



Ammoniak als Kraftstoff und Energiespeicher für die Dekar- bonisierung des Energiesystems

Innovative Technologien und nachhaltige
Wertschöpfungsketten

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

wir! Wandel durch
Innovation
in der Region

Autorinnen und Autoren

Prof. Dr. Wolfgang Albrecht – Universität Greifswald
Cyril Alias – Entwicklungszentrum für Schiffstechnik und Transportsysteme e.V.
Dr. Walther Benzinger – Karlsruher Institut für Technologie
Dr. Sören Bernhardt – Karlsruher Institut für Technologie
Dr. Matthias Boltze – new enerday GmbH
Klaas Büsen – Hochschule Wismar
Friederike Dahlke-Wallat – Entwicklungszentrum für Schiffstechnik und Transportsysteme e.V.
Dr. Lena Engelmeier – Zentrum für BrennstoffzellenTechnik
Benjamin Friedhoff – Entwicklungszentrum für Schiffstechnik und Transportsysteme e.V.
Johannes Graetschel – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Gerald Hammerschmid – Sunfire GmbH
Dr. Stefan Käding – ENERTRAG SE
Elias Klarhorst – Zentrum für BrennstoffzellenTechnik
Dr.-Ing. Rainer Koch – Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Udo Kragl – Universität Rostock
Dr. Angela Kruth – Leibniz Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V.
Stephan Laiminger – INNIO Jenbacher
Prof. Dr. Thomas Lunkenbein – Fritz-Haber-Institut der Max-Planck Gesellschaft
Josefine Lyda – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Prof. Dr. Hinrich Mohr – GasKraft Engineering
Mariana Moreno Kuhnke – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Dr. Michael Poschmann – Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Sebastian Prochnow – Rostock Port GmbH
Camila Rojas – Leibniz Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V.
Konstantin Schwarze – Sunfire GmbH
Patrik Seidler – DB InfraGo
Michael Steffen – Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH
Rosa von der Stein – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Michael Url – INNIO Jenbacher
Matthias Veltmann – INNIO Jenbacher
Jens Wartmann – Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH
Malte Zeretzke – Carnival Maritime GmbH

Disclaimer

Die Erarbeitung des Positionspapiers erfolgte durch eine ausgewählte Autorenschaft aus den TransHyDE-Projekten AmmoRef und CAMPFIRE sowie dem weitergefassten CAMPFIRE-Bündnis. Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Leitprojekts wider.

Impressum

CAMPFIRE AG
Werkstrasse 1
18184 Poppendorf

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

cruh21 GmbH
Erste Brunnenstraße 1
20459 Hamburg

Fraunhofer-Einrichtung für Energie-
infrastrukturen und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23
03046 Cottbus

Max-Planck-Institut für Chemische
Energiekonversion Stiftstraße 34-36
45470 Mülheim an der Ruhr

Inhaltsverzeichnis

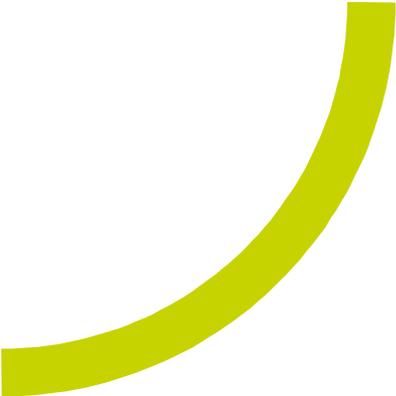
Abbildungsverzeichnis	S. 5
Tabellenverzeichnis	S. 6
1 Einleitung	S. 7
1.1 Logistik- und Transportoptionen für Ammoniak	S. 8
1.1.1 Transportlösung Schiff	S. 11
1.1.2 Transportlösung Bahn	S. 13
1.1.3 Der Hafen als Ammoniak-Drehkreuz	S. 14
1.2 Ammoniakterminals für die globale Versorgung	S. 14
1.2.1 Fallbeispiele für geplante und sich im Bau befindende Ammoniak-Importterminals	S. 15
1.2.2 Geplante Importkapazitäten der vorgenannten Terminals und Terminalprojekte	S. 16
1.2.3 Konvertierung von LNG Terminals zu NH ₃ Terminals	S. 16
1.2.4 Anbindung von Terminals an weitere Transportmodi und Infrastrukturen	S. 16
1.2.5 Neue Lieferketten für den Ammoniak-Import	S. 16
1.3 Rechtliche Aspekte zu den Importterminals und Transportlösungen	S. 17
1.3.1 Speicherung von Ammoniak	S. 17
1.3.2 Nicht leitungsgebundener Transport	S. 17
1.3.3 Genehmigung und Betrieb von Ammoniak-Pipelines	S. 18
2 Regionale Erzeugung für den Einsatz als dezentraler Energiespeicher	S. 19
2.1 Grüner Ammoniak als Speicher für zentral und dezentral erzeugte erneuerbare Energie	S. 19
2.2 Flexible Haber-Bosch Reaktoren für die dezentrale Erzeugung	S. 20
2.2.1 Reaktoren für Mittellastanlagen	S. 20
2.2.2 Pufferspeicherkonzepte für Mittellastanlagen	S. 21
2.3 Elektrolyseure für die Kopplung mit Haber-Bosch-Reaktoren	S. 22
2.4 Rechtlicher Rahmen für Ammoniak-Syntheseanlagen	S. 23
3 Integration in das Energiesystem via Direkt-Nutzung	S. 25
3.1 Direkte Nutzung von Ammoniak in der Energieversorgung, maritimen Mobilität und in Schwerlastanwendungen	S. 26
3.2 Technologien für die direkte Nutzung von Ammoniak	S. 28
3.2.1 Verbrennungsmotor	S. 28
3.2.2 Brennstoffzelle	S. 31
3.2.3 Ammoniak-Gasturbine	S. 32
3.2.4 Ammoniak-Cracker	S. 34
3.3 Rechtlicher Rahmen für die direkte Nutzung von Ammoniak	S. 39
3.3.1 Rechtliche Rahmen für die Anwendung in der Schifffahrt	S. 39
3.3.2 Rechtliche Rahmen für die Anwendung in standortfesten Anlagen	S. 40
4 Schritte zur Umsetzung des Ammoniak-Energiesystems	S. 43
4.1 Technologische Roadmap und Umsetzungsmöglichkeiten im Energiesystem	S. 43

4.2 Handlungsempfehlungen für den rechtlichen Rahmen für Grünen Ammoniak

S. 44

Abbildungsverzeichnis

1.1	Power-to-Ammonia-to-Power-Pfad für die Umsetzung eines kohlenstofffreien Energiesystems. [1]	9
1.2	Konzeptvarianten der Distribution von importiertem grünen Ammoniak vom Seehafen ins Hinterland. [2]	10
1.3	Schubschiff Thera mit dem Typ G Tankleichter Chemgas 23.	12
1.4	Aufbau eines Membrantanks.	12
1.5	Raumnutzung von IMO Type A Tank gegenüber Type C Tanks. Die Querschnittsfläche des prismatischen Tanks beträgt das 1,5-fache der zwei runden Querschnitte..	13
1.6	Zoneneinteilung bei Tankschiffen nach ADN.	13
1.7	Wesentliche vom Beförderungsbegriff nach GGBefG umfasste Handlungen (Quelle: IKEM).	18
2.1	Schematische Darstellung der Funktionsweise im mikrostrukturierten Reaktor für die Haber-Bosch-Synthese: das Reaktionsgemisch strömt durch das äussere Rohr ein und wird durch das innere mit Katalysator befüllte Rohr wieder zurückgeführt. Dabei wird das Reaktionsgemisch durch die Strömungsleitelemente stetig umgeschichtet und abwechselnd an die Rohrwand und wieder zurückgeführt, was den Stoff- und Wärmetransport verbessert.	21
2.2	Darstellung des Sunfire-HyLink SOEC Elektrolyseurs inklusive wesentlicher Performance und Interface Parameter.	23
3.1	Vergleich der gravimetrischen und volumetrischen Kraftstoffspeicherdichte (die Pfeile zeigen den Einfluss der notwendigen Tankinfrastruktur auf die Speicherdichte). [3]	27
3.2	Motorenklassifizierung und Größenvergleich von Marinemotoren. [4]	29
3.3	Motorkonzepte für Ammoniakbetrieb. [5]	30
3.4	Direkte Nutzung von Ammoniak in der SOFC mit elektrischer Effizienz > 60% LHV.	32
3.5	Polarisationskurve für das new enerday Kernmodul mit 24-Zellen-SOFC-Stack im Ammoniakbetrieb.	33
3.6	LINKS: Installierte new enerday 500 W NH ₃ -SOFC auf der „Ammonia Sherpa“, RECHTS: das komplette SOFC-System mit Nebenaggregaten auf dem landseitigen Teststand.	33
3.7	Schema des IHI Brennerkonzeptes für die Co-Verbrennung von Ammoniak und Methan. [6]	34
3.8	40 MW H25 Mitsubishi 40 MW für den direkten Betrieb mit 100% Ammoniak.	35
3.9	Thermodynamische Gleichgewichtskurven der Ammoniak-Konversion in die Bausteine Stickstoff und Wasserstoff als Funktion von Temperatur und Druck.	35
3.10	Vereinfachtes Reaktionsschema der Ammoniak-Reformierung in Gegenwart eines heterogenen Katalysators in die Moleküle Wasserstoff und Stickstoff.	36
3.11	Ammoniak-Konversionskurven von Ruthenium- und Nickel-Katalysatoren im Vergleich zum thermodynamischen Gleichgewicht.	37
3.12	Schematische Darstellung des Reaktorkonzepts eines Ammoniak-Crackers (Quelle: MPI CEC / ZBT).	38
3.13	Schematische Darstellung des Verfahrens zur CE-Kennzeichnung für Sportboote auf nationaler und europäischer Ebene (Quelle: IKEM).	41



Tabellenverzeichnis

1.1	Geplante Ammoniakumschlagkapazitäten nach Neubau, Ausbau und Erweiterung der Terminals in Deutschland, Belgien und den Niederlanden ab 2030.	16
3.1	Geplante Ammoniakumschlagkapazitäten nach Neubau, Ausbau und Erweiterung der Terminals in Deutschland, Belgien und den Niederlanden ab 2030.	29
3.2	Relevante physikalische Eigenschaften ausgewählter e-Fuels.	31
3.3	Anforderungen an das Cracker-Produktgas seitens des 350 kW Liebherr Gasmotors.	39
3.4	Einschlägige Zulassungs- und Genehmigungsverfahren für verschiedene Ammoniak-Anwendungen (Quelle: IKEM).	42

1

Einleitung

Mit der im Jahr 2015 verabschiedeten Agenda 2030 hat sich die Weltgemeinschaft unter dem Dach der Vereinten Nationen zur Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele für eine bessere Zukunft verpflichtet. Leitgedanke ist es, weltweit ein menschenwürdiges Leben zu ermöglichen und gleichzeitig die natürlichen Grundlagen zu erhalten. Mit der Transformation der Energiewirtschaft haben sich nun viele große Industrienationen eine klare Agenda zur Dekarbonisierung gegeben. Damit steht unser Energiesektor vor großen Herausforderungen, die angesichts des Klimawandels zügig adressiert werden müssen. Wasserstoff zeichnet sich als Schlüssellösung für die Dekarbonisierung ab. In vielen Bereichen ist die Handhabung von molekularem Wasserstoff aber auf Grund seiner unvorteilhaften Transport- und Speichereigenschaften aufwändig und teuer. Grünes Ammoniak wird deswegen zunehmend als ein Hauptakteur für die künftige Einführung der Wasserstoffwirtschaft und Garant für die Versorgungssicherheit in Europa ab 2025 eingeschätzt. [7, 8] Er ermöglicht eine unbegrenzte, nachhaltige Energieversorgung auf allen Kontinenten der Welt - als Kraftstoff und Energiespeicher für eine emissionsfreie Zukunft.

Ammoniak (NH_3) ist an Stickstoff gebundener Wasserstoff. Er ist auf Grund seiner vergleichsweise hohen Verflüssigungstemperatur von minus 33 °C bei Normaldruck (oder 25 °C bei 9 bar) bei viel kostengünstiger als molekularer Wasserstoff zu lagern und zu transportieren. [9] 55 Prozent des heute weltweit noch aus Erdgas und über Kohlevergasung produzierten Wasserstoffs werden derzeit in Ammoniak umgewandelt. [10, 11] Als zweitmeist produzierte Chemikalie der Welt mit einer Jahresproduktion von mehr als 200 Millionen Tonnen wird Ammoniak für die globale Lebensmittelproduktion bereits sicher über die Weltmeere verschifft und per Pipeline, Bahn und LKW zu den Kunden transportiert. [12] So existieren heute weltweit 176 Ter-

minals und 65 Tankschiffe auf den Weltmeeren, die rund 10 % dieser großen Mengen an Ammoniak transportieren. [13] Die physikalischen Eigenschaften von Ammoniak, die bereits bestehende Infrastruktur sowie über ein Jahrhundert an Erfahrungen im sicheren Handling auf industrieller Skala eröffnen einen Weg, die bestehenden technologischen Hürden für Wasserstoff über den Umweg Ammoniak zu überwinden und unsere Wirtschaftssektoren innerhalb des durch den drohenden Klimawandel gegebenen kleinen Zeitfensters zu dekarbonisieren.

Dass Ammoniak ein geeigneter Weg zur kostengünstigen Wasserstoffwirtschaft ist, wurde bereits vor über einer Dekade vor allem von Wirtschaftsakteuren in Nordamerika und Asien realisiert. So verfolgt die non-profit Industrieorganisation Ammonia Energy Association (AEA) seit 2004 die Mission, die Nutzung von Ammoniak für eine nachhaltige Energiewirtschaft zu erschließen. [14] Die über 250 AEA-Mitgliedsunternehmen decken dabei die gesamte Wertschöpfungskette der Ammoniak-Energie über multiple Sektoren ab – von der dekarbonisierten Wasserstoff- und Ammoniakproduktion über Sicherheit, Vertrieb und Handel bis hin zur Stromerzeugung und Energiespeicherung. In Japan ist grüner Ammoniak seit 2017 ein fest integrierter Bestandteil der nationalen Wasserstoffstrategie und wird seit 2021 als Schlüssel für die kontinuierliche Dekarbonisierung von Kohlekraftwerken für die Stromproduktion auf industrieller Skala umgesetzt. Ähnliche Aktivitäten werden in Malaysia, Indonesien, Marokko und Indien verzeichnet. [15]

Die Vorteile von Ammoniak sind mittlerweile in vielen Wirtschaftssektoren und Branchen bekannt. Technologien wie dezentrale Ammoniakherstellungsanlagen, Ammoniak-Cracker, Direkt Ammoniak-Brennstoffzellen, Ammoniak-Motoren und -Turbinen sowie neue Entwicklungen für die Be- und Entladung werden mit zunehmend hoher Geschwindigkeit in den Markt

gebracht. [8, 16–19] Nach wie vor besteht allerdings eine hohe Dringlichkeit, den politischen Entscheidungsträgern, Kunden und der Bevölkerung die technischen Informationen zur Sicherheit von Ammoniak zugänglich zu machen. Obwohl Ammoniak in industriellem Umfang seit über einem Jahrhundert produziert wird, sind Unfälle mit großen Freisetzungen bei der Produktion, Lagerung und Verschiffung von Ammoniak vor allem in den letzten Jahrzehnten sehr selten aufgetreten. [20,21] Da eine Freisetzung von Ammoniak auf Grund seiner Toxizität eine ernste Gefahr darstellt, gibt es bereits in den meisten Ländern strenge nationale Vorschriften, die eine formelle Risikobewertung vorschreiben und Verfahren für die Untersuchung von Zwischenfällen, die Berichterstattung und die allgemeinen Schulungen zur Minimierung der Risiken festlegen. Dabei basieren Sicherheitsgrundsätze auf doppelten Barrieren, automatischer Leckageerkennung und automatische Isolierung von Leckagen. In der Bewertung der potenziellen Umweltauswirkungen einer angenommenen größeren Ammoniak-Leckage aus einer Power-to-X-Anlage und Verschiffung in Grönland wurde neben der Dauer der Wirkungen und Auswirkungen auch die Erholungszeit der betroffenen Organismen eruiert. [22] Für die Meeresumwelt wird davon ausgegangen, dass die Auswirkungen eines großen Lecks von kurzer Dauer sein werden, da Ammoniak nicht persistent ist, nicht bioakkumuliert und es in der Umwelt leicht verdünnt und abgebaut wird. Auch in Fjordsystemen wird auf Grund der Verdünnung durch Zustrom und des Abbaus eine zügige Erholung der Organismen erwartet. Nach einer akuten Phase verbleiben keine toxischen Verbindungen in dem Gebiet. Dadurch ist ein wesentlich geringerer Umweltimpakt im Vergleich zum derzeit großskaligen Transport von Rohöl gegeben. Durch intensive Aufklärung zur Sicherheit und zum bereits vorhandenen Stand der Technologien kann eine flächendeckende Akzeptanz für grünen Ammoniak als Voraussetzung als Energieträger für die Energiewende geschaffen werden. Auf diese Weise können wirtschaftlich tragfähige Power-to-Ammonia-to-Power-Pfade für die Umsetzung unseres zukünftig kohlenstofffreien Energiesystems und eine Vorreiterposition für deutsche und europäische Unternehmen für den Rollout von exportfähigen Technologien geschaffen werden, Abbildung 1.1.

1.1. Logistik- und Transportoptionen für Ammoniak

Aus dem globalen Zuwachs der allgemeinen Nachfrage nach Energie und der stetigen Verschiebung von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren Alternativen angesichts des fortschreitenden Klimawandels entwickelte sich die sogenannte Energielogistik. Damit ist ein Segment der Logistik gemeint, in dem die Planung, Steuerung und Überwachung von Energieflüssen und der zugehörigen Material- und Informationsflüsse im Fokus der Betrachtung stehen. Sie umfasst verschiedene logistische Prozesse wie die Beförderung und die Lagerung der Energieträger sowie die Bereitstellung aller physischen, zur Gewinnung dieser Rohstoffressourcen eingesetzten Materialien und Anlagen. [23]

Angesichts der politischen Entscheidungen, etwa infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine und der Energiewende in Deutschland und anderen Staaten, erhält die Energielogistik vielerorts eine wachsende Bedeutung. Grüner Ammoniak ermöglicht im Vergleich zu Wasserstoff einen energieeffizienteren Transport von Energiemengen über weite Entfernungen auf weniger Raum. [24,25] Während die aus der heimischen Produktion erzeugten Mengen im Vergleich zu den Importmengen wegen ihrer Kostenintensität gering ausfallen dürften, wird der Groß-

teil der Energieversorgung mit Wasserstoff und Ammoniak von Importen aus dem nahen und fernen Ausland abhängen. [26] Verschiedene Seehäfen an der deutschen Küste rüsten sich ebenso wie die beiden größten Seehäfen Europas, Rotterdam und Antwerpen, für diese erwarteten Ströme. Analog zu den Güterströmen im Container- und Massenguttransport muss der Seehafenhinterlandverkehr zu den Umschlagpunkten im Hinterland auch für die neuen Ströme der Ammoniaklogistik angelegt und ausgerollt werden, um eine weitgehende Feinverteilung des Ammoniaks in der Fläche sicherzustellen [27].

Die Umstellung der Energieversorgung auf Ammoniak und Wasserstoff unterliegt aktuell einem großen öffentlichen Interesse und einer zunehmenden Dynamik, die ganze Volkswirtschaften, Wirtschaftscluster und Gewerbeparks, gewerbliche Unternehmungen sowie private Haushalte ergreift. Damit gehen Fragen der einzusetzenden Technologien und der einzurichtenden Prozesse in den Bereichen Transport, Umschlag und Lagerung einher. Unmittelbare Voraussetzung für eine Umstellung der Energieversorgung sind der Aufbau und die Gestaltung einer leistungsfähigen Energielogistik Ammoniaklogistik für eine kosten- und ressourceneffiziente Distribution des Energieträgers im Bundesgebiet.

Zuallererst muss das Transportgut spezifiziert werden. Da es sich um eine Distributionsaufgabe von importiertem Ammoniak handelt, sind die zugehörigen Importhäfen als Ausgangspunkte für die bundesweite Verteilung des Ammoniaks zu bestimmen. Je nach angeliefertem Transportgut ist mitunter eine Behandlung zur Umwandlung von einem druckgeführten Transport zu einer temperaturgeführten Lagerung notwendig. Zudem ist eine Berücksichtigung der vielversprechenden Verkehrsträger samt ihrer wesentlichen Charakteristika für die konkrete Ausgestaltung des Hinterlandtransports notwendig. Von besonderer Bedeutung sind auch die Verbrauchspunkte, in denen die angelieferte Menge des Energieträgers von privaten Haushalten, den produzierenden Unternehmen sowie den Betrieben aus dem tertiären Sektor und letztendlich der gesamten Volkswirtschaft umgesetzt wird. Das können mögliche Großverbraucher sein, die mit großen Energiemengen in konstanter Frequenz versorgt werden, während die üblichen Verbraucher kleine und mittelgroße Mengen benötigen. Die Mengen wiederum stehen in enger Verbindung zu den gewählten Verkehrsträgern. Da die Anlieferung in den Seehäfen und der Weitertransport zu den Verbrauchsstandorten im deutschen Bundesgebiet nicht zwingend synchron mit den Bedarfs- und Verbrauchszeitpunkten erfolgen, braucht es Lagerstandorte zur Speicherung des angelieferten Energieträgers sowie geeignete Umschlaganlagen.

Nicht zuletzt durch die weltweite Düngemittelproduktion sind der Transport und die Lagerung von großen Mengen von Ammoniak in der chemischen Industrie schon seit vielen Jahren üblich. [28] Entsprechend bekannt und verbreitet sind die Technologiealternativen für Transport und Lagerung von Ammoniak. Gleiches gilt für die Sicherheitsvorschriften und die technischen Vorgaben.

Laut International Renewable Energy Agency (IRENA) wird die Verflüssigung durch Kühlung für den Transport von Ammoniak in größeren Mengen (mehr als fünf Kilotonnen Ammoniak) im Vergleich zur Druck-Verflüssigung bevorzugt. Für die Lagerung des gekühlten Ammoniaks werden einwandige Tanksysteme verwendet. Für kleinere Mengen (weniger als 1,5 Kilotonnen) hingegen wird Ammoniak bei Drücken von 16 bis 18 bar gelagert. Praktisch führt dies wegen der prognostizierten Mengen häufig dazu, dass die betreffenden Unternehmen einerseits über druckgeführte Transporte und andererseits über temperaturgeführte Lagerung nachdenken.

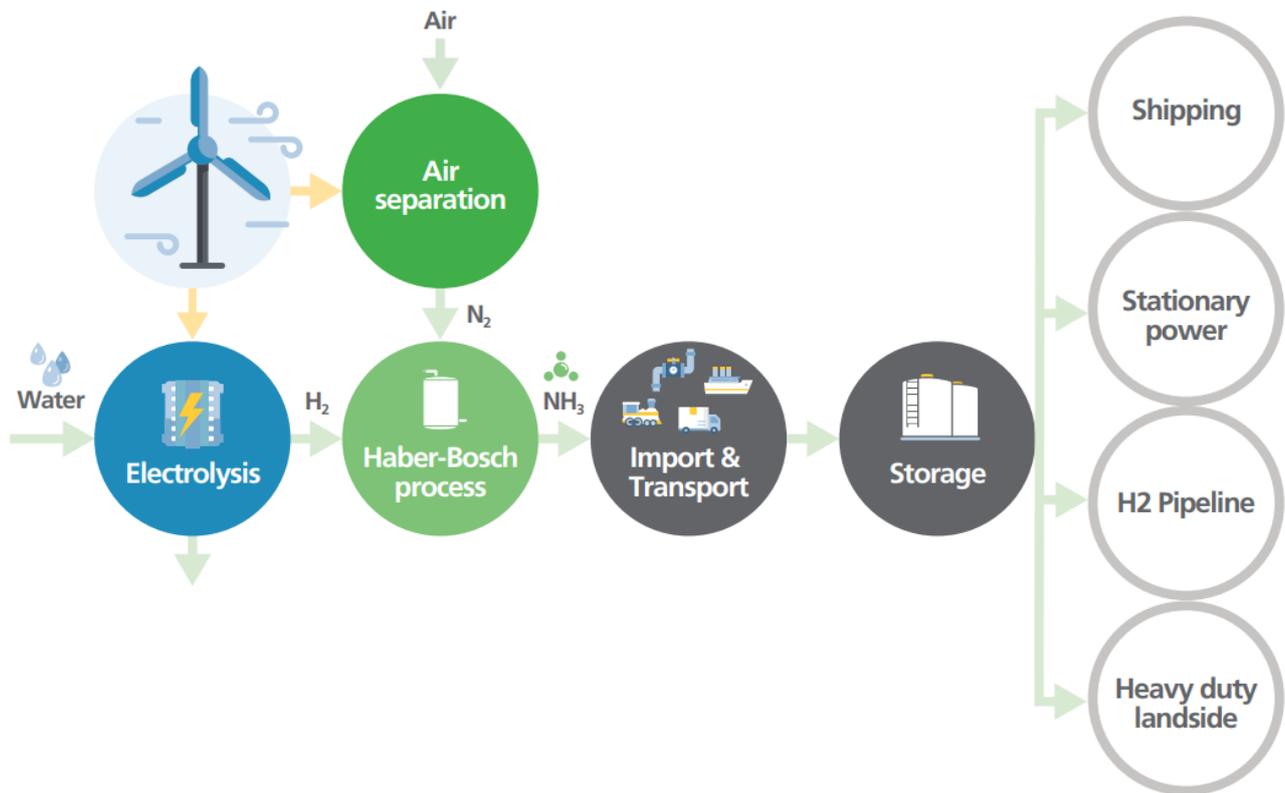


Abbildung 1.1. Power-to-Ammonia-to-Power-Pfad für die Umsetzung eines kohlenstofffreien Energiesystems. [1]

Für die Aufgabe der Verteilung des Ammoniaks im Bundesgebiet sind die Importpunkte zu definieren. Klassischerweise sind dies für die Bundesrepublik – neben den dedizierten Import- und Exportterminals – vornehmlich die großen Seehäfen an der deutschen Küste, etwa in Hamburg, Bremerhaven, Wilhelmshaven oder Rostock, aber auch die beiden größten Seehäfen Europas, Rotterdam und Antwerpen [29]. Weiterhin gelten die niederländischen Seehäfen Vlissingen und Eemshaven als potenzielle Importpunkte auch für das deutsche Versorgungsgebiet. Darüber hinaus wird auch über die zusätzliche Versorgung von Teilen Deutschlands über Seehäfen auf der Alpensüdseite, etwa Triest in Italien, nachgedacht. Analog zu anderen Güterströmen im Seehafenhinterlandverkehr wird die Verfügbarkeit effizienter Logistiksysteme zur Verteilung des Energieträgers Ammoniak vom Seehafen ins Hinterland und zur Versorgung der gewerblichen Energieverbraucher über die Wahl der konkreten Standorte und ihre konkrete verkehrliche Anbindung entscheiden.

Die Verteilkonzepte von den Seehäfen zu den verschiedenen Destinationen im Hinterland können unterschiedliche Formen annehmen. Zum einen können große Mengen des aus dem Ausland angelieferten Ammoniaks in großen Tanklagern direkt am Seehafen gelagert werden, von dem aus kleinere Transportmengen bedarfsgerecht ins Hinterland und mitunter direkt zu den Verbrauchern transportiert werden. Alternativ kann der Ammoniak auch vom Seeschiff auf das nächste Transportmittel umgeschlagen und in größeren Mengen zu einem Hinterlandverteilzentrum befördert werden, damit er dort gelagert und bedarfsgerecht abgerufen werden kann.

Der Verbrauch der importierten, gelagerten und ins Hinterland beförderten Energie findet sowohl bei industriellen Großverbrauchern als auch der Vielzahl von (privaten wie gewerblichen) Kleinverbrauchern statt. Zu den Großverbrauchern zählen klassischerweise die energieintensivsten Industrien des Landes,

darunter die Stahlproduktion, die Chemiebranche, die Baustoffindustrie, die Glasproduktion, die Papierindustrie und die metallverarbeitende Industrie [30, 31]. Diese lassen sich auch geografisch sehr gut identifizieren und zu Clustern konsolidieren, so dass Versorgungskonzepte mitunter mehreren Großverbrauchern dienen sollen.

Die Lagerung des Ammoniaks kann an verschiedenen Standorten stattfinden. Prinzipiell kann sowohl ein Seehafen als auch ein Hinterlandverteilzentrum, etwa ein Binnenhafen oder ein bimodales Güterverkehrszentrum, über die entsprechenden Lagereinrichtungen verfügen [32]. Weiterhin bieten sich die zahlreichen Tanklager im Bundesgebiet dafür an. [33, 34] In der Europäischen Union sind aktuell 30 Ammoniakterminals in Betrieb, weitere sind bereits in Planung. Zudem können LNG-Terminals nach moderater Umrüstung für den Import von Ammoniak verwendet werden, so dass die Lagerkapazität schnell deutlich erhöht werden kann (siehe Abschnitt 1.2.3).

Neben den Fragen des jeweils primären Standorts der Lagerung und des Verbrauchs stellt sich die Frage nach dem Standort zur Umwandlung des Ammoniaks mittels Crackers in Wasserstoff für die Einspeisung in das geplante Wasserstoffkernnetz. Eine solche Umwandlung kann direkt im Seehafen erfolgen, um dann Wasserstoff in das Hinterland zu befördern. Alternativ kann die Umwandlung im Hinterlandverteilzentrum erfolgen, um die Nähe zum Zielmarkt und seinen Verbrauchern sicherzustellen. Insbesondere zahlreiche deutsche Binnenhäfen verfolgen deshalb den Plan, neben den klassischen Güterströmen auch die Energielogistik für Wasserstoff und Ammoniak stärker in den Blick zu nehmen. Eine weitere Variante sieht den Standort des Crackers erst beim Verbraucher, so dass sowohl der Seehafen als auch das Hinterlandverteilzentrum den Ammoniak empfangen und verschicken und anschließend der Verbraucher selbst für die Umwandlung verantwortlich zeichnet.

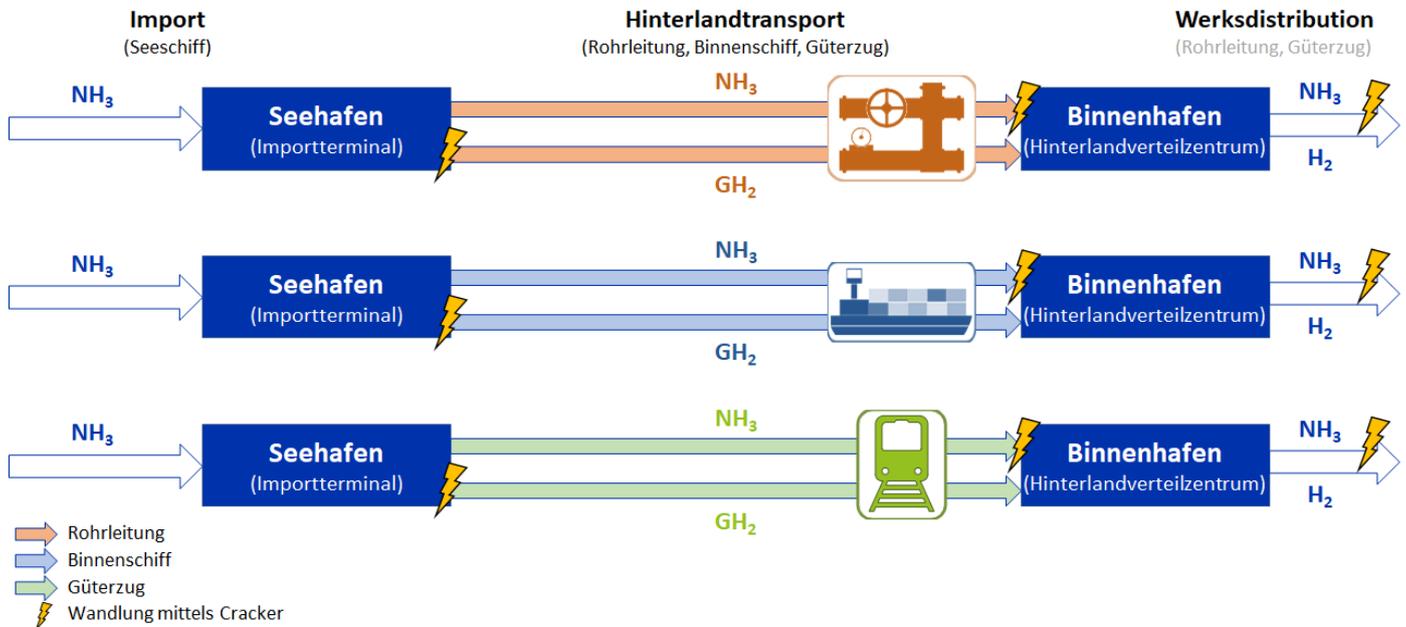


Abbildung 1.2. Konzeptvarianten der Distribution von importiertem grünen Ammoniak vom Seehafen ins Hinterland. [2]

Alle Konzeptvarianten gehen mit unterschiedlichen Verkehrsträgern einher, Abbildung 1.2. Prinzipiell kann die Lagerung vor Ort und die bedarfsgerechte Versorgung des jeweiligen Hinterlands über Rohrleitungen, Binnenschiffe und Güterzüge für Seehäfen ebenso wie für Binnenhäfen funktionieren. Es sind auch Lastkraftwagen (Tankfahrzeuge) möglich, aufgrund der geringen Transporteffizienz und der großen Anzahl benötigter Fahrzeuge wird diese Option an dieser Stelle jedoch nicht weiter berücksichtigt. Zudem gelten für den Straßenverkehr gemäß § 7 GGVEB [35] und den Teil 8 und 9 der ADR [36] besondere Einschränkungen des Ammoniaktransports. Einzig die Bedeutung der jeweiligen Verkehrsträger wird sich zwischen den Hafentypen sowie zwischen verschiedenen Regionen aufgrund verschiedener geografischer Beschaffenheit unterscheiden. So sind Hinterlandtransporte aus dem Seehafen in das weiter entfernte Zielgebiet mit der Rohrleitung und dem Binnenschiff deutlich effizienter und somit kostengünstiger als mit dem Güterzug oder gar dem Tankwagen. Für die Binnenhäfen kann aufgrund der eingeschränkten Netzichte von Rohrleitungen und Binnenschiffen der Güterzug eine ernstzunehmende Alternative auf der Nah- und Mitteldistanz darstellen, während der Tankwagen für die Feinverteilung auf der letzten Meile beinahe unersetzlich ist, sofern der Verbraucher nicht über einen eigenen Gleis- oder Wasserstraßenanschluss verfügt. Ein fein verzweigtes Rohrleitungsnetz, das den Einsatz der übrigen Verkehrsträger obsolet machen würde, stellt zwar die übergeordnete Vision dar, ihre zeitnahe, vollständige Realisierung kann jedoch nicht erwartet werden.

Mit Hilfe von Rohrleitungen, die die Seehäfen mit verschiedenen Industrieclustern und Großverbrauchern verbinden, lässt sich Ammoniak sehr gut transportieren. Die Seehäfen sind bereits heute mit einer Vielzahl von Rohrleitungsnetzwerken mit ihrem Hinterland und den dort ansässigen Verbrauchern verbunden. Neben privaten Rohrleitungen sind insbesondere sog. Common Carrier Pipelines denkbar, die viele verschiedene Energieprodukte, wie Rohöl, Erdgas und flüssiges Erdgas, transportieren und als Dienstleister für andere Nutzer bereitstehen. Die Transportmenge einer Rohrleitung ist neben der Fördergeschwindigkeit abhängig vom Leitungsquerschnitt und dem Druck in der Leitung. Während prinzipiell verschiedene Abmes-

sungen beim Durchmesser der Rohrleitung verfügbar und somit kundenspezifische Durchmesser möglich sind, betragen übliche Leitungsquerschnitte für typische Bedarfsmengen von Großverbrauchern zwischen 10 Zoll und 48 Zoll. Ammoniak wird in Europa bereits seit vielen Jahren mit Rohrleitungen transportiert. Die in Europa liegenden Leitungen sind in den meisten Fällen vergleichsweise kurz und befinden sich mehrheitlich direkt an Industriestandorten. [37] In den USA, Russland und der Ukraine hingegen ist der leitungsgebundene Transport von Ammoniak über weite Strecken üblich. [38, 39] Für den Transport von Ammoniak mit Hilfe der Rohrleitung wird in Abständen von 130 Kilometer eine Verdichterstation benötigt, um den für den Transport notwendigen Druck in der Leitung aufrechtzuerhalten. [40] Ammoniak-Pipelines arbeiten bei einem Druck von 17,23 bar und weisen einen Durchmesser von sechs bis acht Zoll auf. [41] Die Strömungsgeschwindigkeit von Ammoniak liegt bei 1,8 Meter pro Sekunde im flüssigen Aggregatzustand. [42] Da Ammoniak bereits ab einem Druck von 8,6 Bar flüssig und nahezu inkompressibel ist, kann auf eine Variation des Drucks der Leitung verzichtet werden. Durch höhere Betriebsdrücke in der Rohrleitung kann eine zusätzliche Sicherheit realisiert oder ein für einen Prozess benötigter Druck umgesetzt werden. [43]

In der Binnenschifffahrt spielt die Kraftstofflogistik traditionell eine bedeutendere Rolle als bei anderen Verkehrsträgern. Auch der Transport von Ammoniak wird seit den 70er Jahren durchgeführt und repräsentiert ein gewachsenes Betätigungsfeld der Binnenschifffahrt, in dem die notwendigen Anlagen und Vorschriften für Transport, Umschlag und Lagerung im Prinzip vorliegen, wenn auch noch nicht in der notwendigen Quantität und regionalen Verteilung. Der Transport von Ammoniak mit dem Binnenschiff vom Seehafen ins Hinterland stellt somit eine leistungsfähige Alternative zur Überbrückung der Übergangszeit bis zu dem Aufbau und der Inbetriebnahme eines hinreichend starken und flächendeckenden Leitungsnetzwerks dar. Klassisch wird Ammoniak unter Druck verflüssigt und anschließend von den Seehäfen ins Hinterland transportiert, während neueste Medienartikel von neuen Schiffen zeugen, die einen Ammoniaktransport in tiefkalter Form ermöglichen sollen. [44] Eingesetzt werden in der Regel Binnentankschiffe vom Typ G (sog. Gas-tanker) mit zylinderförmigen Drucktanks, sofern das Ammoniak

nicht in ISO-Containern oder speziellen Gefahrgutcontainern transportiert wird. [45] Tankschiffe vom Typ G gelten einerseits als sicherster Schiffstyp, da sie für die Beförderung von teils explosiven und toxischen Gasen wie z. B. Ammoniak eingesetzt werden, sind aber andererseits mit gerade einmal 69 im europäischen Wasserstraßennetz tätigen Einheiten sehr selten.

In Europa wird Ammoniak überwiegend mit dem Güterzug transportiert, insgesamt etwa 1,5 Mio. Tonnen jährlich. [24, 46] Dabei handelt es sich um Gefahrguttransporte, für die entsprechenden Sicherheitsvorschriften gelten. [47] Auch wenn manche Einschätzung den Schienengüterverkehr in Sachen Ammoniaktransport eher in der Kurz- und Mittelstreckendistanz verortet, könnte er somit den künftigen Transport von importiertem Ammoniak vom Seehafen zum jeweiligen Verbrauchsort oder zu einem Hinterlandverteilzentrum übernehmen. [48] Angesichts der eingeschränkten Netzdichte von Rohrleitungen und Wasserstraßen auf absehbare Zeit stellt der Transport von Ammoniak mit dem Schienengüterverkehr eine gangbare Alternative dar.

1.1.1. Transportlösung Schiff

Transporte per Schiff sind für ihre hohe Energieeffizienz bekannt. Große Mengen und Massen von Gütern werden nicht nur in der interkontinentalen Seeschifffahrt, sondern auch in der intermodal konkurrierenden intrakontinentalen Küsten- und Binnenschifffahrt transportiert. Schiffe profitieren dabei von ihrer Größe und einer entsprechenden Tragfähigkeit. Auch Ammoniak wird seit Jahrzehnten auf See und per Binnenschiff transportiert. Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf dem Transport im Hinterland der Seehäfen auf Binnenwasserstraßen.

Das europäische Binnenwasserstraßennetz wurde von der Europäischen Verkehrsministerkonferenz (CEMT¹) in sieben, teilweise zusätzlich unterteilten CEMT-Wasserstraßenklassen eingeteilt. Diese CEMT-Klassen mit entsprechenden Fahrwasserdimensionen und Schleusenkammern sind neben der jeweiligen Transportaufgabe maßgeblich für die Abmessungen und die entsprechende Transportkapazität der Schiffe. Im Gegensatz zum Containerverkehr auf der Wasserstraße sind die Brückenhöhen im Flüssigguttransport kein entscheidender Faktor.

Ein Großteil der Transporte von Containern und trockenen oder flüssigen Massengütern erfolgt auf Wasserstraßen der Klasse Va und größer. Hier verkehrt eine große Zahl von Binnentankschiffen mit den Abmessungen des sogenannten Großen Rheinschiffs entsprechend 110 Meter Länge, 11,40 Meter Breite, bis zu rund 3,50 Meter Tiefgang und einem Ladungsvermögen von rund 3.000 Tonnen. Hauptsächlich im Bereich der ARA-Häfen und teilweise auf dem Rhein verkehren auch deutlich größere Binnentankschiffe der Kategorie „Rijnmax“ mit einer Länge von 135 Meter, einer Breite von 17,20 Meter bzw. 21,80 Meter, einem Tiefgang von 4,40 Meter bzw. 5,20 Meter und einem Ladungsvermögen von 9.500 Tonnen bzw. 11.500 Tonnen. [49] Am anderen Ende der Skala sind in Europa laut offiziellen Statistiken auch knapp 500 kleine Binnentankschiffe mit einer Länge von maximal 86 Meter und einer Breite von maximal 9,50 Meter in den CEMT-Klassen I bis IV aktiv. Eine weitere Variante ist die Bildung von Schubverbänden mit einem Schubboot und Tankschubleichtern mit jeweils 500 bis 2.800 Tonnen Fassungsvermögen [50].

Von den sich derzeit im Einsatz befindlichen Typ G 69 Tankschiffen und sieben Tank-Leichtern sind, hauptsächlich aufgrund der verwendeten Materialien für Ladungstanks und Armaturen, nur rund 10 % tatsächlich für Ammoniak nutzbar. Einen dieser Leichter zeigt das Foto in Abbildung 1.3.

Der Transport von Ammoniak auf der Wasserstraße unterliegt als Gefahrgut den Regeln des ADN. Dieses europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen (ADN - Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voies de navigation intérieures) wird gemeinsam von der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa (UNECE) und der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR) herausgegeben. Es enthält Vorschriften sowohl für die Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation gefährlicher Güter beim Transport auf Binnenwasserstraßen als auch für den Bau, die Ausrüstung und die Zulassung von Schiffen für den Transport dieser Güter sowie für den Umgang mit gefährlichen Gütern während der Beförderung. Für die Beförderung von gefährlichen Stoffen, unter anderem in Containern, Tanks und Tankcontainern, verweist das ADN auf das ADR und den IMDG-Code.

Der IMDG-Code (International Maritime Dangerous Goods Code) wird von der IMO (International Maritime Organisation der Vereinten Nationen) erarbeitet und regelt die Beförderung gefährlicher Güter im Seeschiffsverkehr. Der IMDG-Code enthält Vorschriften sowohl für die Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation gefährlicher Güter beim Transport auf Seeschiffen als auch für den Umgang mit ihnen während der Beförderung und für den Bau, die Ausrüstung und die Zulassung der für den Transport verwendeten Behälter (u. a. Tanks und Tankcontainer). Sowohl die Klassifizierung des IMDG-Codes als auch die Vorschriften für Bau, Ausrüstung und Zulassung von Behältern sind weitgehend mit denen des ADR identisch.

Der International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC-Code) wird von der IMO erarbeitet und ist eine internationale Vorschrift für den Bau und die Ausrüstung von Seeschiffen zur Beförderung verflüssigter Gase als Massengut. Der Code definiert unter anderem Anforderungen an den Bau der Schiffe und der Ladetanks, sowie an Einrichtungen zur Druck- und Temperaturkontrolle, Lüftungseinrichtungen und Sicherheitseinrichtungen wie Gasdetektoren oder Brandschutz- und Löscheinrichtungen.

Tankschiffe, die wasserfreies Ammoniak (mit einem Wassergehalt von 0,1 bis 0,5 %) transportieren, sind nach ADN vom Typ G (Tankschiff, das für die Beförderung von Gasen unter Druck oder in tiefgekühltem Zustand bestimmt ist). Die bisher zulässigen Tanktypen sind die sogenannten IMO Type C Tanks und Membrantanks.

IMO Typ C Tanks sind typischerweise sphärische oder zylindrische Druckbehälter, die einen Betriebsdruck von über 2 barg haben. Sie können waagrecht oder auch senkrecht an Bord aufgestellt werden. In diesem Tanktyp können druckverflüssigte oder teilgekühlte Gase transportiert werden. Ein Membrantank ist nicht selbsttragend, sondern an der Schiffsstruktur aufgehängt. Die wichtigste konstruktive Sicherheitsmaßnahme eines Membrantanks, um zu verhindern, dass die Ladung auf die Schiffsstruktur trifft und diese beschädigt, ist die doppelte Barriere des Ladungssystems selbst. Die primäre Barriere ist die Innenseite des Ladungstanks, die direkt mit der Ladung in Berührung kommt. Sie soll die Ladung zurückhalten. Die sekundäre Barriere soll ein mögliches Austreten von flüssiger Ladung durch die primäre Barriere für einen Zeitraum von 15 Tagen eindämmen, wie im IGC-Code vorgeschrieben. Ein Membrantank kann einem Überdruck von maximal 0,7 barg widerstehen. Der Druckanstieg durch Erwärmung des Ammoniaks muss also durch ein entsprechendes Ladungsmanagement, zum Beispiel eine Rückverflüssigungsanlage, begrenzt werden, Abbildung 1.4.

Der Membrantank kam, obwohl zulässig, bislang in der Bin-

¹frz. Conférence Européenne des Ministres des Transports



Abbildung 1.3. Schubschiff Thera mit dem Typ G Tankleichter Chemgas 23.

nenschiffahrt für den Ammoniaktransport nie zum Einsatz, da er als zu aufwändig und kostenintensiv gilt. Entsprechend kommen heute nur Drucktanks (IMO Type C) mit einem Betriebsdruck von 8 bis 10 barg zum Einsatz.

Da die zylindrischen Drucktanks den Schiffsraum nicht sehr gut ausnutzen, kommt noch ein weiterer Tanktyp für Binnenschiffe infrage, der aber noch nicht zugelassen ist. Es handelt sich hierbei um den IMO Type A Tank. Dieser hat wie der Membrantank eine prismatische Form, die Konstruktion ist jedoch aus versteiftem Stahl, sodass der Tank selbsttragend ist. Wie beim Membrantank darf der Überdruck auch nur 0,7 barg betragen. In der folgenden Abbildung (Abbildung 1.5) ist zu sehen, wie viel besser die Raumnutzung mit einem Type A Tank wäre:

Für den Bau von Ammoniak-Ladungstanks sind die im ADN empfohlenen Feinkornbaustähle der Grundreihe oder der kaltzähnen Reihe bis zu einem Mindestwert der Streckgrenze bei Raumtemperatur von 355 N/mm² nach EN 10028-3, die im normalgeglühten Zustand die gemessene Streckgrenze bei Raum-

temperatur den Wert von 440 N/mm² nicht übersteigen (Druckbehälterstahl). Für Drucktanks beträgt die Auslegungstemperatur 40 °C.

Ammoniak als Gefahrgut bedingt sogenannte Zonen an Bord, die bei Konzeptionierung zu beachten sind, Abbildung 1.6. Im ADN ist die Lage und Ausdehnung der Zonen sehr detailliert beschrieben. Generell haben die Zonen nach DIN EN IEC 60079-10-1 folgende Eigenschaften:

- Zone 0:** „Ein Bereich, in dem eine explosionsfähige Atmosphäre ständig, für eine längere Dauer oder häufig vorhanden ist“
- Zone 1:** „Ein Bereich, in dem damit zu rechnen ist, dass eine explosionsfähige Atmosphäre im Normalbetrieb gelegentlich auftritt“
- Zone 2:** „Ein Bereich, in dem nicht damit zu rechnen ist, dass im Normalbetrieb eine explosionsfähige Gasatmosphäre

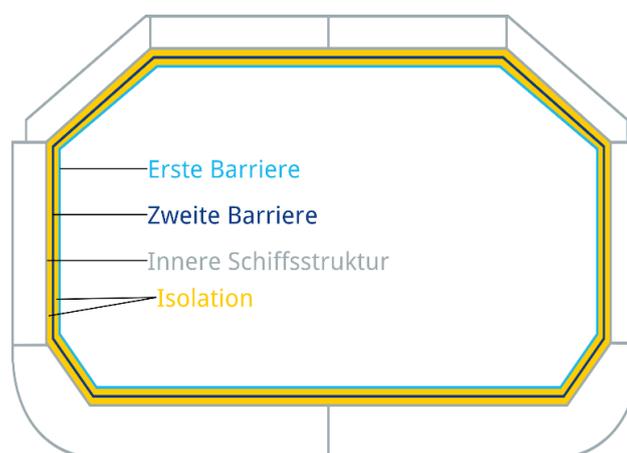


Abbildung 1.4. Aufbau eines Membrantanks.

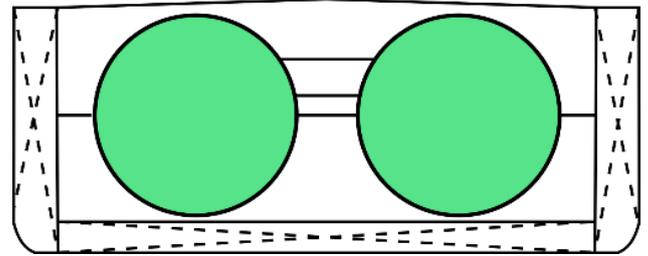
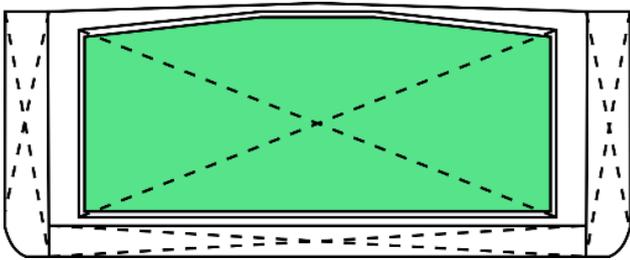


Abbildung 1.5. Raumnutzung von IMO Type A Tank gegenüber Type C Tanks. Die Querschnittsfläche des prismatischen Tanks beträgt das 1,5-fache der zwei runden Querschnitte..

auftritt, und sollte sie doch auftreten, dann ist sie nur von kurzer Dauer“

Bei der Anordnung der Lade- und Löscheinrichtungen, der Sicherheitsventile und aller anderen Ausrüstungsgegenstände müssen die Zonen, die sich um Auslässe bilden, beachtet werden. Dies kann zu einer Herausforderung werden, da zum Beispiel Laufwege Abstände zu Zonen einhalten müssen.

Die Lade- und Löscheinrichtung für Ammoniak verfügt über eine sogenannte Gaspendelleitung, über die das im befüllten Tank befindliche, gasförmige Ammoniak zurück in den Tank des Lieferanten strömen kann und nicht in die Umgebung gelangt oder zu einem unzulässigen Druckanstieg führt. Dennoch trägt die Mannschaft bei allen Lade- und Löschvorgängen Atemschutz, da immer eine geringe Menge Ammoniak kleinere Leckagen oder Reste in Schlauchkupplungen freigesetzt werden kann. Zum Spülen der Leitungen vor und nach dem Ladevorgang wird Stickstoff benötigt. Kleinere Mengen können in Flaschenbündeln mitgenommen werden, für größere Mengen wird ein bordeigener Stickstoffgenerator benötigt.

Wenn der Ammoniak kalt bei Umgebungsdruck transportiert werden soll, wird die oben erwähnte Rückverflüssigungsanlage benötigt, die das sich erwärmende Ammoniak während des Transports in die Gasphase übergeht (Boil-Off-Gas), wieder kühlt und verflüssigt.

1.1.2. Transportlösung Bahn

Eisenbahnkesselwagen sind ein weiteres wichtiges Transportmittel für Ammoniak, insbesondere für den Landtransport über lange Strecken. Ammoniaktransporte auf der Schiene werden

mit Druckkesselwagen durchgeführt. Diese Wagen sind druckbeständig und speziell für den Transport von flüssigem Ammoniak ausgelegt. Die maximale Kapazität eines einzelnen Kesselwagens liegt bei etwa 110 Kubikmetern, beziehungsweise 55 Tonnen. Darüber hinaus sind eine Reihe von Spezialcontainern, etwa im Maß von 10-, 20- und 30-Fuß-Containern, am Markt erhältlich. [51]

Bei einer Außentemperatur von 25 °C wird Ammoniak bei etwa 10 bar verflüssigt. Die Tanks sind jedoch für Mindestprüfdrucke zwischen 26 und 29 bar ausgelegt. Diese hohen Prüfdruckanforderungen gewährleisten, dass die Kesselwagen selbst bei unerwarteten Druckanstiegen, die durch Temperaturänderungen oder Betriebsfehler verursacht werden könnten, nicht versagen. Im Laufe der Lebensdauer eines Bahnkesselwagens können Materialien durch Korrosion oder wiederholte Belastungen geschwächt werden. Ein höherer Prüfdruck bei der Herstellung sowie regelmäßige Überprüfungen stellen sicher, dass der Behälter auch bei einer gewissen Materialermüdung weiterhin sicher betreibbar bleibt. [37, 48, 52]

Eine im Rahmen des CAMPFIRE-Projektes CF10_1 Infrastruktur und Logistik durchgeführte Umfrage aus dem Jahr 2023 ergab, dass in Europa etwa 3.000 Druckkesselwagen für den Ammoniaktransport zur Verfügung stehen, bereitgestellt von sechs verschiedenen Leasinggesellschaften für Schienenfahrzeuge. Das Durchschnittsalter dieser Flotte beträgt 20 Jahre, wobei die Lebensdauer der Wagen generell zwischen 40 und 50 Jahren liegt. Derzeit ist das vorhandene Equipment vollständig ausgelastet. Für zukünftige Transporte von grünem Ammoniak innerhalb Europas werden daher neue Wagen benötigt.

Infrastrukturseitig ist der Transportträger Schiene in Europa

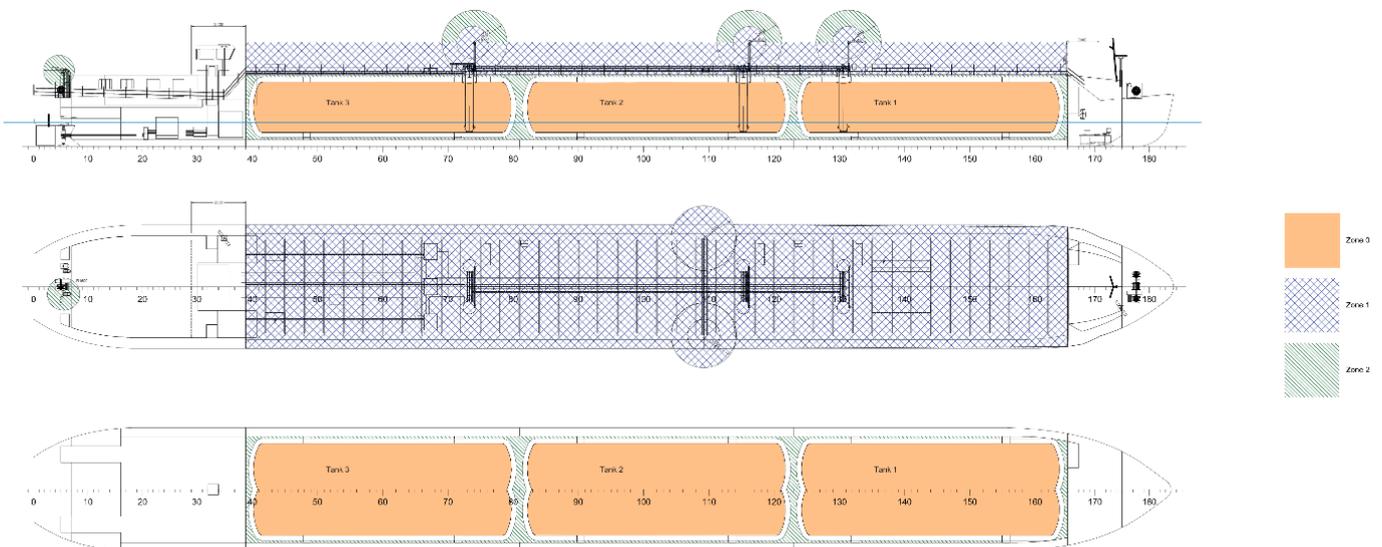


Abbildung 1.6. Zoneneinteilung bei Tankschiffen nach ADN.

schon heute gut aufgestellt. In Deutschland betreibt die bundeseigene DB InfraGO AG knapp 33.000 Kilometer Gleis, die für die Industrie durch ca. 2300 Infrastrukturanschlüssen angebunden sind. Zusätzlich gibt es knapp 760 Verladestellen und 180 Terminals, an denen ein Umschlag bi- oder trimodaler Umschlag stattfinden kann. 28 % der Terminals des Kombinierten Verkehrs haben zudem die Erlaubnis Gefahrenstoffe umzuschlagen und sind somit bereit als Hub für die Verteilung von bspw. Ammoniak Tankcontainern zu dienen. [53] Vor allem für Unternehmen, die perspektivisch nicht an das Fernleitungsnetz angebunden sind, kann die Schiene als Transportträger interessant sein, da viele Unternehmen der energieintensiven Industrie bereits heute über einen Gleisanschluss verfügen. Es braucht demnach lediglich im Anschluss selbst einen Ausbau der Verlade- oder Cracking – Infrastruktur.

1.1.3. Der Hafen als Ammoniak-Drehkreuz

Häfen — an der See wie im Binnenland — sind traditionell Drehscheiben für Energieträger. Angesichts der Energiewende und der Umstellung von Produktions- und Wertschöpfungsketten auf erneuerbare Energien und des damit einhergehenden Bedarfs an neuen Energieträgern schlägt sich der Megatrend auch in den Häfen nieder. Waren es bislang Kohle und Mineralöl, wandelt sich das im Hafen vorzuhaltende Sortiment zukünftig zu Wasserstoff und seinen Derivaten. [54] Damit verlagert sich der Fokus der Häfen, der sich zuletzt angesichts des Güterstruktureffekts von der Bereitstellung von Energie zu der Verteilung von Gütern aller Art, darunter insbesondere Containern, verschoben hatte, wieder zurück auf die Versorgung mit Energieträgern. [55]

Seehafen Rostock (Rostock Port)

Die vorhandene Ammoniak-Infrastruktur im Ostseeraum sowie in den Seegebieten Kattegat und Skagerak kann als gut ausgebaut eingestuft werden. Es besteht eine Vielzahl von Ammoniakterminals sowie Düngemittelfabriken, die als Ausgangspunkt für den Aufbau einer zukünftigen Ammoniakversorgungsinfrastruktur geeignet sind. Ein Großteil der vorhandenen Kreuzfahrthäfen und Fährhäfen mit mindestens drei internationalen Fährverbindungen sind in einem Radius von 100 Seemeilen zum nächstgelegenen Ammoniakterminal per Bunkerschiff erreichbar. Es wird davon ausgegangen, dass diese Terminals grundsätzlich zur Beladung von Bunkerschiffen geeignet sind. Die größte Herausforderung besteht in der Verfügbarkeit von Bunkerschiffen insbesondere für *first mover*, wenn der Bunkerbedarf insgesamt noch nicht sehr hoch ist und die Bunkerschiffe daher noch nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Obwohl der Bunkerbedarf für Fährschiffe gut planbar ist, gilt dies aufgrund der geringeren benötigten Ammoniakvolumen auch für die Fährschiffahrt. Neben den Verteilstrukturen ist ein möglicherweise entscheidendes Kriterium für den Aufbau einer Ammoniak-basierten Fähr- und Kreuzfahrtschiffahrt das Vorhandensein von ausreichenden Sicherheitsabständen zwischen den umliegenden öffentlichen oder Wohngebäuden und den Häfen als potenzielle Bunkerstandorte. Aufgrund der Toxizität von Ammoniak und dem damit einhergehenden Gefährdungspotenzial für Dritte sind beim Bunkern von Ammoniak möglicherweise sehr große Sicherheitsabstände einzuhalten.

Erste Untersuchungen im Rahmen des CAMPFIRE Vorhabens CF09 GreenBalticCruising [56] ergaben zudem, dass ein Ship-to-Ship-Bunkern von Ammoniak im Kreuzfahrterminal Warnemünde für Kreuzfahrtschiffe sowie im Rostocker Seehafen für RoPax-Fähren an den bisher betrachteten Liegeplätzen aus konzeptioneller Sicht grundsätzlich realisierbar ist. Es wurden keine

bzw. keine untragbaren Risiken identifiziert, die nicht durch geeignete technische und organisatorische Maßnahmen reduziert werden können. Für die notwendige hafenbehördliche Genehmigung von Bunkervorgängen mit Ammoniak müssen wesentliche Informationen, wie z.B. die Anzahl und Dimensionen von Sicherheitszonen, bestimmt werden. Bei einem konkreten Bunkerprojekt wird dazu eine HAZID (= Gefahrenidentifikation) mit u.a. Beteiligung des Bunkerlieferanten durchgeführt.

Binnenhafen Duisburg (Duisport)

Duisburg am Rhein gilt einerseits als größter Stahlstandort in Europa und zeichnet für knapp 2,5 Prozent der CO₂-Emissionen der Bundesrepublik verantwortlich [57], zum anderen beheimatet es den größten Binnenhafen der Welt. Im Hinterland der beiden größten europäischen Seehäfen, Rotterdam und Antwerpen, verfolgt der Duisburger Hafen einen ganzheitlichen Erneuerungsprozess, erschließt neue Flächen und investiert in neue Infrastruktur, um den Transport, den Umschlag und die Lagerung von synthetisch erzeugten Kraftstoffen mit Hilfe von Rohrleitungen, Binnenschiffen, Güterzügen und Tankwagen zu gewährleisten. [57,58] Eine große industrieseitige Nachfrage, etwa aus dem Industriecluster in der Rhein-Ruhr-Region, wird erwartet, denn die Stahlwerke im Ruhrgebiet wollen künftig Wasserstoff anstelle von Koks-kohle für die Herstellung von Eisenschwamm, einem Vorprodukt, einsetzen. Weiterhin wird Ammoniak in großen Mengen in den Produktionsstätten der chemischen Industrie in der Rhein-Ruhr-Region benötigt – sowohl als Rohstoff als auch als Energieträger. [55, 58, 59] Zur Verstetigung und zum Ausbau der Versorgungsbeziehungen sind Versorgungskorridore in der Planung, die den gesicherten Bezug von Ammoniak gewährleisten und CO₂-freie Produktion der energieintensiven Industrien auf der Basis von Ammoniak ermöglichen sollen. [55, 60] Ein neues Tanklager entsteht für flüssige, erneuerbare Brennstoffe und Rohstoffe wie Ammoniak. [59, 61, 62] Im Sinne eines anschaulichen Beispiels des Strukturwandels dient ein ehemaliger Umschlagpunkt für die Lagerung und die Verladung von Kohle direkt am Rhein als Standort des neu geplanten Tanklagers. [61, 63] Darüber hinaus sind auch Ammoniak-Transport per Binnenschiff und Güterzug von Bedeutung für die Planung, um die ersten regelmäßigen Versorgungstransporte mit importiertem Ammoniak zu ermöglichen. Neben den Häfen Rotterdam und Antwerpen ist auch die Kooperation des Duisburger Hafens mit dem Amsterdamer Hafen erwähnenswert. Der Duisburger Hafen treibt hier intensiv die Einrichtung von leistungsfähigen Transportkorridoren für den Import von Ammoniak und anderen Wasserstoffträgern voran. [64]

1.2. Ammoniakterminals für die globale Versorgung

Um die Energiesicherheit Europas in einer globalen kohlenstoff-freien Wirtschaft zu gewährleisten, wird Wasserstoff importiert werden müssen. Die EU schätzt in ihrer Mitteilung über die Europäische Wasserstoffbank (KOM(2023)156), dass jährlich 10 Millionen Tonnen grüner Wasserstoff nach Europa transportiert werden. [65]

Ammoniakterminals sind spezialisierte Einrichtungen, die entweder für den Import oder den Export von Ammoniak an der Schnittstelle See-Land konzipiert sind, wobei die Kombination beider Umschlagsrichtungen in einer einzigen Anlage eher selten ist. [66]

Die Anforderungen an die technische Ausstattung, Sicher-

heitsvorschriften und Prozesse für den Import und Export von Ammoniak können erheblich variieren, abhängig von den lokalen Vorschriften, den Sicherheitsanforderungen und den logistischen sowie geografischen Gegebenheiten. Dies macht die Entwicklung von Terminals, die beide Funktionen, Import und Export integrieren, zu einer komplexen und kostenintensiven Aufgabe. Die notwendigen Anpassungen können von der Konfiguration der Lager- und Umschlagseinrichtungen bis hin zu den spezifischen Sicherheitssystemen und Notfallplänen reichen. [67, 68]

In der Praxis bedeutet dies, dass Betreiber und Entwickler von Ammoniakterminals sorgfältige Planungen vornehmen müssen, um sowohl den technischen als auch den wirtschaftlichen Anforderungen gerecht zu werden. Die Entscheidung, ob ein Terminal für Import, Export oder beides ausgelegt wird, hängt daher von einer Vielzahl von Faktoren ab, einschließlich der Marktnachfrage, den verfügbaren Ressourcen und der strategischen Positionierung.

Für die Analyse der existierenden Importpunkte für Ammoniak in Deutschland sind besonders die Häfen Rostock und Brunsbüttel von Bedeutung, die heute schon Ammoniak umschlagen. RWE plant in Brunsbüttel ein Terminal für die Einfuhr von grünem Ammoniak zu errichten, mit dem Ziel, ab 2026 jährlich rund 300.000 Tonnen grünen Ammoniak in Deutschland anzulanden und weiter zu verteilen. In der geplanten Erweiterungsphase des Terminals ist eine Erhöhung der Ammoniak-Kapazität auf zwei Millionen Tonnen jährlich vorgesehen. [69]

Yara International plant ebenfalls, seine Ammoniak-Terminals in Deutschland, einschließlich der Standorte in Brunsbüttel und Rostock, zu modifizieren, um den Umschlag von bis zu 3 Millionen Tonnen Ammoniak zu ermöglichen. Dies entspricht etwa 530.000 Tonnen Wasserstoff und soll die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland beschleunigen. Yara betreibt derzeit in Rostock das größte Ammoniakterminal in Deutschland und importiert jährlich 600.000 Ammoniak. [70] Das Terminal hat bereits heute eine maximale Umschlagkapazität von über einer Millionen Tonnen Ammoniak.

Diese Entwicklungen unterstreichen die aktuelle strategische Bedeutung der Häfen Rostock und Brunsbüttel als Hauptanlaufstellen für den Import von Ammoniak in Deutschland. Sie spiegeln die zunehmende Nachfrage nach grünen Molekülen wieder und sind ein wichtiger Schritt in Richtung einer nachhaltigen Industriegesellschaft, indem sie eine kritische Infrastruktur für die Versorgung mit grünem Wasserstoff und dessen Derivaten bieten.

1.2.1. Fallbeispiele für geplante und sich im Bau befindende Ammoniak-Importterminals

Das Projekt Green Wilhelmshaven von Uniper ist ein Flaggschiffprojekt für Wasserstoff, das sowohl den Bau eines Ammoniak-Importterminals als auch einer 1 GW Elektrolyseanlage zur Wasserstoffproduktion umfasst. Dieses Vorhaben zielt darauf ab, jährlich rund 300.000 Tonnen Wasserstoff bereitzustellen, was 10-20% des für ganz Deutschland im Jahr 2030 erwarteten Bedarfs entspricht. Green Wilhelmshaven soll nicht nur eine zentrale Rolle bei der Sicherung der Wasserstoffversorgung in Deutschland und großen Teilen Kontinentaleuropas spielen, sondern auch zur Diversifizierung der Energieversorgung beitragen und die Abhängigkeit Deutschlands von einzelnen Energielieferanten reduzieren. Das Projekt steht im Einklang mit der europäischen Wasserstoffstrategie, die ehrgeizige Ziele für eine klimaneutrale europäische Wirtschaft und die wesentliche Rolle von grünem Wasserstoff für den erforderlichen Übergang unterstreicht. [71]

Air Products und Mabanaf planen den Bau von Deutschlands erstem großangelegten grünen Energieimportterminal im Hafen von Hamburg. Dieses Projekt gilt als ein Meilenstein für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2026 vorgesehen, mit dem Ziel, die Energiewende in Hamburg zu beschleunigen und Deutschland als führenden Wasserstoffstandort in Europa zu etablieren. Für das Importterminal für grünen Ammoniak wurden noch keine spezifischen Importmengen angekündigt. Der Fokus des Projekts liegt auf der Schaffung einer Infrastruktur zur Unterstützung der Wasserstoffwirtschaft und der Dekarbonisierung von Industrie und Verkehr. [72]

Fluxys und Advorio haben sich zusammengetan, um die Machbarkeit eines -Importterminals für grünen Ammoniak im Hafen von Antwerpen zu prüfen. Das Ziel ist es, eine robuste Lösung für die wachsende Nachfrage nach Import und Lagerung von grünen Energievektoren und Rohstoffen anzubieten, im Rahmen der laufenden Dekarbonisierung. Das Terminal soll bis 2027 betriebsbereit sein und eine Schlüsselrolle bei der Implementierung der europäischen Wasserstoffstrategie spielen, indem es Belgien zu einem europäischen Hub für den Import und Export macht. [73]

Horisont Energi und der Terminalbetreiber Chane (ehem. Koole) Terminals arbeiten an der Entwicklung von Rotterdams erstem Ammoniaklager und -terminal. Dieses Projekt zielt darauf ab, die Infrastruktur für Ammoniak als alternative Energiequelle für die Schifffahrt und andere Industrien zu unterstützen. Die Anlage soll Ammoniak speichern und verteilen, der in Norwegen produziert und nach Rotterdam verschifft wird, um die Nachfrage in Nordwesteuropa zu decken. Die Fertigstellung ist ein wichtiger Schritt zur Unterstützung der blauen Ammoniakproduktion des Barents Blue-Projekts. [74] Chane hat zusätzlich eine Absichtserklärung mit Hyphen Hydrogen Energy unterzeichnet, um grünes Ammoniak aus Namibia über das Terminal von Chane zu importieren. [75]

Ein weiterer Fall für die Entwicklung von Importterminals für grünes Ammoniak ist die Initiative von Uniper und Vesta, die die Machbarkeit eines neuen Ammoniak-Import-Hubs in Nordwesteuropa am Standort Vlissingen untersuchen. Das Projekt "Greenpoint Valley" zielt darauf ab, eine Kapazität von fast einer Million Tonnen Ammoniak pro Jahr zu erreichen, mit der Möglichkeit einer zukünftigen Verdoppelung dieser Kapazität. Diese Entwicklung unterstreicht die wachsende Rolle von Ammoniak in der grünen Energieökonomie und die Notwendigkeit spezialisierter Terminals, um den wachsenden europäischen Markt zu bedienen. Es zeigt auch, wie Terminals als Eintrittspunkte für grünen Wasserstoff dienen können, der in Form von Ammoniak transportiert wird, was ihre strategische Bedeutung in der Energieinfrastruktur unterstreicht. [76]

Gasunie entwickelt gemeinsam mit Partnern das ACE Terminal, ein Importterminal für grünes Ammoniak als Träger für Wasserstoff. Dieses Terminal soll auf der Maasvlakte in der Nähe von Rotterdam realisiert und Anfang 2026 betriebsbereit sein. Gasunie, HES International und Vopak bündeln ihre Stärken und Expertise, um dieses Importterminal im Hafen von Rotterdam zu entwickeln. Das strategische Ziel des Terminals ist es, eine direkte Anbindung von der Nordsee und eine Verbindung zur Industrie in Rotterdam sowie zum Gasunie-Pipeline-Netzwerk nach Nordwesteuropa zu bieten. [77, 78]

Die strategische Expansion von OCI in Rotterdam, einem der weltweit führenden Umschlagpunkte und einer der größten Bunkerhäfen der Welt, unterstreicht die Bedeutung des Standorts als Drehscheibe für den wachsenden Handel mit Ammoniak. Mit der Erweiterung der Importkapazitäten auf 1,2 Mio. t pro

Tabelle 1.1. Geplante Ammoniakumschlagkapazitäten nach Neubau, Ausbau und Erweiterung der Terminals in Deutschland, Belgien und den Niederlanden ab 2030.

Land	Standort	Unternehmen	Import (Tonnen p.a.)
Deutschland	Rostock	Yara GmbH & Co. KG	1.000.000 [70]
	Brunsbüttel	Yara GmbH & Co. KG, RWE	2.000.000 [81]
	Wilhelmshaven	Uniper SE	2.600.000 [80]
	Hamburg	Mabanaft GmbH & Co. KG	600.000 [82]
Niederlande	Rotterdam	OCI N.V.	3.000.000 [79]
	Rotterdam	Chane Terminals B.V.	7.000.000 ¹
	Rotterdam	N.V. Gasunie, Vopak, HES International B.V	1.200.000 ²
	Vissingen	Uniper SE, Vesta Terminals B.V.	2.000.000 [76]
Belgien	Antwerpen	Fluxys Belgium SA, Advorio N.V.	6.000.000 [83]

Jahr in der ersten Phase und dem Potenzial für über 3 Mio. t pro Jahr in der zweiten Phase, stärkt OCI Rotterdams Rolle im globalen Energiemarkt. Die Nutzung von grünem Ammoniak als potenzieller Schiffstreibstoff stärkt Rotterdams strategische Position. Eine spezialisierte Infrastruktur ist entscheidend, um den steigenden Bedarf an grünem Ammoniak zu decken und Häfen wie Rotterdam als zentrale Drehkreuze der zukünftigen Energieversorgung zu etablieren. [79]

1.2.2. Geplante Importkapazitäten der vorgennannten Terminals und Terminalprojekte

Die geplanten Umschlagkapazitäten der neuen Ammoniakterminals variieren erheblich, mit einigen bemerkenswerten Projekten wie dem Uniper Terminal in Wilhelmshaven, Deutschland, das eine Importkapazität von rund 2,6 Millionen Tonnen Ammoniak pro Jahr anstrebt. [80] Yara plant, seine Terminals in Brunsbüttel und Rostock zu erweitern, um Importe von bis zu 3 Millionen Tonnen Ammoniak pro Jahr zu ermöglichen.

Die ab 2030 geplanten Ammoniakumschlagkapazitäten nach Neubau, Ausbau und Erweiterung der Terminals in Deutschland, Belgien und den Niederlanden gemäß Analyse sind in Tabelle 1.1 gelistet.

1.2.3. Konvertierung von LNG Terminals zu NH₃ Terminals

Die Umwandlung von LNG (Liquified Natural Gas) Importterminals zu Ammoniak Importterminals stellt kann weitere Importkapazitäten schaffen. Im Zuge der Umrüstung ist der höheren Belastungen an den Strukturen und Fundamenten der LNG-Terminals Rechnung zu tragen, da Flüssigerdgas eine niedrigere Dichte als flüssiges Ammoniak aufweist, so dass die Terminalvolumina nicht vollumfänglich genutzt werden können. [38] Grundsätzlich kann Ammoniak sowohl in Kryotanks, teilweise gekühlten und isolierten Tanks als auch Drucktanks (bei gemäßigter Umgebungstemperatur) gelagert werden. [46] Während LNG- und Ammoniakterminals ähnliche Infrastrukturen aufweisen können, erfordert die Umwandlung von einem zum anderen spezifische Anpassungen, um die vom LNG unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften und Sicherheitsanforderungen von Ammoniak zu berücksichtigen. Zu den notwendigen Modifikationen gehören Anpassungen am Speichertank, am Boil-off-Gas-System, an den Flüssigpumpen und Rohrleitungssystemen sowie

an Instrumentierungs- und Kontrollsystemen. Diese Modifikationen sind wesentlich, um die sichere Lagerung und den Umschlag von Ammoniak zu gewährleisten, und spiegeln die Komplexität wider, die mit der Dualnutzung von Terminals für unterschiedliche Chemikalien verbunden ist. Zudem ist die Umrüstung nicht flexibel, da sie erhebliche bauliche Änderungen und Sicherheitsmaßnahmen erfordert, die speziell auf die Eigenschaften von Ammoniak abgestimmt sind. Die Komplexität und Kosten dieser Modifikationen machen die Umrüstung hauptsächlich für neue LNG-Terminals, die mit Blick auf die zukünftige Nutzung von Ammoniak konzipiert sind, und nicht für bestehende LNG-Terminals machbar. [84]

1.2.4. Anbindung von Terminals an weitere Transportmodi und Infrastrukturen

Die neuen und bestehenden Ammoniak-Importterminals sind strategisch an vielfältige Transport- und Infrastrukturnetzwerke angebunden, um eine effiziente Verteilung und Nutzung des importierten Ammoniaks zu ermöglichen. Diese Anbindungen umfassen in der Regel Seezugang für internationale Lieferungen, Zugang zu Binnenwasserstraßen, Pipelines zur Einspeisung in das Gasnetz, Schienenverbindungen und Straßentransportmöglichkeiten für die lokale Verteilung sowie spezielle Einrichtungen für den Umschlag und Lagerung von Ammoniak. Diese multimodale Anbindung unterstützt die Integration von Ammoniak in die Energie- und Rohstoffversorgungsketten und fördert die Nutzung von grünem Wasserstoff.

Das europäische Wasserstoff-Backbone-Projekt zielt darauf ab, ein umfangreiches Pipelinennetzwerk für den Transport von Wasserstoff quer durch Europa zu entwickeln. Während Ammoniak als Träger für Wasserstoff über Seewege importiert und an Terminals umgeschlagen wird, ist für die interne Verteilung und Weiterleitung innerhalb Europas die Umwandlung von Ammoniak zurück in Wasserstoff teilweise vorgesehen. Dieser Wasserstoff könnte dann durch das Backbone-Pipelinennetzwerk transportiert werden. Das Wasserstoffkernnetz ist ein zentraler Bestandteil des European Hydrogen Backbone. [85, 86]

1.2.5. Neue Lieferketten für den Ammoniak-Import

Für die Lieferung von grünem Ammoniak aus geeigneten Ländern über Importhäfen zu den Bedarfsstandorten können neue potentielle Lieferketten zusammengestellt und einer betriebswirtschaftlichen Bewertung unterzogen werden. Als methodi-

¹Anfrage bei Chane

²Anfrage bei Gasunie

ches Instrumentarium dienen mathematische Optimierungsmodelle des Operations Research. Bei der Optimierung der Fuel Supply Chain für einen strategischen Planungshorizont von mehreren Jahren sind Kosten und Kapazitäten der beteiligten Länder anhand volkswirtschaftlicher Studien (z.B. Globaler Power-to-X Potenzialatlas des Fraunhofer IEE [87] oder EWI-Studie zu Bezugsoptionen für Grünes Ammoniak [88]) prognostizierbar. Basierend auf linearen Transportmodellen resultieren kostenminimale Transportpläne für Lieferketten. Sie enthalten aggregierte Importmengen, deren konkrete Aufteilung im Rahmen einer Mengen- und Terminkoordination betrachtet wird. Bestehende Unsicherheiten in Bedarfsmengen, Kapazitätsverfügbarkeiten und Bunkerzeiten werden durch Szenarien erfasst. Alternative Zielfunktionen zeigen Trade-Offs zur ökologischen Nachhaltigkeit. Bei der Konzipierung neuer Lieferketten für grünes Ammoniak bieten Optimierungsmodelle quantitativ fundierte Entscheidungsunterstützung für alle beteiligten Akteure. Weiterer Forschungsbedarf besteht in dynamischen Ansätzen des Green Supply Chain Managements [89] für Ammoniak und Wasserstoff mit mittel- und kurzfristigen Planungshorizonten.

Als erstes Beispiel wurden Lieferketten des grünen Ammoniaks für die Kreuzschifffahrt im Ostseeraum optimiert. Zur Deckung des erwarteten Grundbedarfs aller beteiligten Länder wird unter Berücksichtigung geschätzter Kosten und Kapazitäten ein Bezug aus Dänemark und Norwegen empfohlen. Bei einem Gesamtimport von ca. 300.000 Tonnen pro Jahr ist mit Durchschnittskosten von ca. 710 Euro je Tonne zu rechnen. Bei steigendem Bedarf können ergänzende Lieferungen aus Marokko und Frankreich hinzugezogen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Importländer 10% ihrer Produktionsmenge für diesen Zweck zur Verfügung stellen. Aufgrund hoher Angebotsüberschüsse verändert sich die Zuliefererstruktur auch bei einem Absinken der Kapazitätsverfügbarkeit auf 3% nicht. Es zeigt sich in einer Resilienz Betrachtung, dass auch unerwartete Störungen der Lieferketten durch den Ausfall einzelner Importländer bei einem Anstieg der Durchschnittskosten zwischen 0,01% und ca. 5% pro Tonne kompensiert werden können. Negative Umwelteinwirkungen von hohen Transportdistanzen lassen sich durch überwiegende Selbstversorgung der Länder im Ostseeraum vermeiden, was jedoch zu einem erheblichen Kostenanstieg von ca. 10% führen würde. Eine Trade-Off-Analyse zwischen Distanzen und Kosten offenbart mögliche Kompromisse. Die Verteilung des importierten Ammoniaks auf die Kreuzfahrtterminals innerhalb eines Landes erfolgt durch Rundfahrten eines Bunkerschiffs. Bei einer Halbierung der Bunkerzeit kann in diesem Beispiel ca. ein Drittel der Gesamtdauer für die Belieferung der Kreuzfahrtterminals eingespart werden. Mit Übergang in die Realisationsphase gewonnene Erkenntnisse und Daten sollten zur Überprüfung und zunehmenden Konkretisierung der Handlungsempfehlungen genutzt werden.

1.3. Rechtliche Aspekte zu den Importterminals und Transportlösungen

Der Ausbau der notwendigen Infrastruktur für einen Ammoniakhochlauf wird insbesondere durch den geltenden Rechtsrahmen gesteuert.

1.3.1. Speicherung von Ammoniak

Die Errichtung und der Betrieb von Ammoniakspeicheranlagen ist nach zahlreichen Vorschriften zulassungspflichtig. Liegt das Fassungsvermögen einer Anlage bei mindestens 3 Tonnen, ist

eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung (vgl. [90]) einzuholen (zu der Einstufung von Ammoniak-Technologien und Zulassungspflicht siehe auch Tabelle 3.4). Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird insbesondere geprüft, ob von der Anlage schädliche Umwelteinwirkungen oder sonstige Gefahren oder Beeinträchtigungen ausgehen. [91] Daneben sind die störfällrechtlichen Anforderungen, wie das sog. Abstandsgebot von Anlagen, zu beachten (vgl. [92]). Zusätzlich ist eine Baugenehmigung erforderlich, die aber ggf. von der BImSchG-Genehmigung umfasst wird. Im Geltungsbereich eines Bebauungsplans können Speicheranlagen insbesondere in Gewerbe-, Industrie- oder Sondergebieten errichtet werden. [93] Für den Außenbereich [94] ist derzeit nicht davon auszugehen, dass Ammoniakspeicheranlagen unter die baurechtlich privilegierten Vorhaben fallen, sodass eine umfassende Abwägung erforderlich ist. Darüber hinaus kann eine Erlaubnis nach der Betriebssicherungsverordnung [95] einzuholen sein. In jedem Fall sind die sonstigen arbeitsschutzrechtlichen sowie naturschutz- und wasserrechtlichen Vorgaben zu beachten.

1.3.2. Nicht leitungsgebundener Transport

Für den nicht leitungsgebundenen Transport von Ammoniak sind vor allem die Regelungen des Gefahrgutrechts maßgeblich.¹ Dieses ist durch ein komplexes Zusammenspiel aus internationalen, europäischen und nationalen Regelungen gekennzeichnet. Der gesamte Rechtsrahmen baut auf einem internationalen Klassifizierungssystem auf, welches in internationalen Regelwerken für den Binnenschiffs-, Eisenbahn- und Straßenverkehr konkretisiert wird. Ammoniak ist nach dem Klassifizierungssystem als giftiges, ätzendes und umweltgefährdendes Gas eingestuft, woraus sich wiederum Vorgaben für die Beförderung von Ammoniak ergeben. Das Gefahrgutrecht geht von einem weiten Beförderungsbegriff aus: erfasst werden der Vorgang der Ortsveränderung, die Herstellung der zulässigen Gefahrgutumschließungen sowie auch Vorbereitungs- und Abschluss handlungen (siehe auch Abbildung 1.7).

Druckverflüssigtes Ammoniak kann aus rechtlicher Sicht grundsätzlich auf allen Verkehrswegen in sog. Druckgefäßen, ortsbeweglichen Tanks und ADR/RID-Tanks transportiert werden. Die Herstellung dieser Gefäßumschließungen ist zulassungspflichtig.

Für den Transport von druckverflüssigtem Ammoniak in Tanks ab 1000 kg Nettomasse gilt zudem der sog. Verlagerungsgrundsatz. Demnach muss Ammoniak primär per Binnenschiff transportiert werden. Nur wenn dies nicht möglich oder zumutbar ist, kann auf den Eisenbahn- und schließlich auf den Straßenverkehr ausgewichen werden. Zudem legt das Gefahrgutrecht umfassende Sicherheitspflichten für die an der Beförderung beteiligten Personen fest.

Auf Binnen-Tank- und Trockengüterschiffen kann grundsätzlich in den zulässigen Gefahrgutumschließungen auch tiefgekühlt verflüssigtes Ammoniak transportiert werden. Hierfür ist jeweils ein gefahrgutrechtliches Zulassungszeugnis erforderlich. Zudem bestehen umfangreiche Anforderungen an Bau und Betrieb der Schiffe. Für den Transport von Ammoniak im Straßenverkehr ist für die verwendeten Fahrzeuge vorab eine gefahrgutrechtliche Zulassung einzuholen, wobei die Fahrzeuge auch typgenehmigt werden können. Darüber hinaus sind die allgemeinen verkehrsrechtlichen Zulassungen einzuholen. Es bestehen Beschränkungen für die Durchfahrt bestimmter Tunnel. Im Eisenbahnverkehr gelten über die allgemeinen Vorgaben hinaus

¹Das IKEM veröffentlicht voraussichtlich in diesem Jahr 2024 noch eine Studie über den Rechtsrahmen für Ammoniaktransportlösungen.



Abbildung 1.7. Wesentliche vom Beförderungsbegriff nach GGBefG umfasste Handlungen (Quelle: IKEM).

keine gefahrgutrechtlichen Einschränkungen.

1.3.3. Genehmigung und Betrieb von Ammoniak-Pipelines

Die Zulassung von Ammoniak-Pipelines erfolgt je nach Länge und Durchmesser der Pipeline entweder in einem Planfeststellungsverfahren oder in einem Plangenehmigungsverfahren. Beide Verfahren richten sich nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. [96] Das konkrete Verfahren richtet sich danach, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung für das Vorhaben durchzuführen ist. Die Zulassung und der Betrieb von Pipelines sind an Pflichten aus unterschiedlichen Rechtsgebieten geknüpft. Insbesondere sind Vorgaben des Naturschutzrechts, des Wasserrechts und des Arbeitsschutzrechts zu beachten. Insbesondere muss sichergestellt werden, dass Ammoniak nicht austritt. Die Pipeline muss Beanspruchungen standhalten, dicht bleiben und sicher betrieben werden. Die einzelnen Vorgaben werden detailliert in der Technischen Regel für Rohrfernleitungen festgehalten.

2

Regionale Erzeugung für den Einsatz als dezentraler Energiespeicher

2.1. Grüner Ammoniak als Speicher für zentral und dezentral erzeugte erneuerbare Energie

In den letzten zwei Jahren wurden weltweit Planungsvorhaben angekündigt, die großskalige Ammoniaksynthesen zum Ziel haben. Teilweise gehen die dafür zu installierenden Elektrolyseleistungen in die Giga-Watt-Klasse mit der entsprechenden Leistung für die erneuerbare Energie ebenfalls in die Giga-Watt-Klasse. Populäre Standorte dafür sind Australien, der Nahe Osten, Lateinamerika und der Süden Afrikas. Alle Standorte haben die Verfügbarkeit von großen Flächen zur Installation der benötigten Wind- und PV-Kapazitäten gemeinsam, so dass sehr günstiger Strom zur Nutzung eingesetzt werden kann und die Verfügbarkeit des Wassers, das für den Betrieb der Elektrolysen benötigt wird. Der erzeugte Ammoniak soll dabei größtenteils exportiert und zur Weiterverarbeitung zu Düngemitteln verwendet werden, ein anderer Teil wird als Wasserstoffträger genutzt, um nach einem Transport in die Zielregion wieder zurück zu Wasserstoff umgewandelt werden.

Diese Großanlagen können nur an Standorten aufgebaut und betrieben werden, an denen ausreichende Kapazitäten für erneuerbare Energie entwickelt werden können und Wasser in ausreichenden Mengen verfügbar ist. Diese Anforderungen schränken die Verfügbarkeit von Standorten stark ein, so dass es sinnvoll ist, kleinere Anlagen zu entwickeln und zu betreiben, damit mehr Standorte und damit mehr Ammoniak produziert werden kann. Mit der Verkleinerung der Anlagen wird sich auch das Geschäftsmodell der Betreiber ändern, weil sich kleinere Ammoniak-Mengen nicht mehr so einfach exportieren lassen wie große. Die bietet jedoch die Gelegenheit zur Vor-

Ort-Nutzung von Ammoniak als Energie- oder Wasserstoffträger, die Weiterverarbeitung zu Düngemitteln oder ähnlichen Produkten. Ebenso werden energieautarke Standorte möglich, bei denen Ammoniak als zentrales Element die Speicherung und Lagerung von Energie sicherstellt, verwiesen sei hier besonders auf Bergbau und Baustellen, die nicht an gute Infrastruktur zur Versorgung angebunden sind.

Wenn man die Wirtschaftlichkeit der Größenordnungen vergleicht, wird erwartet, dass Skaleneffekte dafür sorgen, dass große Anlagen den Ammoniak günstiger herstellen können. Der größte Block der Investitionen wird für die erneuerbare Energien und die Wasserstoffherzeugung aufgebracht werden. Auf der anderen Seite müssen für die Ammoniakspeicherung und den -transport auch Investitionen in Pipelinesysteme und Hafenstrukturen getätigt werden. Die dezentralen Ammoniakherzeugungssysteme werden mit Standardlogistik an den Ort ihrer Verwendung transportiert. Durch die Fertigung der Systeme in Serie mit Standardkomponenten ergeben sich Kostenvorteile bei der Herstellung. Inwieweit nun die „economy of scale“ (für große Anlagen) die „economy of numbers“ (für dezentrale Anlagen) schlagen kann, bleibt abzuwarten. Sicher ist unabhängig davon, dass sowohl große Anlagen als auch kleine Anlagen sich im Markt etablieren werden, dies liegt zum einen daran, dass es nicht genügend Standorte für die gesamte Energieversorgung mit großen Anlagen geben wird und zu anderen daran, dass viele Akteure selbst die Energiewende vor-Ort gestalten wollen und dies ist mit dezentraler Wertschöpfung möglich.

Gerade mit der Nutzung von Ammoniak als Brennstoff für Motoren – also dem Ersatz von Diesel als Treibstoff – ergeben sich neue Geschäftsmöglichkeiten für Betreiber von Fahrzeugflotten.

Entwicklungsvorhaben zielen unter anderem darauf ab, land-

und forstwirtschaftliche Maschinen, Bau- und Minenfahrzeuge für den Betrieb mit Ammoniak vorzubereiten. Nach erfolgreichem Abschluss und der Verfügbarkeit der Fahrzeuge können Land- und Forstwirte ihren mit Hilfe von dezentralen Ammoniak-Anlagen eigenen Kraftstoff für die Schwerlast-Maschinen herstellen und werden so unabhängiger von Transportkosten und Preisschwankungen an den Tankstellen. Eine eigene regionale Kraftstoffherzeugung aus Wind- und Solarenergie ist insbesondere interessant für den Betrieb von Minen in entlegenen Gebieten, da für diesen Anwendungsfall die Transportkosten für Treibstoff typischerweise hoch sind.

In Europa wird derzeit über die Errichtung, die Inbetriebnahme und den späteren Betrieb eines Wasserstoff-Kernnetzes diskutiert. Dieses soll zunächst Einspeisepunkte – beispielsweise große Elektrolysestandorte und Energie-Import-Terminals - mit industriellen Großverbrauchern – wie Stahl- und Zementwerken – verbinden. Dieses Kernnetz soll nach und nach erweitert werden, um das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung zu erreichen und das aktuell verwendete Erdgas durch Wasserstoff als Energieträger zu ersetzen. Nun gibt es aber auch Regionen, die erst sehr spät oder gar nicht an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden, ihre Dekarbonisierungsanstrengungen jedoch trotzdem davon vorantreiben möchten.

Für diese Regionen bietet sich Ammoniak als Energie- oder Wasserstoffträger an. Es kann sowohl vor Ort hergestellt und gespeichert werden. [97] Für den Fall, dass dies nicht in ausreichender Menge möglich ist, kann Ammoniak über Eisenbahn- und Schiffslogistik an den Ort des Verbrauches transportiert werden. Ein Transport über LKW-Trailer wird vielerorts weltweit schon durchgeführt, entsprechende Trailer sind verfügbar, allerdings ist der Transport auf deutschen Straßen heute noch nicht allgemein erlaubt.

2.2. Flexible Haber-Bosch Reaktoren für die dezentrale Erzeugung

Die erneuerbaren Energien sind großen Schwankungen unterworfen. Sie sind saisonal schwankend und sind schwerlich den tatsächlichen Bedarfen anzupassen. Daraus folgt, dass die Schwankungen durch Energiespeicherungen ausgeglichen sollten. Hier wird insbesondere Wasserstoff diskutiert, welcher über Elektrolyse hergestellt und in einer Brennstoffzelle wieder in Strom umgesetzt werden kann. Da die Handhabung von Wasserstoff als Energiespeicher aufgrund der relativ geringen volumetrischen Energiedichte nicht einfach ist, bietet sich für Speicherung und Transport die Verwendung von Ammoniak an, da dies eine hohe volumetrische Energiedichte im Vergleich zu Wasserstoff hat und bereits bei Umgebungsdruck bei Temperaturen unter -33 °C bzw. bei Normaltemperatur bei über 8 bar in flüssiger Form gelagert bzw. transportiert werden kann.

2.2.1. Reaktoren für Mittellastanlagen

In dieser Betrachtung spielen kleine Produktionsanlagen eine Rolle, da sie aufgrund ihrer kleinen Kapazität (verglichen mit großen zentralisierten Produktionsanlagen) korrelieren und eine Produktion nahe der Energiebereitstellung wie z.B. einem Windpark, Photovoltaikfeld ermöglichen. Hier sind einige Reaktortypen, die für die dezentrale Ammoniaksynthese verwendet werden können:

Festbettreaktor: Festbettreaktoren sind eine der traditionellen Optionen für die Ammoniaksynthese und könnten auch für die dezentrale Erzeugung geeignet sein. Sie könnten in klei-

neren Maßstäben eingesetzt werden und erlauben auch eine kontinuierliche Produktion. Vorteile sind ihre Robustheit und ihre relativ einfache Handhabung [98].

Membranreaktor: Membranreaktoren können verwendet werden, um die Ammoniaksynthese in kleinem Maßstab durchzuführen. Dieser Reaktortyp integriert eine selektive Membran, die die Durchlässigkeit von bestimmten Spezies, wie Ammoniak, ermöglicht, was die Entfernung aus dem Reaktionsgemisch erleichtert und das Gleichgewicht der Reaktion verschiebt. Membranreaktoren eignen sich besonders gut für kontinuierliche Prozesse und können mit erneuerbaren Energien integriert werden. Anwendung des Membranreaktors liegt in der Rückgewinnung von Stickstoff aus landwirtschaftlichen und industriellen Abwässern. [99, 100]

Elektrochemische Reaktoren: Dieser Ansatz kann zur direkten Umwandlung von Stickstoff und Wasserstoff in Ammoniak unter Verwendung von elektrischer Energie verwendet werden. Elektrochemische Reaktoren können in kleinen, modularen Einheiten konstruiert werden und erfordern keine hohen Temperaturen oder Drücke wie herkömmliche Haber-Bosch-Reaktoren. Der Aufbau elektrochemischer Systeme ermöglicht die Trennung von Oxidations- und Reduktionsreaktionen unter Verwendung selektiver Katalysatoren. Die Flexibilität bei den Edukten und bei den Katalysatoren kann die Verwendung hochreiner Einlassströme überflüssig machen und Luft als Stickstoffquelle ermöglichen. Die Produktaufarbeitung ist ein wichtiger Schritt bei der elektrochemischen Ammoniaksynthese, um das erzeugte Ammoniak von den Elektrolyten zu trennen. Effiziente Trennverfahren sind entscheidend, um die Reinheit und Ausbeute des Ammoniaks zu maximieren. [101]

Photokatalytischer Reaktor: Photokatalytische Reaktoren verwenden Lichtenergie, um chemische Reaktionen zu ermöglichen. Die Leistung der Photoreduktion des Stickstoffs liegt in den Entwicklungen entsprechender Photokatalysatoren und Photoelektrokatalysatoren. Typischerweise sind die Lichtabsorptionsbereiche, die Adsorption von Stickstoff, die Aktivierung von Stickstoff große Herausforderungen bei der Photoreduktion von Stickstoff zu Ammoniak. Dieser Prozess könnte zukünftig für die dezentrale Ammoniaksynthese in sonnenreichen Gebieten oder in Verbindung mit Solarenergie eine interessante Option darstellen. [102]

Mikroreaktoren: Mikroreaktoren sind Reaktoren mit Abmessungen im Mikrometerbereich, die ein hohes Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis aufweisen und somit kurze Reaktionszeiten erlauben. Aufgrund kleiner Abmessungen und der hohen Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisse erlaubt die Mikroverfahrenstechnik Prozesse mit hoher Wärmetönung in kontinuierlicher Betriebsweise durchzuführen. Somit ermöglichen Mikroreaktoren eine präzise Temperaturkontrolle aufgrund ihrer kleinen Abmessungen. Dies kann dazu beitragen, die Reaktionsbedingungen zu optimieren und die Ausbeute an Ammoniak zu maximieren. Durch die Miniaturisierung des Haber-Bosch-Prozesses basierend auf einem neuen Konzept für den Wärmeaustausch mittels Strömungsleitelementen werden Limitierungen im Stoff- und Wärmetransport aufgehoben, Abbildung 2.1. Es kann der Ammoniaksyntheseprozess effizienter durchgeführt und schneller gestartet bzw. abgeschlossen werden. Dynamische Prozesse, wie sie eben im dezentralen Umfeld gefordert sind, können umgesetzt werden. Dies ermöglicht eine effiziente Produktion von Ammoniak in dezentralen Anlagen. Mikroreaktoren können aufgrund ihrer Kompaktheit für die dezentrale Ammoniaksynthese verwendet werden und bieten aus oben genannten Gründen Potenzial für eine hohe Reaktionskontrolle und Effizienz.¹

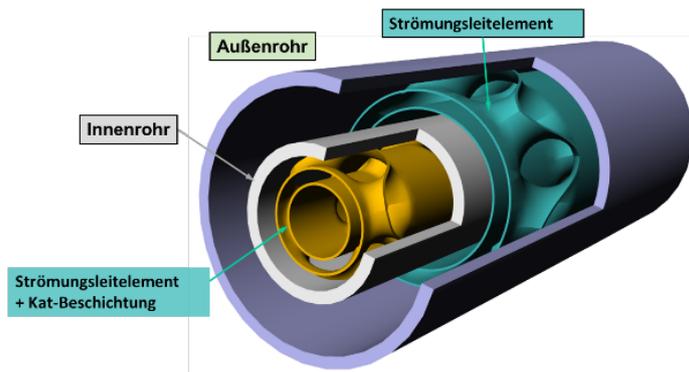


Abbildung 2.1. Schematische Darstellung der Funktionsweise im mikrostrukturierten Reaktor für die Haber-Bosch-Synthese: das Reaktionsgemisch strömt durch das äußere Rohr ein und wird durch das innere mit Katalysator befüllte Rohr wieder zurückgeführt. Dabei wird das Reaktionsgemisch durch die Strömungselemente stetig umgeschichtet und abwechselnd an die Rohrwand und wieder zurückgeführt, was den Stoff- und Wärmetransport verbessert.

2.2.2. Pufferspeicherkonzepte für Mittellastanlagen

Die bereits erwähnten Schwankungen bei der Bereitstellung von erneuerbaren Energien können durch den Einsatz von Pufferspeichern kompensiert werden. Diese sollen fluktuierende Stoff- bzw. Energieströme aufnehmen und anschließend in gewünschten Mengen kontinuierlich bereitstellen. Somit sollen die nachgeschalteten Anlagen möglichst lange innerhalb des bevorzugten Betriebsbereichs gehalten werden.

Für die hier betrachteten Synthesenanlagen werden die Edukte (Wasserstoff und Stickstoff) mittels Strom erzeugt, der Wasserstoff über die Wasserelektrolyse und der Stickstoff durch eine Druckwechseladsorption aus der Luft. Die Systeme zur Erzeugung der Edukte sind flexibel genug, um direkt mit dem produzierten Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben zu werden [103]. Die Schwankungen sind allerdings für einen konstanten Betrieb der Synthesereaktoren im bevorzugten Betriebsbereich zu groß. Sind die produzierten Massenströme an Edukten zu groß kann die überschüssige Menge in einen Pufferspeicher aufgenommen und bei zu niedrigen Massenströmen wieder daraus abgegeben werden. Im Folgenden sind verschiedene Typen von Pufferspeichern für Wasserstoff bzw. Stickstoff aufgeführt, welche sich für den Einsatz in Mittellastanlagen eignen.

Druckbehälter für Wasserstoff oder Stickstoff (gasförmig)

Eine etablierte Methode ist die Speicherung von Wasserstoff als komprimiertes Gas (CGH₂: Compressed Gaseous Hydrogen) in Druckbehälter aus Stahllegierungen, welche bei Umgebungstemperatur und Drücken bis ca. 200 bar betrieben werden (Behälter Typ 1) [104, 105]. Hierfür werden nur wenige Komponenten benötigt, allerdings ist viel Platz erforderlich da die Dichte in diesem Zustand bei Umgebungstemperatur nur ca. 15 kg/m³ beträgt. Aktuelle Druckbehälter mit Kohlefaserummantelung können Wasserstoff mit bis zu 1000 bar speichern (Behälter Typ 2) [104], die Dichte liegt dann bei ca. 50 kg/m³. So wird weniger Raum benötigt, die Kosten für die Komponenten steigen aber an.

Für Stickstoff eignen sich besonders die etablierten Druckbehälter, da bei einem Druck von 300 bar und Umgebungstemperatur

schon eine Dichte von ca. 300 kg/m³ erreicht wird. Der Platzbedarf ist somit um einiges geringer als bei Wasserstoff und es werden weniger Strukturmaterialien benötigt.

Kryobehälter für Wasserstoff oder Stickstoff (flüssig)

Die Speicherung von flüssigem Wasserstoff (LH₂: Liquid Hydrogen) erfolgt bei Temperaturen von -252 °C gelagert wird (bei ca. 2 bar). Hier liegt die Dichte bei ca. 70 kg/m³ also in einem ähnlichen Bereich wie bei dem verdichteten Wasserstoff mit 1000 bar.

Stickstoff wird bei -196 °C gelagert (bei 1 bar) die Dichte des flüssigen Stickstoffs liegt bei etwa 800 kg/m³.

Metalle als Wasserstoffspeicher (chemisch gebunden)

Bei stationären Anwendungen bieten sich zudem Feststoffspeicher an, da deren hohes Gewicht in diesem Fall nicht von großer Bedeutung ist. Der Wasserstoff liegt hier chemisch gebunden vor, zum Beispiel in Form von Metallhydriden. Nachteil bei dieser Speicherform ist die zusätzliche Energie die für die Wasserstofffreisetzung benötigt wird, was allerdings sicherheitstechnisch einen großen Vorteil darstellt. [104] Die volumetrische Speicherkapazität liegt beispielsweise für LaNi₅H₆ bei ca. 115 kg/m³ (27 °C, 2 bar) [106] und damit mehr als doppelt so hoch wie bei den 1000 bar Druckbehältern.

Die Auswahl eines geeigneten Pufferspeichersystems hängt stark von den gegebenen Randbedingungen am Standort ab. Für alle Speicherformen wird zusätzliches Equipment benötigt wie Kompressoren, Kühlanlagen und Heizsysteme. Der anlagentechnische Aufwand ist hier recht unterschiedlich, es sollten stets mehrere Konzepte verglichen werden, um im Einzelfall die bestmögliche Lösung zu finden.

Katalysatoren für die dezentrale Ammoniaksynthese

Der Katalysator spielt eine entscheidende Rolle und muss im Zusammenspiel mit dem Support mehrere Funktionen erfüllen. So ist das Ausgangsmolekül Stickstoff inert und muss daher erst elektrochemisch aktiviert werden, damit die Dissoziation der N-N-Dreifachbindung eingeleitet wird.

¹ L. Biffar, W. Benzinger, P. Pfeifer, Chemie Ingenieur Technik (CIT), eingereicht.

Zum Einsatz kommt vor allem die Aktivierung des N_2 -Moleküls mit Hilfe von Reduktionsmitteln. Folgende hauptsächliche Reaktionsschritte werden betrachtet:

- Adsorption von molekularem N_2
- Dissoziation des chemisorbierten N_2 (geschwindigkeitsbestimmend)
- Adsorption von H_2 unter Dissoziation
- stufenweise Reaktion von N mit H_{ads}
- Desorption des erzeugten NH_3

Neben Eisenoxid-Katalysatoren kommen in technischen Verfahren Ru-Katalysator mit Rb- oder Cs-Oxid-Aktivator auf Graphit-Träger zum Einsatz (Kellogg Advanced Ammonia Process, KAAP).

Ruthenium wird bei relativ geringen Reaktionstemperaturen verwendet, da es eine hohe Kapazität zur Dissoziation der N_2 -Dreifachbindung aufweist. Dieser Schritt wird dabei als geschwindigkeitsbestimmend in der NH_3 -Synthese aus N_2 und H_2O angesehen. Die limitierende kinetische Barriere für die N_2 -Aktivierung beträgt hierfür -0.71 V im dissoziativen Weg und -0.68 V im assoziativen Weg. [107–109] Die Partikelgröße und Defekte von Ru-Nanopartikeln spielen eine entscheidende Rolle für die katalytische Aktivität. B_5 -Typ-artige Seiten der Ru-Katalysatoren wirken als aktive Zentren für die N_2 -Aktivierung. Ru-Katalysatoren mit Partikelgrößen von 1.8 bis 1.5 nm weisen die größte Anzahl an B_5 -Seiten auf [110–112]. Die B_5 -typ-artige Gitterplätze bestehen dabei aus drei Ru-Atomen in einem Layer aus zwei weiteren Atomen direkt über einer monoatomaren Stufe auf einer Ru(0001)-Terrasse. Weiterhin kann die Aktivität von Ruthenium durch den Einsatz von Promotoren wie Alkali- und Erdalkalioxide (z.B. $Cs_{2+x}O$, K_2O oder BaO_x) deutlich verbessert werden. Die Verbesserung der katalytischen Aktivität wird dabei durch den Elektronentransfer vom Promotor zu den antibindenden π -Orbitalen des N_2 durch den Metallkatalysator erzielt [113–117].

Ru/C12A7:e⁻ (Ru auf $12CaO \cdot 7Al_2O_3$) weist ein deutlich anderes Verhalten auf. $12CaO \cdot 7Al_2O_3$ besitzt eine einzigartige Kristallstruktur aus einem positiv geladenen Framework mit der Summenformel $[Ca_{24}Al_{28}O_{64}]^{4+}$ und 4 freien Elektronen, die sich in den Sauerstofffehlstellen befinden und eine effektive Elektronendonation als auch eine signifikante Reduktion der N_2 -Aktivierungsenergie folgt bewirken. Der geschwindigkeitsbestimmende Schritt ist nun nicht mehr die Dissoziation der N_2 -Dreifachbindung sondern die Formierung der $N-H_n$ Spezies. Weiterhin hat Ca12A7:e⁻ die Eigenschaft, Wasserstoff reversibel zu speichern, so dass eine Vergiftungsmöglichkeit der Ru-Oberfläche mit adsorbierten H-Atomen minimiert wird [118–120].

2.3. Elektrolyseure für die Kopplung mit Haber-Bosch-Reaktoren

Die Elektrolyse ist eine Schlüsseltechnologie in der Herstellung von grünem Ammoniak. Elektrolyseure wandeln Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff um. Der erzeugte Wasserstoff kann anschließend in einem konventionellen Haber-Bosch Reaktor gemeinsam mit Stickstoff aus der Umgebungsluft in Ammoniak umgewandelt werden. Typischerweise entfallen ca. 60 bis 70 % der Herstellkosten von grünem Ammoniak auf den Einsatz elektrischer Energie in dem

Elektrolyseur. Darüber hinaus werden auch die Investitionskosten der Gesamtanlage von jenen des Elektrolyseurs dominiert. Daher sind die Energie- und Kosteneffizienz des Elektrolyseurs maßgebend für die Wirtschaftlichkeit grünen Ammoniaks.

Elektrolyseure werden typischerweise in Nieder- und Hochtemperaturesysteme unterteilt. Die bekanntesten Technologien der Niedertemperaturesysteme sind Alkali-, PEM- (Proton Exchange Membrane) und AEM- (Anion Exchange Membrane) Elektrolyseure. Sie werden mit reinem Wasser gespeist und weisen Betriebstemperaturen von 60 bis 90 °C auf. Auf der Hochtemperaturseite ist die SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell) die am weitesten entwickelte Elektrolysetechnologie. Sie arbeitet bei ca. 600 bis 900 °C und mit Dampf anstelle von Wasser.

Die älteste Technologie, die Alkali-Elektrolyse, ist gekennzeichnet durch ihre Robustheit, Langlebigkeit und verhältnismäßig niedrigen Kosten. Sie gilt als reif und bereit für den groß-industriellen Einsatz. Es gibt sowohl atmosphärische als auch druck-beladene Systeme. Der Wirkungsgrad der Alkali-Elektrolyse ist ungefähr 60 bis 70 % (LHV/AC), das entspricht einem elektrischen Energiebedarf von ca. 48 bis 55 kWh/kg Wasserstoff, und unterliegt einer Degradation von ca. 1 bis 1,5 %/Jahr. Die Alkali-Elektrolyse ist träge, kann aber dennoch innerhalb wenigen Minuten in verschiedene Last- und Betriebszustände wechseln, was generell ausreichend für den Einsatz mit fluktuierenden erneuerbaren Energien ist, insbesondere wenn ein Netzanschluss zur Stabilisierung vorhanden ist. Zurzeit werden die ersten Projekte im >100 MW Maßstab umgesetzt. Die Produktionskapazitäten der Hersteller weltweit liegen laut eigenen Angaben im niedrigen zweistelligen GW/a Bereich.

Die PEM-Elektrolyse besitzt eine Gas-undurchlässige Membran und bietet im Gegensatz zur Alkali-Elektrolyse eine höhere Leistungsdichte und besseres dynamisches Verhalten. Die PEM-Elektrolyse gilt daher als kompakt und platzsparend. Sie kann außerdem innerhalb weniger Sekunden Laständerungen durchführen und wird daher als vielversprechend angesehen für die Kopplung mit erneuerbaren Energien im Inselbetrieb und ohne zusätzliche Speicher (z.B. Batterien). Aufgrund ihrer Membran liefert die PEM-Elektrolyse reinere Wasserstoff und zumeist bei höherem Druck als die Alkali-Elektrolyse, was die Kosten für Aufreinigung und Verdichtung senkt. Der Wirkungsgrad der PEM ist ähnlich wie bei Alkali, sie leidet aber nach wie vor an etwas höherer Degradation und kürzerer Lebensdauer. Darüber hinaus ist die PEM-Elektrolyse auf die Verwendung teurer, seltener Edelmetalle wie Platin und Iridium als Katalysatoren angewiesen. Dies führt zu erhöhten Kosten, fragilen Lieferketten und Produktionsengpässen. Die AEM-Elektrolyse ist eine noch sehr junge Technologie, welche die Vorteile der Alkali und PEM zu vereinen versucht. In Kürze, die AEM entspricht vom Aufbau her einer PEM-Elektrolyse, arbeitet aber unter alkalischen Bedingungen und ist somit nicht auf den Einsatz von Edelmetallen angewiesen. Die AEM-Elektrolyse befindet sich aber noch im frühen Entwicklungsstadium und ihre Robustheit ist noch unzureichend für den industriellen Einsatz.

Ein gemeinsamer Nachteil aller Niedertemperaturelektrolysen ist ihr Wirkungsgrad. Eine SOEC-Hochtemperaturelektrolyse bietet im Gegensatz dazu einen Wirkungsgrad von ungefähr 85 % (LHV/AC), also einen elektrischen Energiebedarf von ca. 39 kWh/kg Wasserstoff. Durch Weiterentwicklungen in den nächsten Jahren werden bis zu 90 % für diese Technologie als realistisch empfunden. Der Wirkungsgradvorteil der SOEC beruht auf zwei Aspekten: Erstens benötigt die Spaltung von Dampf weniger Energie als jene von Wasser und zweitens, benötigt der Betrieb bei hohen Temperaturen aufgrund der



Abbildung 2.2. Darstellung des Sunfire-HyLink SOEC Elektrolyseurs inklusive wesentlicher Performance und Interface Parameter.

verbesserten Reaktionskinetik und Leitfähigkeit weniger Überspannung (d.h. er weist geringere Verluste auf). Außerdem trägt in der SOEC die durch Überspannung erzeugte Wärme direkt zur Spaltung der Wassermoleküle bei und muss nicht wie bei der Niedertemperaturelektrolyse durch Kühlung aus dem System ausgeleitet werden (vgl. thermoneutraler Betrieb). Die SOEC-Elektrolyse ist daher sehr vielversprechend die Wirtschaftlichkeit der Herstellung von grünem Wasserstoff bzw. grünem Ammoniak deutlich zu steigern.

Ein SOEC-System wird typischerweise mit Niederdruckdampf (z.B. >3 barg, >150 °C) gespeist, siehe Abbildung 2.2, welches einen SOEC-Elektrolyseur der Firma Sunfire GmbH darstellt. Dieser wird anschließend mit Hilfe von Wärmerückgewinnung aus den heißen Produktgasen (H₂ und O₂) auf die Stackbetriebs Temperatur erhitzt. Obwohl eine SOEC inklusive elektrischer Dampferzeugung noch immer einen höheren Wirkungsgrad als Alkali oder PEM hätte, besteht ihre Attraktivität zweifelsohne darin, günstige bzw. nicht anderweitig nutzbare Abwärme für die Dampferzeugung zu verwenden. Sie eignet sich daher insbesondere für die Kopplung mit heißen industriellen Prozessen welche Abwärme liefern (z.B. Stahl, Zement, Glas) und exothermen Synthesen (z.B. Ammoniak, Methan, Methanol, Fischer-Tropsch). Beispielsweise könnte die Reaktionswärme der Ammoniak-Synthese für bis zu 60 %, jene aus Fischer-Tropsch für bis zu 100 %, SOEC-Dampfdeckung reichen. Für den Anwendungsfall Ammoniak könnte der verbleibende Dampfbedarf durch zusätzliche externe Abwärme (falls vorhanden), einen kleinen e-boiler oder durch einen Mix aus SOEC und Niedertemperaturelektrolyse geschlossen werden. Durch den hohen Wirkungsgrad und die Nutzung der Abwärme aus der Synthese, braucht eine SOEC-Anlage außerdem deutlich weniger Kühlleistung. Je nach Standort und Kühlsystem können dadurch erheblich Kosten und Umwelteinflüsse reduziert werden.

Ähnlich wie Alkali, ist die SOEC-Elektrolyse nicht auf Edelmetalle angewiesen und profitiert daher von einem attraktiven Kosten- und Skalierungsausblick. Solange die Anlage heiß gehalten wird, ist sie außerdem in der Lage in wenigen Minuten Laständerungen zu folgen und kann daher mit fluktuierender erneuerbarer Energie gekoppelt werden. Ähnlich wie PEM, liefert die SOEC-Elektrolyse verhältnismäßig reinen Wasserstoff, aber zumeist noch bei atmosphärischem Druck. Hinsichtlich der Kopplung mit einer Ammoniak-Synthese, welche hohe Reinheitsanforderung an den H₂ stellt (z.B. H₂O, O₂ im einstelligen ppm-Bereich) und bei hohen Drücken arbeitet (> 150 bar), bedingt eine SOEC-Elektrolyse geringen Reinigungs- aber hohen Verdichtungsaufwand. Durch die Möglichkeit der Außenaufstellung können Platz und Gebäudekosten gespart werden. Schlussendlich wird eine SOEC-Elektrolyse typischerweise so betrieben, dass der Wirkungsgrad über die Betriebsdauer konstant bleibt.

Dadurch wird eine bestmögliche Auslastung der Gesamtanlage sowie eine Minimierung der Betriebskosten erreicht. Ermöglicht wird dies durch eine veränderliche Betriebstemperatur und häufigere Stackwechsel. Letzteres ist auch durch die noch geringere Lebensdauer der SOEC-Stacks bedingt.

Aufgrund ihres vielversprechenden Potenzials schreitet die SOEC-Entwicklung zuletzt deutlich voran. Beispielsweise wurden einige Demonstrationsanlagen im MW-Maßstab im industriellen Umfeld umgesetzt. Unter anderem realisierte das deutsche Unternehmen Sunfire erfolgreich eine 1 MW Anlage im Stahlwerk von Salzgitter [121] sowie ein 2,7 MW Anlage in Nestes Raffinerie in Rotterdam [122]. Andere Hersteller wie Topsoe oder bloom energy haben bereits den Bau von Produktionskapazitäten im dreistelligen MW-Bereich angekündigt.

Neue FuE-Aktivitäten werden in den letzten Jahren hinsichtlich der Kopplung von Elektrolyse mit der Haber-Bosch-Synthese verzeichnet. Im CAMPFIRE Verbundvorhaben CF06_2 der Partner ENERTRAG, Sunfire, ZBT und IKEM wurde die SOEC als effiziente Hochtemperatur-Technologien für ein neuartiges gekoppeltes Verfahren auf der Basis von Elektrolyse und Haber-Bosch-Prozess entwickelt. Dabei wurde ein Konzept für das 15 MW_{el} Funktionsmuster einer Ammoniak-Produktionsanlage in Kopplung mit einer SOEC für den autarken Betrieb unter Berücksichtigung deutscher Besonderheiten im Strommarkt erarbeitet. Im Fokus stand eine Demonstration der Zyklen- und Teillastfähigkeit sowie Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit der Anlage mit Kapazitäten von ca. 450.000 kg Wasserstoff/a und 2.500 t/a Ammoniak.

2.4. Rechtlicher Rahmen für Ammoniak-Synthesenanlagen

Die Errichtung und der Betrieb von Ammoniak-elektrolyseuren bedürfen einer Genehmigung, da diese geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen. [123] Die Genehmigungsbedürftigkeit richtet sich konkret nach der Nennung in der 4. BImSchV. [124] Die Genehmigungsfähigkeit eines solchen Vorhabens ergibt sich wiederum aus § 6 BImSchG. Danach ist die Genehmigung dann zu erteilen, wenn sichergestellt ist, dass die sich aus Rechtsverordnungen auf Grundlage des § 7 BImSchG ergebenden Pflichten und die sich aus § 5 BImSchG ergebenden Betreiberpflichten erfüllt werden, sowie andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen. Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung schließt aufgrund ihrer Konzentrationswirkung [125] alle anderen erforderlichen – namentlich baurechtlichen – Genehmigungen mit ein.

Die Genehmigungsanforderungen für Windenergieanlagen

richten sich ebenfalls nach dem BImSchG. So bedürfen Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. [126] Für Solaranlagen richtet sich die Genehmigungserteilung hingegen regelmäßig nach einfachem Baurecht. Mangels besonderer Eignung zur Verursachung schädlicher Umwelteinwirkungen sind Solaranlagen nicht nach den immissionsschutzrechtlichen Bestimmungen genehmigungsbedürftig. [127] Die Genehmigung von Solaranlagen erfolgt daher nach den jeweiligen Bestimmungen der Landesbauordnungen und unter Einhaltung der Voraussetzungen des BauGB. Zu beachten sind insoweit zahlreiche Neuerungen im BauGB und der BauNVO, durch welche die Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien begünstigt werden. So enthalten insbesondere die §§ 35 Abs. 1 Nr. 8 und 9, 249, BauGB sowie §§ 8, 9, 14 BauNVO Privilegierungen für Wind- und Solaranlagen.²

² Bereits im Jahr 2021 hat das IKEM das Genehmigungsregime von Ammoniaksyntheseeanlagen untersucht, in Eickelmann, Elias; Borger, Julia; Schäfer, Judith: Entwicklung eines Konzeptes für ein Funktionsmuster für die dezentrale Produktion von Green Ammonia. Rechtswissenschaftliche Studie; CF06_2.4: Erarbeitung der Strombezugskosten und Vorgehensweise für das Genehmigungsverfahren 2021, abrufbar unter: <https://www.ikem.de/en/publikation/entwicklung-eines-konzeptes-fuer-ein-funktionsmuster-fuer-die-dezentrale-produktion-von-green-ammonia/> (zuletzt abgerufen am 10.6.2024). Die Ergebnisse dieser Studie werden derzeit überarbeitet und aktualisiert. Dabei wird neben den genehmigungsrechtlichen Fragen bezüglich Ammoniak- und Wasserstoffelektrolyseuren auch auf Windenergie- und Solaranlagen eingegangen. Anschließend wird das IKEM einen Handlungsleitfaden zur Genehmigung von Ammoniaksyntheseeanlagen und Zertifizierungskriterien für regenerativ erzeugtes Ammoniak entwickeln.

3

Integration in das Energiesystem via Direkt-Nutzung

Für den Aufbau einer kohlenstofffreien Energiewirtschaft, wurde in Deutschland mit dem Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes sowie dessen Einbindung in das europäische Wasserstoffnetz begonnen. [128] Wasserstoff wird dafür zukünftig auf globaler Ebene in Form von Ammoniak zwischen Standorten mit niedrigen Stromkosten, beispielsweise Brasilien oder Ägypten, nach Europa transportiert. Der importierte grüne Ammoniak wird nach derzeitiger Planung in Seehäfen mit Hilfe von großskaligen Crackern zu Wasserstoff rückgewandelt und für den Transport zu den Verbrauchern in das Wasserstoff-Kernnetz eingespeist. Es zeichnet sich dabei allerdings ab, dass für den globalen Wasserstoff-Markthochlauf im dafür gegebenen knappen Zeitfenster das geplante Kernnetz noch keine ausreichende Flächendeckung zur Versorgung aller Verbraucher realisieren kann. Zudem ist für das Ammoniak-Cracking ein zusätzlicher Energiebedarf erforderlich. Das folgende Kapitel erläutert wichtige technologische Lösungen für den direkten Einsatz von Ammoniak in der mobilen und stationären Energieversorgung, durch die für industrielle und kommunale Verbraucher der große Vorteil einer Wasserstoffkernnetz-unabhängigen Versorgung erschlossen wird. Flächendeckende Versorgungsstrukturen für grünen Ammoniak eröffnen zudem zahlreiche Anwendungen für die direkte stoffliche Nutzung von Ammoniak als Feedstock-Chemikalie für die Dekarbonisierung der Chemie- und Metallindustrie.

3.1. Direkte Nutzung von Ammoniak in der Energieversorgung, maritimen Mobilität und in Schwerlastanwendungen

Allgemein

Moderne Verbrennungsmotoren sind ein integraler Bestandteil von Fahrzeugantrieben und der modernen Energieerzeugung, bekannt für ihre hohe Leistungsdichte, lange Lebensdauer und niedrigen Emissionen. Sie bieten eine effiziente und flexible Lösung für eine Vielzahl von Anwendungen. In Bezug auf Zuverlässigkeit und Sicherheit haben Motoren einen hervorragenden Ruf. Sie sind bekannt für ihre schnelle Startfähigkeit und hohe Betriebszuverlässigkeit, was sie zu einer idealen Wahl macht, wenn es um die dynamische Bereitstellung hoher Leistung bei kleinem Bauraum und geringem Gewicht geht. In Fahrzeugantrieben an Land und auf dem Wasser ist die Nutzung der mechanischen Energie für den Antrieb vorherrschend. Stationäre Anlagen in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW) in Industriekomplexen, Krankenhäusern oder Wohngebieten nutzen neben der mechanischen Energie zum Antrieb eines elektrischen Generators in Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich die Wärmeenergie für Verfahrensprozesse oder zum Heizen bzw. Kühlen. Charakteristisch ist in allen Fällen die hohe Gesamteffizienz in einem weiten Verstellbereich der Last.

Emissionen

Die Umsetzung von Kohlenwasserstoffen, egal ob gasförmig oder flüssig, mit Luft im Brennraum eines Motors hat als Reaktionsprodukte immer Wasser (H_2O) und Kohlendioxid (CO_2) zur Folge. Das Verhältnis der beiden Produkte variiert mit der Zusammensetzung des Kohlenwasserstoffs. Daneben kommt es auch zur Bildung von Stickoxiden (NO_x) welche zur Schädigung von Pflanzen durch gelb werden der Blätter (sog. Nekrosen), vorzeitiges Altern und kümmerwuchs führen. Zudem trägt Stickstoffdioxid zur Überdüngung und Versauerung von Böden und in geringem Maße auch von Gewässern bei [Umwelt Bundesamt]. Die NO_x -Emissionen können durch moderne Technologien wie selektive katalytische Reduktion (SCR) weiter reduziert werden. Emissionen von Kohlenmonoxid (CO) und Kohlenwasserstoffen (HC) sind bei guter Verbrennungsführung ohnehin sehr gering und werden heute durch Oxidationskatalysatoren in der Abgasnachbehandlung wirksam eliminiert.

Dennoch tragen auch moderne Motoren vor allem durch ihre CO_2 -Emission zum Klimawandel bei und es ergibt sich die Notwendigkeit der Dekarbonisierung durch Umstellung auf alternative, kohlenstoff-freie oder zumindest kohlenstoff-neutrale Kraftstoffe. Hier können bereits heute aus Biomasse gewonnene Gase wie zum Beispiel Biogas und Holzgas zum Einsatz kommen, aber auch die Verwendung von Wasserstoff wurde bereits erfolgreich demonstriert.

Zukünftige Kraftstoffe für motorische Anwendungen

Neben Kraftstoffen aus Biomasse und dem relativ einfach durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom herstellbarem Wasserstoff, sind Ammoniak und synthetisches Methan als wichtige Alternative bei den gasförmigen Kraftstoffen zu nennen. Eine vollständige Dekarbonisierung der heute mit Erdgas betriebenen gasmotorischen Kraftwerke in Deutschland mittels biomassebasierter Kraftstoffe oder synthetischem Methan erscheint aufgrund der

Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Biomasse bzw. dem unverhältnismäßig großen Aufwand der CO_2 -Gewinnung aus der atmosphärischen Luft äußerst unwahrscheinlich. Hinzu kommen Nachteile bei Transport und Lagerung von Wasserstoff, so dass Ammoniak als Kraftstoff hier besondere Aufmerksamkeit zukommen sollte.

Bei den flüssigen Kraftstoffen, die wegen ihrer großen Energiedichte bevorzugt in den Antrieben von Fahrzeugen und Maschinen zum Einsatz kommen, sind ebenfalls auf Biomasse basierende Kraftstoffe verschiedenster Art eingeführt worden. Diese reichen von gepresstem Pflanzenöl über die daraus gewonnenen Ester (Biodiesel) bis hin zu den über einen Raffinationsprozess weiterbehandelten Pflanzenöle, wie beispielsweise HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) oder reFuels. Vorteil bei Letzteren ist die Möglichkeit einer Anpassung auf die besonderen Belange der motorischen Verbrennung und damit einer Unterstützung minimaler Schadstoffemissionen. Weiterhin können in diesem Prozess neben biogenen Rohstoffen auch Rest- und Abfallstoffe, aber auch aus überflüssigem Strom und CO_2 aus der Luft erzeugte Kohlenwasserstoffe verarbeitet werden. Trotzdem besteht auch hier die Herausforderung, dass die verfügbaren Mengen der oben genannten Edukte kostenintensiv sind bzw. den heutigen Bedarf nicht decken können. Ammoniak bietet hier eine wirtschaftliche und umfassende Lösung.

Maritime Mobilität

Schiffe sind ein wesentlicher Bestandteil der globalen Transportsysteme für Waren und Menschen. Sie stellen die effizienteste und klimafreundlichste Transportmethode dar. Die weltweite Schifffahrt trägt mit ungefähr 3 % zur globalen CO_2 -Emission bei. Auch bei diesem kleinen Anteil ist eine weitere Reduzierung der Emissionen, insbesondere von CO_2 , notwendig. In diesem Zusammenhang hat sich die IMO (International Maritime Organisation) für den seegehenden Verkehr zur Klimaneutralität bis 2050 verpflichtet. Da eine reine Elektrifizierung durch den Einsatz von Batterien als Energiespeicher aufgrund der erforderlichen Reichweiten in den meisten Fällen nicht in Frage kommt, ist der Einsatz von alternativen Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien sinnvoll.

Bei den Schiffstypen wird zwischen seegehenden Schiffen für den internationalen Waren- und Personenverkehr sowie den Küstenfahrern und Binnenschiffen unterschieden, die für die lokale Verteilung von Waren z. B. als Schütt- oder Flüssiggut oder als Container eingesetzt werden.

Die Schiffsgrößen variieren sehr stark. Europäische Binnenschiffe sind üblicherweise zwischen 80 m und 110 m lang und bis zu 10 m breit. Hier geben die verfügbaren Schleusenanlagen die maximale Größe vor. Seegehende Handelsschiffe sind bis zu 400 m lang und bis 60 m breit. Begrenzend sind hier die Durchfahrtmöglichkeiten im Suez- oder Panamakanal sowie die Größe der Be- und Entladungssysteme in den Häfen.

Entsprechend der unterschiedlichen Größen variieren auch die benötigten Antriebsleistungen. Während auf Binnenschiffen üblicherweise 600 kW bis 1.000 kW für den Vortrieb benötigt werden, kann dieser Wert bei großen Seeschiffen bis zu 80 MW betragen. Bei den großen Containerschiffen können dann noch zusätzlich bis zu 25 MW Leistung für den Bordbetrieb, insbesondere für den Betrieb der Kühlcontainer auf bestimmten Routen, dazukommen.

Die Antriebssysteme von Schiffen bestehen in den meisten Fällen aus einem Motor – bis hin zu der vorgenannten Leistungsgröße von 80 MW. Die Leistung für den Bordbetrieb wird über mehrere Motoren erzeugt. Als Ausnahmen sind hier Kreuzfahrt-

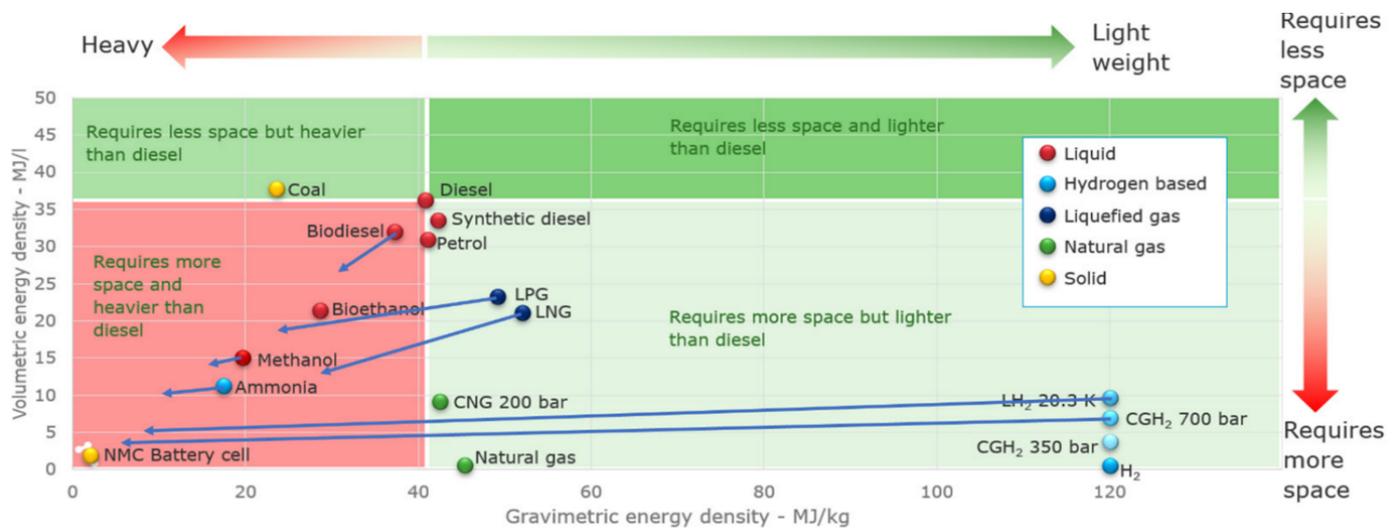


Abbildung 3.1. Vergleich der gravimetrischen und volumetrischen Kraftstoffspeicherdichte (die Pfeile zeigen den Einfluss der notwendigen Tankinfrastruktur auf die Speicherdichte). [3]

schiffe und Fähren zu nennen, die heute häufig mit einem Kraftwerk aus vier bis sechs Motoren als Stromerzeugern ausgerüstet werden, deren elektrische Leistung sowohl für den Vortrieb als auch den Bordbetrieb genutzt wird.

In Abhängigkeit der Schiffsgröße, der installierten Antriebsleistung sowie der Route variieren die benötigten Energiemengen sehr stark. Um möglichst viel Ladung transportieren zu können, sind die als Energiespeicher benötigten Volumina und Gewichte möglichst gering zu halten. Dies gilt in besonderer Weise für Binnenschiffe. In Abbildung 3.1 sind für unterschiedliche Kraftstoffe und Batterien die gravimetrischen und volumetrischen Bedarfe dargestellt, wobei auch die gegebenenfalls notwendige Lagerungsinfrastruktur berücksichtigt wurde (z. B. kryogene Speichertechnik). Aus diesem Diagramm ist gut ersichtlich, warum rein elektrische Antriebe auf Batteriebasis in der Schifffahrt aktuell nur in sehr speziellen Anwendungsfällen Sinn machen. Auch Hybridantriebe werden nur für einige Anwendungen mit hochdynamischen Betriebsanforderungen eingesetzt, z. B. Kurz- und Mittelstrecken-Fäherschiffen, Arbeits- und Versorgungsschiffe mit Dynamic Position Systems.

Die Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Schiffsantrieben hat höchste Priorität, gefolgt von hoher Effizienz. Bei Verwendung von anderen Kraftstoffen als Schweröl oder Dieselmotoren kommen bisher immer Motorkonzepte zum Einsatz, die den klassischen Dieselmotor als Back-up-Lösung darstellen können.

Ebenfalls werden eine möglichst einfache Wartung und Reparaturmöglichkeit angestrebt, da im Notfall alle erforderlichen Arbeiten durch die Besatzung möglich sein müssen. Heute wird der überwiegende Teil der Schiffe mit fossilen Kraftstoffen betrieben (Schweröl, Marinedieselmotoren und LNG). Zukünftig müssen hier Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien und Wasserstoff als Zwischenprodukt eingesetzt werden. Erwartet werden hier überwiegend Ammoniak und Methanol. Eine großflächige Anwendung von Wasserstoff wird aufgrund der komplexen und voluminösen Lagerung nicht erwartet. [129]

Mobile Industriemotoren für z. B. Baumaschinen, Arbeitsmaschinen, Bahn

Baumaschinen sind durch eine riesige Variantenvielfalt und Größenskala geprägt. Die Spanne reicht von kleinen handgeführten Maschinen mit einer Leistung von wenigen kW bis hin zu riesigen Tagebaugeräten im Leistungsbereich mehrerer Megawatt.

Ganz überwiegend werden diese Maschinen heute von Dieselmotoren angetrieben, in denen fossile Kraftstoffe genutzt werden. Kabelgebundene oder batterieelektrische Geräte sind in Kleinserien eingeführt. Ihre flächendeckende Verbreitung scheitert häufig daran, dass die Maschinen dort eingesetzt werden, wo keine leistungsfähige Infrastruktur vorhanden ist oder diese gerade erst mittels dieser Maschinen aufgebaut werden soll. Außerdem steht das Mehrgewicht und der zusätzliche Bauraumbedarf für die batterieelektrische Antriebslösung in keinem sinnvollen Verhältnis zu der Reichweite bzw. Einsatzdauer mit einer Batterieladung, sofern die hiermit ausgestattete Maschine das Hauptarbeitsgerät ist. Ammoniak als Kraftstoff hat in diesen Anwendungen eine gute Chance flüssiger Wasserstoffträger zu werden. Insbesondere die Versorgung und der Tankvorgang selbst können sehr ähnlich zu der heute üblichen Versorgung dieser überwiegend abseits gängiger Infrastruktur eingesetzter Maschinen mittels Tankkraftwagen erfolgen. Bezogen auf Deutschland im März 2020 werden in diesem Segment heute ca. 1,7 Mio. t Dieselmotoren oder biogene Alternativen pro Jahr eingesetzt. [130]

Eisenbahnen stellen per se ein umweltfreundliches Transportmittel dar, weil sie fast so energieeffizient sind wie Schiffsverkehre. Sie bündeln Transportmassen und erzeugen damit ein günstiges Verhältnis zwischen Nutzlast und Gesamtmasse. Dies gilt sowohl hinsichtlich Fracht- als auch Personentransport. In den Ballungsräumen und in dicht besiedelten Gebieten ist der Elektroantrieb mittels Oberleitung das vorherrschende und aufgrund der Energieeffizienz zu bevorzugende System. Hier kann klimaneutral erzeugter Strom genutzt werden und beim Bremsen zurückgewonnene elektrische Energie ohne Speicherung mit anderen Fahrzeugen geteilt werden. Es besteht fahrzeug- und antriebsseitig bei dieser Anwendung kein Bedarf für eine Änderung. Für den Wagenverschub in Neben- und Anschlussgleisen, sowie für den Verkehr in der dünn besiedelten Fläche auf Nebenstrecken und für Havarie-Einsatzfahrzeuge kommen heute allerdings überwiegend dieselmotorische Antriebe zum Einsatz. Hinsichtlich der Personenkilometer bzw. der Tonnenkilometer machen diese heute mit fossilen Kraftstoffen abgewickelten Fahrten in Deutschland weniger als 20% aller Eisenbahntransportbewegungen aus, sie betreffen aber knapp 40% der Streckenlänge. In anderen Ländern außerhalb von Mitteleuropa ist dieser Anteil erheblich größer und trägt damit intensiver zur

CO₂-Bilanz bei. Hybridisierte Antriebe und batterieelektrische Fahrzeuge befinden sich in der Einführung insbesondere im Personenverkehr. Vor allem auf kürzeren Streckenabschnitten ohne Oberleitung machen diese Lösungen besonders viel Sinn, weil die elektrischen Speicher klein gehalten werden können. Es verbleiben aber auch zukünftig Anwendungen bei denen wegen einer großen Streckenlänge oder besonders hoher Leistungsanforderungen (Energiedichte) auch weiterhin nur Verbrennungsmotoren sinnvoll sind. Hier bietet sich die direkte Nutzung von NH₃ als eine sinnvolle Lösung an. Der Kraftstoffbedarf für diese heute mit Dieselmotoren oder HVO angetriebenen Eisenbahnfahrzeuge beträgt aktuell etwa 310 Mio. Liter/a entsprechend etwa 260.000 t/a. [131, 132]

Bei allen beschriebenen Anwendungen hat in der Vergangenheit wegen der Kompaktheit und der Zuverlässigkeit der Verbrennungsmotoren ein hoher Verbreitung erfahren. Weniger kompakte Antriebe hätten eine Reduktion des Nutzens der Maschine oder eine Reduktion der Beförderungskapazität des Fahrzeugs zur Folge. In allen Fällen sind Menschen zumindest zur Bedienung in unmittelbarer Nähe bzw. auf oder in dem anzutreibenden Objekt, ggf. zusätzlich auch Teil der Ladung. Von Antrieb und Kraftstoff darf also keine Gefahr ausgehen. Während in der Marine oder in der Luftfahrt ein Ausfall des Antriebes nicht selten zum Fahrzeugverlust führt, sind hier lediglich empfindliche Störungen im Ablauf der Arbeit bzw. des Transports zu verhindern.

Die Zukunftsperspektive für die Energieversorgung von Bau- und Arbeitsmaschinen, Schiffen und Zügen wird sehr divers sein. Elektrische und batterieelektrische Antriebe haben in Baumaschinen und Zügen einen gewissen Teil der bisher Verbrennungsmotoren erfolgreich übernommen, nachdem die nötige Infrastruktur geschaffen wurde. In der Binnenschifffahrt ist diese Variante bisher selten anzutreffen. Für die weitere Defossilisierung ist noch keine klare Richtung erkennbar. Wasserstoff und Methanol werden betrachtet, auch Ammoniak als flüssiger Wasserstoffträger wird erwogen. Für diese Alternativen muss eine eigene Infrastruktur geschaffen werden. Nur reFuels bieten den Charme, in die vorhandenen Versorgungspfade eingespeist zu werden und eine CO₂-Neutralität der Anwendungen zu ermöglichen, ohne nennenswerte Investitionen am Geräte- und Fahrzeugpark vornehmen zu müssen. Dafür ist der Aufwand bei ihrer Herstellung etwas größer. [133] Die Integration von NH₃ als Kraftstoff in bestehende Fahrzeug- und Anlagenkonzepte ist grundsätzlich möglich sehr gut. Natürlich müssen Tanks, Leitungen und Ventile den Anforderungen des Ammoniaks entsprechend umgestaltet bzw. anders ausgelegt werden. Die Grundkonzepte und der generelle Raumbedarf für alle Komponenten des Antriebes vom Kraftstoffspeicher über den Motor bis hin zur Abgasnachbehandlung sind aber sehr ähnlich. Es ist lediglich ein zusätzlicher Bauraum für den Cracker zu berücksichtigen, dessen genaue Größe derzeit noch Gegenstand der Forschungen ist, der aber aus Bauraumsicht aktuell keine unlösbare Herausforderung erwarten lässt.

Die einfache Konvertierung bekannter Systemaufbauten ist ein großer Vorteil der direkten Nutzung von Ammoniak oder Methanol gegenüber einem batterieelektrischen Antriebskonzept, bei dem die gesamte Struktur des Antriebes ein gänzlich neues Konzept bedingt. Auch der Betrieb des Verbrennungsmotors mit Wasserstoff erfordert gegenüber den heute bekannten Lösungen und gegenüber dem Betrieb mit Ammoniak wegen des erheblich größeren Bauraumes der Wasserstoffspeicher eine andere Gestaltung, die sich vor allem bei den mobilen Anwendungen auf das Gesamtkonzept des Fahrzeugs auswirkt.

3.2. Technologien für die direkte Nutzung von Ammoniak

3.2.1. Verbrennungsmotor

Anforderungen, Belastungsprofile, Motorentypen

Verbrennungsmotor-Generatorsätze zur stationären Erzeugung von elektrischer Energie und Prozesswärme werden Stand heute typischerweise im Dauerlauf nahe der Nennleistung betrieben, da hier die höchsten Wirkungsgrade erzielt werden können. Je nach Anwendungsfall kommen aktuell Motoren zur stationären Strom- und Wärmeerzeugung mit einer elektrischen Nennleistung von teilweise unter 100 kWe bis hin zu 10 MWe und mehr je Motor zum Einsatz. Aus Gründen der Redundanz finden sich in gasmotorischen Kraftwerken oftmals mehrere Motoren des gleichen Typs, so dass auch Großkraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von 200 MWe und mehr realisiert werden können. Als Brennstoff kommt in diesen stationären Motoren heute ganz überwiegend Erdgas zum Einsatz. Ein nicht zu vernachlässigender Anteil, vor allem in kleineren Einheiten, nutzt Biogas aus verschiedenen biogenen Roh- und Reststoffquellen. Eine große Vielfalt an weiteren Rest- und Abfallgasen, beispielsweise Deponiegas, Grubengas, Kokereigas oder Klärgas wird heute zusätzlich als Brennstoff genutzt und vermeidet erhebliche Treibhausgasemissionen. Energetisch gesehen spielen diese Anlagen aber keine große Rolle.

Durch den weiteren Ausbau volatiler, alternativer Energieerzeugung ist mit einer zunehmenden Verschiebung des Betriebsprofil von der Grundlast zur Spitzenlastabdeckung zu rechnen. Konkret bedeutet dies, dass zukünftige Kraftwerke ihre abgegebene Leistung sehr viel schneller am aktuellen Bedarf an elektrischer Energie im Stromnetz und der momentanen Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien aus Windkraft und Photovoltaik anpassen müssen. Schlussendlich bedeutet dies einen Rückgang der jährlichen Betriebsstunden bei gleichzeitig steigender Anzahl an Motorstarts. Auch der sogenannte netzdienliche Betrieb, bei welchem durch die kurzfristige Anforderung zusätzlicher Leistung ein gutes Schnellstartvermögen wichtig ist, wird weiter deutlich an Bedeutung gewinnen. Gleichzeitig ist mit einer weiteren Reduktion der Emissionsgrenzwerte - insbesondere für Stickoxide und unverbranntes Methan zu rechnen.

In der Schifffahrt werden je nach Schiffstyp und Einsatzgebiet sehr unterschiedliche Motorenkonzepte eingesetzt, Tabelle 3.1.

Abbildung 3.2 stellt die verschiedenen Motortypen nach Drehzahlbereichen und im Größenvergleich gegenüber.

Die Mehrzahl der Motoren für die Schifffahrt wird aktuell mit Schweröl (HFO), Marine-Dieselöl (MDO) oder Marine-Gasöl (MGO) im Dieselmotorenverfahren betrieben. Einige Containerschiffe, Fähren und Kreuzfahrter werden auch bereits mit LNG betrieben. Hierbei kommen fast ausschließlich Dual-Fuel-Motoren zur Anwendung, die den Dieselmotoren als Back-up darstellen können. Nur für einige Kurzstreckenfähren kommen reine Ottomotoren zum Einsatz. Seit 2023 sind die ersten Containerschiffe mit Methanolantrieb, ebenfalls mit Dual-Fuel-Motoren (DF-Konzept), in Betrieb gegangen.

Die Betriebsprofile der Motoren unterscheiden sich stark in Abhängigkeit des Schiffstyps. Die langsamlaufenden 2-Takt-Motoren werden mit niedriger Dynamik betrieben. Die wesentliche Dynamikanforderung ist die Reaktion auf den Seegang, der durch die unterschiedliche Eintauchtiefe des Propellers entsprechende Drehmomentschwankungen initiiert. Bei den Mittelschnellläufern können die Dynamikanforderungen in Abhängigkeit des Einsatzes als Hauptantrieb oder Stromerzeuger deutlich

Tabelle 3.1. Geplante Ammoniakumschlagkapazitäten nach Neubau, Ausbau und Erweiterung der Terminals in Deutschland, Belgien und den Niederlanden ab 2030.

Schiffstyp	Motortyp		
	Langsamlaufend (2-Takt)	Mittelschnelllaufend (4-Takt)	Schnelllaufend (4-Takt)
Seegehend / Küstenverkehr			
Containerschiff (1.000-24.000 TEU)	HM	HD	NA
Tanker	HM	HD	NA
Massengutfrachter (Bulkler)	HM		HD, NA
Kreuzfahrtschiff		HM, HD	NA
Fährschiff (Lang- und Mittelstrecke)		HM, HD	NA
Fährschiff (Kurzstrecke)			HM, HD, NA
Offshore-Versorger		HM	HD, NA
Schlepper		HM	HM, HD, NA
Binnenverkehr			
Massengutfrachter (Bulkler)		HM	HM, HD, NA
Flusskreuzfahrtschiff			HM, HD, NA

HM: Hauptmaschine (Vortrieb)

HD: Hilfsdiesel (Bordbetrieb, Hotellast)

NA: Notstromaggregat

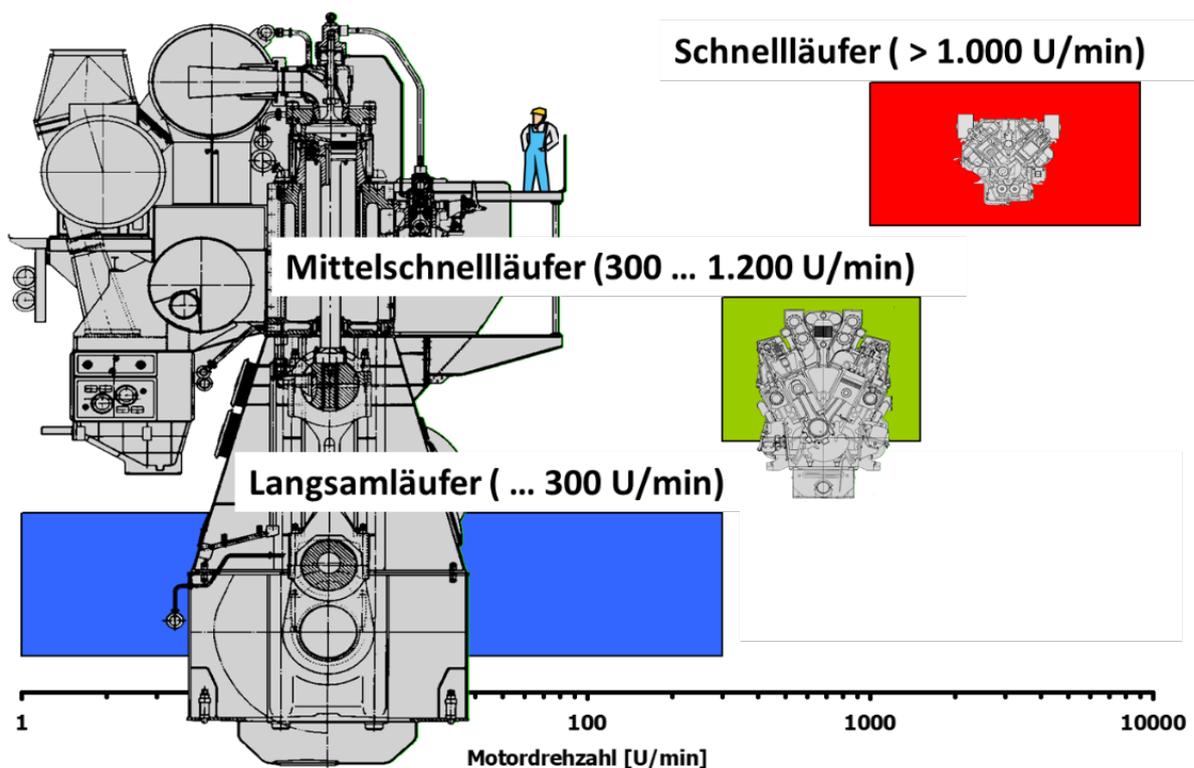


Abbildung 3.2. Motorenklassifizierung und Größenvergleich von Marinemotoren. [4]

höher sein. Insbesondere bei Schiffen mit Dynamic Positioning System kann es sehr schnellen Reaktionsbedarf durch Einflüsse von Strömung und Seegang geben. Bei Schleppern erfordert der Beginn des Anschleppens kurzzeitig sehr hohe Drehmomentspitzen. Schnellläufer werden in den meisten Fällen sehr dynamisch betrieben. Dazu kommen häufige Start- und Stopvorgänge, die bei den größeren Motoren (Langsamläufer und Mittelschnellläufer) möglichst vermieden werden. Schnellläufer sind auch das ganz überwiegend bei Bahnantrieben und Arbeitsmaschinen

eingesetzte Motorkonzept.

Für den Betrieb mit Ammoniak sind mehrere Motorkonzepte möglich. Dies beinhaltet sowohl DF-Konzepte mit einem Zündstrahl als auch funkengezündete Verfahren mit Wasserstoffzugabe als Verstärker des Zündfunken (siehe Abbildung 3.3).

Die einfachste Realisierung des Ammoniakbetriebes ist mit dem DF-Konzept möglich, da hier über den Zündstrahl eine große Energiemenge zur Entflammung des Ammoniaks zugeführt wird und der Dieselbetrieb als Back-up-Lösung besteht.

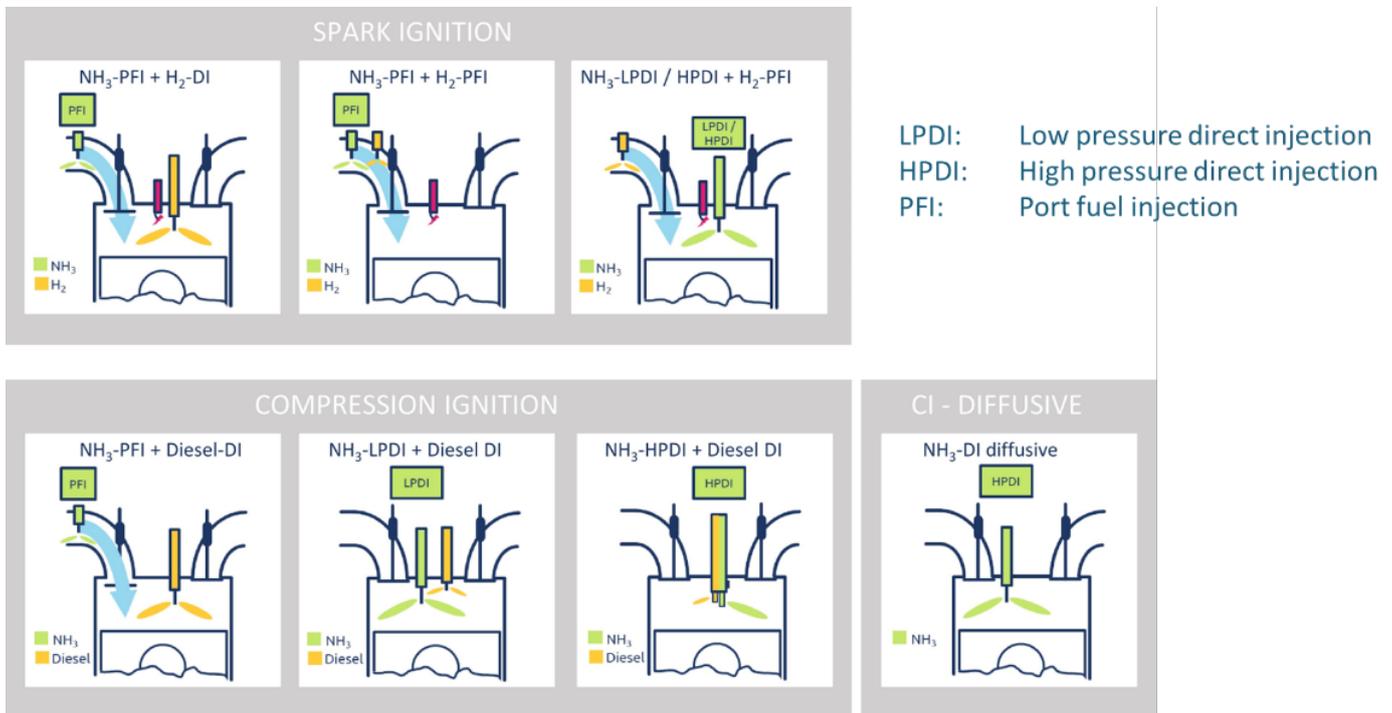


Abbildung 3.3. Motorkonzepte für Ammoniakbetrieb. [5]

Die ersten Schiffsmotoren – 2-Takt-Langsamläufer und 4-Takt-Mittelschnellläufer – und Demonstratoren in Baumaschinen werden aktuell so ausgeführt.

Die Untersuchungen im CAMPFIRE-Projekt mit funkengezündeten Konzepten auf 4-Takt-Schnellläufern zeigen, dass auch ottomotorische Verbrennungskonzepte mit Zugabe von Wasserstoff als Zündverstärker möglich sind. Dabei wird ein Teil des Ammoniaks in einem Cracker in Wasserstoff und Stickstoff aufgespalten. Auf diese Weise können dieselmotorische Leistungen und Wirkungsgrade erreicht werden.

Herausforderungen der Gemischbildung, Zündung und Verbrennung

Die thermodynamischen Eigenschaften von Ammoniak im Vergleich zu anderen e-Fuels, beispielsweise synthetisches Methan, Wasserstoff und Methanol und zu den konventionellen flüssigen Kraftstoffen insbesondere Diesel und Schweröl) haben einen erheblichen Einfluss auf Gemischbildung, Zündung und Verbrennung (Tabelle 3.2). Für die Beurteilung einer motorischen Nutzung wird zunächst der volumetrische Energiegehalt betrachtet, wobei e-Fuels eine akzeptable Energiedichte für relevante Luft-Kraftstoffmischungen besitzen müssen. Deutliche Unterschiede sind bei der laminaren Flammgeschwindigkeit ersichtlich. Während die laminare Flammgeschwindigkeit von Methanol und Methan mit 0,42 m/s und 0,37 m/s sehr ähnlich sind, besitzt Wasserstoff mit 2,1 m/s eine sehr viel höhere und Ammoniak mit lediglich 0,067 m/s eine sehr viel geringere Flammgeschwindigkeit. Hier zeigt sich, dass die Übernahme bestehender Brennverfahren ohne Anpassung an das andere Brennverhalten von Ammoniak zu großen Problemen im Betrieb führen kann. Gleiches zeigt sich auch bei der minimalen Zündenergie. Der Zündenergiebedarf von Ammoniak ist mit 8 mJ deutlich höher als der von Methan mit 0,28 mJ oder gar Wasserstoff mit lediglich 0,016 mJ. Die besonderen Eigenschaften von Wasserstoff als leicht entzündliches Gas werden auch bei der Betrachtung der Zündgrenzen deutlich. Über einen sehr weiten Bereich von 4,7 %-v bis hin zu 75 %-v bildet Wasserstoff entzündliche Mischungen in Luft, während die Zündgrenzen von Ammoniak sehr

viel enger gesteckt sind. Abschließend bleibt zu bemerken, dass Wasserstoff ein sehr reaktiver, leicht zu entzündender Kraftstoff ist, während Ammoniak sehr langsam abbrennt und sehr viel schwieriger zu entzünden ist. Chemisch gesehen erhärtet sich in der Wissenschaft der Verdacht, dass Ammoniak selbst gar nicht brennbar ist, sondern durch die Zündenergie zunächst eine Spaltung des Ammoniaks in Wasserstoff und Stickstoff erfolgen muss. Ersterer brennt anschließend und löst die Spaltung weiterer Moleküle aus.

Für die direkte Nutzung von Ammoniak in einem Motor bedeutet dies, dass entweder ein zusätzlicher „Zündkraftstoff“ (in der Regel Diesel, oder Diesel-ähnliche Kraftstoffe) verwendet werden muss oder die unterschiedlichen Eigenschaften zwischen Wasserstoff und Ammoniak kombiniert, d.h. es wird dem Ammoniak Wasserstoff zugemischt, um eine einfache Zündung und akzeptablen Brennverlauf zu erreichen. Dabei wird auf die Tatsache zurückgegriffen, dass mit Hilfe eines NH₃-Crackers ein kleiner Teil des Ammoniaks direkt vor der Verwendung in Wasserstoff (und Stickstoff) übergeführt werden kann und somit kein weiterer Kraftstoff benötigt wird. Eine dritte Möglichkeit ist die Verwendung eines ganz besonders leistungsfähigen Zündsystems, das die oben beschriebene hohe Zündenergie liefern kann, um den Ammoniak zu spalten und zu entzünden.

Ammoniak als Kraftstoff erzeugt im Vergleich zu anderen e-Fuels deutlich höhere verbrennungsbedingte Schadstoffemissionen (NO_x, NH₃). Eine zusätzliche Abgasnachbehandlung mittels eines SCR-Systems ist zwingend erforderlich. Hier kann aber auf einen bewährten Stand der Technik zurückgegriffen werden. Im Vergleich zu den heute bekannten SCR-Anlagen in Kraftwerken und an motorischen Antrieben kommt erleichternd zum Tragen, dass kein zusätzliches Reduktionsmittel erforderlich ist. Unverbrannter Ammoniak im Rohabgas oder ggf. diesem hinzugegebener Ammoniak wird für die Reduktion eingesetzt. [134] Zusätzliche Emissionen können in Form von N₂O (Lachgas) auftreten – ein klimawirksames Gas mit einem sehr hohen GWP-Faktor von 265. Lachgas-Emissionen können aber beispielsweise mit Hilfe innermotorischer Maßnahmen (Flammenausbreitung, Luftüberschuss, Wasserstoffstoffanteil) oder

Tabelle 3.2. Relevante physikalische Eigenschaften ausgewählter e-Fuels.

Physikalische Eigenschaften	Einheit	Methan (CH ₄)	Wasserstoff (H ₂)	Ammoniak (NH ₃)	Methanol (CH ₃ OH)
Dichte (typ. Lagerbedingungen)	kg/Nm ³	CNG: 192 / LNG: 422	Comp. 20,54 / Cry. 70,85	626	786,6
Heizwert	MJ/kg	50	120	18,8	19,5
Energiedichte bei typ. Lagerbedingungen	MJ/l	CNG: 9,6 / LNG: 21,1	Comp. 2,46 / Cry. 8,5	11,78	15,33
Energieinhalt der Luft-Kraftstoff-Mischung ($\lambda = 1 / \lambda = 2 / \lambda = 3$)	MJ/m ³	3,06 / 1,60 / 1,09	2,87 / 1,68 / 1,19	2,81 / 1,58 / 1,10	3,08 / 1,64 / 1,12
Zündverzug ($\lambda = 1, T = 1200 \text{ K}, p = 30 \text{ bar}$)	ms	1,33	0,11	240	-
Laminare Flammgeschwindigkeit ($\lambda = 1, T = 300 \text{ K}, p = 1 \text{ bar}$)	m/s	0,37	2,1	0,067	0,42
Minimale Zündenergie	mJ	0,28	0,016	8	0,14
Selbstzündungstemperatur	K	859	780	924	737
Zündgrenzen ($\lambda / \text{vol.}$)	- / %-v.	0,53 - 2,1 / 4,4 - 16,5	0,15 - 10,5 / 4,7 - 75	0,7 - 1,6 / 15 - 28	0,25 - 1,95 / 6,7 - 36

geeigneten Abgaskatalysatoren erfolgreich verhindert werden.

Neben der Anpassung der Brennverfahren, um die geforderte Motorperformance zu erreichen, müssen auch an den Motorkomponenten Änderungen vorgenommen werden, um die Materialtauglichkeit gegenüber Ammoniak zu erfüllen. Dies betrifft vor allem kupferhaltige Legierungen oder Elastomerdichtungen (z.B. O-Ringe auf FKM Basis), die für die Anwendung mit Ammoniak nicht tauglich sind.

Herausforderungen Abgasemissionen und Dynamik des Antriebes

Die direkte Nutzung von Ammoniak als Kraftstoff in Motoren setzt selbstverständlich die Erfüllung der für die jeweilige Anwendung geltenden Abgasgesetzgebungen (z. B. TA Luft, 13. BlmschV, IMO Marpol Annex VI, Euro Stage V) voraus. Nach aktuellem Stand der Forschung erscheinen diese im Zusammenspiel mit einer Abgasnachbehandlung erfüllbar zu sein.

Hauptschadstoffe im Rohabgas eines mit NH₃ betriebenen Verbrennungsmotors sind NO_x (Stickoxide) und unverbranntes NH₃ (Ammoniak-Schlupf). Unter bestimmten Umständen können auch Lachgas (N₂O) und unverbrannter Wasserstoff (H₂) Teil der Emissionen sein. Lachgas hat einen nicht zu vernachlässigenden Treibhausgaseneffekt. Ammoniakemissionen können über die Formierung von Salzen über Staubpartikel in den Boden eingetragen werden.

Die Abgasnachbehandlung des mit Ammoniak betriebenen Motors ist derzeit noch Forschungsgegenstand. Die Verhältnisse von Ammoniak-Schlupf und Stickoxid-Rohemissionen lassen allerdings eine sehr gute Konvertierung im SCR-Katalysator erwarten. Ein zusätzliches Reduktionsmittel ist nicht erforderlich. Auch für die Abgasnachbehandlung von Lachgas sind Katalysatoren verfügbar. Insgesamt gesehen ist aus aktueller Sicht der Forschung kein Hindernis zu erkennen, das der Erfüllung aktuell bekannter Abgasgrenzwerte für das System Ammoniakmotor mit Abgasnachbehandlung entgegensteht. Die experimentelle Verifizierung und Nachweisführung konkreter Emissionsmessungen stehen noch aus.

Der mit Ammoniak betriebene Motor hat mindestens die Dynamik heute bekannter mit Erdgas betriebener Motoren. Bei

Verwendung eines aufwändigen Gemischbildungssystems könnte auch die Dynamik moderner Dieselmotoren erreicht werden. Damit lassen sich die Anforderungen von Regelleistung in einem stationären Kraftwerk, aber auch die eines anspruchsvollen Schiffsantriebes, eines Bahnantriebes und denen einer Arbeitsmaschine gut abdecken. Der Wirkungsgrad eines Ammoniakmotors ist sehr ähnlich dem eines modernen Dieselmotors und ebenso wie dort über einen weiten Bereich des Kennfeldes gleichbleibend attraktiv. Die Leistungsdichte (darstellbare Leistung in vorhandenem Bauraum) heute bekannter, besonders gut ausgeführter Motoren, ist auch mit Ammoniak darstellbar. Diese Eigenschaften teilt der Ammoniakmotor mit dem Wasserstoffmotor. [135]

3.2.2. Brennstoffzelle

Gegenüber den Herausforderungen zur Nutzung von kohlenwasserstoffbasierten Brennstoffen wie Erdgas, Propan oder Diesel in SOFC-Systemen, erscheint die Nutzung von Ammoniak als Kraftstoff in SOFC-Systemen geradezu trivial. Das nicht Vorhandensein von Kohlenstoff im Kraftstoff erleichtert die elektrochemische Umsetzung dramatisch. Themen wie Rußbildung bei der Reformierung auf katalytischen Oberflächen oder in der Gasphase gibt es bei der Verstromung von Ammoniak in SOFC nicht. Demzufolge lassen sich recht einfache SOFC-Systeme konstruieren, bei denen selbst eine Rezirkulation von Anodenabgas mit Kondensation von Wasser leicht zu realisieren ist. Die größte Herausforderung besteht in der effizienten Abwärmenutzung der SOFC für die Verdampfung und Zerlegung des Ammoniaks und der Langzeitstabilität der Werkstoffe gegenüber heißen Ammoniakatmosphären. Außerdem müssen ammoniakresistente Systemkomponenten für die Förderung und Verbrennung von Ammoniak entwickelt und serientauglich gemacht werden.

Bereits sehr früh wurde die Nutzung von Ammoniak als Brennstoff für SOFC untersucht und beschrieben. So wurde in der Patentschrift EP1981113A2 der Firma Delphi Technologies aus dem Jahr 2008 eine umfassende Darstellung des Ammoniakprozesses inklusive maritimer Nutzung, motorischer Verbrennung sowie SOFC- und PEM-Brennstoffzelle gezeigt [136].

Im US-Patent 8,919,300 B2 von McElroy et al. (Priorität 2014)

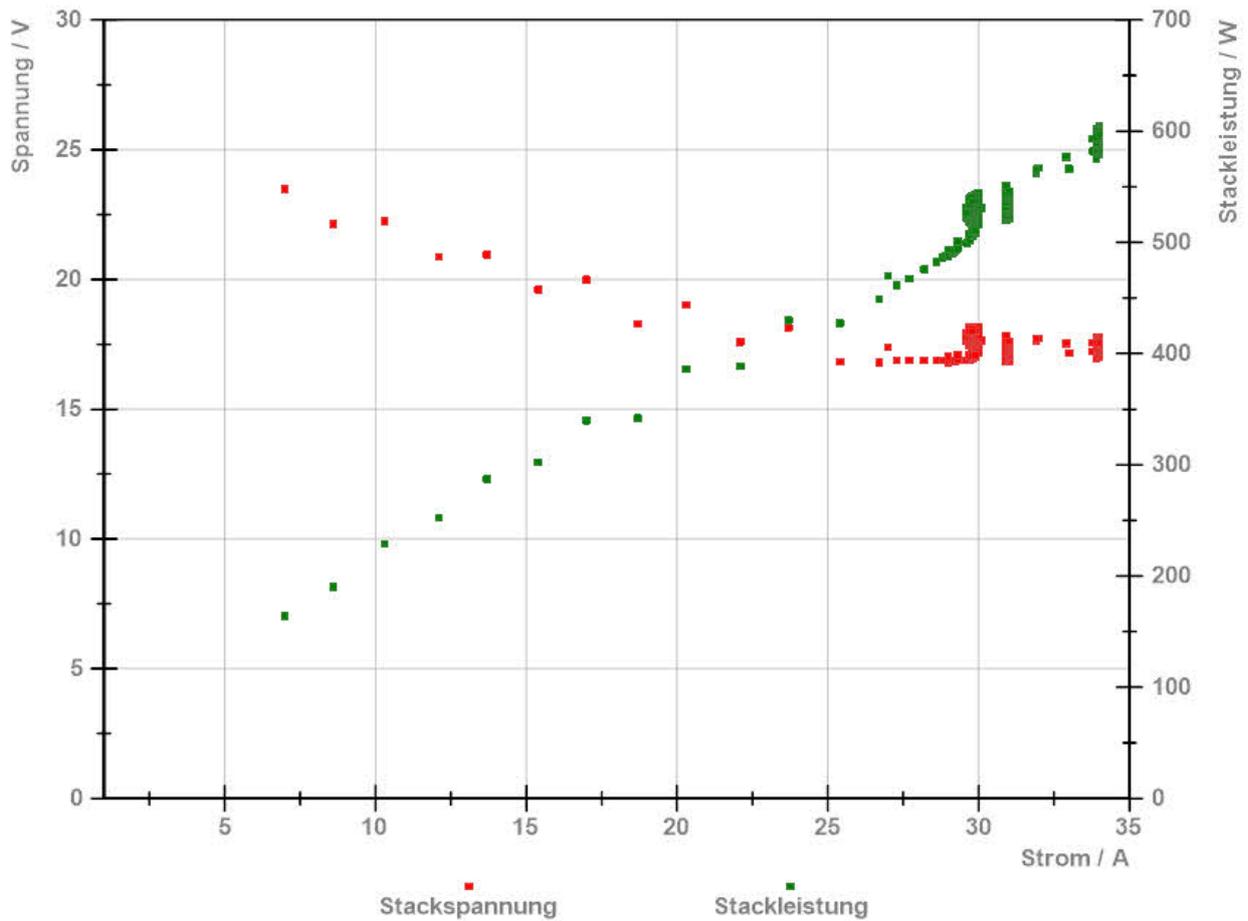


Abbildung 3.5. Polarisationskurve für das new energyday Kernmodul mit 24-Zellen-SOFC-Stack im Ammoniakbetrieb.

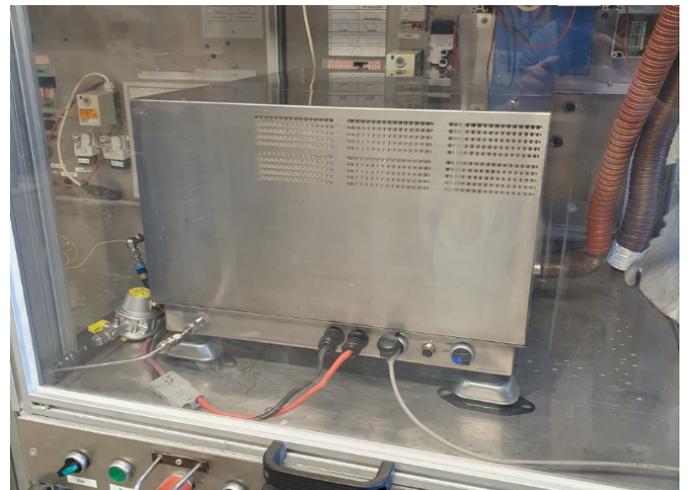


Abbildung 3.6. LINKS: Installierte new energyday 500 W NH₃-SOFC auf der „Ammonia Sherpa“, RECHTS: das komplette SOFC-System mit Nebenaggregaten auf dem landseitigen Teststand.

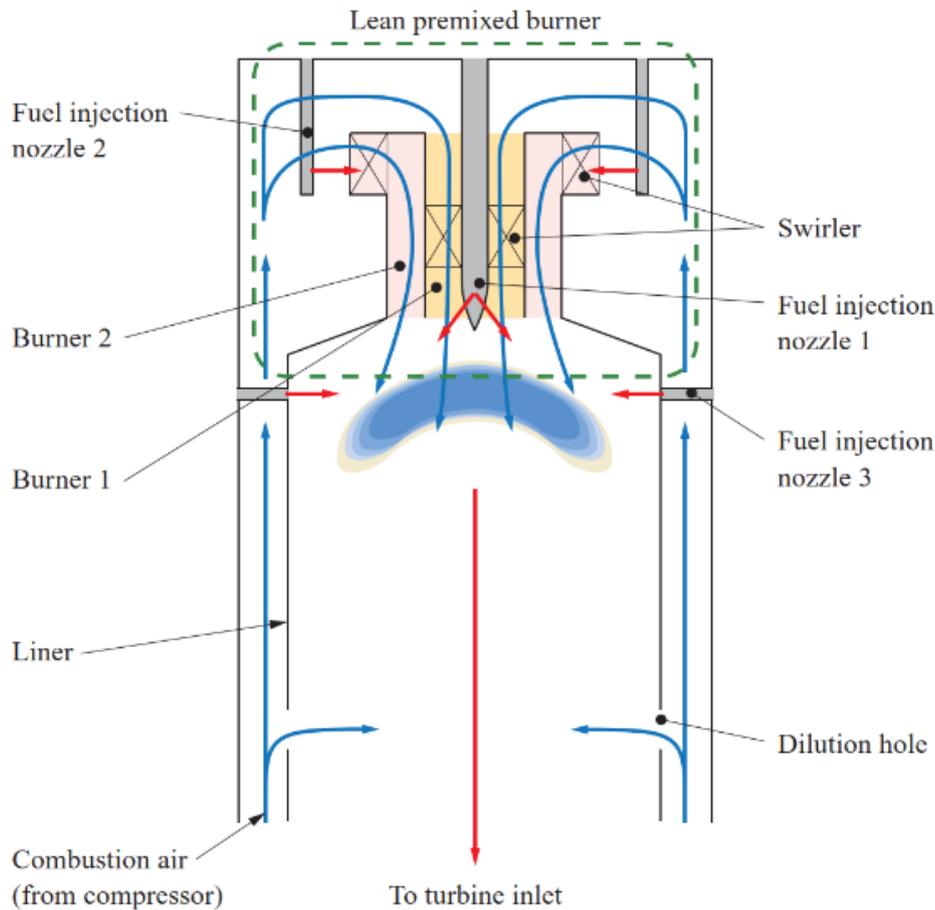


Abbildung 3.7. Schema des IHI Brennerkonzeptes für die Co-Verbrennung von Ammoniak und Methan. [6]

hohen spezifischen Leistungsdichte wurden allerdings keine für den automobilen Sektor ausreichenden Wirkungsgrade des einstufigen Turbinenprozesses erzielt. Seitdem werden für große Gasturbinen vor allem Wasserstoff-Gasturbinen in Hybridisierung mit Ammoniak-Crackern beschrieben, unter anderem von Siemens. [141]

Seit 2010 werden Direkt Ammoniak-Gasturbinen wieder intensiver betrachtet und derzeit im Wesentlichen in Japan vorangetrieben. So hat das ASIT in Japan für eine Ammoniakbetriebene Mikrogasturbine von Toyota Energy eine gestufte Verbrennung entwickelt. [142] Die erste Stufe erfolgt zunächst bei einer Verbrennungsstöchiometrie von $0,8 < \lambda < 1,0$, um durch thermische Dissoziation einen hohen Wasserstoffanteil zu produzieren und NO_x Emissionen im Verbrennungsprozess zu minimieren. In der zweiten Stufe erfolgt die restliche Brennstoffumsatz bei $\lambda > 1$. Die Entwicklungsarbeiten haben gezeigt, dass die homogene Vormischung in der ersten Verbrennungsstufe für niedrige Gesamtemissionen entscheidend ist. Damit verbunden sind hohe Wandtemperaturen der Brennkammer, die aus diesem Grund mit Zirkonoxid beschichtet werden muss. Auf der Basis dieses Konzeptes war es möglich, NO_x -Konzentrationen beim Brennkammeraustritt von < 200 ppm zu erreichen. Durch Kombination mit einer SCR-Stufe wurden schließlich NO_x Anteile < 10 ppm erzielt. Toyota Energy System hat den Gasturbinen-Prozess weiterentwickelt, wobei ausschließlich flüssiger Ammoniak der Brennkammer zugeführt wird. Auf der Basis dieses Konzeptes kann ein Ammoniak-Verdampfer im System eingespart und die Investitionskosten gesenkt werden. [143]

Des Weiteren sind zwei Projekte von IHI Corporation und Mitsubishi Power zu nennen, die ebenfalls bereits langjährig

in der Entwicklung sind und derzeit in den Markt eingeführt werden. [144, 145] Die IHI Corporation folgt dabei einem ähnlichen Ansatz wie Toyota. Abbildung 3.7 zeigt das Schema des Brennerkonzeptes eines 2 MW Brenners für die Co-Verbrennung von Ammoniak und Methan. Auch hier erfolgt die Emissionsreduktion auf der Basis einer gestuften Verbrennung, wobei diese aber durch Verdrallen stabilisiert wird.

Auf der Basis des IHI Brenner-Konzeptes wurde in 2020 ein Anteil von 20% von Ammoniak der Co-Verbrennung zugeführt, in 2022 wurde durch eine weiterentwickelte Stufe 70% Ammoniakzuführung erzielt. In 2025 soll ein erfolgreicher Umsatz mit 100% Ammoniak erreicht werden. Für den Transfer auf höhere Leistungsstufen arbeitet IHI zudem mit GE Vernova zusammen. In Irland werden dabei erste Gasturbine vom Typ GE F 9 aufgebaut. [146] In 2030 sollen große Gasturbinen im dreistelligen MW-Leistungsbereich kommerziell von GE Vernova erhältlich sein.

Mit Mitsubishi Power treibt ein weiterer japanischer Hersteller maßgeblich die Entwicklung von Ammoniak-Gasturbinen voran. Für den Betrieb mit reinem Ammoniak sind die Arbeiten derzeit auf die mittlere Leistungsstufe beschränkt. In Abbildung 3.8 ist die H25 Mitsubishi mit einer Leistung von 40 MW für den direkten Betrieb mit reinem Ammoniak abgebildet. [147]

3.2.4. Ammoniak-Cracker

Grundlagen der Ammoniak-Reformierung

Die Ammoniak-Reformierung ist die Rückreaktion der Ammoniak-Synthese. Dabei handelt es sich um eine endotherme Gleichgewichtsreaktion ($45,9 \text{ kJ/mol}(\text{NH}_3)$) [148]



Abbildung 3.8. 40 MW H25 Mitsubishi 40 MW für den direkten Betrieb mit 100% Ammoniak.

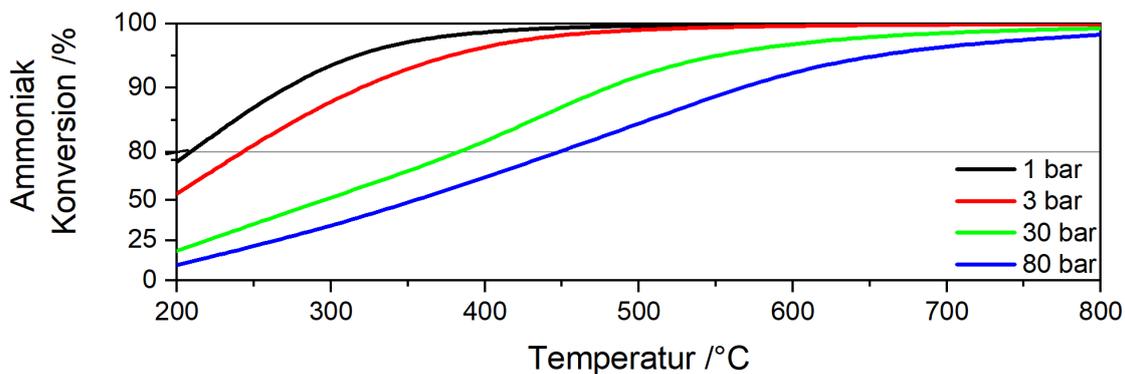


Abbildung 3.9. Thermodynamische Gleichgewichtskurven der Ammoniak-Konversion in die Bausteine Stickstoff und Wasserstoff als Funktion von Temperatur und Druck.

die durch Druckerhöhung gehemmt wird (siehe Abbildung 3.9). Damit diese Reaktion effizient ablaufen kann, müssen einige Grundvoraussetzungen erfüllt sein. Zunächst muss für jedes NH_3 -Molekül, das zersetzt werden soll, eine Aktivierungsbarriere überwunden werden und zusätzlich die Energie für den Umsatz hin zum Stickstoff und Wasserstoff in Form von Wärme aufgebracht werden.

Geeignete Katalysatoren senken die benötigte Aktivierungsenergie deutlich und ermöglichen somit eine energetisch effizientere Prozessführung. Die Energie für die Umsetzung von Ammoniak zu Stickstoff und Wasserstoff ist thermodynamisch gegeben und nicht beeinflussbar. Ähnliche thermodynamische Randbedingungen gelten für den Druck, unter dem die NH_3 -Konversion stattfindet, sodass der Betriebsdruck empirisch optimiert werden muss. Bei niedrigeren Drücken kann eine geringere Temperatur, gleichbedeutend mit einem geringen Energieaufwand, für die Ammoniak-Reformierung angewandt werden. Ein hoher Druck bedeutet zwar, dass ein höherer Energieaufwand für die Ammoniak-Spaltung aufgebracht werden muss, jedoch könnten sich Vorteile bei der Produktgasreinigung und bei Downstream-Prozessen ergeben, die zu einer höheren Gesamteffizienz kombinierter Systeme führen würden.

Aus Forschungsdaten ist ersichtlich, dass das aktivste bekannte Katalysatormaterial auf Ruthenium basiert. [149–151] Der schematische Ablauf der katalytischen Ammoniak Reformierung ist in Abbildung 3.10 gezeigt. Zudem ist für die industrielle Nutzung die Langzeitstabilität solcher nanopartikulären Systeme sowie deren Wirtschaftlichkeit von großer Bedeutung. Langzeituntersuchungen beziehen sich jedoch nur auf wenige Stunden bis Tage und geben daher keine belastbaren Informationen über die Langzeitstabilität des Katalysatormaterials wider. Des Weiteren ist Ruthenium ein teures Metall mit geringer Verfügbarkeit, wodurch es sich für eine großtechnische Anwendung, bei denen viele Tonnen an Katalysatormaterial benötigt werden, weniger eignet. Von Vorteil ist daher, dass auch häufiger vorkommende Metalle wie Eisen, Nickel, Kobalt und Molybdän vielversprechende katalytische Aktivitäten in der Ammoniak-Reformierung zeigen. Besonders Eisen-basierte Katalysatoren zeichnen sich hier durch eine besonders hohe Verfügbarkeit und gleichzeitig geringe politische und ethische Bedenklichkeit aus.

Eisen- und Nickelkatalysatoren sind auch von anderen katalytischen Prozessen bekannt. Somit können bereits bekannte Katalysatorsysteme sehr gut als Ausgangspunkt für eine systematische Materialoptimierung dienen.

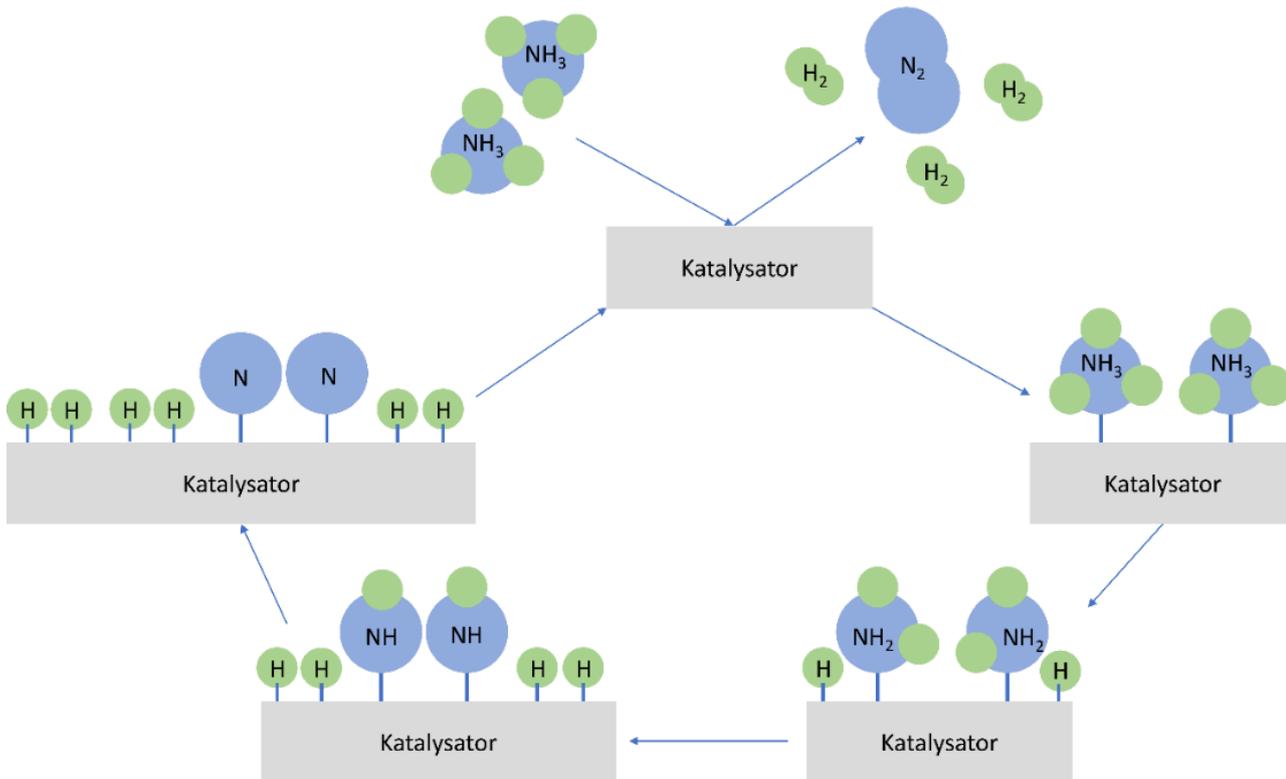


Abbildung 3.10. Vereinfachtes Reaktionsschema der Ammoniak-Reformierung in Gegenwart eines heterogenen Katalysators in die Moleküle Wasserstoff und Stickstoff.

Beschreibung der Prozess-Bedingungen anhand bekannter Katalysatoren

Im Labormaßstab und mit bekannten, für die Ammoniak-Reformierung nicht optimierten, Eisen- und Nickeltkatalysatoren kann ein Umsatz $> 96\%$ eines Ammoniakgasstroms (Volumenstrom $0,6 \text{ L}/(\text{min} \cdot \text{g}_{\text{Katalysator}})$) bei Atmosphärendruck bei $550 \text{ }^\circ\text{C}$ bis $600 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht werden. Industrieeübliche Rutheniumkatalysatoren erreichen einen vergleichbaren Umsatz unter gleichen Bedingungen schon bei ca. $520 \text{ }^\circ\text{C}$ (siehe Abbildung 3.11). Dies entspricht einer Produktionsrate von ca. $4,85 \text{ kg}$ Wasserstoff pro Kilogramm Katalysator und Stunde. Ein zentraler Ammoniak-Reformer mit einer maximalen Produktion von $200 \text{ t}(\text{H}_2)/\text{d}$ könnte also mit $1,7 \text{ t}$ Katalysator realisiert werden, dafür sind 1140 t/d Ammoniak nötig. Die Wärmeenergie die zum aufrechterhalten der Reaktion benötigt wird (thermodynamisch) entspricht 26 t H_2 ($\Delta H^0 = -45,9 \text{ kJ/mol}$, Heizwert $\text{H}_2 = 33,3 \text{ kWh/kg}$). Dies entspricht 13% der täglichen Produktionsmenge.

Produktgasreinigung

Neben Wasserstoff wird bei der Ammoniak-Reformierung auch Stickstoff gebildet (25 Vol-\%). Aufgrund der Gleichgewichtslimitierung der Reaktion werden auch Reste nicht umgesetzten Ammoniaks im Produktgas vorliegen. Soll für die Verwendung des Wasserstoffs in Downstream-Anwendungen die Reinheit z.B. $>98\%$ betragen, ist also eine Produktgasreinigung unumgänglich. Großtechnisch bewährt hat sich für diese Zwecke das Pressure-Swing-Adsorption-Verfahren (PSA). Diese Methode nutzt die unterschiedlichen Druckabhängigkeiten von Gasen, wenn sie mit porösen Feststoffen interagieren. Bei Wahl eines geeigneten Feststoffes kann so Stickstoff und Ammoniak auf dem Feststoff adsorbiert werden, im Gasstrom bleibt Wasserstoff mit höherer Reinheit zurück. Werden die Druckbedingungen gewechselt,

kann der Feststoff regeneriert und Stickstoff und Ammoniak abgeführt werden. Durch den regelmäßigen Druckwechsel und Gasabführung kann so die Reinheit des Wasserstoffs auf den Zielwert erhöht werden.

Eine weitere Methode die zur Aufreinigung von Wasserstoff geeignet wäre ist die Membranfiltration. Sehr dünne Filme aus Palladium sind dafür bekannt, dass sie im Gegensatz zu anderen Gasen für Wasserstoff durchlässig sind. Die Flussrate des Wasserstoffs durch die Membran ist dabei indirekt proportional zur Membrandicke, wodurch sich für hohe Flussraten ergibt, dass diese sehr dünn sein müssen. Um die Flussraten zu maximieren, wird die Querschnittsfläche der Membran möglichst groß gewählt. Das Membranmaterial muss den gewählten Druck widerstehen und gegenüber Ammoniak und Stickstoff unempfindlich sein. Der Vorteil ist das auf kleinem Raum sehr hohe Gasreinheiten erzielt werden können.

Welche dieser Methoden sich am besten zur Produktgasreinigung, wird von der erzielten Wasserstoffproduktionsrate, der nötigen Reinheit und der Wirtschaftlichkeit abhängen.

Ammoniak Cracker

Die direkte Nutzung von Ammoniak in Brennstoffzellen (SOFC, PEMFC) und Verbrennungsprozessen (Motoren, Brennern und Turbinen), aber auch die Erzeugung von Wasserstoff für Tankstellen erfordert in der Regel einen teilweise oder gar vollständigen Umsatz von Ammoniak in Wasserstoff und Stickstoff: Während Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) noch mit reinem Ammoniak betrieben werden können [152], fordert der Betrieb von Verbrennungsmotoren, Turbinen und Brennern aufgrund der schlechten Verbrennungseigenschaften von Ammoniak einen gewissen Wasserstoffanteil. Bei dem Einsatz von Ammoniak in Niedertemperaturbrennstoffzellen (PEMFC) muss im Wasserstoff nach der ISO 14687-2 ein Restammoniakanteil von $0,1 \text{ ppm}$ unterschritten werden. Somit ist für den Einsatz in der PEMFC als

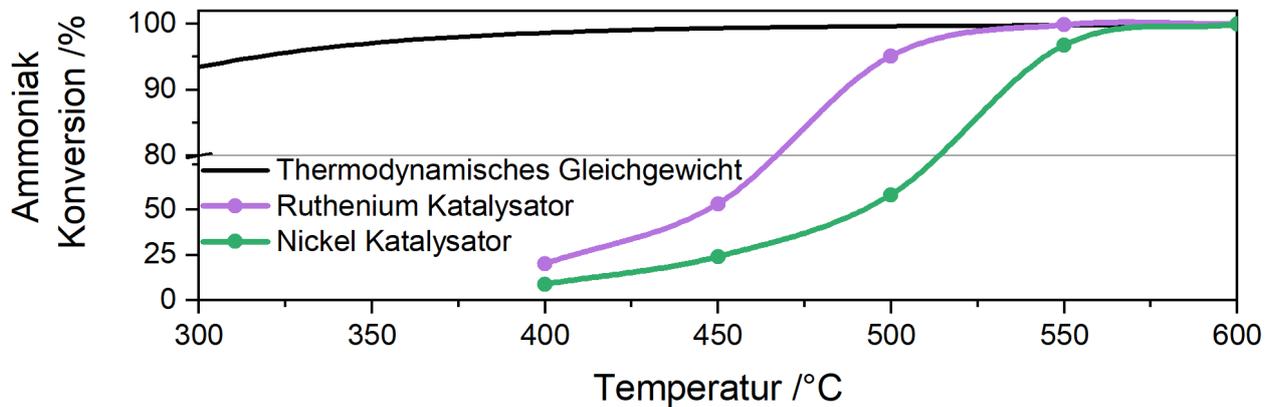


Abbildung 3.11. Ammoniak-Konversionskurven von Ruthenium- und Nickel-Katalysatoren im Vergleich zum thermodynamischen Gleichgewicht.

auch für die Erzeugung von Wasserstoff für Tankstellen zusätzlich zum Cracker eine Feingasreinigung erforderlich. Auch Alkalische Brennstoffzellen (AFC) erfordern vollständig gecracktes Ammoniak, eine nachgeschaltete Feinreinigung kann allerdings entfallen [152, 153]. Die zur direkten Nutzung von Ammoniak erforderliche und im vorherigen Abschnitt beschriebene Reformierung erfolgt in sogenannten Ammoniak-Crackern – einem zentralen Element im ammoniakbasierten Energiesystem.

Die Technik des Crackens von Ammoniak ist allerdings nicht neu und wird – als Nischentechnologie – industriell zur Herstellung von Formiergasen zum Schweißen, Löten oder Härten genutzt. Das wasserstoffreiche Formiergas wird nach dem Stand der Technik zumeist in elektrisch beheizten Reaktoren mit Nickel-Katalysatoren bei 800 – 900 °C erzeugt. [154] Diese speziell für die Herstellung von Formiergasen entwickelten Ammoniak-Cracker sind zur Erzeugung von Wasserstoff für den Einsatz als Energieträger ungeeignet, insbesondere da der Gesamtsystemwirkungsgrad mit 30 bis 60% [155] (bezogen auf den unteren Heizwert) zu gering ist. Für die Erzeugung von Wasserstoff als Energieträger müssen andere Cracker-Technologien entwickelt werden.

Die schematische Darstellung einer Cracker-Anlage ist in Abbildung 3.12 gezeigt. Flüssiges Ammoniak wird verdampft, vorgewärmt und im eigentlichen Reaktor in das wasserstoffreiche Produktgas umgesetzt. Die für die Reaktion erforderliche Energie kann bspw. über das von einem Gasbrenner erzeugte Heißgas bereitgestellt werden. Entsprechend der Anforderungen der dem Cracker nachgeschalteten Technologie erfolgt optional eine Gasreinigung und schließlich die Kompression des aufgereinigten Wasserstoffs.

Da das Cracken von Ammoniak bezüglich der eingesetzten Katalysatoren und Reaktions-enthalpie Ähnlichkeiten zur Dampfreformierung aufweist, werden die großskaligen, zentralen Ammoniak-Cracker zur Wasserstoffherzeugung nach aktuellem Stand auf Basis des Konzepts von Dampfreformen entwickelt. [154, 156] Mehrere hundert, mit Katalysator gefüllte Rohre sind hierzu vertikal in einer Brennkammer angeordnet und werden mittels in der Regel an der Decke installierten Gasbrennern beheizt. [154, 157] Derzeit arbeiten mehrere Unternehmen wie Topsoe, KBR, Thyssenkrupp, Johnson Matthey, Duiker, Casale und H2Site an der Entwicklung großskaliger Crackeranlagen. [158]

Kleinskalige Cracker für die direkte Nutzung von Ammoniak

Abgrenzend zu den zentralen, großskaligen Ammoniak-Crackern mit einem Wasserstoff-output von mehreren hundert Tonnen pro Tag sind für die direkte Ammoniak-Nutzung kleinere dynamische Cracker erforderlich, die anderen Anforderungen genügen müssen wie bspw. ein schnelles Start-Up, eine hohe Dynamik, eine hohe Teillastfähigkeit, eine hohe Lebensdauer, insbesondere bei mobilen Anwendungen eine kompakte Bauweise mit geringem Gewicht, eine hohe Energieeffizienz sowie – aufgrund der Einsatzgebiete - hohe Anforderungen an die Sicherheit. Bei netzfernen Anwendungen müssen die Systeme zudem autark betrieben werden können. Aufgrund dieser Anforderungen erfordert die Entwicklung kleinskaliger Ammoniak-Cracker zur direkten Nutzung die Entwicklung neuer Reaktor-Technologien. Die wesentlichen Herausforderungen umfassen dabei die Entwicklung neuartiger Katalysatoren, die Entwicklung eines Reaktor-Designs für eine möglichst effiziente Wärmeintegration- und -übertragung, die Integration geeigneter Reinigungsverfahren [159] sowie die Identifikation und Auswahl geeigneter Werkstoffe. [160] Nach Einschätzung der Autoren auf Basis einer Analyse relevanter Anwendungen beträgt der Wasserstoffoutput kleinskaliger, dezentraler Cracker-Anlagen bis zu 10 t/d (≈14 MW).

Die Anzahl an Publikationen zu Forschung und Entwicklung kleinskaliger Ammoniak Cracker nimmt stetig zu und es existiert bereits eine Vielzahl an verschiedenen Reaktorkonzepten. Die publizierten Technologien können in die vier Hauptkategorien i) Mikroreaktoren, ii) Membranreaktoren, iii) elektrochemische Reaktoren und iv) Festbettreaktoren gegliedert werden. Mikroreaktoren (i) nutzen charakteristische Längen im Submillimeterbereich für einen verstärkten Wärme- und Stoffübergang [161]. Membranreaktoren (ii) vereinen die Zersetzungsreaktion und die Stofftrennung in einem System. Mit einer integrierten Membran ermöglichen sie eine kontinuierliche Abtrennung des Produkts und damit nach dem Prinzip von Le Chatelier Bedingungen außerhalb des Gleichgewichts. Dadurch können sehr niedrige Restammoniakgehalte erreicht werden. [162–164] Elektrochemische Reaktoren (iii) erzeugen Wasserstoff aus Ammoniak mittels Elektrolyse (AEC, ammonia electrolytic cell). Vorteilhaft hierbei ist die Möglichkeit, reinen Wasserstoff zu erzeugen. [162, 165] Festbettreaktoren (iv) wird der Katalysator in Form einer zufälligen Schüttung oder in einer strukturierten und definierten Form, insbesondere als metallische oder keramische Wabe, verwendet. Die Hauptvorteile von Waben gegenüber Schüttgut-katalysatoren sind der geringe Druckverlust, die hohe Stoffübertragungseffizienz und der geringe Diffusionswiderstand. Darüber hinaus

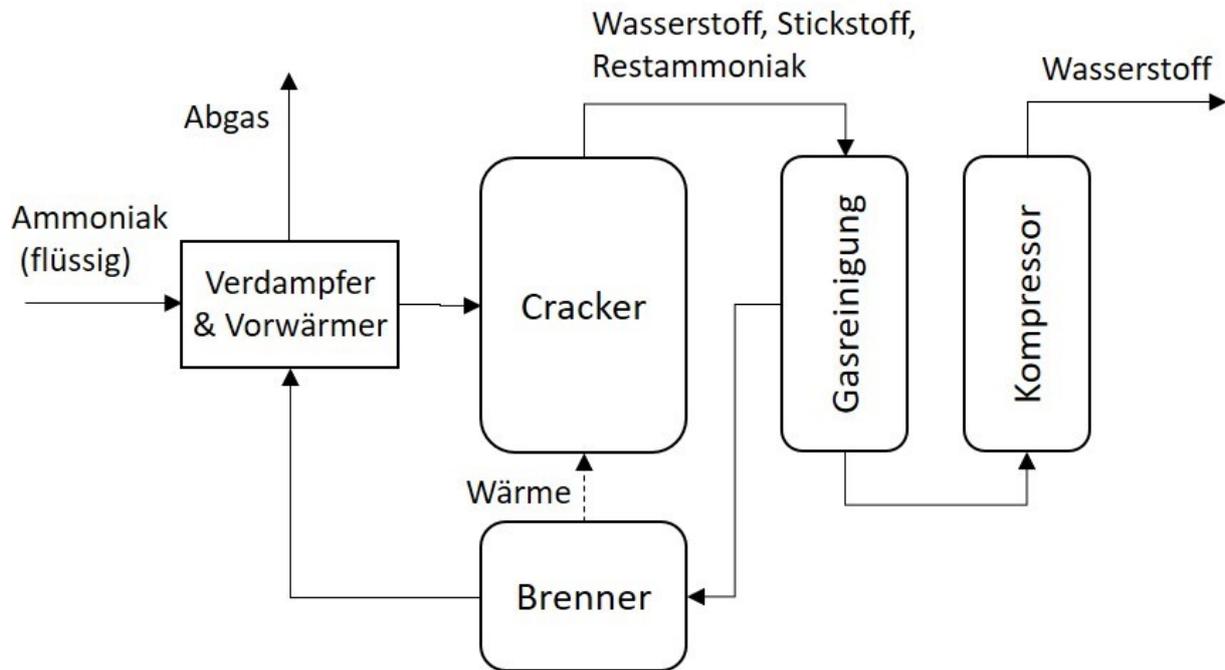


Abbildung 3.12. Schematische Darstellung des Reaktorkonzepts eines Ammoniak-Crackers (Quelle: MPI CEC / ZBT).

werden monolithische Katalysatoren bevorzugt, wenn Vibrationen Abrieb an klassischen Massenkatalysatoren verursachen, z. B. bei der Abgasbehandlung von Autos, Lastkraftwagen und anderen Fahrzeugen. [166, 167]

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Auch wenn kleinskalige Ammoniak-Cracker noch nicht kommerziell verfügbar sind, wurden mit wenigen Ausnahmen bereits für alle Anwendungen erste Prototypen entwickelt, von denen es einige bereits in die Endanwendung geschafft haben. So hat das Unternehmen Amogy ein skalierbares Cracker-PEMFC-System inklusive Feinreinigung auf Basis eines Adsorbers entwickelt [168]. Die Funktionalität des Systems wurde bisher für den Antrieb einer Drohne (5 kW), eines Traktors (100 kW) und eines Sattelschleppers (300 kW) demonstriert. In 2024 soll die Demonstration in einem Schleppkahn die Kommerzialisierung einleiten [169].

Ebenfalls zur Erzeugung von Wasserstoff in Brennstoffzellenqualität aber für den Einsatz in Tankstellen hat die CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) einen Cracker mit nachgeschalteter Reinigungsstufe auf Basis eigener Metallmembran-Technik mit einer Kapazität von 5 kg/d entwickelt. Die Funktionalität des Systems wurde im Jahr 2018 in Brisbane mit der Betankung eines Fahrzeugs erfolgreich getestet. [170] Nach der ersten Demonstration wurden die Membranen optimiert und im Jahr 2022 die Funktionalität einer 40 kg/d Anlage nachgewiesen. Derzeit erfolgt gemeinsam mit Siemens Energy, Geopura, Fortescue and CSIRO ein Upscaling auf eine Kapazität von 200 kg/d. [160] Im Rahmen von CAMPFIRE CF10_4 wird durch die Partner ZBT, Exentis Group, PSL Lasertechnik, ISC, ENERTRAG und INP eine Ammoniak-zu-Wasserstoff-Tankstelle mit einem CuPd-Membranbasierten Feinstreinigungsmodul entwickelt. [171]

Die Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH (ZBT) erforscht und entwickelt Ammoniak-Cracking-Technologien für verschiedene Anwendungen. In dem von der EU geförderten Forschungsvorhaben Alkammonia (EU FCHJU 325343) wurde ein nicht-elektrisch beheizter Cracker für die Integration mit einer al-

kalischen 4 kW-Brennstoffzelle (AFC) zur Stromproduktion in Off-Grid-Anwendungen entwickelt. Die Cracker-Technologie beruht auf Basis der proprietären ZBT-Reformertechnik (EP1425244) und wurde beim Projektpartner AFC ENERGY PLC erfolgreich mit der Brennstoffzelle gekoppelt. Im Rahmen der CAMPFIRE-Projekte entwickelt das ZBT Cracker sowohl für Antriebssysteme in der maritimen Mobilität als auch zur stationären Stromerzeugung und damit zur Kopplung von Motoren: In CAMPFIRE CF07 wurde ein gasbeheizter, hochintegrierter Cracker mit einer Wasserstoffleistung von 8 kW für das Antriebssystem einer Sportyacht entwickelt und nach intensiver Testung und Optimierung im ZBT-Labor gemeinsam mit der FVTR GmbH und der autosoft GmbH erfolgreich mit einem Deutz Motor mit 15 kW mechanischer Wellenleistung gekoppelt. Das Antriebssystem wurde in Zusammenarbeit mit den weiteren Partnern des Projektes Leibniz Institut für Plasmaforschung und Technologie (INP), Hans-Yachts AG, Energieanlagenbau Greifswald und Inherent Solution Consult GmbH auf eine eigens dafür konfigurierte Sportyacht als schwimmender Versuchsträger installiert. In CAMPFIRE CF08_2 wird durch die Partner FVTR GmbH, INP, KIT-IFKM, Liebherr, Universität Rostock und ZBT ein Antriebssystem für Binnenschiffe entwickelt, containerisiert und an Land getestet. Das ZBT liefert hierfür eine Ammoniak-Cracker-Anlage zur Kopplung mit einem 350 kW Liebherr Gasmotor gemäß den Anforderungen seitens des Motors, Tabelle 3.3. Die Cracker-Anlage wird im ZBT-Labor umfangreich getestet, optimiert und schließlich als containerisierte Anlage am Campfire Open Innovation Lab in Poppendorf (COIL) installiert und zur Testung des Gesamtsystems mit dem Motor gekoppelt.

In CAMPFIRE CF12_1 entwickelt das ZBT eine Cracker-Anlage, um gemeinsam mit den Partnern Jenbacher, LCC und INP ein containerbasiertes Cracker-Gasmotor BHKW für remote off-grid-Anwendungen im Leistungsbereich von 1 MW zu demonstrieren.

Ammoniak-Cracker zur Kopplung mit Motoren für den Einsatz in mobilen als auch stationären Anwendungen werden außerdem seit 2020 von Ammonigy inklusive einem Abgasnachbehandlungssystem zur Minimierung der NO_x-Emissionen entwickelt. Die Systeme wurden als Prototypen in verschiedenen Anwendungsfällen wie einem Transporter, einem Sportboot (50 kW

Tabelle 3.3. Anforderungen an das Cracker-Produktgas seitens des 350 kW Liebherr Gasmotors.

Beschreibung	Wert
Wasserstoffleistung Cracker-Produktgas	150 kW
Druck Cracker-Produktgas	> 8 bara
Temperatur Cracker-Produktgas	< 60 °C
Restammoniakgehalt Cracker-Produktgas	$x_{\text{NH}_3} < 5 \text{ mol\%}$ (Umsatz = 90%)
Katalysator	Monolith

Motorleistung) und zur stationären Stromerzeugung demonstriert. [172, 173]

Mit der GRAP Green Ammonia Power GmbH wurde im Rahmen der wirtschaftlichen Schwerpunktsetzung in 2023 ein Start-up des ZBT für die Entwicklung von dynamischen Crackern am Standort Poppendorf gegründet.

3.3. Rechtlicher Rahmen für die direkte Nutzung von Ammoniak

Aus rechtswissenschaftlicher Perspektive ist bei der Anwendung von Ammoniak zwischen dem Einsatz als Kraftstoff in Verkehrssektor und dem in standortfesten Anlagen zu unterscheiden.

3.3.1. Rechtliche Rahmen für die Anwendung in der Schifffahrt

Zur Anwendung von Ammoniak als Kraftstoff wird im Folgenden der Schwerpunkt auf die Schifffahrt gesetzt.

Nutzung von Ammoniak in der internationalen und innerunionalen Schifffahrt

Der Rechtsrahmen für die Nutzung von Ammoniak in der internationalen Schifffahrt und in der Schifffahrt innerhalb der EU² ist zurzeit im Umbruch. Auffällig ist, dass der Rechtsrahmen trotzdem noch besonders die Nutzung von fossilen Kraftstoffen bevorzugt. Ein erster Schritt hin zur Dekarbonisierung der Schifffahrt scheinen die auf EU-Ebene kürzlich beschlossene Neuerung der EU-EHS-RL [174] und der RED III [175], die Delegierten Rechtsakte zur RED II [176] sowie die neue EUFuel-Maritime-Verordnung [177] darzustellen.

Mit der Neuerung der EU-EHS-RL soll die Schifffahrt schrittweise in das Europäische Emissionshandelssystem einbezogen werden: ab 2027 sollen unter anderem Zertifikate für 100% der bei Fahrten innerhalb der EU und 50% der bei außerunionalen Fahrten³ im vorherigen Jahr angefallenen THG-Emissionen abgegeben werden. [178] Mit der neuen RED III werden folgende Verpflichtungen für Kraftstoffanbieter eingeführt: Bis 2030 muss die THG-Intensität der gelieferten Kraftstoffe um 14,5% reduziert werden und 5,5% der gelieferten Energiemenge für den Verkehrssektor aus erneuerbaren Kraftstoffen bestehen. [179] Allerdings soll dabei nur 1% des Anteils an erneuerbaren Kraftstoffen mit RFNBO gedeckt werden. Für die Schifffahrt werden keine verbindlichen Ziele bezüglich der Nutzung von RFNBO

festgelegt: Die Mitgliedstaaten mit Seehäfen sollen lediglich darauf hinwirken, dass bis 2030 der Anteil an RFNBO im Seeverkehrssektor 1,2% beträgt. Somit sind die Anforderungen an die Mitgliedstaaten in diesem Bereich sehr abgeschwächt.

Zudem verfolgt die neue FuelEU-Maritime Verordnung das Ziel, die THG-Intensität der Schiffe zu reduzieren, die einen Hafen im Hoheitsgebiet eines EU-Mitgliedstaates anlaufen, sich dort aufhalten oder verlassen. [180] Dafür werden konkrete Reduktionsziele vorgesehen. [181] Obwohl der Entwurf der FuelEU-Maritime-Verordnung einen technologienoffenen Ansatz verfolgt, ist die Relevanz der RFNBO nicht zu verachten. In diesem Sinne soll im Grunde bis 2030 der Anteil an RFNBO in Schiffen 1% betragen. Falls dies nicht erreicht wird, wird ab 2034 ein Teilziel von 2% von RFNBO an der jährlich an Bord eines Schiffs verbrauchten Energie festgelegt. [182] Dies ist jedoch an bestimmte Bedingungen geknüpft, wie die Versorgungskapazität und den Preis der RFNBO. Diese Maßnahme soll also auf den ersten Blick die Aufnahme von RFNBO im Schiffsverkehr fördern, lässt aber Zweifel bei der praktischen Umsetzung offen. Auch die Regulierung der Infrastruktur für alternative Treibstoffe hat sich im Zuge der Implementierung des „Fit-for-55“-Paketes verändert: Die Richtlinie, die AFID, wird durch eine Verordnung, die AFIR [183], ersetzt. Ammoniak wird in dieser Verordnung zum ersten Mal ausdrücklich als alternativer und auch als erneuerbarer Treibstoff anerkannt. [184] Es werden jedoch keine Anforderungen oder Ziele für den Ausbau der Infrastruktur für Ammoniak in Häfen auferlegt. Diese Tatsache sorgt für Inkohärenz im Rechtsrahmen, denn die Betankungsinfrastruktur ist maßgeblich für den großskaligen Einsatz eines Treibstoffes.

Mit dem „Fit-for-55“-Paketes verfolgte die EU-Kommission außerdem die Ambition, auch die EnergieStRL zu novellieren. Aktuell ist die EnergieStRL nicht im Einklang mit den Klimazielen und -ambitionen der EU. Im Entwurf der EU-Kommission [185] wurde zum ersten Mal Ammoniak (KN-Code 2814 nach der Verordnung über die Kombinierte Nomenklatur [186]) als Energieerzeugnis eingeordnet. Darüber hinaus sollte mit der neuen Fassung der EnergieStRL die Energiesteuerbefreiung für Kraftstoffe, die in der gewerblichen Schifffahrt innerhalb der Europäischen Union verwendet werden, abgeschafft werden. In diesem Entwurf wurden auch energiesteuerliche Vorteile für die Verwendung alternativer Kraftstoffe in der Schifffahrt vorgeschlagen. Die Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie dürfte jedoch gescheitert sein, da es in den Trilog-Verhandlungen seit 2021 zu keiner Einigung gekommen ist.

Auf nationaler Ebene wird der Rechtsrahmen nach und nach an die neuen Anforderungen der Rechtsakte auf EU-Ebene an-

² Das IKEM hat in diesem Themenkomplex folgende Studie veröffentlicht: Moreno Kuhnke, Mariana; Pauleweit, Kathleen: Klima-Governance der Europäischen Union und ausgewählter Ostseestaaten: Einsatz alternativer Kraftstoffe in der Seeschifffahrt. 2023. Diese Studie gibt einen Überblick des zum 20. Juni 2023 gültigen Rechtsrahmens in diesem Themenbereich.

³ Als „außerunionalen Fahrten“ sind hier Schiffsfahrten zwischen einem Hafen im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaates und einem Hafen im Hoheitsgebiet eines nicht EU-Mitgliedstaates gemeint.

gepasst. Auf nationaler Ebene ist eine zaghafte Förderung der Verwendung RFNBOs bzw. Ammoniak im Seeverkehr zu beobachten. Dies wird jedoch dadurch erschwert, dass die Privilegien für fossile Brennstoffe in diesem Sektor noch nicht abgeschafft wurden. Im deutschen Rechtsrahmen ist zum Beispiel die Verpflichtung der Kraftstoffanbieter zur Einhaltung der THG-Minderungsquoten für Otto- und Dieselmotoren an die Entstehung der Energiesteuer geknüpft. [187] Da die Nutzung bestimmter fossiler Energieerzeugnisse in der gewerblichen Schifffahrt nach § 27 Abs. 1 i.V.m. § 8 EnergieStG [188] von der Steuer befreit ist, sind Vertrieber von fossilen Treibstoffen für diesen Sektor nicht unbedingt zur Einhaltung dieser Quoten verpflichtet.

Allerdings wurde mit der am 17. April 2024 beschlossenen Novellierung der 37. BImSchV [189] der Rechtsrahmen weiterentwickelt. Nach der neuen Fassung der 37. BImSchV können allgemein RFNBO in Erfüllung der THG-Minderungsquoten eingesetzt werden, sofern sie die Anforderungen an dem für die Herstellung verwendeten Strom und die THG-Einsparungen der Delegierte Rechtsakte zur RED II eingehalten werden. [190] Sie müssen zudem mit dem Ziel als Erfüllungsoption zu dienen in Verkehr gebracht worden sein. [191] Somit wird die geschlossene Liste an einsetzbaren RFNBOs abgeschafft und Ammoniak kann, obwohl nicht ausdrücklich erwähnt, unter den vorgenannten Voraussetzungen wohl als Erfüllungsoption in Verkehr gebracht werden. Insgesamt kann dies als Anreiz für die allgemeine Verwendung von RFNBO oder Ammoniak als Treibstoff im Verkehrssektor angesehen werden, allerdings, wie oben beschrieben, nur in sehr begrenztem Umfang in der Schifffahrt. Darüber hinaus konnten bisher auf nationaler Ebene keine Anstrengungen zum Ausbau der Betankungsinfrastruktur in Häfen für Schiffe, die Ammoniak als Treibstoff verwenden, festgestellt werden.

Auf internationaler Ebene lassen sich erste Bemühungen zur Einführung von Ammoniak als Kraftstoff für die Schifffahrt identifizieren: Bis Dezember 2024 sollen die vorläufige Leitlinien für die Nutzung von Ammoniak als Treibstoff fertig entwickelt sein und auf dem Treffen des Maritime Safety Committees der Internationalen Schifffahrts-Organisation (auf Englisch „International Maritime Organization“) beschlossen werden. [192] Obwohl diese Anstrengungen zu begrüßen sind, bedarf es jedoch grundsätzlich an einem internationalen Bepreisung-System für die Treibhausgasemissionen der internationalen Schifffahrt (außerhalb der EU), das die Nutzung fossiler Treibstoffe in diesem Sektor weniger attraktiv wird.

Rechtsrahmen zur Zertifizierung von Sportbooten und Binnenschiffen

Auch bei der Betrachtung der Rahmenbedingungen für die Zertifizierung von Ammoniakbetriebenen Sportbooten und Binnenschiffen fällt auf, dass der regulatorische Rahmen im Wesentlichen auf die Verwendung von fossilen Kraftstoffen zugeschnitten ist. So fehlt es für das Inverkehrbringen von Sportyachten mit ammoniakbasierten Antriebs- und Energiesystem an einer Standardisierung der Sicherheitsvorkehrungen in Form von europäischen Normen (EN). Denn sollen Sportyachten als

Produkt in den (Waren-)Verkehr gebracht werden, müssen diese – unabhängig von ihrem Kraftstoff – den EU-Vorschriften über Sicherheit, Gesundheit und Umweltschutz genügen. Zentrale Regelwerke sind hierfür EU-Verordnung über Produkthanforderungen und Marktüberwachung [193] sowie die Sportbootrichtlinie [194]. Durch diese werden Vorgehensvorschriften für die sog. CE-Kennzeichnung von Produkten implementiert. Zusammengefasst wird dann von einer Konformität mit den Sicherheitsvorgaben der SportbootRL ausgegangen, wenn eine Sportyacht mit Vorgaben aus den europäischen Normen (EN) übereinstimmt. Allerdings bestehen für Sportyachten mit ammoniakbasierten Antriebs- und Energiesystem bisher keine passgenauen EN. Solche müssen dementsprechend noch eingeführt werden, Abbildung 3.13.⁴

Ebenso fehlt es für die Anwendung im Binnenschiffverkehr an einer entsprechenden Standardisierung für eine sichere Zulassung. Genauer müssen drei Zulassungsverfahren betrachtet werden. Hierzu zählt zunächst die technische Zulassung. Die Binnenschiffe müssen hierfür die Anforderungen der ES-TRIN [195] erfüllen. Problematisch hierbei ist, dass in dieser bisher keine Sicherheitsvorgaben für die Nutzung von Ammoniak als Kraftstoff normiert sind. Bisher ist zwar eine Einführung von Standards für Methanol und Wasserstoff als Kraftstoff geplant, an Sicherheitsvorgaben zu Ammoniak fehlt es zum jetzigen Stand dennoch. Weiter bedarf es einer Typgenehmigung des Motors nach Vorgaben der NRMM-Verordnung [196] und ES-TRIN. Auch hier fehlt es an passgenauen Sicherheitsvorgaben. Zuletzt besteht die Relevanz eines gefahrgutrechtlichen Zulassungszeugnis. Dieses ist dann erforderlich, wenn das Transportierte Ammoniak nicht nur als Kraftstoff, sondern auch als Gefahrgut einzuordnen ist.⁵

3.3.2. Rechtliche Rahmen für die Anwendung in standortfesten Anlagen

Sollen standortfeste Anlagen zur Nutzung von Ammoniak errichtet oder betrieben werden, richtet sich deren Zulässigkeit nach den jeweiligen Kapazitäten der Anlagen. Abhängig von Umfang und Anwendung kommen verschiedene Genehmigungsverfahren zum Tragen. Welche Zulassungsverfahren für bestimmte Ammoniak-Anwendungen greifen, wird auch in der Tabelle 3.4 zusammengefasst.

Eine zentrale Rolle hierbei spielt das Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG [197]. Allerdings steht das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren häufig in der Kritik zu Zeitaufwändig zu sein und somit den Ausbau der Ammoniak-Infrastruktur zu hemmen. Besonders Cracking-Anlagen stehen vor der Herausforderung, dass diese – unabhängig von der Menge des umgewandelten Wasserstoffs – regelmäßig unter das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren fallen, sobald eine gewerbliche Produktion vorliegt. Denn hier knüpft die Genehmigungsbedürftigkeit nicht an einen absoluten Mengenschwellwert an, sondern richtet sich nach dem Begriff des „Industriellen Umfangs“ was jeden gewerblichen Cracking-Prozess in das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zählen lässt. [198]

⁴ Zur Einführung einer solchen Norm, hat das IKEM einen ersten Entwurf vorgelegt, in Schäfer et al.: Analyse und Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für die CE-Kennzeichnung von Sportyachten mit ammoniakbasierten Antriebs- und Energiesystem. Erstellt im Rahmen des Projekts CAMPFIRE (CF07) 2023, abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2023/06/CF07_CE-Kennzeichnung-von-Sportyachten_20230806.pdf?media=1715784751 (zuletzt am 10.6.2024 abgerufen).

⁵ Die genauen Angaben hat das IKEM zusammengefasst, in Paintner, Thomas; Schäfer, Judith: Zulassung von ammoniakbetriebenen Binnenschiffen. Rechtswissenschaftliche Studie. 2023., abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2023/06/20230620_CF08-Studie.pdf?media=1715784751 (zuletzt am 10.6.2024 abgerufen).

CE-Kennzeichnung für Sportboote auf europäischer und nationaler Ebene

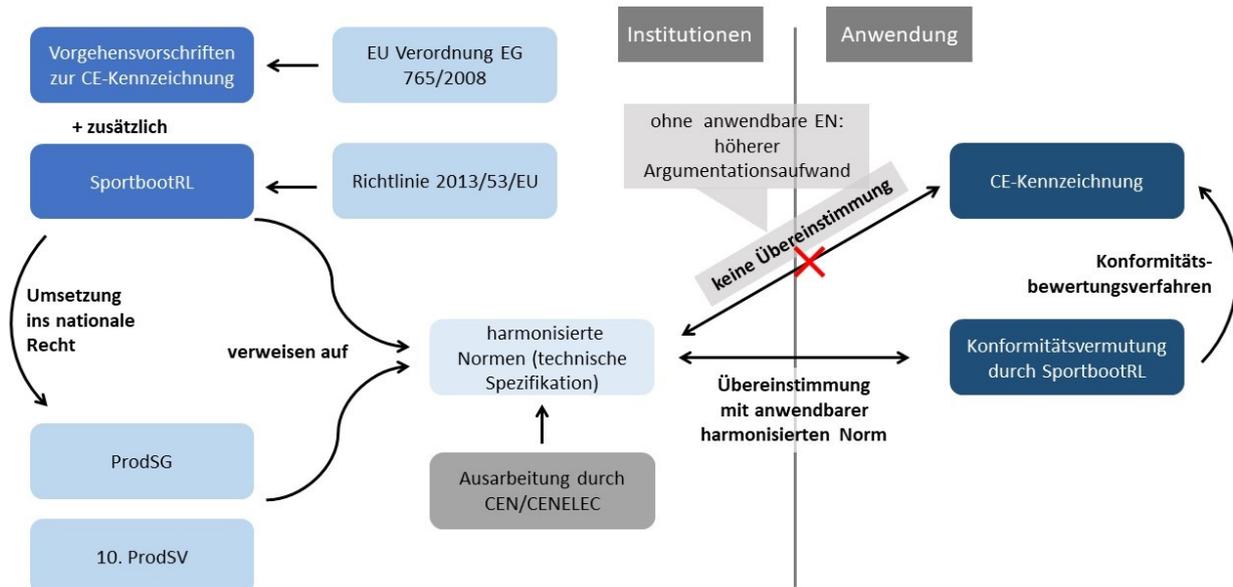


Abbildung 3.13. Schematische Darstellung des Verfahrens zur CE-Kennzeichnung für Sportboote auf nationaler und europäischer Ebene (Quelle: IKEM).

Neben Voraussetzungen insbesondere im Bereich des Naturschutzes oder Arbeitsschutzes, sind im Genehmigungsverfahren auch gewässerschutzrechtliche Vorgaben zu beachten. Dies schließt unter anderem die Regelungen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen aus § 62 ff WHG [199] mit ein. Hier besteht grundsätzlich die Möglichkeit das Genehmigungsverfahren zu verkürzen, indem die sog. Eignungsfeststellung aus § 63 Abs. 4 WHG unterstellt wird. Dies kann dann erfolgen, wenn die Anlage den Vorgaben bestimmter Standardisierung wie der CE-Kennzeichnung entspricht. Allerdings fehlt es für Ammoniak-Technologien regelmäßig an einer entsprechenden Standardisierung. Für einen großen Teil der Technologien entfällt somit die Möglichkeit das Verfahren über die Eignungsfeststellung „abzukürzen“. Eine Standardisierung würde zusätzlich den Vorteil mit sich bringen, dass den zuständigen Behörden eine gewisse Entscheidungssicherheit gegeben wird.

Anzumerken ist, dass seit dem 29.5.2024 der Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff [200] vorliegt. Hierbei wurde Ammoniak als Energieträger sowie Anwendungen wie der Cracking-Prozess in den Anwendungsbereich mit aufgenommen. Es sind auch Maßnahmen zur Verfahrensbeschleunigung – insbesondere auf der Verwaltungsebene – geplant.⁶

⁶ Das IKEM veröffentlicht voraussichtlich dieses Jahr noch eine Studie mit einer detaillierten rechtswissenschaftlichen Einordnung der Ammoniak-Technologien und deren Genehmigung.

Tabelle 3.4. Einschlägige Zulassungs- und Genehmigungsverfahren für verschiedene Ammoniak-Anwendungen (Quelle: IKEM).

Ammoniak-Kapazitäten der Anlage	Standortbezogene Anlagen		
	Lagerung/Speicherung von Ammoniak	Cracking-Anlagen	Elektrolyseure zur Herstellung von Ammoniak
Herstellung für Forschung und Entwicklung	Nicht anwendbar auf Lagerung von Ammoniak	Baurechtliches Genehmigungsverfahren	Baurechtliches Genehmigungsverfahren
Im industriellen Umfang	Nicht anwendbar auf Lagerung von Ammoniak	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren
Unter 3 t	Baurechtliches Genehmigungsverfahren	Nicht anwendbar auf Umwandlung	Nicht anwendbar auf Elektrolyse
Ab 3 t	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung	Nicht anwendbar auf Umwandlung	Nicht anwendbar auf Elektrolyse
ab 30 t	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung	Nicht anwendbar auf Umwandlung	Nicht anwendbar auf Elektrolyse
ab 50 t	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung Betriebsbereich der unteren Klasse der StörfallVO	Genehmigungspflicht richtet sich danach, ob im industriellen Umfang umgewandelt wird Betriebsbereich der unteren Klasse der StörfallVO	Genehmigungspflicht richtet sich danach, ob im industriellen Umfang umgewandelt wird Betriebsbereich der unteren Klasse der StörfallVO
ab 200 t	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung Betriebsbereich der oberen Klasse der StörfallVO	Genehmigungspflicht richtet sich danach, ob im industriellen Umfang umgewandelt wird Betriebsbereich der oberen Klasse der StörfallVO	Genehmigungspflicht richtet sich danach, ob im industriellen Umfang umgewandelt wird Betriebsbereich der oberen Klasse der StörfallVO

Ammoniak als Kraftstoff in der Schifffahrt	
Größe des Schiffes	Art der Zulassung
Sportyacht	Zulassung über CE-Kennzeichnung, wenn Sicherheitsanforderungen SportbootRL entsprechen
Binnenschiff	Technische Zulassung Typengenehmigung des Motors ADN-Zulassungszeugnis bei Gefahrguttransport

4

Schritte zur Umsetzung des Ammoniak-Energiesystems

4.1. Technologische Roadmap und Umsetzungsmöglichkeiten im Energiesystem

Ammoniak ist ein wichtiger Schlüssel für kurzfristige Maßnahmen zum Ersatz fossiler Brennstoffe und eröffnet mittel- und langfristig wirtschaftliche Möglichkeiten für eine schnelle Dekarbonisierung des globalen Energiesystems. Die Möglichkeiten einer flächendeckenden Versorgung, unabhängig von einem Wasserstoffkernnetz, und die neuen Technologien für die direkte Nutzung von Ammoniak zur Energiegewinnung in stationären und mobilen Anwendungen eröffnen neue regionale Wertschöpfungsketten, an denen auch kleine und mittelständische Unternehmen teilnehmen können. *First Mover* müssen durch starke Partnerschaften entlang der Wertschöpfungskette unterstützt werden, die Kosten, Nutzen und Risiken teilen.

Grüner Ammoniak als kohlenstofffreier Energieträger kann in viele Anwendungen unseres Energiesystems integriert werden. Die vielfältigen Möglichkeiten und Perspektiven wurden für unterschiedlich strukturierte Volkswirtschaften wie die USA [201], Japan [15], Katar [202], Südkorea [203], Deutschland [171] und Australien [204] untersucht und abgeleitet, dass Ammoniak zu ein wesentliches Element der globalen Wasserstoffwirtschaft wird.

Grüner Ammoniak eröffnet auch eine neue Chance auf dem Weg zu sozialer Gerechtigkeit und Gleichheit. [205] Der Aufbau unabhängiger, belastbarer Energieversorgungsstrukturen im kleinen und mittleren MWh-Bereich für den Einsatz als dezentrale Anlagen ermöglicht die Produktion und Nutzung von Ammoniak auf regionaler Ebene in Kombination mit der saisonalen Ernte und Speicherung von lokal erzeugten erneuerbaren

Energien. Durch die Möglichkeit, an neuen regionalen Wertschöpfungsketten mitzuwirken und davon zu profitieren, sowie durch die Erreichung von Preisstabilität durch Unabhängigkeit, wird die Akzeptanz von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien in der Bevölkerung deutlich steigen. Zudem ist Ammoniak der wichtigste Rohstoff für die Herstellung von Düngemitteln. Auch kleine und mittlere dezentrale Anlagen können die Düngemittelversorgung in allen landwirtschaftlichen Gebieten sichern, die Abhängigkeit von unsicheren und politisch willkürlichen Ländern verringern und einen Beitrag zur Bekämpfung des Hungers in der Welt leisten.

Eine dezentrale Produktion und eine direkte Nutzung können den Markt zudem für eine größere Anzahl kleiner und mittlerer Unternehmen (KMU) öffnen. KMU sind als Innovationstreiber die Pioniere, die neue technische Lösungen mit globalem Anwendungspotenzial schnell in die Umsetzung bringen und das zentrale Vehikel für einen dynamischen Markthochlauf von Ammoniak und Wasserstoff. Für die industrielle Entwicklung innovativer Hochtechnologien müssen Bedingungen geschaffen werden, die es Start-ups und KMU aus den Bereichen Anlagenbau, Energietechnik, Energiehandel, Sondermaschinenbau, Schiffbau und Automatisierungstechnik ermöglichen, sich im Markthochlauf von Wasserstoff zu etablieren, nachhaltige Geschäftsfelder aufzubauen und Produkte einzuführen. Im Rahmen der CAMP-FIRE Roadmap werden folgende Zielstellungen für die nächsten Schritte in den nächsten zwei Dekaden angestrebt:

2025

In den zurückliegenden Jahren wuchs grüner Ammoniak zu ei-

ner globalen Lösung für den Transport regenerativer gespeicherter Energie heran. Dazu wurden viele wichtige Investoren-Entscheidungen getroffen. Hierzu zählt der Aufbau von bedeutenden Produktionskapazitäten für grünen Ammoniak auf allen Kontinenten, die Schaffung von größeren Transportkapazitäten durch Schifftransport (VLGC = Very Large Gas Carrier) für den Transport von 100.000 m³ pro Schiff und einer damit verbundenen Vervielfachung der globalen Transportkapazitäten. Zudem wurden weitere Terminal-Kapazitäten in europäischen Häfen aufgebaut, die in den folgenden Jahren für die globale Ammoniak-Logistik zur Verfügung stehen.

2027

Es werden wirksame Maßnahmen umgesetzt, um erste Mengen von grünem Ammoniak nach Europa zu importieren. Dafür wurde eine Logistik-Kette in Europa und Deutschland implementiert, die eine breite Verteilung an Endkunden im Hinterland ermöglicht. Die heute noch bestehenden technologischen Lücken für Binnenschiff- und Schienen-gebundenen Transport wurden geschlossen. Für erste Anwendungen wurden Demonstrationsvorhaben für den Einsatz von Ammoniak-reformierten Wasserstoff sowie zur direkten Nutzung von Ammoniak umgesetzt. Erste große Handelsschiffe mit NH₃-Dual Fuel-Motoren werden in Betrieb genommen.

2030

Es stehen erste Anlagen zur dezentralen Erzeugung von Ammoniak einer resilienten Energieversorgung als Prototypen zur Verfügung. Zudem wurden Anlagen zur zentralen und dezentralen Herstellung von Wasserstoff aus Ammoniak errichtet. Gemeinsam mit den errichteten Elektrolyse-Kapazitäten bildet sich ein stabiler Markt auf der Basis von importiertem und regional erzeugtem Ammoniak aus. Gleichzeitig sind die inländischen Transportkapazitäten stark erweitert worden, so dass verschiedene Industriesektoren sicher versorgt werden können. Für direkte Nutzung von Ammoniak stehen entsprechende Energiewandler, wie Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen für die verschiedenen Anwendungen zur Verfügung. Die Versorgung mit grünem Ammoniak erlaubt eine flächendeckende Transformation unseres Energiesystems. Komplementär zum entstehenden leitungsgebundenen Wasserstofftransport über das geplante Kernnetz befördert die Ammoniak-Logistik den Markthochlauf von Wasserstoff.

ab 2040

Mit dem weiteren Ausbau des Wasserstoffnetzes gewinnen zentrale große Ammoniak-Cracker an Bedeutung. Die dezentrale Ammoniak-Synthese erfährt ihren Markthochlauf und gewährleistet die Resilienz unseres Energiesystems. Grüner Ammoniak ist ein essentieller Baustein in der nationalen Energiespeicher-Strategie, um

4.2. Handlungsempfehlungen für den rechtlichen Rahmen für Grünen Ammoniak

1 Infrastruktur für grünen Ammoniak als überragendes öffentliches Interesse festlegen

In ihrem Gesetzentwurf zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft [200] sieht die Bundesregierung vor, den Anwendungsbereich des Gesetzes auch auf Ammoniak-Infrastruktur zu beziehen. Begrüßenswert ist hier, dass gem. § 4 Abs. 1 des Entwurfs festgelegt wird, dass künftig auch Teile der **Ammoniak-Infrastruktur im überragenden öffentlichen Interesse liegen** sollen. Im Entwurf bestehen zum Teil noch Lücken und Rechtsunsicherheiten, die weiterer Überarbeitung bedürfen. Der Ansatz des Entwurfs geht aber in eine richtige Richtung. Entsprechend ist eine Umsetzung des Entwurfs ins geltende Recht begrüßenswert.

2 Begriff „Grüner Ammoniak“ definieren

Der Gesetzentwurf zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft verfügt über keine ausreichende **Definition des Begriffs „grüner Ammoniak“**. Besonders Cracking-Prozesse werden in Bezug auf die grüne Eigenschaft nicht ausreichend definiert. Bisher besteht auf europäischer Ebene über die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 [176] detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr zur Anrechnung auf die Verkehrsquote – allerdings nicht für Brennstoffe allgemein. Grüner Ammoniak fällt zwar unter die Definition von RFNBO, allerdings nur, wenn dieser als Kraftstoff im Verkehrssektor angewendet wird. Die Begriffsbestimmung von RFNBO im Verkehrssektor wurde mit der Neufassung der 37. BImSchV [189] umgesetzt. Allerdings besteht damit noch keine Definition für grünen Ammoniak innerhalb des Energiesektors. Zwar ist die Bundesregierung dazu ermächtigt, über einen Verweis in der 37. BImSchV auf § 93 EEG den Anwendungsbereich der 37. BImSchV auch auf andere Sektoren als den Verkehrssektor zu erweitern. Von dieser Möglichkeit wurde bisher jedoch nicht Gebrauch gemacht. Ein sinnvoller nächster Schritt wäre es, den Begriff des „grünen Ammoniaks“ **über eine Erweiterung des Anwendungsbereichs der 37. BImSchV** einzuführen.

3 Genehmigungsbedürftigkeit der Anlagen zur Produktion von Wasserstoff über Cracking-Prozesse anpassen

Es liegt ein Gesetzesentwurf vor, der die immissionsschutzrechtliche **Genehmigungsbedürftigkeit von Anlagen** zur Elektrolyse von Wasserstoff an bestimmte **Mengenschwellwerte** knüpft und so Erleichterungen für Genehmigungen kleiner Wasserstoff-Elektrolyseure schafft. [206] Die Produktion von Wasserstoff über Cracking-Prozesse ist hiervon nicht erfasst. Eine analoge Regelung für Cracking-Anlagen wäre insoweit sinnvoll, da so für kleinere Cracker kein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung mehr nötig wäre. Allerdings muss hierfür nicht nur die **4. BImSchV** [207], sondern auch die **Industrieemissions-Richtlinie [208] auf europäischer Ebene** angepasst werden.

4 Auf internationaler Ebene auf eine Anpassung des Gefahrguttransports hinarbeiten

Im internationalen Recht bestehen Hemmnisse, die einem großskaligen Transport von Ammoniak entgegenstehen. So bestehen

Rechtsunsicherheiten, unter anderem über die gefahrenrechtliche Klassifizierung von Ammoniak. Zudem schränkt der **Verlagegrundsatz** die Optionen in der Logistikkette ein. Für eine Anpassung müssten umfassende Sicherheitsvorschriften erstellt und in das **internationale Regelwerk** inkorporiert werden.

5 CE-Zertifizierung und Standardisierung für Ammoniak-Technologien anstoßen

Die **Standardisierung über EN (Europäische Normen)** hat das Potential das Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, da sie als Richtschnur für Antragssteller: innen und Genehmigungsbehörde dienen können. Zwar haben solche technischen Standards für Genehmigungsbehörden zunächst keine rechtliche Bindungswirkung, können aber als Hinweis dienen, ob immissionsschutzrechtliche Vorgaben eingehalten werden. Entsprechend kann der zuständigen Behörde **Entscheidungssicherheit** gegeben werden. Darüber hinaus ist die Genehmigung von Anlagen zum Umgang mit Ammoniak – als wassergefährdender Stoff – auch regelmäßig an gewässerschutzrechtliche Bestimmungen geknüpft. Um die Eignungsfeststellung nach § 63 Abs. 4 WHG „abzukürzen“, empfiehlt es sich, für Bauprodukte, Druckgeräte und Maschinen im Bereich der Ammoniak-Infrastruktur EN für die CE-Kennzeichnung einzuführen, um so die Eignungsfiktion zu erreichen.

6 Standardisierung und Gesetzgebung im Schiffverkehr an den Stand der Technik anpassen

In der Schifffahrt fehlt es bisher an einer Standardisierung für den sicheren Einsatz von Ammoniak. Mit der ES-TRIN 1/2023 wird nun Erstmals für den Binnenschiffverkehr Wasserstoff und Methanol zumindest genannt. Ammoniak sollte ebenfalls in die ES-TRIN aufgenommen und entsprechende Sicherheitsstandards entworfen werden. Im Zuge dessen muss auch die Binnenschiffsuntersuchungsordnung (BinSchUO) [209] an den aktuellen Stand der ES-TRIN angepasst werden. Aktuell verweist diese noch auf eine veraltete ES-TRIN (Ausgabe 2019/1). Damit Sportboote gemäß der SportbootRL in den (Waren-)Verkehr gebracht werden können, bedarf es auch hier einer Standardisierung in Form einer EN, sodass der CE-Zertifizierungsprozess hindernisfrei durchgeführt werden kann.

7 Privilegierungen für die Nutzung fossiler Kraftstoffe in der Schifffahrt abschaffen

Derzeit genießt die Verwendung fossiler Brennstoffe im Seeverkehr bestimmte Privilegien, die abgeschafft werden sollten. In diesem Sinne sollten die in diesem Sektor verwendeten fossilen Energieerzeugnisse nicht von der Energiesteuer befreit werden. Auch sollte die Verpflichtung zur Einhaltung der THG-Minderungsquote nach dem BImSchG nicht an die Entstehung der Energiesteuer geknüpft sein. Somit würden Kraftstofflieferanten auch zur Einhaltung von THG-Minderungsquoten bei Kraftstoffen für die Schifffahrt verpflichtet sein.

8 Internationales Bepreisungssystem für die THG-Emissionen der Schifffahrt

Die Einführung eines internationalen Bepreisungssystems für die THG-Emissionen der Schifffahrt würde die Nutzung von RFNBO bzw. Ammoniak attraktiver machen. Dies würde auch den globalen Ausbau der Infrastruktur für RFNBO bzw. Ammoniak vorantreiben und allgemein für Rechtssicherheit sorgen.

9 Ammoniak-Infrastruktur bei der Gesetzgebung und Ausweisung zu Beschleunigungs- und Infrastrukturgebieten berücksichtigen

Mit dem Entwurf für das Gesetz zum Wasserstoffhochlauf [200] werden erste Weichen für Ammoniak als Kraft- und Brennstoff gestellt. Bisher wird sich nicht an dem Konzept der Beschleunigungs- und Infrastrukturgebieten der EU aus der aktuellen RED III [210] orientiert. Erste Ansätze für Beschleunigungs- und Infrastrukturgebieten gibt es für Solar- und Windparks. [211] Allerdings sollte bei der Erfassung und Ausweisung der Gebiete auch Ammoniak-Infrastruktur mitgedacht werden und somit das Genehmigungsverfahren durch mögliche Vereinfachung der Umweltverträglichkeitsprüfung erleichtern. Weitere naturschutzrechtlichen Vorgaben würden dadurch aber weiterhin bestehen bleiben, um einen ausreichenden Naturschutz zu gewährleisten.

Literaturverzeichnis

- [1] CAMPFIRE and Makyo Studios, *Power-to-Ammonia-to-Power*.
- [2] "Vergleich verschiedener Verkehrsträger für den Transport von Wasserstoff und Ammoniak im Seehafenhinterlandverkehr," Duisburg, Germany.
- [3] "safety4sea.com," https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2019/09/SEA-LNG-DNV-GL-Comparison-of-Alternative-Marine-Fuels-2019_09.pdf, [Accessed 28-02-2025].
- [4] Mohr, H.; Großmotoren und Gasmotoren, Vorlesung TU Braunschweig.
- [5] Mohr, H.; CAMPFIRE Ammonia-fueled Cracker-Engine-Propulsion System for Inland Waterway Vessels – actual Development Status and Safety Considerations, 3. Rostocker Schiffsmaschinentagung, 2023.
- [6] "IHI to Begin Developing Wholly Liquid Ammonia-Fueled Gas Turbine that Is Free of Carbon Dioxide Emissions | 2021FY | News Articles | IHI Corporation — ihi.co.jp," https://www.ihi.co.jp/en/all_news/2021/resources_energy_environment/1197632_3360.html, [Accessed 15-04-2025].
- [7] S. B. Jensen, "Hopelessly expensive to transport hydrogen - therefore it should be produced locally," May 2022. [Online]. Available: <https://greenh.no/en/hopelessly-expensive-to-transport-hydrogen-therefore-it-should-be-produced-locally/>
- [8] "Why ammonia is the more efficient hydrogen carrier." [Online]. Available: <https://www.thyssenkrupp.com/en/stories/sustainability-and-climate-protection/why-ammonia-is-the-more-efficient-hydrogen-carrier>
- [9] O. Serpell, "Ammonia's role in a net-zero hydrogen economy," Aug 2023. [Online]. Available: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/research/publications/ammonias-role-in-a-net-zero-hydrogen-economy/>
- [10] J. Goldmeier, "Ammonia trumps hydrogen on cost as power source [gas in transition]." [Online]. Available: <https://www.naturalgasworld.com/ammonia-trumps-hydrogen-on-cost-as-power-source-gas-in-transition-104053>
- [11] M. Fishedick and J. Adolf. [Online]. Available: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786_Hydrogen_Study.pdf
- [12] H. Brinks and E. A. Hektor, "Ammonia as a marine fuel, assessment of selective alternative fuels," 2020. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/publications/ammonia-as-a-marine-fuel-191385/>
- [13] O. Hatfield, 2021. [Online]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/11/AEA-presentation-Oliver-Hatfield.pdf>
- [14] A. E. Association. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/about/>
- [15] M. Watanabe, "Ammonia strategy and policy in japan." [Online]. Available: <https://www.jogmec.go.jp/content/300381295.pdf>

- [16] "Green ammonia: Efficient plants for power-to-x projects: Solutions: Topsoe." [Online]. Available: <https://www.topsoe.com/processes/green-ammonia>
- [17] F. Tan, "Man energy solutions to offer ammonia-fuelled ship engines after 2027 | reuters." [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/man-energy-solutions-offer-ammonia-fuelled-ship-engines-after-2027-2024-03-04/>
- [18] [Online]. Available: <https://www.topsoe.com/solutions/output/ammonia>
- [19] Mar 2021. [Online]. Available: <https://power.mhi.com/news/20210301.html>
- [20] A. Lindborg, "Risikoabschätzung für Ammoniak," Jun 2008. [Online]. Available: https://vhkk.org/page/vortrag/pdf/Risikoabschätzung_fuer_Ammoniak.pdf
- [21] Jul 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/natuerliche-kaeltemittel-in-stationaeren-anlagen/kaeltemittel/ammoniak-r-717>
- [22] J. Fritt-Rasmussen, K. Gustavson, P. Aastrup, M. Agersted, D. Boertmann, D. Clausen, C. Jørgensen, A. Lansø, and A. Mosbech, *Assessment of the potential environmental impacts of a major ammonia spill from a Power-to-X plant and from shipping of ammonia in Greenland*, ser. Scientific Report from DCE - Danish Centre for Environment and Energy. Aarhus University, DCE - Danish Centre for Environment and Energy, mar 2022, no. 487.
- [23] "Energielogistik," Dortmund, Germany. [Online]. Available: https://www.iml.fraunhofer.de/content/dam/iml/de/documents/OE%20320/Infoseiten%20Abteilung%20und%20Gruppen/Energielogistik_MAIL.pdf
- [24] IRENA, "Geopolitics of the energy transformation: The hydrogen factor," Jan 2022. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>
- [25] D. Stolten, BASF Science Symposium, 2015.
- [26] "Chancen und herausforderungen beim import von grünem wasserstoff und syntheseprodukten," Karlsruhe, Germany. [Online]. Available: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/policy_brief_wasserstoff.pdf
- [27] "Seehäfen in der energiewende: Wasserstoff: Arbeitspapier," Hamburg, Germany. [Online]. Available: https://zds-seehaefen.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-03_ZDS_Wasserstoff_Arbeitspapier_Juni21.pdf
- [28] T. Spillmann, C. Nolden, M. Ragwitz, N. Pieton, P. Sander, and L. Rublack, "Wasserstoff-Verteilooptionen 2035: Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff: Studie im Auftrag von »HySupply – Deutsch-Australische Machbarkeitsstudie zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energien«,," Cottbus, Germany. [Online]. Available: <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/ver%C3%B6ffentlichungen/Wasserstoff-Verteilooptionen%202035.pdf>
- [29] "Conversion of lng terminals for liquid hydrogen or ammonia: Analysis of technical feasibility under economic considerations," Karlsruhe, Germany. [Online]. Available: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/Report_Conversion_of_LNG_Terminals_for_Liquid_Hydrogen_or_Ammonia.pdf
- [30] "Daten und Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland," Berlin, Germany. [Online]. Available: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2023_Web.pdf
- [31] "Dirty Thirty: Emissionen des Industriesektors in Deutschland," Berlin, Germany. [Online]. Available: <https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-DirtyThirty-Emissionen-Industrie.pdf>
- [32] "Mit Wasserstoff in die Zukunft! Binnenhäfen sehen große Zukunftspotenziale im Rahmen der Energiewende: Pressemitteilung," Berlin, Germany. [Online]. Available: <https://www.binnenhafen.de/wp-content/uploads/2022/11/2022-10-25-BOeB-Jahrestagung-2022-Mit-Wasserstoff-in-die-Zukunft.pdf>
- [33] "European tank storage in today's global value chains: What role does it play in our economy?" Den Haag, Netherlands. [Online]. Available: https://www.tanklagerverband.de/download_file/force/310/417
- [34] "Standorte und Kapazitäten," Berlin, Germany. [Online]. Available: https://www.tanklagerverband.de/application/files/6616/5665/8868/Standorte_Kapazitaeten_01072022.pdf
- [35] "GGVSEB - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis — gesetzte-im-internet.de," <https://www.gesetze-im-internet.de/ggvseb/>, [Accessed 20-02-2025].

- [36] "Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road; ehem. Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route)."
- [37] "Guidance for transporting ammonia by rail: Second edition," Brussels, Belgium. [Online]. Available: https://cefic.org/app/uploads/2018/12/Transporting-Ammonia_ByRail-by-EFMA-2007-GUIDELINES-_ROAD-SUBSTANCE.pdf
- [38] "Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff: Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken." [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurz_einschaetzung_von_ammoniak_als_energietraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf
- [39] W. Leighty, "Ammonia renewable energy fuel systems at continental scale: Transmission, storage, and integration for deep decarbonization of world's largest industry at lower cost than as electricity," Minneapolis (MN), USA, 1 November 2017. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2019/12/NH3-Energy-2017-Bill-Leighty.pdf>
- [40] R. M. Nayak-Luke, C. Forbes, Z. Cesaro, R. Bañares-Alcántara, and K. Rouwenhorst, "Techno-economic aspects of production, storage and distribution of ammonia," in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, A. Valera-Medina and R. Banares-Alcantara, Eds. London/Oxford, United Kingdom and San Diego (CA)/Cambridge (MA), United States: Elsevier, 2021, pp. 191–207.
- [41] "Wasserstoffimporte: Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030: Ein Ergebnis der Themenfelder 1 (Technologien und Infrastrukturen) und 4 (Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle) des Forschungsprojektes SCI4climate.NRW," Gelsenkirchen, Germany. [Online]. Available: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/PDF/2021/Bereitstellung_von_Wasserstoff_bis_2030.pdf
- [42] "Pipe line velocities vs. fluid." [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/fluid-velocities-pipes-d_1885.html
- [43] "Richtlinien für den Schienentransport von Ammoniak," Brussels, Belgium and Frankfurt am Main, Germany. [Online]. Available: https://www.iva.de/sites/default/files/benutzer/uid/publikationen/richtlinien_schienentransport_von_ammoniak_2007.pdf
- [44] "Zukunftweisendes Pionierprojekt in der Binnenschifffahrt: HGK Shipping entwickelt Europas erstes Gastankschiff zum Transport von tiefkaltem Ammoniak und LCO₂," Cologne, Germany, 17 April 2024. [Online]. Available: <https://www.hgk.de/2024/zukunftweisendes-pionierprojekt-in-der-binnenschifffahrt-hgk-shipping-entwickelt-europas-erstes-gastankschiff-zum-transport-von-tiefkaltem-ammoniak-und-lco2/#:~:text=So%20kann%20derzeit%20ein%20Gas,zu%20minu s%2033%20Grad%20Celsius.>
- [45] T. Dosdahl, "Klassifikation von Binnenschiffen," Duisburg, Germany, 10 - 12 April 2002. [Online]. Available: https://www.tis-gdv.de/wp-content/uploads/tis/tagungen/kasko/fluss_2002/03_dosdahl.pdf
- [46] "Ammoniak als Energieträger für die Energiewende: Eine Kurzstudie der EE Energy Engineers und der TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG im Auftrag des Weltenergieerat – Deutschland e.V." Berlin, Germany. [Online]. Available: https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2023/12/Weltenergieerat_Ammoniakstudie_2023.pdf
- [47] "Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak," Munich, Germany, 7 December 2023. [Online]. Available: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/12/Ammoniaktransport_Steckbrief-1.pdf
- [48] "Ammonia transport & storage," Bonn/Eschborn, Germany. [Online]. Available: https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2024/01/International-PtX-Hub_202401_Ammonia-transport-and-storage.pdf
- [49] "Scheepstypen," Zwijndrecht, the Netherlands. [Online]. Available: https://www.bureauvoorlichtingbinnenvaart.nl/wp-content/uploads/2021/03/Scheepstypes_BVB_nieuw.pdf
- [50] "European standard laying down technical requirements for inland navigation vessels: Es-trin," Strasbourg, France. [Online]. Available: https://www.cesni.eu/wp-content/uploads/2017/07/ES_TRIN_2017_en.pdf
- [51] "Mobiler: Linking rail & road," Vienna, Austria. [Online]. Available: <https://www.railcargo.com/de/dms/rcg-mobiler-de.pdf>
- [52] T. Heinrici, "Wasserstofftransporte: Ein neues Geschäft mit Potenzial," *Deutsche Verkehrs-Zeitung (DVZ)*, 9 October 2023. [Online]. Available: <https://www.dvz.de/unternehmen/schiene/detail/news/wasserstofftransporte-ein-neues-geschaeft-mit-potenzial.html>
- [53] DB InfraGO.

- [54] P. Sieben, "Phönix aus der Kohle: So kann das Ruhrgebiet zur Spitzenregion in Deutschland werden," <https://www.wa.de/nordrhein-westfalen/ruhrgebiet-wasserstoff-dekarbonisierung-industrie-habeck-norwegen-pipeline-zr-92659499.html>, 2023, [Accessed 20-02-2025].
- [55] O. Preuß, "Europas neue energie-achse," *WELT Online*, 10 April 2024. [Online]. Available: <https://www.welt.de/regionales/article250939842/Rotterdam-Duisburg-Europas-neue-Energie-Achse.html>
- [56] "CF09: GreenBalticCruising: Erarbeitung eines Konzeptes für die Implementierung der CAMPFIRE-Technologien für die emissionsfreie maritime Mobilität im Ostseeraum — wir-campfire.de," <https://wir-campfire.de/cf09/>, [Accessed 20-02-2025].
- [57] "Wasserstoffstandort Duisburg — duisburg.de," <https://www.duisburg.de/microsites/wirtschaft/projekte-themen/Kompetenzregion-Wasserstoff.php>, [Accessed 20-02-2025].
- [58] A. Hahne, "Energiewende auf der Kohleinsel," *industrie.de*, 20 December 2023. [Online]. Available: https://industrie.de/technik/duisport_errichtet_h2-infrastruktur/#:~:text=Erste%20Lager%20f%C3%BCr%20Tankcontainer%20mit%20gr%C3%BCner%20Energietr%C3%A4ger&text=Gr%C3%BCner%20Wasserstoff%20oder%20Ammoniak%20sollen,%C3%96%2C%20Kohle%20und%20Erdgas%20ersetzen.
- [59] B. Finke, "Wie sich der Hafen in Duisburg auf den Klimawandel vorbereitet," *Süddeutsche Zeitung (Online)*, 22 October 2023. [Online]. Available: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/duisburg-binnenhafen-duisport-klimawandel-terminal-wasserstoff-1.6291768>
- [60] "Wasserstoffkorridor toppt Seidenstraße," Hanover, Germany. [Online]. Available: <https://www.hannovermesse.de/de/news/news-fachartikel/wasserstoffkorridor-toppt-seidenstrasse>
- [61] "Duisburg bekommt Tanklager für erneuerbare Brennstoffe," *Binnenschifffahrt Online*, 2 May 2023. [Online]. Available: <https://binnenschifffahrt-online.de/2023/05/haefen-wasserstrassen/29728/tanklager/>
- [62] "Neue Machbarkeitsstudie: Die Häfen von Rotterdam und Duisburg verstärken ihre Zusammenarbeit im Bereich Wasserstoff," Rotterdam, the Netherlands, 15 September 2023. [Online]. Available: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/neue-machbarkeitsstudie-haefen-rotterdam-duisburg-zusammenarbeit-wasserstoff>
- [63] G. Knüpffer, "Logistikstandort: Duisport und Koole planen Tanklager für flüssige Massengüter," *Logistik Heute (Online)*, 4 May 2023. [Online]. Available: <https://logistik-heute.de/news/logistikstandort-duisport-und-koole-planen-tanklager-fuer-fluessige-massengueter-39951.html>
- [64] T. Burgert, "Wasserstoff: Zusammenarbeit zwischen Duisburg und Amsterdam," *VerkehrsRundschau (Online)*, 15 November 2023. [Online]. Available: <https://www.verkehrsrundschau.de/nachrichten/transport-logistik/wasserstoff-zusammenarbeit-zwischen-duisburg-und-amsterdam-3454090>
- [65] "Commission outlines European Hydrogen Bank to boost renewable hydrogen — energy.ec.europa.eu," https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en, [Accessed 20-02-2025].
- [66] "irena.org," https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf?rev=3d707c37462842ac89246f48add670ba, [Accessed 20-02-2025].
- [67] "Ammonia terminal risk assessment and risk management; ammoniaknowhow — ammoniaknowhow.com," <https://ammoniaknowhow.com/ammonia-terminal-risk-assessment-and-risk-management/>, 2013, [Accessed 20-02-2025].
- [68] "Ammonia Terminals Risk Management Improvements; AmmoniaKnowHow — ammoniaknowhow.com," <https://ammoniaknowhow.com/ammonia-terminals-risk-management-improvements/>, 2013, [Accessed 20-02-2025].
- [69] RWE, "Import von grüner Energie: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel — rwe.com," <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel/>, [Accessed 20-02-2025].
- [70] "Yara treibt die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland voran | Yara Deutschland — yara.de," <https://www.yara.de/news-veranstaltungen/news/yara-treibt-wasserstoffwirtschaft-voran/>, [Accessed 20-02-2025].
- [71] <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/green-wilhelmshaven>, [Accessed 20-02-2025].
- [72] "Port of Hamburg to get Germany's first green ammonia terminal — hamburg-news.hamburg," <https://www.hamburg-news.hamburg/en/location/port-hamburg-get-germanys-first-green-ammonia-terminal>, [Accessed 20-02-2025].

- [73] “Driving Europe’s hydrogen strategy: Fluxys and Advorio join forces to develop a green ammonia import terminal at the Port of Antwerp-Bruges — fluxys.com,” https://www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-group/2022/220831_press_fluxys_advorio_green_ammonia, [Accessed 20-02-2025].
- [74] <https://koole.com/horizont-energi-and-koole-terminals-sign-a-collaboration-agreement-to-develop-a-logistic-value-chain-for-clean-ammonia-2/>, [Accessed 20-02-2025].
- [75] “Announcement Ammonia Storage Letter of Intent - Chane — chane.eu,” <https://chane.eu/case/announcement-ammonia-storage-letter-of-intent/>, [Accessed 20-02-2025].
- [76] <https://www.uniper.energy/news/uniper-and-vesta-to-cooperate-on-developing-a-green-ammonia-terminal-site-in-the-netherlands>, [Accessed 20-02-2025].
- [77] “ACE Terminal — gasunie.nl,” <https://www.gasunie.nl/en/projects/ace-terminal>, [Accessed 20-02-2025].
- [78] “aceterminal.nl,” <https://www.aceterminal.nl/en>, [Accessed 20-02-2025].
- [79] “OCI expands import terminal for (green) ammonia | Port of Rotterdam — portofrotterdam.com,” <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/oci-expands-import-terminal-for-green-ammonia>, [Accessed 21-02-2025].
- [80] “Aus der aktuellen Zeitung: Wilhelmshavens graublaugrüne Zukunft — energie-und-management.de,” <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/wilhelmshavens-graublaugruene-zukunft-179867>, [Accessed 21-02-2025].
- [81] RWE, “RWE Projekt-Standort Brunsbüttel — rwe.com,” <https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/projektstandort-brunsbuettel/>, [Accessed 21-02-2025].
- [82] E. Augsten, “Eine neue Energieinfrastruktur entsteht — hydrogeit.de,” <https://hydrogeit.de/blog/2024/05/22/eine-neue-energieinfrastruktur-entsteht/>, [Accessed 21-02-2025].
- [83] “Q&A: Antwerp port plans 10mn t/yr NH3 imports by 2030 | Latest Market News — argusmedia.com,” <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2511805-q-a-antwerp-port-plans-10mn-t-yr-nh3-imports-by-2030>, [Accessed 21-02-2025].
- [84] “Insights and Resources — bv.com,” <https://www.bv.com/perspectives/converting-lng-import-terminals-ammonia-import-terminals/>, [Accessed 21-02-2025].
- [85] “European Hydrogen Backbone,” <https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf>, 2023, [Accessed 21-02-2025].
- [86] “FNB Gas — fnb-gas.de,” <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>, [Accessed 21-02-2025].
- [87] “Global PtX Atlas | Fraunhofer IEE — maps.iee.fraunhofer.de,” <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>, [Accessed 21-02-2025].
- [88] “Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland – Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak — EWI — ewi.uni-koeln.de,” <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/gruenes-ammoniak-fuer-deutschland-kostenvergleich-von-importiertem-und-inlaendisch-produziertem-gruenem-ammoniak-2/>, [Accessed 21-02-2025].
- [89] W. Albrecht, *Scheduling in green supply chain management*, 2021st ed., ser. International series in operations research & management science. Cham, Switzerland: Springer Nature, Apr. 2021.
- [90] §§ 10, 19 BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.5.2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch das Gesetz vom 26.7.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.) und Anhang I Nr. 9.1.1.2 der 4. BImSchV (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.5.2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Verordnung vom 12.10.2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist).
- [91] §§ 5, 6 BImSchG.
- [92] § 11 der 12. BImSchV (Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 15.3.2017 (BGBl. I S. 483), die zuletzt durch Verordnung vom 19.6.2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist).
- [93] §§ 8 Abs. 1, 9 Abs. 1, 11 Abs. 1 BauNVO (Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21.11.2017 (BGBl. I S. 3786), die zuletzt durch Gesetz vom 3.7.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 176) geändert worden ist).

- [94] § 35 BauGB (Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3.11.2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Gesetz vom 20.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) geändert worden ist).
- [95] Betriebssicherheitsverordnung vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist.
- [96] §§ 65 ff. UVPG (Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18.3.2021 (BGBl. I S. 540), das zuletzt durch Gesetz vom 8.5.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist).
- [97] D. Tonelli, L. Rosa, P. Gabrielli, A. Parente, and F. Contino, "Cost-competitive decentralized ammonia fertilizer production can increase food security," *Nat. Food*, vol. 5, no. 6, pp. 469–479, Jun. 2024.
- [98] N. Morlanés, S. P. Katikaneni, S. N. Paglieri, A. Harale, B. Solami, S. M. Sarathy, and J. Gascon, "A technological roadmap to the ammonia energy economy: Current state and missing technologies," *Chem. Eng. J.*, vol. 408, no. 127310, p. 127310, Mar. 2021.
- [99] W. Reschetilowski, Ed., *Handbuch Chemische Reaktoren*, 1st ed., ser. Handbuch Chemische Reaktoren. Wiesbaden, Germany: Springer Spektrum, Mar. 2021.
- [100] G. Marnellos and M. Stoukides, "Ammonia synthesis at atmospheric pressure," *Science*, vol. 282, no. 5386, pp. 98–100, Oct. 1998.
- [101] M. C. Hatzell, "A decade of electrochemical ammonia synthesis," *ACS Energy Letters*, vol. 7, no. 11, pp. 4132–4133, 2022.
- [102] K. Ithisuphalap, H. Zhang, L. Guo, Q. Yang, H. Yang, and G. Wu, "Photocatalysis and photoelectrocatalysis methods of nitrogen reduction for sustainable ammonia synthesis," *Small Methods*, vol. 3, no. 6, p. 1800352, Jun. 2019.
- [103] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, and B. Scheppat, "Energiepark mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13 311–13 320, May 2017.
- [104] P. A. Rosen, "Wasserstoffspeichertechnologien," in *Beitrag zur Optimierung von Wasserstoffdruckbehältern*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, pp. 11–30.
- [105] R. Wurster and D. U. Schmidtchen, "Wasserstoff-Sicherheits-Kompodium," Apr 2023. [Online]. Available: <https://dwv-info.de/themenbroschueren/wasserstoff-sicherheits-kompodium/>
- [106] L. Ouyang, K. Chen, J. Jiang, X.-S. Yang, and M. Zhu, "Hydrogen storage in light-metal based systems: A review," *J. Alloys Compd.*, vol. 829, no. 154597, p. 154597, Jul. 2020.
- [107] R. L. Cook and A. F. Sammells, "Ambient temperature gas phase electrochemical nitrogen reduction to ammonia at ruthenium/solid polymer electrolyte interface," *Catal. Letters*, vol. 1, no. 11, pp. 345–349, 1988.
- [108] D. S. Yun, J. H. Joo, J. H. Yu, H. C. Yoon, J.-N. Kim, and C.-Y. Yoo, "Electrochemical ammonia synthesis from steam and nitrogen using proton conducting yttrium doped barium zirconate electrolyte with silver, platinum, and lanthanum strontium cobalt ferrite electrocatalyst," *J. Power Sources*, vol. 284, pp. 245–251, Jun. 2015.
- [109] S. Back and Y. Jung, "On the mechanism of electrochemical ammonia synthesis on the ru catalyst," *Phys. Chem. Chem. Phys.*, vol. 18, no. 13, pp. 9161–9166, Apr. 2016.
- [110] N. Saadatjou, A. Jafari, and S. Sahebdeifar, "Ruthenium nanocatalysts for ammonia synthesis: A review," *Chem. Eng. Commun.*, vol. 202, no. 4, pp. 420–448, Apr. 2015.
- [111] F. R. García-García, A. Guerrero-Ruiz, and I. Rodríguez-Ramos, "Role of b5-type sites in ru catalysts used for the NH₃ decomposition reaction," *Top. Catal.*, vol. 52, no. 6-7, pp. 758–764, Jun. 2009.
- [112] J. Li, J. Wu, H. Wang, Y. Lu, T. Ye, M. Sasase, X. Wu, M. Kitano, T. Inoshita, and H. Hosono, "Acid-durable electrified with layered ruthenium for ammonia synthesis: boosting the activity via selective etching," *Chem. Sci.*, vol. 10, no. 22, pp. 5712–5718, Jun. 2019.
- [113] H. Bielawa, O. Hinrichsen, A. Birkner, and M. Muhler, "The ammonia-synthesis catalyst of the next generation: Barium-promoted oxide-supported ruthenium," *Angew. Chem. Int. Ed Engl.*, vol. 40, no. 6, pp. 1061–1063, Mar. 2001.
- [114] G. Ertl, "Reactions at surfaces: from atoms to complexity (nobel lecture)," *Angew. Chem. Int. Ed Engl.*, vol. 47, no. 19, pp. 3524–3535, 2008.

- [115] K. Aika, "Activation of nitrogen by alkali metal promoted transition metal i. ammonia synthesis over ruthenium promoted by alkali metal," *J. Catal.*, vol. 27, no. 3, pp. 424–431, Dec. 1972.
- [116] A. Ozaki, "Development of alkali-promoted ruthenium as a novel catalyst for ammonia synthesis," *Acc. Chem. Res.*, vol. 14, no. 1, pp. 16–21, Jan. 1981.
- [117] C. N. R. Rao and G. Ranga Rao, "Nature of nitrogen adsorbed on transition metal surfaces as revealed by electron spectroscopy and cognate techniques," *Surf. Sci. Rep.*, vol. 13, no. 7, pp. 223–263, Jan. 1991.
- [118] M. Kitano, S. Kanbara, Y. Inoue, N. Kuganathan, P. V. Sushko, T. Yokoyama, M. Hara, and H. Hosono, "Electride support boosts nitrogen dissociation over ruthenium catalyst and shifts the bottleneck in ammonia synthesis," *Nat. Commun.*, vol. 6, no. 1, p. 6731, Mar. 2015.
- [119] S. Matsuishi, Y. Toda, M. Miyakawa, K. Hayashi, T. Kamiya, M. Hirano, I. Tanaka, and H. Hosono, "High-density electron anions in a nanoporous single crystal: [Ca₂₄Al₂₈O₆₄]⁴⁺(4e⁻)," *Science*, vol. 301, no. 5633, pp. 626–629, Aug. 2003.
- [120] K. Hayashi, P. V. Sushko, Y. Hashimoto, A. L. Shluger, and H. Hosono, "Hydride ions in oxide hosts hidden by hydroxide ions," *Nature Communications*, vol. 5, no. 1, Mar. 2014. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1038/ncomms4515>
- [121] "GrInHy2.0 — salcos.salzgitter-ag.com," <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/grinhy-20.html>, [Accessed 28-02-2025].
- [122] "Project MultiPLHY — multiplhy-project.eu," <https://multiplhy-project.eu/>, [Accessed 28-02-2025].
- [123] § 4 Abs. 1 BImSchG.
- [124] § 4 Abs. 1 S. 3 BImSchG i.V.m § 1 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Anhang 1 Ziff. 4.1.12 der 4. BImSchV (Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.05.2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Verordnung vom 12.10.2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist).
- [125] § 13 BImSchG.
- [126] § 4 Abs. 1 BImSchG i.V.m. § 1 Abs. 1 S. 1 i.V.m. Anhang 1 Ziff. 1.6 der 4. BImSchV.
- [127] Lang/Ochtendung in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 3, Teil 3: D. Genehmigung von Solaranlagen, Rn. 6, Teil 3: B. Bundes-Immissionsschutzgesetz Rn. 6.
- [128] "Bundesnetzagentur - Wasserstoff-Kernnetz — bundesnetzagentur.de," <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>, [Accessed 28-02-2025].
- [129] DNV. „Maritime Forecast to 2050“. London International Shipping Week 2023.
- [130] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-29_texte_117-2020_tremod_mm_0.pdf, [Accessed 15-04-2025].
- [131] Firmeneigene Zahlen.
- [132] "destatis.de," https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/Publikationen/D-ownloads/verkehr-umwelt-5859007207004.pdf?__blob=publicationFile, [Accessed 15-04-2025].
- [133] O. Toedter, P. Heinzmann, S. Glöser-Chahoud, F. Schultmann, U. Langenmayr, M. Ruppert, W. Fichtner, U. Arnold, N. Dahmen, C. Fuchs, H. Lam, D. Graf, R. Rauch, K. Haas-Santo, R. Dittmeyer, T. Weyhing, U. Wagner, M. Andresh, M. Haase, A. Patyk, D. Scheer, L. Schmieder, C. Kölle, M. Landgraf, T. Koch, and J. Sauer, "Ergebnisbericht reFuels – Kraftstoffe neu denken," *Tech. Rep.*, 2023.
- [134] Laiminger, S.; Wermuth, N.: Paper 411. 30 CIMAC Congress, Busan, 2023 Ammonia as Carbon-Free Fuel, 19th Symposium "Sustainable Mobility, Transport and Power Generation" (SMTP), 28-29. September 2023, Graz.
- [135] Braun, A.; Baufeld, T.; Bernhardt, S.; Kubach, H.; Mohr, H.; Prehn, S. „Combustion concept for Ammonia-fueled Cracker-Engine-Unit as Propulsion System for Inland Waterway Vessels“ 8. Rostocker Großmotorentagung, Rostock, September 2024.
- [136] Patentschrift EP1981113A2, Delphi Technologies.
- [137] <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/alma-clean-power-successfully-tests-6-kw-ammonia-fuel-cell-76852>, [Accessed 15-04-2025].

- [138] Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit Ammoniak für Schiffe; 4. März 2021 (<https://www.internationales-verkehrswesen.de/shipfc-projekt-hochtemperatur-brennstoffzelle-mit-ammoniak-fuer-schiffe/>).
- [139] Dennis R. Jenkins, Tony Landis, Jay Miller: American X-Vehicles. An Inventory – X-1 to X-50 – Centennial of Flight Edition (= Monographs in Aerospace History. Band 31). National Aeronautics and Space Administration, Office of External Relations, Washington, D.C. 2003, S. 21.
- [140] F. J. Verkamp, M. C. Hardin, and J. R. Williams, "Ammonia combustion properties and performance in gas-turbine burners," *Symp. Int. Combust.*, vol. 11, no. 1, pp. 985–992, Jan. 1967.
- [141] Siemens Energy AGT; <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/solutions-usecase/decarbonization-products-solutions/decarbonizing-aero-gas-turbines.html> abgerufen 21.07.2024].
- [142] Osamu Kurata et al. „Pure Ammonia Combustion Micro Gas Turbine System“ AIChE Annual Meeting 2019 Orlando FL.
- [143] M. Ohtomo, Y. Idota, S. Kasuga, Y. Yasui, N. Iki, O. Kurata, T. Inoue, and Y. Fan, "Experimental investigation of the stability of liquid/gaseous ammonia-fired mono-fuel gas turbine," in *Volume 3A: Combustion, Fuels, and Emissions*. American Society of Mechanical Engineers, Jun. 2023.
- [144] e. Bord Gáis Energy, url: www.bordgaisenergy.ie, "Europe's First Ammonia Fired Power Generation Facility | News — bordgaisenergy.ie," <https://www.bordgaisenergy.ie/news/20232911>, [Accessed 15-04-2025].
- [145] S. Patel, "Mitsubishi Power Developing 100Turbine — powermag.com," <https://www.powermag.com/mitsubishi-power-developing-100-ammonia-capable-gas-turbine/>, [Accessed 15-04-2025].
- [146] "Ammonia-fired gas turbines in Ireland — ammoniaenergy.org," <https://ammoniaenergy.org/articles/ammonia-fired-gas-turbines-in-ireland/>, [Accessed 15-04-2025].
- [147] [Online]. Available: https://solutions.mhi.com/sites/default/files/assets/pdf/et-en/hydrogen_power-handbook.pdf
- [148] R. Schlögl, *Ammonia Synthesis*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Mar. 2008.
- [149] I. Lucentini, X. Garcia, X. Vendrell, and J. Llorca, "Review of the decomposition of ammonia to generate hydrogen," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 60, no. 51, pp. 18 560–18 611, Dec. 2021.
- [150] A. K. Hill and L. Torrente-Murciano, "In-situ H₂ production via low temperature decomposition of ammonia: Insights into the role of cesium as a promoter," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 15, pp. 7646–7654, May 2014.
- [151] S. Ristig, M. Poschmann, J. Folke, O. Gómez-Cápiro, Z. Chen, N. Sanchez-Bastardo, R. Schlögl, S. Heumann, and H. Ruland, "Ammonia decomposition in the process chain for a renewable hydrogen supply," *Chem. Ing. Tech.*, vol. 94, no. 10, pp. 1413–1425, Oct. 2022.
- [152] "Acknowledgements," in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*. Elsevier, 2020, p. ix.
- [153] Kordesch, K.; Hacker, V.; Frankhauser, R.; Faleschnin, G.: Ammonia cracker for production of hydrogen. Anmeldenr: 10/350,364. Veröffentlichungsnr.: US000006936363B2.
- [154] J. Ashcroft and H. Goddin, "Centralised and localised hydrogen generation by ammonia decomposition," *Johns. Matthey Technol. Rev.*, vol. 66, no. 4, pp. 375–385, Oct. 2022.
- [155] Rouwenhorst, K.; Castellanos, G. (2022): Innovation Outlook -Renewable Ammonia. NH3 Event 2022. IRENA and AEA. Rotterdam, 19.05.2022.
- [156] C. Makhloufi and N. Kezibri, "Large-scale decomposition of green ammonia for pure hydrogen production," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 70, pp. 34 777–34 787, Oct. 2021.
- [157] Medrano, J. A.; Palo, E.; Gallucci, F. (2020): Konventionelle Verfahren zur Wasserstoffherstellung. In: Manfred Kircher und Thomas Schwarz (Hg.): CO₂ und CO - nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft. Berlin: Springer Spektrum, 17-37.
- [158] "Preparing the Netherlands for large-scale ammonia imports — ammoniaenergy.org," <https://ammoniaenergy.org/articles/preparing-the-netherlands-for-large-scale-ammonia-imports/>, [Accessed 15-04-2025].

- [159] W. I. F. David, G. D. Agnew, R. Bañares-Alcántara, J. Barth, J. Bøggild Hansen, P. Bréquigny, M. de Joannon, S. Fürstenberg Stott, C. Fürstenberg Stott, A. Guati-Rojo, M. Hatzell, D. R. MacFarlane, J. W. Makepeace, E. Mastorakos, F. Mauss, A. Medford, C. Mounaim-Rousselle, D. A. Nowicki, M. A. Picciani, R. S. Postma, K. H. R. Rouwenhorst, P. Sabia, N. Salmon, A. N. Simonov, C. Smith, L. Torrente-Murciano, and A. Valera-Medina, "2023 roadmap on ammonia as a carbon-free fuel," *J. Phys. Energy*, vol. 6, no. 2, p. 021501, Apr. 2024.
- [160] S. Ink, "Csiro's metal membrane technology (mmt) – technical update," Aug 2023. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/presentations/csiros-metal-membrane-technology-mmt-technical-update/>
- [161] S. Chiuta, R. C. Everson, H. W. J. P. Neomagus, P. van der Gryp, and D. G. Bessarabov, "Reactor technology options for distributed hydrogen generation via ammonia decomposition: A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 35, pp. 14 968–14 991, Nov. 2013.
- [162] F. E. Nigbur, *Ammoniak-Cracker zur Brenngasversorgung von Brennstoffzellen Experimentelle und simulative Untersuchungen*. Göttingen, Germany: Cuvillier Verlag, Sep. 2021.
- [163] V. Cechetto, L. Di Felice, J. A. Medrano, C. Makhloufi, J. Zuniga, and F. Gallucci, "H₂ production via ammonia decomposition in a catalytic membrane reactor," *Fuel Process. Technol.*, vol. 216, no. 106772, p. 106772, Jun. 2021.
- [164] Z. Zhang, S. Liguori, T. F. Fuerst, J. D. Way, and C. A. Wolden, "Efficient ammonia decomposition in a catalytic membrane reactor to enable hydrogen storage and utilization," *ACS Sustain. Chem. Eng.*, vol. 7, no. 6, pp. 5975–5985, Mar. 2019.
- [165] S. Chiuta, R. C. Everson, H. W. J. P. Neomagus, P. van der Gryp, and D. G. Bessarabov, "Reactor technology options for distributed hydrogen generation via ammonia decomposition: A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 35, pp. 14 968–14 991, Nov. 2013.
- [166] J. L. Williams, "Monolith structures, materials, properties and uses," *Catal. Today*, vol. 69, no. 1-4, pp. 3–9, Sep. 2001.
- [167] J. A. Moulijn, M. T. Kreutzer, T. A. Nijhuis, and F. Kapteijn, "Monolithic catalysts and reactors," in *Advances in Catalysis*, ser. Advances in catalysis. Elsevier, 2011, pp. 249–327.
- [168] S. Ink, "The nh₃ kraken: Amogy's ammonia-powered tugboat," Jun 2024. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/the-nh3-kraken-amogys-ammonia-powered-tugboat/>
- [169] Woo, S. (2023): Ammonia-to-Power to decarbonize heavy industries. Ammonia Energy APAC 2023, 16.08.2023. Online verfügbar unter <https://ammoniaenergy.org/presentations/ammonia-to-power-to-decarbonize-heavy-industries/>, zuletzt geprüft am 10.05.2024.
- [170] S. Ink, "Csiro demonstrates ammonia-to-hydrogen fueling system," Apr 2024. [Online]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/csiro-demonstrates-ammonia-to-hydrogen-fueling-system>
- [171] [Online]. Available: <http://www.wir-campfire.de/>
- [172] Atchison, J. (2022): Ammonigy: Speedboats powered by green ammonia. Hg. v. AmmonidaEnergy.org. Online. Online verfügbar unter <https://ammoniaenergy.org/articles/ammonigy-speedboats-powered-by-green-ammonia/>, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- [173] Ammonigy GmbH (2024). Online verfügbar unter <https://ammonigy.com/>, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- [174] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. L 275 vom 25.10.2003.
- [175] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. L 328 vom 21.12.2018.
- [176] Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr (ABl. L 157 vom 20.6.2023), und Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (ABl. L 157 vom 20.6.2023).

- [177] Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG, ABl. L 234 vom 22.9.2023.
- [178] Art. 3ga Abs. 1 i.V.m. Art. 3gb Abs. 1 lit. c EU-EHS-RL.
- [179] Art. 25 Abs. 1 RED III.
- [180] Art. 1 Abs. 1 lit. a FuelEU-Maritime Verordnung.
- [181] Art. 4 Abs. 2 FuelEU-Maritime Verordnung.
- [182] Art. 5 Abs. 3 FuelEU-Maritime Verordnung.
- [183] Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU, ABl. L 234 vom 22.9.2023.
- [184] Art. 2 Abs. 1 Nr. 4 lit. a und b AFIR.
- [185] Europäische Kommission, Vorschlag für eine RICHTLINIE DES RATES zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom vom 14. Juli 2021 - COM/2021/563 final.
- [186] Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif, ABl. L 256 vom 7.9.1987.
- [187] § 37a Abs. 1 BImSchG.
- [188] Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 27. März 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 107) geändert worden ist.
- [189] Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 17. April 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131).
- [190] § 3 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 i.V.m. § 4 und §§ 5 bis 9 37. BImSchV.
- [191] § 3 Abs. 1 Nr. 3 BImSchV.
- [192] International Maritime Organization, Sub-Committee on Carriage of Cargoes and Containers (CCC 9), 9th session, 20-29 September 2023, abrufbar unter: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/CCC-9th-session.aspx> (zuletzt abgerufen am 10.6.2024).
- [193] Verordnung (EG) Nr. 765/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. Juli 2008 über die Vorschriften für die Akkreditierung und Marktüberwachung im Zusammenhang mit der Vermarktung von Produkten und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 339/93 des Rates, ABl. L 218 vom 13.8.2008.
- [194] Richtlinie 2013/53/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. November 2013 über Sportboote und Wassermotorräder und zur Aufhebung der Richtlinie 94/25/EG, ABl. L 354 vom 28.12.2013.
- [195] Europäischer Ausschuss für die Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI), Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe (ES-TRIN), Ausgabe 2023/1, abrufbar unter: [ES-TRIN23_signed_de.pdf](https://www.cesni.eu/ES-TRIN23_signed_de.pdf) (cesni.eu) (zuletzt am 10.6.2024 abgerufen).
- [196] Verordnung (EU) 2016/1628 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. September 2016 über die Anforderungen in Bezug auf die Emissionsgrenzwerte für gasförmige Schadstoffe und luftverunreinigende Partikel und die Typgenehmigung für Verbrennungsmotoren für nicht für den Straßenverkehr bestimmte mobile Maschinen und Geräte, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1024/2012 und (EU) Nr. 167/2013 und zur Änderung und Aufhebung der Richtlinie 97/68/EG, ABl. L 252 vom 16.9.2016.
- [197] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.
- [198] Vgl. Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 131 (132).

- [199] Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 409) geändert worden ist.
- [200] Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energie-rechtlicher Vorschriften, vom 29.5.2024, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt am 10.6.2024 abgerufen).
- [201] G. Soloveichik. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/fcto_h2atscale_workshop_soloveichik.pdf
- [202] M. Al-Breiki and Y. Bicer, "A roadmap to ammonia economy: The case of qatar," *Energy Sources Part B: Econ. Plan. Policy*, vol. 18, no. 1, Dec. 2023.
- [203] H. C. Yoon. [Online]. Available: https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2022/08/Hyung-Chul-Yoon_2022_ammonia-conference.pdf
- [204] D. R. MacFarlane, P. V. Cherepanov, J. Choi, B. H. R. Suryanto, R. Y. Hodgetts, J. M. Bakker, F. M. Ferrero Vallana, and A. N. Simonov, "A roadmap to the ammonia economy," *Joule*, vol. 4, no. 6, pp. 1186–1205, Jun. 2020.
- [205] A. Kruth, S. Käding, and J. Wartmann, "Renewable ammonia for global energy transition," *Energy Technol.*, Aug. 2024.
- [206] Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz Dritte Verordnung zur Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen, abrufbar unter: Referentenentwurf einer Dritten Verordnung zur Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (bmuv.de).
- [207] Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.5.2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Verordnung vom 12.10.2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist.
- [208] Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR), Amtsblatt der Europäischen Union L 334/17, 17.12.2010.
- [209] Binnenschiffsuntersuchungsordnung vom 21. September 2018 (BGBl. I S. 1398, 2032), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 5. April 2023 (BGBl. 2023 II Nr. 105) geändert worden ist.
- [210] Vgl. Art. 15b ff der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union L2023/2413, 31.10.2023.
- [211] Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 im Bereich Windenergie an Land und Solarenergie, Bearbeitungsstand: 02.04.2024, abrufbar unter: Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 im Bereich Windenergie an Land und Solarenergie (bmwk.de).