



Pipelineinfrastruktur im Wandel – Von fossilen Molekülen zu nachhaltigen chemischen Rohstoffen und Energieträgern

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Autorinnen und Autoren

Dr.-Ing. Sabrina Müller – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Maximilian Much – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Dr. Damien Rolland – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Disclaimer

Die vorliegende Studie ergänzt die Arbeiten des Teilprojekts Systemanalyse des Wasserstoffleitprojekts TransHyDE zur Wasserstoffinfrastruktur durch die Betrachtung des Pipelinesystems für flüssige Energieträger und chemische Rohstoffe, stellt Wasserstoff(-träger) und ausgewählte Derivate vor und geht auf deren Tauglichkeit für den pipelinegebundenen Transport ein. Dabei wird der aktuelle Ausbauzustand des Leitungsnetzes sowie der derzeitige und perspektivische pipelinegebundene Transport von Wasserstoff und ausgewählter Derivate betrachtet.

Alle in der Studie vorgestellten Daten, Kennzahlen und Informationen wurden sorgfältig aus öffentlich zugänglichen Quellen recherchiert und zusammengetragen. Auf Grund der Dynamik in der Forschungslandschaft kann sich der Status gelisteter Transformationsprojekte und Untersuchungen laufend ändern. Eine zeitaktuelle eigenständige Prüfung durch die Leserinnen und Leser wird daher ausdrücklich empfohlen.

Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des Ministeriums oder des gesamten Wasserstoffleitprojekts wider.

Impressum

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

cruh21 GmbH
Erste Brunnenstraße 1
20459 Hamburg

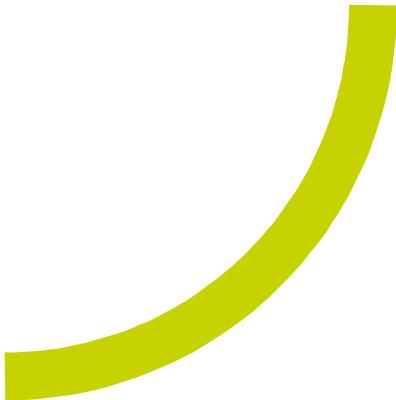
Fraunhofer-Einrichtung für Energie-
infrastrukturen und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23
03046 Cottbus

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



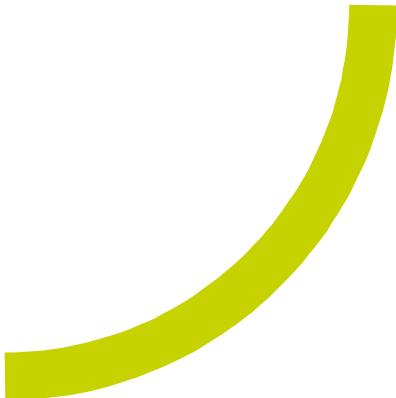
Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	S. 4
Tabellenverzeichnis	S. 5
Abkürzungsverzeichnis	S. 6
1 Pipelineinfrastruktur chemischer Rohstoffe und Energieträger in Deutschland – Status-Quo	S. 7
1.1 Nachfrage erdölbasierter Produkte	S. 7
1.2 Erdölleitungen	S. 9
1.3 Produktenleitungen	S. 9
1.4 Spezialfall: NATO-Pipesystem	S. 10
2 Versorgungssicherheit der energieintensiven Grundstoffindustrie im Wandel	S. 11
3 Substitution erdölbasierter Produkte	S. 13
3.1 Alternative Kohlenwasserstoffe	S. 13
3.1.1 Biogene Kohlenwasserstoffe	S. 14
3.1.2 Synthetische Kohlenwasserstoffe	S. 14
4 Großkaliger Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten	S. 15
4.1 Gasförmiger Wasserstoff	S. 15
4.2 Flüssigwasserstoff	S. 16
4.3 LOHC	S. 17
4.4 Methanol	S. 17
4.5 Ammoniak	S. 17
5 Schlaglicht: Ammoniak	S. 19
5.1 Pipelinetransport	S. 20
5.2 Importinfrastruktur für Ammoniak in Deutschland	S. 20
6 Zusammenfassung	S. 22
7 Steckbriefe	S. 23
7.1 Steckbriefe der Rohölleitungen	S. 24
7.2 Steckbriefe der Produktenleitungen	S. 38



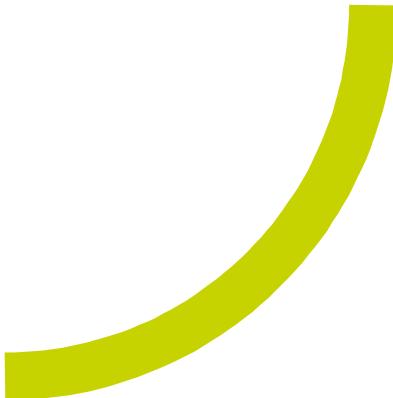
Abbildungsverzeichnis

1.1	Raffinerien und Pipelines Deutschlands [1].	8
1.2	Raffineriebilanz für Deutschland im Jahr 2023 (vorläufige Zahlen) [1].	8
1.3	Das europäische grenzüberschreitende Ethylen-Pipelinenetz. Eigene Darstellung in Anlehnung an [8], sowie auf Basis der in den Steckbriefen zusammengestellten Daten (siehe Kapitel 7).	10
3.1	Historische (bis 2020) und prognostizierte (ab 2021) Erdölförderung der 16 relevantesten Lieferländer Europas. Aufgrund der deutlich höheren Unsicherheiten bezüglich der Prognose der Schieferölverfügbarkeiten in den USA wurden zwei Szenarien, niedrige und hohe Produktion, angenommen. Eigene Darstellung mit Daten der Studie „The Future of Oil Supply in the European Union“ vom Think-Tank „The Shift Project“ [23].	14
5.1	Standortverteilung potenzieller zukünftiger Ammoniakquellen (Eigene Darstellung). In grau werden die vier derzeitigen Produktionsstandorte dargestellt [97, 98], in gelb die (auf Grund getätigter Absichtserklärungen) zu erwartenden Importkapazitäten inklusive der bereits vorhanden Importterminals in Rostock und Brunsbüttel [81, 82, 94–96]. . .	21



Tabellenverzeichnis

1.1	Wichtigste Rohöl-Pipelines in Deutschland. Die Kilometerangabe bezieht sich, wenn nicht anders gekennzeichnet, auf die Leitungslänge innerhalb Deutschlands.	9
1.2	Wichtigste Produktenleitungen in Deutschland. Die Kilometerangabe bezieht sich, wenn nicht anders gekennzeichnet, auf die Leitungslänge innerhalb Deutschlands.	9
4.1	Dichte und Viskosität für ausgewählte Kohlenwasserstoffe und Wasserstoffderivate.	16



Abkürzungsverzeichnis

ARRA	Engl.: Antwerp-Rotterdam-Rhine-Ruhr-Area (Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr-Gebiet)
BE	Belgien
CCS	Engl.: Carbon Dioxide Capture and Storage (Abtrennung und Speicherung von CO ₂)
CEPS	Engl.: Central European Pipeline System (Zentraleuropäisches Leitungssystem)
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DBT	Dibenzyltoluol
DE	Deutschland
FR	Frankreich
FT-Synthese	Fischer-Tropsch-Synthese
GGBefG	Gefahrgutbeförderungsgesetz
GGVSEB	Gefahrgutverordnung
HVC	Engl.: High Value Chemical (höherwertige Chemikalien)
ISPT	Engl.: Institute for Sustainable Process Technology
kt/Jahr	Kilotonnen pro Jahr
LH₂	Engl.: Liquid Hydrogen (Flüssigwasserstoff)
LOHC	Engl.: Liquid Organic Hydrogen Carrier (Flüssiger organischer Wasserstoffträger)
LPG	Engl.: Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
mPas	Millipascalsekunde
mtpa	Millionen Tonnen pro Jahr
N₂	Stickstoff
NEPS	Engl.: North European Pipeline System (Nordeuropäisches Leitungssystem)
NL	Niederlande
ppm	Engl.: parts per million (Teile pro Million)
SAF	Engl.: Sustainable Aviation Fuel (Nachhaltiger Flugtreibstoff)
TRL	Engl.: Technology Readiness Level (Technischer Reifegrad)

1

Pipelineinfrastruktur chemischer Rohstoffe und Energieträger in Deutschland – Status-Quo

Die Versorgungssicherheit der deutschen Großindustrie mit Energie und Rohstoffen basiert auf einer leistungsfähigen Infrastruktur, die unterschiedliche Transportarten nutzt. Hierunter fallen Stromnetze, Güterverkehr auf Straßen, Schienen und Wasserwegen – vorrangig für den Transport von Kohle und deren Erzeugnissen – sowie einem dichten Rohrleitungsnetz für den Transport von Erdgas, Erdöl und Mineralölprodukten. Kohle, Erdgas und Erdöl stellen hierbei die quantitativ bedeutendsten Rohstoffe und Energieträger dar. Gemeinsam decken sie über 60 % des deutschen Primärenergieverbrauchs [1].

Zu den wichtigsten Verbrauchern von Erdgas und Mineralölprodukten zählen die energieintensiven Grundstoffindustrien, welchen das Teilprojekt Systemanalyse des Wasserstoffleitprojekts TransHyDE die Papier-, Glas-, Stahl-, Zement- und (petro-)chemische Industrie zuordnet. Im Jahr 2021 verursachten diese Branchen rund 77 % des industriellen Endenergieverbrauchs in Deutschland und gehören damit zu den größten Verbrauchern energetischer und stofflicher Rohstoffe fossilen Ursprungs [2]. Insbesondere die (petro-)chemische Industrie in Deutschland und Europa ist auf eine kontinuierliche und störungsfreie Versorgung mit Mineralölprodukten und dessen weiterverarbeiteten Produkten angewiesen.

Die erste Rohöl-Pipeline in Deutschland wurde 1958 in Betrieb genommen (Nord-West Ölleitung) und verbindet bis heute Wilhelmshaven mit Raffinerien im Emsland, dem Ruhrgebiet und dem Rheinland. Das Leitungsnetzwerk erweiterte sich mit der Zeit mit Pipelines aus dem Rotterdamer Raum sowie aus Ländern des europäischen Südens [3]. Die Trassenführung von Rohöl-Pipelines orientiert sich in der Praxis vielfach an den Standorten der Raffinerien, da das angelieferte Rohöl dort zu verschiedenen Mineralölprodukten destilliert und weiterverarbeitet wird. Anschließend gelangen die gewonnenen Produkte über speziell dafür errichtete Produktenpipelines zu Verteilzentren und Abnehmern [4].

Abbildung 1.1 zeigt neben Raffineriestandorten mit jeweiliger Verarbeitungskapazität auch die zur energetischen und stofflichen Versorgung notwendige Leitungsnetzinfrastruktur aus Rohöl- und Produktenpipelines in Deutschland. Die großen chemischen Produktionsstandorte konzentrieren sich in drei Regionen im Nord-Westen, Süden und Osten Deutschlands. Diese Regionen werden größtenteils durch Raffinerien vor Ort versorgt. Eine durchgehende Ost-West-Verbindung durch Rohöl-Pipelines innerhalb Deutschlands besteht nicht. Dieses infrastrukturelle Geflecht ist nicht nur national von Bedeutung, sondern reicht über die Grenzen Deutschlands hinaus. Es umfasst zudem ein dezentrales System an Tanklagern, das maßgeblich zur Resilienz und Versorgungssicherheit beiträgt.

1.1. Nachfrage erdölbasierter Produkte

Derzeit sind in Deutschland 14 Raffinerien mit einer atmosphärischen Destillationskapazität von etwa 105 Millionen Tonnen Rohöl an das deutsche Pipelinennetz angeschlossen. Im Jahr 2023 haben sie zusammen 79,3 Millionen Tonnen an Rohöl raffiniert [1]. Die Produktaufteilung der Raffinerien ist beispielhaft für das Jahr 2023 in Abbildung 1.2 dargestellt. Dabei entsprechen Kraft- und Brennstoffe ungefähr 69 % der Bruttoraffinerieerzeugung wohingegen etwa 31 % Nebenprodukte und Rohbenzin (Naphtha) ausmachen.

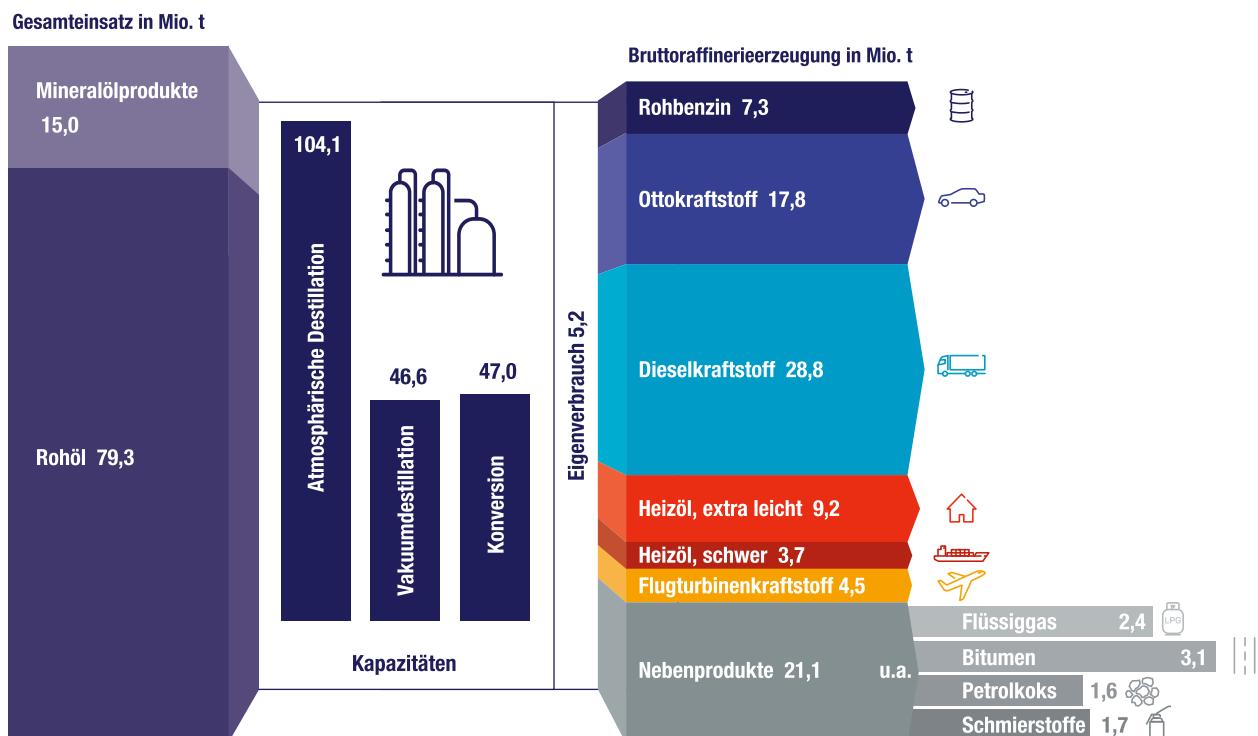
Für die chemische Industrie stellt Naphtha einen äußerst wichtigen Baustein zur Produktion chemischer Grundstoffe dar. Im Verarbeitungsprozess wird Naphtha im Steamcracker unter Einsatz von Wasserdampf in kleinere chemische Verbindungen (z. B. Ethylen, Propylen) aufgebrochen. Ethylen und Propylen sind unter anderem Ausgangsstoffe für die Kunststoffindustrie und werden über Produktenleitungen zu chemischen Großverbrauchern geleitet.

RAFFINERIEN UND PIPELINES FÜR DEUTSCHLAND



Abbildung 1.1. Raffinerien und Pipelines Deutschlands [1].

RAFFINERIEBILANZ 2023*



*Vorläufige Zahlen.

Abbildung 1.2. Raffineriebilanz für Deutschland im Jahr 2023 (vorläufige Zahlen) [1].

1.2. Erdölleitungen

Die Länge der Rohöl-Pipelines in Deutschland entspricht etwa 3.000 km. Durch diese wird das Rohöl mit einer typischen Fließgeschwindigkeit von 5 bis 7 km pro Stunde gepumpt [3]. Die wichtigsten Rohölleitungen zur Versorgung der Raffinerien in Deutschland sind in Tabelle 1.1 aufgelistet. Hierbei weisen die Nord-West-Ölleitung, die deutschen Abschnitte der Druzhba-Pipeline und die Transalpine Pipeline die längsten Streckenverläufe auf und sind für die Versorgungssicherheit Deutschlands maßgeblich. Seit Beginn des Ukrainekonfliktes sind die Rohöllieferungen über die deutschen Streckenabschnitte zu Raffinerien in Schwedt (PCK) und Leuna (TotalEnergies) eingestellt [5]. Die Raffinerien werden seitdem über den Rostocker Hafen und Danzig mit Rohöl beliefert [6]. Detaillierte Informationen zu den Pipelines sind den Steckbriefen im Kapitel 7 zu entnehmen.

Tabelle 1.1. Wichtigste Rohöl-Pipelines in Deutschland. Die Kilometerangabe bezieht sich, wenn nicht anders gekennzeichnet, auf die Leitungslänge innerhalb Deutschlands.

Abkürzung	Name	(Länge / km)
BHP	Brunsbüttel-Heide Pipeline	31
FRE	Freundschaftspipeline (Druzhba)	27 und 25
LSOP	Litvínov-Spergau Öl Pipeline (Druzhba) (in Planung)	160
MERO	Mitteleuropäische Rohölleitung	179
MVL	Mineralölverbundleitung (Druzhba)	336 und 336
NDO	Nord-Deutsche-Ölleitung	142
NWO	Nord-West Ölleitung	391 (inkl. Abzweig)
OMV	OMV Rohöl-Pipeline	61
PCK	Schwedt-Rostock Pipeline (Druzhba)	203
ROP	Ruhr Öl Pipeline	27
RRB	Rohstoffpipeline Rostock-Böhmen**	437
RRP	Rotterdam-Ruhr Pipeline	191 (475*)
SEPL***	Südeuropäische Pipeline	50
TAL	Transalpine Pipeline	447 (753*)

*Gesamtlänge inkl. deutschem Streckenabschnitt.

**Produktenleitung mit zusätzlicher Genehmigung für Rohöltransport.

***Deutscher Streckenanteil von Gennes (FR) bis Karlsruhe (DE) wurde stillgelegt und ist mit N₂ inertiert.

1.3. Produktenleitungen

Raffinerieprodukte werden in Deutschland über ein etwa 3.300¹ km langes Leitungsnetz (ohne militärische Versorgungsleitungen) von Raffinerien bis zu chemischen Großverbrauchern und Tanklagern transportiert. Die wichtigsten überregionalen Produktenleitungen Deutschlands sind in Tabelle 1.2 zusammengestellt.

Tabelle 1.2. Wichtigste Produktenleitungen in Deutschland. Die Kilometerangabe bezieht sich, wenn nicht anders gekennzeichnet, auf die Leitungslänge innerhalb Deutschlands.

Abkürzung	Name	(Länge / km)
ARG	Äthylen-Rohrleitung	495
BASF-E	BASF Ethylenleitung	357
BHP	Brunsbüttel-Heide Pipeline	31
CEPS	Central European Pipeline System	1.750 (5.279*)
EBL	Ethylenpipeline Böhlen-Litovel	193
EBT	Ethylenpipeline Böhlen-Teutschenthal	73
EPS	Ethylenpipeline Süd	370
ISG	Ethylen-Pipeline Münchsmünster-Gendorf	113
ISH	Infraserv Ethylenleitung	178
MIPRO	MIPRO Pipeline	107
NEPS	North European Pipeline System	125 (676*)
OMV-E	OMV Produktenpipeline Ethylen	12
OMV-K	OMV Produktenpipeline Kraftstoffe	125
PBT	Propylenpipeline Böhlen-Teutschenthal	73
PRG	Propylen-Pipeline-Ruhr	60
PST	Propylenpipeline Stade-Teutschenthal	370
RMR	Rhein-Main-Rohrleitung	525
RRB	Rohstoffpipeline Rostock-Böhmen	437
RRP	Rotterdam-Ruhr Pipeline	191 (475*)
SASOL	Stade-Brunsbüttel Ethylenpipeline	43
SSP	Schwedt-Seefeld Produktenpipeline	78

*Gesamtlänge inkl. deutschem Streckenabschnitt

Weitergehende Informationen zu diesen sind den Steckbriefen im Kapitel 7 zu entnehmen. Oft sind Raffinerien oder petrochemische Anlagen in einen größeren Verbundstandort mit dort ansässiger chemischer Industrie eingebunden, so dass eine direkte Versorgung der nahegelegenen chemischen Industrie durch kurze Pipelineverbindungen sichergestellt ist. Diese kur-

¹ Eigene Schätzung auf Basis der Kilometerangaben aus Tabelle 1.1.

zen Leitungsstränge sind für die Betrachtungen ohne Belang und werden nicht mit aufgelistet.

Eine der wichtigsten (über-)regionalen Pipelineverbindungen ist hierbei die ARG Ethylen-Pipeline mit 495 km Länge, die von Antwerpen (BE) über Geleen (NL) bis zur Region Köln (DE), Rheinberg (DE) und Gelsenkirchen (DE) führt und jeweils sowohl Produzenten als auch Abnehmer von Ethylen, wie beispielsweise die Kunststoffindustrie, miteinander verbindet [7, 8]. Diese Pipeline stellt eine wichtige Lebensader der chemischen Industrie Nordrhein-Westfalens und des gesamten Antwerp-Rotterdam-Rhein-Ruhr-Gebiets (ARRA) dar. Die ARG ist Teil eines weitreichenden europäischen Ethylen-Pipelinetzes (Abbildung 1.3). In Deutschland erstreckt sich dieses vom Rheinland bis ins südliche Bayern und umfasst die Ethylen-Pipelines ISH, BASF-E, EPS und ISG (siehe Tabelle 1.2) [8]. Durch die europäische Vernetzung werden damit auch die Industriezentren in Rotterdam, Terneuzen, Frankfurt, Ludwigshafen sowie bis nach Ingolstadt und Burghausen zuverlässig mit Ethylen versorgt.

Ebenso ist die Versorgung der chemischen Industrie mit Propylen von großer Bedeutung. In Deutschland verlaufen wichtige Propylen-Versorgungsleitungen von Stade und Böhmen bis nach Teutschenthal sowie innerhalb des Rhein-Ruhr-Gebiets, wo sie die dort ansässige Industrie beliefern. Derzeit existiert noch keine grenzüberschreitende Propylen-Pipeline, die Deutschland direkt mit Nachbarländern verbindet [9].

1.4. Spezialfall: NATO-Pipelinesystem

Einige Streckenabschnitte des Central European Pipeline System (CEPS) und des North European Pipeline System (NEPS), auch bekannt als das NATO-Pipelinesystem, welches sich über weite Teile der EU erstreckt, verlaufen auch in Deutschland und werden in Friedenszeiten von der Fernleitungs-Betriebsgesellschaft mbH betrieben [10, 11]. Der deutsche Streckenanteil beider Systeme besteht aus rund 1.800 km unterirdisch verlegter Rohrfernleitung-

gen, zahlreichen Pumpstationen und Schieberschächten sowie 14 oberirdischen Tanklagern mit insgesamt 103 Tanks – davon 96 als Lagertanks und sieben ausgelegt als Pufferbehälter. Ergänzt wird das System durch elf Tankkraftwagen-Beladeanlagen und drei Anlagen zur Beladung von Eisenbahnkesselwagen. In enger Zusammenarbeit mit vergleichbaren Einrichtungen in Belgien, Frankreich, Luxemburg und den Niederlanden dient diese Infrastruktur der zuverlässigen Versorgung militärischer und ziviler Flugplätze mit Kerosin, darunter beispielsweise der Frankfurter Flughafen. Das jährlich transportierte Volumen liegt bei rund 5 Millionen Kubikmetern² [12, 13]. Das NATO-Pipelinesystem stellt einen unverzichtbaren Baustein der militärischen Versorgungsinfrastruktur dar und wird daher im Zuge der Umwidmungen von Pipelinesystemen zum Transport von Wasserstoff-(trägern) oder dessen Derivaten nicht mitberücksichtigt. Stattdessen ist eine Erweiterung des Pipelinennetzes nach Osten geplant. Für den Krisenfall soll das bestehende Pipelinennetz aus Westeuropa nach Polen und Tschechien verlängert werden [14]. Parallel zum Netzausbau verfolgt die NATO aber auch das Ziel, nachhaltigen Flugtreibstoff (engl. Sustainable Aviation Fuel, kurz SAF) über das bestehende Pipelinennetz zu transportieren [15]. Hierfür müssten Regelwerke, Genehmigungen und Zulassungen der Pipeline geprüft und entsprechend angepasst werden.

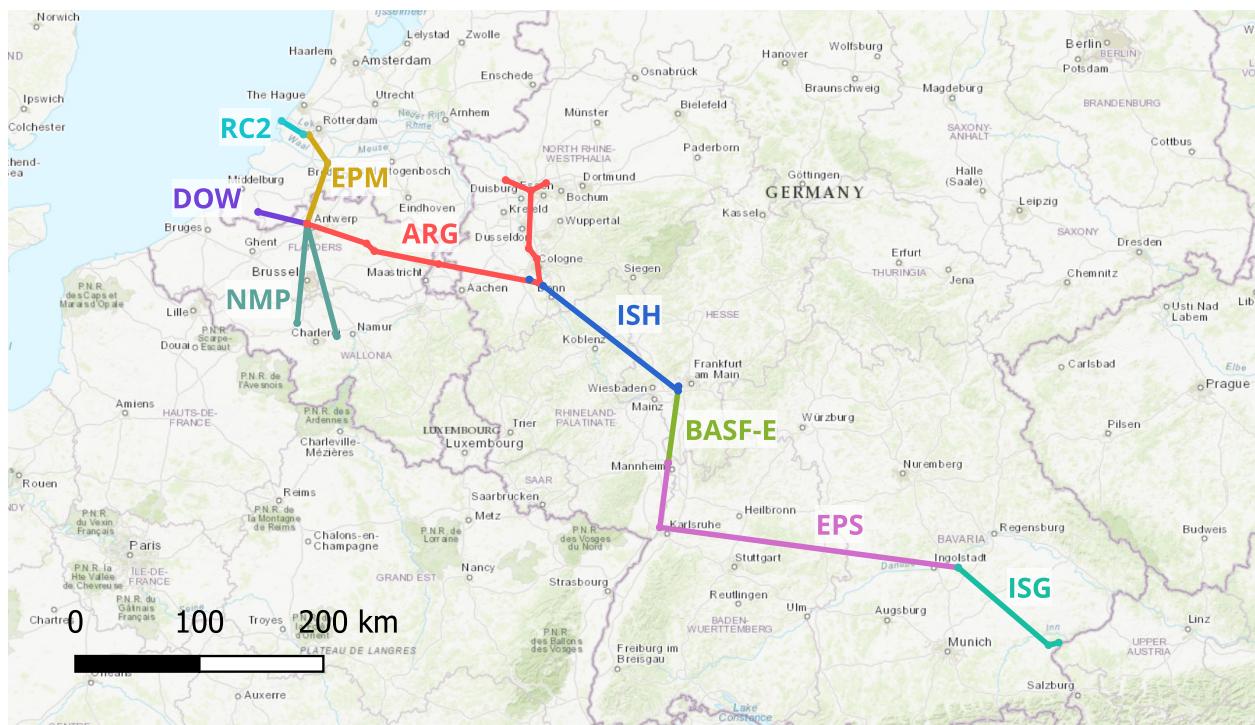


Abbildung 1.3. Das europäische grenzüberschreitende Ethylen-Pipelinenetz. Eigene Darstellung in Anlehnung an [8], sowie auf Basis der in den Steckbriefen zusammengestellten Daten (siehe Kapitel 7).

² Stand 2013 [12].

2

Versorgungssicherheit der energieintensiven Grundstoffindustrie im Wandel

Das europäische Pipelinennetz bestehend aus Rohöl-, Produkten- und Erdgasleitungen bildet seit Jahrzehnten eine zentrale Grundlage für die Versorgungssicherheit energieintensiver Grundstoffindustrien, insbesondere der chemischen Industrie. Es verbindet die wichtigsten und größten Produzenten und Verbraucher und bildet im Sinne von Transportvolumen und Sicherheit das Rückgrat ihrer Versorgung. Durch seine weite geografische Verteilung und die zum Teil grenzüberschreitende Vernetzung konnte das System bislang oftmals auf unvorhersehbare Belastungen flexibel reagieren und die industrielle Nachfrage zuverlässig decken. Die damit verbundene Resilienz hat wesentlich zur Stabilität der industriellen Wertschöpfungsketten beigetragen.

Gegenwärtig stehen die energieintensiven Grundstoffindustrien vor tiefgreifenden Herausforderungen. Steigende Energie- und Rohstoffpreise belasten die Branche ebenso wie die wachsende Notwendigkeit einer Technologietransformation zur Klimaneutralität und stärker werdenden internationalem Wettbewerbsdruck. So geraten aktuell beispielsweise viele chemische Produktionsstandorte in Europa in Gefahr, aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt zu werden [16].

Um die Versorgungssicherheit auch unter sich verändernden Rahmenbedingungen im Sinne einer Resilienz zu gewährleisten, ist eine frühzeitige und vorausschauende Anpassung an den strukturellen Wandel der Wirtschaft in Zeiten der Energie- und Rohstoffwende notwendig. Gleichzeitig würde dies den Aufbau neuer, vor allem innereuropäischer Handelsbeziehungen mit sich bringen. Dadurch können fossile oder politisch instabile Abhängigkeiten reduziert und die Grundlage für eine widerstandsfähige Energie- und Rohstoffversorgung geschaffen werden [17].

Ein wichtiger Bestandteil ist die Diversifizierung (von Energieträgern und Rohstoffen), wie bspw. die Nutzung alterna-

tiver Kohlenstoffquellen, um die Versorgung der chemischen Industrie langfristig abzusichern. Dazu zählen insbesondere Biomasse, recycelte Polymere in Form von Pyrolyseöl sowie Kohlenstoffdioxid beispielsweise aus Industrieprozessen oder der Atmosphäre [18]. Ist eine geeignete CO₂-Transportinfrastruktur zur Dekarbonisierung von Industrien mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen vorhanden, könnte CO₂ darüber auch als Rohstoff für die chemische Industrie verfügbar gemacht werden [19]. Jedoch wird sich der Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur nur in Kombination mit der langfristigen Speicherung von CO₂ lohnen (Carbon Capture and Storage, CCS). Vorhandene Pipelines und Trassen bieten hierfür regulatorische Vorteile für einen weiteren Ausbau und ermöglichen es, auch künftig Folgeprodukte wie Naphtha oder Ethylen auf Basis alternativer Kohlenstoffe zuverlässig bereitzustellen. Voraussetzung ist jedoch ein wirtschaftlich tragfähiger Hochlauf entsprechender Technologien zur Abscheidung und Verwertung alternativer Kohlenstoffquellen, flankiert durch geeignete politische Rahmenbedingungen.

Darüber hinaus eröffnen Elektrifizierungspotenziale in ausgewählten Industrieprozessen sowie der Anschluss von nationalen Großverbrauchern an das in Deutschland geplante Wasserstoffnetz weitere Optionen zur Diversifizierung. Dieses soll im Jahr 2032 zu etwa 60 % aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen [20] und den Zugang zu Wasserstoff als neuen energetischen und stofflichen Rohstoff ermöglichen. Die Verfügbarkeit von wettbewerbsfähigem grünem Wasserstoff ist eine zentrale Voraussetzung für die nachhaltige Transformation energieintensiver Industrien.

Die Versorgungssicherheit erfordert die Nutzung bestehender Versorgungsrouten und die Erschließung neuer Verteilmöglichkeiten. Hierfür müssen die bestehenden Pipeline-Netze erweitert und optimiert werden, sodass eine noch größere Vielfalt

an Produkten grenzüberschreitend transportiert werden kann.

In diesem Zusammenhang gibt es Bestrebungen in der ARR-RA ein grenzüberschreitendes Pipelinesystem zu entwickeln, das kosteneffizient, skalierbar und flexibel gestaltet werden sollte. Das Projekt Delta Rhine Corridor verfolgt hierbei zwei zentrale Aufgaben: Zum einen soll CO₂ sicher transportiert und gespeichert werden. Zum anderen soll CO₂-frei oder CO₂-arm produzierter Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff zu Kunden entlang der Trasse gelangen. Mit Unterstützung von Politik und Gesellschaft wollen die beteiligten Unternehmen so einen entscheidenden Beitrag zur sicheren, klimafreundlichen Energieversorgung und zur Energiewende in Europa leisten [21].

Auch im Projekt „3C-VaCS“ [22], welches sich mit Wertschöpfungsketten der ARRA beschäftigt, wird in diesem Zusammenhang etwa der Bedarf hervorgehoben, eine grenzüberschreitende Propylen-Pipeline zu errichten, vergleichbar mit der bestehenden ARG-Pipeline für Ethylen. Der Ausbau der Versorgungsleitung der chemischen Industrie würde die Standortattraktivität des Chemieclusters der ARRA fördern, die Versorgungssicherheit der chemischen Produktion des größten Chemieclusters Europas stärken und einem Abwandern der chemischen Industrie entgegenwirken.



Copyright(R) Adobestock/ ເຕັກຊາຍ ນຸ່ມນິມ / generiert mit KI

3

Substitution erdölbasierter Produkte

Da Erdöl eine endliche Ressource ist, wird die Verfügbarkeit von Mineralöl und seinen Folgeprodukten perspektivisch kontinuierlich zurückgehen. In einer im Jahr 2021 veröffentlichten Studie im Auftrag des französischen Heeresministeriums wurde auf Basis der Ucube Datenbank von Rystad Energy geschätzt, wie sich die Förderung der 16 wichtigsten Öl-Lieferländer der EU entwickeln könnte [23]. Die Datenbank beinhaltet unter anderem die vollständige Liste an Rohöl-Feldern mit ihrem Status (aufgegeben, erschlossen, noch nicht erschlossen) und ihren technisch-ökonomischen Daten. Sie wurde im Rahmen der Studie „The Future of Oil Supply in the European Union“ vom Think-Tank „The Shift Project“ kritisch analysiert und zusammen mit einem Szenario zum Rohölpreis benutzt, um die Förderung und Reserven für jedes Land zu bewerten [23]. Daraus ergibt sich für jedes Land der prognostizierte Verlauf der Erdölförderung, welcher zusammen mit dem historischen Verlauf in Abbildung 3.1 gezeigt wird.

Zur Prognose der Förderung des Schieferöls in den Vereinigten Staaten gibt es viele Unsicherheitsfaktoren: geologisch, technisch, finanziell und politisch, sodass zwei Szenarien entwickelt wurden. Auf die 16 gelisteten Länder entfallen 95 % der europäischen Ölimporte. Ein Rückgang ihrer Gesamtförderung wird laut der Prognose ab Ende der 2020er Jahre erwartet und würde sich im Jahr 2040 auf etwa ein Viertel und im Jahr 2050 auf etwa die Hälfte im Vergleich zu 2019 belaufen, so dass der Höhepunkt bereits 2019 überschritten worden wäre. Tatsächlich wiesen 14 der 16 Länder bereits vor 2020 eine rückläufige Förderung bzw. ein Förderniveau unterhalb des in der Vergangenheit beobachteten Maximums auf.

Allerdings hängt die Ölversorgung der EU nicht nur von der perspektivischen Ölförderung dieser 16 Länder ab, sondern auch von beispielsweise den internationalen Beziehungen und geo-

strategischen Interessen, der Verfügbarkeit der Ferntransportinfrastruktur und der Eignung der Rohölqualität für die europäischen Raffinerien.

Zusätzlich zur Abnahme der Erdölförderung durch endliche Erdölreserven fördern die EU-Klimaschutzmaßnahmen eine Nachfragesenkung von Erdöl und dessen Produkte. Zu diesen zählen das Verbrenner-Verbot ab 2035, die SAF-Quote von 2 % im Jahr 2025 und bis zu 70 % im Jahr 2050 [24] oder die Vorgabe der Treibhausgas-Emissionsminderung in der Schifffahrt, die sich im Jahr 2025 auf -2 % und im Jahr 2050 auf bis zu -80 % gegenüber dem Basisjahr 2020 belaufen soll [25].

Im Zuge dieser Marktveränderungen untersuchen Pipelinebetreiber die Machbarkeit, ihre Leitungen zukünftig für den Transport alternativer Kraft- und chemischer Grundstoffe zu erweitern oder auch ihre bestehenden Trassenverläufe zum Bau neuer Pipelines zu nutzen [15, 26]. Auf diese Weise kann der Anteil nachhaltiger, alternativer Rohstoffe im Pipelinetransport erhöht und so ein wesentlicher Beitrag zur Dekarbonisierung und zur Kreislaufwirtschaft geleistet werden.

3.1. Alternative Kohlenwasserstoffe

Kohlenwasserstoffe können über alternative nicht-fossile Routen, entweder biogen oder synthetisch, hergestellt werden. Jedoch erfordern die entsprechenden Produktionstechnologien große Mengen an Biomasse oder erneuerbar erzeugtem Strom und sind somit auf deren Verfügbarkeit angewiesen [27]. Angesichts des heutigen Bedarfs an Mineralölprodukten sowie der dafür notwendigen Ressourcen erscheint ein vollständiger Ersatz durch alternative Verfahren derzeit unwahrscheinlich.

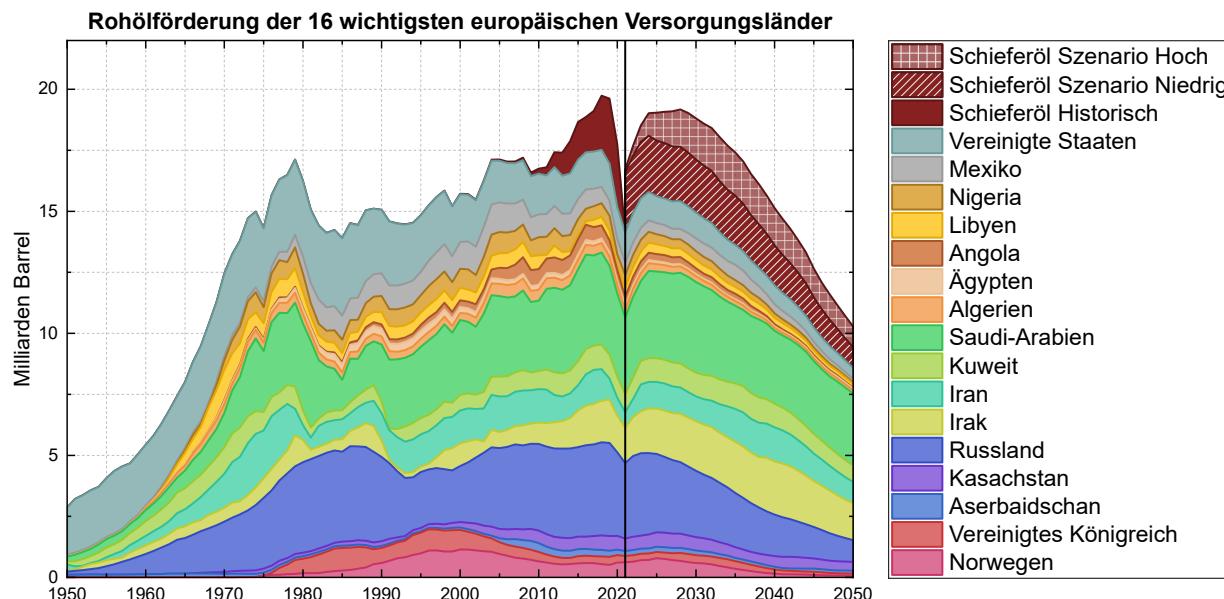


Abbildung 3.1. Historische (bis 2020) und prognostizierte (ab 2021) Erdölförderung der 16 relevantesten Lieferländer Europas. Aufgrund der deutlich höheren Unsicherheiten bezüglich der Prognose der Schieferölverfügbarkeiten in den USA wurden zwei Szenarien, niedrige und hohe Produktion, angenommen. Eigene Darstellung mit Daten der Studie „The Future of Oil Supply in the European Union“ vom Think-Tank „The Shift Project“ [23].

3.1.1. Biogene Kohlenwasserstoffe

Kraftstoffe auf biogener Basis können auf mehrere Arten hergestellt werden. So können etwa Lipide zu Fettsäuremethylestern oder zu hydrierten Ölen weiterverarbeitet werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Fermentation von Stärke oder Zucker zu Bioethanol [28]. Diese Biokraftstoffe können fossilen Diesel bzw. Benzin anteilig oder vollständig ersetzen. Eine Beimischung zu fossilen Kraftstoffen ist möglich und wird heute bereits umgesetzt, wie beispielsweise bei Ottomotor Kraftstoff E10 und Dieselkraftstoff B7 [29]. Im Jahr 2023 machten biogene Kraftstoffe 6,3 % bezogen auf den Energiegehalt des gesamten Kraftstoffverbrauchs in Deutschland aus [30]. In Europa sind acht Bioraffinerien in Betrieb, die auf die Herstellung fortschreitlicher Biokraftstoffe aus Reststoffen oder Biomasse spezialisiert sind [31]. In Deutschland sind vier moderne Anlagen³ bereits im Betrieb oder noch im Bau.

3.1.2. Synthetische Kohlenwasserstoffe

Eine weitere Möglichkeit alternative Kohlenwasserstoffe herzustellen, bieten synthetische Verfahren, darunter z. B. die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese). In der FT-Synthese kann aus einem Synthesegas⁴ ein Gemisch langkettiger Kohlenwasserstoffe erzeugt werden, das Rohöl ähnelt. Wird zu dessen Herstellung grüner Wasserstoff und eine nachhaltige Kohlenstoffquelle, wie CO₂ aus der Luft, aus Biomasse oder aus Kunststoffabfällen, verwendet, entsteht eine klimafreundliche Alternative zu Mineralöl. Dieses wird entsprechend als FT-Crude bezeichnet und

kann ähnlich wie Rohöl weiterverarbeitet werden.

Kunststoff wird aus Naphtha hergestellt und umgekehrt kann durch chemisches Recycling von Kunststoffabfällen mittels Pyrolyse sogenanntes Pyrolyseöl gewonnen werden [32]. Dieses kann nach entsprechender Reinigung und Aufbereitung als Ersatz für Naphtha im Steamcracking-Prozess eingesetzt werden, um Grundchemikalien und höherwertige Chemikalien⁵ herzustellen. Die Technologie befindet sich auf TRL 4-7 je nach Typ der Pyrolyse. Pilot- und erste Demonstrationsanlagen existieren bereits, eine breite industrielle Nutzung ist jedoch noch im Aufbau [32, 33].

Vorausgesetzt, die Produktion alternativer Kohlenwasserstoffe lässt sich wirtschaftlich und im großen Maßstab realisieren, könnte ihr Transport mit entsprechender Zertifizierung und Genehmigung über die vorhandene Infrastruktur der Mineralölindustrie erfolgen. Zum Beispiel wurde für die Rohstoff-Pipeline Rostock-Böhmen der DOW Olefinverbund GmbH auch der Transport nachhaltiger, alternativer Rohstoffe genehmigt [26].

³ 1) Die Bioethanolanlage der CropEnergies AG in Zeitz (Sachsen-Anhalt) produziert jährlich rund 400.000 m³ Bioethanol sowie Nebenprodukte wie Eiweißfuttermittel und verflüssigtes CO₂ [34].

2) Die VERBIO AG betreibt in Zörbig und Bitterfeld Bioraffinerien, in denen Biodiesel, Bioethanol und Biomethan aus Reststoffen und Pflanzen hergestellt werden [35].

3) In Hamburg entsteht derzeit die Holborn Europa Raffinerie, die ab 2027 jährlich bis zu 220.000 t Biokraftstoff aus gebrauchten Speisefetten und industriellen Reststoffen produzieren soll [36].

4) Die Bio-Raffinerie in Leuna ging Ende 2024 in Betrieb und wird aus nachhaltig erwirtschaftetem Laubholz jährlich etwa 220.000 t Biochemikalien herstellen, welche in der Produktion von Textilien, Kunststoffen, Gummi, Kosmetika und Medikamenten verwendet werden können [37, 38].

⁴ gasförmiges Gemisch aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid.

⁵ (engl. High Value Chemicals (HVC)). Zu den HVC zählen Ethylen, Propylen, Butadien aber auch Aromaten wie Benzol, Toluol oder Xylol. Als Nebenprodukte entstehen Methan, Wasserstoff, C4-C5 Olefine und Paraffine sowie Pyrolyse-Benzin.

4

Großkaliger Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten

Wasserstoff gilt als der Hoffnungsträger, wenn es um die zukünftige klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands geht. Seine Verfügbarkeit für Europa wird sich hauptsächlich auf die europäische Produktion, sowie Pipeline-Importe aus Nordafrika stützen, aber auch von Importen aus Überseeregionen geprägt sein, die über ein besonders hohes Potenzial an erneuerbaren Energien verfügen [39]. Innerhalb Europas identifiziert das TransHyDE-Projekt Systemanalyse vor allem windreiche Regionen in Nord- und Ostsee als vielversprechende Standorte für die Wasserstofferzeugung. Auch die sonnenintensiven Gebiete im Süden bieten geeignete Voraussetzungen für die großkalige Wasserelektrolyse [40].

Der innerhalb Europas und in Nordafrika produzierte Wasserstoff wird erwartungsgemäß vorwiegend gasförmig über ein künftiges Versorgungsnetz transportiert werden, welches sowohl auf umgewidmeten Erdgasleitungen als auch auf neu zu errichtenden Pipelines basiert [41, 42]. Im Falle des global produzierten Wasserstoffs ist es vor allem aufgrund der Transportvorteile über weite Strecken sinnvoll, ihn zu verflüssigen, an Träger-substanzen zu binden oder in chemische Derivate zu überführen. Vor diesem Hintergrund hat das TransHyDE-Projekt Systemanalyse die jeweiligen Stärken und Schwächen der relevanten Infrastrukturtechnologien eingehend analysiert. Dazu zählen der Transport von gasförmigem Wasserstoff, flüssigem Wasserstoff (LH_2), Wasserstoff atomar gebunden an eine flüssige organische Trägersubstanz (engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) sowie die Umwandlung in Methanol oder Ammoniak [42].

Im weiteren Verlauf des Abschnitts erfolgt eine Darstellung der innereuropäischen Transportmöglichkeiten von Wasserstoff(-trägern) und seinen Derivaten, wobei insbesondere transportrelevante Eigenschaften und praxisnahe Erkenntnisse berücksichtigt werden. Dabei rücken auch Möglichkeiten für

den Transport in flüssiger Form über bestehende oder neu zu errichtende Pipelines in den Fokus. Ein entscheidender Faktor ist hierbei die Viskosität der Flüssigkeiten: Für einen effizienten Pipelinetransport sollte sie unter 400 mPa·s liegen. Höhere Werte können durch Vorbehandlung, beispielsweise durch Erwärmung oder Verdünnung, angepasst werden [43]. Die Förderfähigkeit hängt nicht nur von der Viskosität einer Flüssigkeit ab, sondern auch von der Leistung der eingesetzten Pumpen und der Temperatur des Transportguts. Dabei muss die technisch mögliche Pumpbarkeit stets im Verhältnis zur wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit betrachtet werden. Tabelle 4.1 listet typische Viskositäten für die untersuchten Kohlenwasserstoffe und Wasserstoffderivate auf. Alle aufgelisteten Substanzen weisen Viskositäten deutlich unter 400 mPa·s auf und sind dahingehend prinzipiell für den Pipelinetransport geeignet.

4.1. Gasförmiger Wasserstoff

Kohlenstoffärmer gasförmiger Wasserstoff kann direkt ohne vorherige Umwandlungsschritte in das bestehende Erdgasnetz eingespeist bzw. beigemischt werden. Für die meisten Streckenabschnitte scheinen bis zu 10 % volumetrischer Wasserstoffanteil in den Erdgasleitungen technisch mit nur wenigen Anpassungen umsetzbar. Laut Betreibern wären sogar bis zu 20 % Wasserstoffbeimischung denkbar. Hierfür müssten jedoch zusätzliche Tests durchgeführt werden, besonders wegen nachgelagerter Geräte und Prozesse, welche den Wasserstoff verwenden [53]. Aktuell ist der Wasserstoffgehalt regulatorisch auf 2 % festgelegt, um Kompatibilität mit den Standards für komprimiertes Erdgas im Verkehrssektor zu gewährleisten.

Fleer et al. [54] untersuchten im Rahmen des TransHyDE-

Tabelle 4.1. Dichte und Viskosität für ausgewählte Kohlenwasserstoffe und Wasserstoffderivate.

Stoff	Typische Viskosität (mPa·s)	Dichte (kg/m³)	Anmerkung	Quellen (Viskosität / Dichte)
Ammoniak (flüssig bei 1 bar, -33 °C)	0,25 (1 bar, -33 °C)	≈ 680 (1 bar, -33 °C)	nur tiefkalt flüssig	[44]
Ammoniak (flüssig bei 60 bar, 20 °C)	0,14 (60 bar, 20 °C)	615 (60 bar, 20 °C)	druckverflüssigt	[44]
FT-Crude	1,6-16 ⁶ (1 bar, 40 °C)	≈ 720-820 (1 bar, 40 °C)	ähnlich wie Diesel	[45]
Dibenzyltoluol	50 (1 bar, 20 °C)	≈ 1000 (1 bar, 20 °C)	viskoser als Diesel	[46, 47]
Methanol	0,58 (1 bar, 20 °C)	791 (1 bar, 20 °C)	sehr dünnflüssig	[44]
Naphtha	0,87 (1 bar, 25 °C)	755 (1 bar, 15,6 °C)	sehr dünnflüssig	[48]
Pyrolyseöl	ca. 30-150 (1 bar, 40 °C)	≈ 1050-1250	hohe Schwankung, je nach Herkunft	[49, 50]
Rohöl	2-1000 ⁷	<870 - >1000	sehr große Unterschiede je nach Herkunft; muss zum Pipelinetransport vorbehandelt/erhitzt/gemischt werden	[51, 52]
Wasserstoff (flüssig bei -253 °C)	0,014 (1 bar, -253 °C)	71 (1 bar, -253 °C)	sehr dünnflüssig	[44]

Projekts GET H₂ die technischen Voraussetzungen für den pipelinebundenen Transport von ausschließlich gasförmigem Wasserstoff. Zudem entwickelten sie Konzepte zur Verdichtung von Wasserstoff für den Pipelinebetrieb und bewerteten den Transport hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Aspekte. Soll gasförmiger Wasserstoff mit gleicher Leistung wie Erdgas transportiert werden, ist aufgrund des geringeren Energiegehalts ein etwa drei- bis viermal höherer Betriebsvolumenstrom erforderlich. Daraus resultiert eine entsprechend drei- bis viermal höhere Strömungsgeschwindigkeit, was zu einer schnelleren Materialermüdung der eingesetzten Bauteile führen kann. Zur Erreichung dieser Strömungsgeschwindigkeiten werden unter Umständen andere Verdichter und Antriebe benötigt als im bestehenden Erdgasnetz. Darüber hinaus kann die vollständige Umnutzung bestehender Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport zu einem erhöhten Verdichtungsbedarf führen, da die vorhandenen Rohrdurchmesser häufig nicht auf die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff ausgelegt sind. Infolgedessen ist eine höhere Verdichtungsleistung erforderlich, was den Einsatz leistungsstärkerer oder zusätzlicher Verdichtereinheiten und Antriebssysteme notwendig macht [54].

Die Planungen für ein umfangreiches Wasserstoff-Pipelinennetzwerk in Deutschland sind weit fortgeschritten, was auch aus dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Wasserstoff-Kernnetz der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. hervorgeht [20].

4.2. Flüssigwasserstoff

Wasserstoff liegt bei -253 °C in flüssiger Form vor und bietet in stationären wie auch mobilen Speichern einen erheblichen

Kapazitätsvorteil gegenüber gasförmigem Wasserstoff. Daher wird er als potenzieller Transportträger insbesondere für den maritimen Transport diskutiert [55, 56]. Ein wesentlicher Vorteil besteht darin, dass der zuvor erzeugte Wasserstoff nicht in chemische Derivate überführt werden muss. Dem steht jedoch ein hoher Energieaufwand für die Verflüssigung gegenüber sowie eine nicht vorhandene Hafeninfrastruktur zum großkaligen Import inklusive einer fehlenden Schiffsflotte zum Abtransport ins Hinterland [55].

Stationäre Tanks weisen aufgrund umfassender Isolationsmaßnahmen nur minimale Boil-off-Verluste⁸ auf. Bei Schiffstransporten kann das durch Umgebungswärme entstehende Verdampfungsgas technisch sowohl rückverflüssigt als auch direkt in an Bord installierten Wasserstoffantrieben genutzt werden [56]. Zwar gibt es bislang keine Hochseeschiffe, die Wasserstoff in Größenordnungen vergleichbar zu konventionellen Derivaten wie Ammoniak (≈ 30.000 bis 80.000 m³) befördern, jedoch belegt das seit 2021 auf der Route Japan-Australien eingesetzte Demonstrationschiff „Suiso Frontier“ mit einer Kapazität von 1.250 m³ die Machbarkeit des Transports flüssigen Wasserstoffs [57, 58].

Bevor ein flächendeckendes Kernnetz für gasförmigen Wasserstoff zur Verfügung steht, könnte sich die Deckung der Nachfrage mit den LH₂-Transportmöglichkeiten LKW, Bahn und Binnenschiff als Übergangslösung anbieten. Aktuelle Machbarkeitsstudien belegen die Umsetzbarkeit dieser Technologie, wobei unter den LH₂-Transportmöglichkeiten der Schienentransport als wirtschaftlichste Option zur Versorgung großer LH₂-Abnehmer, wie beispielsweise Flughäfen, identifiziert wurde [59].

Der Transport von LH₂ via Pipeline wurde vom Teilprojekt ApplHy! des Wasserstoffleitprojekts TransHyDE eingehend untersucht. In bestimmten Fällen wie der lokalen Versorgung (< 75 km,

⁶ Variiert sehr stark, je nach Prozessbedingungen und Produktzusammensetzung.

⁷ Variiert sehr stark, je nach Herkunft, Zusammensetzung und Temperatur des Rohöls.

⁸ Boil-off bezeichnet die zwangsläufige Verdampfung kryogener Flüssigkeiten durch Wärmeeintrag, auch bei optimierter Isolierung. Das entstehende Boil-off-Gas führt zu einem Druckanstieg im Tank und erfordert daher eine regelmäßige Druckregelung durch Abführung, Speicherung, Rückverflüssigung oder Nutzung.

abhängig von der Pipeline-Gestaltung) ausgehend von einem LH₂-Importterminal, könnte der LH₂ effizient über eine Pipeline ohne erhebliche Kühlarforderungen geliefert werden [60–62]. Darüber hinaus wurden der Kopplung mit einer elektrischen Übertragung in sogenannten hybriden Pipelines potenzielle Synergien zugeschrieben. Durch die tiefkalte Eigenschaft von LH₂ lässt sich der elektrische Widerstand eines Supraleiters beseitigen, sodass Strom nahezu verlustfrei übertragen werden kann [60–62]. Derzeit sind außerhalb eines Industriegeländes jedoch noch keine konkreten Pläne zum Bau und Betrieb von LH₂-Pipelines bekannt.

4.3. LOHC

Um Wasserstoff mithilfe von LOHC transportieren zu können, muss er gasförmig über ein spezielles Katalysatorbett geleitet und chemisch an eine Trägerflüssigkeit gebunden werden. Hierbei ist Dibenzyltoluol (DBT) eine der bestuntersuchten Trägerflüssigkeiten. LOHC sind flüssig, schwer entflammbar und können bei Normaltemperatur drucklos gelagert werden. Der Transport des LOHC als ölartiges Produkt ist multimodal in geeigneten Schiffen, Zügen, LKWs und Pipelines möglich. So erfolgt bereits bei der Einspeicherung von Wasserstoff in LOHC der lokale Transport in unmittelbarer Umgebung der Hydrieranlagen über Rohrleitungen.

Hesebeck et al. [63] haben den Standort Helgoland im Hinblick auf die Einspeicherung von Wasserstoff in LOHC eingehend analysiert. Dabei findet der Pipelinetransport auf der Insel zwischen der Hydrieranlage und dem Umschlagsknotenpunkt am Hafen mit einer Länge von etwa 1 km als unterirdische Lösung Berücksichtigung. Für den Transport des LOHC zum Festland wurden in der Analyse der Transport in Tankcontainern und die Beförderung in Tankschiffen bevorzugt betrachtet [63].

Der Langstreckentransport von LOHC per Pipeline würde zwei parallel verlaufende Leitungen beanspruchen. Zum einen für den Transport des hydrierten LOHC hin zu der Wasserstoff-Abnahme und zum anderen eine für den Rücktransport des dehydrierten Wasserstoffträgers zur Wasserstoff-Quelle. Alternativ kann mit bidirektionalen Pumpen ein Wechselbetrieb in einer einzigen Leitung in Betracht gezogen werden, obwohl es typischerweise einige Tage dauert, um die mehreren hundert Kilometer einer Pipeline in einer Richtung zu durchlaufen [64, 65].

Bei der Verwendung von DBT als organischer Wasserstoffträger ist eine Eintrittstemperatur von mindestens 25 °C vorzugeben, um vorhandene Pipelines zu nutzen. Bei einem Transportweg von 400 km (Hin- und Rücktransport = 800 km) wird 1 % des Energiegehalts von DBT für das Pumpen und Erhitzen beansprucht. Dagegen erfordert Benzyltoluol, ein weiterer LOHC, nur etwa 0,2 % des nutzbaren Energiegehalts für den Pipelinetransport [65]. Dieser LOHC findet auch Berücksichtigung in der Analyse des TransHyDE-Projekts Helgoland [63].

Bei der zukünftigen alternativen Nutzung von bestehenden Rohöl-Pipelines und -Tanklagern könnte LOHC eine maßgebliche Rolle spielen. Die Lagerung von LOHC in Ölpeichern sei theoretisch ohne großen Mehraufwand möglich [66]. Die Technische Fakultät der Friedrichs-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg untersuchte eine beispielhafte Pipeline, die Nord-West-Ölleitung (NWO), auf deren Tauglichkeit für den Transport von LOHC umgewidmet werden zu können [65]. Die Analyse ergab, dass die NWO für den Transport von LOHC auf Grund ihrer geografischen Lage sehr gut geeignet ist, da sowohl nahegelegene offshore Anlagen zur Elektrolyse von Wasserstoff vorhanden sind als auch ein geeigneter Umschlagplatz an der Kopfstation der Pipeline

installiert ist. Dort könnten Schiffe andocken, LOHC aufnehmen und weitertransportieren. Der Transport über die Pipeline ist jedoch nicht ohne weiteres möglich. Zur Reduktion hydraulischer Druckverluste beim LOHC-Transport kann eine Temperaturführung erforderlich sein, da die Viskosität der Trägerflüssigkeit bei Umgebungstemperatur (für DBT vgl. Tabelle 4.1) vergleichsweise hoch ist. Auch bei dieser Pipeline wäre wiederum ein Rücktransport des unbeladenen LOHC entweder in einer parallel verlaufenden zweiten Pipeline nötig oder es müsste die Möglichkeit bestehen die Pipeline bidirektional zu betreiben [65].

4.4. Methanol

Methanol gilt als vielversprechender erneuerbarer Energieträger, der in der Energiewende eine zentrale Rolle spielen könnte [67]. Wird er aus grünem Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid hergestellt, gilt er als klimafreundlicher alternativer Kraftstoff [68]. Methanol bietet den Vorteil, dass bei zeitgleichem Ausbau von H₂- und CO₂-Pipelinesystemen sowohl seine zentrale als auch dezentrale Herstellung einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten kann. So ließe sich eine integrierte Wertschöpfungskette entwickeln, die Methanol nicht nur als chemischen Grundstoff, sondern auch als klimafreundlichen Energieträger langfristig wettbewerbsfähig macht [69]. Zudem lässt sich Methanol einfach lagern und transportieren, was seine Integration in bestehende Infrastrukturen erleichtert [68]. Es kann sowohl in Verbrennungsmotoren als auch in Brennstoffzellen eingesetzt werden und ermöglicht so vielfältige Anwendungen im Verkehrs- und Industriesektor. Damit fungiert Methanol als flexibel einsetzbarer Energieträger und chemischer Rohstoff [68].

Zwar ist der Transport von Methanol über Pipelines technisch grundsätzlich möglich [70], bislang wird diese Option jedoch kaum genutzt. Weltweit existieren derzeit keine großflächigen Methanol-Pipelinesysteme [71]. Der großvolumige Transport erfolgt überwiegend per Schiene oder Binnenschiff, um Produktionsstätten und Seehäfen mit inländischen Abnehmern zu verbinden. Perspektivisch könnten jedoch bestehende Transportinfrastrukturen von Mineralölprodukten für die Verteilung von Methanol von Bedeutung sein. Im Zuge eines möglichen Rückbaus von Rohöltransportkapazitäten ließe sich prüfen, ob sich geeignete Pipelinestränge für den Methanol-Transport umwidmen lassen [72]. Laut Nie et al. [71] eröffnet der Pipelinetransport von Methanol erhebliche Potenziale für Effizienzsteigerungen und Versorgungssicherheit, stellt jedoch zugleich hohe Anforderungen an das Systemdesign und die Auswahl geeigneter Werkstoffe [71].

4.5. Ammoniak

Unter den Wasserstoffderivaten, die als Transportvektoren für Wasserstoff eingesetzt werden, liegt der aktuelle politische Fokus verstärkt auf Ammoniak [67]. Dies liegt daran, dass Ammoniak als etablierte Chemikalie bereits über eine vorhandene Infrastruktur verfügt, die den Transport, die Lagerung und eine schnelle Markttablierung vereinfacht [73]. Neben dem Einsatz als Transportvektor für Wasserstoff, welcher das Ammoniak-Cracking – einer Aufspaltung in N₂ und H₂ – am Zielort bedarf, kann Ammoniak sowohl stofflich als auch energetisch eingesetzt werden. In den letzteren beiden Fällen fallen keine zusätzlichen Umwandlungsschritte an. Zudem weist Ammoniak eine hohe Energiedichte auf, die selbst bei vergleichsweise geringem Druckaufwand erreicht werden kann, was es für industrielle Anwendungen besonders attraktiv macht [74]. Aufgrund

der vergleichsweise hohen Toxizität von Ammoniak sind beim Umgang damit besonders strenge Sicherheitsstandards einzuhalten [73, 75]. Bereits geringe Konzentrationen in der Atemluft können gesundheitsschädlich wirken, während höhere Konzentrationen akute Lebensgefahr bedeuten [76]. Daher sind für Lagerung, Transport und Verarbeitung umfassende technische Schutzmaßnahmen notwendig, wie etwa gasdichte Rohrleitungen, kontinuierliche Leckageüberwachung sowie detaillierte Notfall- und Evakuierungspläne [77]. Diese Anforderungen führen zu erhöhten Investitions- und Betriebskosten, tragen jedoch entscheidend dazu bei, dass Ammoniak als Energieträger oder chemischer Grundstoff sicher genutzt werden kann. Zudem entstehen bei der direkten Nutzung von grünem Ammoniak keine CO₂-Emissionen, wodurch sich Ammoniak im Vergleich zu kohlenstoffhaltigen Alternativen wie Methanol als CO₂-freie Option erweist. Dennoch ist Ammoniak bei seiner Verbrennung nicht völlig frei von umweltschädlichen Emissionen. Insbesondere bei hohen Temperaturen können erhebliche Mengen an Stickoxiden entstehen [78, 79]. Bereits verfügbare und in der Praxis eingesetzte Katalysatortechnologien ermöglichen jedoch eine Reduktion von Stickoxidemissionen auf Konzentrationen im einstelligen ppm-Bereich [80]. Ammoniak gilt aufgrund seines Potenzials als Transportmedium als besonders attraktives Derivat für den großkaligen Wasserstoffimport [67, 74, 81–83]. Daher wird dessen Transportinfrastruktur im Folgenden eingehender betrachtet.



5

Schlaglicht: Ammoniak

In Deutschland wird Ammoniak derzeit an vier Standorten im industriellen Maßstab produziert. Etwa die Hälfte der erzeugten Menge fließt direkt in die integrierte Weiterverarbeitung zu Harnstoff, wodurch kein zusätzlicher Transportaufwand entsteht. Der Hauptverwendungszweck von Ammoniak liegt nach wie vor in der Herstellung von Stickstoffdüngemitteln. Darüber hinaus dient es auch als Ausgangsstoff für die Produktion von Kunststoffen, Kosmetika und Lösungsmitteln. Ammoniak kommt ebenfalls in Entstickungsanlagen von Kraftwerken zur Rauchgasreinigung zum Einsatz oder zirkuliert in Kühlhäusern als Kältemittel [84]. Die perspektivische Transportinfrastruktur hängt maßgeblich von der zu erwartenden Nachfrage und des Angebots von grünem Ammoniak ab. Die Abnehmerbetriebe zur Weiterverarbeitung von Ammoniak sind derzeit meist in unmittelbarer Nähe der Produktionsstätten angesiedelt, wodurch die Transportwege kurz sind. Erfordert eine steigende Nachfrage den Import von Ammoniak, erfolgt der Transport über weite Strecken in Deutschland nahezu ausschließlich per Schiene. Dabei wird Ammoniak im Inland derzeit in druckverflüssiger Form befördert, was im Widerspruch zu internationalen und stationären Lagermethoden steht, die überwiegend auf tiefkalte Verflüssigung ausgelegt sind [85]. Auch ein Transport per Binnenschiff ist grundsätzlich möglich, wird bislang jedoch nur selten genutzt. Eine Modernisierung der deutschen Binnenschifffahrt, insbesondere durch die Entwicklung tiefkalt-tauglicher Schiffe mit

geringem Tiefgang⁹, könnte hier Abhilfe schaffen und die Verteilung von Ammoniak bei nicht vorhandener Pipelineinfrastruktur unterstützen [86].

Nachfrageseitig sehen aktuelle Forschungsvorhaben das größte Potential der direkten Ammoniakverwertung in der Binnen- und Hochseeschifffahrt in der Nutzung als Treibstoff [55, 79, 87]. Eine zunehmende Berücksichtigung des Binnenschiffftransports von Ammoniak erscheint sinnvoll, um die Bunkerstationen entlang der Bundeswasserstraßen sukzessiv mit Ammoniak als Treibstoff zu versorgen. Zusätzlich könnte Ammoniak auch in Kraftwerken als „Co-Firing“¹⁰ Anwendung finden [86].

Der Transport von Ammoniak per LKW kommt lediglich in Ausnahmefällen zum Einsatz, vor allem auf den letzten Kilometern zu Zielorten ohne direkten Bahnanschluss. Gesetzliche Regelungen¹¹ verbieten jedoch die Durchfahrt von LKW mit Ammoniakladung durch Tunnel, was eine weiträumige Verteilung über die Straße erheblich einschränkt. Darüber hinaus sind die Transportkapazitäten im Vergleich zu Bahn und Schiff deutlich geringer. Das Teilprojekt CAMPFIRE des Wasserstoffleitprojekts TransHyDE hat die verfügbaren Transportmöglichkeiten in einer aktuellen Studie detailliert untersucht und bewertet [82].

Wird Ammoniak als Transportmedium für Wasserstoff eingesetzt, kann der gebundene Wasserstoff durch Reformierung – die Gegenreaktion zur Ammoniaksynthese – wieder freigesetzt

⁹ Besonders im Hinblick auf oftmals niedrige Wasserstände in Flüssen.

¹⁰ Beim Co-Firing (Mischfeuerung) handelt es sich um die gleichzeitige Verbrennung von zwei oder mehr Brennstoffen – meist fossile Brennstoffe wie Kohle zusammen mit erneuerbaren oder klimafreundlicheren Alternativen wie Biomasse, Klärschlamm oder Wasserstoff – in derselben Feuerungsanlage. Ziel ist es, die CO₂-Emissionen zu senken und die bestehende Infrastruktur schrittweise klimafreundlicher zu nutzen.

¹¹ Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG) und der Gefahrgutverordnung (GGVSEB).

werden. Diese endotherme Reaktion erfordert den Einsatz eines Katalysators. Im TransHyDE-Projekt AmmoRef wurden hierfür effiziente, edelmetallfreie und kostengünstige Katalysatoren sowie die technologischen Grundlagen untersucht [82].

5.1. Pipelinetransport

Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von Fernleitungen zum Ammoniaktransport sind in Russland, der Ukraine und den USA vorhanden. Ein über 2.000 km langes Pipelinesystem verläuft durch Russland und die Ukraine, ist jedoch infolge des 2022 ausgebrochenen Krieges derzeit außer Betrieb. Die theoretische Transportkapazität liegt dort zwischen 3 und 5 Millionen Tonnen verflüssigten Ammoniaks pro Jahr [88]. Die USA verfügt über eine rund 3.000 km lange Ammoniak-Pipeline mit einer Transportkapazität von etwa 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr [89].

In Europa existiert bislang kein übergreifendes Pipelinennetzwerk für Ammoniak. Lediglich kleinere interne Leitungssysteme gewährleisten den lokalen Transport von Ammoniak in Chemieparks und Industriegebieten. Ein Beispiel ist der Standort Rostock, wo importierter Ammoniak vom Hafen über eine etwa 11 km lange Pipeline in das Industrie- und Gewerbegebiet Rostock-Poppendorf transportiert wird [90]. Weitere kleinere europäische Pipelinesysteme sind im „Leitfaden für die Inspektion und Lecksuche von flüssigen Pipelines“ aus dem Jahr 2013 aufgelistet [91].

Der Transport von Ammoniak in Pipelines erfolgt üblicherweise in druckverflüssigter Form [85]. Aufgrund ähnlicher physikalischer Eigenschaften wie bei Methan und Flüssiggasen (LPG) wird grundsätzlich diskutiert, bestehende Pipelines für den Transport von Ammoniak umzuwidmen [92]. Allerdings ist die praktische Umsetzung solcher Umwidmungen bislang wenig erprobt.

Das Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) veröffentlichte im Mai 2025 eine Machbarkeitsstudie zu einer 550 km langen Ammoniak-Pipeline zwischen Deutschland und den Niederlanden. Laut der Studie könnte sich bei dauerhaft gegebenem Mindestdurchsatz¹² ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber Wasserstoff-Pipelines oder anderen Transportoptionen ergeben [88]. Auch in China wird der Ausbau neuer Pipelineinfrastrukturen diskutiert [93]. Die wesentlichen Herausforderungen bei der Errichtung eines entsprechenden Leitungsnetzwerks liegen in den erhöhten Gesundheits- und Umweltrisiken aufgrund der hohen Toxizität von Ammoniak. Diese führen zu langwierigen Genehmigungsverfahren von 8 bis 10 Jahren [94] sowie zu hohen Anforderungen an die gesellschaftliche Akzeptanz [88]. Daher ist kurzfristig nicht mit dem Aufbau eines großflächigen Ammoniak-Pipelinensetzes in der EU zu rechnen.

5.2. Importinfrastruktur für Ammoniak in Deutschland

Basierend auf der langjährigen konventionellen Nutzung von Ammoniak als wichtigen Grundstoff in der Industrie verfügt Deutschland bereits seit den 1980er Jahren über einen Ammoniakimportterminal im Hafen Rostock (Betreiber Yara, Importkapazität 1.000 Kilotonnen Ammoniak pro Jahr) [82, 95]. Vor dem Hintergrund der wachsenden Bedeutung von Ammoniak als möglichem Wasserstofftransportvektor, hat Yara 2024 einen weiteren Importterminal in Brunsbüttel (Importkapazität 3.000

Kilotonnen Ammoniak pro Jahr) in Betrieb genommen [96]. Sie bilden den Auftakt eines leistungsfähigen Ammoniaknetzwerks, denn gemäß aktueller Pressemitteilungen plant zum Beispiel RWE für 2026 in Brunsbüttel ein weiteres Terminal mit einer Importkapazität von 300 Kilotonnen Ammoniak pro Jahr [84]. Ab 2030 soll in Wilhelmshaven ein groß dimensionierter Energiehub von Uniper das Netzwerk erweitern und jährlich bis 2.600 Kilotonnen Ammoniak einführen können [97]. Ergänzend ist im Hamburger Hafen ab 2026 ein von der MB Energy Holding GmbH & Co. KG betriebenes Importterminal mit einer Maximalkapazität von 1.000 Kilotonnen Ammoniak pro Jahr vorgesehen [98]. Abbildung 5.1 gibt basierend auf aktuellen Absichtserklärungen eine geographische Übersicht der geplanten Ammoniak-Importkapazitäten in Deutschland dar, sowie der derzeitigen konventionellen Produktionskapazitäten an den vier deutschen Standorten.

In Antwerpen ist die Errichtung dreier Ammoniak-Importterminals vorgesehen, die eine relevante Bedeutung für die Ammoniak- und Wasserstoffversorgung von Deutschland und insbesondere Nordrhein-Westfalen einnehmen werden [99]. Im deutschen Binnenland wird derzeit eine Machbarkeitsstudie für einen Ammoniakumschlag im Hafen Wesel durchgeführt. Von dort aus soll Ammoniak per Pipeline in den 6 km entfernten Industrie- und Gewerbepark in Hunxe-Bucholtwelen weitergeleitet werden [100]. Auch der Hafen Duisburg beschäftigt sich als größter Europäischer Binnenhafen intensiv mit der Schaffung geeigneter Infrastrukturen für den zukünftigen Handel mit klimaneutralen Energieträgern [101].

¹² Annahme einer voraussichtlichen Nachfrage von 7 mtpa in DE und NL.

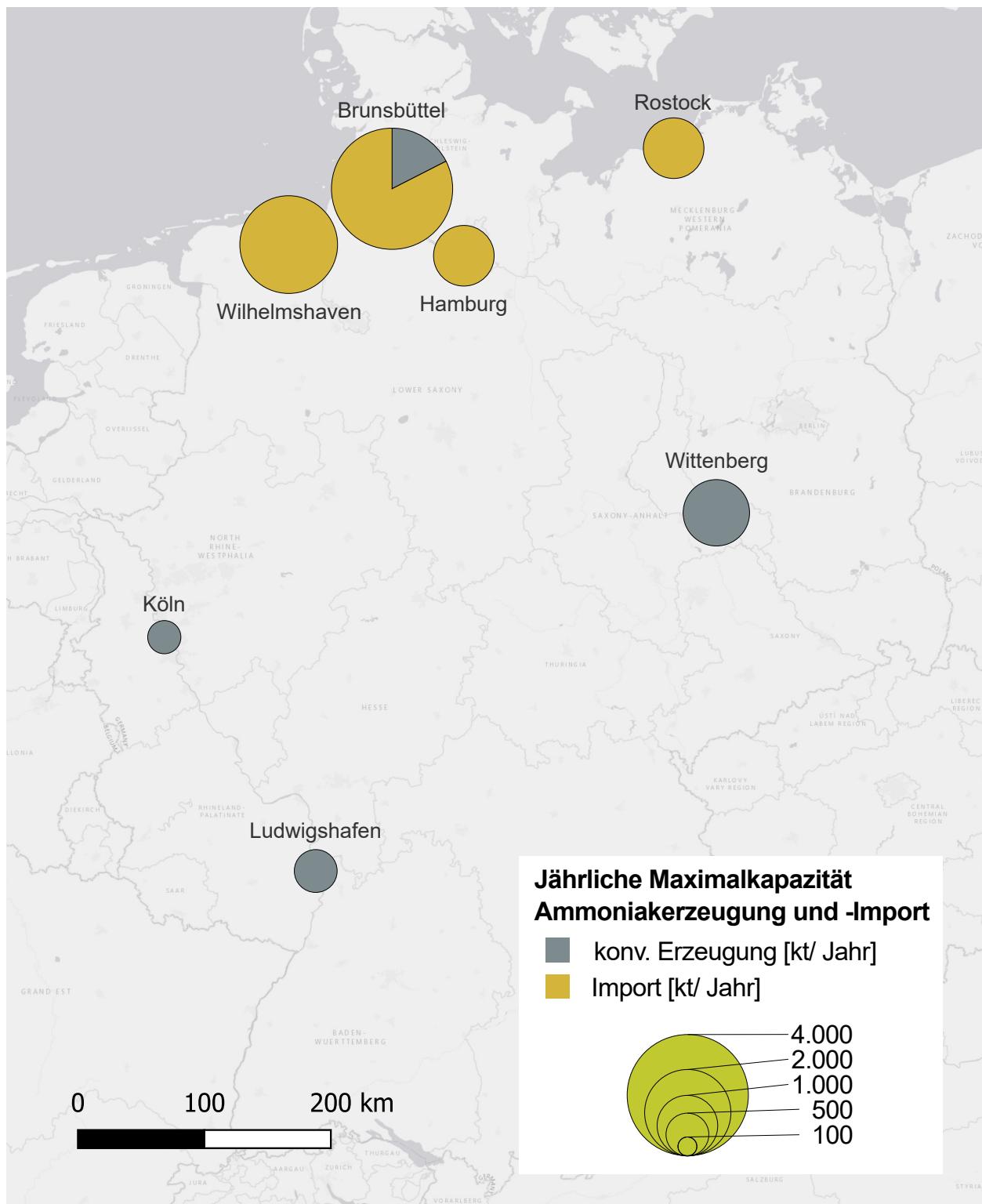


Abbildung 5.1. Standortverteilung potenzieller zukünftiger Ammoniakquellen (Eigene Darstellung). In grau werden die vier derzeitigen Produktionsstandorte dargestellt [97, 98], in gelb die (auf Grund getätigter Absichtserklärungen) zu erwartenden Importkapazitäten inklusive der bereits vorhandenen Importterminals in Rostock und Brunsbüttel [81, 82, 94–96].

6

Zusammenfassung

In Deutschland existiert derzeit ein Leitungsnetz, das die chemische Industrie zuverlässig mit stofflichen und energetischen Rohstoffen, wie beispielsweise Erdöl, Naphtha, Ethylen oder Propylen versorgt. Dieses Netz bildet das Rückgrat für eine stabile, wettbewerbsfähige Produktion und sichert die kontinuierliche Versorgung wichtiger Industriestandorte. Dennoch befindet sich die deutsche und europäische Grundstoffindustrie insbesondere infolge der Energiekrise und dem wachsenden Wettbewerbsdruck in einem tiefgreifenden Umbruch, der bereits zu Schließungen geführt hat und weitere Stilllegungen befürchten lässt.

Angesicht dieser Marktveränderungen fasst die Studie die wichtigsten bestehenden Versorgungsleitungen der Mineralölindustrie in Deutschland in Form von Steckbriefen mit zentralen Kennzahlen und weiteren Informationen zusammen, stellt mögliche klimafreundlichere alternative Rohstoffe für die Grundstoffindustrie vor und geht auf die Tauglichkeit von Wasserstoff, Wasserstoffträgern und Derivaten zum pipelinegebundenen Transport ein. Es wird zudem aufgezeigt, dass teilweise die Möglichkeit besteht, vorhandene Leitungen für den Transport alternativer Rohstoffe umzuwidmen, beispielsweise für biogene oder synthetische Produkte oder auf existierenden Trassenverläufen neue Pipelines zu bauen. Um dies technisch und rechtlich umzusetzen, wären Aktualisierungen in technischen Regelwerken sowie Anpassungen von Genehmigungen und regulatorischen Vorgaben erforderlich, um den sicheren und rechtskonformen Betrieb auch mit neuen Stoffströmen zu gewährleisten.

Im Falle des perspektivisch großvolumigen Transports von gasförmigem Wasserstoff sehen aktuelle Planungen dessen Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz vor, wodurch sich die vorhandene Infrastruktur effizient nutzen ließe.

Für den Transport großer Mengen von Wasserstoffderivaten

wie Ammoniak oder Methanol könnten Pipelineverbindungen zwar attraktiv sein, doch ist die Genehmigung sehr langwierig und die Umwidmung bislang kaum erprobt. In der Regel wären daher Neubauten erforderlich, da bestehende Mineralölleitungen aufgrund hoher Materialanforderungen für diese Substanzen nur eingeschränkt geeignet sind. Solche Neubauten könnten vorzugsweise entlang bereits bestehender Trassen verlaufen und dadurch wichtige Industriezentren miteinander verbinden.

Im Falle von LOHC erscheint die Umwidmung bestehender Pipelines der Mineralölindustrie besser realisierbar. Voraussetzung dafür wäre jedoch entweder das Vorhandensein zweier parallel verlaufender Leitungsstränge oder die Möglichkeit einen bidirektionalen Fluss innerhalb derselben Pipeline einzurichten, um sowohl beladenes als auch entladenes LOHC transportieren zu können.

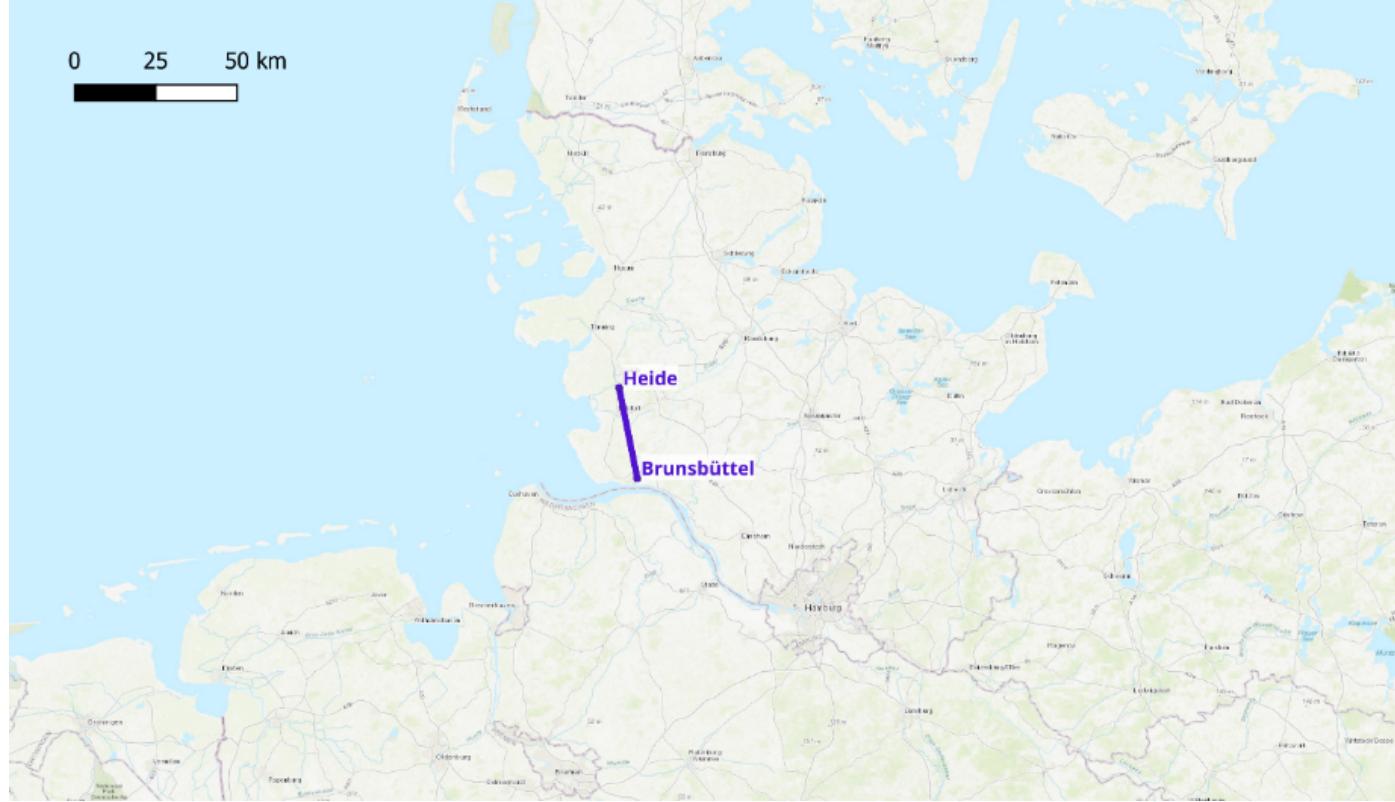
Aufgrund bereits etablierter Infrastrukturen und dem breiten Anwendungspotenzial von Ammoniak als Rohstoff für die chemische Industrie, als Wasserstoffträger oder als Kraftstoff bestehen für das Derivat beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft vergleichsweise geringe Markteintrittsbarrieren. Deutlich wird dies beispielsweise durch die jüngsten Entwicklungen zum Ausbau größerer Importkapazitäten in Brunsbüttel.

7

Steckbriefe

Alle in der Studie vorgestellten Daten, Kennzahlen und Informationen wurden sorgfältig aus öffentlich zugänglichen Quellen recherchiert und zusammengetragen. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Angaben übernehmen die Autor:innen keine Gewähr. Eine zeitaktuelle eigenständige Prüfung durch die Leserinnen und Leser wird ausdrücklich empfohlen.

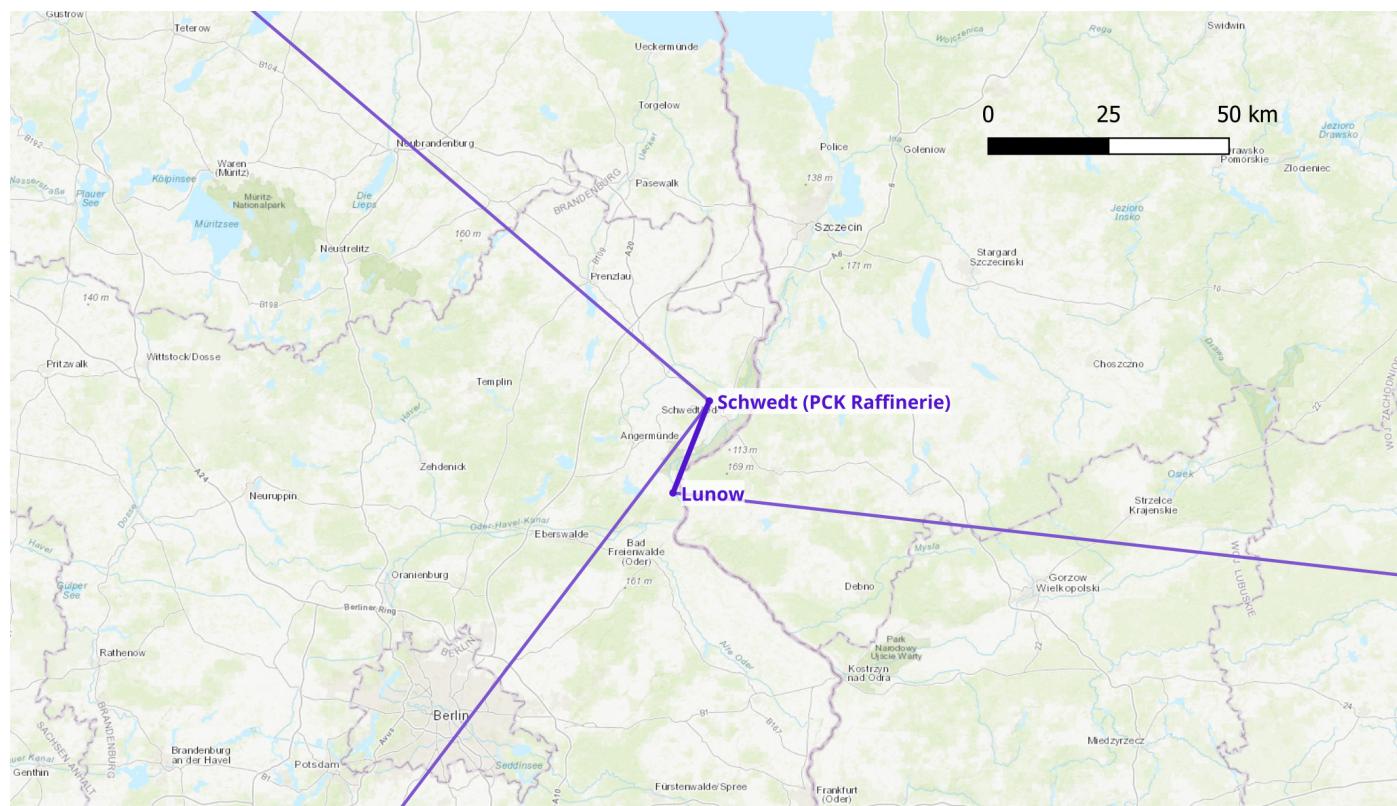
7.1. Steckbriefe der Rohölleitungen

Name:	Brunsbüttel-Heide	Abkürzung:	BHP
Verlauf: Brunsbüttel (D) → Heide (D)			
			
Durchmesser:	450 mm	Länge:	31 km
Betreiber:	Raffinerie Heide GmbH	Kapazität:	8,5 mtpa
Anteilseigner:	k. A.		
Belieferung von:	Raffinerie Heide; Tanklager Brunsbüttel		
Produkte:	Rohöl, Produkte		
Referenzen:	MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021		

Name: Freundschaftspipeline 1 & 2 (Druzhba)

Abkürzung: FRE

Verlauf: Lunow (D) → Schwedt (D)



Durchmesser:	1: 500 mm 2: 800 mm	Länge:	1: 27 km 2: 25 km	Kapazität:	1: 5,1 mtpa 2: 17,4 mtpa
--------------	------------------------	--------	----------------------	------------	-----------------------------

Betreiber: Mineralölverbundleitung GmbH

Anteilseigner: TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH 55%; PCK Raffinerie GmbH 45%

Belieferung von: Raffinerie Schwedt (Streckenabschnitt der Druzhba-Pipeline)

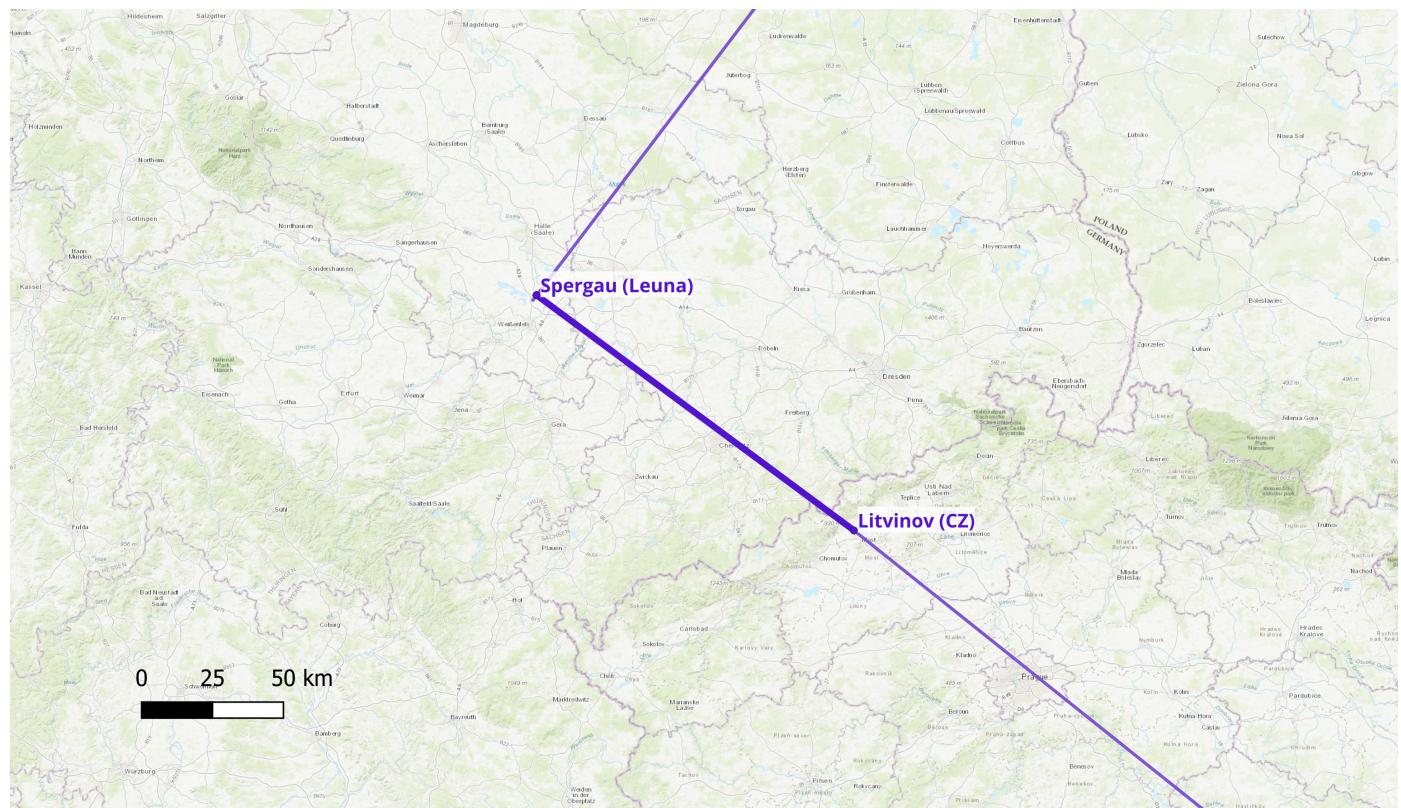
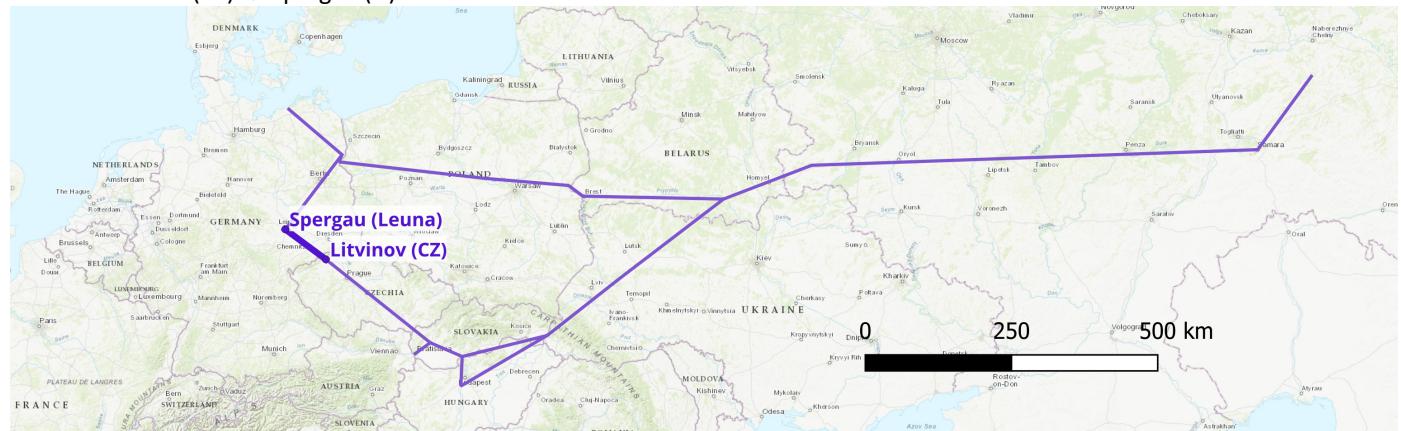
Produkte: Rohöl

Referenzen:www.gem.wiki/Druzhba_Oil_Pipeline#Plock-Schwedt_oil_pipelinewww.mvl-schedt.de/ueber-uns/gesellschafterwww.mvl-schwedt.de/ueber-uns/unternehmen/technische-details

Name: Litvinov-Spergau Öl Pipeline (in Planung)

Abkürzung: LSOP

Verlauf: Litvínov (CZ) → Spergau (D)



Durchmesser: 700 mm

Länge: 160 km

Kapazität: 5-6 mtpa

Betreiber: MERO Germany GmbH

Anteilseigner: Aktiengesellschaft MERO CR, a.s.

Belieferung von: Raffinerie TRM Spergau. Streckenabschnitt ist eine Verlängerung der Druhzba-Pipeline

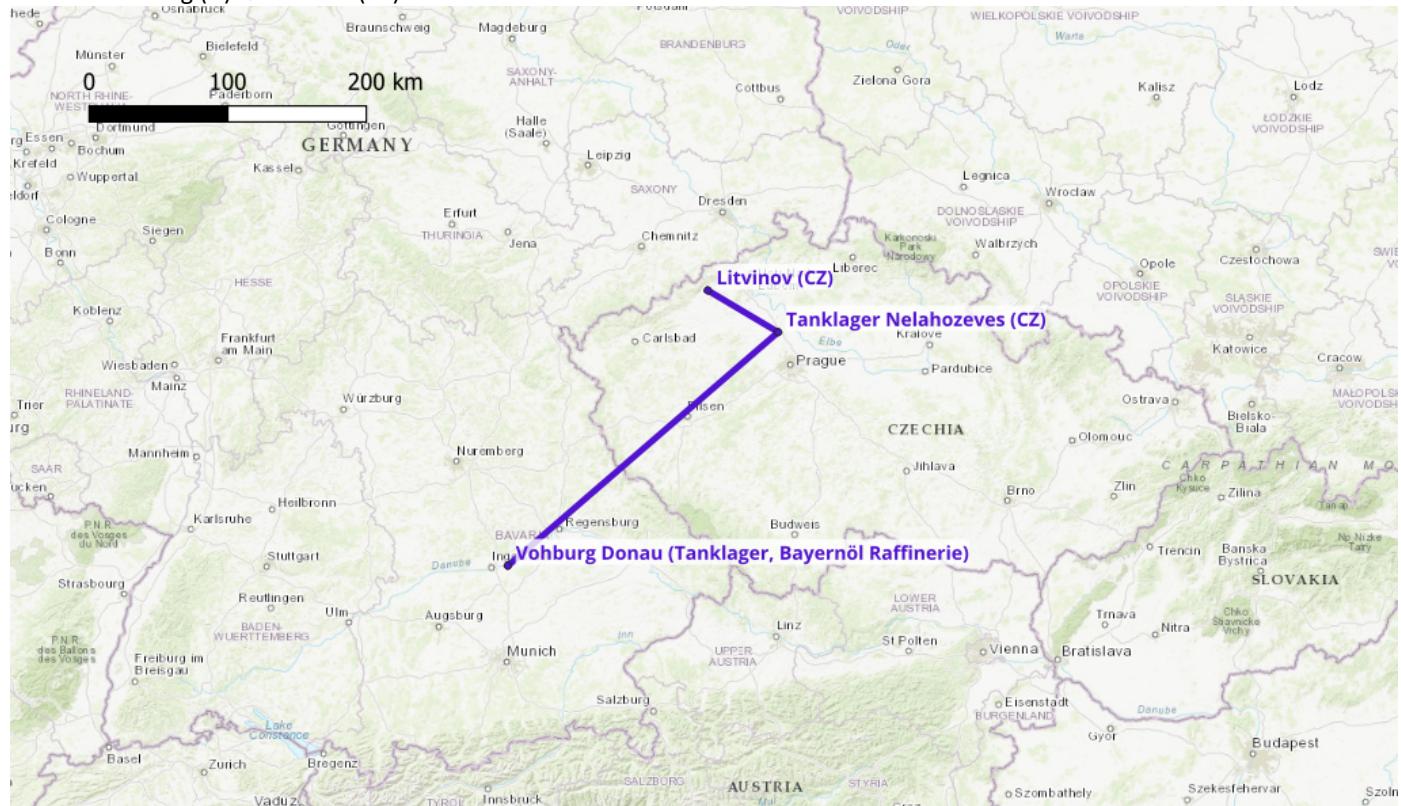
Produkte: Rohöl

Referenzen:

www.mero.cz/en/operation/projects-of-common-interest/

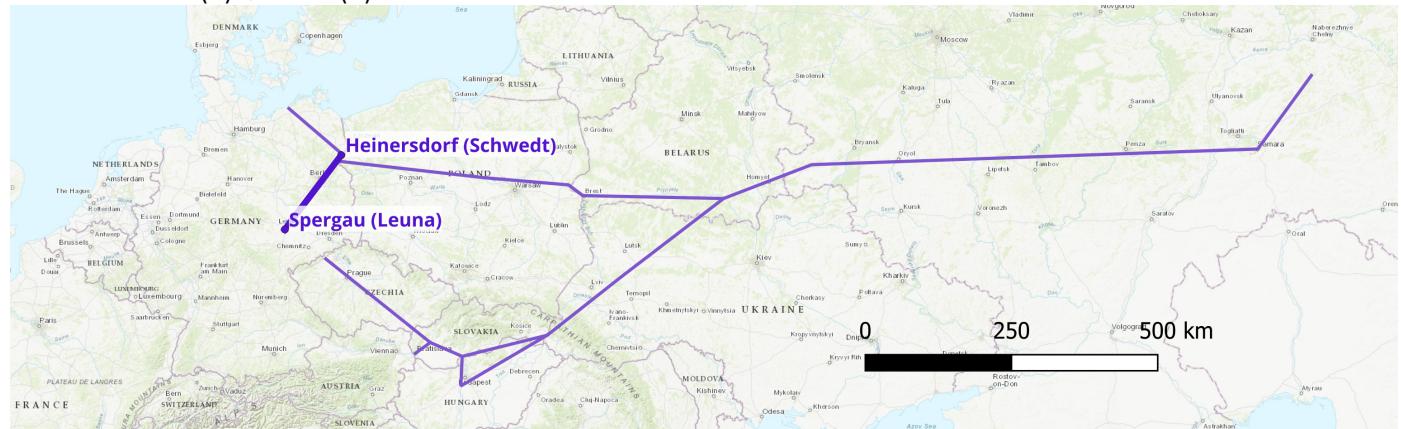
https://energy.ec.europa.eu/document/download/13ba3729-882d-4ef5-b5f2-65ffebcea919_en

Name:

Mitteleuropäische RohölleitungAbkürzung: **MERO****Verlauf:** Vohburg (D) → Litvínov (CZ)**Durchmesser:** 700 mm**Länge:** 344 km (179 km in D)**Kapazität:** 10 mtpa**Betreiber:** Mitteleuropäische Rohölleitung AG**Anteilseigner:** Aktiengesellschaft MERO ČR, a.s.**Belieferung von:** Raffinerie Kralupy und Raffinerie Litvínov**Produkte:** Rohöl**Referenzen:**<https://www.mero-germany.de/unsere-anlagen/fernleitung>

Name:	Mineralölverbundleitung 1 & 2 (Druzhba)	Abkürzung:	MVL
-------	--	------------	------------

Verlauf: Schwedt (D) → Leuna (D)



Durchmesser:	1: 500 mm 2: 700 mm	Länge:	1: 336 km 2: 336 km	Kapazität:	1: 5,1 mtpa 2: 8,4 mtpa
--------------	------------------------	--------	------------------------	------------	----------------------------

Betreiber: Mineralölverbundleitung GmbH

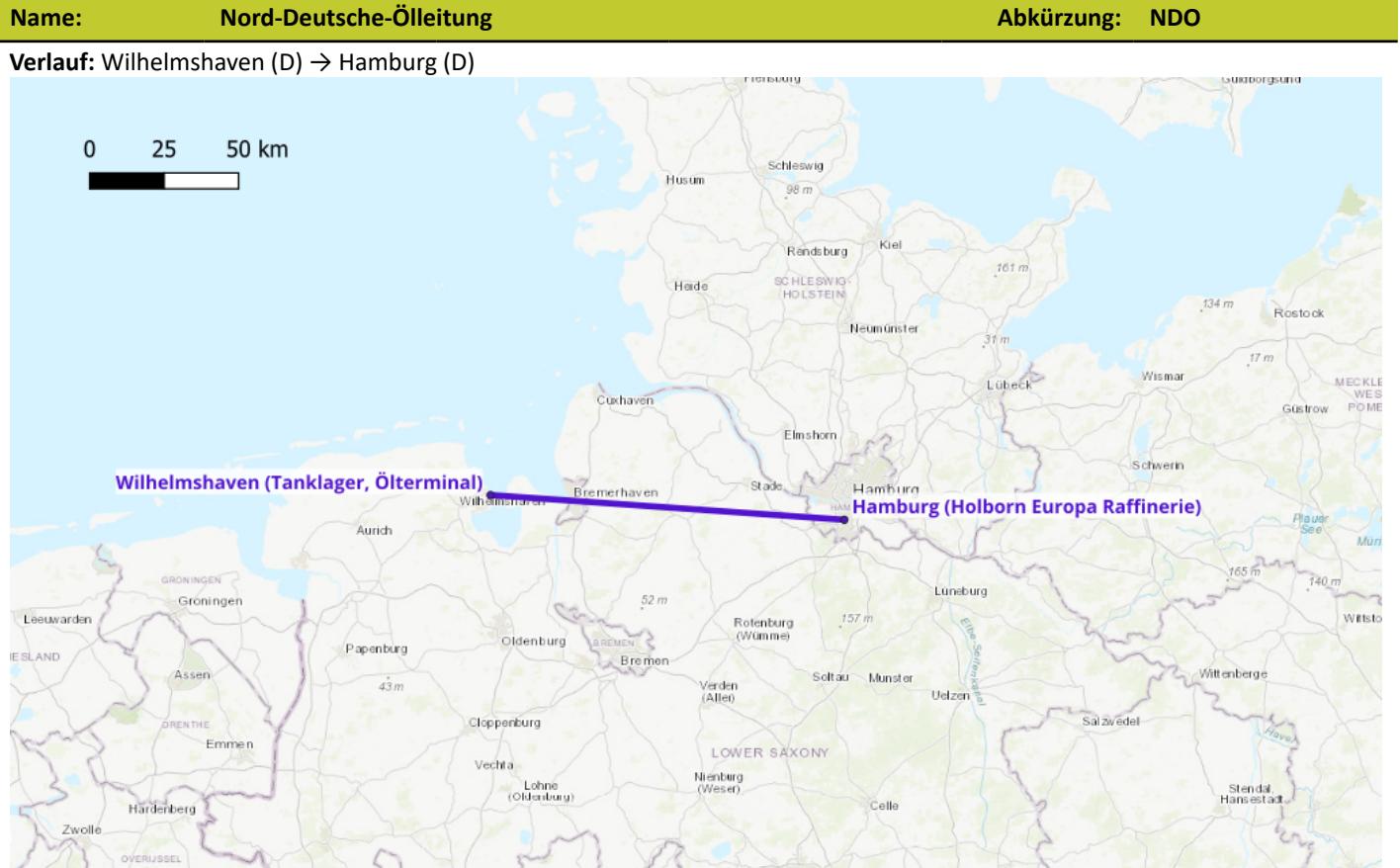
Anteilseigner: TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH 55%; PCK Raffinerie GmbH 45%

Belieferung von: TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Spergau (Streckenabschnitt der Druzhba-Pipeline)

Produkte: Rohöl

Referenzen:

<https://www.mvl-schwendt.de/ueber-uns/unternehmen/technische-details>



Durchmesser:	550 mm	Länge:	142 km	Kapazität:	11,5 mtpa
Betreiber:	Nord-West-Ölleitung GmbH				
Anteilseigner:	Ruhr Öl GmbH 33,7 %; BP Europa SE 25,6 %; Shell Deutschland GmbH 20,4 %; Holborn Europa Raffinerie 20,2 %				
Belieferung von:	Holborn Europa Raffinerie GmbH, Hamburg				
Produkte:	Rohöl				
Referenzen:	https://nwowhv.de/datenundfakten/				

Name:	Nord-West Ölleitung	Abkürzung:	NWO
-------	----------------------------	------------	------------

Verlauf: Wilhelmshaven (D) → Wesseling (Abzweige zu Raffinerien) (D)



Durchmesser:	710 mm	Länge:	391 km (inkl. Abzweige)	Kapazität:	16,3 mtpa
Betreiber:	Nord-West-Ölleitung GmbH				
Anteilseigner:	Ruhr Öl GmbH 33,7 %; BP Europa SE 25,6 %; Shell Deutschland GmbH 20,4 %; Holborn Europa Raffinerie 20,2 %				
Belieferung von:	BP Lingen und BP Gelsenkirchen; Shell Deutschland Oil, Rheinland Raffinerie				
Produkte:	Rohöl				

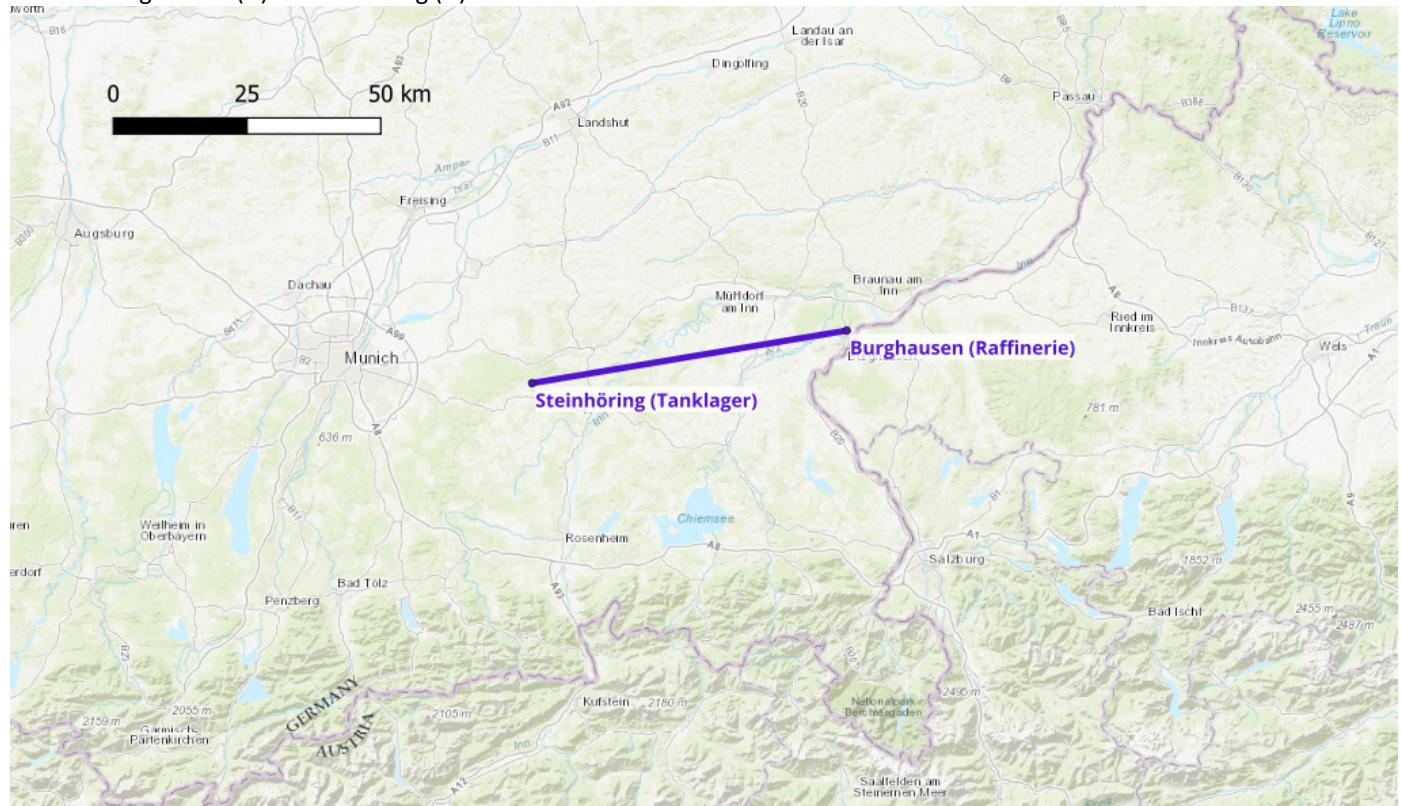
Referenzen:

<https://nwowhv.de/datenundfakten/>

Name: OMV Pipeline

Abkürzung: OMV

Verlauf: Burghausen (D) → Steinhöring (D)



Durchmesser: 324 mm

Länge: 61 km

Kapazität: 3,8 mtpa

Betreiber: OMV Deutschland GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Raffinerie Burghausen ausgehend vom Tanklager Steinhöring

Produkte: Rohöl

Referenzen:

<https://www.omv.de/de-de/ueber-omv/omv-in-deutschland/pipeline>

Name: Rostock-Schwedt Pipeline (Druzhba)

Abkürzung: PCK

Verlauf: Rostock (D) → Schwedt (D)



Durchmesser: 400 mm

Länge: 203 km

Kapazität: 6,8 mtpa

Betreiber: PCK Raffinerie GmbH

Anteilseigner: Rosneft Deutschland GmbH (54,17 %), Shell Germany GmbH (37,5 %), Eni S.p.A (8,33 %)

Belieferung von: PCK Raffinerie (Streckenabschnitt der Druzhba-Pipeline)

Produkte: Rohöl

Referenzen:

MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021

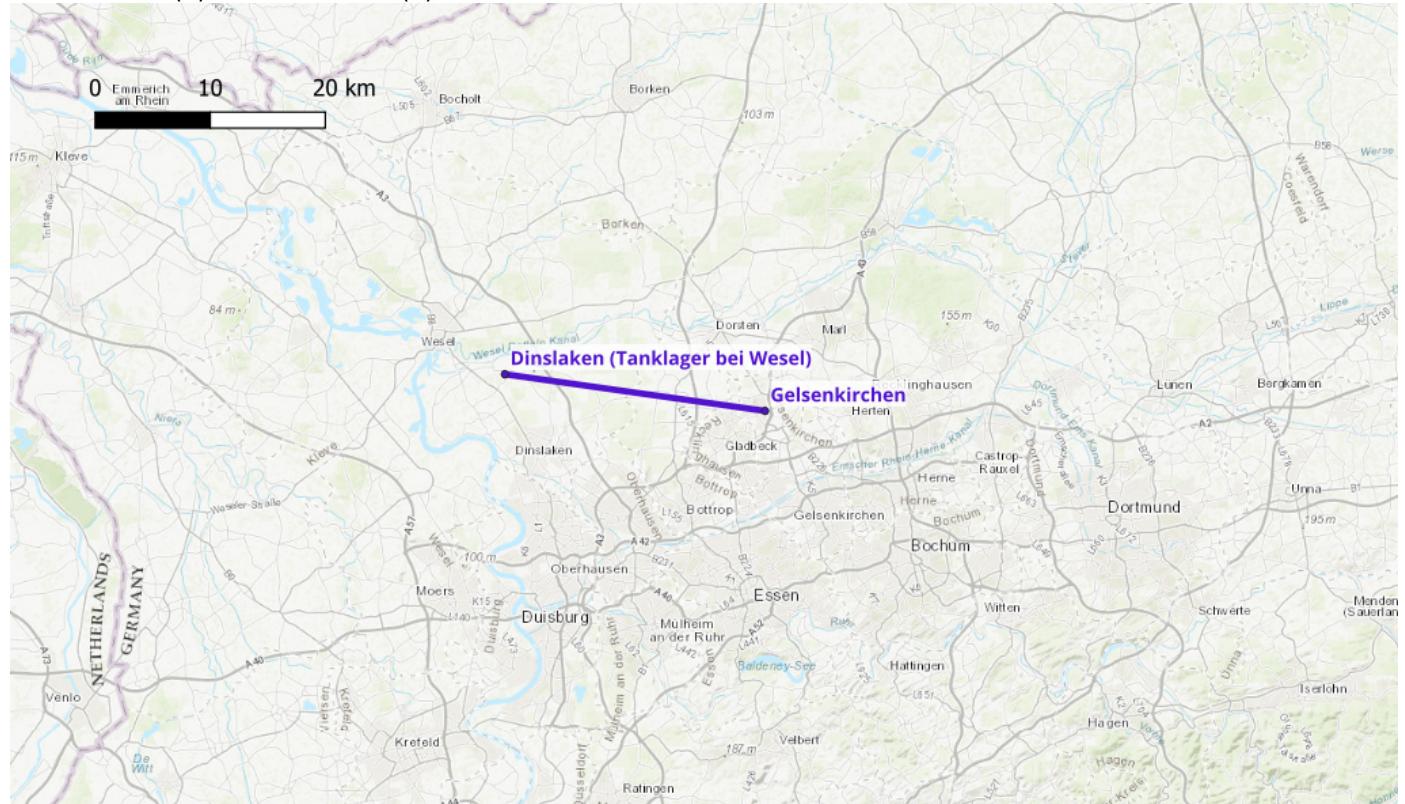
www.gem.wiki/Druzhba_Oil_Pipeline#Plock-Schwedt_oil_pipeline

www.mvl-schwedt.de/ueber-uns/unternehmen/technische-details

Name: Ruhr Oel Pipeline

Abkürzung: ROP

Verlauf: Wesel (D) → Gelsenkirchen (D)



Durchmesser: 384 mm

Länge: 43 km

Kapazität: 8,5 mtpa

Betreiber: Ruhr Oel GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: BP Raffinerie Gelsenkirchen

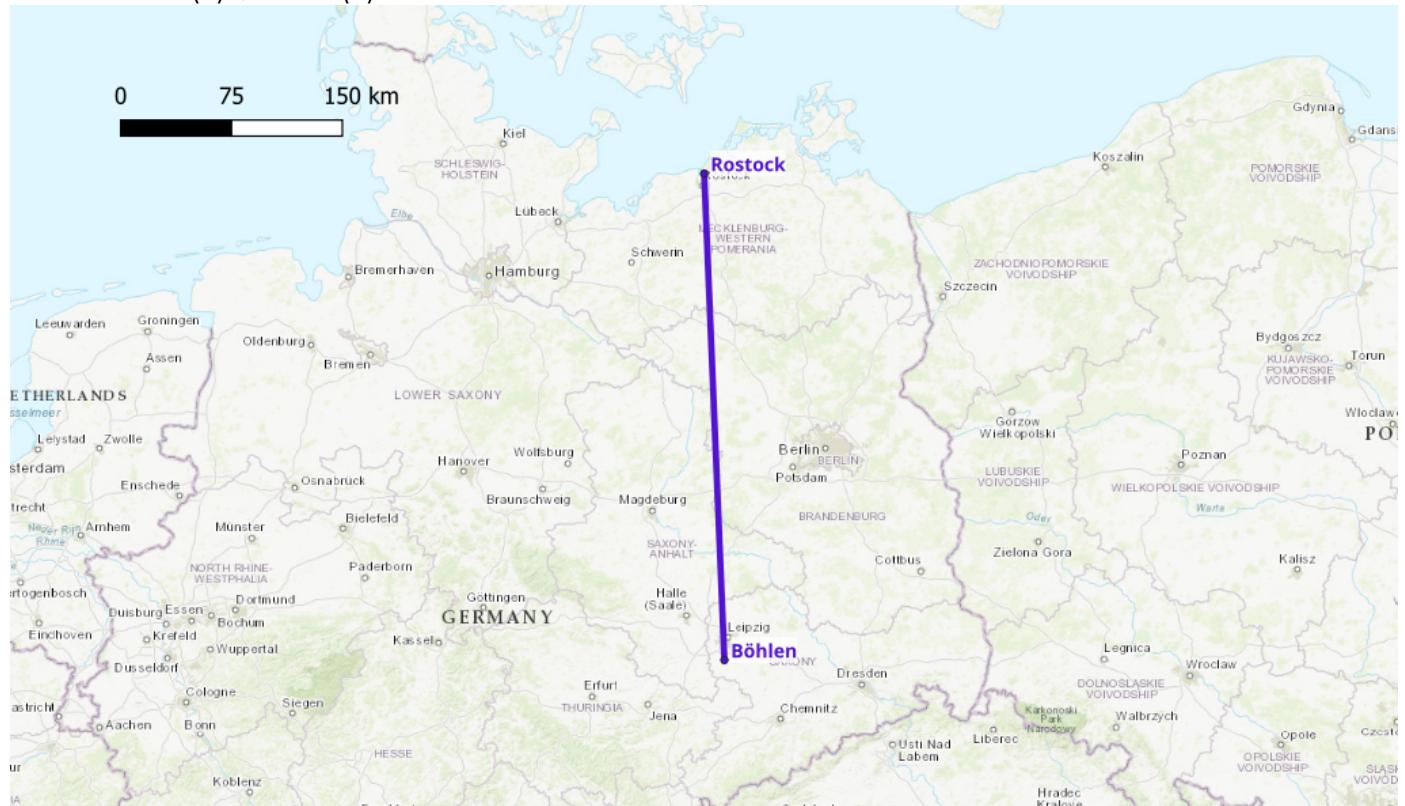
Produkte: Rohöl

Referenzen:

MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021

Name:	Rohstoffpipeline Rostock-Böhlen	Abkürzung:	RRB
-------	--	------------	------------

Verlauf: Rostock (D) → Böhlen (D)



Durchmesser: 406 mm

Länge: 437 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: DOW Olefinverbund GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland (TRM)

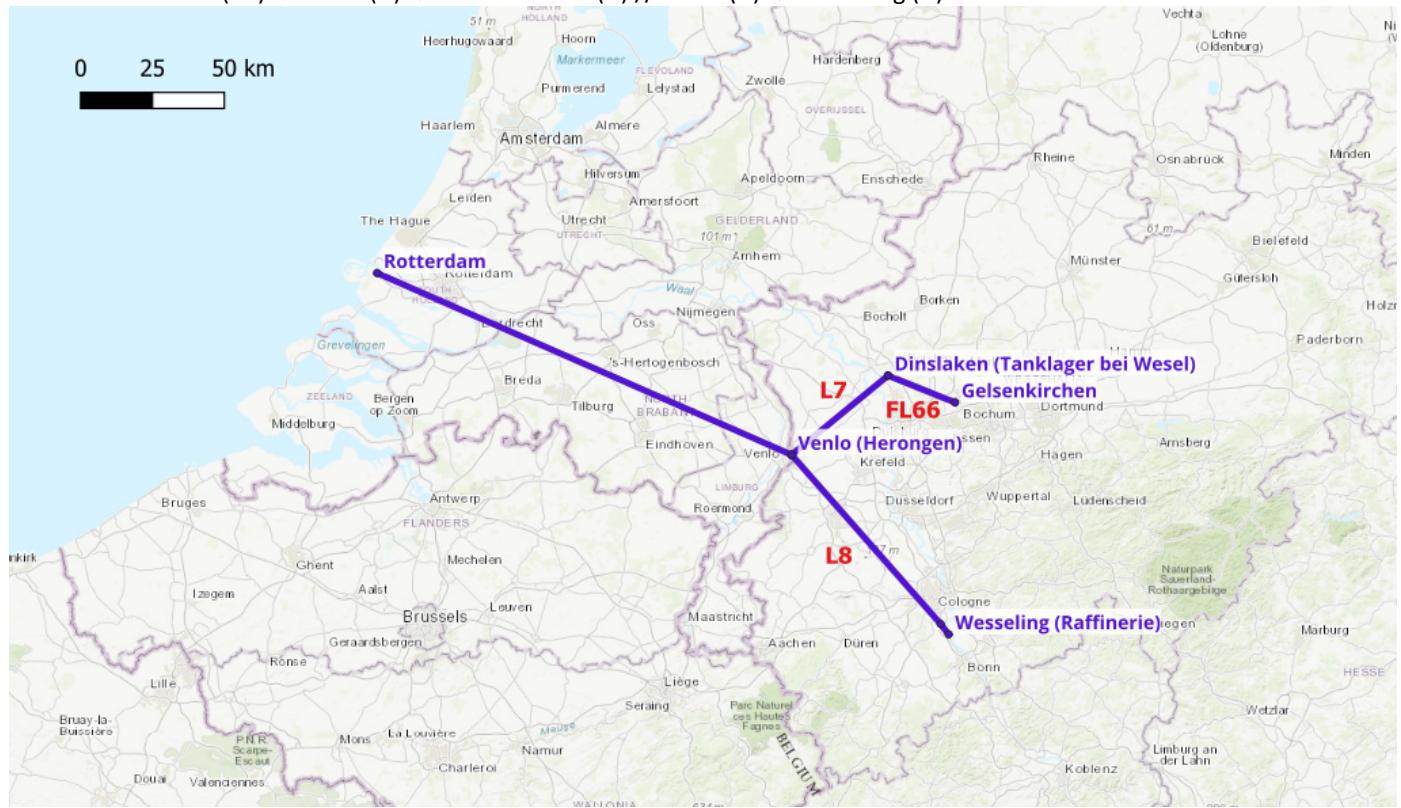
Produkte: Rohöl, Naphtha, Kraftstoffe

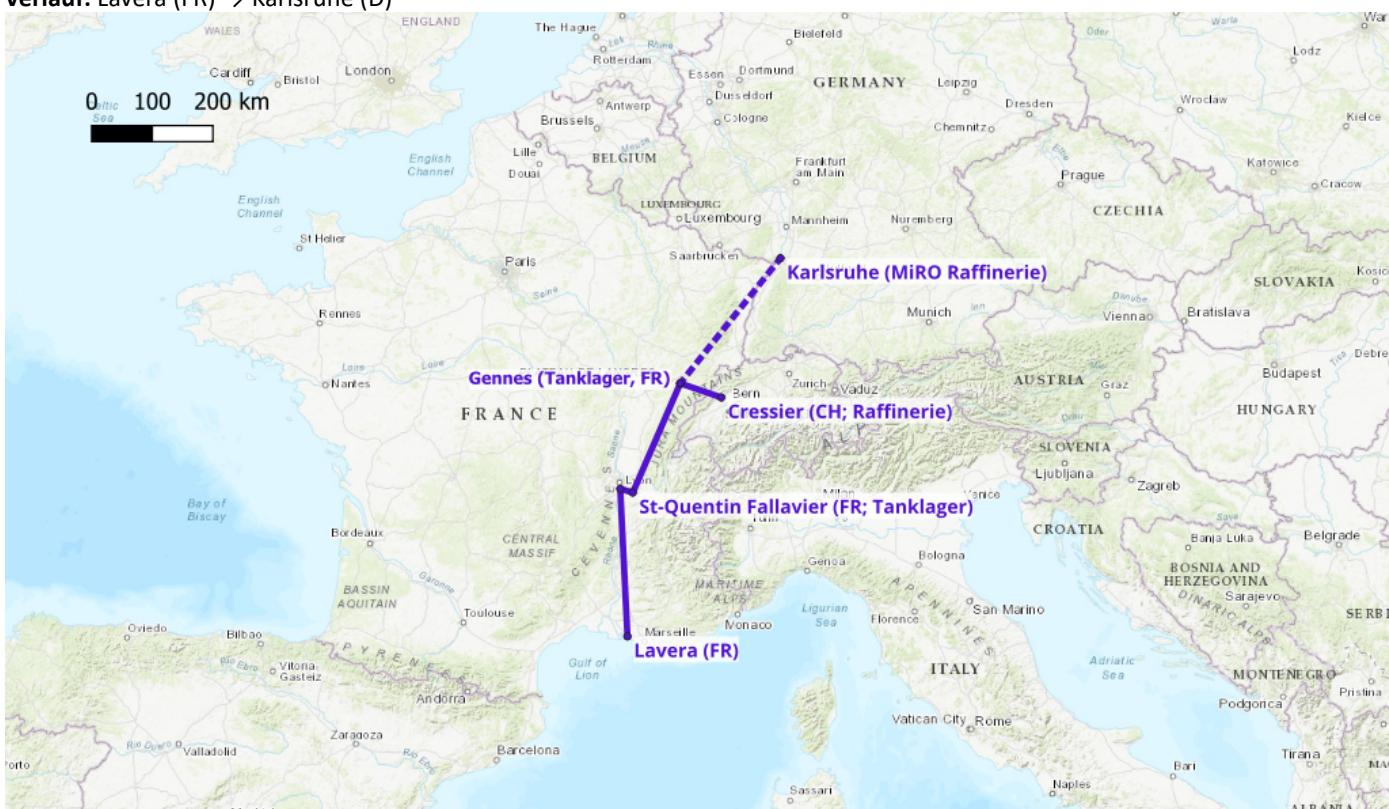
Referenzen:

https://www.proasset.net/referenzen.html?utm_source

<https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuid=0ec0fbf8-779b-4c01-b14a-9b06dfe8e459>

<https://www.offshore-technology.com/marketdata/rostock-bohlen-product-pipeline-germany/>

Name:	Rotterdam-Ruhr-Pipeline	Abkürzung:	RRP
Verlauf: Rotterdam (NL) → Venlo (D) → Gelsenkirchen (D) // Venlo (D) → Wesseling (D)			
 <p>0 25 50 km</p>			
Durchmesser:	L7: 610 mm FL66: 400 mm L8: 610 mm	Länge:	L7: 44 km FL66: 44 km L8: 103km
Kapazität:	L7: 6,3 mtpa FL66: 6,3 mtpa L8: 14 mtpa		
Betreiber:	N.V. Rotterdam-Rijn, Pijpleiding Maatchappij		
Anteilseigner:	k. A.		
Belieferung von:	Ruhr Oel GmbH, Gelsenkirchen; Tanklager Dinslaken; Rheinland Raffinerie Werk Godorf und Rheinland Raffinerie Werk Wesseling		
Produkte:	Rohöl, Mineralölprodukte		
Referenzen:	https://rrp.nl/wp-content/uploads/2024/02/MAP_DE.png MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021		

Name:	Südeuropäische Pipeline	Abkürzung:	SEPL
Verlauf: Lavera (FR) → Karlsruhe (D)			
			
Der Streckenanteil von Gennes (FR) nach Karlsruhe (D) wurde stillgelegt und ist mit N ₂ inertiert.			
Durchmesser:	860 mm	Länge:	769 km (ca. 50 km in D)
Betreiber:	Southern European Pipeline Company (SPSE) and Varo Energy (für Gennes-Cressier)	Kapazität:	23 mtpa
Anteilseigner:	35,14 % TOTAL; 22 % ExxonMobil; 15,74 % SPITP; 13,02 % Shell; 12,1 % BP; 2 % Phillips 66		
Belieferung von:	Raffinerie Feyzin, Frankreich & Raffinerie Cressier, Schweiz sowie ehemals: Petroplus-Raffinerie Reichstett, Elsass, Frankreich; Mobil Oil Raffinerie Wörth, Deutschland; Erdölraffinerie Mannheim, Deutschland; Mineralölraffinerie Oberrhein, Karlsruhe, Deutschland		
Produkte:	Rohöl		
Referenzen:	https://www.spse.fr/fr/presentation-reseau-direction-actionnaires.php#presentation https://fr.wikipedia.org/wiki/Ol%C3%A9oduc_sud-europ%C3%A9en		

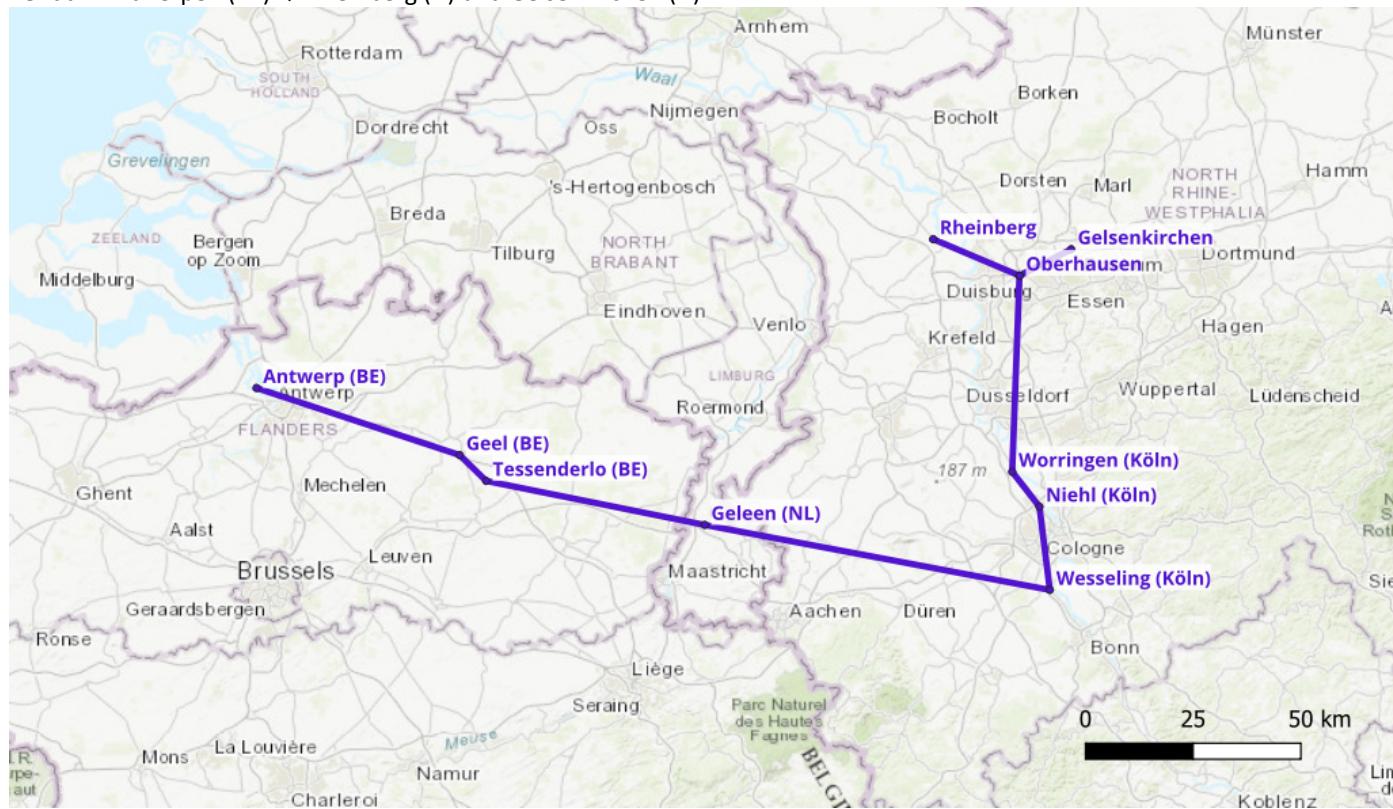
Name:**Transalpine Pipeline****Abkürzung:** TAL**Verlauf:** Trieste (IT) → Ingolstadt (D) → Karlsruhe (D) // Ingolstadt (D) → Neustadt (D)

Durchmesser:	TAL: 1.000 mm TAL-OR: 660 mm TAL-NE: 660 mm	Länge:	TAL: 769 km (159 in D) TAL-OR: 266 km TAL-NE: 22 km	Kapazität:	TAL: 45 mtpa TAL-OR: 21 mtpa TAL-NE: 21 mtpa
---------------------	---	---------------	---	-------------------	--

Betreiber: Deutsche Transalpine Ölleitung GmbH**Anteilseigner:** 32,26 % OMV Deutschland; 19,00 % Shell Deutschland; 11,00 % Rosneft Deutschland; 10,00 % C-Blue B.V.; 10,00 % Eni Deutschland (Agip); 7,74 % ExxonMobil Central Europe; 5,00 % Mero; 3,00 % JET Tankstellen Deutschland; 2,00 % TotalEnergies Marketing Deutschland**Belieferung von:** OMV Burghausen, Gunvor Ingolstadt, Bayernoil Raffinerie Vohburg; MiRO Raffinerie; Bayernoil Raffinerie Neustadt**Produkte:** Rohöl**Referenzen:**<https://www.tal-oil.com/de/transalpinen-oelleitung/verlauf>https://de.wikipedia.org/wiki/Transalpine_Olleitung

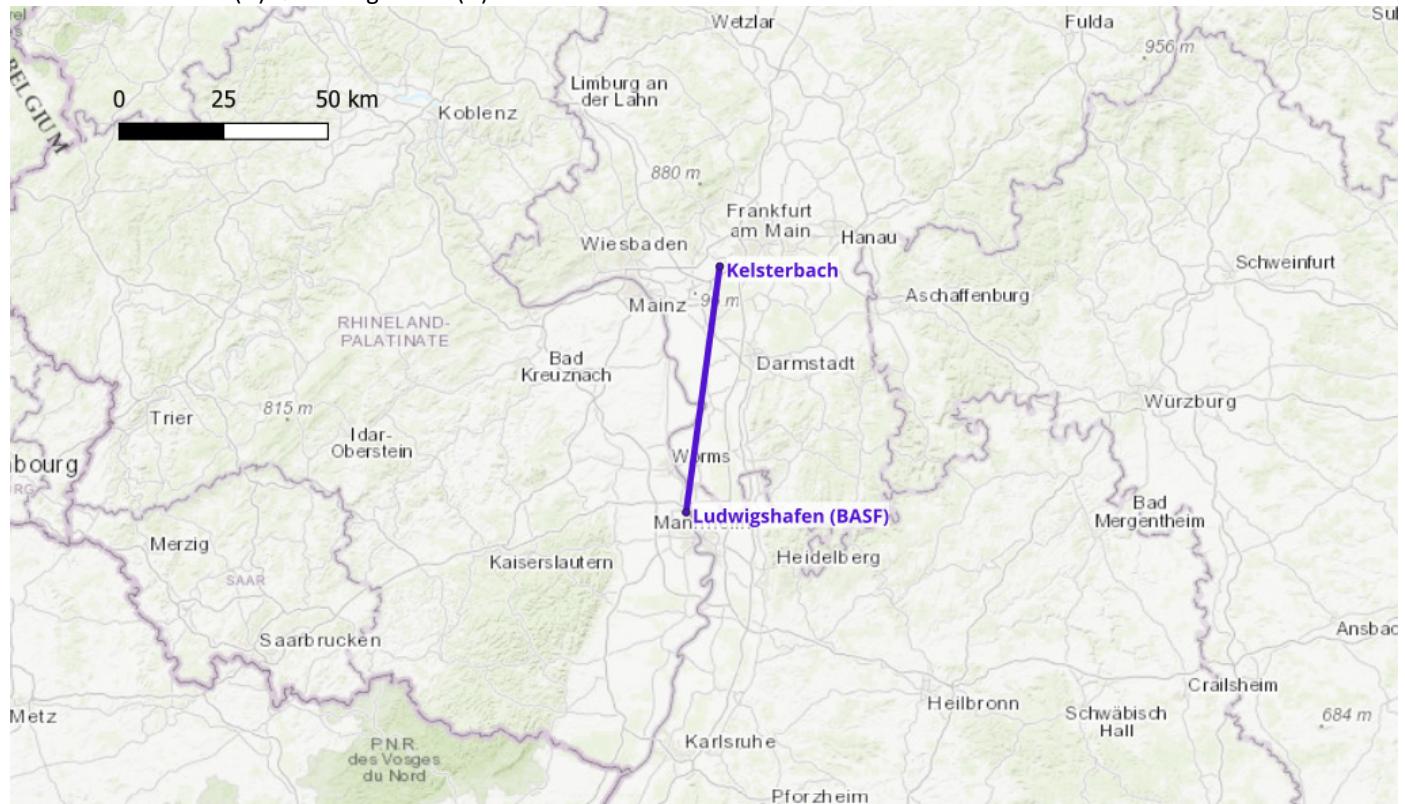
MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021

7.2. Steckbriefe der Produktenleitungen

Name:	ARG Ethylenleitung	Abkürzung:	ARG
Verlauf: Antwerpen (BE) → Rheinberg (D) und Gelsenkirchen (D)			
 <p>The map shows the route of the ARG Ethylene Pipeline across Belgium and Germany. It starts at Antwerp (BE) in the south, crosses the border into Geleen (NL), then follows a path through Tessenderlo (BE) and Geleen (NL) before entering Germany. In Germany, it continues through Wesseling (Köln), Niehl (Köln), Worringen (Köln), Oberhausen im, and finally reaches Rheinberg (D). Other major cities shown include Brussels, Ghent, Mechelen, Leuven, Aalst, Roeselare, Mons, La Louvière, Charleroi, Namur, Seraing, Liège, Maastricht, Roermond, Eindhoven, Venlo, Dordrecht, Rotterdam, Arnhem, Nijmegen, Oss, Breda, Tilburg, 's-Hertogenbosch, Düsseldorf, Krefeld, Duisburg, Essen, Bocholt, Dorsten, Marl, Hamm, and Dortmund.</p>			
Durchmesser:	254 mm	Länge:	495 km (Gesamtlänge)
Betreiber:	Äthylen-Rohrleitungsgesellschaft ARG mbH & Co. KG (in D)	Kapazität:	k. A.
Anteilseigner:	20 % BASF SE; 20 % INEOS Manufacturing Deutschland GmbH; 20 % SABIC Petrochemicals B. V.; 20 % SASOL Solvents Germany GmbH; 20 % Westgas GmbH		
Belieferung von:	Celanese Emulsions B.V. (Geleen), SABIC Petrochemicals B.V. (Geleen), BRASKEM Europe GmbH (Wesseling), Basell Polyolefine GmbH (Wesseling), Deutsche Infineum GmbH (Köln), INEOS Manufacturing Deutschland GmbH (Köln), OQ Chemicals GmbH (Oberhausen), INOVYN Deutschland GmbH (Rheinberg), BP (ROG) Sabic Germany (Gelsenkirchen), Chemiepark Marl (Marl), INEOS Solvents Germany GmbH (Herne)		
Produkte:	Ethylen		
Referenzen:	https://argkg.com/		

Name:	BASF Ethylenleitung	Abkürzung:	BASF-E
-------	----------------------------	------------	---------------

Verlauf: Kelsterbach (D) → Ludwigshafen (D)



Durchmesser:	k. A.	Länge:	ca. 80 km	Kapazität:	k. A.
--------------	-------	--------	-----------	------------	-------

Betreiber: BASF SE

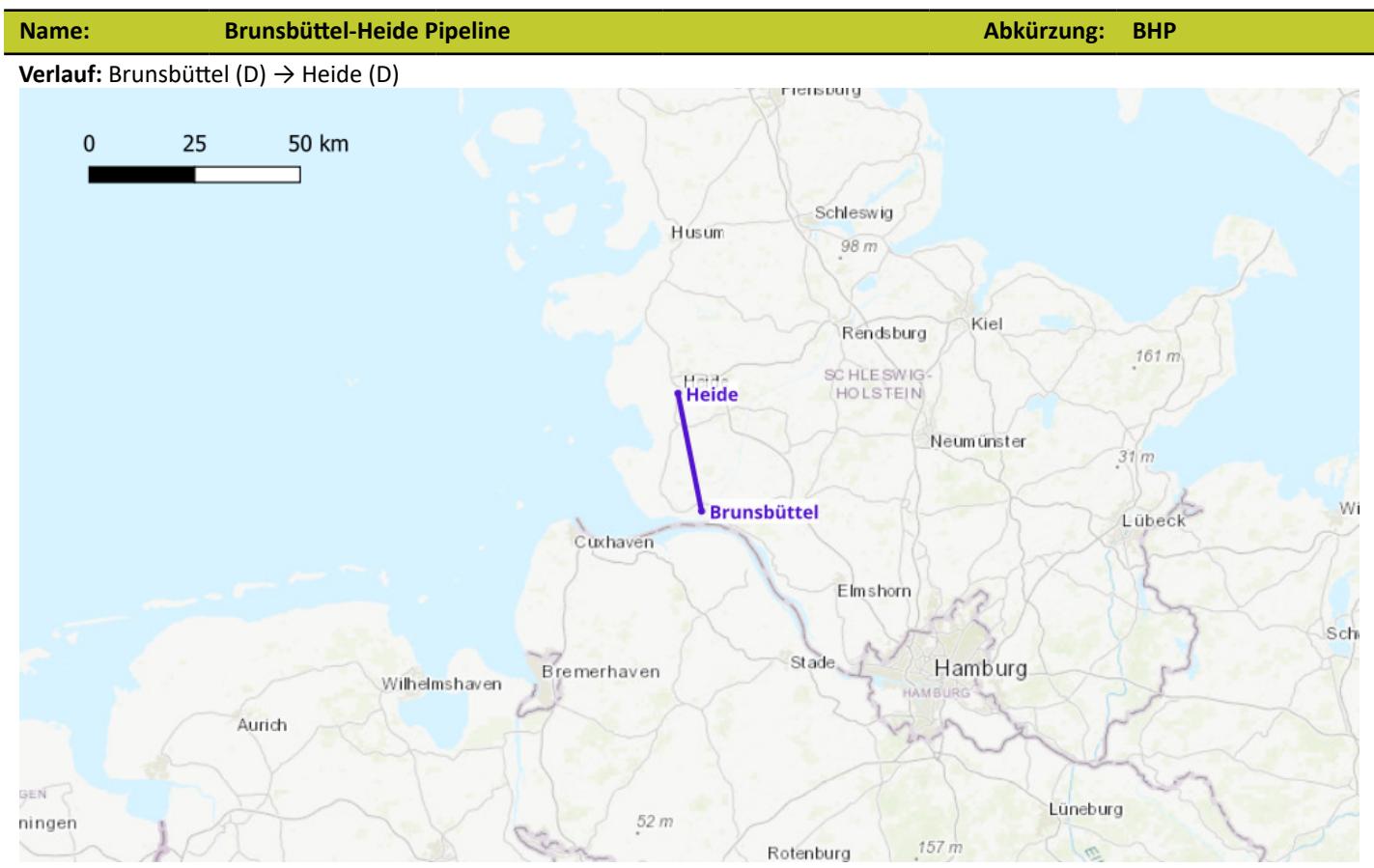
Anteilseigner: BASF SE (Ludwigshafen); Basell Polyolefine GmbH (Wesseling); Borealis Polymere GmbH (Burghausen); Clariant Produkte (Deutschland) GmbH (Gendorf); OMV Deutschland GmbH, Burghausen; Westlake Vinnolit; WACKER Chemie AG (München)

Belieferung von: BASF SE und Industriepark Höchst

Produkte: Ethylen

Referenzen:

<https://www.infraserv.com/>



Durchmesser:	9x 450 mm	Länge:	9x 31 km	Kapazität:	8,5 mtpa
Betreiber:	Raffinerie Heide GmbH				
Anteilseigner:	k. A.				
Belieferung von:	Raffinerie Heide und Tanklager Brunsbüttel durch 3 Stränge mit jeweils 3 Pipelines.				
Produkte:	Mineralöl und Mineralölprodukte				

Referenzen:

[https://www.enerpedia.info/de/energiewissen-kompakt/enermaps/transportanlagen/erdoelpipelines/d
e-erdoelnetze](https://www.enerpedia.info/de/energiewissen-kompakt/enermaps/transportanlagen/erdoelpipelines/de-erdoelnetze)

[https://www.mvl-schwerdt.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/Formulare/MWV_Pipeline_Broschuer
e_DigitaleVeroeffentlichung.pdf](https://www.mvl-schwerdt.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/Formulare/MWV_Pipeline_Broschuer
e_DigitaleVeroeffentlichung.pdf)

https://de.wikipedia.org/wiki/Raffinerie_Heide

Name: Central European Pipeline System

Abkürzung: CEPS

Verlauf: Verzweigtes Netz über D, FR, BE, NL, LU

Durchmesser¹³: 450 mm, 660 mm, 810 mm

Länge: 5.279 km (1.750 in D)

Kapazität: 13 mtpa

Betreiber: Fernleitung-Betriebsgesellschaft (FBG)

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: 20 Militärflugplätze und 6 großen zivilen Flughäfen: Brüssel, Lüttich, Frankfurt, Luxemburg, Schiphol und Zürich (per Straßentransport); Anschluss an NATO-Tanklager und nationale Tanklager: 36 Depots mit einer Gesamtkapazität von 3 Mio. m³; zivile Abnehmer.

Produkte: Kerosin

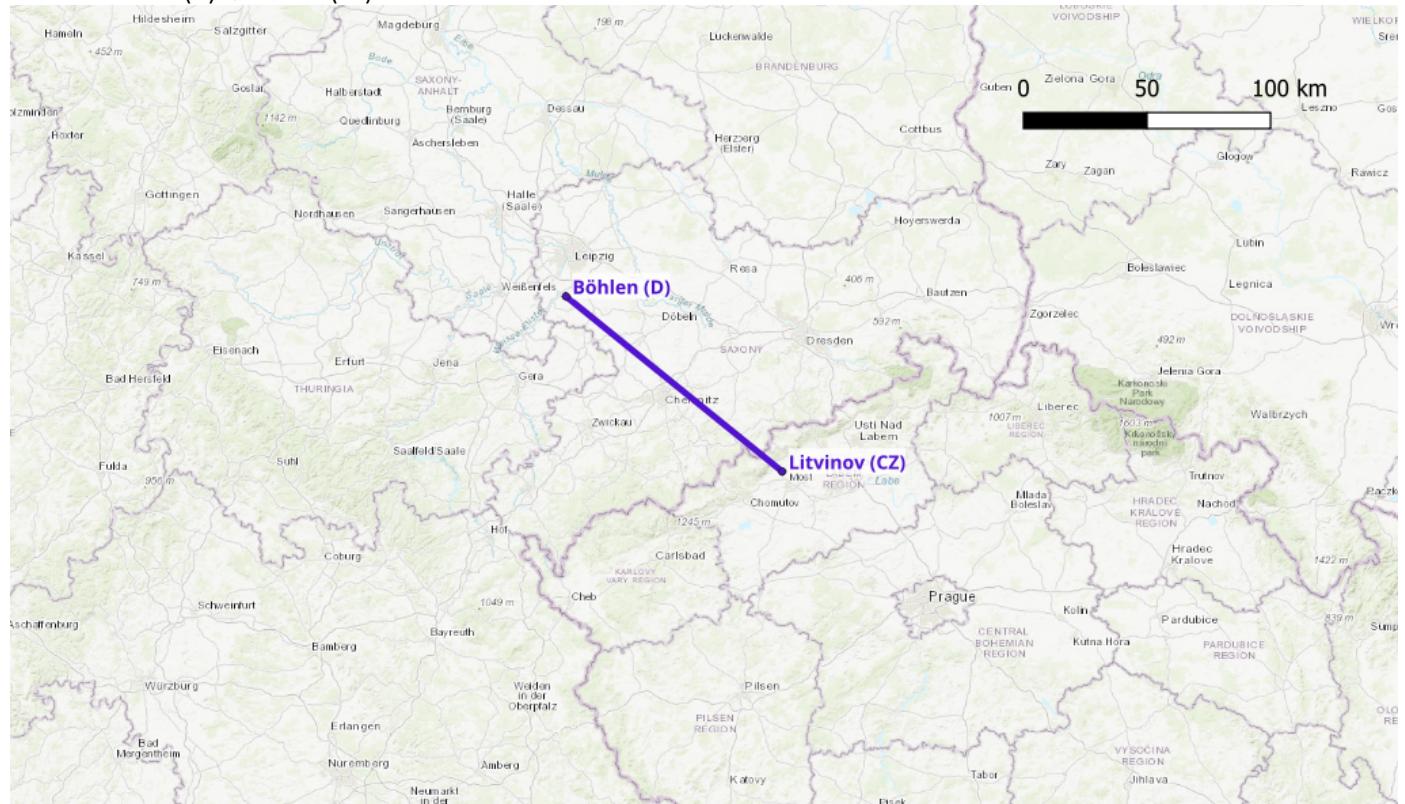
Referenzen:

<https://www.nspa.nato.int/about/ceps><https://www.unserebroschuer.de/FBGmbH/WebView>¹³ Die Durchmesser werden auf den Streckenabschnitten des gesamten CEPS genutzt und sind nicht weiter zugeordnet.

Name:

Ethylenpipeline Böhlen-LitinovAbkürzung: **EBL**

Verlauf: Böhlen (D) → Litinov (CZ)



Durchmesser: k. A.

Länge: 193 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: DOW Olefinverbund GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: k. A.

Produkte: Ethylen

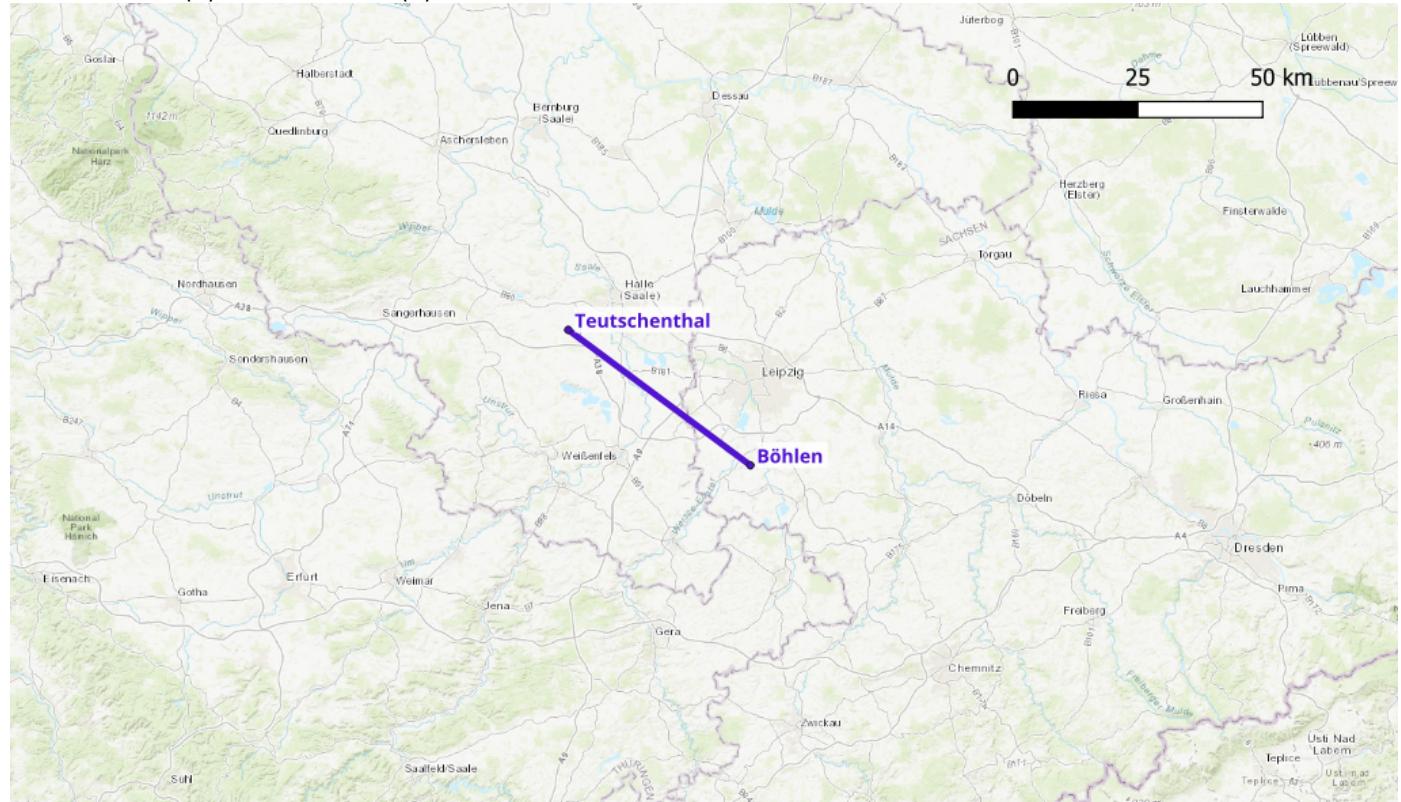
Referenzen:

<https://www.proasset.net/referenzen.html>

Name: Ethylenpipeline Böhlen-Teutschenthal

Abkürzung: EBT

Verlauf: Böhlen (D) → Teutschenthal (D)



Durchmesser: k. A.

Länge: 73 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: DOW Olefinverbund GmbH

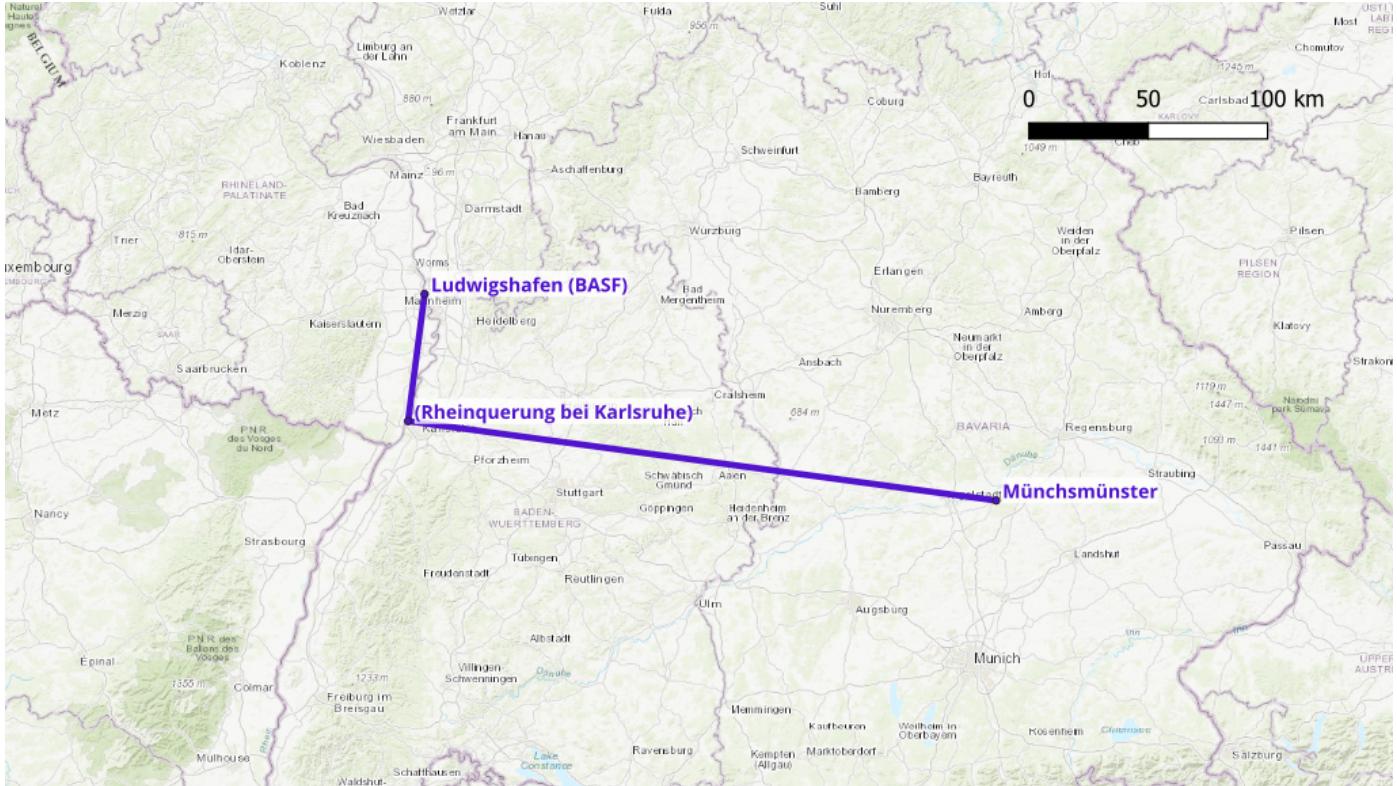
Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: k. A.

Produkte: Ethylen

Referenzen:

<https://www.proasset.net/referenzen.html>

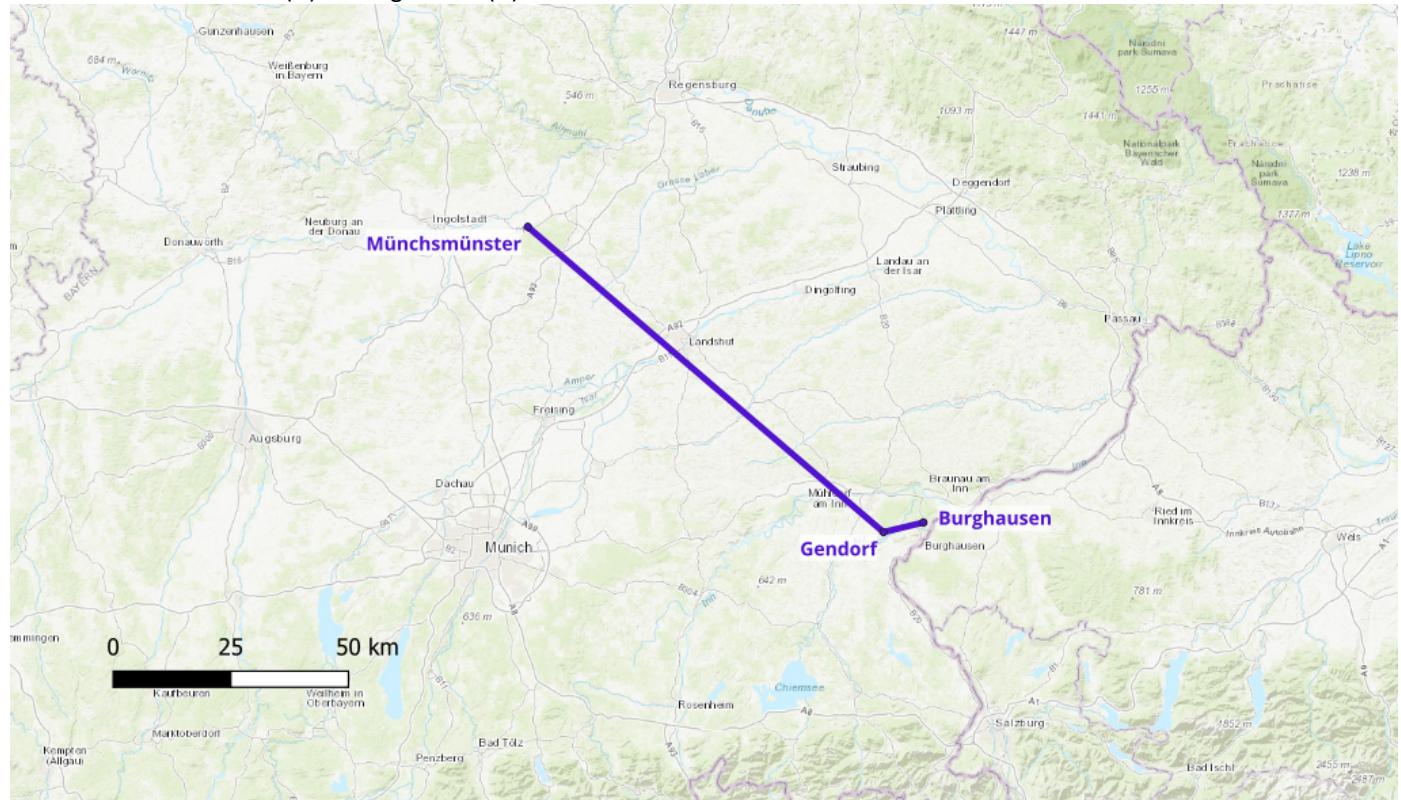
Name:	Ethylenpipeline Süd	Abkürzung:	EPS
Verlauf: Ludwigshafen (D) → Münchsmünster (D)			
			
Durchmesser:	250 mm	Länge:	357 km
Kapazität:	0,4 mtpa		
Betreiber:	Evonik Industries AG		
Anteilseigner:	BASF SE (Ludwigshafen); Basell Polyolefine GmbH (Wesseling); Borealis Polymere GmbH (Burghausen); Clariant Produkte (Deutschland) GmbH (Gendorf); OMV Deutschland GmbH, Burghausen; Westlake Vinnolit; WACKER Chemie AG (München)		
Belieferung von:	BASF Ludwigshafen; OMV Raffinerie; Hauptabnehmer sind die Ethylenoxid-Betriebe der Clariant bei Gendorf, der EDC-Betrieb der Vinnolit, Borealis und Wacker Chemie – alle im Bayerischen Chemiedreieck gelegen so wie der Polyethylenhersteller LyondellBasell in Münchsmünster.		
Produkte:	Ethylen		
Referenzen:	https://de.wikipedia.org/wiki/Ethylen-Pipeline_S%C3%BCd https://www.eps-pipeline.de/wp-content/uploads/2021/04/20130719-EPS_Imagebroschuere_final_d.pdf https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:143:0016:0026:DE:PDF		

Name:

Ethylen-Pipeline Münchsmünster-Gendorf

Abkürzung: ISG

Verlauf: Münchsmünster (D) → Burghausen (D)



Durchmesser: 260 mm

Länge: 113 km

Kapazität: 0,38 mtpa

Betreiber: Infraserv GmbH & Co. Gendorf KG

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Chemiepark Gendorf

Produkte: Ethylen

Referenzen:

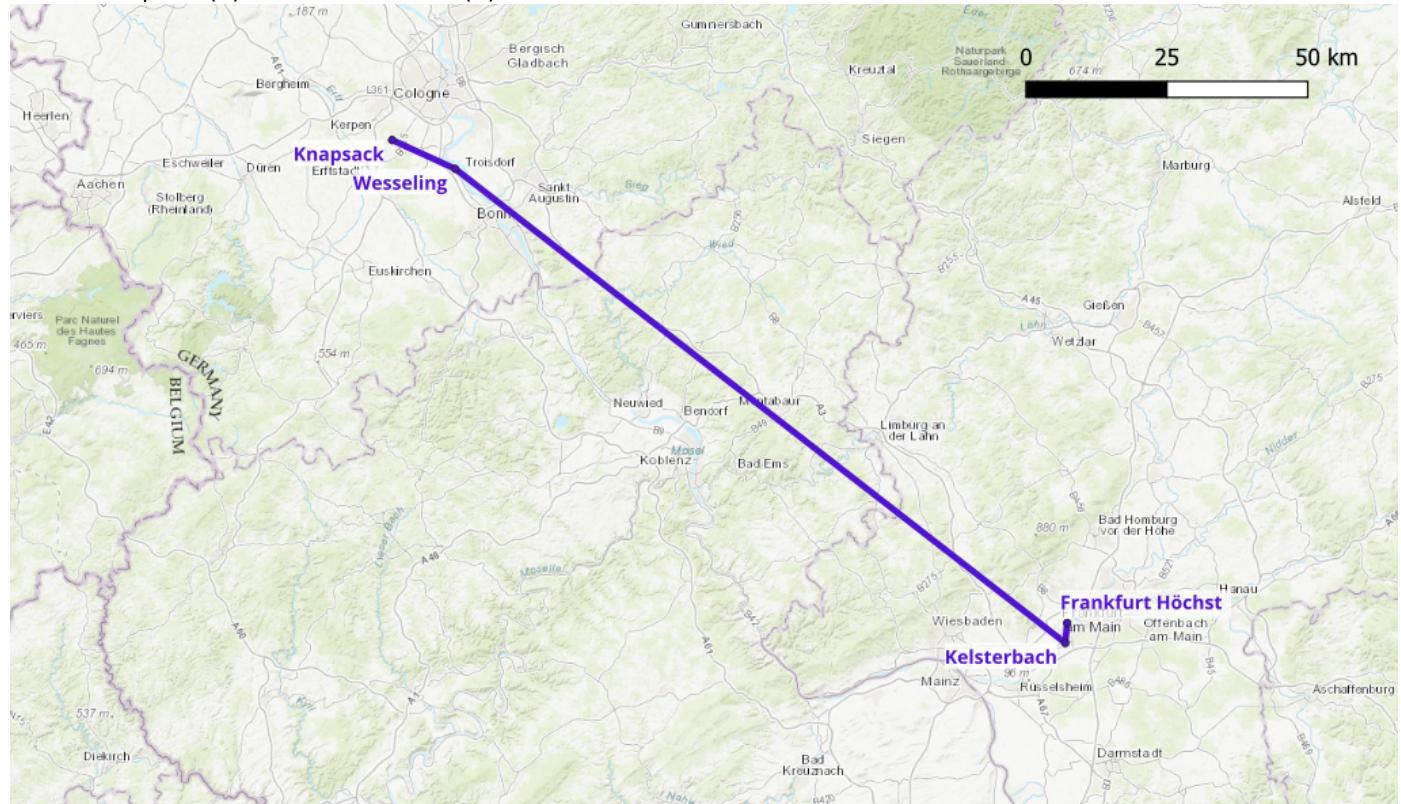
https://www.infraserv.gendorf.de/de-DE/Newsroom/Presseinformation/2022/2022_03_29_50_Jahre_Ethylenpipeline

<https://www.infraserv.com/en/services/utility-services/industrial-gases-and-fluids/ethylene-transport/>

Name: Infraserv Ethylenleitung

Abkürzung: ISH

Verlauf: Knapsack (D) → Frankfurt Höchst (D)



Durchmesser: k. A.

Länge: 178 km

Kapazität: 0,7 mtpa

Betreiber: Infraserv GmbH & Co. Hoechst KG

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Industriepark Höchst; Chempark Knapsack; Basell Polyolefine GmbH (Wesseling); Shell Rheinland Raffinerie (Wesseling)

Produkte: Ethylen

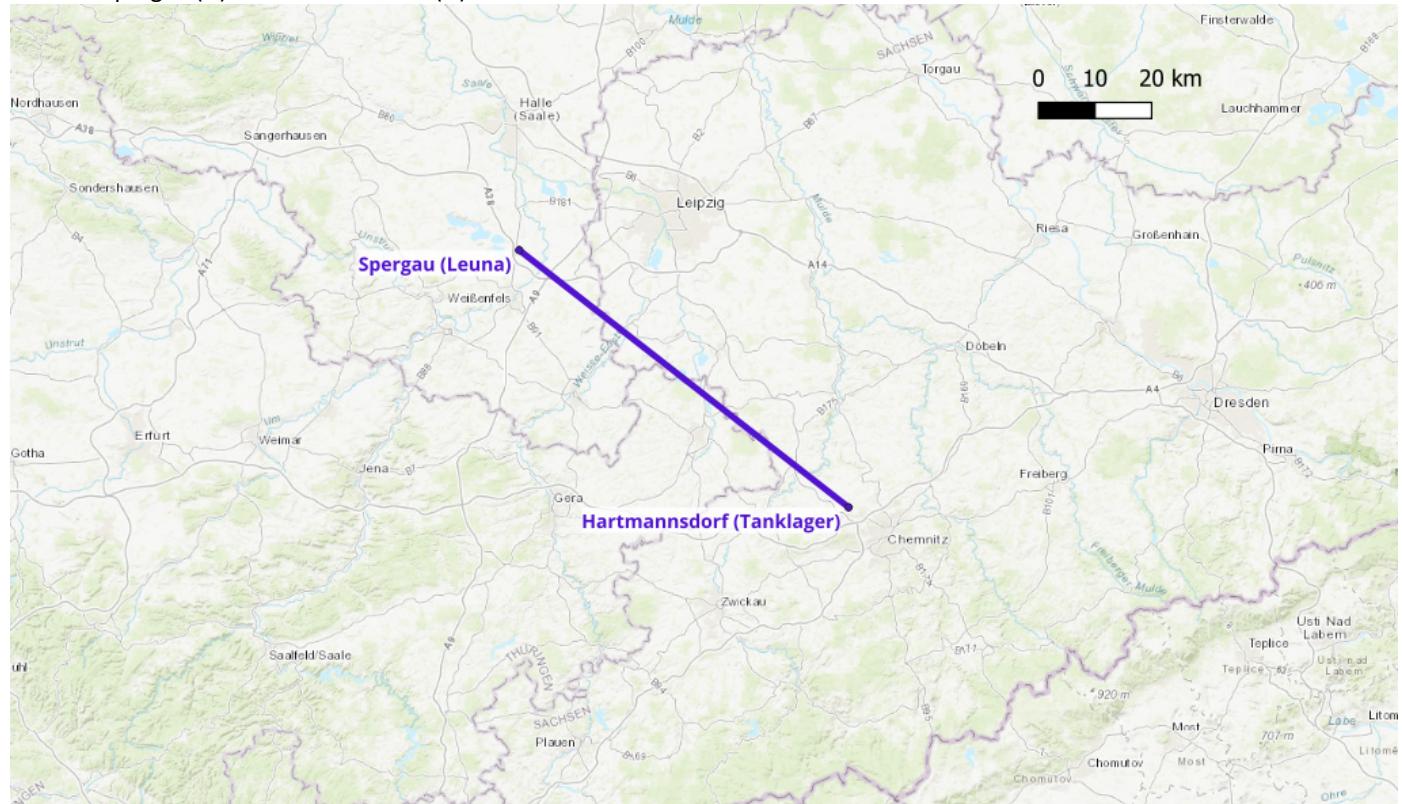
Referenzen:<https://www.infraserv.com/en/services/utility-services/industrial-gases-and-fluids/ethylene-transport/><https://prozesstechnik.industrie.de/chemie/anlagen-chemie/erneuertes-herz-fuer-pipelinenetz/>

Emailkommunikation mit Infraserv GmbH

Name: MIPRO Pipeline

Abkürzung: MIPRO

Verlauf: Spergau (D) → Hartmannsdorf (D)



Durchmesser: 400 mm

Länge: 107 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland (Leuna)

Produkte: Mineralölprodukte

Referenzen:

<https://medienservice.sachsen.de/medien/news/221950>

Name: North European Pipeline System

Abkürzung: NEPS

Verlauf: Heide (D) → Aalborg (DK)



Durchmesser: 610 mm

Länge: 676 km (125 km in D)

Kapazität: k. A.

Betreiber: Fernleitungs-Betriebsgesellschaft mbH (FBG)

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Militärische Flugplätze, zivile Flughäfen

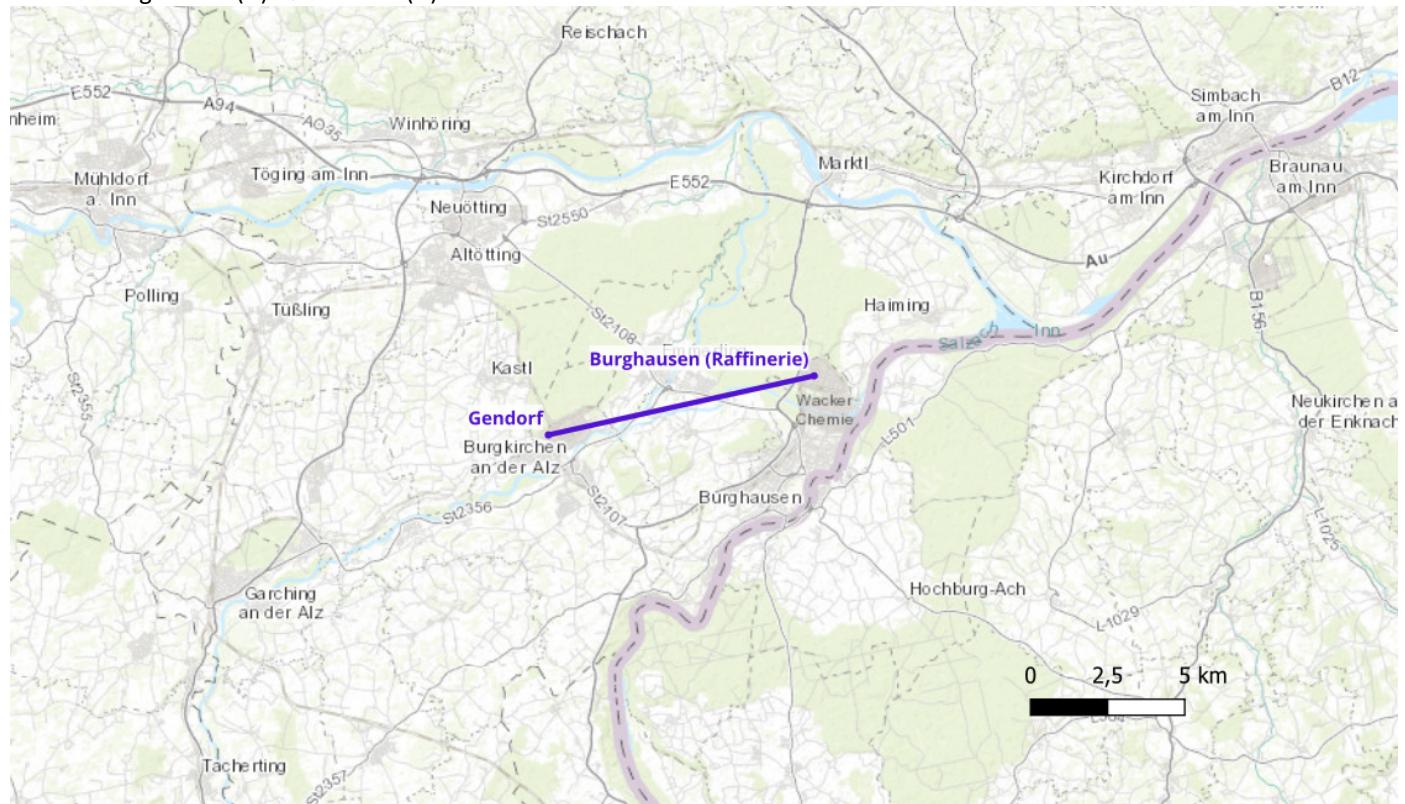
Produkte: Kerosin

Referenzen:<https://de.wikipedia.org/wiki/Fernleitungs-Betriebsgesellschaft><https://www.bundeswehr.de/de/organisation/luftwaffe/aktuelles/einmal-volltanken-bitte-was-unsere-jets-wo-tankten-5060220>https://theodora.com/pipelines/germany_netherlands_and_czech_republic_pipelines.html<https://www.unserebroschuere.de/FBGmbH/WebView>

Name: OMV Produktenpipeline Ethylen

Abkürzung: OMV-E

Verlauf: Burghausen (D) → Gendorf (D)



Durchmesser: k. A.

Länge: 12 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: OMV Deutschland GmbH

Anteilseigner: k. A.

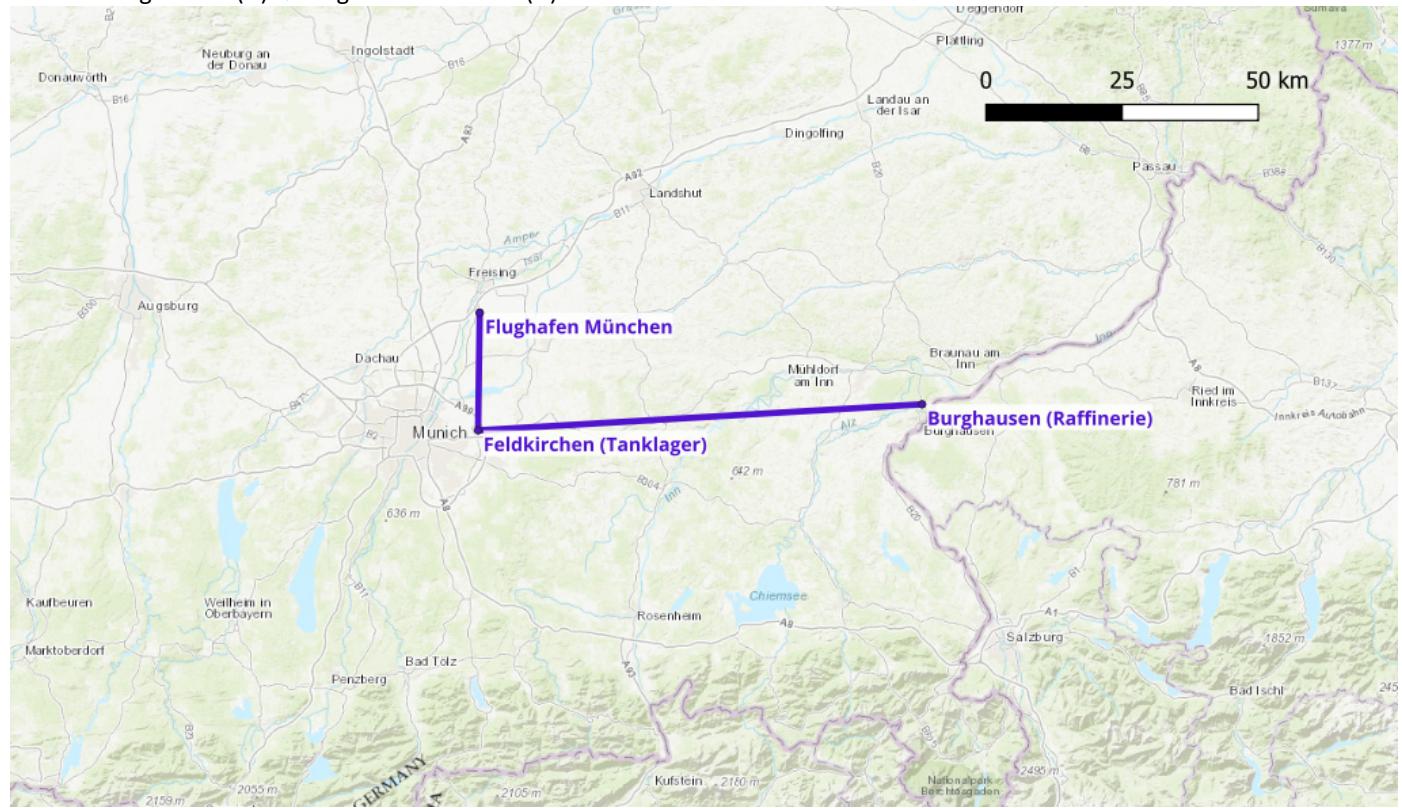
Belieferung von: Borealis, Wacker Chemie, Clariant und Vinnolit

Produkte: Ethylen

Referenzen:<https://www.omv.de/de-de/ueber-omv/omv-in-deutschland/pipeline>https://www.wikiwand.com/de/articles/Raffinerie_Burghausen

Name:	OMV Produktenpipeline Kraftstoffe	Abkürzung:	OMV-K
-------	--	------------	--------------

Verlauf: Burghausen (D) → Flughafen München (D)



Durchmesser:	220 mm	Länge:	125 km	Kapazität:	1,25 mtpa
--------------	--------	--------	--------	------------	-----------

Betreiber: OMV Deutschland GmbH

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Tanklager in Feldkirchen mit Heizöl extra leicht und Dieselkraftstoff für den Großraum München (durch LKW); Flugturbinentreibstoff bis zum Flughafen München

Produkte: Mineralölprodukte

Referenzen:

<https://www.omv.de/de-de/ueber-omv/omv-in-deutschland/pipeline>

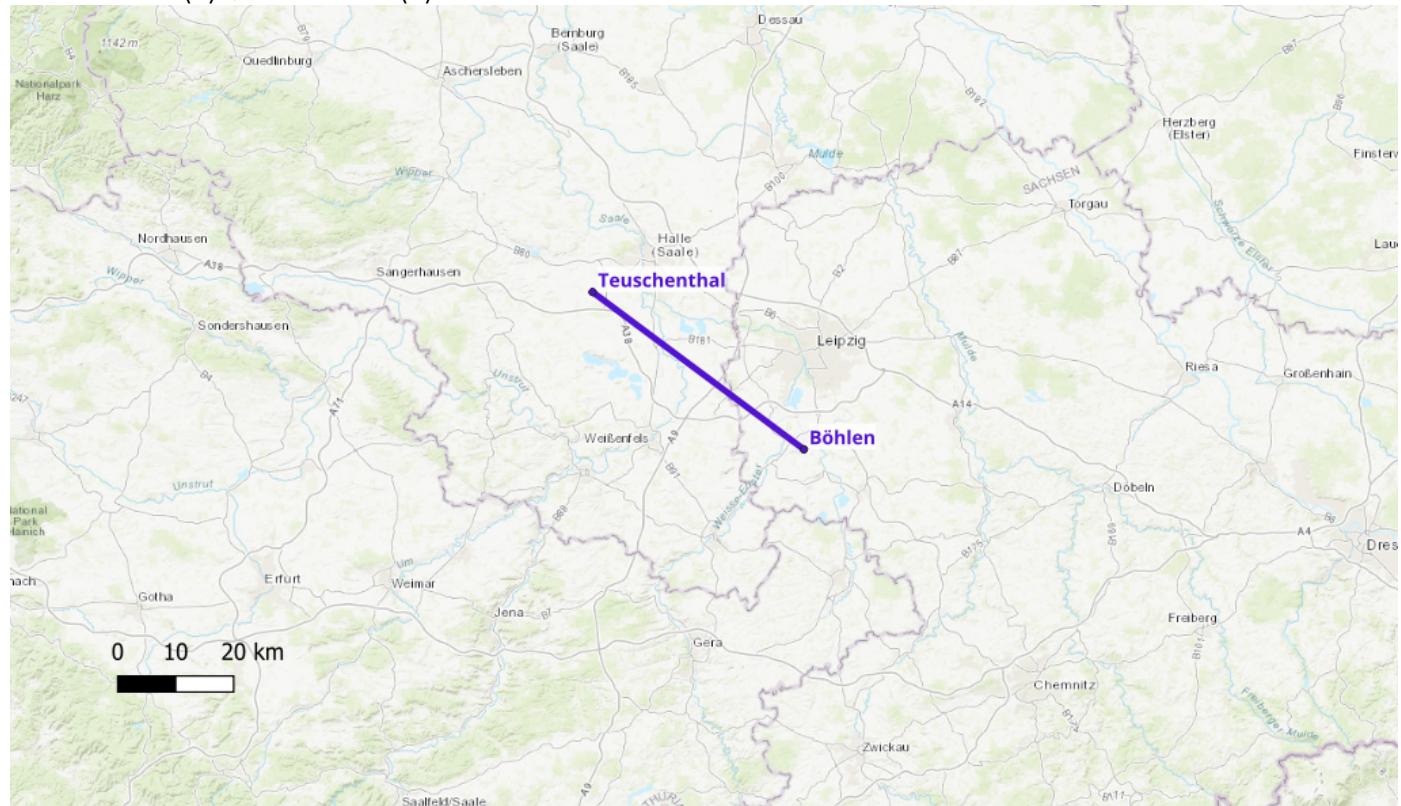
https://www.wikiwand.com/de/articles/Raffinerie_Burghausen

Name:

Propylenpipeline Böhlen-Teutschenthal

Abkürzung: PBT

Verlauf: Böhlen (D) → Teutschenthal (D)



Durchmesser: k. A.

Länge: 193 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: DOW Olefinverbund GmbH

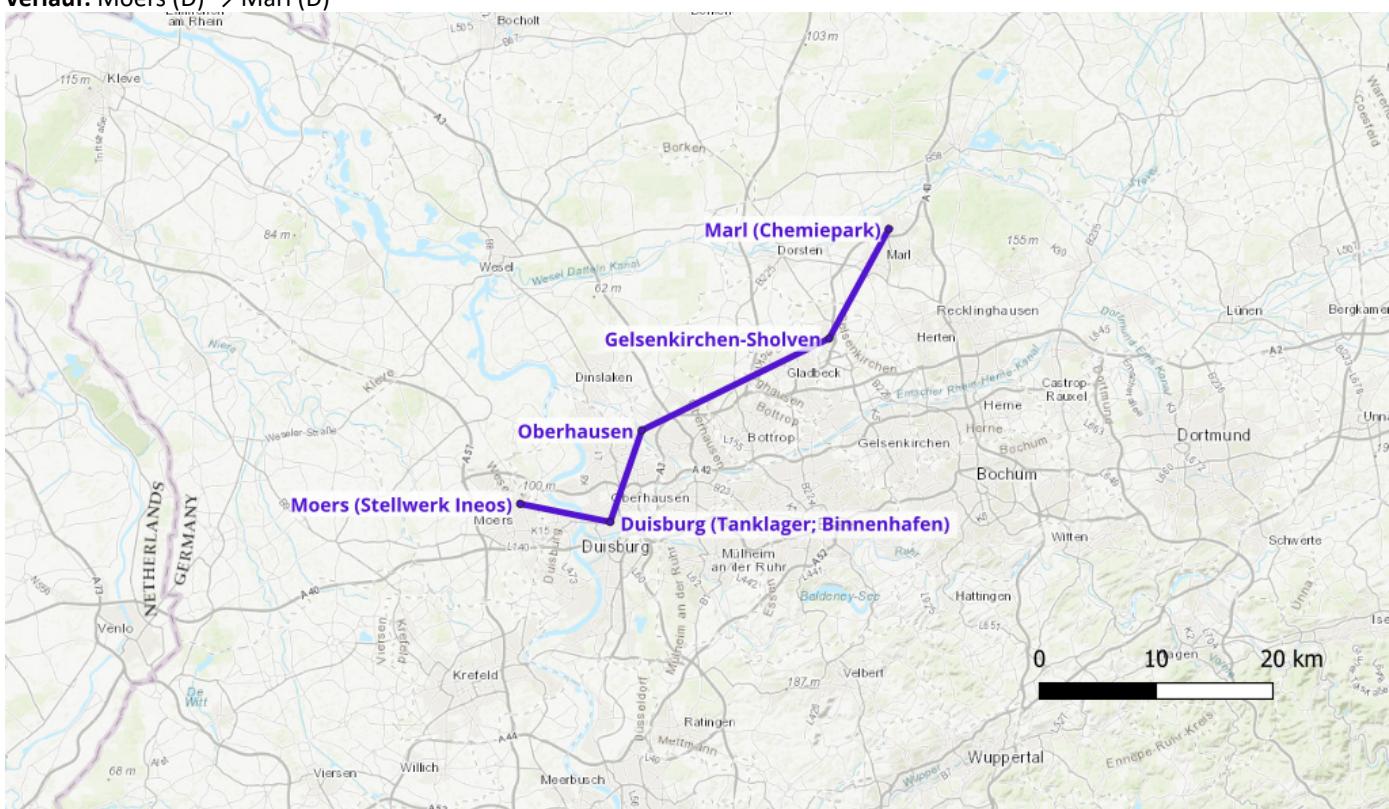
Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: k. A.

Produkte: Propylen

Referenzen:

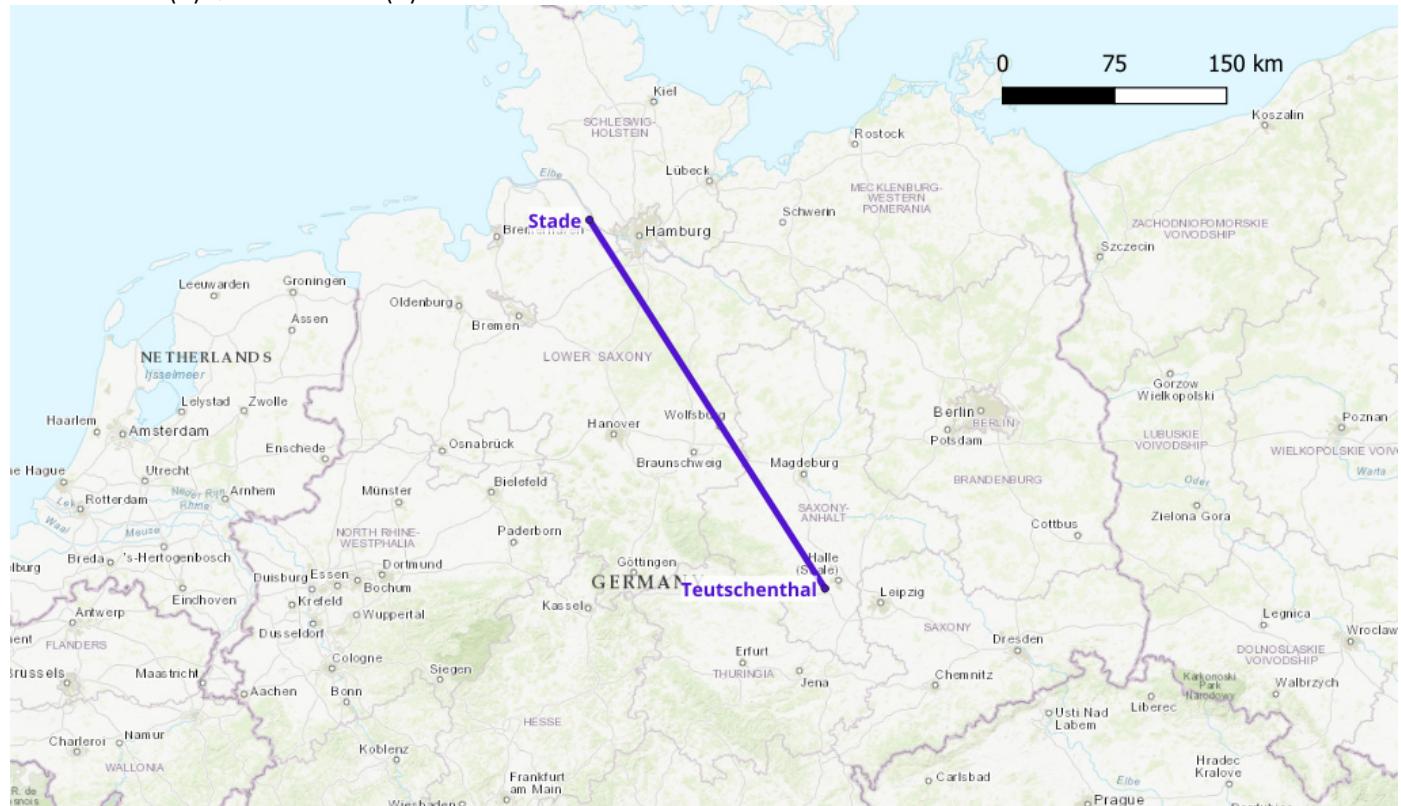
- <https://ars-bs.com/referenzen/referenzliste/betriebsfuehrung>
- https://www.infraleuna.de/fileadmin/news/regionalerr_Verbund.pdf
- <https://www.proasset.net/referenzen.html>

Name:	Propylen-Pipeline-Ruhr	Abkürzung:	PRG
Verlauf: Moers (D) → Marl (D)			
			
Durchmesser:	150 & 200 mm	Länge:	60 km
Betreiber:	PRG Propylenpipeline Ruhr GmbH & Co. KG	Kapazität:	2,1 mtpa
Anteilseigner:	k. A.		
Belieferung von:	Chemiepark Marl, Ruhröl GmbH (ROG) / BP Gelsenkirchen, Sabic Polyofine GmbH Gelsenkirchen, Ineos Solvents Germany GmbH Moers, Tanklager TanQuid GmbH & Co KG, OXEA Produktion GmbH & Co. KG Oberhausen sowie der Duisburger Hafen; ein Teil der Pipeline wird bi-direktional betrieben.		
Produkte:	Propylen		
Referenzen:	https://prgruhr.de/		

Name: Propylenpipeline Stade-Teutschenthal

Abkürzung: PST

Verlauf: Stade (D) → Teutschenthal (D)



Durchmesser: 250 mm

Länge: 370 km

Kapazität: k. A.

Betreiber: DOW Olefinverbund GmbH & Co. KG

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: BSL Olefinverbund GmbH

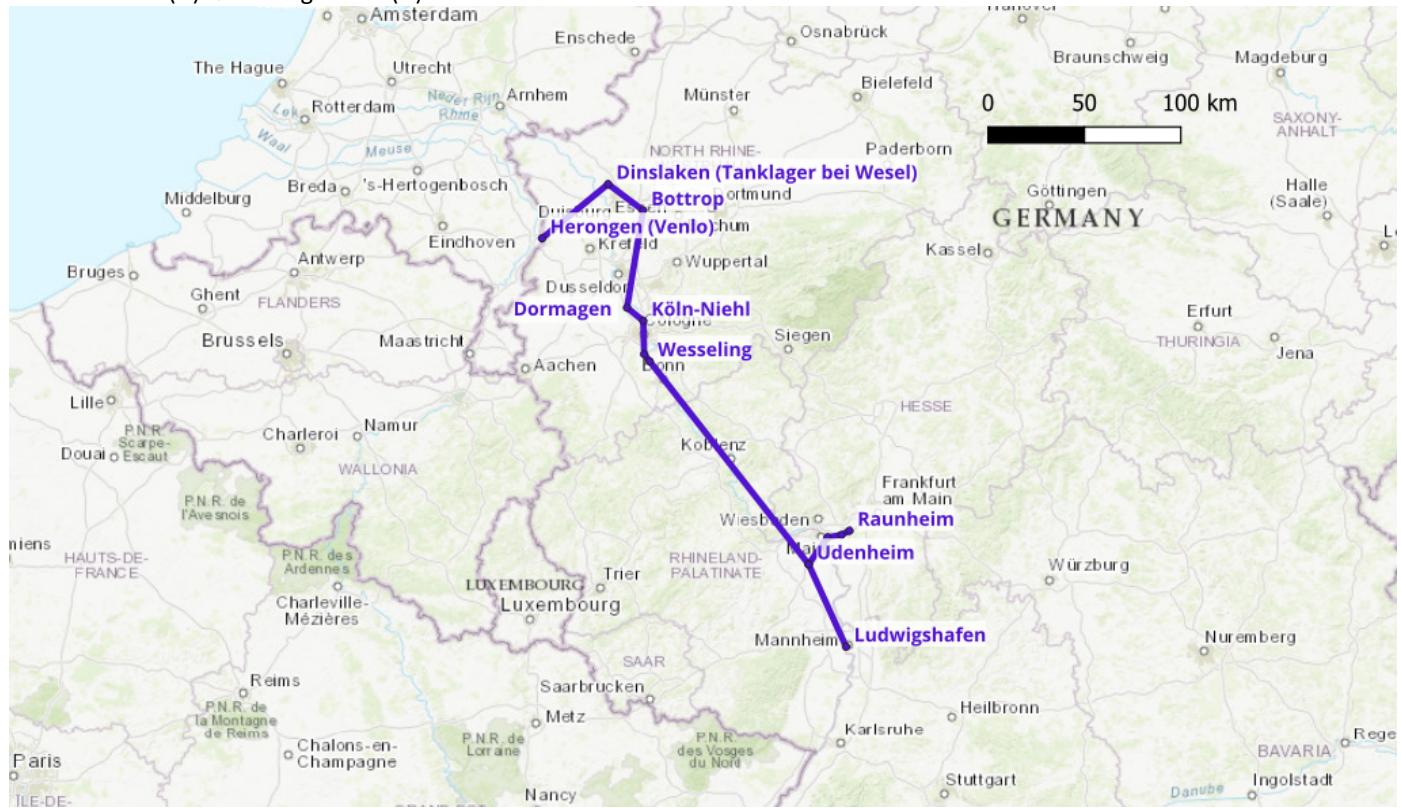
Produkte: Propylen & Ethylen

Referenzen:

<https://www.proasset.net/referenzen.html>

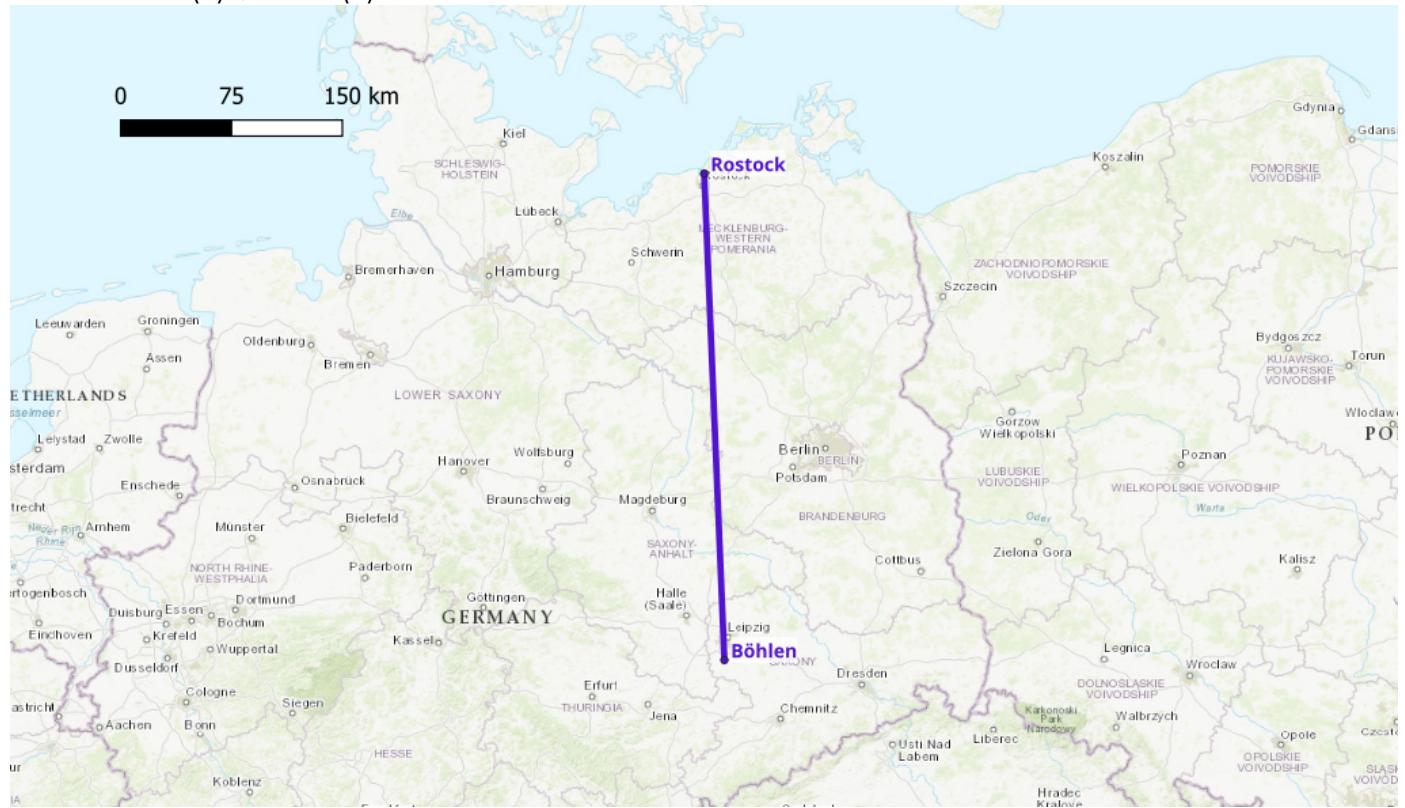
<https://www.mz.de/deutschland-und-welt/pipeline-eröffnung-dow-tochter-schliesst-eine-rohstoff-lücke-2910849>

<https://www.ars-bs.com/aktuelles/projekte/55-umverlegung-der-mipropipeline>

Name:	Rhein-Main-Rohrleitung	Abkürzung:	RMR
Verlauf: Venlo (D) → Ludwigshafen (D)			
			
Durchmesser:	450, 610 mm	Länge:	525 km
Betreiber:	Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft mbH	Kapazität:	11,6 mtpa
Anteilseigner:	Shell Gruppe (63 %), BP Gruppe (35 %), Exxon Mobil Gruppe (2 %)		
Belieferung von:	RMR-West (Herongen-Dinslaken), -Nord (Dinslaken-Köln) und -Süd (Köln-FfM-Ludwigshafen); petrochemische Werke und Raffinerien in Bottrop, Dormagen, Köln-Godorf (Rheinland Raffinerie Werk Godorf), Wesseling (Rheinland Raffinerie Werk Wesseling), Oppau		
Produkte:	Mineralölprodukte (Kerosin, Naphtha, Heizöl, Diesel, Benzin)		
Referenzen:	https://de.wikipedia.org/wiki/Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft https://rnr-gmbh.de/trasse/		

Name:	Rohstoffpipeline Rostock-Böhlen	Abkürzung:	RRB
-------	--	------------	------------

Verlauf: Rostock (D) → Böhlen (D)



Durchmesser:	406 mm	Länge:	437 km	Kapazität:	k. A.
--------------	--------	--------	--------	------------	-------

Betreiber: Rohstoffpipeline Rostock-Böhlen (gehört der Dow Olefinverbund GmbH an)

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland (TRM)

Produkte: Rohöl, Mineralölprodukte; Erweiterung für biogene Rohstoffe und Rohstoffe aus recycelten Kunststoffen

Referenzen:

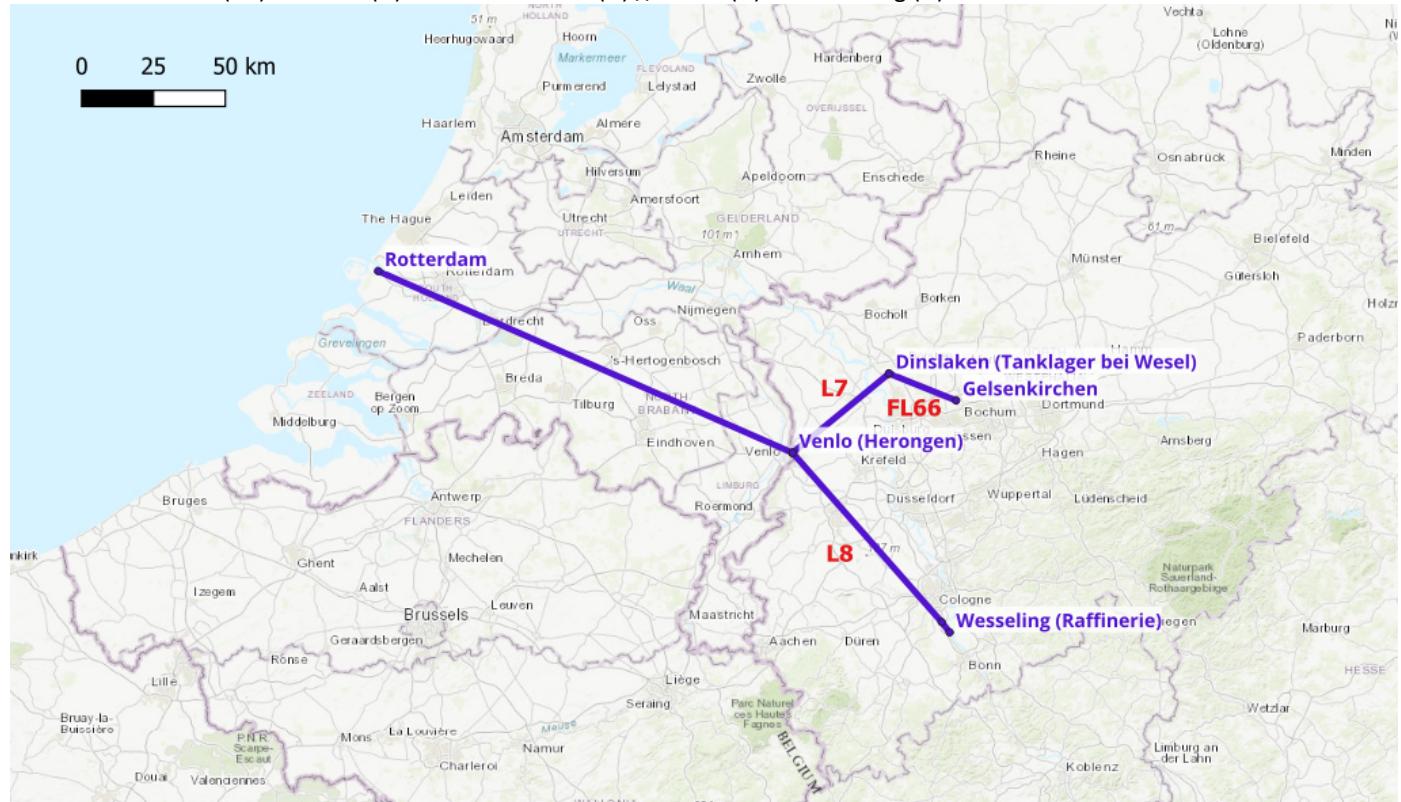
<https://www.offshore-technology.com/marketdata/rostock-bohlen-product-pipeline-germany/>

<https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuuuid=0ec0fbf8-779b-4c01-b14a-9b06dfe8e459>

<https://www.proasset.net/referenzen.html>

Name:	Rotterdam-Ruhr-Pipeline	Abkürzung:	RRP
-------	--------------------------------	------------	------------

Verlauf: Rotterdam (NL) → Venlo (D) → Gelsenkirchen (D) // Venlo (D) → Wesseling (D)



Durchmesser:	L7: 610 mm FL66: 400 mm L8: 610 mm	Länge:	L7: 44 km FL66: 44 km L8: 103km	Kapazität:	L7: 6,3 mtpa FL66: 6,3 mtpa L8: 14 mtpa
--------------	--	--------	---------------------------------------	------------	---

Betreiber: N.V. Rotterdam-Rijn, Pijpleiding Maatchappij

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: Ruhr Oel GmbH, Gelsenkirchen

Produkte: Rohöl, Mineralölprodukte

Referenzen:

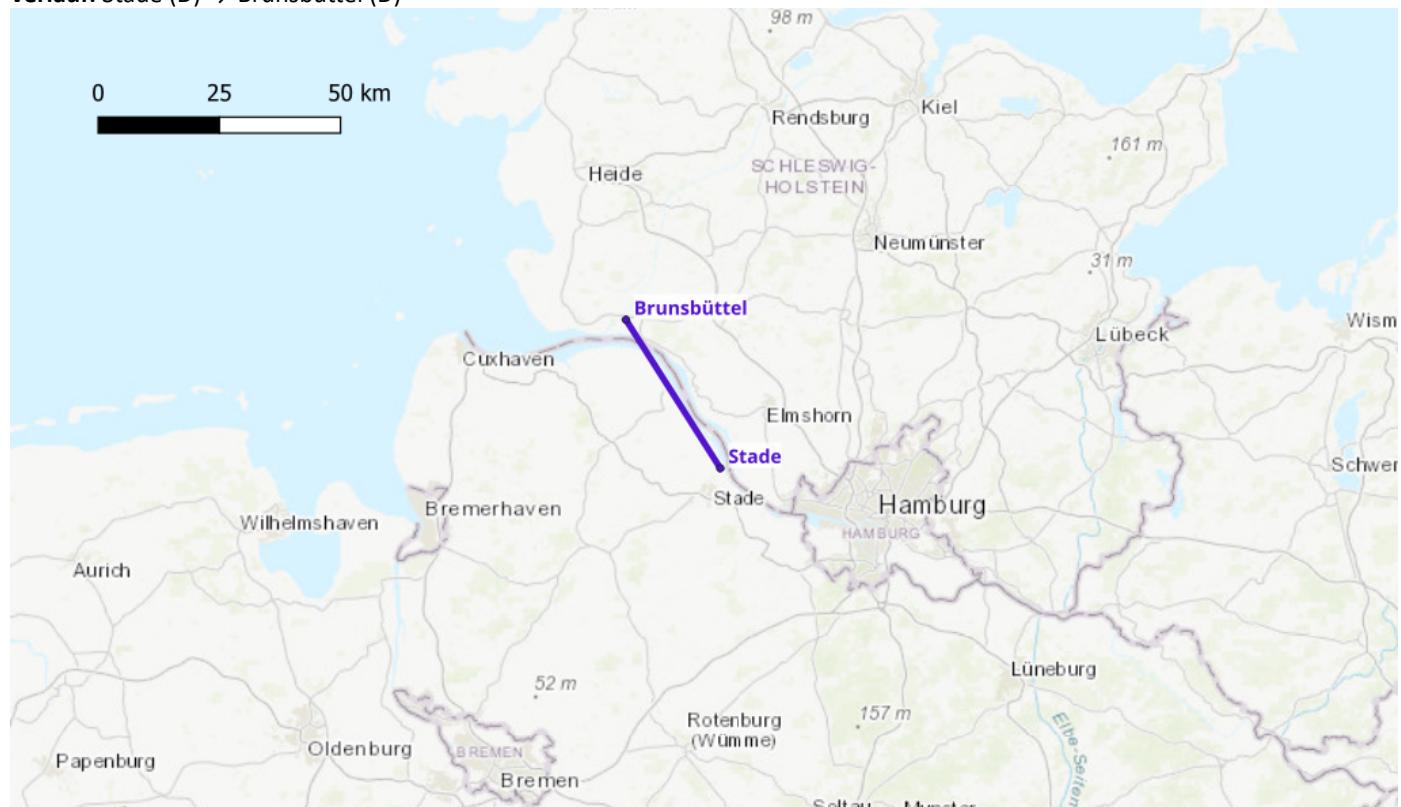
https://rrp.nl/wp-content/uploads/2024/02/MAP_DE.png

MWV, Mineralölversorgung mit Pipelines, 2021

Name: Stade-Brunsbüttel Ethylenpipeline

Abkürzung: SASOL

Verlauf: Stade (D) → Brunsbüttel (D)



Durchmesser:	k. A.	Länge:	43 km	Kapazität:	0,43 mtpa
--------------	-------	--------	-------	------------	-----------

Betreiber:	DOW Olefinverbund GmbH
------------	------------------------

Anteilseigner:	k. A.
----------------	-------

Belieferung von:	Sasol-Chemiepark Brunsbüttel
------------------	------------------------------

Produkte:	Ethylen
-----------	---------

Referenzen:

<https://www.proasset.net/referenzen.html>

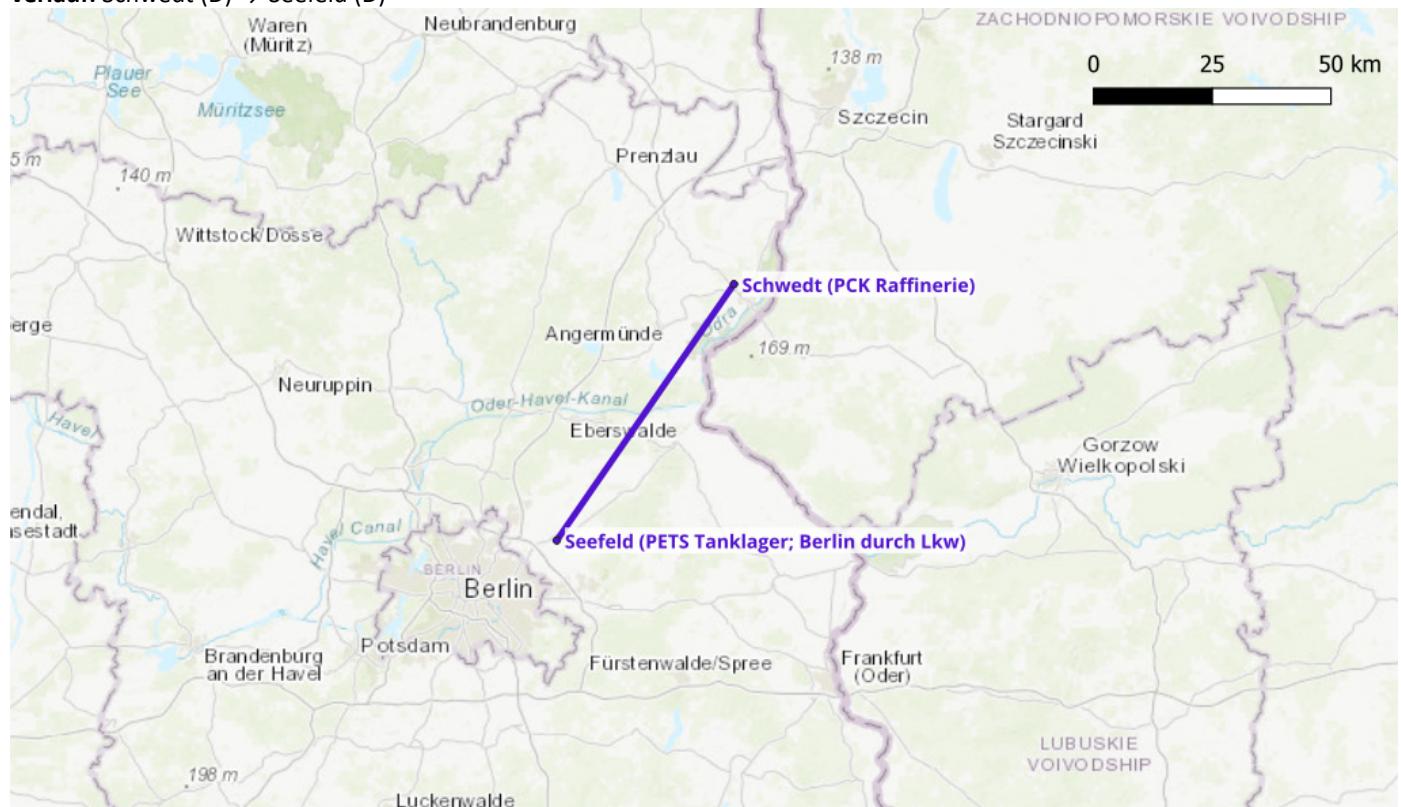
<https://www.welt.de/print-welt/article286378/Sasol-baut-Pipeline-von-Brunsbuettel-nach-Stade.html>

Name:

Schwedt-Seefeld Produktenpipeline

Abkürzung: SSP

Verlauf: Schwedt (D) → Seefeld (D)



Durchmesser: 300 mm

Länge: 78 km

Kapazität: 3 mtpa

Betreiber: PCK

Anteilseigner: k. A.

Belieferung von: PCK Schwedt mit Kraftstoffen bis zum Tanklager PETS (PCK & Elf Tanklagerbetrieb Seefeld) und weiter über Tankkraftwagen nach Berlin

Produkte: Mineralölprodukte

Referenzen:

https://de.wikipedia.org/wiki/PCK_Raffinerie



Literaturverzeichnis

- [1] en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (2024, 7) Mineralölzahlen 2023. Berlin. Online. [Online]. URL: https://en2x.de/pdfviewer/mineraloelzahlen-2023/?auto_viewer=true#page=&zoom=auto&pagemode=none
 - [2] Destatis. Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland. Online. [Online]. URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>
 - [3] Mineralölwirtschaftsverband e.V., "Mineralölversorgung mit Pipelines," Berlin, 2 2021.
 - [4] Piping World. Design of Pipeline Systems – Right of Way. Online. [Online]. URL: <https://www.piping-world.com/design-of-pipeline-systems-right-of-way>
 - [5] Die Zeit. Importstopp für Rohöl aus Russland tritt in Kraft. Online. [Online]. URL: <https://www.zeit.de/wirtschaft/2023-01/importstopp-rohoel-russland-druschba?>
 - [6] Spiegel Wirtschaft. PCK-Raffinerie in Schwedt bekommt erstmals Lieferung über Hafen Danzig. Online. [Online]. URL: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/erdoel-pck-raffinerie-in-schwedt-bekommt-erstmals-lieferung-ueber-hafen-danzig-a-c3d620d5-3fde-4b89-ab8c-ba17b6486dc7>
 - [7] Infraserv Höchst. Ethylene transport. Online. [Online]. URL: <https://www.infraserv.com/en/services/utility-services/industrial-gases-and-fluids/ethylene-transport/>
 - [8] ARG mbH & Co. KG. Europäisches Ethylen-Pipelinenetz. ARGKG. Online. [Online]. URL: <https://argkg.com/routing>
 - [9] ECSPP. Pipeline Networks. Online. [Online]. URL: <https://chemicalparks.eu/europe/pipeline-networks>
 - [10] Fernleitungsbetriebsgesellschaft mbH. (2023) Service ist unser Geschäft – Raffiniert transportiert, garantiert. Imagebroschüre, Online. [Online]. URL: <https://www.unserebroschüre.de/FBGmbH/WebView>
 - [11] Fernleitungsbetriebsgesellschaft mbH. (2024, 10) Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2023 bis zum 31.12.2023. Bonn. Lagebericht für das Geschäftsjahr 2023, Online. [Online]. URL: <https://www.unternehmensregister.de/de>
 - [12] Fernleitungsbetriebsgesellschaft mbH. (2014, 4) Jahresabschluss zum 31. Dezember 2013. Bonn. Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013, Online. [Online]. URL: <https://www.unternehmensregister.de/de>
 - [13] Bundeswehr. Einmal volltanken bitte: Was unsere Jets wo tanken. Online. [Online]. URL: <https://www.bundeswehr.de/de/organisation/luftwaffe/aktuelles/einmal-volltanken-bitte-was-unsere-jets-wo-tanken-5060220>
 - [14] Reuters. (2025, 2) NATO plans to extend fuel pipeline eastwards, report says. Online. [Online]. URL: <https://www.reuters.com/world/europe/nato-plans-extend-fuel-pipeline-eastwards-report-says-2025-02-22>
 - [15] Council on Geostrategy. Energy transition: How NATO can get it right. Online. [Online]. URL: <https://www.geostrategy.org.uk/britains-world/energy-transition-how-nato-can-get-it-right>
- 

- [16] Chemische Technik. Welche Chemieanlagen in Deutschland geschlossen werden. Online. [Online]. URL: <https://www.chemietechnik.de/markt/welche-chemieanlagen-in-deutschland-geschlossen-werden-410.html>
- [17] Partners in Transformation – Agentur für Wirtschaft und Entwicklung. (2025) Diversifizierung im Energiesektor: Herausforderung und Chance. Online; Zugegriffen am 26. August 2025. [Online]. URL: <https://wirtschaft-entwicklung.de/blog/diversifizierung-im-energiesektor-herausforderung-und-chance>
- [18] PIN Petrochemical Chemical & Energy. What are the three sources of renewable carbon for the chemicals industry? Online. [Online]. URL: <https://www.petro-online.com/news/fuel-for-thought/13/international-environmental-technology/what-are-the-3-sources-of-renewable-carbon-for-the-chemicals-industry/64114>
- [19] D. Schüwer, G. Holtz, V. Espert, and P. Warnke, "Dekarbonisierung der industriellen Produktion (Dekarblnd)," Dessau-Roßlau, 1 2024, zugegriffen am 26. August 2025. Online. [Online]. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/07_2024_cc_dekarblnd_tb3.pdf
- [20] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2022) Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. FNB Gas. Zugegriffen am 25. November 2022. Online. [Online]. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>
- [21] Open Grid Europe GmbH. Für mehr Bewegung bei Energie und Klima in Europa. Online. [Online]. URL: <https://www.delta-rhine-corridor.com/de>
- [22] DECHEMA. 3C-VaCS: 3lateral Chemical Region – Value Chain Structures. Online. [Online]. URL: https://dechema.de/Forschung/Projekte/3C_VaCS-p-20536241.html
- [23] O. Rech and H. Duterne, "The future of oil supply in the European Union," 5 2021, report for the General Direction of International Relations and Strategy (DGRIS), French Ministry of the Army. Online. [Online]. URL: <https://theshiftproject.org/en/publications/oil-supply-europe/>
- [24] NOW GmbH. (2024, 5) ReFuelEU Aviation Regulation – How does it affect the aviation sector? Online. [Online]. URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf
- [25] NOW GmbH. (2023, 10) FuelEU Maritime Regulation – How does it affect the maritime sector? Online. [Online]. URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/10/NOW_Factsheet_FuelEuMaritime_Oktober-2023.pdf
- [26] Verbund Umweltverträglichkeitsprüfungen der Länder. Transportguterweiterung für die Rohstoffpipeline Rostock-Böhmen (RRB). Online. [Online]. URL: <https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuuuid=0ec0fbf8-779b-4c01-b14a-9b06dfe8e459>
- [27] Molekülwende inside. Biomasse wird als Energie- und Kohlenstoffquelle langfristig gebraucht. Online. [Online]. URL: <https://molekuelwende-inside.de/biomasse-als-energie-und-kohlenstoffquelle/>
- [28] IEA Bioenergy. Transport biofuels. Online; Zugegriffen am 1. Juni 2025. [Online]. URL: <https://www.ieabioenergyreview.org/transport-biofuels/>
- [29] J. Eitze, A. Lübcke, M. Löffler, and J. Artz, *Wasserstoff-Kompass: Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft*, 1st ed. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., 2024, vol. Industriezweige Raffinerien, hrsg.: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und DECHEMA. Online. [Online]. URL: <https://www.wasserstoff-kompass.de/>
- [30] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Marktsituation. Online. [Online]. URL: <https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation/>
- [31] Concawe. Refinery and Biorefinery Sites in Europe. Online. [Online]. URL: <https://www.concawe.eu/refineries-map/>
- [32] J. Vogel, F. Krüger, and M. Fabian. (2020, 7) Chemisches Recycling. Dessau-Roßlau. Online. [Online]. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-17_hgp_chemisches-recycling_online.pdf
- [33] M. Solis and S. Silveira, "Technologies for chemical recycling of household plastics – A technical review and TRL assessment," *Waste Management*, vol. 105, pp. 128–138, 3 2020.
- [34] CropEnergies Bioethanol GmbH. CropEnergies Bioethanol GmbH. CropEnergies. Online. [Online]. URL: <https://www.cropenergies.com/de/unternehmen/standorte/zeitz>
- [35] verbio. verbio – Bioraffinerien. Online. [Online]. URL: <https://www.verbio.de/>

- [36] Energiewirtschaft-Hier-soll-Deutschlands-erste-gruene-Raffinerie-entstehen. Raffinerie Holborn – Grüne Raffinerie. Online. [Online]. URL: <https://www.welt.de/regionales/hamburg/article253481994/Energiewirtschaft-Hier-soll-Deutschlands-erste-gruene-Raffinerie-entstehen.html>
- [37] UPM Biochemicals. Wir bauen eine weltweit einzigartige Bioraffinerie in Leuna. Online. [Online]. URL: <https://www.upmbiochemicals.com/de/uber-upm-biochemicals/bioraffinerie-leuna/>
- [38] Wirtschaft in Sachsen. Milliardeninvestition geht in Betrieb: Das kann die weltweit erste Bioraffinerie in Leuna. Online. [Online]. URL: <https://www.wirtschaft-in-sachsen.de/de/milliardeninvestition-geht-in-betrieb-das-kann-die-weltweit-erste-bioraffinerie-in-leuna/>
- [39] T. Fleiter *et al.*, “Hydrogen Infrastructure in the Future CO₂-Neutral European Energy System – How Does the Demand for Hydrogen Affect the Need for Infrastructure?” *Energy Tech*, vol. 13, no. 2, 2 2025.
- [40] S. Alibas *et al.*, “European Hydrogen Infrastructure Planning,” 2024.
- [41] European Hydrogen Backbone. EHB initiative to provide insights on infrastructure development by 2030. Online; Zugegriffen am 20. Mai 2025. [Online]. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf>
- [42] TransHyDE. Wasserstoff Infrastruktur Roadmap – Infrastruktur. Online. [Online]. URL: <https://www.transhyde.de/infrastruktur>
- [43] S. W. Hasan, M. T. Ghannam, and N. Esmail, “Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation,” *Fuel*, vol. 89, no. 5, pp. 1095–1100, 5 2010.
- [44] National Institute of Standards and Technology. NIST Chemistry WebBook. Online; Zugegriffen am 7. Juli 2025. [Online]. URL: <https://webbook.nist.gov/chemistry/>
- [45] S. Bezergianni and A. Dimitriadis, “Comparison between different types of renewable diesel,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 110–116, 5 2013.
- [46] K. Müller *et al.*, “Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 54, no. 32, pp. 7967–7976, 8 2015.
- [47] Total Deutschland GmbH. Wärmeträgerfluid – JARYTHERM DBT. Datenblatt, Online. [Online]. URL: https://www.korb-schmierstoffe.de/datenblaetter/Total/Produktdatenbl%C3%A4tter/TDS_TOTAL_JARYTHERM%20DBT_FPW_201904_DE_DEU.pdf
- [48] Shell Chemicals, “VM&P Naphtha HT – Technical Datasheet.”
- [49] H. Hofbauer, M. Kaltschmitt, F. Keil, D. Meier, and J. Welling, “Pyrolyse,” in *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, M. Kaltschmitt, H. Hartmann, and H. Hofbauer, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016, pp. 1183–1265.
- [50] T. Bridgewater, *Biomass Pyrolysis*, York, 10-12 2010.
- [51] M. J. Kaiser, A. de Klerk, J. H. Gary, and G. E. Handwerk, *Petroleum refining: technology, economics, and markets*, 6th ed. Boca Raton, London, New York: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2020.
- [52] Anton Paar GmbH. Viscosity of Crude Oil. Online. [Online]. URL: <https://wiki.anton-paar.com/us-en/crude-oil/>
- [53] ENTSOG, Gas Infrastructure Europe (GIE), Hydrogen Europe. Transport & Speicherung von Wasserstoff – Zahlen und Fakten. Brüssel. Online. [Online]. URL: https://www.gasconnect.at/fileadmin/Broschueren-Folder/entsog_gie/entsog_gie_he_QA_hydrogen_transport_and_storage_DE_210630.pdf
- [54] A.-C. Fleer, M. Sciancalepore, E.-M. Spreckelsen, and R. W. Verbücheln. (2025, 5) Verdichtung und Wasserstofftransport: Eine technische und wirtschaftliche Analyse. Online. [Online]. URL: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/data/pool/systemfiles/elements/files/3829107b-2f22-11f0-8d75-a0369fe1b6c9/live/document/Verdichtung_und_Wasserstofftransport_Eine_technische_und_wirtschaftliche_Analyse.pdf
- [55] F. Staiß *et al.*, *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse*, ser. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft Analyse. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2022.
- [56] C. Staudt, C. Hofsaß, B. von Lewinski, and F. Mörs, “Kurzstudie zu Transportoptionen von Wasserstoff,” Tech. Rep., 6-26 2023.

- [57] T. Ohashi. World's First Liquefied Hydrogen Carrier. Online. [Online]. URL: https://www.gastechevent.com/media/y25pz22e/world-s-first-liquefied-hydrogen-carrier-tetsuya-ohashi_kawaskai.pdf
- [58] Hydrogen Energy Supply Chain HESC. The Suiso Frontier – Liquified Hydrogen Carrier. Online; Zugegriffen am 7. Juli 2025. [Online]. URL: <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/about-the-pilot/supply-chain/the-suiso-frontier/>
- [59] T. Busch, B. Gillessen, J. Linßen, and D. Stolten. (2021) Analyse von Transport-Optionen für flüssigen Wasserstoff in Deutschland. Online; Zugegriffen am 23. Juli 2025. [Online]. URL: https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/194/194_fullpaper_20210901_081804.pdf
- [60] S. Palacios and M. Wehr. AppLHy! und TransHyDE - Hybride Pipeline: Synergetische Energieübertragung mittels HTS und LH2. Gehalten auf der ZIEHL IX, Berlin, 11. April 2024. Online. [Online]. URL: <https://ivsupra.de/wp-content/uploads/2024/04/ZIEHL-IX-4-3-Palacios-Wehr.pdf>
- [61] S. Palacios, "Persönliche Kommunikation," 8-28 2025.
- [62] A. Alekseev *et al.*, "Wasserstoff-Verflüssigung, Speicherung, Transport und Anwendung von flüssigem Wasserstoff," Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Tech. Rep., 2023.
- [63] O. Hesebeck *et al.* (2024, 6) Sicherer und effizienter Wasserstofftransport über große Distanzen mit LOHC. Online. [Online]. URL: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/e7708166-5fc0-11ef-bacd-a0369fe1b6c9/live/document/Sicherer_und_effizienter_Wasserstofftransport_%C3%BCber_gro%C3%9Fe_Distanzen_mit_LOHC_.pdf
- [64] TAL Group. (2017) Pipelife – das Leben entlang der Pipeline. Online. [Online]. URL: https://www.tal-oil.com/wp-content/uploads/2018/06/TAL_Book.pdf
- [65] C. S. Krieger, "Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC)," Ph.D. dissertation, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 2019.
- [66] P. Wasserscheid, "Persönliche Kommunikation," 6-4 2024.
- [67] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie," Tech. Rep., 7 2023.
- [68] S. Kang, F. Boshell, A. Goeppert, S. G. Prakash, I. Landälv, and D. Saygin. (2021) Innovation outlook: renewable methanol. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Online. [Online]. URL: <https://www.irena.org/Publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>
- [69] A. Alamia, B. Partoon, E. Rattigan, and G. Bruun Andresen, "Optimizing hydrogen and e-methanol production through Power-to-X integration in biogas plants," *Energy Conversion and Management*, vol. 322, p. 119175, 12 2024.
- [70] K. Gruber, "Verfahren zum Ferntransport von Methanol unter Druck in Rohrleitungen," Patent DE3 213 336A1, 10-13, 1983.
- [71] C. Nie *et al.*, "Current status and challenges in technology development for methanol pipeline transmission," *You-qij chuyun - Oil & Gas Storage and Transportation*, vol. 43, no. 2, pp. 153–162, 2 2024.
- [72] M. Bakmann *et al.*, "Erneuerbares Methanol. Grüne Basischemikalie und Importvektor für klimaneutralen Wasserstoff und Kohlenstoff mit erheblichem Potenzial," Deutsche Energieagentur GmbH (dena), Berlin, Tech. Rep., 7 2024.
- [73] T. Spillmann *et al.*, "Wasserstoff-Verteiloptionen 2035," 2024.
- [74] Weltenergierat – Deutschland e.V. (2023, 12) Ammoniak als Energieträger für die Energiewende. Berlin, Deutschland. Online. [Online]. URL: https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2024/01/WEC_Ammoniakstudie_2023.pdf
- [75] International Energy Agency IEA. (2021, 10) Ammonia Technology Roadmap. Online. [Online]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf>
- [76] World Health Organization. (2000) Air quality guidelines for Europe, 2nd ed. Copenhagen. Online. [Online]. URL: <https://www.who.int/publications/i/item/9789289013581>
- [77] Occupational Safety and Health Administration. Ammonia Refrigeration. Online. [Online]. URL: <https://www.osha.gov/ammonia-refrigeration>
- [78] H. Kobayashi, A. Hayakawa, K. D. K. A. Somaratne, and E. C. Okafor, "Science and technology of ammonia combustion," *Proceedings of the Combustion Institute*, vol. 37, no. 1, pp. 109–133, 2019.

- [79] M. Riemer, J. Wachsmuth, V. Isik, and W. Köppel, "Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff," Umweltbundesamt, Tech. Rep., 2 2022.
- [80] S. Jenke. (2025) Thyssenkrupp Uhde: „Das grüne Ammoniak wird kommen“ Interview mit Dr. Ralph Kleinschmidt. Online; Zugegriffen am 18. Juli 2025. [Online]. URL: <https://h2-news.de/h2talk/das-gruene-ammoniak-wird-kommen-interview-mit-dr-rahl-kleinschmidt-thyssenkrupp-uhde/>
- [81] Fraunhofer UMSICHT. Ammoniak als Wasserstoffspeicher. Online. [Online]. URL: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/gre-enhydrogen/ammoniak-wasserstoffspeicher.html>
- [82] W. Albrecht *et al.* (2025, 6) Ammoniak als Kraftstoff und Energiespeicher für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Online. [Online]. URL: https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/375cb9be-45d0-11f0-aba0-fa163e7d9971/live/document/Ammoniak_als_Kraftstoff_und_Energiespeicher_f%C3%BCr_die_Dekarbonisierung_des_Energiesystems.pdf
- [83] RWE. (2022, 3) Import von grüner Energie: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel. Essen. Pressemitteilung, Online. [Online]. URL: <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/07-presse/rwe-ag/2022/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel.pdf>
- [84] SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH. Verwendung von Ammoniak. Online; Zugegriffen am 17. Juli 2025. [Online]. URL: <https://www.skwp.de/produkte/agrochemie/allgemeine-informationen/lexikon/verwendung-von-ammoniak/>
- [85] Elsevier, "Storage and Distribution of Ammonia," in *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, 2021, pp. 85–103.
- [86] C. Gätsch *et al.*, "H2-Beschleunigungsgesetz: Regulatorische Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus von H2-Importterminals," 2023.
- [87] B. Klünder, "Studie: Ammoniak als Schiffstreibstoff," Naturschutzbund Deutschland (NABU) e.V., Berlin, Tech. Rep., 2021.
- [88] H. van 't Noordende, H. Monsma *et al.* (2025, 5) Design and safety aspects for large-scale clean ammonia pipelines. Online. [Online]. URL: https://ispt.eu/media/2025-ISPT-Ammonia-Pipeline-report_versie-2.0.pdf
- [89] Ammonia Energy Association. (2021, 11-9) Pipeline Transportation of Ammonia. Online. [Online]. URL: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/11/AEA-Ammonia-Pipeline-Transportation-MEA-11-4-2021.pdf>
- [90] Großtanklager-Ölhafen Rostock GmbH and YARA Rostock. (2017, 7) Information der Großtanklager-Ölhafen Rostock GmbH und der YARA Rostock. Online. [Online]. URL: <https://www.yara.de/contentassets/6b42b5766843419bbf5ea258d651e1bc/information-der-nachbarschaft-betriebsbereich-peez.pdf>
- [91] fertilizers europe. (2013) Guidance for inspection of and leak detection in liquid ammonia pipelines. Online. [Online]. URL: https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Guidance_for_inspection_of_and_leak_detection_in_liquid_ammonia_pipelines_FINAL_01.pdf
- [92] M. Kass. (2023, 2-22) Databasing information for existing pipeline infrastructure / Dual-use infrastructure – technical considerations for dual-use transport of LPG/LNG/H2/CO2/Ammonia. Online. [Online]. URL: https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/23TFRW_Kass.pdf
- [93] K. Rouwenhorst. (2025) Envision: 300,000 tons of renewable ammonia capacity online this September. Online. [Online]. URL: <https://ammoniaenergy.org/articles/envision-300000-tonnes-of-renewable-ammonia-capacity-online-this-september/>
- [94] J. Gretschel, A.-L. Priebe, L. Ohle, and J. Schäfer-Gendrisch. (2024, 12) Rechtsrahmen für Ammoniaktransportlösungen. Berlin. Rechtswissenschaftliche Studie im Rahmen des Wasserstoff-Leitprojekts TransHyDE, Online. [Online]. URL: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2024/12/20241202_CF11_1_TransHyDE-Rechtsrahmen_Ammoniaktransportloesungen.pdf
- [95] DST – Entwicklungszentrum für Schiffstechnik und Transportsysteme e.V. (2025, 9) Ammoniak als Treibstoff der Energiewende. Online; Zugegriffen am 1. September 2025. [Online]. URL: <https://www.dst-org.de/besuch-yara-rostock/>
- [96] NDR. Ammoniak-Importterminal in Brunsbüttel eingeweiht. Online. [Online]. URL: <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Ammoniak-Importterminal-in-Brunsbuettel-eingeweiht,ammoniak124.html>
- [97] uniper. Green-Wilhelmshaven: Auf zu neuen Horizonten. Online; Zugegriffen am 17. Juli 2025. [Online]. URL: <https://www.uniper.energy/de/loesungen/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven>

- [98] B. Oldenburg. Hamburg auf dem Weg zum Energiehafen. Online; Zugriffen am 17. Juli 2025. [Online]. URL: <https://www.dvz.de/unternehmen/see/detail/news/hamburg-auf-dem-weg-zum-energiehafen.html>
- [99] Monheimer Elektrizitäts- und Gasversorgung GmbH. (2024, 12) Belgien plant große Wasserstoff-Transporte nach Deutschland. Online; Zugriffen am 5. Dezember 2024. [Online]. URL: <https://www.mega-monheim.de/unternehmen/aktuelles/belgien-plant-grosse-wasserstoff-transporte-nach-deutschland>
- [100] cruh21 GmbH. Machbarkeitsstudie Ammoniakumschlag im Hafen Wesel. Online. [Online]. URL: <https://www.cruh21.com/de/referenzen/machbarkeitsstudie-ammoniakumschlag-im-hafen-wesel.html>
- [101] Rheinische Post. Tanklager für Ammoniak am Rheinlandkai in Hochfeld geplant. Online. [Online]. URL: https://rp-online.de/nrw/staedte/duisburg/duisburger-hafen-plant-tanklager-fuer-ammoniak-in-hochfeld_aid-89567765