1101,8 TWh; im Szenario C: 1195 TWh. Im höchsten Szenario 2045 C liegt die Elektrolyse bei einer Leistung von 70 GW; es gibt 44,9 Mill. E-Autos, 14 Mill. Wärmepumpen, 23,3 GW Power-to-heat. 80,9 GW Kleinbatteriespeicher, 94,1 GW Großbatteriespeicher, 14,5 DSM Industrie und GHD. 83,5 GW thermische Kraftwerke, 12 GW Pumpspeicher, Wind Onshore 176 GW, Wind Offshore 70 GW, Photovoltaik 440 GW, Biomasse 3 GW, Wasserkraft 4,6 GW, sonstige 1 GW. Summe regenerative Erzeugung 694,6 GW, Summer Erzeugung 790,1 GW.¹⁴⁹² Es gibt auch Werte für 2037.

¹⁴⁹¹ Siehe Umweltbundesamt: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> – Zugegriffen: 04.08.2024. Diese Daten scheinen aktualisiert worden zu sein, ich gehe von 549 Terawattstunden aus, dies war der Wert für 2022 beim Zugriff auf dieselbe Seite am 14.10.2023.

¹⁴⁹² S. 4, Bedarfsermittlung 2025-2037/2045. Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, Bundesnetzagentur April 2025. Siehe: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/start.html> - Zugegriffen: 30.04.2025.

Auf dieser Basis kann man dann überlegen, wie man ggf. auch 3000 TWh erreichen kann. Ob dies nötig ist hängt zu einem großen Teil vom Wasserstoffbedarf ab, hier kann man – relativ entspannt - über die Jahre sehen, wie sich die Importmöglichkeiten für grünen Wasserstoff in Form von Pipelines, und von grünen chemischen Grundstoffen wie Naphtha, Ethylen, Propylen, Methanol, Ammoniak entwickeln, wenn sich dies gut entwickelt, reichen ggf. 2000 TWh aus. Wenn sich Importmöglichkeiten weniger gut entwickeln, dann müssen wir es in Deutschland schaffen mehr erneuerbare Energien aufzubauen.

5.5 Debatte um den BDI Bericht Energiewende auf Kurs bringen 2025

Derzeit geht die Debatte in die andere Richtung (siehe Interview in der Frankfurter Allgemeinen Sonntagszeitung am 16.03.2025, kritisieren der RWE Vorstandsvorsitzender Markus Krebber und Eon-Vorstandsvorsitzender Leo Birnbaum¹⁴⁹³, siehe Äußerungen von EnBW Chef Georg Stamatelopoulos in der FAZ¹⁴⁹⁴, siehe auch: BDI Energiewende auf Kurs bringen 2025):

Im Interview in der Frankfurter Allgemeinen Sonntagszeitung am 16.03.2025, kritisieren der RWE Vorstandsvorsitzender Markus Krebber und Eon-Vorstandsvorsitzender Leo Birnbaum letztlich die Anschlusspflicht der Netzbetreiber für erneuerbare Energien nach § 8 EEG-Gesetz.¹⁴⁹⁵ Dieses Interview wird hier in Gänze paraphrasiert: Anschlüsse von erneuerbaren Energien sollten vermehrt dort erfolgen, wo die Leitungen bestehend und ausreichend sind, auf extrem teure Leitungen zu weiter entfernten Offshore-Windparks sollten zuerst einmal verzichtet werden und diese Offshore-Windparks ggf. erst später ausgebaut werden, um einen zu starken Anstieg der Netzausbaukosten (als Komponente des Strompreises) zu verhindern. Offshore Windparks würde mit zu vielen Windkraftanlagen geplant, die sich gegenseitig den Wind wegnehmen, mit weniger Windenergieanlagen würde man dieselbe Ausbeute haben und dies wäre deutlich billiger. Offshore-Windparkbetreiber sollte man an den Netzanschlusskosten beteiligen (die und Umspannwerke müssen von den Netzbetreibern finanziert werden). Die Gebiete in denen ein leichter Anschluss möglich ist, sollten mit einer „Netzampel“ versehen werden, die ‚grün‘ zeigt. Bezweifelt wird, dass der Stromverbrauch so stark ansteigen wird, wie prognostiziert. Sie bezweifeln, dass bis 2030 der Strombedarf auf 750 Terawattstunden ansteigt. Der Ausbau könne auch 7 bis 8 Jahre später erfolgen und dadurch ggf. im Moment dreistellige Milliardenbeträge gespart werden. Starre Ausbauziele werden kritisiert. Befürchtet wird auch, dass die hohen Netzausbaukosten dann auf weniger viele kWh umgelegt werden müssen und dadurch die einzelne kWh viel zu teuer würde. Weiterhin wird generell gefordert das Wichtigste zuerst zu machen. Das Wasserstoffnetz sollte auch erst die wichtigen Akteure anschließen. Der Marktpreis für CO₂ im ETS wird befürwortet, aus den Einnahmen sollten Haushalte und die Industrie gestützt werden. Eine Förderung für Offshore-Windenergieanlagen sei weiter nötig, nicht aber für Solaranlagen für Haushalte. Neue Gaskraftwerke müssten gebaut werden, für die Umstellung auf Wasserstoff sollte es keinen festen Termin geben, dies würde das ETS schon regeln. In Bayern musste schon das Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz umgebaut und verstärkt werden, aufgrund der vielen Solaranlagen. Eine reine Deckelung der Netzentgelte für die Kunden wäre wenig sinnvoll, wenn man nicht gleichzeitig

¹⁴⁹³ Interview Markus Krebber, RWE, Leo Birnbaum, Eon, durch Gerald Braunberger und Marcus Theurer: „Wir könnten bei der Energiewende richtig viel Geld einsparen“, Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung, 16.03.2025.

¹⁴⁹⁴ Hanna Decker. So wird die Energiewende 700 Milliarden Euro günstiger. FAZ, 02.04.2025.

¹⁴⁹⁵ Dabei gibt es kleinere Flexibilitäten für die Netzbetreiber, einen technisch oder wirtschaftlich günstigeren Verküpfungspunkt vorzuschlagen, aber keine wirkliche Möglichkeit einem Anschlussbegehrenden bei zu hohen Kosten einen Anschluss abzulehnen, Säcker/Steffens 2022: 271-281.

Kosteneinsparungen vorsieht.¹⁴⁹⁶ (Anmerkung: im EEG Gesetz § 4a Strommengenpfad steht allerdings nur 600 Terawattstunden – nicht 750 TWh – aber vielleicht habe ich eine Neuerung verpasst)

EnBW Chef Georg Stamatelopoulos sagt am 02.04.2025 in der FAZ, sagt, dass weniger Wasserstoff ausgebaut werden soll, 10 GW bis 2030 sei zu hoch, dies würde auch den Ausbau von Photovoltaik und Stromnetzen sparen, grüner Wasserstoff soll importiert werden (Kommentar: aber auch das muss man bezahlen). Windräder auf See sollen nicht so ausgebaut werden (siehe schon oben). Batteriespeicher sollten nicht so ausgebaut werden, stattdessen Gaskraftwerke. Und es sollte blauer CCS Wasserstoff aus Norwegen importiert werden. Die Stromnetze müssten nicht so stark ausgebaut werden, weil die Stromnachfrage nicht so stark steigen würde.¹⁴⁹⁷

Hans-Werner Sinn schreibt am 21.11.2024 in der FAZ ähnliche Kritikpunkte auf, für ihn sind Wasserstoffgaskraftwerke sinnvoll, weil sie erneuerbare Energien absichern helfen, aber zu teuer, man sollte kleine Kernkraftwerke bauen, CCS betreiben und dann argumentiert er, dass deutscher Klimaschutz ohne internationale Kooperation kaum etwas ausrichten kann.¹⁴⁹⁸

Diese Argumente sind teilweise gut – ob aber bis 2030 wirklich viel weniger Strom als 750 Terawattstunden verbraucht werden wird, wäre spannend zu wissen – erstmal dazu - Ich kann keine Szenarien rechnen, aber ich kann abschätzen:

Oben habe ich bereits gerechnet, nun gehe ich bei allen Werte von geringeren Werten aus: Bruttostromverbrauch 2022: **549 TWh Strom**, den lasse ich so; E Autos 180 TWh Strom, hier schätze ich, dass 1/3 bis 2030 E-Autos fahren: **60 TWh**, weil günstige Autos mehr und mehr auf den Markt kommen und es günstiger ist, mit Strom zu fahren); E Lkw 61,2 TWh, hier gehe ich davon aus, dass es nur wenige E-Lkw geben wird, vielleicht für **10 TWh**); Wärmepumpen 73,6 TWh, nur die Mittelklasse hat Wärmepumpen und beliefert sie mit Solarpanels mit Strom, nur **10 TWh** nehme ich an; und die Stahlindustrie braucht nur für die vier umgerüsteten Kraftwerke für einen Hochofen Wasserstoff, d.h. sagen wir mal zwei Elektrolyseure 500 MW pro Werk reichen aus, d.h. 8,8 Terawattstunden pro Werk, * 4 = **35,2 TWh**, dazu kommen die Rechenzentren mit 18 Terawattstunden mehr Strom, rechnen wir hier die Hälfte, **9 TWh**: die kleinen Mengen E-Fuels für Schifffahrt und Flugverkehr produzieren wir aus Frittenfett, ohne Wasserstoff und falls doch Wasserstoff nötig ist, importieren wir ihn. Die Chemieindustrie macht bis 2030 gar nichts, braucht also keinen Wasserstoff und keine erneuerbaren Energien. Die sonstige Industrie baut weder ihre Prozesswärme elektrisch um, noch stellt sie auf Wasserstoff um, dies findet alles erst ab 2030 statt. Wasserstofffähige Gaskraftwerke, Speicher dafür und Elektrolyseure und erneuerbare Energien werden als Paket erst nach 2030 aktiv.

Damit würden wir bis 2030: $549 + 60 + 10 + 10 + 35,2 + 9 = 673,2$, das heißt, dass wir in Deutschland 2030 vielleicht nicht 750 TWh Stromverbrauch haben werden, aber doch sehr nahe dran liegen. Sichtbar wird daran auch, dass der Stromverbrauch sofort steigen würde, wenn etwas mehr Bewegung hin zu erneuerbaren Energien stattfindet. Insofern kann man sagen, dass dieser Teil an der Argumentation oben nicht stimmig ist.

BDI Energiewende auf Kurs bringen (2025), geschrieben von der Boston Consulting Group, ist offenbar die Publikation, auf der - teilweise - die oben genannten, teils auch überzeugenden Einwände, beruhen. Der Bericht verspricht 650 Mrd. Euro bei der Energiewende sparen zu können.

¹⁴⁹⁶ RWE Vorstandsvorsitzender Markus Krebber und Eon-Vorstandsvorsitzender Leo Birnbaum, 16.03.2025, in der Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung.

¹⁴⁹⁷ Hanna Decker. So wird die Energiewende 700 Milliarden Euro günstiger. FAZ, 02.04.2025.

¹⁴⁹⁸ Hans-Werner Sinn. Wir Geisterfahrer. FAZ, 21.11.2024.

Ich rechne unten aus, dass es 110 Mrd. kostet, 20 Wasserstoffgaskraftwerke zusammen mit den dazugehörigen erneuerbaren Energien, Elektrolyseuren, Speichern, Batterien etc. aufzubauen, je ein System mit 500 MW für 5,5 Mrd., in fünf Jahren bis 2030 gebaut kostet dies die Deutschen 275 Euro pro Jahr, pro Person. Dann hätten wird 20 regionale verteilte Wasserstoffgaskraftwerke mit insgesamt 10 GW Leistung, die jeweils im Januar, Februar und März mit Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mit Volllast Strom für das System bereitstellen können.

Genau dies sei aber besonders gefährlich und ein nicht einzuschätzender Kostentreiber und sollte bloß nicht schon jetzt angeschoben werden, die geplante Leistung von 10 GW bei Elektrolyseure 2030 sollte nicht gebaut werden, insgesamt würde den Wasserstoffgaskraftwerken, zu viel Netzausbau, zu viel Wasserstoffnetzausbau etc. die Energiewende 650 Mrd. zu viel kosten, schreibt der BDI nun diesen Bericht.¹⁴⁹⁹ Er schließt u.a., dass man kurzfristiger Planen sollte, wenn die Nachfrage doch so stark ansteigt, eben dann kurzfristig den Netzausbau angehen, „wäre eine kurzfristige Steuerung im Gegensatz zu den Vorjahren mittelfristig umsetzbar“.¹⁵⁰⁰

Der BDI gibt Kosten der Energiewende von 2006 bis 2035 von 1110 Mrd. an (dies ist schon aus der Tabelle falsch zusammengerechnet, es sind 1000 Mrd.).¹⁵⁰¹ Von daher werden die Einsparungen berechnet: bis 2035 330 Mrd. Investitionen und 320 Mrd. Systemkosten weniger.¹⁵⁰² (die Energiewende könnte aus Sicht des BDI also bis 2035 nur 460 Mrd. kosten) Woher die Werte kommen, dazu gibt es im BDI-Bericht nur den Verweis auf den 4 Jahre alten BDI Bericht Industrie 2.0 aus dem Jahr 2021.¹⁵⁰³

Ich kritisiere diesen Bericht hier wie folgt: Er erinnert an frühere Zeiten, als der BDI nur gegen die Politik gemeckert hat, vieles ist in diesem Bericht nicht zuende gedacht. Begonnen wird mit Forderungen an die Politik nach Strom-Subventionen, nicht nur reduzierte Netzentgelte, ermäßigte Stromsteuer, Strompreiskompensation einschließlich Super-Cap, zusätzliche Erleichterungen für Elektro Stahl, dazu kommt die Forderung, dass der Staat Erdgas verbilligen soll.¹⁵⁰⁴ Begründet wird dies damit, die Produktionskosten energieintensiver Sektoren immer noch 3-6 % über dem Vorkrisenniveau liegen, und in einzelnen Prozessschritten noch höher.¹⁵⁰⁵ Weiterhin seien im internationalen Vergleich in Deutschland die Erdgaspreise höher sind als in den USA.¹⁵⁰⁶ (Wirklich, ist das so 😊 ... in den USA findet ein Boom von Öl- und Erdgasförderung statt, es ist klar, dass die Preise dort sehr niedrig liegen) Aus meiner Sicht ist günstiger Strom für die Energiewende gut, ich finde auch

¹⁴⁹⁹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2024: der Stromverbrauch würde nicht so stark ansteigen S. 21; die Elektrolyseurleistung von 10 GW 2030 sei zu hoch angesetzt S. 21; Wasserstoff sei generell ein Kostenrisiko S. 18; die CO2 Vermeidungskosten seien höher als bei DAC und CCS S. 15; die Dekarbonisierung der letzten 10 % mit grünem Wasserstoff sei sehr teuer, würde für 30 % der Erzeugungskosten aufkommen, siehe S. 16.

¹⁵⁰⁰ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 21.

¹⁵⁰¹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 11.

¹⁵⁰² BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 4, 23.

¹⁵⁰³ Woher kommen diese Werte? Die Fussnoten unter der Abbildung 7 führen zu folgender Literatur: KO.NEP Szenariorahmen Gas und Wasserstoff, die Präsentation 2024 (andere Publikation mit dem Titel gibt es nicht, der ‚richtige‘ Bericht ist noch ‚in Arbeit‘, siehe die KO.NEP Webseite): die Präsentation enthält auf S. 16 Daten, die sich von den Daten auf S. 10 des BDI, die wohl als Basis für S. 11 genommen wurden, stark unterscheiden; dann erfolgt der Verweis auf: NEP Netzentwicklungsplan Bedarfsermittlung 2023-37/2045, hier geht es um konkrete Trassen des Netzausbaus, es werde keine Kosten genannt. Der Weitere Verweis führt zur vier Jahre alte BDI Studie Klimapfade 2.0 2021, die auf S. 170 ähnliche Werte für die Kosten der Energiewende (pro Jahr ca. 100 Mrd.) präsentiert. Boston Consulting hat also offenbar eigene aktuelle Werte berechnet, bezieht sich aber auf die Klimapfade 2.0 Studie aus dem Jahr 2021? Ich bezweifle nicht, dass vernünftig gerechnet wurde, man könnte aber besser angeben, woher die Daten stammen.

¹⁵⁰⁴ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 4, 41.

¹⁵⁰⁵ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 15.

¹⁵⁰⁶ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 15.

Subventionierung deutsche Unternehmen gut, weil es teils eben auch Unterschiede bei den Stromkosten in Europa gibt (siehe Frankreich, mit ihren 4,2 Cent Kontingent), solange dies die Bundesregierung für finanzierbar hält. Gefordert wird im Bericht auch, dass der Strom für industrielle Wärmeanwendungen entlastet wird.¹⁵⁰⁷ Was ist aber, wenn die Bundesregierung dies nicht oder nur teilweise aus dem Haushalt bezahlen kann? Es wäre sinnvoll gewesen, wenn der BDI der Bundesregierung zumindest einen Hinweis geben würde, wo seine Prioritäten liegen. Es fehlt im BDI Bericht aber eine Analyse, inwiefern und in welchen Firmen Kostensteigerungen durch Strom oder Erdgas sich wirklich so stark auf die Produktpreise auswirken, dass die tatsächlich Probleme im Wettbewerb auslöst. Im Wettbewerb mit europäischen Konkurrenten sind höhere Kosten für Erdgas kein Nachteil, denn alle europäischen Unternehmen haben höhere Erdgaskosten. Weiterhin kann der europäische Wirtschaftsraum durch Schutzzölle abgesichert werden. Beides wird im BDI Bericht nicht erwähnt. Es werden bald die CBAM Klimazölle eingeführt werden, dann gibt es Schutz vor zu günstigen ausländischen Produkte, deren Produktion auf Erdgas basiert, etwa im Chemiebereich. Dies ist erst einmal beruhigend, weil damit den Unternehmen weiter ein großer Markt zu Verfügung steht. Das CBAM wird in diesem Zusammenhang nicht im diesem BDI Bericht erwähnt. Oben wurde z.B. beim Punkt Chemie gezeigt, dass die Chemieindustrie weiter Gewinne macht, trotz der Steigerung der Rohstoffkosten. Oben wurde weiterhin beim Punkt Chemie gezeigt, dass die Chemieindustrie sich selbst so einschätzt, dass sie trotz höherer Rohstoffkosten in einigen Bereichen noch über wettbewerbsfähige, qualitativ hochwertige Produkte verfügt, die weiter auch auf dem Weltmarkt konkurrenzfähig sind. Eine solche Einordnung findet sich in diesem BDI-Bericht nicht, es wird breit angelegt Panik gemacht, siehe: S. 17, Abbildung 16 **„Die meisten Unternehmen bekommen zunehmend ein Gaspreisproblem“** (im Original nicht fett gedruckt).¹⁵⁰⁸ Dort wird gezeigt, dass die Grundstoffchemie durch Erdgas als Energieträger eine 1,5 % Kostensteigerung ausgelöst wird, bei Erdgas als Rohstoff sind es höhere Kostensteigerungen von ca. 5 % (insgesamt Chemie 6,5 %). Weiterhin findet sich eine 3,5 % Kostensteigerung bei BF-BOF Stahl, also Blast Furnance Basic Oxygen Furnace Stahl, die konventionelle Hochofenroute in der Stahlproduktion, hier braucht man natürlich viel Erdgas, aber dies geht allen Stahlunternehmen so. Man wundert sich, dass die Kostensteigerung nur bei 3,5 % liegt, danke Norwegen! Aluminium und Baustoffe liegen niedriger, mit Kostensteigerungen von 1,5 und 1,3 %. Es gibt also, außerhalb der Chemie, nur wenige weitere Fällen in denen höhere Kostensteigerungen vorliegen. Dies sind die Elektrostahlbetriebe, bis zu 6-10 % Kostensteigerung. Dies liegt daran, dies wurde auf S. 15, in Fussnote 16 erklärt, dass sie ihren Strom nicht konstant verbrauchen und dadurch nicht in der günstigsten Stromtarifstufe sind, sie bekommen Strompreiskompensation, aber nicht Netzentgeltkompensation (und besonders diese sei angestiegen), sie haben auch Gasverbrauch. Weiterhin haben höhere Kostensteigerungen Glas, Keramik, Papier von 3,7 %, davon 3,5 % durch höhere Gaspreise. Gießereien haben 2,2 % höhere Kosten haben, halb durch Strom, halb durch Gas.¹⁵⁰⁹ Festzuhalten ist, dass somit nicht die meisten Firmen ein Gaspreisproblem haben, sondern dass es nur bestimmte Branchen sind. Gießereien, Glas, Keramik, Papier, Baustoffe, Stahl leiden unter höheren Gaspreisen, haben moderat hohe Kostensteigerungen. Diese Kostensteigerungen betreffen aber alle Firmen in Europa, es gibt also nicht unbedingt einen sofortigen Wettbewerbsnachteil. Elektrostahl ist ein Spezialfall mit höheren Kostensteigerungen. Ebenso ist die Chemieindustrie von höheren Kostensteigerungen getroffen, aufgrund der Erdgaspreise als Rohstoff.

Ich habe nichts dagegen, wenn die Politik einzelnen Branchen hilft, gern auch pragmatisch mit einer Gaspreiskompensation, dies könnte etwa die Elektrostahlbetriebe gebrauchen. Bei Elektrostahl, Gießerein, Glas, Keramik und Papier, könnte man auch überlegen, ob man nicht mit

¹⁵⁰⁷ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 40.

¹⁵⁰⁸ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 17. Die Kostensteigerungen sind gegenüber einem Vorkrisen Durchschnitt 2015-2019 gerechnet.

¹⁵⁰⁹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 17.

Klimaschutzverträgen einen Umstieg auf Wärme aus Strom oder Wasserstoff ermöglichen kann und dass man dann lieber Strom und Wasserstoff heruntersubventioniert. Selbst wenn man pragmatisch vorgeht, braucht man das Ziel der Energiewende nicht ganz aus den Augen lassen.

Aber sollte die Chemie einen heruntersubventionierten Erdgaspreis, für Erdgas als Wärme und Erdgas als Rohstoff, bekommen? Wie oben bereits gezeigt, macht die Chemieindustrie trotz zurückgehender Produktion weiter Profite, sie hat einen großen EU-Binnenmarkt zur Verfügung, alle Chemieunternehmen in der EU sind gleichermaßen Kostensteigerungen durch Gaspreise ausgesetzt und ein Schutz nach Außen ist möglich. In dieser Situation kann man jedenfalls in Ruhe überlegen, was zu tun ist. Klar, wenn die Bundesregierung oder die EU Geld zu viel hat, dann könnten sie Erdgas als Rohstoff für die Grundstoffchemie subventionieren, dies würde Profite für die Chemieindustrie steigen lassen, ggf. die Produktion wieder erhöhen, Kosten für die Konsumenten verringern, die Inflation bekämpfen etc. aber es wäre doch eine ungewöhnliche Form, Steuergelder zu benutzen, auch weil man überlegen sollte, wie man es schlauer machen kann. Natürlich ist es auch so, dass die Politik nicht zu 100 % verantwortlich dafür ist, dass Unternehmer ihre Gewinne und Kostenstrukturen immer auf einem Niveau halten können. Die Politik ist auch nicht dafür verantwortlich Weltmarktanteile zu sichern, dass ein Unternehmen gegen extrem billiges Erdgas aus den USA und den Golfstaaten konkurrieren kann, im Sinne von Exporten auf den Weltmarkt. Würde man mit Subventionen Exporte fördern, um Weltmarktanteile zurückzugewinnen oder zu halten, wäre dies eine Exportsubvention. Historisch gesehen gab es Exportsubventionen schon, es wurde dann (bei Gründung der WTO) beschlossen, auf sie zu verzichten, weil dadurch letztlich niemand gewonnen hatte, denn alle haben dann Exportsubventionen benutzt, und es wurden vor allem die staatlichen Haushalte damit belastet, die Marktanteile stagnierten und andere Länder haben von den billigen Grundstoffen profitiert. Aber die Situation ist immer wieder anders ... die Preise für die Chemiegrundstoffe liegen teils wirklich hoch, obwohl die Erdgaspreise in Texas so günstig sind ... es gibt offenbar auch eine große Nachfrage ... man stelle sich vor, die europäische Kommission würde 1,5 Mrd. Exportsubventionen für Grundstoffe genehmigen, um Kostensteigerungen durch Erdgas zu kompensieren und 5 Chemiefirmen in Europa könnten je 500 Mill. Euro mehr Gewinn machen. Der Steuerzahler bezahlt, immerhin werden Arbeitsplätze gesichert ... aber es geht nur bis andere Länder auch Subventionen vergeben oder Firmen ihre Preise senken und dann die Produkte auf dem Weltmarkt so billig werden, dass die Gewinne heruntergehen oder bis dahin, dass andere Länder mit Ausgleichszöllen gegen diese Produkte vorgehen ... wenn man es optimistisch sieht, würde es 3 bis 5 Jahre gut laufen, dann sind dieselben Probleme wieder da. Deshalb erscheint es als besser, wenn man bereits jetzt versucht mit der Situation höherer Erdgaspreise und höherer Grundstoffpreise umzugehen und auf die hohe Qualität der deutschen Produkte zu setzen und auf die Nachfrage in Europa ... zur Not mit Schutz vor günstigen Produkten aus dem Ausland. Aus meiner Sicht ist es nicht überzeugend, wenn der BDI-Bericht für alle Industrien Erdgaspreissubventionen vorschlägt, ohne dass er sich die Situation der einzelnen Branchen ansieht., z.B. welche wettbewerbsfähigen Produkte sie hat, wie stark sie der internationalen Konkurrenz ausgesetzt sind und welcher Teil der Wertschöpfung in Europa erwirtschaftet wird. Schließlich, selbst wenn man pragmatisch herangeht, sollte man die Energiewende nicht ganz von ihrer Zielrichtung her aufgeben. Im BDI-Bericht wird festgestellt, dass Erdgas immer noch so billig ist, dass es die Elektrifizierung von Produktionsabschnitten in der Industrie verhindert.¹⁵¹⁰ Was passiert, wenn man Erdgas noch billiger macht? Auch deshalb würde ich mich hier gegen pauschale Erdgaspreissubventionen für alle Industrie aussprechen (aber nicht gegen Hilfe für bestimmte Branchen) und eher für die Verringerung von Strompreisen für die Industrie, damit diese ihre Produktionsabschnitte auf Strom umstellen kann. Eine Möglichkeit sind Klimaschutzverträge, die vor Preisrisiken durch den Umbau auf Strom schützen können. In der ersten Ausschreibungsrunde der Klimaschutzverträge ging der höchste Einzelbetrag von 564 Mill. Euro an

¹⁵¹⁰ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 18.

die Papierfabrik Adolf Jass aus Fulda, die den für die Produktion nötigen Dampf nun mit Strom statt mit Erdgas erzeugen wird.¹⁵¹¹

Die Politik hat sich zum Thema Gaspreis nicht geäußert. Im Koalitionsvertrag von CDU und SPD werden die Strompreise angegangen: Koalitionsvertrag vom 9.4.2025: „Energiepreise ... (...) Für die anderweitig nicht weiter zu entlastenden energieintensiven Unternehmen führen wir im Rahmen der beihilferechtlichen Möglichkeiten eine besondere Entlastung (Industriestrompreis) ein. Dazu gehört auch, die energieintensiven Verbraucher ohne Flexibilisierungspotenzial wie bisher zu entlasten.“¹⁵¹² (damit scheinen u.a. die Elektrostahlfirmen gemeint zu sein, man fragt sich aber auch, warum dazu nicht ein Anruf bei den Energieversorgern ausreicht, um Elektrostahlfirmen einfach in eine günstige Tarifstufe einzustufen, siehe S. 15, Fußnote 16).

Es können aber nicht alle Strompreise, speziell nicht die Haushaltsstrompreise, so niedrig gesetzt werden, denn dann würde die Finanzierung des Netzausbaus etc. aus den Fugen geraten.

Weiter geht es mit dem BDI-Bericht: Die Stromverbrauchsprognose von 877 TWh für 2035 sei überschätzt, wenn man nur mit 750 TWh plant, könne man die Kosten bis 2035 um 700 Mrd. senken und dies würde Strompreise für Industrie- und Verbraucher absinken lassen (-19 %, -18 %).¹⁵¹³ Dazu wurden oben schon gesagt, dass dies aus meiner Sicht unrealistisch ist.

Zudem sollten, so der BDI-Bericht, mehr E-Autos fahren (dadurch würde mehr Strom verbraucht und damit die Netzentgelte auf mehr kWh verteilt, damit die Kosten für die Energiewende nicht alle beim Staat oder der Industrie ankommen).¹⁵¹⁴ Redispatch soll ganz vermieden werden, Netzausbau soll besser mit dem Ort erneuerbarer Energien koordiniert werden.¹⁵¹⁵ (eine gute Idee, der Netzausbau, der im Moment stattfindet, ist dazu da, den Redispatch zu verringern, dann muss er aber auch weiter stattfinden können – aber es stimmt, dass Netzausbau besser koordiniert werden könnte und man regionalen Schwerpunkten für erneuerbare Energien etablieren könnte, die in der Nähe von Großverbrauchern liegen, damit man nicht zu viel Netze ausbauen muss, dies spart Kosten, hier hat der BDI-Bericht recht)

Gefordert wird ein schneller Zubau von neuen Gaskraftwerken für gesicherte Leistung, gegen das Risiko von Knappheiten auf dem Markt und dadurch verursachte Kostensteigerungen.¹⁵¹⁶ Genau hieran wird allerdings auch Kritik geübt, eigentlich sei dies doch nicht nötig, weil man mit zunehmend flexibler Stromnachfrage durch Elektromobilität, Industrierwärme mit Wärmespeichern, Wärmepumpen, H₂-Elektrolyse, später werden noch Batterien erwähnt, insgesamt könne dies 90 % der Nachfrage decken, eine wasserstoffbasierte Stromerzeugung mit wasserstofffähigen Gaskraftwerken „Bereits im Jahr 2035“ wäre viel zu teuer.¹⁵¹⁷

In die gleiche Richtung geht es, wenn Christian Geinitz in der FAZ CCS für Steinkohlekraftwerke gefordert, damit diese billige Stromquelle noch längere Zeit weiterlaufen kann.¹⁵¹⁸

¹⁵¹¹ Julia Löhr. Habecks gewagte Klima-Wette. FAZ, 16.10.2024.

¹⁵¹² Koalitionsvertrag 9.4.2025: 30, Zeilen 961-964. Siehe:

https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf - Zugriffen: 19.04.2025.

¹⁵¹³ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025. 4.

¹⁵¹⁴ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 21. 24.

¹⁵¹⁵ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 24.

¹⁵¹⁶ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 14, 24.

¹⁵¹⁷ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2026: 15.

¹⁵¹⁸ Christian Geinitz. Gescheiterte Ökostromwende. FAZ, 18.01.2025.

Dazu kommt, dass der BDI aus Kostengründen nicht wasserstoffbasierte Gaskraftwerke meint, sondern in diesem Bericht wird vorgeschlagen noch länger als 2035 die Kraftwerke mit Erdgas und mit CCS weiter zu betreiben oder wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke mit blauem Wasserstoff mit CCS. Der Wunsch nach dem schnellen Ausbau von neuen Gaskraftwerken wird somit anders gesehen, als es derzeit von der Bundesregierung geplant wird. Um dies zu untermauern werden, mutmaßlich günstigere Möglichkeiten im Vergleich zu Wasserstoff vorgestellt, bis hin zu den völlig unrealistischen CCS Projekten in Island, bei denen CO₂ an Flüssigkeit gebunden von Gesteinen aufgenommen werden soll, dies mag sogar funktionieren, Problem ist nur, dass es nicht messbar ist. CCS sollte auch in Deutschland betrieben werden. CCS wird letztlich im Bericht für so viele Anwendungen vorgeschlagen, dass man der Erkenntnis nicht ausweichen, dass diese Vorschläge des BDI wenigstens für Europa völlig unrealistisch sind (siehe oben, im CCS und CCU Kapitel, mit der Werbung von Equinor, in der steht, dass man in der Nordsee 130 Milliarden Tonnen CO₂ speichern kann, was aber nicht stimmt, und es bei Northern Lights bei den höchsten genannten Zahlen um 15 bis 30 Mill. Tonnen CO₂ geht, das reicht vorne und hinten nicht aus). Die Zementindustrie Deutschland hat pro Jahr von einen CO₂ Ausstoß von 20 Mill. Tonnen CO₂). Und: eine CO₂-Pipeline in die USA kann man eben nicht bauen und dort alles auf dem Land verpressen. Es ist auch bisher nicht erkennbar, dass Saudi Arabien oder Ägypten CCS betreiben können, die grünen Wasserstoff liefern wollen. Einzige Möglichkeit, die bliebe, wäre aus den USA blauen Wasserstoff zu importieren, hierzu gibt es aber nicht genug Schiffe, deshalb können aus den USA nur leicht transportierbare Chemiegrundstoffe importiert werden, etwa Ammoniak. Ammoniak kann tatsächlich mit Hilfe von aus blauem Wasserstoff und CCS in den USA hergestellt wurde, dieser könnte in Europa eine Gasturbine antreiben, die wird gerade in Japan erforscht.

In diesem Zusammenhang erfolgt im Bericht nun eine volle Breitseite gegen Wasserstoffausbauziele (Kosten der Molekülwende senken¹⁵¹⁹) und gegen weitere, sog. ‚Letzte Meile‘-Lösungen (auch „letzten 10 %“), wie einen zu groß angelegten Netzausbau, wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke und Wasserstoffkernnetzausbau (gemeint ist mit diesem neu erfundenen Begriff, dass diese Dinge erst ganz zum Schluss, 2040 oder so kommen sollten).¹⁵²⁰ Das Ausbauziel für Wasserstoff von 10 GW Elektrolysekapazität 2030 sei zu hoch.¹⁵²¹ Basis des Berichts ist es Wasserstoff als teuer darzustellen und damit als generell ungeeignet für Industrie und Kostenrisiko für die öffentliche Hand.¹⁵²² (obwohl die öffentliche Hand gerade die Stahlindustrie fördert, damit sie mit dem Einsatz von Wasserstoff beginnen kann und die Chemieindustrie Wasserstoff braucht und wasserstoffbasierte Gaskraftwerken aufgebaut werden sollen). Dies wird auf S. 19, Abbildung 19 gezeigt: 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.¹⁵²³ Dies sei um den Faktor 3-4 mal so teuer wie Erdgas, und 17 bis 25 mal so teuer wie Erdgas in den USA.¹⁵²⁴ Für diese Kostenkalkulation werden keine Fußnoten bzw. keine Verweise zu anderen Studien angegeben.¹⁵²⁵

Die Kostenkalkulationen stimmen aber offenkundig, siehe gleich meine Berechnungen weiter unten, grüner Wasserstoff ist ggf. sogar noch teurer, nämlich z.B. 7,5 mal so teuer wie Erdgas für die Großverbraucher. Dies bedeutet allerdings keinen so großen Preissprung, wie hier suggeriert wird, es ist nämlich nur 1,5 mal so teuer, wie Erdgas für die Haushalte. Es kann gar nicht sein, dass mit diesen

¹⁵¹⁹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 3.

¹⁵²⁰ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 2, 16.

¹⁵²¹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 21.

¹⁵²² BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 18.

¹⁵²³ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 33.

¹⁵²⁴ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 18.

¹⁵²⁵ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 19.

moderat hohen Teuerungen die ganze Finanzierung der Energiewende in Frage steht, denn mit dem Vergleich mit Erdgas wird auf den Verbrauch von Wasserstoff in Wasserstoffgaskraftwerken hinwiesen, die allerdings nur 3 Monate pro Jahr überhaupt laufen. Also selbst wenn es 7,5 mal teurer als Erdgas ist, wird es 9 Monate gar nicht verbraucht. Wie kann man daraus eine Preissteigerung berechnen? Ein Wasserstoffgaskraftwerk mit 500 MW kostet 1,5 Mrd., wenn man davon 20 baut, sind es eben 30 Mrd. Soll man stattdessen kleine Biomassekraftwerke bauen, die bei Trockenheit nicht mehr funktionieren?

Die zweite Anwendung von Wasserstoff ist, dass es den Grundstoff Naphtha ersetzt. Dies ist wiederum eine ganz andere Hausnummer, weil es hier darauf ankommen, ob hier der komplexere, mehrschrittige Fischer-Tropsch-Prozess genutzt wird oder Methanol-zu-Olefinen, wie viel Wasserstoff gebraucht wird, um wie viel Naphtha zu erzeugen ... diese Fragen werden überhaupt nicht gestellt, es wird nur gesagt, siehe gleich, dass das Ersetzen vom Grundstoff Naphtha, völlig unrealistisch sei. Es geht hauptsächlich darum, zu wiederholen, wie teuer grüner Wasserstoff ist.

In Deutschland koste grüner Wasserstoff in Form von Landwind ca. 2 mal so viel wie blauer Wasserstoff aus Norwegen mit CCS, siehe S. 19, Abbildung 19¹⁵²⁶ (warum sollte man in Europa nicht doch grünen Wasserstoff herstellen und ein höheres Preisniveau tolerieren, das ist bei einem 2 mal höheren Preisniveau jedenfalls nicht undenkbar, dies ist undenkbar für den BDI). Es geht dem BDI um Kostensenkungen: In Norwegen koste blauer Wasserstoff mit CCS 2,6 Euro pro kg¹⁵²⁷ (gut, dann kann man es aus Norwegen importieren, aber dann muss man dort aber in der Lage sein, über Jahrzehnte große Mengen CO₂ als CCS verpressen zu können, dies erscheint mir aufgrund der derzeitig kursierenden Zahlen im einstelligen oder niedrigen zweistelligen Millionen Tonnen Bereich als nicht realistisch, siehe oben den Punkt CCS und CCU). Aus Spanien und Marokko soll grüner günstiger Wasserstoff über eine Pipeline kommen.¹⁵²⁸ Mir fällt es schwer den Preisberechnungen zu glauben, dass von dort alles billiger ist, denn auch dort müssen die teuren erneuerbaren Energien und Elektrolyseure dafür aufgebaut werden. Der BDI schlägt weiterhin vor in Deutschland CCS zu betreiben, um blauen Wasserstoff herzustellen.¹⁵²⁹ Eine weitere Abbildung gibt es auf S. 33, Abbildung 31, bei der auch wieder in Deutschland alles teurer ist, als anderswo, selbst 2040 noch¹⁵³⁰

Dazu kommt, dass wir laut BDI-Bericht weniger Wasserstoff brauchen werden, als die Politik prognostiziert: Weniger Wasserstoff brauche man auch, weil es unklar sei, ob Stahl, Ammoniak oder Methanol langfristig in Deutschland noch produziert werden wird.¹⁵³¹ (obwohl Stahl für Pipelines, Windenergieanlagen, Rüstung etc. nötig ist, Ammoniak gerade bei SKW Piesteritz mit Unterstützung der Politik auf Wasserstoff umgestellt werden soll ...). In Abbildung 28 wird unter dem Label „Nachfrage stark überschätzt“ bei Chemie geschrieben: „H₂-Bedarf in Raffinerien im geplanten Umfang wahrscheinlich; Produktion von Cracker Vorprodukten in Deutschland ökonomisch unrealistisch; langfristige Produktion von Ammoniak und Methanol in DE teilweise unsicher“.¹⁵³² (d.h. der Wunsch, der von der Chemieindustrie in ihren Konsultationen im Bereich Transformation der Chemie 2023 formuliert wird, dass die Grundstoffchemie in Deutschland bleiben solle und etwa 6 Mill. Tonnen Wasserstoff für die Produktion von grünem Naphtha über Fischer-Tropsch nötig sei, liegt nun offenbar in diesem BDI-Bericht nicht mehr zugrunde – nun denn, wenn das so ist, dann würde dies tatsächlich hohe Kosten sparen für den Ausbau von 500 TWh bis 1500 TWh erneuerbarer Energie

¹⁵²⁶ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 19.

¹⁵²⁷ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 19, 33.

¹⁵²⁸ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 33.

¹⁵²⁹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 33.

¹⁵³⁰ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 33.

¹⁵³¹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 21 Fussnote 19.

¹⁵³² BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 31.

und Elektrolyseure für die Chemieindustrie – die Chemieindustrie muss dies dann aber der Öffentlichkeit und der Politik sagen und auch der KO.NEP bei der Ausbauplanung – man kann nicht bei der KO.NEP Bedarf nach einer Wasserstoffpipeline anmelden – und dann gleichzeitig beim BDI in der Besprechung sagen, dass man eigentlich die Produktion nicht mehr für realistisch hält).

CCS sei generell billiger für die Industrie, bei Wasserstoff, Hochtemperatur, Chemie, Stahl.¹⁵³³ Stahl, so wird vorgeschlagen, sollte über eine Natural Gas Reduced Iron Electric Arc Furnace Route¹⁵³⁴ hergestellt werden, also über Erdgas, siehe auch Punkt 2.3 hier im Text, tatsächlich ist der Normalfall des Midrex Prozess, dass er Erdgas in einem Reformer umgewandelt wird und mit dem Gasgemisch aus CO und H₂ der Stahl reduziert wird. Erdgas wird vom BDI hier im Bereich für Stahl als ‚Brücke‘ dargestellt, als Brückentechnologie, die unausweichlich eingesetzt werden wird.¹⁵³⁵ (es werden also die neue Midrex Direktreduktionsanlagen mit staatlichen Subventionen gebaut, diese werden dann nicht mit grünem Wasserstoff betrieben, sondern wie in Länder mit hohem Erdgasvorkommen mit Erdgas und wieder wird erwartet, dass die CO₂-Emissionen mit CCS irgendwo verpresst werden können ... weltweit geht das schonmal nicht: die Stahlindustrie kommt für 11 % der globalen CO₂ Emissionen auf, selbst wenn Erdgas nur die Hälfte braucht, müsste man 5 % der globalen CO₂ Emissionen jährlich als CCS verpressen).

Weniger Wasserstoff brauche man auch deshalb, weil die Industrie langfristig stärker auf Elektrifizierung setzen wird.¹⁵³⁶ (dies mag so sein, es ist in der Energiewende so erwünscht) Weniger Wasserstoff brauche man, weil Gaskraftwerke länger mit Erdgas laufen könnten bzw. auch sollten, es könne dann CCS eingesetzt werden und es könnten Kraftwerke mit biogenen Energien eingesetzt werden, 100 Stunden Batterien und sogar DAC Direct Air Capture sei günstiger, für letzteres braucht man CCS.¹⁵³⁷ Generell würden wasserstofffähige Gaskraftwerke 3-4 mal mehr als Erdgas kosten, hier werden sogar 8 Alternativen aufgezeigt, die weniger CO₂-Vermeidungskosten verursachen sollen, als grüne Wasserstoffgaskraftwerke (das Island Beispiel Bodenverwitterung, hier funktioniert CCS schon deshalb nicht, weil es nicht messbar ist, hier wird vorgeschlagen, sog. ITMOS zu kaufen; Batterien gehen nicht für die nötigen längeren Zeiträume, ob nun 100 oder 200 Stunden; Flüssiglufspeicher, was soll das sein?, Bioöl, Biomethan kann funktionieren, Biomasse ist aber begrenzt, der Vorschlag es den Pellet Heizungsbetreibern wegzunehmen und zu reservieren ist aber etwas seltsam; Erdgas zu nutzen und CCS zu nutzen ist Offshore teurer als grüner Wasserstoff, Onshore ist aber sehr billig, aber wo in Europa ist unklar; dasselbe gilt für CCS für blauen Wasserstoff.¹⁵³⁸ (also: 8 Vorschläge, die bis auf 2 alle nicht funktionieren, außer vielleicht eine kleine Anzahl Biomethan-Kraftwerke und Pyrolyseöl-Energieerzeugung aus dem Recycling der Chemie-Kreislaufwirtschaft). Weiter: Im Jahr 2045 würde 10 % der Stromerzeugung für 30 % der Kosten verantwortlich sein.¹⁵³⁹ (ja klar, weil die erneuerbaren Energien immer billiger werden ;-)) (dann ist es halt so) (aber nicht wegen dem Wasserstoff, wenn ein Werk nur kurz im Jahre läuft, dann sind die Hauptkosten die Investitionskosten) (der BDI hätte auch vorschlagen können, generell in anderen Ländern ITMOS zu kaufen und die Erdgaskraftwerke weiterlaufen zu lassen – bei CCS ist man von anderen Ländern abhängig, das stört den BDI offenbar nicht) (wenn man schon die These aufstellt, dass die Kosten für ein Wasserstoffgaskraftwerke durch die Decke gehen, dann müsste an dieser Stelle die Berechnung transparent erfolgen, der BDI müsste den Wasserstoffverbrauch eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks einmal nennen, die Investitionen für so ein Werk, damit man nachvollziehen kann, wie

¹⁵³³ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 34.

¹⁵³⁴ Siehe: <https://www.globalefficiencyintel.com/green-steel-economics> - Zugriffen: 17.04.2025.

¹⁵³⁵ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 41.

¹⁵³⁶ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 21.

¹⁵³⁷ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 15, 24, 46.

¹⁵³⁸ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 25-26.

¹⁵³⁹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 16.

viel man braucht, wenn das Kraftwerk im Winter z.B. 90Tage läuft, stattdessen wird hier mit abgehobenen Konzepten wie ‚CO2 Vermeidungskosten‘ argumentiert, die kein normaler Mensch verstehen kann - mit einem solchen Bericht kann man heute keine öffentliche Diskussion mehr führen).

Der BDI führt weiter aus: Wenn so viel weniger Wasserstoff gebraucht wird, ist auch das Wasserstoffkernnetz überdimensioniert.¹⁵⁴⁰ Biomasse soll für diese Anwendungen von der Politik reserviert werden, nicht mehr in ineffizienten Pellet Heizungen verbrannt oder in regionalen Biomassekraftwerken verwendet werden, sondern nur noch in systemdienlichen Gaskraftwerken oder für die Chemieindustrie verwendet werden dürfen.¹⁵⁴¹ (Pyrolyse, dann Methanol zu Olefinen – auch damit lässt sich Wasserstoff sparen – plötzlich will die Chemieindustrie offenbar doch wieder Grundstoffe produzieren, wenn wir ihr alle Biomasse geben)

Vernünftig ist die Forderung des BDI nach mehr Windenergie an Land, dies ist billiger als auf See und führt zu geringeren Netzausbaukosten (teure Kabel, teure Konverterstationen auf See), sowie nach mehr Freiflächen Solaranlagen, sowie eine stärkere Steuerung wo erneuerbare Energien angeschlossen werden.¹⁵⁴²

Der BDI fordert in diesen Bericht weiterhin, dass sich die Politik zur Energiewende und ihren Zielen bekennen, aber in dem Sinne, dass ein Heimatmarkt erhalten wird, in der attraktive Investitionsbedingungen herrschen, also Strom und Erdgas heruntersubventioniert werden, Stromkosten nicht steigen. Und es sollen Ausbaupfade für erneuerbare Energien beibehalten werden (aber nicht für die Hersteller von Elektrolyseuren, nicht für die Hersteller von Chemieanlagen, die wasserstofftauglich sind, nicht für die Hersteller von Wasserstoffpipelines – ganz stark profitieren die Firmen, die CCS bereitstellen, ganz stark profitiert in diesem Bericht die USA, die blauen Wasserstoff bzw. daraus erzeugte blaue Grundstoffe wie Ammoniak, Naphtha etc. herstellen können, viel Hoffnung liegt auf Norwegen, Spanien, Marokko ... Länder die uns Wasserstoff bereitstellen ... wir selbst können das nicht ...). Ein CO2 Pipelinetz für CCS soll natürlich ausgebaut werden, mit Zugang für möglichst viele Industrien.¹⁵⁴³ CCS ist aber viel zu unsicher, dass man darauf einen großen Teil seines Kostensenkungskonzept für die Zukunft aufbauen kann.

Hier wird dagegen die Auffassung vertreten, dass man eine Zielrichtung verfolgen darf. Ebenso wird hier die Auffassung vertreten, dass es bei Massenproduktion von erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren noch Kostensenkungen geben kann. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft führt zu Kostensteigerungen, unsere Firmen stehen aber nicht zwingend für alle ihre Verkäufe im internationalen Wettbewerb, da Importe durch CBAM Klimazölle oder andere Schutzinstrumente preislich erhöht werden können. Die EU hat einen riesigen Markt, in dem die Firmen dann immer noch profitabel produzieren können. Dass es einen Sprung auf ein erhöhtes Preisniveau geben wird, dies scheint tatsächlich unausweichlich. Wenn grüner Stahl teurer wird, dann ist es eben so. Die Kosten für Stahl sind nur eine Teilkomponente der späteren Produktkosten. Dasselbe gilt für die Chemie. Es geht kein Weg drumherum, man muss in die Energiewende erst investieren, dies geht in die Produktkosten ein und es gibt eben Prozesse die aufwendiger werden. Denkbar ist, dass in 15-20 Jahren die Kosten absinken, aber auch dann müssen erneuerbare Energie ersetzt, das Recycling bezahlt werden etc. Eine Nulltarif-Situation wird es leider nicht geben. Die Stromkosten sollte man aber versuchen zumindest für die Industrie so gering wie möglich zu halten, auch weil dadurch der Anreiz besteht, Industrierwärme auf Strom umzustellen. Auch für die Verbraucher wäre in günstiger

¹⁵⁴⁰ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 33.

¹⁵⁴¹ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 24.

¹⁵⁴² BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 23.

¹⁵⁴³ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 47.

Preis gut, damit E-Autos gekauft werden. Im Binnenmarkt kann man den Übergang höheren Preisen versuchen zu koordinieren und dies dann mit einem Schwupps zu tun.

Auch die Nutzung von Wasserstoff in wasserstofffähigen Gaskraftwerken ist sinnvoll, weil der Wasserstoff im Sommer durch Solarstrom hergestellt werden kann, der im Sommer im Überfluss vorhanden sein wird, und uns sicher durch den Winter bringen kann. Biomassenutzung in Gaskraftwerken ist viel zu unsicher, da muss nur eine Dürre kommen, da geht es nicht mehr. Batteriespeicher können viel, aber nicht 2 Wochen durchhalten. Höhere Stromkosten belasten unter den Verbrauchern zudem nur die unteren Einkommensgruppen, diese sollten ein Klimageld erhalten.

Der Elefant im Raum ist die Chemieindustrie. Wir können aber nicht die gesamte Energiewende aufschieben, weil hohe Kosten drohen, weil Wasserstoff erzeugt werden muss, die die Chemieindustrie braucht. Die Chemieindustrie sagt nicht, was sie will. Und die Chemieindustrie weigert sich an den Kosten für ihre eigene Energiewende zu beteiligen. Würde sie sich wenigstens bereiterklären, sich moderat am Ausbau der erneuerbaren Energien beteiligen und fröhlich erneuerbare Energie und Elektrolyseure aufbauen, regional, so nahe wie möglich an den Werken, um Netzausbau zu sparen, dann würden die Gesamtkosten bis 2035 schon dadurch stark absinken (bei Investitionen von 10 Mrd. pro Jahr * 10 = schonmal um 100 Mrd. ... **Es muss nicht immer andersrum geht, dass der Staat alles nun regional umplant und der Chemieindustrie Vorschläge macht.** Mal sehen, was die Chemieindustrie in KO.NEP im gemeinsamen Gas und Wasserstoffausbauplan melden wird, wird sie, wie bei der aktuellen Elektrolyseurliste, sich weigern dazu beizutragen oder wird sie dann plötzlich melden, dass sie bei allen Chemiewerken mehrere Elektrolyseure und einen Wasserstoffanschluss haben will? Kurz darauf sagt sie dann wieder beim BDI, dass sie keine Grundstoffe mehr herstellen will, weil Wasserstoffproduktion so teuer sei. Diese Kuh muss vom Eis.

Das geht ganz einfach: Die Chemieindustrie wird zwangsverpflichtet, in Deutschland zu bleiben und eine Grundstoffindustrie weiter aufrechtzuerhalten, weil sie als CO₂-Parkhaus dienen muss und damit als kritische Infrastruktur einzuschätzen ist: Siehe diesen Text schon oben: CO₂ wird derzeit in der Dampfreformierung hergestellt wird (dort kommt H₂ und CO heraus). Erst wenn es zu einem Umbau zu grünen Fischer-Tropsch und Methanol zu Olefinen Anlagen kommt, wird es vermehrt benötigt, in der ersten Phase dieser Route, der umgekehrten Wasser Gas Verschiebereaktion. Die deutsche Chemieindustrie schätzt ihren Bedarf für 2045 auf 52 Mill. Tonnen und sie hat sogar die Besorgnis, dass die Zement-, Kalk-, und Müllverbrennungsanlagen, die dann als einzige noch CO₂ ausstoßen, dafür nicht reichen.¹⁵⁴⁴ Deshalb gehört, so wenigstens mein Eindruck, der ein Umbau der Chemieindustrie zu den wichtigen Bestandteilen der Energiewende und er kann nicht zuletzt gemacht werden. Sonst muss das Ganze nicht vermeidbare CO₂, das an den Punktquellen aufgefangen wird, als CCS verpresst werden und hier kann es sein, dass es nicht genug Lagerstätten gibt. Jetzt kommt: Die Chemieindustrie **muss** also – weltweit - umgebaut werden, weil sie letztlich als CO₂-Parkhaus funktionieren muss, die das nicht vermeidbare ‚not-to-abate‘ CO₂ in ihren Produktionsprozessen nutzt und in Rohren, Cockpitverkleidungen, Textilfasern, Plastikschalen mittelfristig zwischenparkt, bis es zum Recycling oder der Müllverbrennung kommt, wo es wieder an der Punktquelle aufgefangen wird. Problem: das wird teuer. Und die deutsche Chemieindustrie will vielleicht aufgeben und ihre Grundstoffe als blaues Naphtha aus den USA beziehen und in Deutschland nur noch die Weiterverarbeitung zu den Spezialprodukten durchführen. Dies hätte den Effekt, dass dann in den USA nach 2 Jahrzehnten alle CCS Lagerstätten erschöpft sind, und ohne jeden Sinn. Dann muss man sowieso auf grünes Naphtha umstellen, warum also nicht jetzt damit anfangen? Müssen wir zur Not – weltweit - die Chemieindustrie unter staatliche Verwaltung stellen, weil wir nur so das CO₂ loswerden können? Alternative wäre, CO₂ mit Schiffen in die USA und anderen Länder zu bringen und dort im

¹⁵⁴⁴ Transformation der Chemie 2023: 84.

Boden zu verpressen ... dann wäre man aber vollständig davon abhängig. Und wenn das alle Länder auf der Welt so machen sollen, CO2 mit Schiffen in andere Ländern bringen? Nee, die Idee mit der Kreislaufwirtschaft hat die Chemie selbst gehabt, diese Idee wird die Chemieindustrie nun nicht mehr los.

5.6 Wasserstoffgaskraftwerke mal nachgerechnet

5.6.1 Ist grüner Wasserstoff viel teurer? Berechnung mit Zahlen aus dem Internet:

Proton Ventures, ein Ingenieurbüro, die grüne Wasserstoffprojekte plant, schreiben, dass grauer Wasserstoff 1-2 Euro/kg kostet, der Preis von grünem Wasserstoff bei 60 kWh/kg bzw. 60 MWh/Tonne liegt.¹⁵⁴⁵

Nimmt man die Werte von Proton Ventures, dann kostet Wasserstoff:

Strompreis	Wasserstoff
20 Cent: 0,2 Euro * 60 kWh =	12 Euro für 1 kg Wasserstoff 12.000 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff
10 Cent: 0,1 Euro * 60 kWh =	6 Euro für 1 kg Wasserstoff 6000 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff
5 Cent: 0,05 Euro * 60 kWh =	3 Euro für 1 kg Wasserstoff 3000 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff
2 Cent: 0,02 Euro * 60 kWh =	1,2 Euro für 1 kg Wasserstoff 1200 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff
1 Cent: 0,01 Euro * 60 kWh =	0,60 Euro für 1 kg Wasserstoff 600 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff

(12 Euro für 1 kg oder 2,4 Euro für 1 kg Wasserstoff deckt sich ungefähr mit frühen Angaben von 3,40 Euro / kg bis 6,60 Euro für 1 kg, Quelle dort: Guidehouse in Agora 2021¹⁵⁴⁶, es deckt sich auch mit den Angaben hier in dem BDI-Bericht Landwind und Solar 5,1 Euro für 1 kg, Offshore 7 Euro pro 1 kg, China 5 Euro, USA 3,7-5 Euro, Spanien 4,8, Saudi Arabien 4,4, BDI Energiewende auf Kurs bringen 2025¹⁵⁴⁷)

Vergleich Wasserstoff / Erdgas:

1 Tonne Wasserstoff hat einen Heizwert von 33.330 kWh = 33,33 MWh

1 Tonne Erdgas hat einen Heizwert von 13.100 kWh = 13,1 MWh

Wasserstoff hat damit pro kg bzw. pro Tonne 2,54 mal mehr Energie (33,33 kWh/ 13,1 kWh = 2,54 ...).

Für Haushalte kostet 1 kWh Erdgas vereinfacht 10 Cent (Statistisches Bundesamt 12,28, kleinere Gewerbekunden liegen derzeit bei 7,9 Cent, 2 HJ. 2024¹⁵⁴⁸). Rechnet man dies um in 1 Tonne Erdgas kostet dies für die Haushalte: 13.100 kWh * 0,10 Euro = 1310 Euro. Für Großverbraucher kostet Erdgas weniger, rechnen wir 1 kWh mit 2 Cent¹⁵⁴⁹, eine Tonne Erdgas kostet dann nur noch 262 Euro.

¹⁵⁴⁵ Siehe: <https://protonventures.com/news/what-is-the-best-hydrogen-carrier-2/> - Zugegriffen: 13.02.2025.

¹⁵⁴⁶ Siehe: <https://www.agora-energiewende.org/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive-study> - Zugegriffen: 19.04.2025.

¹⁵⁴⁷ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 19

¹⁵⁴⁸ Ich habe den Preisvorschlag 10 Cent / kWh Erdgas für Haushalte von ChatGPT genommen. Siehe für die beiden weiteren Preise: Statistisches Bundesamt, Gaspreise für Haushalte, hier kein Link dazu, er ist zu lang, bitte selbst suchen.

¹⁵⁴⁹ Für Großkunden werden tatsächlich 3,3 Cent erreicht, weniger hoher Verbrauch liegt bei 7,9 Cent, siehe Statistisches Bundesamt Erdgaspreise für Nicht Haushalte. Link ist zu lang, bitte selbst suchen.

Gleichen wird den Preis an, um herauszufinden, wie viel Wasserstoff kosten darf:

1310 Euro * 2,54 = 3327 Euro ... 1 Tonne Wasserstoff darf also 3327 Euro kosten, dies wäre das Erdgas-Preisniveau Haushalte)

(Preisniveau Haushalte, 10 Cent 1 kWh Erdgas)

(derselbe Heizwert wie 1 Tonne Erdgas)

262 Euro * 2,54 = 665,48 Euro ... 1 Tonne Wasserstoff darf also 665 Euro kosten, das wäre das Erdgas-Preisniveau Großverbraucher

(Preisniveau Großverbraucher, 2 Cent 1 kWh Erdgas)

.(derselbe Heizwert wie 1 Tonne Erdgas)

Nach den Zahlen oben von Proton Ventures ist Wasserstoff aber teurer:

Bei einem Strompreis von 10 Cent pro kWh: 6000 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff, das wäre:

ca. 2 mal so hoch wie das Preisniveau Haushalte.

ca. 10 mal so hoch wie das Preisniveau Großverbraucher / Industrie

Jetzt kommt es also auf den Strompreis an, den erneuerbare Energien liefern können.

Bei einem Strompreis von 1 Cent pro kWh läge 1 Tonne Wasserstoff bei 600 Euro, dann würde Wasserstoff auf demselben Preisniveau wie Erdgas für Großverbraucher liegen.

1 Cent / kWh: 1 Tonne Wasserstoff 600 Euro

10 Cent / kWh: 1 Tonne Wasserstoff 6000 Euro

15 Cent / kWh: 1 Tonne Wasserstoff 9000 Euro

20 Cent / kWh: 1 Tonne Wasserstoff 12.000 Euro

Wenn der Strompreis höher wäre, 15 Cent pro kWh: 9000 Euro pro 1 Tonne Wasserstoff, das wäre:

ca. 3 mal so hoch wie das Preisniveau Haushalte (9000 / 3000 = 3)

ca. 15 mal so hoch wie das Preisniveau Großverbraucher (9000 / 600 = 15)

Wie oben die Berechnungen gezeigt haben, kann es durchaus sein, dass man bei 25 Cent Strompreis landet, bei einem Solarpark, der in 10 Jahren zurückgezahlt werden muss, bei 20 Jahren Kreditlaufzeit ist 15 Cent denkbar. Bei Landwind kommt man bei 10 Jahren vielleicht sogar auf 12 Cent runter, sonst 15 Cent, bei 20 Jahren Kreditlaufzeit sind Strompreise von 10 Cent möglich.

Kurz: Man kommt an einen Wasserstoffpreis dran, der ‚nur‘ 2 mal so hoch wie das Preisniveau Haushalte ist und ‚nur‘ 10 mal so hoch wie das Preisniveau Großverbraucher / Industrie (höchstens 3 bzw. 15 mal so hoch).

Bei teilweiser Subventionierung des Aufbaus der erneuerbaren Energien durch den Staat, mögen noch geringere Beträge möglich sein, also 2 mal und 10 mal sind erreichbar. Auch der Erdgas-Preis ist – leider – nicht frei, wenn das Emissionshandelssystem ETS anfängt wirksamer zu werden, dann wird Erdgas teurer.

Welchen Wasserstoffpreis kann man aus erneuerbaren Energien errechnen? Rechnen wir selbst:

100 MW Elektrolyseur, 10.000 Tonnen Wasserstoff, 100 Mill. Euro und dazu die passende Landwindenergieanlage, in dem Fall 3 mal Werder Kessin, für je 220 Mill., das sind 660 Mill. Euro, Leistung 0,9 Terawattstunden.

Berechnung dazu: Fraunhofer ISE schätzt die Kosten für eine Elektrolyseur 2030 auf 400 bis 500 Euro/kW, größere Anlagen sind billiger als kleinere, PEM Anlagen sind teuer, ich nehme hier die Systemkosten (mit Gas- und Wasseraufbereitung, Kühlsystemen, Leistungselektronik, Gleichrichter und Transformator).¹⁵⁵⁰ 100 MW = 100.000 kW. 100.000 kW * 500 Euro / kW = 50.000.000, das sind 50 Mill. Kosten für einen 100 MW Elektrolyseur, allerdings für 2030, wenn bestimmte Kostenersparnisse durch höhere Produktionsmengen greifen. 250 Mill. Euro würde dementsprechend die Thyssen Nucera 500 MW Anlagen in 2030 kosten. Rechnen wir hier für 2025 mit doppelt so hohen Kosten, also 100 Mill. Euro für einen 100 MW Elektrolyseur, wie viel produziert er?

10.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr schafft ein 100 MW Elektrolyseur. Prüfung anhand von konkreten Angaben von Projekten aus dem Internet: Angegeben werden für einen 100 MW Elektrolyseur im Internet als Jahresleistung Wasserstoff 10.000 Tonnen (Hamburg-Moorburg Luxara¹⁵⁵¹), 12.410 Tonnen (Lhyfe in der Nähe von Le Havre und Yara, er erhält eine Förderung von 149 Mill. Euro und ist ein IPCEI-Projekt¹⁵⁵²), 14.892 Tonnen (RWE in Lingen¹⁵⁵³), beim heißen Druck-Alkali-Elektrolyseur von Sunfire bis zu 17.520 Tonnen.¹⁵⁵⁴

Stromverbrauch Berechnung für einen 100 MW Elektrolyseur: $100 * 8760 = 876.000$ MWh, das sind 876 Gigawattstunden oder 0,87 Terawattstunden, d.h. ca. 0,8 Terawattstunden. 0,8 Terawattstunden kosten in erneuerbaren Energien: nehmen wir Landwind, das ist am günstigsten: 220 Mill. für Werder / Kessin, bringt pro Jahr 0,3 TWh.

Also 100 Mill. Euro für den Elektrolyseur und $220 + 220 + 220 = 660$ Mill. Euro für 0,9 TWh Strom. Wie lange muss ich nun meinen Wasserstoff verkaufen, damit ich die 760 Mill. Investitionssumme bezahlen kann? (Amortisationsrechnung)

10 Cent pro kWh Erdgas: dies wäre wie der Verkauf von Wasserstoff für 3327 Euro pro Tonne, auf dem heutigen Haushaltskundenniveau.

$10.000 * 3327 = 33.270.000$, das sind 33,2 Mill. -> hier bräuchte man 22,8 Jahre, um die Investitionssumme wieder hereinzuholen.

2 Cent pro kWh Erdgas auf dem Niveau der Großkunden der Industrie, hier könnte ich Wasserstoff für 665 Euro pro Tonne verkaufen. $10.000 * 665 = 6.650.000$, das sind 6,6 Mill. Euro. -> hier bräuchte man 115 Jahre, um die Investitionssumme wieder hereinzuholen.

¹⁵⁵⁰ Siehe die Infos direkt auf der Webseite: Marius Holst et al. Study: Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Fraunhofer ISE, 2021. Siehe:

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/catf.html> - Zugriffen: 22.01.2025.

¹⁵⁵¹ Siehe: <https://www.ramboll.com/de-de/news/100mw-elektrolyseanlage-moorburg-energie-wende-in-hamburg-nimmt-fahrt-auf> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁵² Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/frankreich-foerdert-100-mw-elektrolyseur-mit-149-mio-euro/> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁵³ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presstedetailseite/gruner-wasserstoff-fur-die-stahlproduktion:-rwe-und-thyssenkrupp-planen-zusammenarbeit-86588> - Zugriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁵⁴ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/sunfire-baut-100-megawatt-elektrolyseur-fuer-rwe/> - Zugriffen: 30.11.2024.

Das günstige Erdgas-Großkundenpreisniveau ist also mit Wasserstoff nicht zu erreichen. Es wird aber auch deutlich, dass es schon viel besser aussieht, und man deutlich höhere Einnahmen hat, wenn man sich das Preisniveau kleiner Gewerbebetriebe und der Haushalte ansieht.

Könnte man mit diesen Einnahmen einen Kredit von 760 Mill. Euro tilgen, die Zinsen zahlen und noch Gewinn machen?

760 Mill. Euro

Einnahmen

$10.000 * 12.000$ Euro pro t Wasserstoff = 120.000.000, das sind 120 Mill. (18 fach der Großhandelspreis Erdgas)

$10.000 * 8000 = 80.000.000$, das sind 80 Mill. (13 fach der Großhandelspreis Erdgas)

$10.000 * 6650 = 66.500.000$, das sind 66 Mill. (10 fach der Großhandelspreise Erdgas)

$10.000 * 5000 = 50.000.000$, das sind 50 Mill.

$10.000 * 3327 = 33.270.000$, das sind 33,2 Mill. (Niveau Haushaltspreise Erdgas)

$10.000 * 665 = 6.650.000$, das sind 6,6 Mill. Euro (Niveau Großhandelspreise Erdgas)

760 Mill., bei 3 % Zinsen, in 10 Jahren zurückzubezahlen braucht eine jährliche Zahlung von 89 Mill. Euro.

760 Mill., bei 3 % Zinsen, in 20 Jahren zurückzubezahlen braucht eine jährliche Zahlung von 51 Mill. Euro.

Das heißt, dass der Preis für Wasserstoff bei einem 10 Jahres Kredit recht hoch liegt, bei einem 20 Jahres Kredit liegt man hier ungefähr auf dem Niveau der Kostenschätzungen von Proton Ventures, dass bei 10 Cent / kWh: 1 Tonne Wasserstoff für 6000 Euro herstellen kann (hier sind es 6650 Euro pro Tonne).

Ich liege hier auch an der Oberkante der Kosten: wenn der Elektrolyseur statt 100 Mill. nur 50 Mill. Euro kosten würde, wie dies von Fraunhofer für 2030 prognostiziert wird, wären es 710 Mill. Investitionskosten; würden Landwindanlagen billiger, etwa statt 660 Mill. nun 450 Mill. für Landwind, also insgesamt 500 Mill. (das wäre dasselbe, wie wenn man pauschal 260 Mill. Subvention für die Investitionskosten bekommen würde bzw. CAPEX Subventionen)

500 Mill., bei 3 % Zinsen, in 15 Jahren zurückzubezahlen braucht eine jährliche Zahlung von 41 Mill., auch so könnte man beim 10 fachen bleiben.

500 Mill. bei 3 % Zinsen, in 20 Jahren zurückzubezahlen braucht eine jährliche Zahlung von 33 Mill., das geht mit 50 Mill. jährlich, d.h. 7,5 mal mehr als der Großhandelspreis Erdgas, 1,5 mal mehr als der Haushaltspreis Erdgas.

Ich sage dazu: So geht es also doch!

Ich kann also davon ausgehen, dass ich mit Landwind einen Strompreis von 10 Cent/kWh erreichen kann und dies finanzieren kann und auch das Gesamtpaket erneuerbare Energie und Elektrolyseur zeigt, dass ich mit meinem Unternehmen **1 Tonne grünen Wasserstoff für 5000 Euro** anbieten. **Damit liege ich / 1000 gerechnet, bei 5 Euro / kg Wasserstoff.** (genau wie der BDI ausgerechnet hat)

Damit läge der Preis bei 5 Euro / kg oder 5000 Euro pro Tonne. Dies entspricht $(5000 / 2,54 = 1968$ Euro pro Tonne Erdgas ... **dies entspricht (Dreisatz) einem Erdgas 1 kWh Preis von 15 Cent pro kWh,**

das sind 5 Cent mehr als bisher für die Privatverbraucher und 11,8 Cent mehr für die Großverbraucher pro kWh (vom derzeitigen Erdgaspreis von 3,2 Cent aus gerechnet, siehe Statistisches Bundesamt).

Das stimmt mit den BDI Berechnungen überein: In der BDI Tabelle wird genannt: 5,5 Euro / kg, als obersten Wert bei Offshore Wind aus, 5 Euro / kg für Landwind und Solar in Deutschland. Für 2,6 Euro / kg gäbe es blauen Wasserstoff aus Norwegen, für 1,8-2,1 Euro / kg blauen Wasserstoff aus den USA (der kann aber nicht geliefert werden) und es gibt grünen Wasserstoff für 4,4 aus Saudi Arabien, 4,8 Spanien, 3,7 bis 5 USA, 5 – 5,1 China¹⁵⁵⁵). Damit ist Deutschland im teuersten, aber die USA, China und Spanien sind bei grünem Wasserstoff nahezu auf demselben Preisniveau. Dazu kommt, dass das BDI nicht in Betracht zieht, dass Erdgas durch das EU Emissionshandelssystem teurer werden könnte.

Damit hat der Wasserstoff-Preis für mich für ein und allemal seinen Schrecken verloren. Der BDI kann gerne weiter den Wasserstoffpreis als Haupthindernis für die Energiewende ansehen, deshalb die Energiewende ganz umplanen und Deutschland als Ort der höchsten Wasserstoffkosten darstellen. Dies basiert auf Fakten, aber die Fakten werden vom BDI nicht mit der Realität zurück verbunden. Es wird z.B. nicht gefragt, wie man z.B. die Wasserstoffkosten senken könnte.

In der Realität bestehen für die Privatverbraucher längst höhere Erdgaspreis (plus die Aufschläge der Energieversorger). Die 5 Cent mehr machen es da auch nicht.

Und die Großverbraucher-Industrie muss eben den Sprung auf ein neues Preisniveau machen, welcher ‚nur‘ von 2 Cent bzw. derzeit von 3,2 Cent auf 15 Cent pro kWh Energie erfolgen muss. Das ist nur noch 7,5 mal mehr, nicht 10 mal mehr, wie oben bereits erwähnt, eines ist klar, dies ist nicht der Untergang der Menschheit ... vor allem auch dann, wenn man den großen europäischen Markt von Konkurrenz von außen schützen kann.

Dazu kommt, dass der BDI Wasserstoff mit dem Erdgas Preis vergleicht, obwohl hier die Vergleichsebene in der Energiewende die Wasserstoffgaskraftwerke sind, die nur 3 Monate im Jahr höchstens laufen und dadurch schon die Kosten reduziert werden. Die Rechnungen, die den BDI dazu führt zu schließen, dass die ‚letzte Meile‘ zu sehr hohen Kosten führt, ist nicht transparent.

Wasserstoff als Rohstoff weigert sich der BDI ganz zu diskutieren, dies wird als unrealistisch bezeichnet, so wie damals im Klimapfade 2.0 Bericht bereits, als der BDI die Energiewende in der Chemie als unmöglich bezeichnet hat. So kommt man nur nicht weiter.

Es wird zudem sichtbar, wie Änderungen von Finanzierungsbedingungen, von Kreditlaufzeiten und Zinsen (ich habe hier mit 3 % Zinsen, recht hoch gerechnet), aber auch Senkungen von Preisen von erneuerbaren Energien dazu führen können, dass günstigere Preise für Wasserstoff aber auch erneuerbare Energien in Deutschland möglich sind und dass andere Länder nicht natürlicherweise Vorteile haben.

Dies sieht man auch am Beispiel Solarpark Flughafen Barth und Landwindpark Werder Kessin, sie die Rechnungen in Teil 1. Klar ist aber auch, dass es für die Banken nicht leicht ist, erneuerbare Energien zu finanzieren: Kurze Kreditlaufzeiten von 10 Jahren klappen bei Solar nur bei 25 Cent/kWh Strompreis und bei Landwind wären auch 15 Cent/kWh gut. Der Solarpark kommt erst bei einer Laufzeit von 20 Jahren auf niedrigere Stromkosten von 15 Cent/kWh. Der Landwindpark Werder

¹⁵⁵⁵ BDI. Energiewende auf Kurs bringen 2025: 19.

Kessin schafft dagegen mit Augen zudrücken 12 Cent/kWh Stromkosten, auch bei einer 10 Jahres-Kreditkaufzeit und bei 20 Jahren-Kreditlaufzeit 10 Cent/kWh Stromkosten und bei letzterem ist man dann ‚nur‘ noch bei 2 fach und 10 fach so hohen Kosten für Wasserstoff (Haushalt / Großhandel).

Die immer wieder erhobene Forderung der Industrie nach einem Strompreis von 4 Cent/kWh (Vorbild Atomkraftwerke Frankreich sowie USA) ist allerdings völlig deplatziert, mit diesem Preis ist eine Finanzierung von erneuerbaren Energien nicht realistisch möglich. Aber die Industrieverbände sind eben einfach davon überzeugt: mit 10 Cent/kWh Strompreis wird für die deutsche Industrie eine völlige Katastrophe losbrechen.

Worum es wirklich geht, ist etwas ganz anderes: Wir müssen einen Sprung auf ein neues Preisniveau machen, aber es ist nur ein mittelprächtiger, realistischer Sprung, kein Sprung über eine tiefe Schlucht und es gibt mehrere Möglichkeiten, den Übergang zu erleichtern. Im Tausch für diesen Preisanstieg, bekommen wir ‚ewig‘ haltende, erneuerbare Energien, die über die Zeit sogar immer billiger wird, sobald die Kredite bezahlt sind. Und eines ist klar, dieser Preisanstieg kann zu einer milden Rezession führen, sicher wird es auf dem Bau teurer, weil hier viele Plastikprodukte eingesetzt werden, aber auch da müssen wir eben durch, parallel dazu gibt es viel Wirtschaftsaktivität durch den Aufbau der erneuerbaren Energien. Und ein wenig Konsumbeschränkung ist unausweichlich und kann dadurch sinnvollerweise ausgelöst werden.

Schließlich gilt: Rohstoffpreise setzen sich nicht 1:1 in Produktpreise um, der Anteil an den Kosten liegt in der Chemie aber höher als anderswo: in der Chemie gilt, dass bei Grundchemikalien 50 bis 70 % Anteil der Rohstoffkosten an den Gesamtkosten bestehen, bei Kunststoffen / Polymeren 40 bis 60 %, bei der Spezialchemie 20 bis 40 %, bei Pharma / Feinchemikalien 10 bis 30 % (Vorschlag von ChatGPT).

Wie schon oben gesagt, Öl und Erdgas ist endlich, es muss sowieso ein anderer Weg eingeschlagen werden, man kann sich nicht daran festklammern, dass ein Rohstoff verfügbar ist, der 0,02 Euro oder sogar, vor der Krise, 0,012 Euro pro kWh für die Großverbraucher gekostet hat und schon dann, wenn er auf 0,033 Euro pro kWh steigt, eine Krisenstimmung aufkommen lassen, obwohl man alles hat, einen riesigen Markt, Schutzmöglichkeiten etc. In einem solchen Umfeld mit einer schnell geschriebenen Studie eine neue Ausrichtung der Energiewende zu fordern, mit blauen Wasserstoff, mit CCS und Erdgasnutzung in Gaskraftwerken mit CCS, ist aus meiner Sicht nicht sonderlich sinnvoll und auch von der Faktenlage her nicht überzeugend. Deutlich wird zudem, dass sich die Leute, die die Studie geschrieben haben, sich nicht mit der Situation von CCS in Europa auseinandergesetzt haben.

5.6.3 Investitionen in erneuerbare Energien / BMWK Strommarktdesign der Zukunft August 2024

Die Frage, wie Anreize ausgestaltet werden, um den Ausbau erneuerbarer Energie zu beschleunigen, ist vielen Personen bekannt.

Im BMWK Bericht Strommarktdesign der Zukunft 2024, der auf Konsultationen mit vielen Beteiligten beruht, findet sich die generelle Beobachtung, dass es bei diesem Thema einen „eher risikoscheuen Kapitalmarkt“ gibt.¹⁵⁵⁶ Diesen Punkt möchte ich für mich nach Hause bringen: Wenn es ein Marktversagen der Kapitalmärkte bei der Finanzierung erneuerbarer Energien gibt, gibt es eine Rechtfertigung für staatliche Eingriffe.

Dazu kommt aber, dass mehrere Gründe dafür gibt, dass der Kapitalmarkt risikoscheu ist.

¹⁵⁵⁶ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 30.

Ein Grund ist sicher, dass es derzeit noch nicht ‚automatisch‘ läuft: Erdöl und Erdgas, und Strom aus Kohle und Erdgas, haben sich über die Jahrzehnte dadurch durchgesetzt, weil sie einfach viel billiger als andere Energieträger waren. Strom durch erneuerbare Energien ist derzeit noch nicht viel billiger und es gibt eine gewisse Bandbreite (bei Solar 10 Cent Strompreis nötig, bei Landwind kommt man auf 10-12 Cent, bei 20 Jahre Laufzeit, siehe Teil 1, nach meiner Rechnung für Solarpark Barth und Landwind Werder Kessin ... Fraunhofer mit ihrer Publikation Stromgestehungskosten 2024, kommen in der billigsten Variante auf 4,1 Cent bei Solar, es geht bei Solar aber hoch bis 14,4 Cent, in der billigsten Variante bei Landwind ist es 4,3, es geht aber hoch bis 9,2 Cent¹⁵⁵⁷). Als Strompreis nennt Agora Energiewende 2024 in Deutschland 2024 nennt 4 – 12 Cent für die Industrie¹⁵⁵⁸, teils bei Strompreiskompensation 8,6 Cent.¹⁵⁵⁹ Es ist nicht falsch zu sagen, dass erneuerbare Energien günstiger sind, aber so lange die Industrie bei RWE einen Strompreis von 8 oder 10 Cent pro kWh anbieten kann und es hier um den Kauf großer Kontingente geht, dann sind erneuerbare Energien aber jedenfalls derzeit noch nicht viel billiger als Kohle oder Erdgas.

Aber in anderen Ländern geht es doch anders!?! In Finnland gibt es keine Einspeisevergütung oder andere Subventionen für erneuerbare Energien, sondern nur langfristige Stromverträge mit Industrieunternehmen oder Energieunternehmen, es gibt dennoch einen starken Ausbau erneuerbarer Energien, meldet das GTAI.¹⁵⁶⁰ Dies stimmt. In Finnland gab es bis 2018 eine staatliche Förderung des Betriebs von Windenergieanlagen, die läuft weiter, aber sie ist für neue Projekte ausgelaufen. Dennoch werden weiter Landwindkraftprojekte gebaut, die sich mit PPAs und durch Verkauf von Strom auf dem freien Markt finanzieren lassen. Landwind wurde von 2011 bis 2021 auf von 0,5 bis 8,4 TWh ausgebaut, erreicht damit 22 % an den erneuerbaren Energien von Finnland. Finnland nutzt viel Wasserkraft und verbrennt sein Holz. Offshore Wind soll jetzt probiert werden.¹⁵⁶¹ Ich weiß nicht, ob man tatsächlich sagen kann, dass dies ein starker Zubau von erneuerbaren Energien ist. Deutschland spielt in einer anderen Liga: 2024 liegt Landwind bei 110,7 TWh, davon 25,7 TWh Offshore.¹⁵⁶²

In BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024 wird bemerkt, dass eine förderungsfreie Finanzierung auch in Deutschland möglich ist, allerdings nur auf ertragreichen Standorten, man müsse aber auch andere Standorte erschließen, um die Ausbauziele zu erreichen.¹⁵⁶³

Wie kann eine Förderung aussehen?

Oben wurde in den Rechnungen festgestellt, dass ein einmaliger Zuschuss zu einer Investition viel helfen würde. Die Kreditlaufzeit könnte ‚normale‘ Dimensionen erreichen, etwa 10 bis 20 Jahre, die

¹⁵⁵⁷ S. 3, Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Juli 2024. Siehe:

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> - Zugriffen: 22.04.2025.

¹⁵⁵⁸ Siehe, S. 68, siehe dort auch S. 26-28: Agora. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, 07.01.2025. Siehe: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> - Zugriffen: 08.01.2025.

¹⁵⁵⁹ Siehe, S. 28: Agora. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, 07.01.2025. Siehe: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> - Zugriffen: 08.01.2025.

¹⁵⁶⁰ Siehe GTAI, Niklas Becker, 18.11.2024: <https://www.gtai.de/de/trade/finland/branchen/-das-ausbaupotenzial-fuer-erneuerbare-energien-ist-riesig--1836324> – Zugriffen: 05.01.2025.

¹⁵⁶¹ S. 84-91, IEA Energy Policy Review Finland 2023, siehe: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/07c88e41-c17b-4ea1-b35d-85dff665de4/Finland2023-EnergyPolicyReview.pdf> - Zugriffen: 22.04.2025.

¹⁵⁶² Hier entnommen aus: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> – Zugriffen: 22.04.2025.

¹⁵⁶³ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 32.

Gewinne lägen höher, es gäbe dadurch sicher auch die Möglichkeit, Preisschwankungen besser auszuhalten.

Aber selbst, wenn man die gesamten Investitionskosten dazugibt, und nur noch Zinsen gezahlt werden müssen, sind die Risiken nicht ganz weg.

Weil der Strommarkt neben Kapitalkosten noch das Problem schwankender Preise aufweist:

Dazu möchte ich hier etwas weiter ausholen:

Normalerweise gibt es in einem neuen Markt eine ersten Phase der Konkurrenz vieler Firmen. Dann setzen sich mehrere größere Firmen durch. Es entstehen Marktstrukturen, die man Oligopole nennt, weite Oligopole und enge Oligopole. Etwa ein Oligopole mit 15 Firmen und später nur noch mit 8 Firmen zum Beispiel. Diese Firmen beginnen nicht immer, aber sehr oft, in einem Oligopol zu erkennen, dass alle mehr davon haben, wenn die Preis langsam ansteigen, selbst wenn die Marktanteile dann nicht mehr so stark wachsen, weil dies einfach mehr bringt, wenn Marktanteile langsam wachsen, bei hohen Preisen, als eventuell stärker ansteigende Marktanteile bei niedrigen Preisen und einer intensiven, kaum mehr planbaren Konkurrenzsituation. Spricht: man richtet sich ein. Dies klappt nicht immer, siehe die Beispiele in China, dort gibt es teils eine sehr lange erste Phase, und die Firmen halten sinkende Preise aufgrund ihrer niedrigen Produktionskosten teilweise aus und bekommen staatliche Hilfen, wenn nicht von der Zentralregierung, dann von der Regionalregierung, die Arbeitsplätze vor Ort erhalten will. Von Zeit zu Zeit greift die Zentralregierung durch, mit Restrukturierungs-Aktionen, bei denen z.B. große Firmen viele kleine Firmen schlucken bzw. erhalten müssen.

Dies erinnert an den Strommarkt.

Der Strommarkt ist nicht generell instabil, es gibt viele langfristige Verträge, aber meist noch mit den großen Energieversorgern, die noch Kohlestrom, Gaskraftwerke etc. haben. Offshore Windkraft hat viele PPAs. Der Rest wird relativ volatil auf der Strombörse gehandelt.

Der Strommarkt ist ein Markt. Es gibt an der Strombörse keinen guten Samariter, der dann, wenn die Preise steigen, produziert, damit die Preise heruntergehen und z.B. ein bestimmtes Niveau nicht überschreiten. Nein, RWE wartet, bis die Preise richtig hoch sind und schaltet dann im letzten Moment Kohlekraftwerke dazu, um dafür die Kosten wiederzubekommen (das kostet auch was), aber eben auch um einen satten Gewinn zu machen, der den Strompreis übers Jahr gesehen (etwas) verteuert. Es gibt auch keinen guten Samariter, der dann, wenn die Strompreise Mittags im Sommer auf Null sinkt, riesige Mengen Strom kauft, die Preise dadurch anhebt, zur Freude der Betreiber der Solaranlagen, dann den Strom speichert und erst später wieder abgibt, wenn die Preise hoch sind. Die Technik dafür gibt es, sie ist aber noch nicht aufgebaut, dies könnten kurzfristig Batterien, es ist davon die Rede, dass es bald 100 Stunden Batterien gibt, die auch mehrere Tage überbrücken können. Langfristig kann man mit Elektrolyseuren aus Strom Wasserstoff herstellen und dann Speichern, etwa für die Stromerzeugung durch die berühmten wasserstofffähigen Gaskraftwerke im Winter. Die nämlich dann angehen, wenn bei Batterien, Solar und Wind in der Dunkelflaute komplett die Puste ausgeht. Selbst dann, wenn dies alles aufgebaut sein sollte, ist aber immer noch niemand für ein bestimmtes Preisniveau verantwortlich.

Dennoch gibt es etwas, was im letzten Moment passiert, dass dann doch extrem hohe Preise und Versorgungsengpässe verhindert, die Reservekraftwerke, die in der Netzreserve stehen, die dann angemacht werden, wenn zu wenig Leistung vorhanden ist, und Stromausfälle drohen.

Selbst dann, wenn alle diese Akteure vielleicht 2030 bis 2035 dann auf dem Markt vorhanden sind, hat sich noch keine oligopolistische ‚Wettbewerbskultur‘ eingebürgert, bei der die Marktteilnehmer eine übersichtliche Zahl sind und erkannt haben, wie sie sich gegenseitig am wenigsten schaden können, und von welchem Marktverhalten letztlich alle profitieren.

Es gibt immer noch viele Möglichkeiten, dass etwas Überraschendes passiert: Bei einem Jahr mit viel Sonne gibt es im Sommer billigen Strom, aber auch Probleme für Solarparkbetreiber, ihre Gewinne zu machen und ihre Kredite zu bezahlen, hier hofft man darauf, dass Elektrolyseure Strom brauchen und den Strompreis wieder höher heben, weil man für den Winter Vorräte von Wasserstoff braucht. Aber was ist, wenn die Vorräte da sind, dann könnte der Preis für Solarparkbetreiber doch wieder fallen. In einem milden Winter braucht man weniger Strom aus wasserstofffähigen Gaskraftwerken, sie machen weniger Gewinne, und behalten Wasserstoff im Speicher. Dann erhalten die Elektrolyseurbetreiber weniger Aufträge und haben weniger Gewinne. Aber alles kommt wieder ins Lot, wenn Stahlindustrie und die Chemieindustrie erfolgreich ist und einen hohen Wasserstoffbedarf hat. Dann steigen die Preise selbst im Sommer stark an allen geht es gut.

Übersetzt in die Frage nach der Förderung des Aufbaus erneuerbarer Energien: es hilft, wenn man Investitionskosten z.B. halbiert oder ganz trägt, dann hält man niedrigere Preis besser aus, es kann im Strommarkt aber alles Mögliche passieren.

Es ist immer denkbar, dass dann, wenn der Preis zu stark absinkt, der Staat helfen muss und man kann nicht genau sagen, wie sich die Situation in der Zukunft entwickelt.

Dazu kommt, dass die Betreiber unterschiedliche ‚Risikoprofile‘ haben.

Solar hat das Gleichzeitigkeitsrisiko niedriger Preise und wenig Ertrag im Winter und bei schlechtem Wetter. Offshorewind hat hohe Investitionen, teils werden die Felder vom Staat auktioniert, aber die Umspannplattformen zahlen die Netzbetreiber (in Deutschland), dafür aber stetigen Wind und hohen Stromertrag (aber neuerdings wurde Abschattungseffekt durch zu viel Windräder pro Fläche als Problem erkannt). Landwind hat weniger Problem, er ist günstig, er produziert relativ kontinuierlich viel Strom, es gibt allerdings auch weniger ertragreiche Standorte. Betreiber von Batterien haben keine Probleme mit viel Schwankungen, eher dann, wenn es zu wenig Schwankungen gibt. Betreiber von Elektrolyseuren haben Probleme bei zu hohen Strompreisen und zu niedrigem Bedarf und bei zu niedrigen Preisen bei der Abnahme von Wasserstoff. PEM Elektrolyseure können On/Off und sind derzeit verfügbar, aber nicht bis in alle Ewigkeit, alkalischen Wasserelektrolyseure müssen durchgängig laufen. Zu teuer sollte Wasserstoff nicht sein, damit das Einschalten von Wasserstoffgaskraftwerken nicht zu teuer wird und Wasserstoff als Grundstoff für die Stahl- und Chemieindustrie nicht zu teuer wird.

Es kommen in Deutschland noch andere Entitäten dazu: Kraftwärmekopplung (KWK), Biogas ...

Aus diesen Gründe kann man verstehen, warum Garantien für Kredite, Beihilfen für Zinsen, Beihilfen für Investitionen, aber auch garantierte Preise, wie dies beim EEG-Gesetz genutzt wurde, sinnvoll einsetzbar sind.

In Deutschland war die EEG Marktprämie ein Hauptinstrument, um den Aufbau von erneuerbaren Energien zu beschleunigen. D.h. es wurden keine direkte Subventionen für die Kapitalinvestitionen gezahlt, sondern eine Garantie für einen etwas höheren Strompreis für einen bestimmten Zeitraum ausgesprochen. Dies hat wiederum die Banken überzeugt, für eine solche Investition Kredite zu

vergeben. Weil die EEG Umlage bzw. gleitende Marktprämie europarechtlich ab dem 1.1.2027 nicht mehr toleriert wird, wird sie auslaufen¹⁵⁶⁴, man muss sich etwas Neues ausdenken. Die Fördersätze sind schon abgesunken.¹⁵⁶⁵

Neu ist auch, dass Claw Back Klauseln durch das Europarecht (im KUEBLL) erforderlich sind, bei allen Beihilfeverträgen, auch Contracts of Difference oder Kapazitätsmärkten, dass man bei Übergewinnen Beihilfen zurückzahlen muss.¹⁵⁶⁶ Dies ist einfach für erneuerbare Energien, hier kann man ein Niveau festsetzen, ab dem man von Übergewinnen ausgeht. Schwieriger ist es bei Batterien, die mit Preisschwankungen Gewinne machen, hier kann man nicht Gewinne abschöpfen, wenn die Strompreise zu hoch waren, weil dies das Geschäftsmodell ist.¹⁵⁶⁷ Wie dem auch sei, für solche außergewöhnlichen Situationen wird man Regeln finden können.

Deshalb wird derzeit darüber diskutiert, wie ein neues Anreizregime in erneuerbare Energien aussehen kann, und diese Diskussion findet auch vor dem Hintergrund der Debatte um neue Ideen zur Ausgestaltung des Strommarkts statt.

Es werden auf vielen Ebenen Unsicherheiten ausgemacht: ein erhöhtes Risiko bei Investitionen in erneuerbare Energien aufgrund einer generellen Unsicherheit über den Fortgang der Energiewende, die Unsicherheit über die Auswirkungen des Europäischen Emissionshandels etc. und neue Kausalketten, die noch nicht einschätzbar¹⁵⁶⁸, z.B. die Furcht vor stark sinkenden Strompreisen an der Strombörse (Gleichzeitigkeitseffekt bzw. Kannibalisierung), wenn es zu viele Investitionen in erneuerbare Energien erfolgen.¹⁵⁶⁹

Ich gebe hier einige Punkte aus der Diskussion wieder:

Anlagen, die gar keine Förderung bekommen, sollen zugelassen werden.¹⁵⁷⁰ Generell seien aber nur Investitionen zu fördern, die ‚normal‘ keine Chance hätten, z.B. auf ertragreichen Standorten sei eine Finanzierung kein Problem, aber man müsse auch andere Standorte erschließen.¹⁵⁷¹ Die neue Idee ist nun eine Investitionskostenförderung, damit die Fixkosten an, aus folgenden Gründen: „In der Folge sinken die Kapitalkosten und damit auch die Stromgestehungskosten. Dies kann auch dazu beitragen, das Problem zu hoher Strompreise (insbesondere für die Industrie) zu reduzieren, gerade auch in Verbindung mit stärkerer Flexibilisierung der Nachfrage. Unerwünschte Szenarien, in denen die für einen zielkonformen EE-Ausbau notwendigen sehr hohen Strom- oder CO₂-Preise den Wirtschaftsstandort Deutschland schwächen oder die Ausbauziele verfehlt würden, werden durch einen Investitionsrahmen vermieden. In der Wachstumsinitiative wurde festgehalten, dass erneuerbare Energien perspektivisch keine Förderung mehr erhalten werden, sobald der Strommarkt ausreichend flexibel ist und ausreichend Speicher zur Verfügung stehen.“¹⁵⁷² Genannt wird dies auch Investitionsrahmen, der einen Investitionsschutz mit einem Refinanzierungsbeitrag, der Kapitalkosten senkt, kombiniert.¹⁵⁷³ Es sollen Maßnahmen ergriffen werden, die den Ausbau ausreichend fördern, um die EE-Zielerreichung zu ermöglichen, durch „Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke und

¹⁵⁶⁴ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 31.

¹⁵⁶⁵ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 28.

¹⁵⁶⁶ Dadurch ergeben sich schwierige Fragen nach der Ausgestaltung, damit man z.B. nicht zu viel zurückfordert. BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 10, 24-25.

¹⁵⁶⁷ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 25.

¹⁵⁶⁸ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 21-22.

¹⁵⁶⁹ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 21-22.

¹⁵⁷⁰ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 32.

¹⁵⁷¹ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 32.

¹⁵⁷² BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 31.

¹⁵⁷³ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 32.

Absicherung der Preis- und Mengenrisikos“.¹⁵⁷⁴ Als ein Instrument soll ein Absicherungsinstrument für Power-Purchasing-Agreements (PPA) entwickelt werden, um die Kreditwürdigkeit der Stromabnehmer abzusichern, hier besteht aber Unsicherheit, wie wirksam dies sein kann.¹⁵⁷⁵ Derzeit werden hier 4 Klassen recht komplexer Instrumente diskutiert: 1. Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor, 2. Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor, 3. Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag, 4. Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag.

Dies Diskussion über die Ausgestaltung des Strommarkt wird in Teil 3 in Auszügen wiedergegeben.

5.6.4 Kosten für Wasserstoffgaskraftwerke für Dezember Januar Februar

Bierdeckelrechnung von Kosten für eine Investitionsförderung für erneuerbare Energie, Elektrolyseure und Wasserstoffgaskraftwerke:

Ein 100 MW Erdgaskraftwerk, dass 3 Monate bzw. 90 Tage Vollast läuft: $90 * 24 = 2160$ Stunden.
 $2160 * 100 \text{ MW} = 216.000 \text{ MW}$ bzw. 216 GWh.

Das Erdgaskraftwerk hat eine Wirkungsgrad von 55 % (bei GuD Kraftwerken – Gas- und Dampfturbine). Um 216 GWh elektrische Energie zu erzeugen, braucht man $216 \text{ GWh} / 0,55 = 392$ GWh.

1 Tonne Wasserstoff hat einen Heizwert von $33.330 \text{ kWh} = 33,33 \text{ MWh}$

1 Tonne Erdgas hat einen Heizwert von $13.100 \text{ kWh} = 13,1 \text{ MWh}$

$392.000 \text{ MWh} / 13,1 \text{ MWh} = 29.923$ Tonnen Erdgas.

$392.000 \text{ MWh} / 33,33 \text{ MWh} = 11.761$ Tonnen Wasserstoff, braucht man für Dezember, Januar, Februar.

D.h. wenn man an einem regionalen Schwerpunkt ein 500 MW Wasserstoffgaskraftwerk dort stehen hat, braucht man ca. 50.000 Tonnen Wasserstoff für Dezember Januar Februar.

Wie oben schon gerechnet:

10.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr schafft ein 100 MW Elektrolyseur. Prüfung anhand von konkreten Angaben von Projekten aus dem Internet: Angegeben werden für einen 100 MW Elektrolyseur im Internet als Jahresleistung Wasserstoff 10.000 Tonnen (Hamburg-Moorburg Luxara¹⁵⁷⁶), 12.410 Tonnen (Lhyfe in der Nähe von Le Havre und Yara¹⁵⁷⁷), 14.892 Tonnen (RWE in Lingen¹⁵⁷⁸), beim heißen Druck-Alkali-Elektrolyseur von Sunfire bis zu 17.520 Tonnen.¹⁵⁷⁹

¹⁵⁷⁴ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 33.

¹⁵⁷⁵ BMWK Strommarktdesign der Zukunft 2024: 33.

¹⁵⁷⁶ Siehe: <https://www.ramboll.com/de-de/news/100mw-elektrolyseanlage-moorburg-energie-wende-in-hamburg-nimmt-fahrt-auf> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁷⁷ Siehe: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/frankreich-foerdert-100-mw-elektrolyseur-mit-149-mio-euro/> - Zugegriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁷⁸ Siehe: <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presstedetailseite/gruner-wasserstoff-fur-die-stahlproduktion:-rwe-und-thyssenkrupp-planen-zusammenarbeit-86588> – Zugegriffen: 30.11.2024.

¹⁵⁷⁹ Siehe: <https://sunfire.de/de/news/sunfire-baut-100-megawatt-elektrolyseur-fuer-rwe/> - Zugegriffen: 30.11.2024.

Stromverbrauch Berechnung für einen 100 MW Elektrolyseur: $100 * 8760 = 876.000$ MWh, das sind 876 Gigawattstunden oder 0,87 Terawattstunden, d.h. ca. 0,8 Terawattstunden.

0,8 Terawattstunden kosten in erneuerbaren Energien: nehmen wir Landwind, das war am günstigsten: 220 Mill. für Werder / Kessin, bringt pro Jahr 0,3 TWh. Vereinfacht gerechnet, diesen Windpark braucht man 3 mal: $220 + 220 + 220 = 660$ Mill. Euro für 0,9 TWh.

Rechnen wir für ein 50.000 Tonne Wasserstoff und ein 500 MW Wasserstoffkraftwerk:

Für 50.000 Tonnen Wasserstoff für unser regionales Wasserstoffgaskraftwerk muss man nun drumherum $5 * 3$ Windparks, die Strom für 10.000 Tonnen Wasserstoff erzielen können = also 15 Windparks bauen. Dies kostet $15 * 220 = 3300$ Mill., das sind 3,3 Mrd. Euro. Die 5 100 MW Elektrolyseure a 10.000 Tonnen Jahresproduktion, a 100 Mill. gerechnet, eigentlich müssten die Kosten auf 50 Mill. sinken, kosten 500 Mill. Euro; das luxuriöse Gaskraftwerk von Siemens kostet ca. 1,5 Mrd.; Speicherkosten sind unklar, für 50.000 Tonnen Wasserstoff braucht man 500 Kühltanks a 100 Tonnen, das wird man irgendwie bezahlen können, geschätzt 200 Mill.; wenn unzureichend Windkraft läuft springt das Wasserstoffgaskraftwerk an, man braucht keine Großbatterien. Dies ist gut, da die Elektrolyseure kontinuierlich durchlaufen müssen, wenn man nicht PEM Elektrolyseure kauft, PEM ist teurer. Insgesamt: 5500 Mill. Euro, das sind 5,5 Mrd.

Für 10 GW braucht man das Ganze 20 mal für ganz Deutschland ... $10 \text{ GW} / 500 \text{ MW} = 20$... $20 * 5,5$ Mrd. = 110 Mrd.

Die deutsche maximal gemessene Last betrug 2018 78 GW bzw. 78.000 MW. Wenn 1 Mill. Elektrofahrzeuge an einem 11 kW Ladepunkt gleichzeitig laden würden, ergäbe dies eine 11.000 MW bzw. 11 GW Gesamtlast, lt. eines Berichts der Monopolkommission.¹⁵⁸⁰

Für die deutsche Spitzenlast bräuchte man also 80 GW oder sogar mehr. Wenn gleichzeitig 10 Mill. Elektroautos laden, an einem 11 kW Ladepunkt, sind es 110 GW Gesamtlast. Mal hoch gegriffen, wenn viele E-Autos noch am Ladepunkt hängen, braucht man an einem kalten Wintertag, um Deutschland kurzfristig in Gang zu bringen, vielleicht sogar eine maximale Last von 200 GW (dagegen wirkt, dass alle wohlhabenden Personen mit Einfamilienhaus eine eigene Solaranlage mit Akku angeschafft haben und ihre E-Autos alleine laden können, außer im Winter!!!!). Gottseidank kann man Wasserstoff im Sommer vorproduzieren.

Wie viel würde 200 GW in wasserstofffähigen Gaskraftwerken kosten?

$200 \text{ GW} / 40$ mal ein 500 MW wasserstofffähiges Gaskraftwerk für 1,5 Mrd., = 60 Mrd.

Die ganze oben beschriebene Konfiguration mit den dazugehörigen erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren 40 mal 5,5 Mrd. = 220 Mrd.

Insgesamt 280 Mrd.

Das geht noch: wohlgemerkt geht es hier nur um erneuerbare Energien und Elektrolyseure, die für 3 Monate im Winter den Wasserstoff vorproduzieren können.

Mir erscheint als sinnvoll, dies als 20 Gesamtpakete zu installieren, die einer Firma gehörten und nicht noch den Strommarkt und den Wasserstoffmarkt dazwischenschalten. Überhaupt könnte eine größere Firma unerwartet niedrige Preise etc. intern besser abfangen ...

¹⁵⁸⁰ Info aus, S. 18: Wettbewerb mit neuer Energie. 7. Sektorgutachten Energie. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2019. Siehe: https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/7sg_energie_volltext.pdf - Zugriffen: 17.07.2024.

Problem ist nur, dass diese Firmen auch zu viel Marktmacht ausüben könnten und dann z.B. der Strom zu teuer werden wird.

Wenn alle drei Entitäten unterschiedliche Betreiber haben, dann muss die Bundesregierung, wenn sie sich zu einer Förderung entschließt, drei unterschiedliche Verträge ausarbeiten, die den Banken eine Finanzierung ermöglicht.

Wie viel kostet die Umstellung der Stahlindustrie? Selbst wenn Thyssen es nicht schaffen sollte, eine Midrex Direktreduktionsanlagen für grünen Stahl aus Wasserstoff aufzubauen, gibt es noch Salzgitter (mit einer 26,5 % staatlichen Beteiligung des Landes Niedersachsen), Acelor Mittal, Bremen und Stahl-Holding-Saar Gruppe (SHS-Gruppe), die dies wollen. Es ist nicht ganz klar bzw. es ist kein öffentlich verfügbares Wissen wie viel Wasserstoff d.h. eine solche Direktreduktionsanlage braucht, Thyssen hat einmal auf seiner Webseite 720.000 Tonnen geschrieben, wenn der Umbau beendet ist. Selbst wenn es nur 250.000 Tonnen pro Jahr pro Direktreduktions-Stahlwerk sein sollten, wären dies für 3 Stahlwerke 750.000 Tonnen, dann gibt es 2030 eben doch einen Bedarf von ca. 1 Mill. Tonnen Wasserstoff. Dafür braucht man 100 * einen 100 MW Elektrolyseur, das sind genau 10 GW, die von Deutschland 2030 von der Politik gewünscht sind. Diese Planung ist also nicht realitätsfern. Will der BDI wirklich, dass der (teilweise) Umbau von nur drei (oder vier) Stahlwerken verschoben wird? Es sind zwei Elektrolyseur-Fabriken aufgebaut worden, in Hamburg, MAN Energy, und Berlin, Siemens. Diese können in 5 Jahren die 100 Elektrolyseure bauen 20 pro Jahr werden sie vielleicht schaffen ... oder? ... für die 1 Mill. Tonnen Wasserstoff brauchen wir 833 mal den Solarpark Barth (100 Mill * 833 = 83 Mrd.), 24 Werder Kessin (220 Mill. = 5,2 Mrd.) und 4 Offshore Windparks (2 Mrd. = 8 Mrd.) = das sind Kosten von **96,2 Mrd.** / 5 Jahre = 19,24 Mrd. pro Jahr. Pro 100 MW Elektrolyseur sind es Kosten von vielleicht ganz am Anfang 100 Mill, dann 50 Mill., mit 50 Mill. gerechnet **5 Mrd.** / 5 = 1 Mrd., also **insgesamt 101,2 Mrd.**, das sind 20,24 Mrd. pro Jahr (Quellen dazu siehe oben im Text). Das muss leider der Staat alleine bezahlen, die Stahlindustrie scheint ziemlich schwach zu sein ... --- gut wäre, wenn die Kosten für erneuerbare Energien und Elektrolyseure sinken würden ...

Mit der Forderung mehr Biogas Kraftwerke zu nutzen, statt große Wasserstoff-Gaskraftwerke, wird offenkundig eine Forderung der Energywatchgroup überkommen, die dies am 7. März 2024 in Reaktion auf die am 12. Februar veröffentlichten Eckpunkte der Kraftwerkstrategie vorgeschlagen hatte.¹⁵⁸¹ Wenn man große 2,5 GW Kraftwerke als Neubau möchte, würde nur ein kleiner Kreis von Unternehmen zum Zuge kommen. (sprich: Siemens) Günstiger wäre es kleinere Kraftwerke zu nutzen und damit Kosten zu sparen. Es wird vorgeschlagen Biogas Kraftwerke auch zu nutzen, die schon auf 6 GW kommen und auf 10 GW ausgebaut werden könnten, zu niedrigeren Kosten. Bestehende Erdgaskraftwerke können umgerüstet werden, dies kostet nur 3-25 % des Neubaus.¹⁵⁸²

In den Eckpunkten der Kraftwerkstrategie der Bundesregierung wird vorgesehen, dass 5 GW neu gebaut wird und 2 GW umgerüstet, dazu kommt für die Kraftwerksbetreiber eine Differenzförderung von Wasserstoff gegenüber Erdgas und CO₂-Kosten für 800 Stunden pro Jahr für 4 Jahre.¹⁵⁸³

¹⁵⁸¹ Energywatchgroup, Ausgestaltung der Kraftwerkstrategie der Bundesregierung. 07.03.2024. Siehe: <https://energywatchgroup.org/wp/2024/03/07/neues-policy-paper-bewertung-der-kraftwerksstrategie-der-bundesregierung/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁵⁸² Energywatchgroup, Ausgestaltung der Kraftwerkstrategie der Bundesregierung. 07.03.2024. Siehe: <https://energywatchgroup.org/wp/2024/03/07/neues-policy-paper-bewertung-der-kraftwerksstrategie-der-bundesregierung/> - Zugriffen: 11.04.2025.

¹⁵⁸³ Siehe Zusammenfassung in Becker Büttner Held, 24. Oktober 2024: <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/emissionshandel/kraftwerksstrategie-bundesregierung-veroeffentlicht-neue-eckpunkte/> - Zugriffen: 11.04.2025.

6. Landwirtschaft

Schon allein der Klimawandel hat mehrere Dimensionen, die Wetterveränderungen, Versauerung der Meere durch CO₂ Aufnahme, Veränderungen von Meeresströmungen und die Erhöhung des Meeresspiegels etc. Weitere wichtige Fragen werden unter dem Begriff planetare Grenzen bzw. planetare Belastbarkeitsgrenzen bzw. Planetary Boundaries¹⁵⁸⁴ diskutiert, hier in meinen Worten: generelle Beachtung der Rohstoffsituation und Einführung von Recycling auf breiter Basis; Fokus auf die Landwirtschaft und, soweit es geht, die Umstellung auf eine weniger rohstoffintensive Landwirtschaft, bei gleichzeitig hohen Erträgen; Schutz der Ozonschicht, die vor ultravioletem Licht schützt; Verhinderung von Luftverschmutzung; Wasserversorgung und Qualität des Trinkwassers; zu viel Nitrat und Phosphor im Trinkwasser und im Meer bzw. Überdüngung der Meere; Abholzung der Wälder; gefährliche Chemikalien; Verlust der Biodiversität.¹⁵⁸⁵

Sicher ist, dass Recycling verbindlich werden muss, aber es scheint so zu sein, siehe Teil 1, dass man die erneuerbaren Energien aufbauen kann, ohne auf gravierende Rohstoffprobleme zu stoßen bzw. wenn doch, dann kann man auf einfachere Technologien umsteigen, statt Neodym-Magneten Eisenmagnete, statt Iridium Katalysatoren Aluminium und Raney Nickel.

Das ist im Bereich Landwirtschaft anders. Phosphat und Kalium werden in einigen Jahren bzw. Jahrhunderten ausgehen und man hat bisher keinen Ersatzstoff.

Dies wird die Ernährung von 8 Mrd. Menschen auf dem Planeten erschweren.

Man muss deshalb auch über die Landwirtschaft sprechen, um überhaupt einmal zu merken, in welcher Welt wir leben, **damit man mal etwas bescheidener wird.**

Die Diskussion um andere Ernährungsformen, weniger Tierhaltung und Möglichkeiten der biologischen Landwirtschaft werden – einige Leute sind davon genervt – sogar für ‚ewig‘ auf der Agenda bleiben, solange sich die Erde dreht.

Vielleicht ist es doch möglich mit einem reduzierten Einsatz von Phosphatdüngemitteln und Kalium bzw. Potasche, deren Vorräte zu strecken.

Und danach ist es vielleicht möglich, mit biologischer Landwirtschaft, nicht mehr den Pflug einsetzen, Terra Preta, schlaudem Fruchtwechsel, Kühen, die aus phosphathaltigem Gras Dung machen, gentechnisch veränderten Pflanzen – und auch chemischen Insektenvernichtungsmitteln - etc., dennoch akzeptable Erträge pro Hektar zu erwirtschaften. Helfen könnte auch, wenn landwirtschaftliche Flächen, die für die Tierernährung eingesetzt werden, z.B. Soja, oder zur Ölherstellung wieder zur Erzeugung von Getreide, Reis etc. für die menschliche Ernährung genutzt werden.

¹⁵⁸⁴ Siehe etwa den frei verfügbaren Artikel: Earth beyond six of nine planetary boundaries, in: ScienceAdvances 2023 Sep; 9 (37), Published online 2023 Sep 13, Link: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC10499318/> oder doi: 10.1126/sciadv.adh2458 – Zugegriffen: 13.06.2024. Siehe Wikipedia Planetary Boundaries: https://en.wikipedia.org/wiki/Planetary_boundaries, siehe auch: Stockholm Resilience Centre: <https://www.stockholmresilience.org/research/planetary-boundaries.html> - Zugegriffen: 13.06.2024.

¹⁵⁸⁵ Aufgezählt z.B. in Smil 2022: 169.

Es muss frühzeitig erforscht werden, was auf Böden wächst, die hinsichtlich Phosphat und Kalium ausgelaugt sind („nutrient mining“), und in denen auch keine Pflanzen mehr vorhanden sind, die diese Stoffe erhalten, mit denen man Düngen könnte.

Dieser gravierenden Probleme zum Trotz - an der Landwirtschaft zeigt sich auch deutlich das Glück auf dieser Erde zu wohnen. Ein Hauptnährelement für die Pflanzenernährung ist Stickstoff bzw. Nitrat.¹⁵⁸⁶ Zwar ist ein Teil des Nitrats in Gülle, Pflanzenabfällen etc. enthalten, dies sind ca. 30 Mill. Tonnen, es müssen aber jährlich 110 Mill. Tonnen als Nitrogendüngemittel dazukommen.¹⁵⁸⁷ Weltweit werden 210 bis 220 Mill. Tonnen Ammoniak im Jahr produziert, das noch für andere Zwecke eingesetzt wird.¹⁵⁸⁸ Dieser Rohstoff befindet sich in unendlichen Mengen in der Luft. Bei der Herstellung nitratbasierter Düngemittel wird der Stickstoff nämlich einfach so aus der -- Luft -- entnommen -- ohne dafür zu bezahlen - und es ist dort -- unendlich viel vorhanden -- (33 Mill. Jahre lang, so meine laienhafte Rechnung¹⁵⁸⁹) -- vorhanden.¹⁵⁹⁰ Was für ein Glück! Stickstoff erlaubt es landwirtschaftliche Erträge zu steigern. Zur Herstellung von Stickstoff ist weiterhin Wasserstoff nötig, der wird bisher durch Methan und Wasser durch Erhitzung durch Gas hergestellt, die sog. Dampfreformulierung und daraus wird dann Ammoniak, als Ausgangsstoff für das Nitrat, erzeugt, das Haber-Bosch-Verfahren.¹⁵⁹¹ Für 1 Tonne Ammoniak NH₃ werden 1,83 t CO₂ emittiert. Im Jahr 2020 wurden 156 Mill. Tonnen Ammoniak hergestellt, bis 2050 wird erwartet, dass sich dies auch 267 Mill. Tonnen steigert. 80 bis 85 % davon wird als Düngemittel verwendet. ¹⁵⁹² Rechnet man dies kurz aus, sind dies 156 Mill. * 1,83 = 285,48 Mill. Tonnen CO₂. Dies ist nicht viel, bei weltweiten CO₂-Emissionen 2022 von 37857 Mill. Tonnen CO₂ oder bei 53000 Mill. Tonnen THG Treibhausgasen ¹⁵⁹³

Nach der Energiewende kommt Wasserstoff nicht mehr aus Erdgas (begrenzter Rohstoff), sondern ist quasi unlimitiert durch Elektrolyse herstellbar, die Materialien für die Elektrolyse sind Strom, sowie

¹⁵⁸⁶ Neben den vier organischen Grundelementen Kohlenstoff, Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff zählen Phosphor, Kalium, Schwefel, Calcium und Magnesium zu den Hauptnährelementen in der Pflanzenernährung. Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Hauptn%C3%A4hrelement> – Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁸⁷ Smil 2022: 70, 82-83.

¹⁵⁸⁸ Smil 2022: 68-69; bzw. 1-69.

¹⁵⁸⁹ Es gibt 5,13 Trillionen Tonnen Luft: 5.130.000.000.000.000, in 1 Tonne sind 78 % Stickstoff, dies sind also 4.001.400.000.000.000 bzw. 4 Trillionen Tonnen Stickstoff. Jedes Jahr werden ca. 120 Mill. Tonnen in reaktive Formen umgewandelt und als Düngemittel verwendet, siehe Smil 2022: 68, er nennt dort 110 Mill. Tonnen. D.h. der Vorrat in der Atmosphäre reicht noch für: 33.345.000 Jahre bzw. 33 Millionen Jahre. Selbst wenn es in irgendeiner Form noch Unsicherheiten gäbe, etwa eine nach oben dünnere Atmosphäre, ist dies doch ein angenehmer Zeitpuffer. Auch könnte es sein, dass die Luft mit immer weniger Stickstoff zu ungünstigen Veränderungen führt. Eins steht fest, es gibt sicherlich 1 Millionen Jahre Zeit darüber zu diskutieren und sich dann anzupassen. Siehe:

https://wiki.bildungsserver.de/klimawandel/index.php/Aufbau_der_Atmosph%C3%A4re. Wasser gibt es viel mehr: 1234 Trillionen Liter. Siehe: <https://nevensuboticstiftung.de/blogs/gibt-es-genug-wasser> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁹⁰ “The availability of nitrogen from the atmosphere for fixed nitrogen production is unlimited”. USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 129.

¹⁵⁹¹ Siehe: <https://de.wikipedia.org/wiki/Haber-Bosch-Verfahren> - Zugegriffen: 20.05.2024. Siehe auch: <https://www.umweltbundesamt.de/umweltatlas/reaktiver-stickstoff/verursacher/energiewirtschaft-industrie/was-ist-das-haber-bosch-verfahren> - Zugegriffen: 08.06.2024.

¹⁵⁹² S. 2, Bundesumweltamt. Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff, 28. Februar 2022, siehe:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_a_mmoniak_als_energetraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf - Zugegriffen: 07.06.2024.

¹⁵⁹³ Siehe: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/> - Zugegriffen: 14.10.2023. In der EDGAR Datenbank wurden die Werte für 2022 leicht verändert, die Excel-Tabellen sind nicht mehr identisch, wenn man zeitlich später zugreift, etwa am 07.06.2024. Es können hier aber nicht alle Werte erneut eingegeben werden. Die Größenordnungen haben sich nicht geändert.

die Materialien für den Elektrolyseur, und den darin befindlichen Katalysator. Auch ein großes Glück!!!

Dieses Glück bekommt einen Dämpfer, durch die Situation im Bereich Phosphatdüngemittel (auch Phosphor genannt), welches ein weiteres Hauptnährmittel für die Pflanzenernährung ist, ohne das die Pflanzen weniger stark wachsen. Die weltweiten Reserven von Phosphat werden auf 300 Mrd. Tonnen geschätzt, es gibt 74 Mrd. Tonnen verfügbare Reserven und eine jährliche Minenproduktion von 220 Mill. Tonnen (2023), wobei 45,7 Mill. Tonnen (2023) Phosphatdünger in der Landwirtschaft benutzt wird (P₂O₅).¹⁵⁹⁴ Aktuell hat Norwegen 70 Mrd. Tonnen Phosphatgestein gefunden wurden, welches auch Titan und Vanadium enthält.¹⁵⁹⁵ Wie schnell die Phosphatreserven zugänglich sind, ist für einen Laien schwer einzuschätzen, da sich ein Teil der Reserven auf dem Meeresgrund befindet.¹⁵⁹⁶ Teilweise ist Phosphat mit anderen Mineralien vermischt, etwa durch Cadmium verunreinigt. Phosphat kann man etwa aus Klärschlamm wiedergewinnen, aber auch dort stellt sich das Problem der Verunreinigungen. Phosphat zum Beispiel auch bei der Tiernahrung hinzugegeben. Ist dies eigentlich nötig? Phosphat ist auch für Akkus wichtig, für die Lithium-Eisenphosphat-Akkus.¹⁵⁹⁷ Rechnet man 300 Mrd. gegen die jährliche Minenproduktion würde dies 300.000.000.000 / 220.000.000 = 1363 Jahre lang reichen. Rechnet man mit 140 Mrd. Tonnen leichter verfügbaren Reserven / 220 Mill. = **636 Jahre Reichweite für Phosphat**. Das bedeutet, dass es keine unmittelbare Phosphatknappheit gibt, aber langfristig schon.

Auf dem Mars gab es in der Frühzeit Phosphat¹⁵⁹⁸, zum Saturnmond Enceladus zu fliegen, auf dem es Phosphat im Meer unter einer riesigen Eisschicht zu geben scheint, dauert 10 Jahre.¹⁵⁹⁹

Ehe man 20 Jahre auf eine winzige Ladung wartet, kann man damit beginnen Phosphat aus Urin zu gewinnen, dort finden sich weitere Nährstoffe, die in der Landwirtschaft nutzbar sind, Stickstoff, Schwefel und Kalium. Der Mensch scheidet pro Tag 1,6 Gramm Phosphor aus, 60 % davon im Urin, also ca. 1 Gramm Phosphor.¹⁶⁰⁰

Projekte, die dies durchführen gibt es bereits, etwa in Nepal und Südafrika.¹⁶⁰¹ Bierdeckelrechnung: 8 Mrd. Menschen * 365 Tage * 1 Gramm (bzw. 0,001 kg bzw. 0,000001 Tonnen) ... = 8.000.000.000 * 364 = 2.920.000.000.000 bzw. genau so viel Gramm, 2.920.000.000 kg, 2.920.000 Tonnen. Dies ergibt immerhin jährlich ca. 3 Mill. Tonnen (wenn man alle Menschen einbeziehen kann!), aber dies ist wenig im Vergleich mit der jährlichen Phosphat-Minenproduktion von 220 Mill. Tonnen bzw. ca. 45,7 Mill. Tonnen Phosphat, das in der Landwirtschaft weltweit jährlich genutzt wird.¹⁶⁰²

Aber immerhin. In Deutschland gibt es ein Startup, das dafür Toiletten baut, die trennen können und in den auch menschliche Ausscheidungen als Düngemittel verwendet werden. Dies ist derzeit verboten. Siehe die Firma Finizio.¹⁶⁰³ Hier gibt es bekanntlich die alte Geschichte mit Leberecht Migge, der das früher schonmal wollte.

¹⁵⁹⁴ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 134-135.

¹⁵⁹⁵ Siehe: <https://www.norgemineraler.com/de/projekte/ressourcen-und-mineralien/> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁹⁶ Siehe: <https://en.wikipedia.org/wiki/Phosphorite> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁹⁷ Siehe zu den letzten 3 Sätzen: <https://de.wikipedia.org/wiki/Phosphate> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁹⁸ Siehe: <https://www.nature.com/articles/ngeo1923> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁵⁹⁹ Siehe: <https://www.oeaw.ac.at/news/encelados-eisiger-mond-wird-heisser-tipp-fuer-suche-nach-leben> - Zugegriffen: 19.05.2024.

¹⁶⁰⁰ Siehe: <https://www.nzz.ch/die-zukunft-liegt-im-urin-ld.998691> - Zugegriffen: 08.06.2024.

¹⁶⁰¹ Siehe: <https://www.nzz.ch/die-zukunft-liegt-im-urin-ld.998691> - Zugegriffen: 08.06.2024.

¹⁶⁰² USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 134-135.

¹⁶⁰³ Siehe: <https://finizio.de/>

Dies müsste aber eigentlich auch an den Kläranlagen gehen. Oder ganz einfach: man baut wieder überall eine Grube, wie früher, und die wird dann einmal im Jahr von einem Lkw mit Rüssel geleert.

Für Deutschland findet sich die überraschend geringe Zahl von nur 110.000 Tonnen Mineraldünger aus Rohphosphaten, der jährlich in der Landwirtschaft eingesetzt wird, weil 2/3 der Phosphate über Stallmist und Gülle abgedeckt werden sowie durch Schlachtnebenprodukte und Klärschlämme. In Deutschland ist sogar 25 % mehr Phosphat aus diesem Bereich der sog. Wirtschaftsdünger vorhanden, als der tatsächliche Bedarf ist.¹⁶⁰⁴

Kurzum: In Deutschland scheint es Phosphatrecycling bereits zu geben, nur führen dies nicht die Menschen, sondern die Kühe durch, die Gras essen, welches Phosphat enthält und sie scheiden dieses wieder aus. Diese niedrigen Phosphatverbrauchszahlen in Deutschland geben wieder Hoffnung, dass man es auch in hunderten bzw. möglichst tausenden Jahren noch zur Erhaltung des Pflanzenwachstums einsetzen kann. Man sollte dennoch dringend darüber nachdenken, wie man Phosphat weniger verbraucht, es wiedergewinnt und es aus dem Meer fördern kann, da es kein Ersatzstoff gibt und man versuchen muss es über möglichst viele Jahr zu strecken.

Kalium bzw. Potasche ist ein weiteres Hauptnährelement, dass in Form von Kaliumchlorid oder Kaliumsulfat vor allem bei Gemüse die Erträge steigert und zu einem optimalen Wachstum nötig ist.¹⁶⁰⁵ Potasche Reserven liegen bei 3,6 Mrd. Tonnen, bei einer jährlichen Minenproduktion von 39 Mill. Tonnen, dies soll aber bis 2026 auf mehr als 60 Mill. Tonnen steigen. Gerechnet mit 60 Mill. Minenproduktion pro Jahr **sind dies Vorräte für 60 Jahre**. Allerdings haben die USA offenbar noch weitere Vorräte von 7 Mrd. Tonnen, allerdings recht tief in der Erde.¹⁶⁰⁶ Hier ist die Situation also prekärer als bei Phosphat. Bei 10 Mrd. Tonnen Vorräten reicht es bei 60 Mill. Tonnen Jahresverbrauch für 166,66 Jahre. Chlorid als Pflanzennährstoff ist ausreichend vorhanden, etwa im Wasser.¹⁶⁰⁷

Dadurch wird es sicher in einem mittelfristigen Zeithorizont von 500 Jahren bis 1000 Jahre noch möglich zu sein, dass die Erde 8 Mrd. Menschen ernähren kann und den Bedingungen eine Versorgung mit der Pflanzen mit den wichtigen Hauptnährmitteln.

Zur Versorgung von 8 Mrd. Menschen sind hohen Erträgen nötig und dies ist nur unter Nutzung einer optimalen Düngung mit den wichtigen Hauptnährstoffen der Pflanzen (Nitrat, Phosphat, Kalium, Magnesium, Schwefel und Calcium) und oft mehrfachen Ernten pro Jahr möglich. In China finden 60 % der Ernten in China mehrfach im Jahr statt.¹⁶⁰⁸

Vor allem muss man also Phosphat und Kalium bzw. Potasche einsparen, da Stickstoff aus der Luft gewonnen werden kann.

¹⁶⁰⁴ Umweltbundesamt. Schonung von Phosphor-Ressourcen aus Sicht einer nachhaltigen Bodennutzung und des Bodenschutzes. Position, Mai 2015, siehe: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/schonung_von_phosphor-ressourcen_aus_sicht_einer_nachhaltigen_bodennutzung_und_des_bodenschutzes.pdf - Zugegriffen: 24.06.2024.

¹⁶⁰⁵ Siehe: <https://www.kpluss.com/en-us/our-business-products/agriculture/kali-academy/crops/en-vegetables/#nutrients> – Zugegriffen: 28.05.2024.

¹⁶⁰⁶ USGS Mineral Commodity Summaries 2024: 138.

¹⁶⁰⁷ Siehe: <https://www.intrepidpotash.com/2020/05/01/10-things-to-know-about-chloride/> - Zugegriffen: 28.05.2024.

¹⁶⁰⁸ Smil 2022: 83.

Die Biolandwirtschaft wird von Vaclav Smil kritisch gesehen. Die Erträge würden absinken, etwa um 30 % und es würde etwa 2 oder 3 mal mehr Fläche für Wintermais und 2 mal soviel für Silomais nötig sein. Dagegen könnte man zwei Ernten pro Jahr versuchen einzuführen. Stickstoff kann man auf natürliche Art und Weise mit Leguminosen fixieren, dies kann auch zu Problemen führen. Zwei Ernten pro Jahr können auch kontraproduktiv sein, schon heute werden Flächen brachliegenlassen, um Wasser zu speichern und fruchtbarer zu werden.¹⁶⁰⁹

Und industriell hergestellter Stickstoff ist auch nicht das Problem, man kann grünen Ammoniak herstellen, das Problem ist Phosphat und Kalium bzw. Potasche. Hier müsste man sehen, dass man vor allem Pflanzenmaterial, das Phosphat und Kalium bzw. Potasche enthält und auch Ausscheidungen wieder auf die Felder gelangt.

Für die Herstellung dieser Hauptnährelemente ist die chemische Industrie und der Abbau von Rohstoffen in Bergwerken nötig. Dies ist unmöglich ohne den Einsatz von Spezialmaschinen und Lkws. Der Anbau der Pflanzen ist ohne Traktoren und Erntemaschinen nicht denkbar und der Transport nicht ohne Lkw oder über Schiffe und Flugzeuge. Dies alles findet derzeit noch auf der Basis von fossilen Brennstoffen statt.

Vaclav Smil (2022) zeigt, dass 20 % der fossilen Brennstoffe in den USA zur Produktion von Lebensmitteln eingesetzt werden.¹⁶¹⁰ Dies liegt daran, weil Öl billig war und damit in alle Phasen der Produktion eingebaut werden konnte. Öl ist seit 1940 bis Anfang der 1970 Jahre ständig billiger geworden.¹⁶¹¹ In den USA verdreifachte sich die Produktion von Ölprodukten von 1949 6 Mill. Barrel pro Tag auf 1980 18 Mill. Barrel pro Tag.¹⁶¹² Heute liegt der Ölpreis nominal auf dem Niveau der ersten Ölkrise Anfang der siebziger Jahre, inflationsbereinigt ist er von nahe 0 auf einen Indexwert von 75 bis heute gestiegen.¹⁶¹³ Nur Strom war offenkundig ähnlich ‚billig‘, auch weil man ihn besser beim Betrieb von Maschinen nutzen konnte. Ohne den Einsatz fossiler Energien bei der Lebensmittelherstellung, d.h. einem Anbau mit Gülle, ohne Nitratdüngemittel, mit Ochsenespannen und Pferdekraft und großem Arbeitseinsatz von Menschen, würden die Erträge auf ein vormodernes Niveau sinken und die Weltbevölkerung müsste sich auf 3 Mrd. Menschen verringern, siehe dazu eindringlich Smil (2022).¹⁶¹⁴

Bis 2050 weltweit die Landwirtschaft vollständig zu elektrifizieren bzw. dekarbonisieren, d.h. alle chemischen Werke umzubauen, die Nitrat oder Phosphat herstellen, alle Lkw, Traktoren und Erntemaschinen mit Akkus oder Brennstoffzellen fahren zu lassen und alle Lkw, Schiffe und Flugzeuge mit Strom oder Wasserstoff, ist unmöglich und die Nutzung von fossiler Energie in diesem Bereich zu verbieten würde die Versorgung der Menschen mit Lebensmitteln gefährden. Der Zeithorizont, um dies zu schaffen, liegt, aus dem Gefühl heraus gesagt, bei 2080.

¹⁶⁰⁹ Smil 2025: 193-203.

¹⁶¹⁰ Smil 2022: 65.

¹⁶¹¹ Smil 2022: 29.

¹⁶¹² S. 78, Figure 3.5, Petroleum Products supplied by type. In:

<https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf> - Zugegriffen: 05.07.2024.

¹⁶¹³ Siehe Imported Real Crude Oil Prices: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/realprices/> - Zugegriffen: 05.07.2024.

¹⁶¹⁴ Eindringlich beschreibt diese Abhängigkeit von der Nitratdüngung und dem Einsatz fossiler Energien bei Bodenbearbeitung, Transport, Weiterverarbeitung etc. Smil 2022: 44-62, 64-70.

Es wird aber probiert: Fendt hat bereits einen Traktor mit Akkuantrieb gebaut¹⁶¹⁵, John Deere hat in Deutschland eine Version entwickelt, die ein 1 km langes Kabel hinter sich herzieht, der John Deere GridCon Kabeltraktor.¹⁶¹⁶ Sicher wäre es sinnvoller Brennstoffzellen bei Traktoren zu nutzen, Fendt hat auch einen Brennstoffzellen-Traktor entwickelt.¹⁶¹⁷ Im Projekt H2 Agrar wird in Haren (Ems) / Emsland Wasserstoff für die Mobilität in der Landwirtschaft ausprobiert.¹⁶¹⁸

Mit der Landwirtschaft kommt also eine weitere Dimension dazu, für die man sich einen Plan ausdenken muss. Letztlich gehört die Landwirtschaft auch zu den mehreren Dimensionen des Klimawandels dazu: die Wetterveränderungen, Versauerung der Meere durch CO₂ Aufnahme, Veränderungen von Meeresströmungen und die Erhöhung des Meeresspiegels etc. Weitere wichtige Fragen werden unter dem Begriff planetare Grenzen bzw. planetare Belastbarkeitsgrenzen bzw. Planetary Boundaries¹⁶¹⁹ diskutiert, hier in meinen Worten: generelle Beachtung der Rohstoffsituation und Einführung von Recycling auf breiter Basis; Fokus auf die Landwirtschaft und, soweit es geht, die Umstellung auf eine weniger rohstoffintensive Landwirtschaft, bei gleichzeitig hohen Erträgen; Schutz der Ozonschicht, die vor ultraviolettem Licht schützt; Verhinderung von Luftverschmutzung; Wasserversorgung und Qualität des Trinkwassers; zu viel Nitrat und Phosphor im Trinkwasser und im Meer bzw. Überdüngung der Meere; Abholzung der Wälder; gefährliche Chemikalien; Verlust der Biodiversität.¹⁶²⁰

7. Ungelöste Fragen

Als nicht vermeidbare Residualemissionen aus dem Chemiebereich wird bei Ausfelder/Du Tran (2022) die Produktion von Adipin- und Salpetersäure sowie Calciumcarbid genannt.¹⁶²¹

Kann man Bitumen aus grünem Naphtha herstellen? Wenn nicht, dann müsste Erdöl-Raffinerien auch noch 2050 noch bestehen bleiben, damit man weiter Straßen bauen kann.

Kann man alle weiteren Stoffe aus dem Methanol zu Olefinen Prozess herstellen?
Wozu braucht man dann Naphtha.

¹⁶¹⁵ Fendt e100 V Vario: <https://www.fendt.com/de/landmaschinen/traktoren/fendt-e100-v-vario> - Zugriffen: 13.06.2024. Auch Monarch hat einen E-Traktor im Angebot: <https://www.monarchtractor.com/mk-v-electric-tractor> - Zugriffen: 13.06.2024.

¹⁶¹⁶ Siehe John Deere GridCon Youtube Link: <https://www.youtube.com/watch?v=OJ9xKxAtDa8> – Zugriffen: 13.06.2024.

¹⁶¹⁷ Siehe: <https://www.fendt.com/de/fendt-stellt-ersten-wasserstofftraktor-auf-wasserstoffgipfel-aus> - Zugriffen: 08.08.2024.

¹⁶¹⁸ Siehe: <https://h2agrar-niedersachsen.de/> - Zugriffen: 08.08.2024.

¹⁶¹⁹ Siehe etwa den frei verfügbaren Artikel: Earth beyond six of nine planetary boundaries, in: ScienceAdvances 2023 Sep; 9 (37), Published online 2023 Sep 13, Link:

<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC10499318/> oder doi: 10.1126/sciadv.adh2458 – Zugriffen: 13.06.2024. Siehe Wikipedia Planetary Boundaries: https://en.wikipedia.org/wiki/Planetary_boundaries, siehe auch: Stockholm Resilience Centre: <https://www.stockholmresilience.org/research/planetary-boundaries.html> - Zugriffen: 13.06.2024.

¹⁶²⁰ Aufgezählt z.B. in Smil 2022: 169.

¹⁶²¹ 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.

Braucht man Naphtha nur für die E-Fuels Herstellung von Benzin, Kerosin, Diesel, Schweröl?

Es gibt Probleme mit den Aromaten.

Toluol Xylol Benzol wird nicht aus Ethylen hergestellt, es kann derzeit aus Pyrolysegasen aus Biomasse und Zeolith Katalysatoren hergestellt werden, eine Herstellung aus CO₂ und H₂ wird angestrebt, ist aber noch nicht verfügbar ... man kann es noch nicht grün herstellen ...

Grünes Acetylen kann man kaum herstellen.

Xylol kann auch nur begrenzt hergestellt werden, p-Xylol kann aus HMF einem Zuckerderivat hergestellt werden, siehe die Firmen Virent, Avantium, Amyris

Methanol to Olefinen

Methanol to Aromatics, hier gibt es den Prozess der Firma Mobil, siehe acatec Dechema Chemische Industrie, S. 26

Methanol to Gasoline

Methanol to Jet

Geht das aus BTX Aromaten?