

Ammoniak ohne CO₂-Emissionen

Belgische, deutsche und niederländische Fachleute untersuchten, inwieweit sich an Chemiestandorten in Dormagen, in Antwerpen und im niederländischen Geleen Ammoniak mit „grünem“, „dunkelgrünem“, „blauen“ oder „türkischem“ Wasserstoff wirtschaftlich herstellen lässt.

Florian Ausfelder, Frank Graf, Sabrina Müller & Johannes Ruf

Die energieintensive Grundstoffindustrie ist verantwortlich für einen Großteil des Energieverbrauchs und der Treibhausgase des industriellen Sektors. Die Erzeugung von Ammoniak (NH₃) über das Haber-Bosch-Verfahren ist einer der Prozesse mit den höchsten Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) und ist weltweit für zirka 1 bis 3 % des weltweiten Energiebedarfs verantwortlich.

Da bei der NH₃-Synthese kein Kohlendioxid (CO₂) benötigt wird, gilt sie als einer der am einfachsten zu dekarbonisierenden Prozesse in der chemischen Industrie. Diese prozessbedingten Emissionen fallen bei der Herstellung des Wasserstoffs (H₂) über die klassische Dampfreformierung von Erdgas mit anschließender Wassergas-Shift Reaktion an. Hierbei bildet sich auch CO₂, das für NH₃-Synthese nicht benötigt wird. Da wird nur H₂ mit Stickstoff aus dem in dem Reformier verwendeten Luft umgesetzt. Standorte, die eine Harnstoffsynthese als Folgeprozess betreiben, nutzen einen Teil des abgetrennten CO₂. Dies ist aktuell das wichtigste Beispiel für eine CO₂-Abscheidung und Verwendung, kurz CCU (Carbon Capture and Utilization).

Von grau zu bunt

Die konventionelle NH₃-Synthese benötigt große Mengen an Erdgas und die Produktionsstandorte sind gut an das Erdgasnetz angebunden. Der durch die Dampfreformierung erzeugte Wasserstoff wird auch als „grauer“ Wasserstoff bezeichnet.



Ammoniak herzustellen, verursacht viel CO₂-Emissionen. Für drei Anlagen jeweils eine in Belgien, den Niederlanden und Deutschland, hier bei Ineos am Standort am Rhein in Dormagen in Nordrhein-Westfalen, werden Wege untersucht, diese drastisch zu senken. Bild: Ineos

Für eine Umstellung auf Verfahren, die weniger oder kein CO₂ freisetzen, werden vier Wege diskutiert:

- Im Idealfall erzeugt eine Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom „grünen“ H₂, der mit einer Pipeline an den Ort der Ammoniaksynthese geliefert wird. Erneuerbarer Strom sollte im betrachteten Gebiet in ausreichender Menge verfügbar sein.
- Findet die Elektrolyse am Produktionsstandort mit dem üblichen CO₂-Fußabdruck des Strommixes statt, gilt der H₂ als „dunkelgrün“. Er wird mit der Defossilisierung der Stromversorgung zunehmend „grüner“. Die Kapazität der Stromversorgung des Standortes muss entsprechend vergrößert werden.
- Als „blau“ wird H₂, der bei klassischer Dampfreformierung entsteht, bezeichnet,

wenn das ebenfalls entstehende CO₂ aufgefangen, abgetrennt und über eine Pipeline zu einer geologischen Speicherstätte transportiert wird. Das Stichwort lautet CO₂-Abscheidung und Speicherung, kurz CC (Carbon Capture and Storage).

- Als „türkis“ gilt H₂, wird das Gas per Pyrolyse aus Erdgas hergestellt. Dabei entsteht als Nebenprodukt fester Kohlenstoff, der als Ruß in Autoreifen eingesetzt werden kann. Der Erdgasbedarf ist hier höher als im konventionellen Verfahren, da im Vergleich zur Dampfreformierung weniger H₂ pro eingesetzter Menge Erdgas entsteht, denn im bei der Pyrolyse wird kein Wasserdampf zur H₂-Gewinnung verwendet. Die Technologie steht derzeit großtechnisch noch nicht zur Verfügung.

Vergleich der Verfahren

Welches dieser Verfahren sich für die Ammoniakstandorte Dormagen am Rhein, im niederländischen Geleen an der Maas sowie in Antwerpen an der Schelde als Defossilisierungsstrategie am besten eignet, haben vier Institute untersucht: aus Belgien die Vito Energyville aus Mol, aus den Niederlanden die Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek (TNO) aus Den Haag sowie aus Deutschland die Dechema aus Frankfurt am Main sowie die Forschungsstelle des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches am Engler-Bunte-Institut (DVGW-EBI) aus Karlsruhe.

Die untersuchten Standorte befinden sich in dem sogenannten Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr-Gebiet (ARRA), einer hochindustrialisierten Region, welche infrastrukturell sehr gut vernetzt und auch sehr gut an die grenzüberschreitenden, nationalen Energienetze angebunden ist.

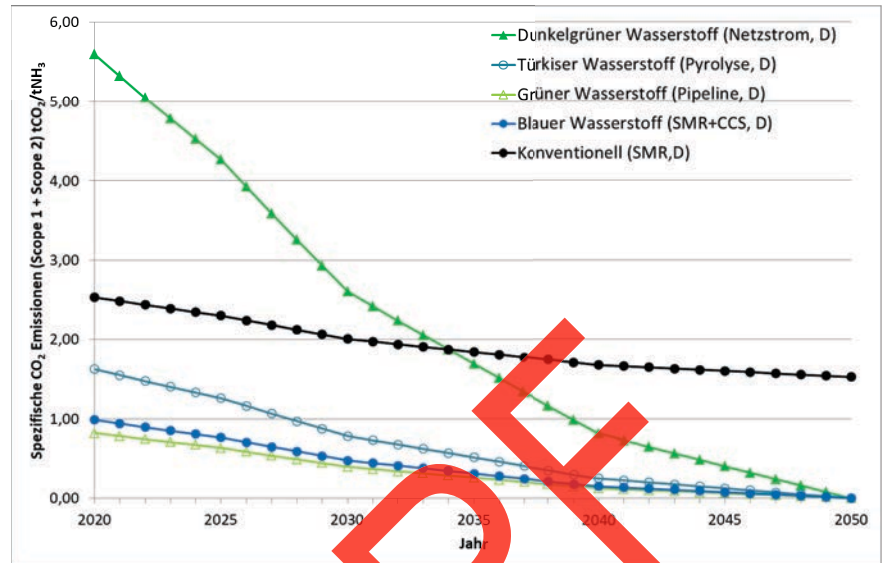
Hauptteil

Die verwendete Methodik ist eine Anpassung der Vorgehensweise, die die Dechema und das FutureCamp in der 2019 veröffentlichten Studie Roadmap Chemie zur Analyse der chemischen Industrie in Deutschland entwickelt haben.

Für einen Blick in die Zukunft müssen diverse Annahmen der zeitlichen Entwicklung von Effizienz, Energiepreisen, Kosten für CO₂-Zertifikate, Emissionsintensität des Strommixes, Kostenentwicklungen für die beteiligten Technologien, Grundannahmen für Diskontsätze und Abschreibungsdauern et cetera getroffen werden. Auf Basis dieser Annahmen werden die zeitabhängigen spezifischen Produktionskosten für die Herstellung einer Tonne Ammoniak sowie die damit verbundenen CO₂-Emissionen, die am Standort und durch Nutzung externer mit CO₂-belasteter Energie bei der NH₃-Produktion anfallen, für die einzelnen Verfahrensrouten berechnet und die Auswirkungen auf die Bestandsinfrastruktur werden qualitativ untersucht.

Deutlich weniger CO₂

Die Berechnungen zeigen, dass unter den gemachten Annahmen bereits heute alle alternativen Verfahren deutlich weniger CO₂ emittieren als das heute übliche,



Zeitlicher Verlauf der spezifischen Emissionen der verschiedenen Verfahrensrouten.

Bild: DECHEMA-DVGW-VITO/EnergyVille - TNO

konventionelle Verfahren –mit Ausnahme der Vor-Ort Wasserelektrolyse mit Netzstrom, da dessen Emissionsintensität erst ab 2035 ausreichend niedrig sein wird, um zu weniger Emissionen zu führen. Im Sinne einer möglichst zügigen Einsparung von Treibhausgasen sollten somit die anderen alternativen Verfahren daher möglichst umgehend zum Einsatz kommen.

Ein Vergleich mit den spezifischen Produktionskosten zeigt, warum dies unter den aktuellen Rahmenbedingungen noch keine naheliegende unternehmerische Entscheidung ist. Das konventionelle Verfahren bleibt trotz der angenommenen Erhöhung der CO₂-Zertifikatskosten von bis zu 200 €/tCO₂ im Jahr 2050 gegenüber den meisten Verfahren günstiger. Vor allem auch, wenn beachtet wird, dass eigentlich eine nicht-abgeschriebene Neuanlage mit einer abgeschriebenen Altanlage verglichen werden müsste.

Einzig die Nutzung von „blauem“ und mit Einschränkungen die von „türkischem“ H₂ erreichen im Betrachtungszeitraum Kostenparität. Die Verfahrensvariante „blauer“ H₂ profitiert davon, dass die CO₂-Abtrennung im konventionellen Verfahren ohnehin vorgenommen werden muss und daher nur die zusätzlichen Kosten für Transport und Speicherung anfallen. In dieser Arbeit noch nicht berücksichtigt wurden mögliche Auswirkungen eines eventuell als Teil des EU Green Deals eingeführten Carbon Border Adjustment Mechanisms, also eines Malus für in die EU importierte Güter mit großem CO₂-Fußabdruck.

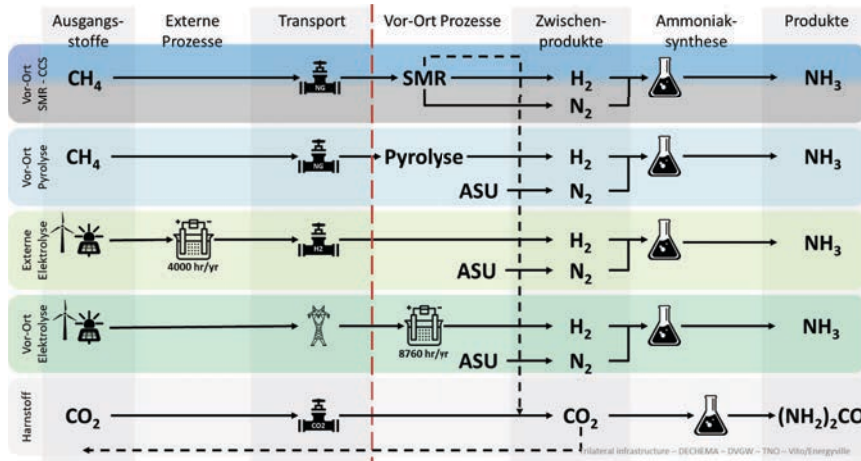
Die Ausgangslage der einzelnen Standorte für die Infrastrukturanforderungen der Verfahrensoptionen ist sehr unterschiedlich; allen Standorten gemein ist, dass die Ammoniakproduktion einen wesentlichen Anteil am Energiebedarf des gesamten Standorts aufweist.

Standort Antwerpen

Der Standort verfügt über eine Hafenanbindung, die vorteilhaft für den CO₂-Export oder H₂-Import per Schiff sein kann; die Küstennähe vereinfacht die Anbindung von Offshore-Windparks und Offshore-Gasleitungen. Eine leitungsgebundene Wasserstoffversorgung des Standortes existiert ebenfalls, die Kapazität reicht jedoch nicht für eine ausschließliche Wasserstoffversorgung von außerhalb aus. Für den Pfad der Vor-Ort Elektrolyse wäre eine (zusätzliche) Kapazität des elektrischen Anschlusspunktes von zirka 6 TWh/a vorzuhalten, was einen grenzüberschreitenden Ausbau bedingen würde. Die Anbindung an die Erdgas-transportinfrastruktur würde auch bei einer Umstellung von Dampfreformierung auf Methanpyrolyse ausreichen.

Standort Dormagen

Eine Besonderheit dieses Standortes ist der rechtlich unterbundene CCS-Pfad. Ein Seehafen steht nicht direkt zur Verfügung, wohl aber ein Binnenschiffhafen mit Zugang zum wichtigen Seehafen Rotterdam. Wie in Antwerpen sind Wasserstoffpipeli-



Darstellung der betrachteten Verfahrensmöglichkeiten: Grau/blau: konventionelle Dampfpreformierung (Steamreforming, SMR) gekoppelt mit Carbon Capture and Storage (CCS); hellblau: Pyrolyse; hellgrün: Elektrolyse außerhalb der Produktionsstandorte; grün: Elektrolyse am Produktionsstandort; hellgrau: das aus der Dampfpreformierung entstehende CO₂ wird zur Herstellung von Harnstoff genutzt. ASU = Air Separation Unit (Luftzerlegungseinheit). Bild: DECHEMA-DVGW-VITO/EnergyVille-TNO

nes vorhanden, die jedoch mit der aktuellen Kapazität allenfalls einen Beitrag zur Versorgung leisten könnten. Strom- und Gasnetzanbindungen sind vorhanden und ausreichend dimensioniert, die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom wird sich in der neuen Dekade dank großer Infrastrukturprojekte deutlich verbessern konkurriert jedoch stark mit anderen Verwendungszwecken. Der Standort verfügt über ein Erdgas-GuD-Kraftwerk.

Standort Geleen

Gelegen in einer südlichen Enklave der Niederlande zwischen Deutschland und Belgien profitiert dieser Standort am deutlichsten von internationaler Zusammenarbeit und gemeinsamer grenzüberschreitender Infrastrukturplanung. Dank der Besonderheit der in Teilen „doppelten“ Erdgasinfrastruktur für H- und L-Gas in den Niederlanden wird davon ausgegangen, dass schneller eine flächendeckende, leitungsgebundene Wasserstoffversorgung für Großabnehmer aufgebaut werden kann. Die Offshore-Speicherung von bei der Vor-Ort-Dampfpreformierung anfallendem CO₂ in erschöpften Erdgaslagerstätten ist eine aktuell viel diskutierte und bereits pilotierte Option. Die Anbindung an die Strominfrastruktur, insbesondere Richtung Küste, existiert; jedoch nicht mit ausreichender (zusätzlicher) Kapazität von ca. 11 TWh/a für eine vollständige Umstellung auf Vor-Ort Elektrolyse. Die Erdgasversorgung des Standortes müsste für den Fall einer Vor-Ort Pyrolyse ausgebaut werden.

Fazit

Die untersuchten vier alternativen Möglichkeiten, Wasserstoff CO₂-ärmer herzustellen, werden unter den gemachten Annahmen in absehbarer Zukunft keine Wettbewerbsfähigkeit erlangen. Dies bedeutet, dass es zum Erreichen von klimaneutralen Chemiestandorten in Europa bis spätestens 2050 weitere und stärkere Instrumente als die heute vorhandenen braucht. Unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen schneidet wirtschaftlich betrachtet die Nutzung von „blauem“ Wasserstoff am besten ab.

Der Umstieg auf treibhausgasneutrale Verfahren kann nur bei hinreichendem Ausbau der benötigten Infrastruktur erfolgen. Die Standorte mit ihren integrierten Prozessen sind meist historisch gewachsen und weisen meist nur geringe Freiflächen für den Aufbau neuer Anlagen im laufenden Betrieb auf; die hohe Effizienz der Produktionsstandorte wird auch durch eine hohe Abhängigkeit der Prozesse untereinander erkauft. Inkrementelle Ansätze zur Defossilisierung beispielsweise aufgrund einer Modularität der Anlagen oder der schrittweisen Defossilisierung des Feedstocks, weisen Vorteile für den Transformationspfad auf. Verschiedene technische Optionen benötigen unterschiedliche Infrastrukturen – und unterschiedlich viel Infrastruktur.

Da sich die spezifischen Infrastrukturkosten bei steigender Anzahl der Nutzer und steigenden, transportierten Energiemengen verringern, ist eine länder- und branchenübergreifende Zusammenarbeit

sinnvoll, um gestrandete Vermögenswerte zu vermeiden und die bereits vorhandene Infrastruktur möglichst optimal zu nutzen und weiterzuentwickeln. Die Standorte liegen geografisch so nah zueinander und viele der Randbedingungen sind sich trotz der unterschiedlichen Länder so ähnlich, dass sich trotz der individuellen Ausgangsbedingungen technische Konzepte in Teilen übertragen lassen. Nationale Alleingänge sind nicht hilfreich und erhöhen die Kosten der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Chemie-Produktion. Eine ausreichend schnelle Defossilisierung, die unter Einhaltung der internationalen und europäischen Klimaziele den Erhalt der europäischen Chemiestandorte sichert, funktioniert nur durch enge Zusammenarbeit der nationalen Forschungsanstalten, Standortbetreiber, Regelwerksetzer und politischen Entscheider. Ein Bekenntnis zu den internationalen und nationalen Verpflichtungen bedingt eine Ausrichtung der Standorte auf Treibhausgasneutralität bereits mit den nächsten Investitionszyklen.

Dr. Florian Ausfelder

Teamleiter Energie und Klima, Dechema Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie

florian.ausfelder@dechema.de

Bild: Dechema e.V.

Dr. Sabrina Müller

Wiss. Mitarbeiterin Dechema Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie

sabrina.mueller@dechema.de

Dipl.-Ing. Johannes Ruf

Wiss. Mitarbeiter Engler-Bunte-Institut, EBI ceb, Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie

ruf@dvwg-ebi.de

Bild: DVGW-Forschungsstelle

Dr. Frank Graf

Bereichsleiter Gastechologie DVGW-Forschungsstelle

graf@dvwg-ebi.de

Repository KITopen

Dies ist ein Postprint/begutachtetes Manuskript.

Empfohlene Zitierung:

Graf, F.; Ausfelder, F.; Müller, S. A.; Ruf, J.
[Ammoniak ohne CO₂-Emissionen](#).
2021. UmweltMagazin, 51
[doi:10.5445/IR/1000139696](https://doi.org/10.5445/IR/1000139696)

Zitierung der Originalveröffentlichung:

Graf, F.; Ausfelder, F.; Müller, S. A.; Ruf, J.
[Ammoniak ohne CO₂-Emissionen](#).
2021. UmweltMagazin, 51 (01-02), 68–70

Lizenzinformationen: [KITopen-Lizenz](#)