

# **BEniVer**

## **Infrastruktur des Kraftstoffmarktes**

---

**Elemente, Kosten, Anlagenbestand**

**Zwischenbericht © BEniVer,**





# **Infrastruktur des Kraftstoffmarktes**

---

**Elemente, Kosten, Anlagenbestand**

**Auftraggeber:**

**Förderkennzeichen:**

**Bearbeiter/in:**

**Lisa Becker, Christian Lutz,**

**Fertigstellung:**



# Inhalt

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>3</b>
<b>2 Kraftstoffmarkt in Deutschland.....</b>	<b>4</b>
2.1 Elemente der Infrastruktur .....	4
2.1.1 Raffinerien.....	4
2.1.2 Pipelines .....	8
2.1.3 Transport über weitere Verkehrsträger .....	12
2.1.4 Tankstellen.....	13
2.1.5 Speicher.....	19
2.2 Kraftstoffe.....	21
2.2.1 Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffe .....	22
2.2.2 Erd- und Autogas .....	26
2.2.3 Strom .....	27
2.2.4 Erneuerbare Energien .....	28
<b>3 Weltweite Verflechtungen des deutschen Kraftstoffmarktes.....</b>	<b>29</b>
3.1 Internationale Entwicklungen.....	29
3.1.1 Ölreserven & -vorkommen.....	29
3.1.2 Raffinerien.....	30
3.1.3 Ölverbrauch/-nachfrage.....	30
3.1.4 Investitionen .....	32
3.2 Weg des Rohöls und der Ölprodukte nach Deutschland .....	33
<b>4 Fazit.....</b>	<b>37</b>
<b>5 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>38</b>
<b>6 Anhang.....</b>	<b>43</b>





## Abkürzungsverzeichnis

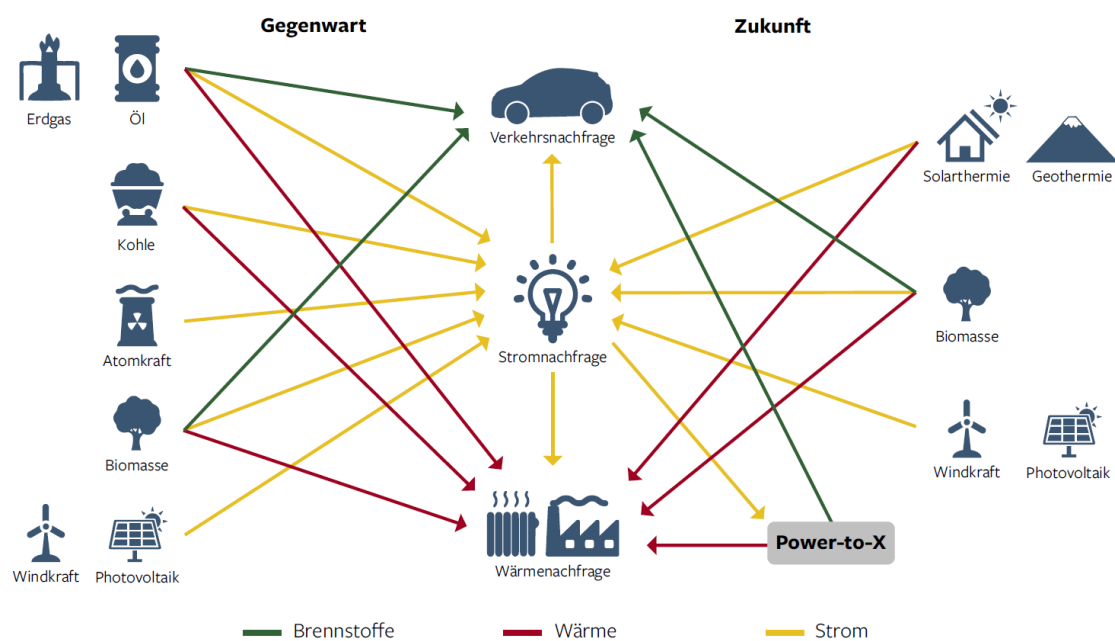
AfA	Absetzung für Abnutzung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BKartA	Bundeskartellamt
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionsausgaben (Capital Expenditure)
CNG	Erdgas (Compressed Natural Gas)
DB	Deutsche Bahn
Destatis	Statistisches Bundesamt
DVFG	Deutscher Verband Flüssiggas
EBV	Erdölbevorratungsverband
EE	Erneuerbare Energien
EiD	EnergieInformationsdienst
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ESPO	European Sea Ports Organisation
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
GENESIS	Gemeinsames neues statistisches Informationssystem
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten
H-Gas	High calorific gas
IEA	International Energy Agency
KBA	Krafftahrt-Bundesamt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
L-Gas	Low calorific gas
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LPG	Autogas (Liquefied Petroleum Gas)
MIPRO	Mitteldeutsche Produktenleitung
MVL	Mineralölverbundleitung
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
NDO	Norddeutsche Ölleitung
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NWO	Nord-West-Ölleitung
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPEX	Betriebsausgaben (Operational Expenditure)
Pkw	Personenkraftwagen
RMR	Rhein-Main-Rohrleitung
RRB	Rohstoffpipeline Rostock-Böhlen

---

RRP	Rotterdam-Rhein-Pipeline
SPSE	Société du Pipeline Sud-Européen
TAL	Transalpine Ölleitung
THG	Treibhausgase
tkm	Tonnenkilometer
WZ	Wirtschaftszweig

# 1 Einleitung

Neben der Strom- und Wärmeversorgung steht auch der Kraftstoffmarkt vor einer tiefgreifenden Transformation, die von Antrieben auf Basis von fossilen Rohstoffen zu Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen führt. Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, werden im Verkehrssektor derzeit hauptsächlich Mineralölprodukte, aber auch Erdgas und flüssige Biomasse eingesetzt sowie über die Stromnachfrage einiger Pkw und des Schienenverkehrs auch alle anderen Energieträger (Kohlen, Kernenergie, Windkraft, Photovoltaik) verbraucht. In Zukunft sollen erneuerbare Quellen im gesamten Energiesystem erheblich an Bedeutung gewinnen, was für den Mobilitätssektor bedeutet, dass der Einsatz von Biomasse und strombasierten Kraftstoffen (Power-to-X) sowie Strom aus erneuerbaren Quellen intensiviert werden muss.



**Abbildung 1:** *Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung. Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen 2017.*

Um ein besseres Verständnis der Mechanismen der globalen Energieträger- und Treibstoffmärkte zu gewinnen, wird zunächst der Kraftstoffmarkt in Deutschland analysiert. Hierfür werden die einzelnen Elemente der Infrastruktur betrachtet, die in der Abfolge den Weg von der Erzeugung zum Transport des Kraftstoffes zum Endverbraucher abbilden (Kapitel 2.1). Investitionen, Ersatzzyklen, zeitliche Entwicklung und geographische Verteilung werden hier untersucht. Zusätzlich werden die Kraftstoffe, die aktuell relevant für den Kraftstoffmarkt sind, näher analysiert, um einen ersten Eindruck über die Substitutionsmöglichkeiten zu gewinnen (Kapitel 2.2).

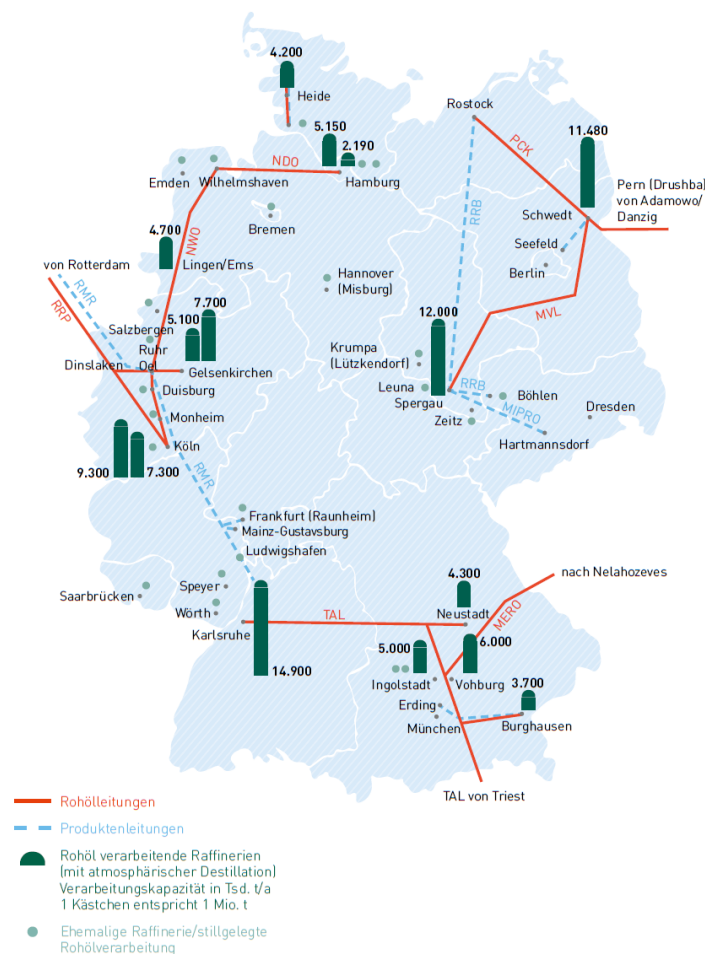
In einem zweiten Schritt wird der Kraftstoffmarkt auch international betrachtet, soweit dies für Deutschland und das Verständnis eines zukünftigen Umstiegs auf strombasierte Kraftstoffe sinnvoll ist (Kapitel 3).

## 2 Kraftstoffmarkt in Deutschland

Die Bereitstellung und Nutzung von Kraftstoffen in Deutschland wird zum einen durch die Infrastruktur und zum anderen durch die Kraftstoffe selbst bestimmt. Beide Aspekte werden im Folgenden näher untersucht.

### 2.1 Elemente der Infrastruktur

Kraftstoffe werden in Deutschland in Raffinerien aus Rohöl gewonnen oder importiert. Das Rohöl, das überwiegend eingeführt wird, und teilweise die Mineralölprodukte aus den Raffinerien werden über Pipelines transportiert. Abbildung 2 zeigt die räumliche Verteilung der Infrastruktur in Deutschland.

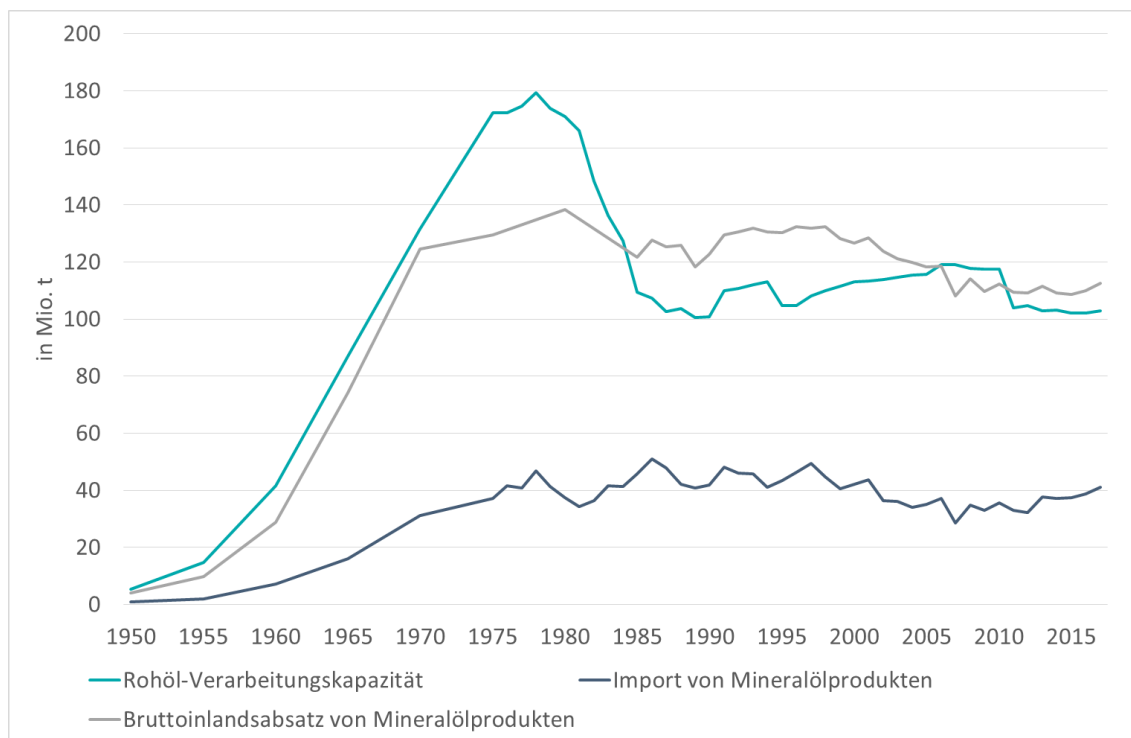


**Abbildung 2:** *Raffinerien und Pipelines in Deutschland (Stand: Juli 2018). Quelle: MWV 2018a. Die SPSE (Société du Pipeline Sud-Européen), die Rohöl von Lavéra (Frankreich) nach Karlsruhe transportiert, ist nicht Mitglied des MWV (MWV 2006) und fehlt in dieser Darstellung.*

#### 2.1.1 Raffinerien

In Deutschland befinden sich derzeit 13 Raffinerien in Betrieb, die Rohöl verarbeiten (MWV 2018a). Abbildung 2 zeigt ihre Verteilung in Deutschland, Tabelle 11 im Anhang listet sie mit ihrer jeweiligen Kapazität im Jahr 2017 auf. Insgesamt wurden in diesem

Jahr 103 Millionen Tonnen Rohöl verarbeitet. Die Zahlen für 2018 liegen bis Oktober vor und zeigen bis dahin einen leichten Rückgang der Raffinerieerzeugung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum (BAFA 2018a). Abbildung 3 skizziert die historische Entwicklung der Verarbeitungskapazität sowie in Gegenüberstellung die Entwicklung von Inlandsabsatz und Import von Mineralölprodukten. In den 1950er- und 1960er-Jahren wurden vor dem Hintergrund des Wirtschaftswunders und der damit einhergehenden steigenden Nachfrage nach Ölprodukten viele Raffinerien gebaut, sodass in diesem Zeitraum die Verarbeitungskapazität stark angestiegen ist. Dieser schnelle Zuwachs ließ infolge der Ölpreiskrisen in den Jahren 1973/74 und 1979/80 deutlich nach. Im Jahr 1978 erreichte die Raffineriekapazität ihren historischen Höchststand mit über 179 Millionen Tonnen Rohöl, die in damals 36 Raffinerien verarbeitet wurden. Bis zur Mitte 1980er-Jahre sank die Verarbeitungskapazität um etwa 40 %.



**Abbildung 3:** *Entwicklung der Rohöl-Verarbeitungskapazität der Raffinerien in Deutschland im Vergleich zum Import und Absatz von Mineralölprodukten. Quelle: MWV 2017.*

Die Mineralölbilanz in Deutschland sieht für das Jahr 2017 wie in nachfolgender Tabelle dargestellt aus: Das Rohöl, das hauptsächlich importiert wird, wird in der Raffinerie verarbeitet. Der Raffinerieausstoß ist größer, da Mineralölprodukte wieder eingesetzt oder Additive und Biokomponenten hinzugefügt werden. Zusätzlich zu der inländischen Herstellung werden Mineralölprodukte importiert, sodass der Gesamtabatz höher liegt als der Raffinerieausstoß. Durch Bunkerung, dem Raffinerie-Eigenverbrauch und dem Export verringert sich der Inlandsabsatz, unter dem alle Mineralölprodukte zusammengefasst werden.

**Tabelle 1:** *Mineralölbilanz 2017*

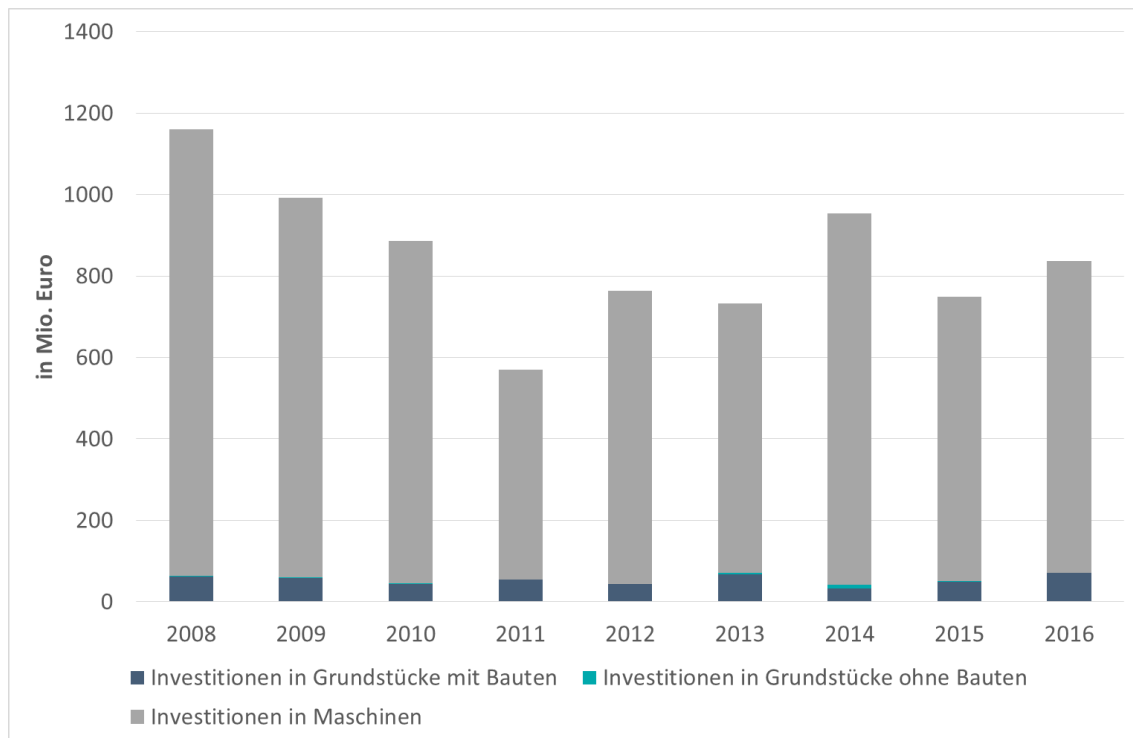
	Menge in Mio. t	
Rohölimport	90,9	
Rohöl aus dem Inland	2,2	
Rohöleinsatz insgesamt		93,1
Chemievorprodukte	-2,1	
Produktenwiedereinsatz/Additive/Biokomponenten	14,2	
statistische Differenz	-0,3	
Raffinerieausstoß		105
Bestandsabbau	0,5	
Doppelzählungen, Abgrenzungsdifferenzen	-9,5	
Import von Mineralölprodukten	41,1	
Aufkommen aus Altölaufbereitung	0,5	
Gesamtabsatz		137,5
Hochseebunkerungen	-2,3	
Eigenverbrauch der Raffinerien	-5,8	
Export von Mineralölprodukten	-23,4	
Inlandsabsatz		106

Quelle: MWV 2018a.

Die Bruttomarge einer durchschnittlichen Raffinerie in Deutschland betrug im August 2018 81,5 Euro pro Tonne. Bei geschätzten Kosten der Raffinerie von 35 Euro pro Tonne ergibt sich ein Gewinn von 46,5 Euro pro Tonne (EiD 2018a). Der Versorgungsengpass infolge des Niedrigwassers des Rheins führte im Herbst 2018 zu einem erheblichen Anstieg der Margen in den besonders betroffenen Regionen: Im Süden und Südwesten Deutschlands lagen die Bruttomargen im November bei etwa 150 Euro pro Tonne (EiD 2019).

In O'Sullivan, Edler & Lehr (2018) wird für verarbeitende Unternehmen von Mineralölprodukten eine mittlere Bauzeit von zwei Jahren angegeben. Vorhandene empirische Angaben liegen etwa in diesem Bereich: Die in Ingolstadt befindliche Raffinerie wurde nach Angaben des Unternehmens in den 1960er-Jahren innerhalb einer Bauzeit von 18 Monaten fertiggestellt (Gunvor 2014), die Raffinerie in Leuna konnte nach drei Jahren in Betrieb genommen werden (TOTAL 2018).

Die derzeit produzierenden Raffinerien haben ein durchschnittliches Alter von 60 Jahren, die 1997 errichtete Anlage in Leuna ist mit Abstand am jüngsten (TOTAL 2018). Bei Betrachtung der stillgelegten Raffinerien ergibt sich überwiegend eine Nutzungsdauer zwischen 20 und 30 Jahren. Die meisten dieser Anlagen wurden infolge des wirtschaftlichen Aufschwungs um 1960 in Betrieb genommen und im Zuge des Raffineriesterbens in den 1980er-Jahren geschlossen. Die Nutzungsdauer einer Raffinerie wird also nicht nur durch technische Faktoren restringiert, sondern es können auch wirtschaftliche Gründe für die Einstellung des Betriebes ausschlaggebend sein. Die AfA-Tabellen des BMF (2018) geben Auskunft über die geplante Nutzungsdauer. Für Raffinationsanlagen liegen die theoretischen Angaben zwischen 8 und 12 Jahren.



**Abbildung 4:** *Investitionen des Wirtschaftszweiges „Kokerei und Mineralölverarbeitung“ (WZ08-19). Quelle: Destatis 2018a.*

Für die Investitionen in der Mineralölverarbeitung (WZ08-192) liegen keine differenzierten Angaben vor. Daher werden hier die Investitionen in dem darüber liegenden Aggregat der amtlichen Statistik (WZ08-19) betrachtet, in dem auch Kokereien abgebildet werden. Abbildung 4 zeigt, dass die jährlichen Investitionen zwischen 570 Millionen und 1,16 Milliarden Euro liegen, von denen der überwiegende Anteil in Maschinen fließt. Angesichts der verhältnismäßig geringen Anzahl der Kokerei-Betriebe in der Statistik (drei Kokereien gegenüber 48 Unternehmen der Mineralölverarbeitung im Jahr 2016) liegt die Annahme nahe, dass der überwiegende Teil der Investitionen in den Mineralölverarbeitungsbetrieben getätigt wurde.

**Tabelle 2:** *Bruttoanlagevermögen des Wirtschaftszweiges „Kokerei und Mineralölverarbeitung“ (WZ08-19)*

	2011	2012	2013	2014	2015
	in Mrd. Euro				
Anlagen	17,1	17,0	16,8	16,9	16,8
davon Ausrüstungen	12,9	12,9	12,7	12,8	12,6
davon Bauten	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2
davon sonstige Anlagen	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0

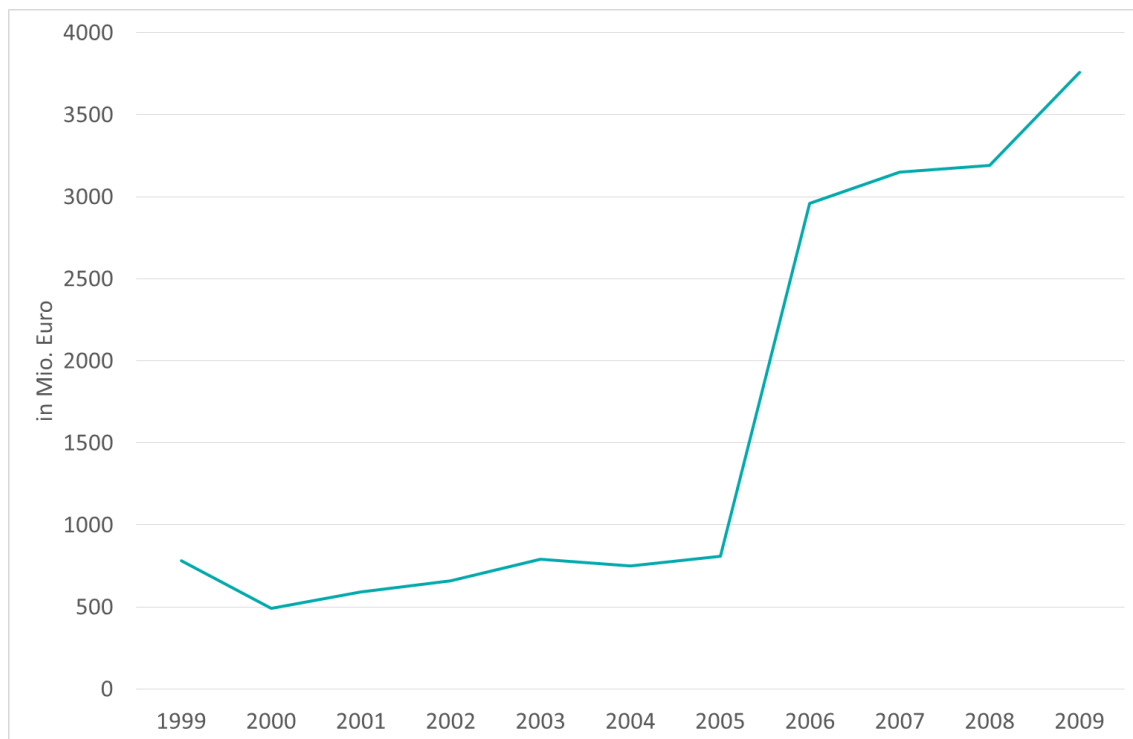
Quelle: Destatis 2018b.

Bei Betrachtung des Kapitalstocks in derselben Abgrenzung des Wirtschaftszweiges zeigt sich ein Wert von etwa 17 Mrd. Euro (vgl. Tabelle 2). Die jährlichen Abschreibungen betragen etwa 1 Mrd. Euro (Destatis 2018b). Bei Neuinvestitionen, die in den meisten Jahren unterhalb 1 Mrd. Euro liegen (siehe Abbildung 4), verringert sich der Kapitalstock im Zeitablauf leicht.

## 2.1.2 Pipelines

### Ölpipelines

Seit 1952 werden in Deutschland Rohrfernleitungen zum Transport von Rohöl und seinen Produkten eingesetzt. Die meisten wurden in den 1950er- und 1960er-Jahren in Betrieb genommen, wenige weitere Pipelines kamen in den 1990er-Jahren dazu (MWV 2006). Deutschland ist heute an vier Pipelinenetze angeschlossen: per TAL aus Triest (Italien), per SPSE aus Lavéra (Frankreich), per RRP (für Rohöl) bzw. RMR (für Ölprodukte) aus Rotterdam (Niederlande) und per MVL aus Adamowo (Polen) (MWV 2018a, siehe Abbildung 2). Eine Auflistung der einzelnen Pipelines mit Streckenverlauf und Länge befindet sich in Tabelle 12 im Anhang. In den vergangenen elf Jahren hat sich die in Pipelines beförderte Menge an Rohöl kaum verändert und liegt bei etwa 89 Millionen Tonnen pro Jahr. Davon stammen etwa drei Viertel aus dem grenzüberschreitenden Transport (Destatis 2018c).



**Abbildung 5:** *Entwicklung der Einnahmen durch Pipelines. Quelle: BMVI 2018.*

Die Einnahmen, die durch den Betrieb von Pipelines erzielt wurden, liegen für 1999 bis 2009 vor. Abbildung 5 zeigt von 2005 auf 2006 einen auffälligen Anstieg, der darauf zurückzuführen ist, dass ein ausländisches Unternehmen in deutschen Besitz übergegangen ist (mündliche Auskunft von BMVI 2018). Doch auch über diesen Anstieg hinaus ist eine Zunahme der Einnahmen erkennbar. Unter der Annahme, dass steigende Einnahmen auch eine Zunahme der Gewinne induzieren, besteht ein starker ökonomischer Anreiz für die Investition in Pipelines.

Der Mineralölwirtschaftsverband betont ebenfalls die hohe Wirtschaftlichkeit von Pipelines, die sich dadurch ergebe, dass im Vergleich zu anderen Transportmitteln keine Umschlagsvorgänge, geringe Zeitverluste und wenig Energieeinsatz notwendig sind. Außerdem sei der Transport unabhängig von äußeren Einflüssen wie von dem



Aufkommen anderer Verkehrsträger und von Wetterverhältnissen und somit im hohen Maß sicher (MWV 2006).

Ein weiteres Motiv für den Bau einer Pipeline ist aus Sicht des Mineralölwirtschaftsverbands die hohe Umweltfreundlichkeit, da durch die unterirdisch verlegten Systeme eine alternative Nutzung der Fläche nicht verhindert, als Energieträger überwiegend Strom eingesetzt und keine Luftschadstoffe oder Lärm erzeugt werde (MWV 2006). Hierbei bleiben jedoch der Eingriff in das betroffene Ökosystem sowie die Gefahren einer Umweltverschmutzung des Bodens bzw. des Wassers durch Schäden an der Pipeline ungenannt.

Zur Bauzeit von Pipelines liegen nur wenige Informationen vor. Für die Pipeline MERO mit einer Gesamtlänge von 340 km wird eine Bauzeit von etwa anderthalb Jahren angegeben (MERO Germany 2018), für die RMR mit einer Länge von 524 km werden etwa sechs Jahre genannt (RMR 2015). Diese beiden Beispiele demonstrieren, dass die Bauzeit nicht nur von der Länge der Pipeline abhängen kann und weitere Faktoren ausschlaggebend sind.

**Tabelle 3:** *Relative Anfangsinvestitionen von ausgewählten Pipelines*

Pipeline (Jahr der Inbetriebnahme)	Investition pro Länge [in Mio. Euro/km]	Investition pro Kapazität [in Euro/t]	Investition pro Länge und Kapazität [in Euro/(km*t)]
NDO (1983)	0,52	9,26	0,06
NWO (1958)	0,39	16,99	0,04
RUHR OEL (1957)	0,26	1,83	0,04
SHELL (1959)	0,12	0,73	0,02

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MWV 2018a.

Die Investitionskosten für eine Pipeline fallen je nach Länge und Kapazität unterschiedlich aus und sind darüber hinaus von den geographischen Verhältnissen abhängig. Der Mineralölwirtschaftsverband gibt eine Spanne von durchschnittlich 1 bis 2 Mio. Euro pro km an (MWV 2006). Für einige der Pipelines lassen sich anhand der historischen Werte die durchschnittlichen Anfangsinvestitionen berechnen, die in Tabelle 3 wiedergegeben werden. Bei diesen Beispielen ergeben sich pro Kilometer Pipeline Investitionskosten zwischen 0,12 und 0,52 Mio. Euro. In Relation zur Kapazität ergeben sich relative Investitionskosten zwischen 0,73 und 16,99 Euro pro Tonne Anfangskapazität. Auch eine Relativierung anhand des Produkts aus Länge und Kapazität ergibt kein übereinstimmendes Bild. Diese deutlichen Unterschiede zeigen, dass die Kosten – so wie die Bauzeit – für den Bau einer Pipeline nicht einheitlich sind und von anderen Faktoren als dem Ausmaß der Rohrleitung bestimmt werden.

**Tabelle 4:** *Investitionen des Wirtschaftszweiges „Transport in Rohrfernleitungen“ (WZ08-495)*

	Bruttoanlageinvestitionen in Mio. Euro
2008	619
2009	1.781
2010	3.473
2011	2.363
2012	661
2013	627
2014	640
2015	371
2016	428

Quelle: Destatis 2018d.

Tabelle 4 zeigt die jährlich getätigten Investitionen in Pipelines auf gesamtwirtschaftlicher Ebene. Hier sind auch die Fernleitungen eingeschlossen, die andere Rohstoffe als Öl transportieren.<sup>1</sup> In den Jahren 2009, 2010 und 2011 lagen die Investitionen auffallend hoch, worin sich der Bau der Gaspipeline „Nord Stream 1“ im Zeitraum von April 2010 bis April 2012 widerspiegelt (Nord Stream 2018a). Eine Untersuchung der Gasleitungsinfrastruktur in Deutschland bietet der folgende Abschnitt.

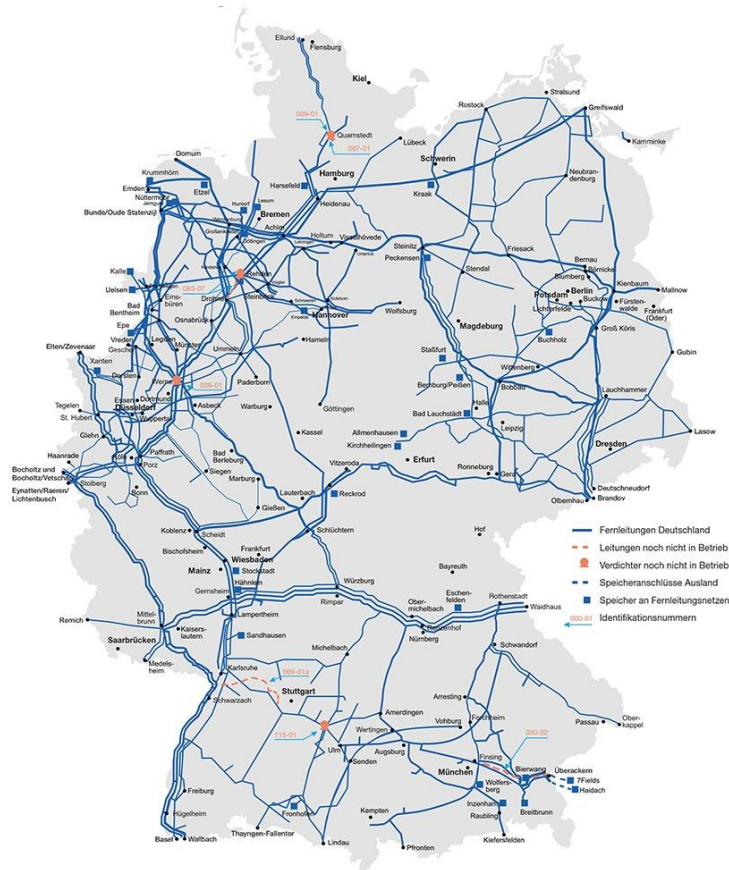
Beim BMVI (2018) liegen differenzierte Daten zu den Anlageinvestitionen in Pipelines vor. Hier werden ausschließlich Leitungen betrachtet, die Rohöl oder Mineralölprodukte transportieren. Die Investitionen sind über die Zeit relativ konstant: Seit 2000 liegen sie jährlich zwischen 191 und 204 Mio. Euro<sub>2010</sub>. Das Bruttoanlagevermögen nimmt mit steigender Grenzrate zu und entwickelte sich von 4,1 Mrd. Euro<sub>2010</sub> im Jahr 2000 zu 4,6 Mrd. Euro<sub>2010</sub> im Jahr 2017. Der Modernitätsgrad gibt das Verhältnis von dem Nettoanlagevermögen, d. h. das Bruttoanlagevermögen minus die Abschreibungen, zum Bruttoanlagevermögen an und ist somit ein Indikator für den Alterungsprozess der Anlagen. Ein Modernitätsgrad von 0 kennzeichnet demnach einen Anlagenbestand, der bereits vollständig abgeschrieben ist, ein Modernitätsgrad von 1 charakterisiert komplett neue Anlagen. Für die Pipelines lag er in den letzten Jahren gleichbleibend bei etwa 58 %, was im Vergleich zu den anderen Verkehrsträgern unterdurchschnittlich ist.

### Gaspipelines

Deutschland verfügt über ein dichtes Netz an Gaspipelines, das in Abbildung 6 zu sehen ist. Dabei handelt es sich nicht um ein einheitliches Netz, sondern um zwei getrennte Systeme für unterschiedliche Erdgassorten. H-Gas mit einem hohen Brennwert wird über das gesamte Gebiet Deutschlands verteilt. Parallel dazu wird vor allem im Nordwesten L-Gas mit einem niedrigeren Brennwert zur Verfügung gestellt, das ausschließlich aus Deutschland selbst oder den Niederlanden stammt. H-Gas wird aus Dänemark, Norwegen oder Russland importiert. Aufgrund des Rückgangs des Aufkommens von L-Gas auf dem

<sup>1</sup> Der Wirtschaftszweig 08-495 umfasst den Transport von Gasen, Flüssigkeiten, Schlämmen und anderen Gütern in Rohrfernleitungen sowie den Betrieb von zugehörigen Pumpstationen, jedoch nicht die Verteilung von Erd- und Stadtgas (vgl. folgenden Abschnitt) und den Transport über weitere Verkehrsträger (vgl. Abschnitt 2.1.3) (Destatis 2008).

deutschen Markt vor allem durch Produktionsrückgänge in den Niederlanden ist eine Umstellung auf ausschließlich H-Gas bis zum Jahr 2030 geplant (FNB 2018).



**Abbildung 6:** *Gas-Fernleitungsnetz Deutschlands (Stand: April 2016). Quelle: BMWi 2016.*

Das Gasnetz wird von 16 Fernleitungsnetzbetreibern gesteuert, die das Gas von seiner Quelle nach Deutschland transportieren. Zwischen ihnen und den Endkunden/-innen stehen 717 Verteilernetzbetreiber, die für die Gasversorgung verantwortlich sind (Stand 2017, BNetzA & BKartA 2017).

Die Investitionen in die Netzinfrastruktur auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber beliefen sich im Jahr 2016 insgesamt auf 753,2 Mio. Euro, von denen 56 % für neue oder erweiterte Rohrleitungen eingesetzt wurden. Auf Ebene der Verteilernetzbetreiber haben rund 650 der 717 Unternehmen Angaben zu ihren Investitionen gemacht. Hier flossen 2131 Mio. Euro in die Netzinfrastruktur, von denen rund 30 % in den Neubau und die Erweiterung der Netze investiert wurden. Die Plandaten für 2017 sehen einen deutlichen Anstieg der Investitionen bei den Fernleitungsnetzbetreibern vor (BNetzA & BKartA 2017).

Ergänzend zur oben genannten „Nord Stream 1“ befindet sich derzeit die Gaspipeline Nord Stream 2 in Planung, welche die Gasvorkommen in Russland mit dem Energiemarkt in Europa auf direktem Weg durch die Ostsee verbinden soll. Nach Angaben des Unternehmens beläuft sich das Investitionsvolumen auf 7,4 Milliarden Euro für die 1224 km lange Leitung. Sechs Jahre sind als Bauzeit und mindestens fünfzig Jahre als Betriebsdauer geplant (Nord Stream 2013).

Ein Grund für den Bau ist die Sicherung der Erdgasversorgung, welche durch die steigende Kapazitätsauslastung der Nord Stream 1 gefährdet werde, die laut Unternehmen im Jahr 2017 schon bei 93 % lag (Nord Stream 2018b). Neben ökonomischen Motiven werden auch geopolitische Hintergründe vermutet, die sich auf eine mögliche Absicht Russlands stützen, mit der neuen direkten Verbindung zur EU die Ukraine als Transitland für Erdgasexporte schwächen zu wollen (Neumann et al. 2018). Damit einhergehend wird auch der zusätzliche Kapazitätsbedarf an Erdgas angezweifelt. In den USA stößt das Vorhaben nicht nur geopolitisch auf große Vorbehalte. Die Pipeline würde auch die Möglichkeit reduzieren, eigenes Flüssiggas nach Europa zu exportieren.

### 2.1.3 Transport über weitere Verkehrsträger

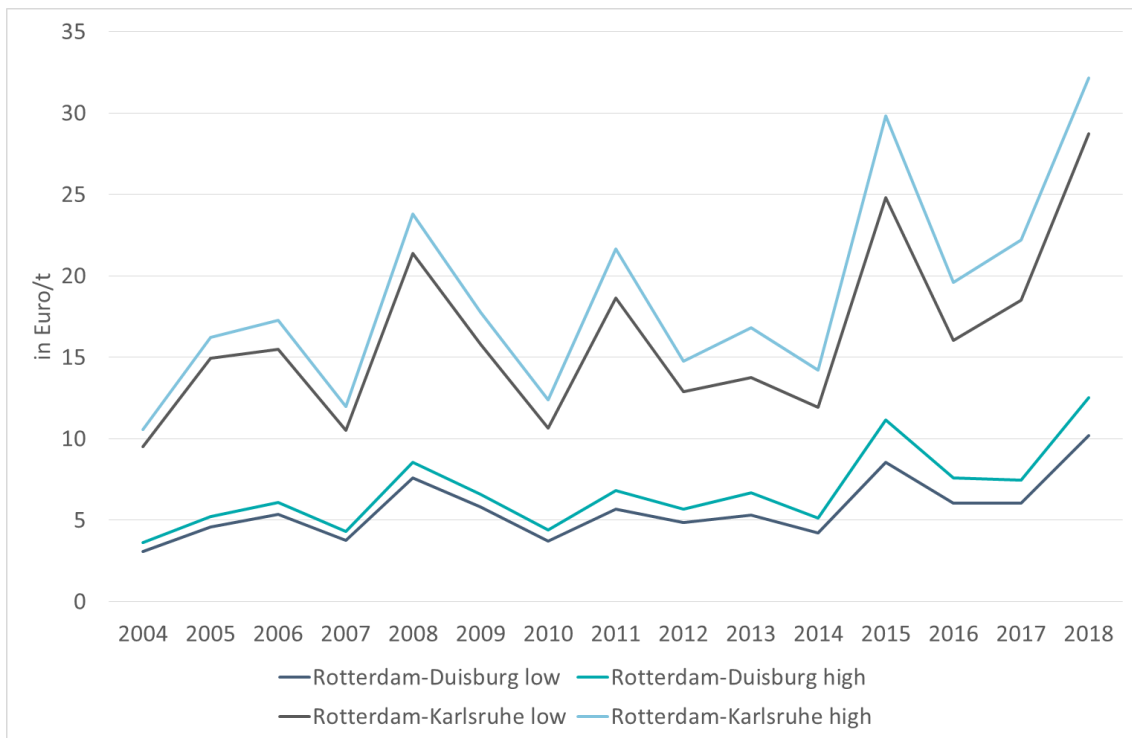
Neben der Beförderung von Kraftstoffen durch Pipelines ist auch der Transport per Tanker, Tanklastwagen oder Bahn möglich. Hierzu bietet Tabelle 5 einen ersten Überblick über die Transportmengen, die auf Ebene der Güterabteilungen „Kohle, Erdöl und Erdgas“ und „Kokerei- und Mineralölerzeugnisse“ erfasst werden.

**Tabelle 5:** *Beförderungsmengen nach Verkehrsträgern im Jahr 2017*

	Kohle, rohes Erdöl und Erdgas [in 1000 t]	Kokerei- und Mineralölerzeugnisse [in 1000 t]
Eisenbahnverkehr	32487	38754
Binnenschifffahrt	30787	37986
Seeverkehr	38029	16473
Straßenverkehr	9327	91880

Quelle: Destatis 2018c.

In einer weiteren Veröffentlichung (Destatis 2018e) werden die Beförderungsmengen im Eisenbahnverkehr nach Güterabteilungen weiter differenziert: In der Güterabteilung der Rohstoffe überwiegt der Transport von Kohle, der Anteil von Erdöl in dieser Güterabteilung beträgt lediglich 7 %, der von Erdgas etwa 1 %. Bei den Kokerei- und Mineralölerzeugnissen bilden die Ölprodukte mit einem Anteil von knapp 91 % die Mehrheit in dieser Güterabteilung. Für frühere Jahre liegt auch für die Binnenschifffahrt eine stärkere Differenzierung nach Güterabteilungen vor (Destatis 2017). Bei den Rohstoffen (Kohle, rohes Erdöl und Erdgas) ist der Anteil von Öl vernachlässigbar gering, hauptsächlich Kohle wird in dieser Güterabteilung transportiert (34,0 Mio. Tonnen von 34,1 Mio. Tonnen im Jahr 2016). Dagegen dominiert in der Güterabteilung der Kokerei- und Mineralölerzeugnisse der Transport von Ölprodukten: Knapp 95 % der 2016 beförderten Menge in dieser Güterabteilung waren Mineralölerzeugnisse. Bahnen und Binnenschiffe spielen also bei der Beförderung von Rohöl eine untergeordnete Rolle, bei dem Transport von Mineralölprodukten haben diese Verkehrsträger hingegen einen maßgeblichen Anteil.



**Abbildung 7:** *Frachtrate (Jahresdurchschnitte) für Gasöl zwischen Rotterdam und Duisburg bzw. Karlsruhe. Quelle: EiD 2018b.*

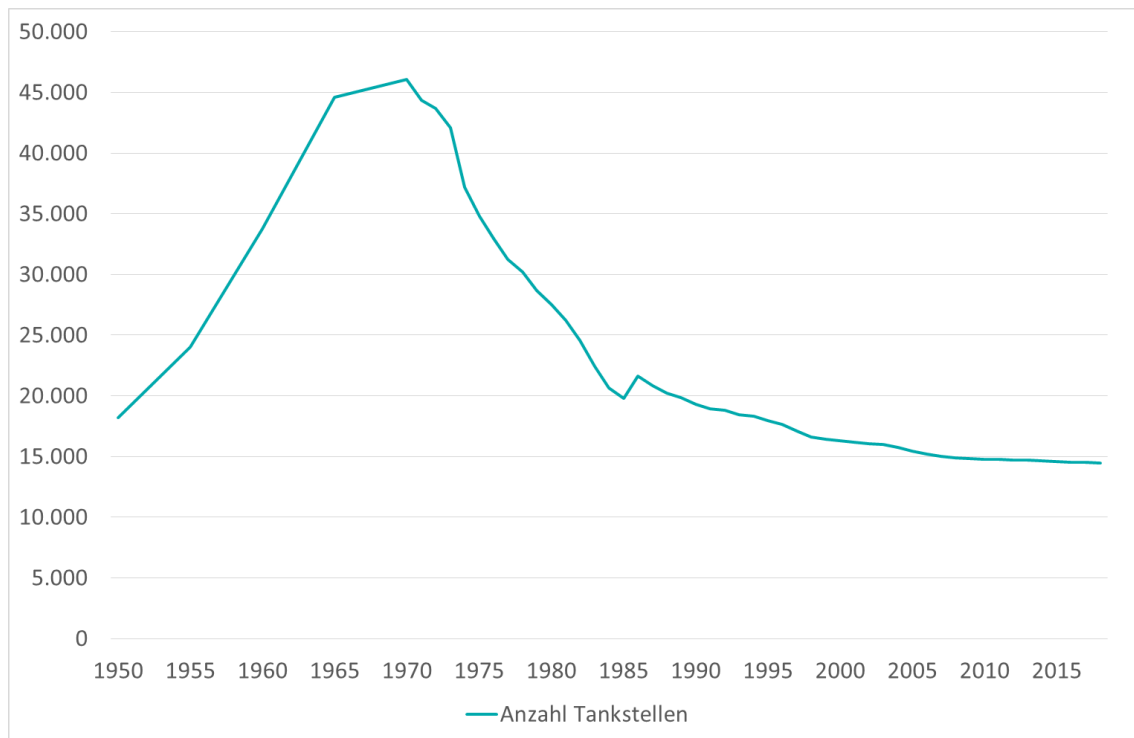
Die Kosten für den Transport per Schiff unterliegen starken Schwankungen. Abbildung 7 zeigt die jährlichen Mittelwerte für die Beförderung über den Rhein, unterjährig treten noch stärkere Fluktuationen des Preises auf (EiD 2018b). Bei Berücksichtigung der Distanzen ergeben sich für den Transport von einer Tonne pro 100 km Preise zwischen etwa 1,40 und 5,60 Euro.

Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Verkehrsträger können den AfA-Tabellen entnommen werden: Hier werden für Straßenfahrzeuge, die Ölprodukte transportieren, Angaben von 5 bis 7 Jahren gemacht. Die theoretische Nutzungsdauer von Tankern liegt zwischen 16 und 20 Jahren und die von Schienenfahrzeugen zwischen 20 und 25 Jahren (BMF 2018).

### 2.1.4 Tankstellen

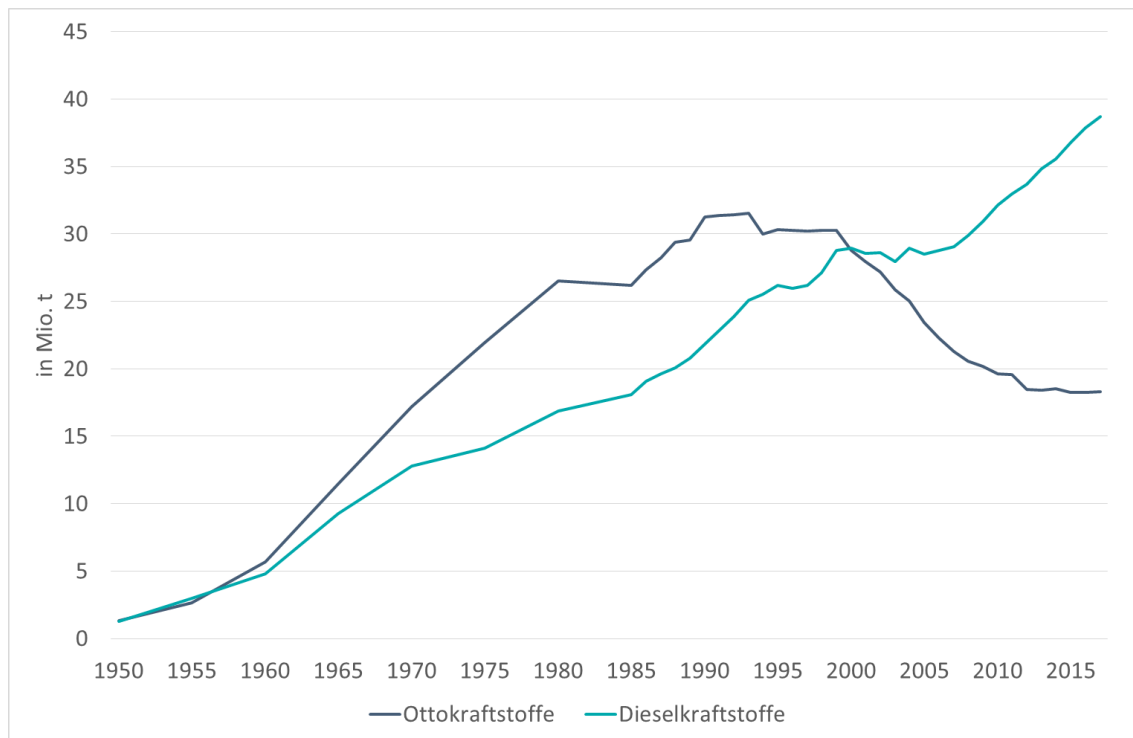
#### „herkömmliche“ Tankstellen

Parallel zur steigenden Raffinerieproduktion nahm der Tankstellenbestand in den 1950er- und 1960er-Jahren stark zu, um damit die in den Raffinerien erzeugten Produkte zu vertreiben und die hohe Nachfrage zu decken. Ab 1970 ging der Bestand wieder stark zurück, bis 1985 waren es im Durchschnitt jedes Jahr 1.754 Tankstellen weniger. Danach ist die Anzahl weiter gesunken, allerdings mit abnehmender Grenzrate (MWV 2018b). Heute gibt es rund 14.500 Stück, von denen etwa 2,5 % an Autobahnen liegen (EiD 2018c).



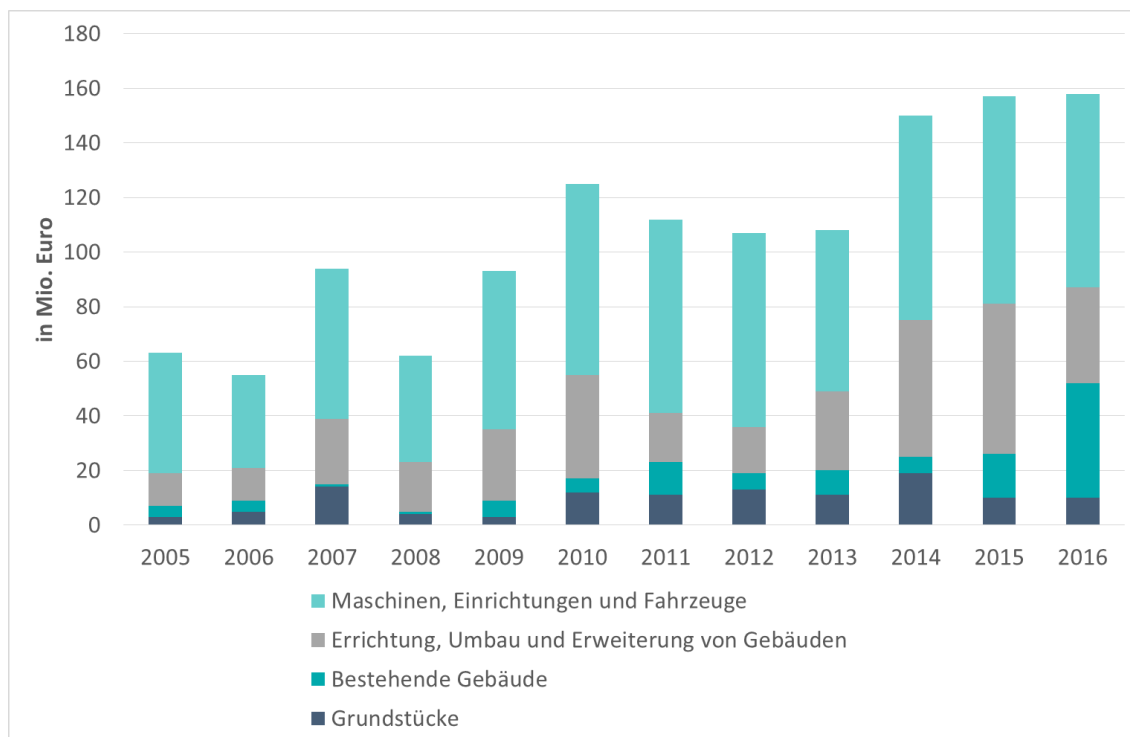
**Abbildung 8:** *Entwicklung des Tankstellenbestandes in Deutschland. Quelle: MWV 2018b.*

Hingegen sinkt langfristig die Nachfrage nach den an den „herkömmlichen“ Tankstellen gehandelten Kraftstoffen nicht (vgl. Abbildung 9). Zwar geht die Entwicklung von Ottokraftstoffen seit der Jahrtausendwende zurück, insgesamt wächst der Absatz an Tankstellen jedoch aufgrund des starken Anstiegs von nachgefragten Dieselmotorkraftstoffen. Bei einem sinkenden Tankstellenbestand wird somit pro Tankstelle mehr abgesetzt.



**Abbildung 9:** *Entwicklung des Brutto-Inlandsabsatzes von Otto- und Diesekraftstoffen. Quelle: MWV 2018a.*

Die Investitionen in Tankstellen von 2005 bis 2016, die in Abbildung 10 dargestellt werden, liegen zwischen 55 und 158 Mio. Euro jährlich. Über diesen Zeitraum ist eine eher steigende Tendenz zu erkennen. Dass die Investitionen insbesondere in die Bereiche „Errichtung, Umbau und Erweiterung von Gebäuden“ und „Maschinen, Einrichtungen und Fahrzeuge“ fließen, zeigt, dass die erhaltenen Tankstellen ausgebaut werden, um die Angebotslücke zu schließen, die durch die geschlossenen Verkaufspunkte entstanden sind, und weiterhin die in Abbildung 9 dargestellte hohe Nachfrage nach Otto- und Diesekraftstoffen decken zu können. Ein weiterer Grund für einen Ausbau der Tankstellen kann der wachsende Markt für die Produkte im Tankstellenshop sein (EiD 2018d).



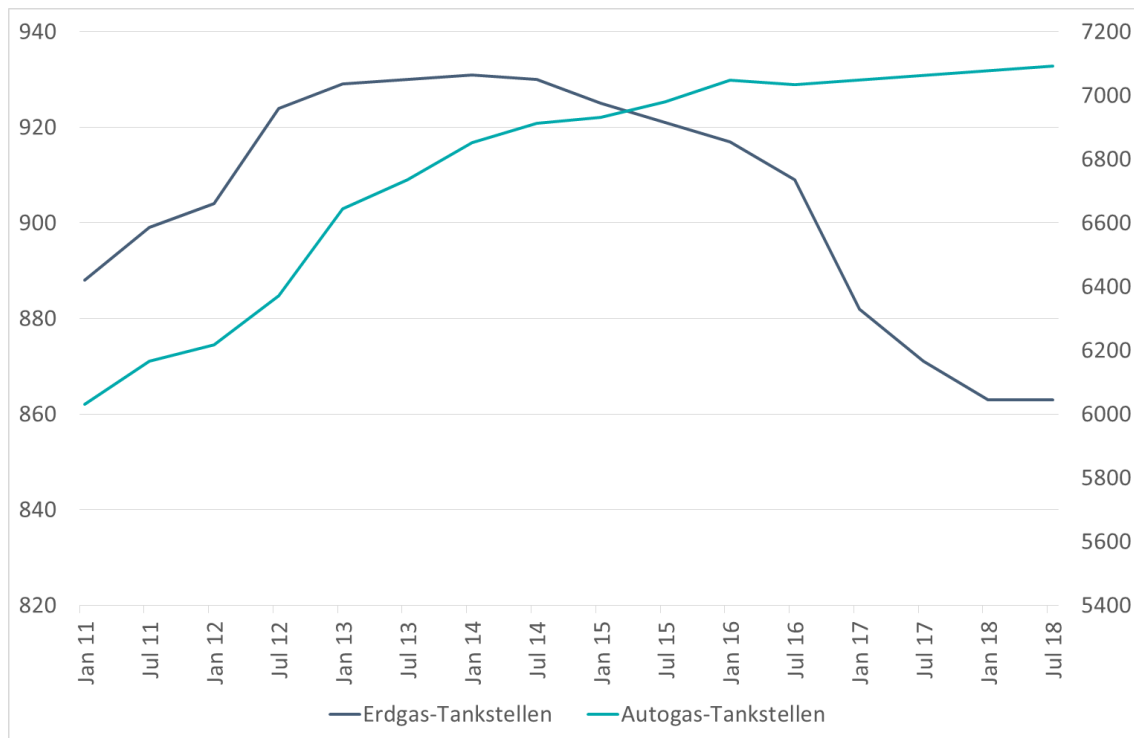
**Abbildung 10:** *Investitionen des Wirtschaftszweiges „Einzelhandel mit Motorenkraftstoffen (Tankstellen)“ (WZ08-473). Quelle: Destatis 2018f.*

### **Erdgas- und Autogas-Tankstellen**

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des Gastankstellenbestandes in den letzten Jahren. Für Erdgas bestehen mit aktuell 863 Stellen verhältnismäßig wenige Tankmöglichkeiten, zudem nimmt die Anzahl seit 2014 ab. Diese Relation spiegelt sich auch in dem geringen Bestand an Erdgas-Fahrzeugen wider: Nur etwa 0,16 % der Pkw werden mit Erdgas angetrieben, die jährlichen Neuzulassungen sind von 10.062 im Jahr 2009 auf 3.723 im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen (BMVI 2018).

Die Anzahl an Autogas-Tankstellen liegt hingegen deutlich höher und nimmt stetig zu. Jedoch sinken auch bei den mit Autogas angetriebenen Pkw die Neuzulassungen seit 2012, im Jahr 2017 stieg die Zahl wieder an (BMVI 2018). Der dennoch weiter stattfindende Ausbau der Tankmöglichkeiten könnte darin begründet liegen, dass Autogas aus Rohöl gewonnen wird (siehe Kapitel 2.2.2) und dadurch für diesen Kraftstoff bereits ein Vertriebsnetz an den vorhandenen Tankstellen besteht.



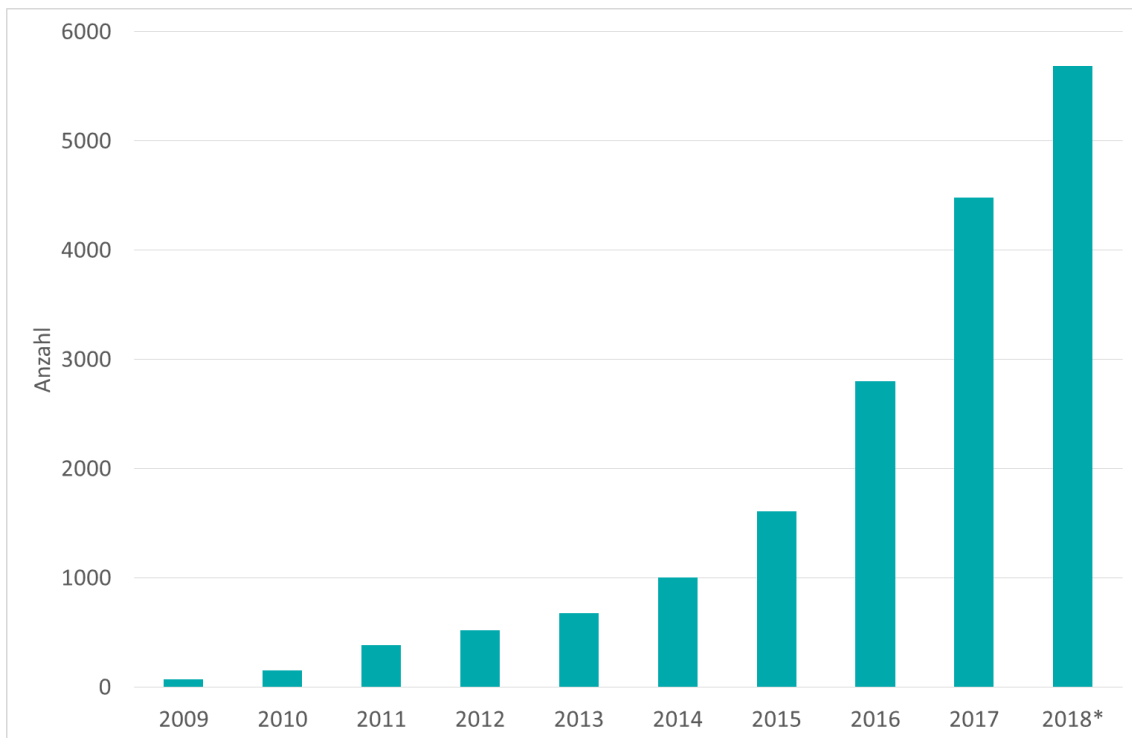


**Abbildung 11:** Anzahl Erdgas-Tankstellen (linke Achse) und Autogas-Tankstellen (rechte Achse). Quelle: EiD 2018e.

### Stromtankstellen

Im Vergleich zum herkömmlichen Tankstellennetz unterscheidet sich die Versorgungsinfrastruktur mit dem Kraftstoff „Strom“ in der Elektromobilität: Aufgrund des vorhandenen, weit verbreiteten Stromnetzes kann die Versorgung dezentraler ablaufen, die Ladezeit ist hingegen länger als die Tankdauer bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung des Ausbaus der Ladestationen in Deutschland, der sich in den letzten Jahren beschleunigt hat. Pro Ladesäule sind ein bis vier Ladepunkte vorhanden. Allerdings ist für die Qualität der Infrastruktur nicht nur die Anzahl, sondern auch die Verteilung entscheidend. Die Ladesäulenkarte der Bundesnetzagentur (BNetzA 2018a) legt dar, dass die Versorgung mit Ladesäulen noch nicht flächendeckend gesichert ist; insbesondere in den Flächenländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und dem Saarland gibt es großflächige Lücken.



**Abbildung 12:** *Entwicklung des Ladesäulenbestandes in Deutschland. Quelle: BNetzA 2018a. \* Die Säule für 2018 stellt nur diejenigen Ladesäulen dar, die bis zum 5. September 2018 in Betrieb genommen wurden. Angaben jeweils zum 31.12.*

Die Kosten fallen je nach Ladesäulentyp unterschiedlich hoch aus: Für eine Normalladesäule mit zwei Ladepunkten werden die Investitionsausgaben im Jahr 2015 auf 10.000 Euro, für eine Schnelladesäule mit einem Ladepunkt auf 35.000 Euro geschätzt (NPE 2015, vgl. Tabelle 6). Bis 2020 wird eine deutliche Kostendegression bei der Hardware sowie bei den laufenden Kosten erwartet, sodass die Betriebskosten durch die Einnahmen gedeckt würden.

**Tabelle 6:** *Geschätzte Kosten für öffentlich zugängliche Ladesäulen im Jahr 2015*

	<b>Normalladesäule (Wechselspannung, 2 Ladepunkte, 11 oder 22 kW Ladeleistung)</b>	<b>Schnelladesäule (Gleichspannung, 1 Ladepunkt, 50 kW Ladeleistung)</b>
Hardware komplett, inkl. Kommunikation und Smart Meter	5.000 Euro	25.000 Euro
Netzanschlusskosten	2.000 Euro	5.000 Euro
Genehmigung/Planung/ Standortsuche	1.000 Euro	1.500 Euro
Montage/Baukosten/ Beschilderung	2.000 Euro	3.500 Euro
<b>gesamte Investition (CAPEX)</b>	<b>10.000 Euro</b>	<b>35.000 Euro</b>
Hotline, Wartungs-, Entstörungskosten	marktübliche Wartungsverträge/Erfahrungen aus Ladesäulenbetrieb	
Kommunikationskosten	marktübliche Mobilfunkbetriebe/Erfahrungen aus Ladesäulenbetrieb	
Vertragsmanagement/ Abrechnung	Annahme: ½ bis 1 Mitarbeiter	
IT-System	nach Eigenaufwand bzw. Marktangebot	
laufende Kosten pro Jahr (OPEX)	1.500 Euro	3.000 Euro

Quelle: NPE 2015.

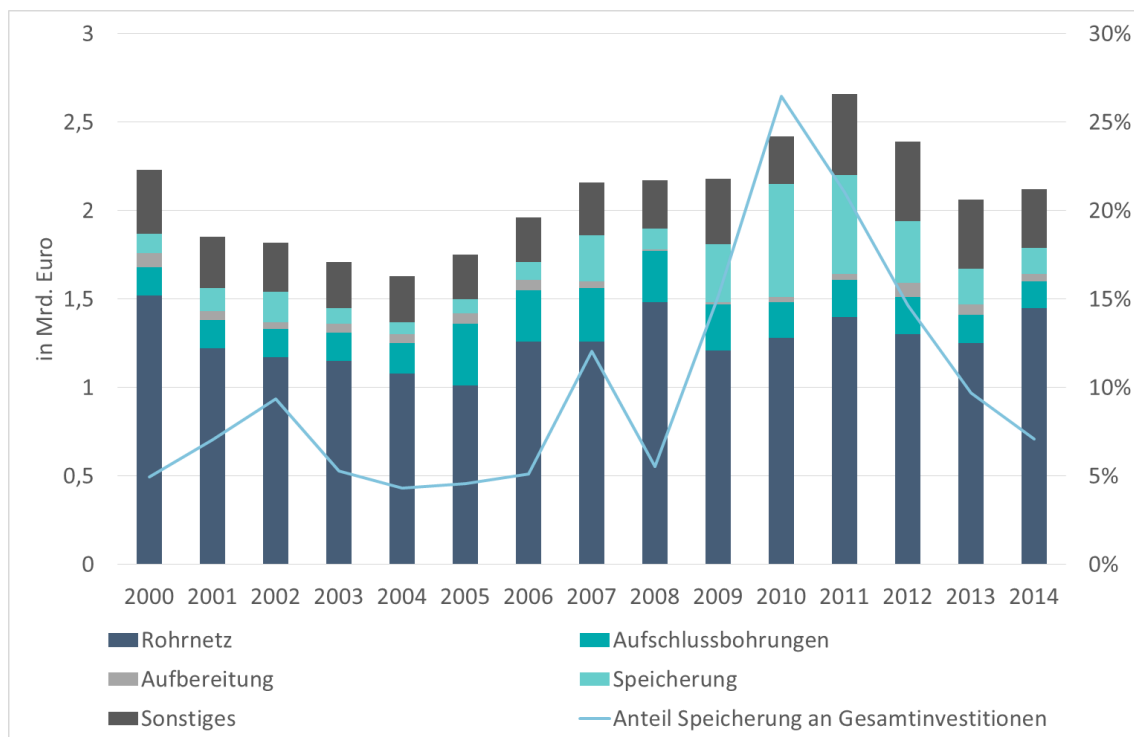
### 2.1.5 Speicher

#### Ölspeicher

Da Rohöl in Deutschland zu einem hohen Anteil importiert wird (siehe Abschnitt 2.2.1), wird es in Speichern bevorratet, um Produktionsschwankungen ausgleichen zu können und für eventuelle Versorgungsengpässe vorzusorgen (LBEG 2018). Dazu sind zwölf Anlagen mit insgesamt 104 Einzelspeichern für Rohöl und die Erzeugnisse daraus installiert (Stand Ende 2017), die sich überwiegend in Salzstöcken in der Nähe der Nordseeküste und in Sachsen-Anhalt befinden. Das Erdölbevorratungsgesetz verpflichtet dazu, Ölvorräte anzulegen, mit denen trotz eines Ausfalls aller Importe eine Vollversorgung für 90 Tage möglich wäre (BMWi 2018a). Im Oktober 2018 hat das BMWi Teile der Benzin-, Diesel- und Kerosinbestände freigegeben, um die Versorgungslücke dieser Kraftstoffe zu schließen (EBV 2018). Diese Knappheit war infolge der niedrigen Wasserstände auf dem Rhein entstanden, die dazu führten, dass Tanker nicht vollgeladen werden und damit die Nachfrage nicht decken konnten.

#### Gasspeicher

In Deutschland existieren 49 Erdgasspeicher (Stand Ende 2017, LBEG 2018). Mit insgesamt 24,6 Mrd. m<sup>3</sup> verfügt Deutschland über das größte Speichervolumen Europas und das viertgrößte weltweit (BMWi 2018b). Abbildung 13 zeigt die Investitionen der Gasversorgungsunternehmen, die für die Speicheranlagen zwischen etwa 70 und 640 Millionen Euro jährlich liegen.

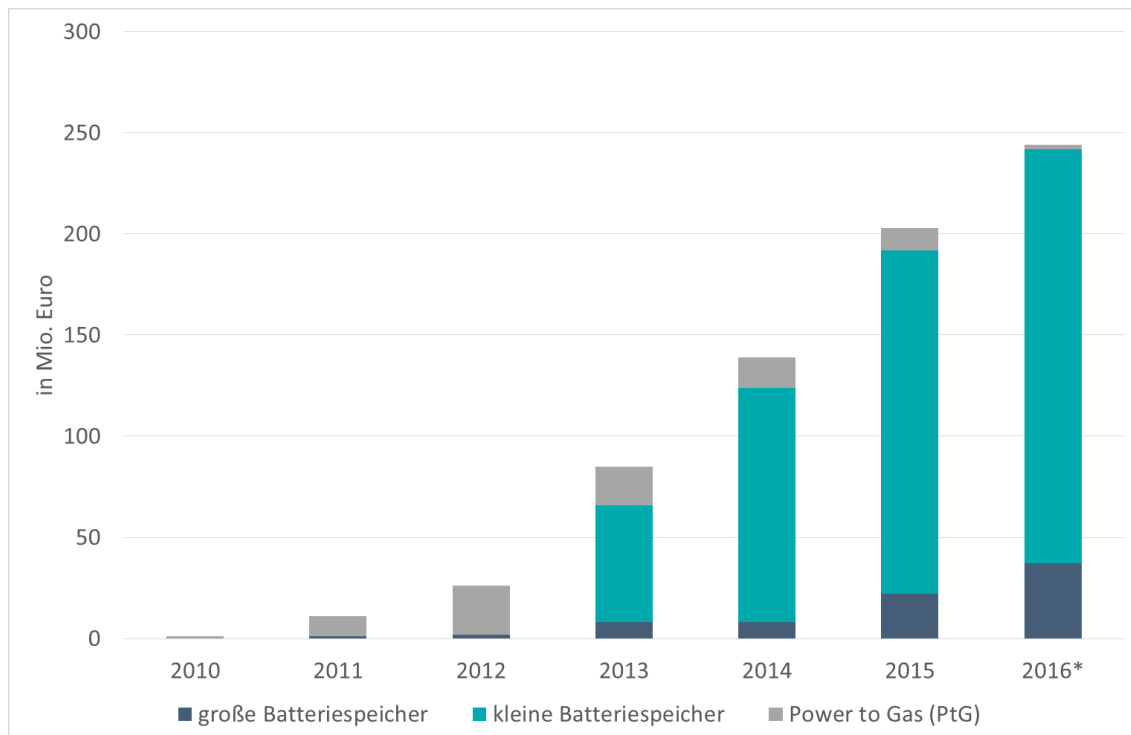


**Abbildung 13:** *Investitionen der Gasversorger. Quelle: BDEW 2018.*

Die geplante Nutzungsdauer von Untertagegasspeichern liegt nach AfA-Tabellen bei 33 Jahren (BMF 2018).

### Stromspeicher

Zu den Investitionen in Stromspeicher liegen keine vollständigen Angaben vor. O'Sullivan, Edler und Lehr (2018) berechnen näherungsweise die Investitionen, die im privaten Bereich getätigt werden. Abbildung 14 zeigt, dass besonders die Installation kleiner Batteriespeicher in den vergangenen Jahren ausgeweitet wurde. Diese werden von der KfW in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage gefördert, um die Nutzung des selbst erzeugten Stroms zu erhöhen (KfW 2018).

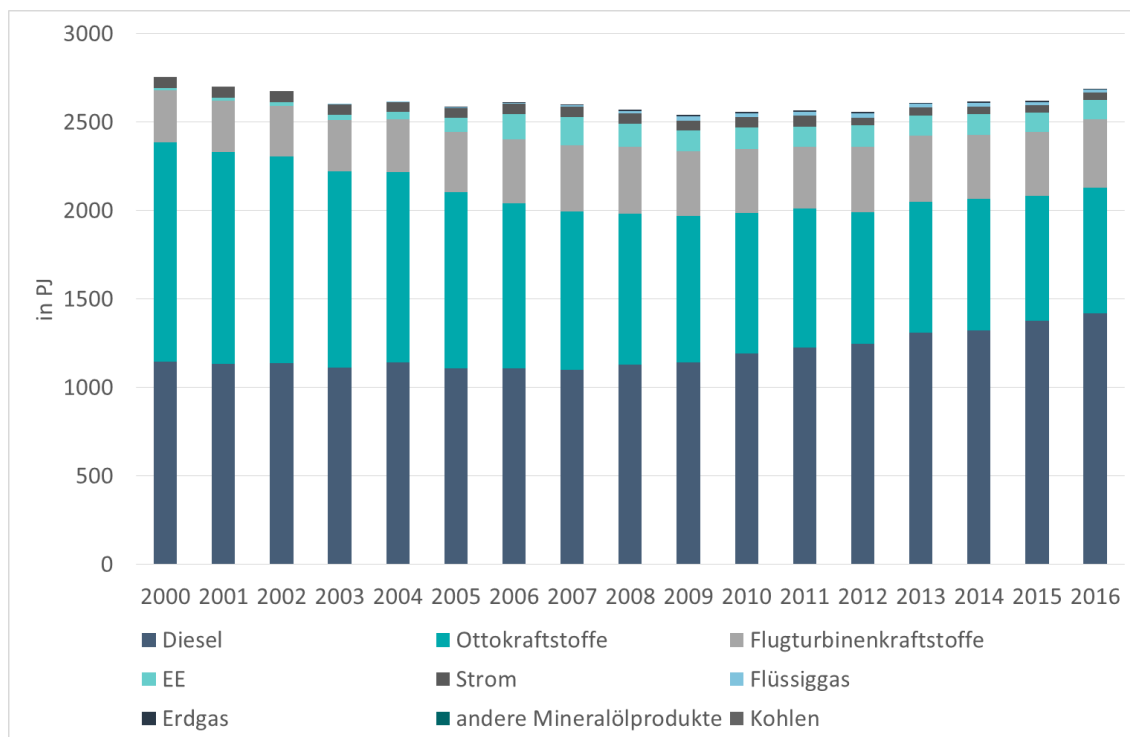


**Abbildung 14:** *Privatwirtschaftliche Investitionen in Stromspeicher. Quelle: O'Sullivan, Edler & Lehr 2018. \*Zahlen vorläufig.*

Darüber hinaus wird in Pumpspeichern Strom kurzfristig gespeichert. In der Kraftwerksliste der BNetzA (2018b) werden für Deutschland 66 Pumpspeicher gelistet, unter denen sich auch welche mit Standort in Luxemburg und Österreich befinden.

## 2.2 Kraftstoffe

Zur weiteren Darstellung des Kraftstoffmarktes werden in den nachfolgenden Abschnitten die im Verkehr eingesetzten Kraftstoffe näher betrachtet. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehrssektor. Beim Gesamtverbrauch ist keine eindeutige Tendenz erkennbar: Bis 2009 sank der Verbrauch überwiegend, in den letzten Jahren ist er jedoch wieder angestiegen. Bei Betrachtung des Verbrauchs nach Energieträgern zeichnen sich deutlichere Entwicklungen ab: Der Einsatz von Benzin ist über den betrachteten Zeitraum kontinuierlich gesunken, während Dieselmotoren in zunehmendem Maß verbraucht wurden. Gase spielen in der Mobilität mengenmäßig eine wenig bedeutende Rolle. Der Stromeinsatz ist relativ konstant. Erneuerbare Energien konnten an Bedeutung im Verkehrssektor gewinnen, seit 2008 schwächt sich die Entwicklung jedoch ab.



**Abbildung 15:** *Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Energieträgern. Quelle: AGEB, verschiedene Jahrgänge.*

### 2.2.1 Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffe

Rohöl wird in Deutschland nahezu vollständig importiert, in den letzten Jahren zu einem Anteil von 97 % (BMWi 2018c). Die in Deutschland verbrauchten Mineralölzeugnisse werden hingegen zu einem geringeren Anteil im Ausland produziert: Bei einem Absatz von 107 Mio. t im Jahr 2017 wurden knapp 42 Mio. t importiert (BMWi 2018c).

In Tabelle 7 werden die deutschen Import-, Export- und Absatzmengen für Mineralölprodukte angegeben. Die Importe kommen überwiegend aus den Niederlanden (46 %), aus den GUS-Mitgliedern<sup>2</sup> (19 %) und aus Belgien bzw. Luxemburg (15 %) (MWV 2018a). Bei den Exporten liegt eine stärkere regionale Streuung vor. Der überwiegende Teil (98 %) wird in europäische Staaten abgesetzt, davon sind die Niederlande der größte Exportmarkt (22 %) für Deutschland, gefolgt von der Schweiz (17 %), Österreich (16 %), Belgien bzw. Luxemburg (10 %), Polen (9 %), Frankreich (7 %), Spanien (6 %) und Großbritannien (4 %). Die Exporte in weitere Staaten sind verhältnismäßig gering (MWV 2018a).

Mineralölprodukte werden auch in der Industrie, in privaten Haushalten und im GHD-Sektor eingesetzt. Der überwiegende Teil wird jedoch im Verkehrssektor verbraucht. Bezogen auf den Endenergieverbrauch wurden im Jahr 2016 laut Energiebilanz (AGEB 2018) knapp 75 % der Mineralölprodukte für Mobilität genutzt. Von den Otto- und Dieselmotorkraftstoffen werden sogar 98 bzw. 93 % im Verkehrssektor eingesetzt. Diese beiden

<sup>2</sup> Die Gemeinschaft unabhängiger Staaten (GUS) setzt sich aus Ländern der ehemaligen Sowjetunion zusammen (MWV 2018a).

Kraftstoffe und der Flugturbinenkraftstoff werden im Folgenden näher betrachtet. (Flüssiggas wird im Abschnitt 2.2.2 beleuchtet.)

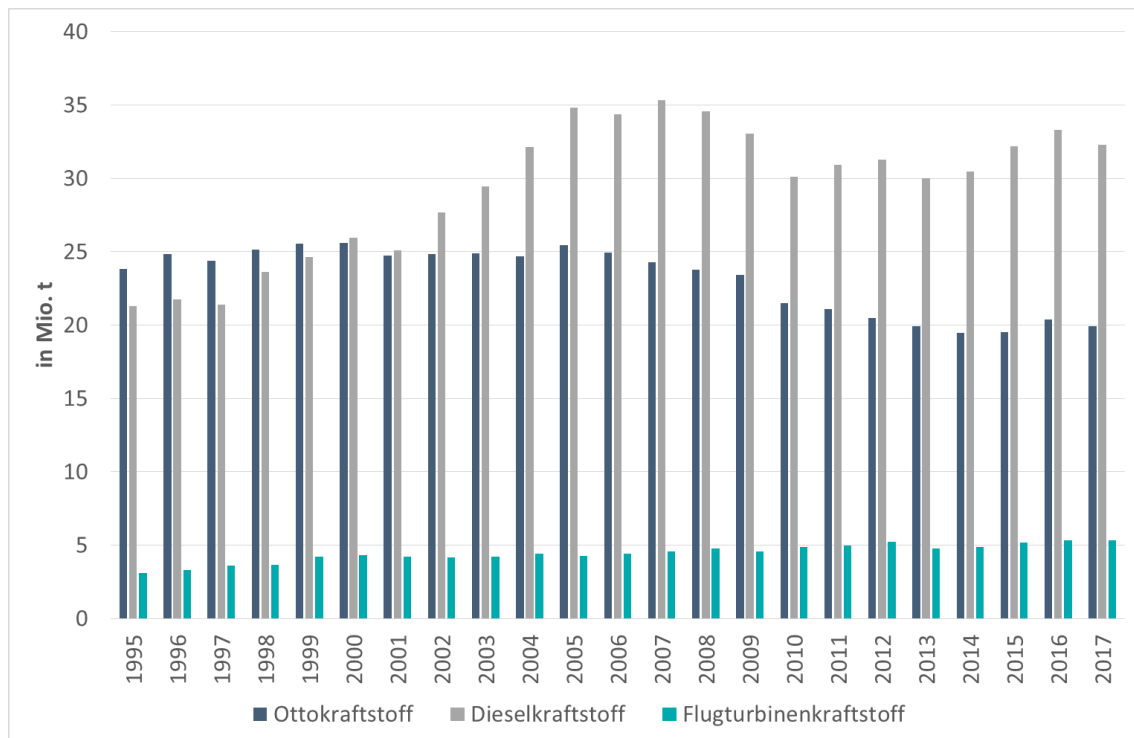
**Tabelle 7:** *Ein- und Ausfuhr von Mineralölprodukten im Jahr 2017*

	<b>Einfuhr [in 1000 t]</b>	<b>Ausfuhr [in 1000 t]</b>	<b>Inlandsabsatz [in 1000 t]</b>
Rohbenzin	9.155	367	16.643
Ottokraftstoff	1.430	3.385	18.527
Dieselmkraftstoff	15.446	7.446	38.647
Heizöl, leicht	3.166	1.330	15.853
Heizöl, schwer	746	938	3.140
Flüssiggas	971	210	4.498
Flugturbinenkraftstoff	5.568	1.385	9.736
Bitumen	49	2.019	2.109
Petrolkoks	632	868	n/a
übrige Erzeugnisse	4.552	5.546	n/a

Quelle: BMWi 2018c.

Otto- und Dieselmkraftstoffe spielen im Straßenverkehr nach wie vor die bedeutendste Rolle: Bei annähernder Berechnung des gesamten Kraftfahrzeugbestandes auf Grundlage der gesamten und der durchschnittlichen Fahrleistung des KBA (2018) ergibt sich, dass sich etwa 98 % des Bestandes aus mit Diesel und Benzin angetriebenen Fahrzeugen zusammensetzt. Der Luftverkehr wird ausschließlich mit Mineralölprodukten betrieben (AGEB 2018).

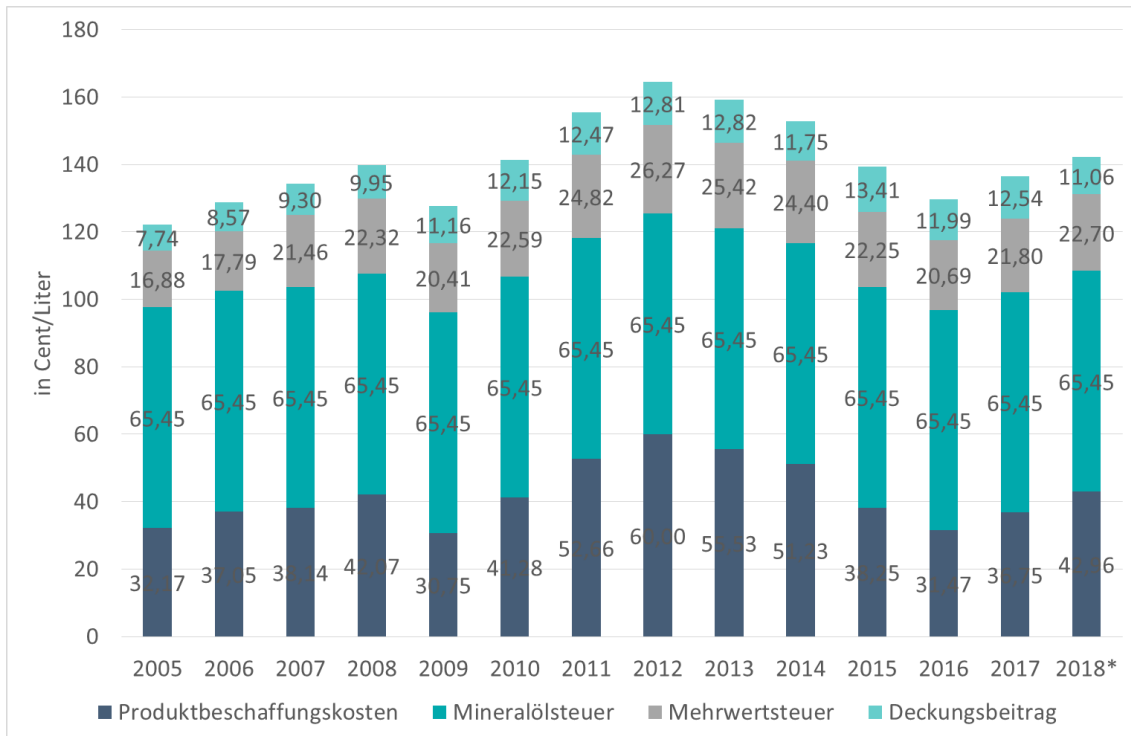
Diesel wird mit einem Anteil von knapp 40 % am Inlandsabsatz im Jahr 2017 importiert. Diese Relation ist in den vergangenen Jahren kräftig gestiegen: Im Jahr 2005 lag der Anteil bei nur 9,6 %. Für Ottokraftstoffe ergibt sich eine gegenläufige Entwicklung: Der Anteil des Imports am inländischen Absatz ist im Zeitablauf gesunken und beträgt 7,7 % im Jahr 2017 (BMWi 2018c). Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Raffinerieerzeugung von Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffen. Obwohl die inländische Dieselproduktion angestiegen ist, ist eine Erhöhung im Import notwendig, um die steigende Nachfrage nach Diesel zu decken.



**Abbildung 16:** *Bruttoraffinerieerzeugung von Otto-, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffen in Deutschland. Quelle: BAFA 2018a.*

Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Entwicklung der Verbrauchspreise für Superbenzin bzw. Dielekraftstoff, welche stark schwanken. Da die Mineralölsteuer pro Liter konstant ist und sich die Mehrwertsteuer auf Basis des Preises berechnet, können die Preisveränderungen nicht auf diese Komponenten zurückgeführt werden. Eine hohe Korrelation ergibt sich hingegen zwischen dem Preis und den Produktbeschaffungskosten, welche sich zwischen Benzin und Diesel ähnlich entwickeln. Somit ist naheliegend, dass die Preise der mineralölbasierten Kraftstoffe in erheblichem Maße von den Importpreisen abhängen.





**Abbildung 17:** *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin. Quelle: MWV 2018c. \*Für das Berichtsjahr 2018 wurden Angaben bis August berücksichtigt.*

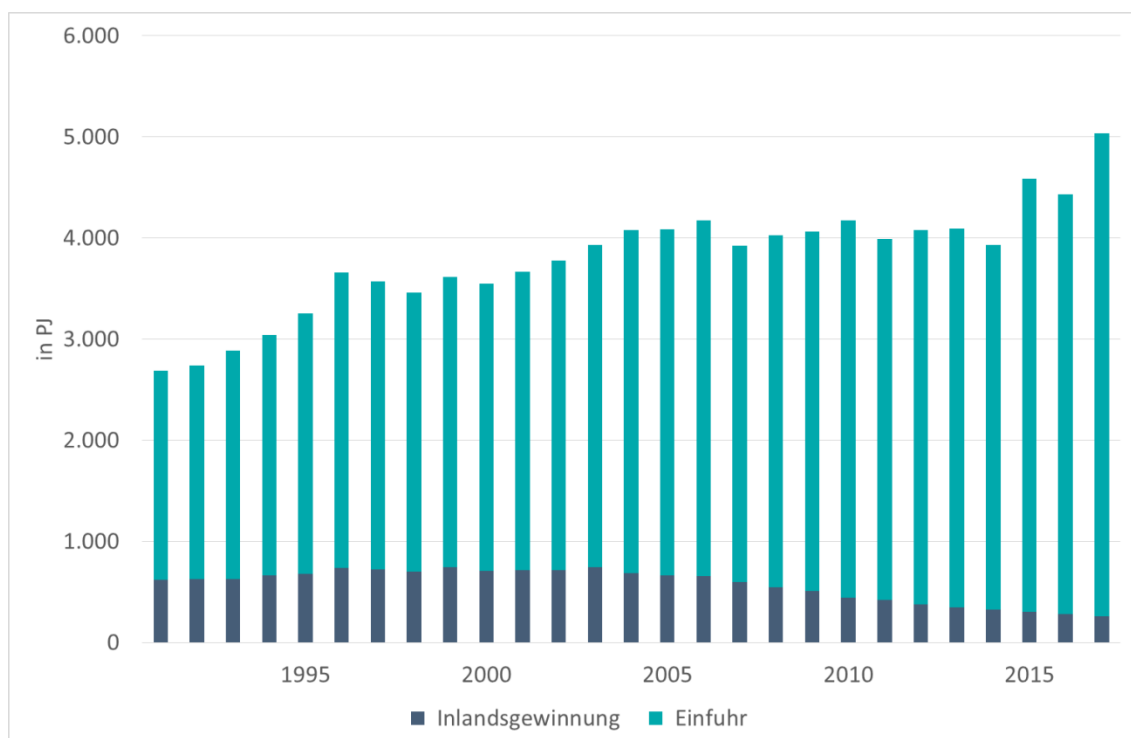


**Abbildung 18:** *Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff. Quelle: MWV 2018c. \*Für das Berichtsjahr 2018 wurden Angaben bis August berücksichtigt.*

## 2.2.2 Erd- und Autogas

### Erdgas

Erdgas, auch CNG für Compressed Natural Gas genannt, besteht hauptsächlich aus Methan und kann auch in verflüssigter Form (LNG, Liquefied Natural Gas) genutzt werden (DVFG 2018). In Deutschland ist Erdgas als Kraftstoff weniger verbreitet als Autogas, wie anhand der Tankstellenanzahl in Abbildung 11 (Kapitel 2.1.4) zu erkennen ist. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des gesamten Erdgasaufkommens in Deutschland seit 1991. Der Anteil des importierten Erdgases ist von 76,9 % im Jahr 1991 auf 94,9 % im Jahr 2017 gestiegen. Die Hauptlieferanten sind Russland, Norwegen und die Niederlande, deren Anteil an der Einfuhr zusammen bei 97,6 % im Jahr 2015 lag (BMWi 2018c). Als Kraftstoff im Verkehrsbereich wird Erdgas erst ab 2005 statistisch erfasst und findet mit jährlich zwischen 3,1 und 8,9 PJ nur in geringen Mengen Einsatz für Mobilität.



**Abbildung 19:** *Inlandsgewinnung und Einfuhr von Erdgas. Quelle: BMWi 2018c.*

Die Preise für Erdgas als Kraftstoff lagen in den vergangenen Jahren seit 2013 zwischen 1,07 und 1,11 Euro/kg für H-Gas (zwischen 0,92 und 0,99 Euro/kg für L-Gas) (EiD 2018f). Für Erdgas als Kraftstoff besteht eine Energiesteuerermäßigung, die bis zum Jahr 2026 verlängert wurde (§ 2 Absatz 2 Satz 1 EnergieStG).

### Autogas

Autogas, auch Flüssiggas oder LPG für Liquefied Petroleum Gas genannt, besteht aus Propan, Butan oder einem Gemisch aus diesen beiden Gasen und entsteht bei der Erdöl-/Erdgasförderung sowie als Nebenprodukt bei der Raffination (DVFG 2018). Als fertiges Erzeugnis wird es nur zu einem geringen Anteil am Inlandsabsatz importiert (21,6 % im Jahr 2017), jedoch besteht eine hohe Importabhängigkeit für das Ausgangsprodukt Rohöl, das im Jahr zu 97,6 % aus dem Ausland stammte.

In den Energiebilanzen (AGEB, verschiedene Jahrgänge) wird der Energieeinsatz von Autogas im Verkehrssektor ausgewiesen: Bis 2009 stieg der Verbrauch von 0,7 PJ im Jahr 2003 auf 23,8 PJ stark an, in den letzten Jahren ging er kontinuierlich zurück und beträgt 16,8 PJ im Jahr 2016. Neben dem Einsatz im Verkehrsbereich wird Flüssiggas auch in der Industrie und vor allem in privaten Haushalten und im GHD-Sektor verwendet (AGEB 2018).

Die Preise für Autogas schwanken stark: Der bundesweite Durchschnitt bewegt sich seit 2013 zwischen 0,47 und 0,80 Euro/Liter (EiD 2018g). Eine hohe Korrelation von jeweils über 99 % mit den Preisen für Benzin und Diesel (vgl. Abbildung 17 und Abbildung 18) legt nahe, dass die Preisschwankungen auf die Beschaffungskosten des gemeinsamen Ausgangsprodukts zurückzuführen sind.

Auch Flüssiggas genießt als Kraftstoff eine Begünstigung der Energiesteuer, die jedoch im Gegensatz zu Erdgas bereits Ende 2022 auslaufen wird (§ 2 Absatz 2 Satz 2 EnergieStG). In der früheren Fassung des Gesetzes aus dem Jahr 2006 war ein Auslaufen der Steuerbegünstigung bis Ende 2018 vorgesehen.

### **2.2.3 Strom**

Wie in Abbildung 15 am Anfang von Kapitel 2.2 dargestellt wird, ist der Energieverbrauch von Strom im Verkehrssektor relativ konstant. Zwar steigt der Stromverbrauch im Straßenverkehr durch die Zunahme von Elektro- und Hybrid-Fahrzeugen (siehe dazu den Pkw-Bestand nach Kraftstoffarten in BMVI 2018) an, im Vergleich zum Stromeinsatz im Schienenverkehr fällt er allerdings kaum ins Gewicht: Im Jahr 2016 wurde von Bahnen knapp 42 PJ Strom verbraucht, während der Stromverbrauch im Straßenverkehr bei nur knapp 0,4 PJ lag. Dadurch lässt sich der Anstieg dieser geringen Menge in der Abbildung des gesamten durch Strom angetriebenen Verkehrs nicht nachvollziehen (AGEB, verschiedene Jahrgänge).

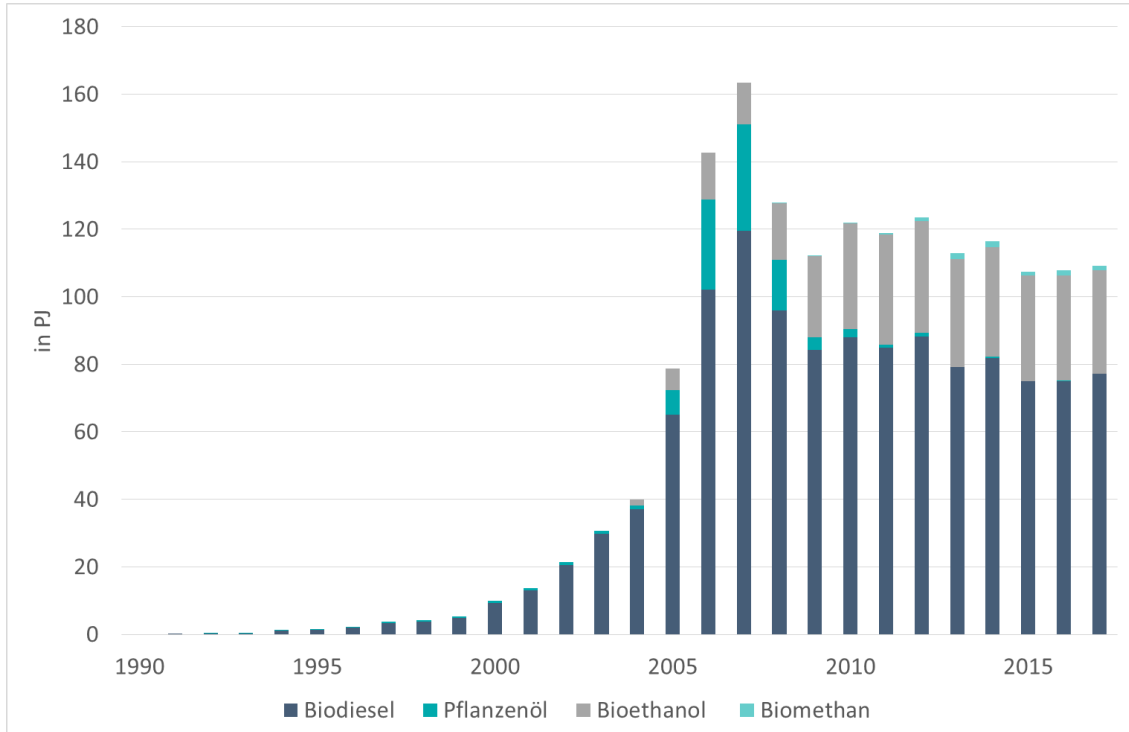
Elektro-Fahrzeuge sind nur bedingt umweltfreundlich. Zwar stoßen sie keine Schadstoffe bei der Fahrt selbst aus und können somit dafür sorgen, dass die Luftqualität in verkehrsintensiven Ballungsräumen steigt. Dennoch ist eine Voraussetzung für einen umweltfreundlichen Betrieb, dass der Strom aus erneuerbaren Quellen stammt, da sonst der Schadstoffausstoß in die stromproduzierenden Kraftwerke nur verlagert und nicht vermieden wird. Studien zeigen, dass sich je nach Mix der Stromerzeugung nur begrenzte Einschränkungen bei den THG-Emissionen ergeben, die umso größer ausfallen, je höher der Anteil emissionsfreier Energieträger zukünftig sein wird (z. B. Öko-Institut 2016).

Die AGEE-Stat berechnet den Anteil erneuerbaren Stroms im Mobilitätsbereich gemäß dem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch insgesamt (BMWi & AGEE-Stat 2018), da sich der als Kraftstoff genutzte Strom nicht der Quelle zuordnen lässt. Die Bahn verfolgt ein eigenes Ziel hinsichtlich des EE-Anteils. Nach Angaben des Unternehmens waren im Jahr 2017 bereits 44 % des Bahnstrommixes erneuerbar. Für 2030 wird ein Anteil von 70 % angestrebt (DB 2018). Bei der Stromnutzung im Individualverkehr wird von Seiten der Regierung versucht, den Anteil grünen Stroms zu erhöhen, indem z. B. die Förderrichtlinien zur Ladeinfrastruktur des BMVI (2017) voraussetzen, dass der Strom für geförderte Ladesäulen aus erneuerbaren Quellen stammen muss.

### 2.2.4 Erneuerbare Energien

Biokraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl, Bioethanol, Biomethan) konnten Anfang der 2000er-Jahre bis 2007 an Bedeutung im Verkehrssektor gewinnen. Danach bricht die Entwicklung ein. Pflanzenöle als Kraftstoff wurden in den letzten Jahren kaum noch eingesetzt, obwohl ihr Verbrauch von 2005 bis 2007 stark angestiegen ist. Hierfür ist § 50 des Energiesteuergesetzes („Steuerentlastung für Biokraft- und Bioheizstoffe“) verantwortlich, das eine starke Steuerentlastung u. a. für Pflanzenöle gewährt hat. Seit Anfang 2008 wurde diese jedoch sukzessive abgeschmolzen, mittlerweile ist der Paragraph aufgehoben.

Der Verbrauch von Biomethan, das dem Kraftstoff Erdgas beigemischt werden kann (BMWi 2018d), im Verkehrssektor ist mit etwa 1 % an den Biokraftstoffen in den vergangenen Jahren sehr gering. Biodiesel und -ethanol haben sich mit relativ konstanten jährlichen Verbräuchen in den letzten Jahren etablieren können. Insgesamt ist der Anteil der Biokraftstoffe im Verkehrssektor jedoch gering: Im Maximum im Jahr 2007 wurden 6,1 % erreicht, in den letzten Jahren liegt der Anteil bei etwa 4 %. Der Hintergrund für den Rückgang ist die Erkenntnis, dass das nachhaltig heimisch produzierbare Potenzial an Biokraftstoffen begrenzter ist, als einige Jahre vorher erwartet wurde. Die EU-Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor wurde deshalb im Jahr 2009 durch Richtlinie 2009/28/EG abgelöst. Hier wird festgelegt, dass das ursprüngliche Ziel von 10 % bis 2020 nicht ausschließlich mit EE-Kraftstoffen erreicht werden sollte, sondern mit erneuerbaren Energien insgesamt im Verkehrsbereich.



**Abbildung 20:** *Energieeinsatz von EE-Kraftstoffen im Verkehrssektor. Quelle: BMWi & AGEE-Stat (2018).*

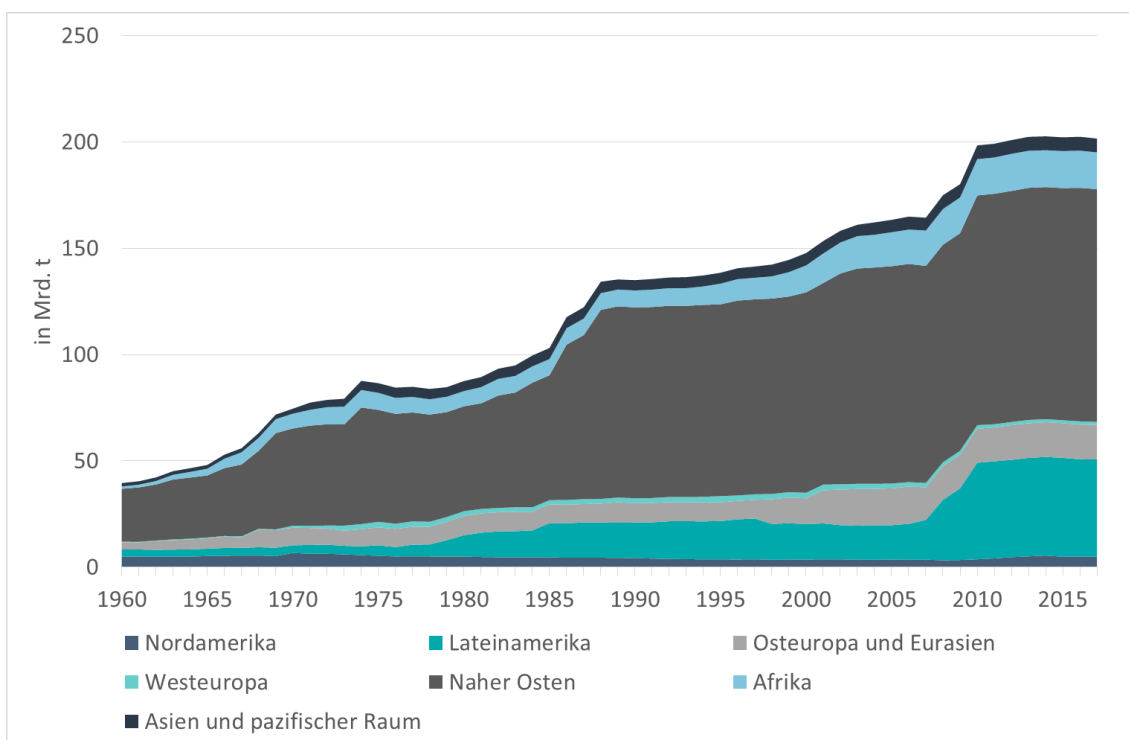
### 3 Weltweite Verflechtungen des deutschen Kraftstoffmarktes

Im Folgenden werden die grenzüberschreitenden Verbindungen des in Kapitel 2.1 untersuchten Kraftstoffmarktes näher betrachtet. Da Mineralölprodukte den aktuellen Verkehrssektor nach wie vor dominieren und da alternative Kraftstoffe wie Strom und erneuerbare Energien kaum importiert werden, sodass internationale Entwicklungen hier weniger bedeutend sind, liegt der Fokus der Betrachtung auf der Infrastruktur, die zur Bereitstellung der konventionellen Kraftstoffe notwendig ist.

#### 3.1 Internationale Entwicklungen

##### 3.1.1 Ölreserven & -vorkommen

Abbildung 21 zeigt, wie sich die Reserven an Rohöl nach Weltregionen seit 1960 entwickelt haben. Insgesamt sind die Reserven fast durchgehend angestiegen, d. h., dass Erdölvorkommen neu entdeckt werden oder dass die Ressourcen in den bereits erschlossenen Lagerstätten neu bewertet werden (BGR 2017).

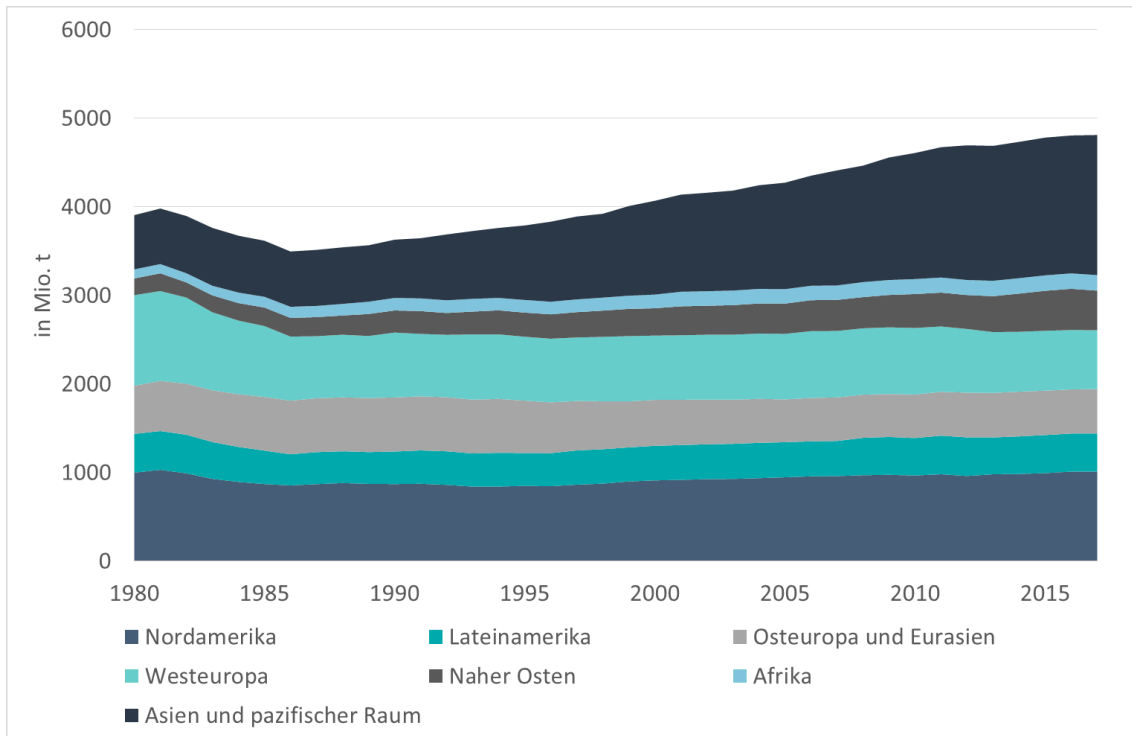


**Abbildung 21:** *Entwicklung der weltweiten Erdölreserven. Quelle: OPEC 2018. Umrechnungsfaktor 1 Barrel = 0,136 Tonne.*

Der überwiegende Teil der konventionellen Reserven befindet sich im Nahen Osten (2017: etwa 54 % der weltweiten Reserven), doch auch in Lateinamerika konnten in den letzten Jahren viele neue Quellen erschlossen werden, sodass hier etwa 23 % der weltweiten Reserven vorhanden sind. Die stärksten Zunahmen liegen für den betrachteten Zeitraum von 1960 bis 2017 in Afrika (von 1,1 auf 17,3 Mrd. t) und Lateinamerika (von 3,4 auf 45,7 Mrd. t) vor.

### 3.1.2 Raffinerien

Weltweit nimmt die Raffineriekapazität seit 1986 zu und liegt heute bei 4,8 Mrd. t Rohöl (siehe Abbildung 22). Der Anstieg ist insbesondere auf die Entwicklung in China zurückzuführen: Hier ist die Rohölkapazität von 90 Mio. t im Jahr 1980 auf 640 Mio. t heute angestiegen. Wachsende Märkte zeigen sich auch in Afrika und im Nahen Osten, hingegen schrumpft die Raffineriekapazität in Westeuropa stark.



**Abbildung 22:** *Entwicklung der weltweiten Raffineriekapazität. Quelle: OPEC 2018. Umrechnungsfaktor 1 Barrel/Tag = 49,64 Tonnen/Jahr.*

Im europäischen Vergleich hat Deutschland die höchste Raffineriekapazität in Europa, darauf folgen Italien (102 Mio. t), Spanien (71 Mio. t) sowie Frankreich und das Vereinigte Königreich (jeweils 65 Mio. t) (Zahlen für 2017, OPEC 2018).

### 3.1.3 Ölverbrauch/-nachfrage

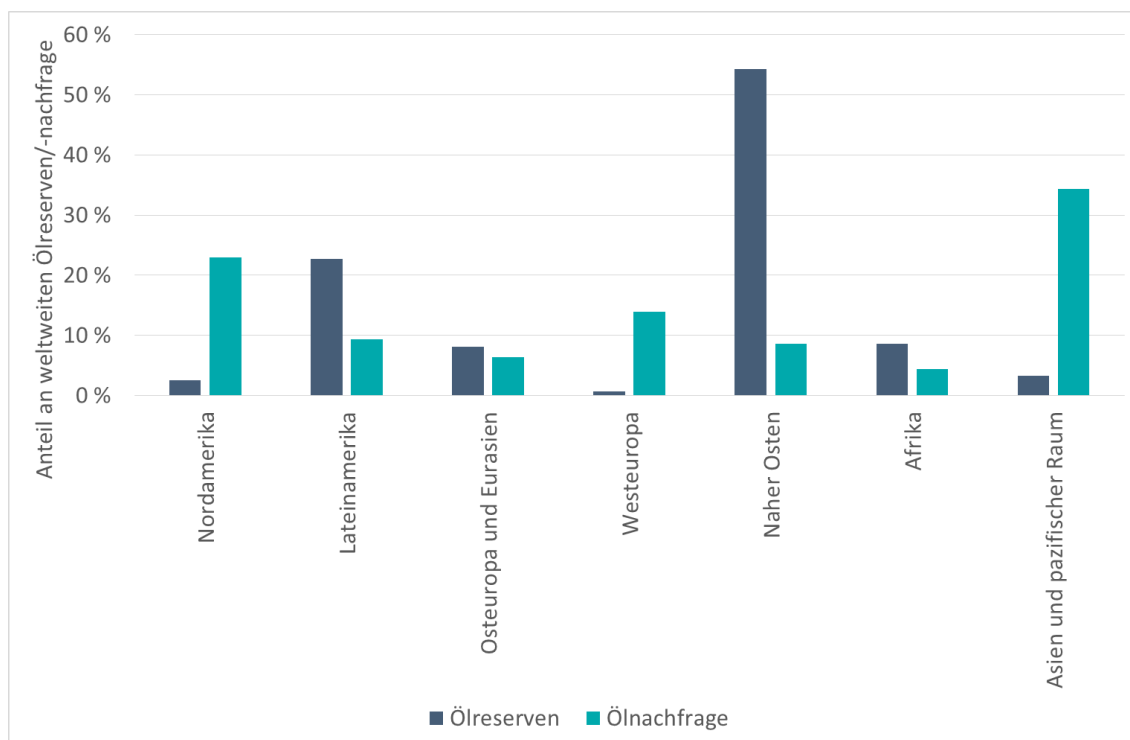
Deutschland gehört aktuell zu den zehn größten Ölnachfragern (siehe Tabelle 8). Diese zehn Länder verantworten zusammen knapp 60 % der weltweiten Ölnachfrage, die im Jahr 2017 bei 4824,8 Mio. Tonnen lag (OPEC 2018).

**Tabelle 8: Die zehn größten Ölnachfrager im Jahr 2017**

Land	Ölnachfrage [in Mio. t]	Anteil an der weltweiten Ölnachfrage
USA	988,7	20,5 %
China	611,6	12,7 %
Indien	221,7	4,6 %
Japan	195,7	4,1 %
Russland	172,6	3,6 %
Saudi-Arabien	161,0	3,3 %
Brasilien	154,1	3,2 %
Süd-Korea	131,7	2,7 %
Deutschland	124,3	2,6 %
Kanada	120,2	2,5 %

Quelle: OPEC 2018.

Ein Vergleich der regionalen Ölnachfrage mit den Reserven ergibt ein starkes Ungleichgewicht für die meisten Regionen (siehe Abbildung 23). Der Anteil der eigenen an den gesamten Ölreserven von Nordamerika, Westeuropa sowie Asien und der pazifische Raum liegt viel niedriger als der Anteil der Ölnachfrage am weltweiten Gesamtmarkt: Obwohl in diesen Gebieten nur etwa 6,4 % der weltweiten Reserven lagern, wird hier 71,3 % des Öls nachgefragt. Im Gegensatz dazu ist Verhältnis von Reserven zur Nachfrage in den übrigen Weltregionen umgekehrt. Besonders stark ist das Ungleichgewicht im Nahen Osten: Einem Anteil von 8,6 % an der globalen Ölnachfrage stehen 54,3 % der weltweiten Reserven gegenüber.



**Abbildung 23:** *Anteile an weltweiten konventionellen Ölreserven und Ölnachfrage je Weltregion. Quelle: OPEC 2018.*

### 3.1.4 Investitionen

Tabelle 9 bietet einen ersten Überblick über die Investitionstätigkeiten nach Energieträger und Region. In Asien und im pazifischen Raum werden insgesamt die höchsten Energieinvestitionen getätigt, hier ist auch der Anteil der Investitionen in erneuerbare Energien am höchsten. Im Nahen Osten wird hingegen fast ausschließlich in Öl und Gas investiert.

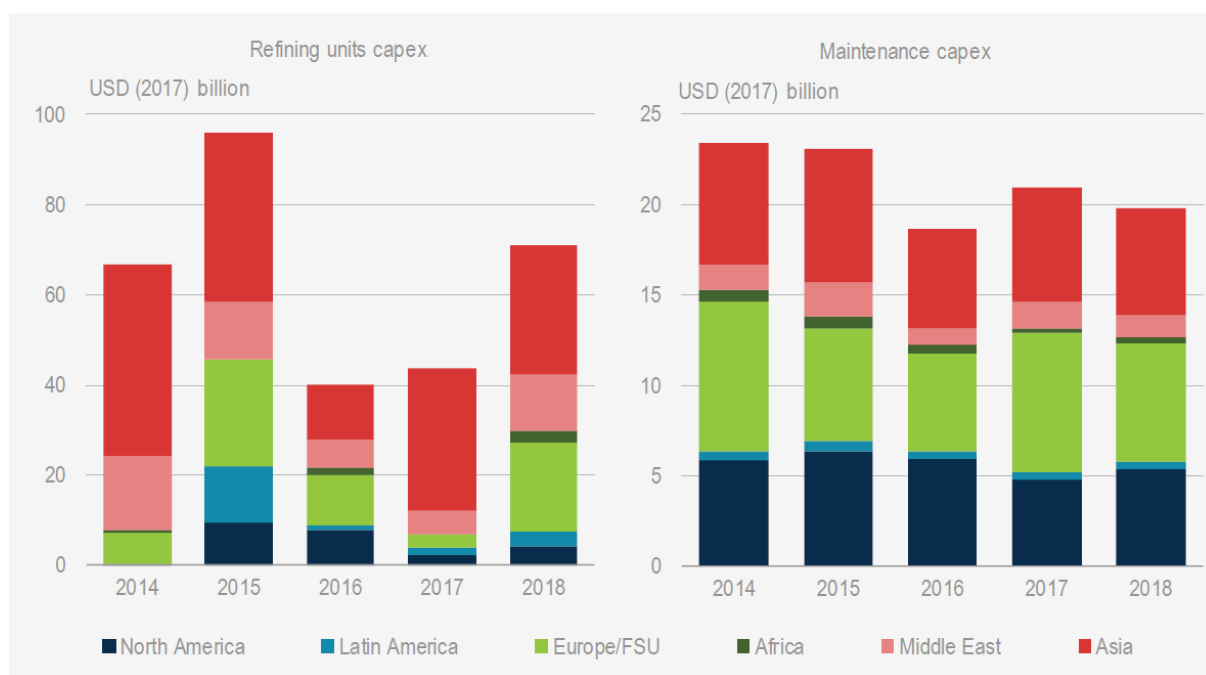
**Tabelle 9:** *Energieinvestitionen nach Energieträger und Region*

	Öl und Gas – upstream	Öl und Gas – downstream	Kohle – Abbau und Infrastruktur	Stromerzeugung			erneuerbare Wärme und Transport
				Kohle, Gas und Öl	Atomkraft	erneuerbarer Strom	
Amerika (OECD-Staaten)	114	63	3	16	8	48	1
Europa/Eurasien	124	46	9	16	0	71	4
Asien und pazifischer Raum	72	84	60	74	9	150	15
Naher Osten	63	28	0	8	0	2	0
Afrika	37	14	2	15	0	9	0
Lateinamerika (Nicht-OECD-Staaten)	41	9	1	3	0	18	1

Quelle: IEA 2018.

Für den Energieträger Öl im „Upstream“-Bereich, d. h. bei der Exploration und Förderung von Erdöl, sinken die Investitionen infolge des abnehmenden Ölpreises (BGR 2017). Insbesondere für die Exploration wird weniger ausgegeben, hierbei war im Jahr 2018 der Anteil in Höhe von 11 % an den gesamten Investitionen im Upstream-Bereich so gering wie niemals zuvor (IEA 2018). Dadurch ist die Anzahl an Entdeckungen neuer Lagerstätten gesunken. Dennoch steigen die Reserven, da Angaben zur Menge in den vorhandenen Lagerstätten (Ressourcen) neu bewertet werden, sodass die Abnahme der Reserven um die geförderte Ölmenge kompensiert werden kann (BGR 2017).





**Abbildung 24:** *Investitionsausgaben für neue Raffinerieeinheiten und für die Instandhaltung. Quelle: IEA 2018.*

Für den „Downstream“-Bereich, d. h. die Verarbeitung des Rohöls, zeigt Abbildung 24 die Investitionen in neue und bestehende Raffinerien, differenziert nach Regionen. Bei den neuen Raffinationseinheiten sticht insbesondere die vergleichsweise hohe Investitionstätigkeit Asiens hervor. Asien ist führend beim Zubau von neuen Raffineriekapazitäten, in China werden die meisten neuen Raffinerien weltweit errichtet. Die Investitionen im europäischen Raum fließen überwiegend in sekundäre Raffinationseinheiten, die zur Verbesserung der Qualität der produzierten Ölprodukte eingesetzt werden; neue Raffinerien werden hier kaum noch errichtet. Geringe Investitionen sowohl in neue als auch bestehende Raffinerien sind in Lateinamerika und Afrika zu verzeichnen. In Lateinamerika wurde infolgedessen die Produktion in den Raffinerien reduziert und Ölprodukte werden hier verstärkt importiert.

### 3.2 Weg des Rohöls und der Ölprodukte nach Deutschland

Deutschland verfügt nur über geringe heimische Vorkommen an Erdöl. Zudem sinken die Reserven, die sich überwiegend in Norddeutschland (Schleswig-Holstein und Niedersachsen) sowie Rheinland-Pfalz befinden. Da die geförderten Mengen nicht durch neue Reserven ausgeglichen werden konnten, sinkt der Bestand an Reserven in Deutschland (LBEG 2018).

97 % des Rohöls importiert Deutschland (vgl. Kapitel 2.2.1), Deutschland ist der sechstgrößte Erdölimporteur der Welt (OPEC 2018). Im Jahr 2017 waren es 33 Staaten, aus denen Rohöl bezogen wurde. Mehr als ein Drittel stammt aus Russland (34 Mio. t bzw. 37 %), weitere bedeutende Ursprungsländer sind Norwegen (10 Mio. t bzw. 11 %), Großbritannien (9 Mio. t bzw. 9 %) und Kasachstan (8 Mio. t bzw. 9 %) (Zahlen für 2017, BAFA 2018b). Tabelle 13 im Anhang zeigt die vollständigen Importzahlen nach Ursprungsland. Ein Vergleich der Entwicklung zum Vorjahr verdeutlicht, dass weder die

Einfuhrmenge pro Land noch die Anteile der einzelnen Länder am Gesamtimport Deutschlands gleichbleibend sind. Insbesondere bei politisch instabilen Ländern zeigen sich hohe Schwankungen, so ist beispielsweise die Importmenge aus Libyen wieder stark angestiegen, nachdem sie von 2015 auf 2016 infolge des Bürgerkrieges stark gesunken war (BGR 2017). Auch bei den Mineralölprodukten gewinnen Importe seit 2007 wieder stark an Bedeutung (vgl. Abbildung 3), im Jahr 2017 stiegen sie um 7,6 % im Vergleich zum Vorjahr an (BAFA 2018c).

Wie in Kapitel 2.1.2 untersucht wurde, wird der überwiegende Teil des Rohöls über Pipelines importiert. Hierbei wird das Öl entweder direkt aus dem Förderland durch die Pipeline oder mittelbar über einen Hafen und anschließend durch die Pipeline zur Raffinerie transportiert. Neben den Rohöl empfangenden Häfen in Deutschland (Brunsbüttel, Hamburg, Rostock und Wilhelmshaven) gelangt das Rohöl auch von Häfen im Ausland durch grenzüberschreitende Pipelines zur Verarbeitung nach Deutschland. Die Pipelines befinden sich im privaten Besitz der Mineralölverarbeitungsunternehmen (BMW 2018d). Tabelle 10 zeigt die Handelswege für den Import von Rohöl. Der überwiegende Teil der Import-Pipelines wurde in den 1960er-Jahren in Betrieb genommen.

Tabelle 10: Importhäfen und -Pipelines

Land	Hafen	Pipeline (Jahr der Inbetriebnahme)	Maximalkapazität der Pipeline [in Mio. t]	Ankunftsort	Angeschlossene Raffinerie(n)	
Deutschland	Brunsbüttel	SHELL (1959)	8,5	Heide	Raffinerie Heide GmbH	
	Hamburg	-	-	Hamburg	Holborn Europa Raffinerie GmbH	
					Nynas GmbH & Co. KG	
	Rostock	PCK* (1969)	6,8	Schwedt	PCK Raffinerie GmbH	
	Wilhelmshaven	-	NDO (1983)	11,5	Hamburg	Holborn Europa Raffinerie GmbH
			NWO (1958)	16,3	Wesseling/Köln	Rheinland Raffinerie Werk Süd
					(über Gelsenkirchen)	Ruhr Öl GmbH
	(über Lingen)		BP Raffinerie Lingen			
Frankreich	Lavéra	SPSE (1963)	35**	Karlsruhe	MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	
Russland über Weißrussland und Polen	-	Druschba/MVL (1963)	22,5	Schwedt	PCK Raffinerie GmbH	
		MVL (1967)	13,5	Spergau/Leuna	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	
Niederlande	Rotterdam	RRP (1960)	6,3 (RUHR OEL: 8,5)	Wesel, weiter über die RUHR OEL-Pipeline nach Gelsenkirchen	Ruhr Öl GmbH	
			14,0	Wesseling/Köln	Rheinland Raffinerie Werk Nord Rheinland Raffinerie Werk Süd	
	Rotterdam über Venlo	RMR- Produktenleitung (1967)	12,5**	Ludwigshafen	-	
				(über Wesseling/Köln)	Rheinland Raffinerie Werk Nord	
					Rheinland Raffinerie Werk Süd	
Italien	Triest	TAL (1967)	45,0	Vohburg	Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH, Standort Vohburg	
				Ingolstadt	Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH	
			3,8	Steinhöring, weiter über die OMV-Pipeline nach Burghausen	OMV Deutschland GmbH	
		TAL-NE (1967)		Neustadt	Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH, Standort Neustadt	
	TAL-OR (1963)	21,0	Karlsruhe	MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG		

Quelle: MWV 2006 und 2018a. \*Zweirichtungsbetrieb. \*\*Nicht Maximalkapazität, sondern Kapazität auf dem Stand 2006.

### **Frankreich**

Die Südeuropäische Pipeline (Société du Pipeline Sud-Européen, SPSE) wurde im Jahr 1963 in Betrieb genommen (MWV 2006). Sie führt Rohöl aus Lavéra (Südfrankreich) in die MiRO-Raffinerie in Karlsruhe, die auch über die TAL-Pipeline mit Rohöl versorgt wird.

### **Polen**

Ebenfalls im Jahr 1963 wurde die Mineralölverbundleitung (MVL) in Betrieb genommen und damit der Anschluss an den nördlichen Strang der Druschba-Pipeline geschaffen, die Öl von Russland über Weißrussland und Polen nach Deutschland in die Raffinerien in Schwedt und Leuna befördert (MWV 2018a). Neben der Versorgung über die Pipeline aus Russland kann die Raffinerie in Schwedt auch über die PCK-Pipeline aus dem Rostocker Hafen beliefert werden.

### **Niederlande**

Der Hafen in Rotterdam hat einen Durchsatz von 103,1 Mio. t Rohöl und 88,5 Mio. t Mineralölprodukten (Port of Rotterdam 2016). Direkt im Hafen befinden sich auch fünf Raffinerien, die Kraftstoffe herstellen,<sup>3</sup> sowie mehrere Raffinerie- und Tanklager, in denen diese Produkte und Rohöl deponiert werden können.

Die RRP führt vom Hafen in Rotterdam nach Deutschland und versorgt die beiden großen Raffineriestandorte in Gelsenkirchen (über die RUHR OEL-Pipeline) und in Köln mit Rohöl, die auch über die Nord-West-Ölleitung (NWO) aus dem Hafen Wilhelmshaven mit dem Rohstoff beliefert werden können. Neben dem Rohöl transportiert die RRP auch Raffinerieprodukte, die ab Venlo (Niederlande) über die Rhein-Main-Rohrleitung (RMR) nach Deutschland gelangen. Sie ist die einzige Import-Pipeline Deutschlands für fertige Mineralölprodukte und führt über die beiden Rheinland-Raffinerien in Köln zu den Verteilzentren in Ludwigshafen und Raunheim. Knapp die Hälfte der importierten Mineralölprodukte wurde im Jahr 2017 aus den Niederlanden eingeführt (19 von 41 Mio. t, MWV 2018a). Tabelle 14 im Anhang listet die vollständigen Importzahlen von Mineralölerzeugnissen nach Ursprungsland auf.

### **Italien**

Im Hafen von Triest werden überwiegend Rohöl-Importe aus Nordafrika, dem Mittleren Osten, Nigeria und Russland umgeschlagen (TAL 2018). Im Jahr 2017 wurden 42,2 Mio. t Rohöl und 1,3 Mio. t Raffinerieprodukte im Hafen durchgesetzt (ESPO 2018).

Das ankommende Rohöl wird zunächst in ein Tanklager in der Nähe des Hafens („San Dorligo della Valle“, Kapazität 2 Mio. m<sup>3</sup>) befördert und anschließend über die Transalpine Pipeline (TAL-Pipeline) weiter transportiert. Die Leitung gliedert sich in drei Abschnitte: Über den ersten Abschnitt gelangt das Öl zum Tanklager in der Nähe von Ingolstadt („Lenting“, Kapazität 0,318 Mio. m<sup>3</sup>), auf dem Weg dorthin werden die Raffinerien in Vohburg und Ingolstadt sowie über eine weitere Pipeline (OMV-Pipeline) die Raffinerie in Burghausen versorgt. Der Abschnitt „TAL-NE“ verbindet das Tanklager und die

---

<sup>3</sup> BP Raffinerie Rotterdam, Gunvor Petroleum Rotterdam, Koch HC Partnerships, Shell Nederland Raffinerie, Esso ExxonMobil.

Raffinerie in Ingolstadt mit der Raffinerie in Neustadt. Über den Abschnitt „TAL-OR“ wird das Öl in die Raffinerie in Karlsruhe transportiert (TAL 2018), die auch über die SPSE aus Frankreich beliefert wird.

## 4 Fazit

Die Produktion und der Vertrieb von fossilen Kraftstoffen erfordern derzeit eine umfangreiche Infrastruktur, die sich räumlich nicht auf Deutschland beschränkt, sondern in ein internationales Geflecht eingebunden ist. Der Transport von Rohöl und Erdgas erfolgt überwiegend leitungsgebunden. Durch die Importzunahme von Rohöl, aber auch von fertigen Kraftstoffen wie Diesel, gewinnen insbesondere die grenzüberschreitenden Transportwege an Bedeutung, während die Kapazitäten der heimischen Raffination nicht ausgebaut werden. Die nationale Investitionstätigkeit in die Infrastruktur der Kraftstoffmärkte ist relativ gering, sodass der Bestand vorhandener Anlagen etwa unverändert bleibt und langfristig sinken könnte.

Gründe sind in der Marktsättigung in Deutschland bei weitgehend gleichbleibender Nachfrage und einer hohen internationalen Wettbewerbsintensität zu sehen. Weltweit nehmen die Raffineriekapazitäten stark zu, u. a. in China und im Mittleren Osten. In Deutschland kommt es zu Verschiebungen im Mix der Mineralölprodukte. Bis 2017 hat die Dieselnachfrage in Deutschland deutlich zugenommen, während der Benzinverbrauch seit einiger Zeit rückläufig ist. Dadurch steigt der internationale Handel mit einzelnen Mineralölprodukten.

Die dargestellten Zusammenhänge über die deutschen Kraftstoffmärkte liefern wichtige Anhaltspunkte für eine mögliche zukünftige Markteinführung alternativer Kraftstoffe. Mineralölprodukte dominieren derzeit den deutschen Kraftstoffmarkt. Alternative Kraftstoffe wie Erdgas, Biokraftstoffe oder Strom spielen bisher nur eine geringe Rolle im Verkehrssektor. Hierbei kann eine unzureichende Infrastruktur deren Entwicklung und Marktdurchdringung beeinträchtigen, wie das Beispiel eines lückenhaften Ladesäulennetzes beim Ausbau der Elektromobilität zeigt. Für die synthetischen Kraftstoffe könnte die vorhandene Infrastruktur zumindest für den Transport genutzt werden.

Auch in Hinblick auf synthetische Kraftstoffe ist die Frage nach dem Infrastrukturausbau bzw. der -anpassung an den zukünftigen Kraftstoffmarkt relevant. Dabei ist die Höhe der Kapitalkosten für die bisherige Infrastruktur keine Größe, die die Endverbraucherpreise stark beeinflusst. Sie werden vor allem durch die Weltmarktpreise, Transportkosten und staatliche Abgaben bestimmt. Nur wenn und dort wo die Preise alternativer Kraftstoffe zukünftig konkurrenzfähig sein werden, werden sie sich am Markt durchsetzen können.

## 5 Literaturverzeichnis

AGEB (verschiedene Jahrgänge): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland.

AGEB (2018): Energiebilanz 2016 der Bundesrepublik Deutschland.

BAFA (2018a): Entwicklung der Bruttoreaffinerieerzeugung. URL: [http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel\\_entw\\_bruttoreaffinerieerzeugung\\_1995\\_2017.html](http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_entw_bruttoreaffinerieerzeugung_1995_2017.html) [abgerufen am 18.01.2019].

BAFA (2018b): RohölINFO Dezember 2017 (Rohölimporte). URL: [http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2017\\_12\\_rohloelinfo.html](http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2017_12_rohloelinfo.html) [abgerufen am 14.12.2018].

BAFA (2018c): MineralölINFO Dezember 2017 (Mineralölabsatz). URL: [http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Mineraloel/2017\\_12\\_mineraloelinfo.html](http://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Mineraloel/2017_12_mineraloelinfo.html) [abgerufen am 20.12.2018].

BDEW (2018): Investitionen der Gasversorger. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/investitionen-der-gasversorger/> [abgerufen am 25.09.2018].

BGR (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover.

BMF (2018): AfA-Tabellen. URL: [https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltungu-Steuerrecht/Betriebspruefung/AfA\\_Tabellen/afa\\_tabellen.html;jsessionid=B45D533BB6A79F351496C501D2F57514](https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltungu-Steuerrecht/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html;jsessionid=B45D533BB6A79F351496C501D2F57514) [abgerufen am 08.11.2018].

BMVI (2017): Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Stand: 28. Juni 2017. URL: [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/konsolidierte-foerderrichtlinie-lis-29-06-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/konsolidierte-foerderrichtlinie-lis-29-06-2017.pdf?__blob=publicationFile) [abgerufen am 03.12.2018].

BMVI (2018): Verkehr in Zahlen 2018/2019.

BMWi (2016): Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Bilder/Energie/gas-fernleitungsnetz-im-ueberblick.html> [abgerufen am 26.09.2018].

BMWi (2018a): Ölkrisenvorsorge und management. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mineraloel-oelbevorratung-transport-oelreserven.html> [abgerufen am 05.10.2018].

BMWi (2018b): Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-instrumente-zur-sicherung-der-versorgung.html> [abgerufen am 05.10.2018].

BMWi (2018c): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung.

- BMWi (2018d): Mineralöl und Kraftstoffe. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/mineraloelversorgung.html> [abgerufen am 14.12.2018].
- BMWi & AGEE-Stat (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.
- BNetzA & BKartA (2017): Monitoringbericht 2017. Bonn.
- BNetzA (2018a): Ladesäulenregister. URL: [www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte](http://www.bundesnetzagentur.de/ladesaeulenkarte) [abgerufen am 20.09.2018].
- BNetzA (2018b): Kraftwerksliste. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html) [abgerufen am 27.09.2018].
- DB (2018): Integrierter Bericht 2017. Deutsche Bahn AG, Berlin.
- Destatis (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis (2017): Güterverkehrsstatistik der Binnenschifffahrt 2016. Fachserie 8, Reihe 4. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis (2018a): Unternehmen, Beschäftigte, Umsatz und Investitionen im Verarbeitenden Gewerbe und Bergbau: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige. GENESIS-Datenbank, Code 42231-0004.
- Destatis (2018b): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung, detaillierte Jahresergebnisse 2017. Fachserie 18, Reihe 1.4. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis (2018c): Verkehr aktuell. Fachserie 8, Reihe 1.1. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis (2018d): Investitionen von Unternehmen: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige. GENESIS-Datenbank, Code 47415-0039.
- Destatis (2018e): Eisenbahnverkehr 2017. Fachserie 8, Reihe 2. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Destatis (2018f): Bruttoinvestitionen im Handel: Deutschland, Jahre, Bruttoinvestitionsarten, Wirtschaftszweige. GENESIS-Datenbank, Code 45341-0007.
- DVFG (2018): Flüssiggas in Zahlen 2018. Berlin.
- EBV (2018): Unterstützung für die Mineralölversorgung entlang des Rheins – Erdölbevorratungsverband greift auf Vorräte zurück. Pressemitteilung vom 26.10.2018. URL: [https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/Pressemitteilung\\_20181026.pdf](https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/Pressemitteilung_20181026.pdf) [abgerufen am 08.11.2018].

- EiD (2018a): EID-Berechnung: Raffineriemargen auf Drei-Jahres-Hoch. URL: <https://www.eid-aktuell.de/2018/09/21/eid-berechnung-raffineriemargen-auf-drei-jahres-hoch/> [abgerufen am 05.10.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2018b): Frachtraten Gasöl ab 2004. URL: <https://www.eid-aktuell.de/2014/04/11/frachtraten-gasoel-ab-2004-1000-t-partie/> [abgerufen am 08.11.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2018c): Anzahl der Autobahntankstellen (BAT) in Deutschland. URL: <https://www.eid-aktuell.de/2018/07/01/anzahl-der-autobahntankstellen-bat-in-deutschland/> [abgerufen am 25.09.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2018d): Tankstellen. Energie Informationsdienst 2/2018, Hamburg.
- EiD (2018e): CNG- und LPG-Tankstellenzahl nach Ländern bzw. Gesellschaften. URL: <https://www.eid-aktuell.de/2018/07/01/cng-und-lpg-tankstellen-nach-landern-bzw-gesellschaften/> [abgerufen am 21.09.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2018f): CNG-Preise. URL: <https://www.eid-aktuell.de/2018/11/02/cng-preise/> [abgerufen am 26.10.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2018g): LPG-Tankstellenpreise (Autogas). URL: <https://www.eid-aktuell.de/inhalt/statistiken/excel-download-lpg-preise/> [abgerufen am 26.10.2018, passwortgeschützt].
- EiD (2019): Raffinerien 2018: Top-Margen dank Kleinwasser. Energie Informationsdienst 03/19, S. 22.
- ESPO (2018): Port of Trieste. Throughput Statistics. URL: [http://www.porto.trieste.it/wp-content/uploads/2017/04/Statistiche\\_ESPO\\_Gennaio-Dicembre-2017.pdf](http://www.porto.trieste.it/wp-content/uploads/2017/04/Statistiche_ESPO_Gennaio-Dicembre-2017.pdf) [abgerufen am 12.12.2018].
- FNB (2018): Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Entwurf. Berlin.
- Gunvor (2014): 50 Jahre Raffinerie Ingolstadt – Wärme und Mobilität mit Perspektive. URL: <https://gunvor-raffinerie-ingolstadt.de/hp11787/Unsere-Raffinerie-feiert-Geburtstag.htm> [abgerufen am 17.09.2018].
- IEA (2018): World Energy Investment 2018. Paris.
- KBA (2018): Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017. URL: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr\\_in\\_kilometern\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html) [abgerufen am 28.09.2018].
- KfW (2018): Erneuerbare Energien – Speicher. URL: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilie/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilie/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275)/) [abgerufen am 27.09.2018].
- LBEG (2018): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover.
- MERO Germany (2018): Unternehmensgeschichte. URL: <http://www.mero-germany.de/unternehmensgeschichte> [abgerufen am 04.10.2018].



- MWV (2006): Mineralölversorgung mit Pipelines. Hamburg.
- MWV (2017): Raffineriekapazitäten. URL: <https://www.mwv.de/statistiken/raffineriekapazitaeten/> [abgerufen am 17.09.2018].
- MWV (2018a): Jahresbericht 2018. Mineralölwirtschaftsverband, Berlin.
- MWV (2018b): Tankstellenbestand. URL: <https://www.mwv.de/statistiken/tankstellenbestand/> [abgerufen am 17.09.2018].
- MWV (2018c): Preiszusammensetzung. URL: <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/> [abgerufen am 17.09.018].
- Neumann, A., Göke, L., Holz, F., Kemfert, C. und von Hirschhausen, C. (2018): Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig. DIW Wochenbericht Nr. 27/2018, S. 590–597.
- Nord Stream (2013): Nord Stream in Zahlen. URL: [https://www.nord-stream.com/de/presse-info/infotehek/?page=3&stream.com%2Fdownload%2Ffile%2Fdocuments%2Fpdf%2Fde%2F2013%2F11%2Fnord-stream-in-zahlen\\_177\\_20131128.pdf&usg=AOvVaw33Vgah89jt59Nahs2KfUji](https://www.nord-stream.com/de/presse-info/infotehek/?page=3&stream.com%2Fdownload%2Ffile%2Fdocuments%2Fpdf%2Fde%2F2013%2F11%2Fnord-stream-in-zahlen_177_20131128.pdf&usg=AOvVaw33Vgah89jt59Nahs2KfUji) [abgerufen am 04.10.2018].
- Nord Stream (2018a): Die Planung der Nord Stream-Pipeline. URL: <https://www.nord-stream.com/de/das-projekt/planungsphase/> [abgerufen am 01.10.2018].
- Nord Stream (2018b): Nord Stream in 2017 mit 93 Prozent Auslastung und 51 Milliarden Kubikmeter Erdgas für die EU. Pressemitteilung vom 16. Januar 2018. URL: <https://www.nord-stream.com/de/presse-info/pressemitteilungen/nord-stream-in-2017-mit-93-prozent-auslastung-und-51-milliarden-kubikmeter-erdgas-fuer-die-eu-500/> [abgerufen am 04.10.2018].
- NPE (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland – Statusbericht und Handlungsempfehlungen. Nationale Plattform Elektromobilität, Berlin.
- Öko-Institut (2016): Electric mobility in Europe – Future impact on the emissions and the energy systems. Final report of task 2 – Assessing the status of electrification of road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system. Berlin.
- OPEC (2018): Annual Statistical Bulletin. Wien.
- O’Sullivan, M., Edler, D. & Lehr, U. (2018): Ökonomische Indikatoren des Energiesystems: Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2016. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- Port of Rotterdam (2016): Facts & Figures on the Rotterdam Energy Port and Petrochemical Cluster. URL:

- <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/facts-figures-energy-port-and-petrochemical-cluster.pdf?token=vHfZySB6> [abgerufen am 11.12.2018].
- RMR (2015): Einblicke in die Rhein-Main-Rohrleitungstransportgesellschaft m. b. H. URL: <http://www.rmr-gmbh.de/RMR-Einblicke-2015.pdf> [abgerufen am 04.10.2018].
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2017): Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Berlin.
- TAL (2018): Installationen. URL: <https://www.tal-oil.com/de/installationen/seehafenterminal.html> [abgerufen am 13.12.2018].
- TOTAL (2018): TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland. URL: <https://www.total.de/ueber-total/profil-in-deutschland/raffinerie-mitteldeutschland.html#oben> [abgerufen am 04.10.2018].

## 6 Anhang

**Tabelle 11:** *Mineralölraffinerien in Deutschland*

	Name	Standort	jährliche Verarbeitungskapazität 2017 [in 1.000 t]
1	Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH	Neustadt & Vohburg	10.300
2	BP Raffinerie Lingen	Lingen (Ems)	4.700
3	Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH	Kösching/Ingolstadt	5.000
4	Holborn Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	5.150
5	MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Karlsruhe	14.900
6	Nynas GmbH & Co. KG	Hamburg	2.190
7	OMV Deutschland GmbH	Burghausen	3.700
8	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	11.480
9	Raffinerie Heide GmbH	Hemmingstedt	4.200
10	Rheinland Raffinerie Werk Nord	Köln	9.300
11	Rheinland Raffinerie Werk Süd	Wesseling	7.300
12	Ruhr Öl GmbH	Gelsenkirchen	12.800
13	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	12.000

Quelle: MWV 2018a.

**Tabelle 12:** *Mineralöl-Pipelines in Deutschland*

	Name	Streckenverlauf	Länge innerhalb Deutschlands [in km]
1	MERO (R)	Vohburg – Nelahozeves (CZ)	180
2	MIPRO (P)	Spergau – Hartmannsdorf	107
3	MVL (R)	Grenze Polen (aus Adamowo) – Spergau	365
4	NDO (R)	Wilhelmshaven – Hamburg	144
5	NWO (R)	Wilhelmshaven – Wesseling (Köln)	391
6	OMV (P)	Burghausen – München	123
7	OMV (R)	Steinhöring – Burghausen	62
8	PCK (P)	Schwedt – Seefeld	78
9	PCK (R)*	Rostock – Schwedt	201
10	RMR (P)	Grenze Niederlande (aus Rotterdam) – Ludwigshafen bzw. Raunheim	523
11	RRB (P)	Rostock bzw. Spergau – Böhlen	437
12	RRP (R)	Rotterdam (NL) – Köln bzw. Wesel	146
13	RUHR OEL (P)	Gelsenkirchen – Duisburg	32
14	RUHR OEL (R)	Wesel – Gelsenkirchen	43
15	SHELL (P)	Heide – Brunsbüttel	31
16	SHELL (R)	Brunsbüttel – Heide	31
17	SPSE (P)	Lavéra (F) – Karlsruhe	24
18	TAL (R)	Triest (I) – Ingolstadt bzw. Karlsruhe	454

Quelle: MWV 2006 und 2018c. R = Rohölleitung, P = Produktenleitung. \* Zweirichtungsbetrieb

**Tabelle 13:** *Rohölimporte nach Deutschland nach Ursprungsländern*

Ursprungsland	2017 (in 1.000 t)	2016 (in 1.000 t)	Veränderung 2017/2016
Russland	33517	36048	-7,0 %
Norwegen	10303	11190	-7,9 %
Großbritannien	8555	9210	-7,1 %
Kasachstan	8114	8375	-3,1 %
Libyen	6915	1779	288,7 %
Nigeria	4916	3810	29,0 %
Irak	4675	3146	48,6 %
Aserbaidshjan	2451	5131	-52,2 %
Algerien	1958	3266	-40,0 %
Ägypten	1737	1740	-0,2 %
Saudi-Arabien	1021	812	25,7 %
USA	868	608	42,8 %
IRAN	794	0	
Ghana	662	202	227,7 %
Venezuela	654	407	60,7 %
Dänemark	612	503	21,7 %
Elfenbeinküste	460	492	-6,5 %
Niederlande	440	327	34,6 %
Mexiko	345	854	-59,6 %
Italien	316	235	34,5 %
Polen	219	223	-1,8 %
Angola	205	675	-69,6 %
Äquatorialguinea	180	304	-40,8 %
Kuwait	176	190	-7,4 %
Tunesien	160	284	-43,7 %
Kolumbien	138	228	-39,5 %
Brasilien	97	208	-53,4 %
Südafrika	87	0	
nicht ermittelte Länder	82	680	-87,9 %
Republik Kongo	39	0	
Schweden	30	16	87,5 %
Guatemala	14	0	
Frankreich	3	18	-83,3 %
Turkmenistan	0	159	-100,0 %
Kanada	0	32	-100,0 %
Russland	33517	36048	-7,0 %
Norwegen	10303	11190	-7,9 %
Großbritannien	8555	9210	-7,1 %
Kasachstan	8114	8375	-3,1 %
Libyen	6915	1779	288,7 %

Quelle: BAFA 2018b.

**Tabelle 14:** *Importe von Mineralölerzeugnissen nach Deutschland nach Ursprungsländern im Jahr 2017*

Ursprungsland	Erzeugnisse insgesamt (in 1.000 t)
Niederlande	19020
GUS	7888
Belgien/Luxemburg	6155
Schweden	1215
USA	728
Frankreich	667
Tschechien	639
Großbritannien	542
Finnland	447
Norwegen	342
Österreich	325
Algerien	325
Polen	211
Dänemark	181
Slowakei	173
Ungarn	172
Venezuela	118
Spanien	109
Libyen	86
Litauen	85
Lettland	61
Italien	49
Kroatien	16
Slowenien	8
Irland	4
Estland	3
Argentinien	2
sonstige Länder Europas (exkl. EU)	839
sonstige Länder Afrikas	367
sonstige Länder	122
sonstige Länder Amerikas	121
sonstige EU-Länder	22
sonstige Länder Naher Osten	22

Quelle: MWV 2018a.